

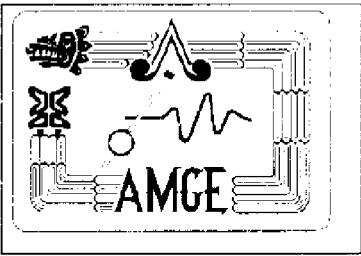
Boletín de la

ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION

Contenido

	<i>Página</i>
• Aplicación del sistema de posicionamiento global (GPS) como apoyo en la adquisición de datos sísmicos 3D <i>José Manuel Díaz López</i>	1
• Posicionamiento de Estudios Sísmicos 3D Marinos <i>Adolfo Gutiérrez López</i>	8
• Aseguramiento de calidad, factor Importante de la confiabilidad en la Adquisición Sísmica Tridimensional <i>Gerardo Hernández Calderón y Gabriel González C.</i>	15
• Multi-component 3D Seismic Pilot Study in the Orinoco Heavy Oil Belt <i>M. Lansley, R. Van Dok, M. Yale, C. Bordenave, A. Chaouch, J. Tachet</i>	23
• Implementation of Prestack Waveform inversion using a genetic Algorithm, an example from East Texas Woodbine Gas Sand <i>Subhashis Mallick</i>	27
• Secuencia de procesamiento 3D de datos sísmicos terrestres ruidosos para AVO: Un caso histórico <i>Hans A. Meinardus, Rafael Sánchez, Rubén D. Martínez y Javier Cisneros</i>	31
• Atenuación de múltiples mediante remuestreo espacial y transformada Radon <i>Miguel A. Cruz Mercado y Jorge A. Mendoza Amuchástegui</i>	38

	Página
● Inversión Sísmica de Born aplicada a datos reales como ejemplo de inversión de ecuación de onda	45 <i>Luis Mario Palacios Reyes</i>
● Una alternativa para la eliminación de ruido incoherente aplicado a datos marinos	50 <i>Alfredo Trujillo Alcántara y Arturo Diego Orozco</i>
● Migración en profundidad antes de apilar: Un breve tutorial	55 <i>S. Chávez Pérez, J. A. Mendoza Amuchástegui y A. Diego Orozco</i>
● Refining 3D velocity models for depth migration using tomography: Application to rapid permafrost variations in Alaska's north slope transition zone province	60 <i>A. González, A. Ramírez, J. Kapoor, D. Ince, T. P. Summers, S. Michell</i>
● Comparación de las migraciones en tiempo y profundidad del estudio sísmico 3D de Monterrey	65 <i>Hans Meinardus, Claudio Nieto, Alvaro Chaveste y Jesús Castañeda</i>
● Representación subsalina en profundidad antes de apilar, del subvolumen Coatzacoalcos	73 <i>A. Diego, J. Mendoza W. Kessinger, J. Gazdag, R. León</i>



ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION, A.C.

MARINA NACIONAL 329 TORRE PISO 11

COL. VERONICA ANZURES C.P. 11311

TEL.: 531.6313 FAX: 531.6314 E-MAIL: gperez@smx.pep.pemex.com

CONSEJO DIRECTIVO

1997-1998

Presidente	DR. GUILLEMO PEREZ CRUZ
Vicepresidente	ING. CESAR NAVARRO TAFOLLA
Secretario	ING. JOSE MANUEL ABLANEDO AGUIRRE
Tesorero	M.C. RODOLFO MARINES CAMPOS
Protesorero	ING. B. PATRICIA OCEGUERA SERRANO
Editor	M.I. ALEJANDRO SANDOVAL SOLIS
Co-Editor	M.I. GERARDO BASURTO BORBOLLA
Coor. Ayuda Mutua	ING. CARLOS A. VILLEGRAS CARRASCO
Sub. Coor. Ayuda Mutua	ING. EDUARDO LEON TAPIA
Coor. Eventos Técnicos	M.C. JORGE A. MENDOZA AMUCHASTEGUI
Coor. Eventos Sociales	ING. JOSE JAIME RUIZ HERNANDEZ
Comité Jubilados	ING. MARIO ROSELLO GUZMAN

CONSEJO DE HONOR Y JUSTICIA

M.C. SALVADOR HERNANDEZ GONZALEZ
ING. JORGE REYES NUÑEZ
M.C. RAYMUNDO AGUILERA IBARRA

PRESIDENTES DELEGACIONALES

Cd. del Carmen	ING. SANTIAGO ARELLANO ISLAS
Coatzacoalcos	ING. RAFAEL CLEMENTE MARTINEZ
Poza Rica	ING. GABRIEL GONZALEZ COVARRUBIAS
Reynosa	ING. ARMANDO CRUZ LOPEZ
Tampico	ING. ENRIQUE DE LA ROSA SANTOSCOY
Villahermosa	ING. JORGE BARRIOS RIVERA
Veracruz	ING. ISIDRO DE LUNA ESQUIVEL

COMITES DE ESPECIALIDAD

Operaciones Geofísicas	ING. ALFONSO ORTEGA LEITE
Procesado Sísmico	ING. CARLOS VELAZQUEZ TAFOYA
Interpretación Geofísica	M.I. ARTURO SOTO CUERVO
Interpretación Interactiva	ING. JOSE MARTINEZ LANDIN
Geofísica de Yacimientos	DR. RUBEN DARIO MARTINEZ
Métodos Potenciales	ING. JULIAN CABRERA SANCHEZ

Para todo asunto relacionado con el Boletín Técnico, como manuscritos, suscripciones, descuentos especiales a bibliotecas públicas o universidades, publicaciones, anuncios, etc., dirigirse a:

M.I. Alejandro Sandoval Solis
Edificio Pirámide PEP 5to. piso
Villahermosa, Tabasco
Tel.: (93) 101853
Fax: (93) 101741

Email: asansol@pep.pemex.com

Las aseveraciones y opiniones expresadas en los escritos en este Boletín, son de la exclusiva responsabilidad de los autores.

Boletín de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración. Boletín Trimestral, editado por la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, Apartado Postal 57-275, 06500 México, D.F. Solicitada la Autorización como correspondencia de segunda clase en la Administración de Correos, D.F. Solicitada la licitud correspondiente a la Dirección de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Educación Pública. Prohibida su reproducción total o parcial sin la autorización de la AMGE.

EDITORIAL

En este boletín incluimos algunos de los mejores trabajos técnicos presentados en el VIII Simposium de Geofísica realizado en octubre de 1998. Se seleccionaron para este ejemplar las contribuciones en: Posicionamiento, Adquisición y Procesamiento Sísmico.

En la parte de Posicionamiento se seleccionaron dos trabajos, uno de posicionamiento terrestre y otro de posicionamiento marino. Sus correspondientes autores J.M. Díaz López y A. Gutiérrez López, nos presentan los principios, prácticas e importancia de los sistemas de posicionamiento global en la adquisición de datos sísmicos.

G. Hernández Calderón y G. Covarrubias C. en su trabajo de aseguramiento de calidad en adquisición sísmica nos hacen ver la importancia de realizar sistemáticamente el control de calidad para contar con datos que puedan ser confiables para su análisis e interpretación posterior.

M. Lansley et al describen la aplicación de sísmica multicomponente para el estudio de un campo de aceite pesado en Venezuela. Por su parte, H. Meinardus et al describen la secuencia de procesos sísmicos que los llevó a la obtención de imágenes nítidas del subsuelo, apropiadas para la aplicación confiable de AVO.

Se incluyen dos trabajos de atenuación de múltiples. M.A. Cruz Mercado utiliza la transformada Radón, mientras que A. Trujillo Alcántara aplica apilado diversificado. Fueron seleccionados dos trabajos de inversión sísmica. El trabajo de S. Mallick lo hace a través de un algoritmo genético en datos del este de Texas y por su cuenta L.M. Palacios Reyes aplica el algoritmo de Born. En ambos casos los resultados son bastante interesantes.

Finalmente, se seleccionaron cuatro trabajos de migración en profundidad. Empezamos con el tutorial de S. Chávez Pérez et al, seguido por el de Al González Serrano et, que pone énfasis en un refinamiento del campo de velocidades, factor sustantivo en cualquier trabajo de migración en profundidad. Hans Meinardus et al nos presentan una comparación de los resultados de migración en profundidad vs migración en tiempo para un volumen de datos del campo Monterrey en la cuenca de Burgos. Para cerrar, A. Diego et al nos presentan los resultados de la aplicación de un algoritmo de dos pasos para la migración en profundidad antes de apilar sobre una porción del estudio sísmico tridimensional Coatzacoalcos.

Esperamos que aquellos que no hayan tenido la oportunidad de asistir a Veracruz al VIII Simposium disfruten del material de este boletín, que sin duda recopila trabajos de interés calidad y actualidad.

Aplicación del sistema de posicionamiento global (GPS) como apoyo en la adquisición de datos sísmicos 3D

José Manuel Díaz López. Subgerencia de Operación Geofísica. Región Norte

RESUMEN

La aplicación de la tecnología GPS ha tenido un incremento muy importante dentro de las actividades relacionadas con la Ingeniería Cartográfica y Geodésica para los estudios de adquisición sísmica tridimensional dentro de PEP, resaltando sobre todo la eficiencia de esta metodología en el posicionamiento de pozos y localizaciones exploratorias, en términos de tiempo, costo y precisión.

El GPS es un método de medición geodésica que se basa en las señales transmitidas por la constelación satelital NAVSTAR las cuales son recibidas por equipos receptores portátiles en tierra, mar y aire.

Todos los georeceptores GPS se componen de una antena, un receptor y un procesador; la antena recibe las señales enviadas por los satélites, el receptor transforma estas señales en distancias y el procesador las convierte en coordenadas geocéntricas tridimensionales.

Se dividen en cuatro grupos: Navegadores, GPS GIS Topográficos y Geodésicos.

Los georeceptores del tipo geodésico, son de doble frecuencia generalmente resistentes y compactos los más precisos: son los que utiliza actualmente PEP en el posicionamiento de redes de control primario, pozos e instalaciones petroleras y levantamientos de estudios de exploración sísmica. La ventaja con respecto a los demás tipos de receptores independientemente de la precisión, es el tiempo de observación considerablemente más corto.

El posicionamiento para la implementación de un diseño sísmico 3D se lleva a cabo por el método GPS estático diferencial para control primario y cinemático en tiempo real para el plantado del estacado de los sismodetectores. Sin necesidad de un post-proceso, con este método, utilizando mediciones desde una estación de referencia cuyas coordenadas son lo suficientemente precisas, el georeceptor base calcula las correcciones a partir de su posición conocida, y las transmite a los receptores remotos para corregir su posición, con precisiones centimétricas. Lo cual es requerido para la delimitación y caracterización de yacimientos petroleros. La obtención de coordenadas en el sistema GPS datum WGS-84 son ajustadas al marco de

referencia cartográfico Nacional ITRF92 (Marco de Referencia Terrestre Internacional) época 1988 del IERS (Servicio Internacional de Rotación de la Tierra) adoptado oficialmente por el INEGI en abril de 1998.

INTRODUCCION

Con el desarrollo e implementación de nuevas tecnologías en los métodos de levantamientos geodésicos, destacando principalmente el sistema de posicionamiento global GPS. Pemex exploración producción ha tenido la necesidad de utilizar esta nueva tecnología con el objetivo principal de unificar los diferentes sistemas de coordenadas locales que tradicionalmente se habían utilizado para la ubicación de sus instalaciones petroleras, a un marco de referencia espacial que permita definir con exactitud y precisión la posición geodésica de dichas instalaciones y los principales rasgos y detalles de interés geográfico de acuerdo al sistema cartográfico nacional.

De tal manera que con el empleo de esta metodología se obtengan en menor tiempo, y con mayor precisión las coordenadas x, y, z cuyos datos en combinación con cartografía actualizada y digitalizada debidamente georeferenciada nos permitirán apoyar los estudios sísmicos tridimensionales programados en la Región Norte de manera más eficiente con los sistemas de información geográfica (SIG) con el que actualmente se cuenta; así como los trabajos de interpretación en los estudios de delimitación y caracterización de yacimientos petroleros.

SISTEMA DE POSICIONAMIENTO GLOBAL (GPS)

Es un método de posicionamiento y navegación que utiliza las señales transmitidas por la constelación de los satélites NAVSTAR, (Navigation Satellite Timing and Ranging) estas señales son captadas por receptores portátiles instalados en vehículos de tierra, mar y aire. Las señales de los satélites son utilizadas para resolver las ambigüedades y

determinar la posición tridimensional de un punto de observación.

De una manera general el sistema GPS está conformado por tres subsistemas

- a.- subsistema satelitario
- b.-subsistema de control
- c.- subsistema del usuario

a.-SUBSISTEMA SATELITARIO

Iniciado por el departamento de defensa de USA en 1973 con satélites NAVSTAR los cuales fueron puestos en órbita en 3 bloques, el 1^o con 10 satélites (SV) en 1978, el 2^o aumento a 18 SV en 1989 y el 3^o complementó en 1993 la constelación actual de 30 SV de los cuales 24 están activos y 6 de repuesto (Fig. 1).

Sus funciones principales son:

1. - Recibir y almacenar información y manejar efemérides controladas
2. - Mantener el tiempo de precisión de los relojes.
- 3.- Transmitir información a los usuarios.

Características de la Constelación Satelital:

- 1.-Giran en órbitas elípticas formando 6 planos, con 4 satélites c/u, espaciados a 90° y a 55°de inclinación con respecto al ecuador.
- 2.-Tienen relojes atómicos de precisión standard de una billonésima de seg. de pulsos de rubidio-cesio-cuarzo, entre dos medidas de tiempo.
- 3.- Cada SV pesa aprox. 450 Kg. su fuente de poder son baterías de níquel cadmio de 27 voltios alimentadas por paneles solares de 7 m².
4. - Están situados a una altura de 20183 km, completando sobre sus órbitas aprox. 1 vuelta a la tierra en 12 hrs. Dando servicio por 24 hrs. de cobertura mundial entre las latitudes 70°N y 70°S.
5. - Cada satélite se identifica y se define por un código de señal de ruido PRN(PseudoRandom Noise) pseudo ruido aleatorio.

b.- SUBSISTEMA DE CONTROL

Lo constituyen principalmente 5 estaciones terrenas, una maestra y cuatro de control (fig.2), encargadas del buen funcionamiento de la constelación satelital NAVSTAR y del cálculo de efemérides o coordenadas espaciales de cada uno de sus satélites. Dichas estaciones se encuentran ubicadas en los siguientes lugares:

- | | |
|-----------------------|--------------|
| 1. - Colorado Springs | Ca. USA |
| 2. - Hawái | O. Pacífico |
| 3. - Ascension | O. Atlántico |
| 4. - Diego García | O. Índico |
| 5. - Kuajalein | O. Pacífico |

Función de la estación maestra Colorado Springs:

- a: selecciona la disponibilidad del uso SV
- b: revisa y corrige sus relojes
- c: predice órbitas
- d: Calcula las efemérides y coeficientes de correlación del tiempo de órbitas

Funciones de las estaciones de control, 3, 4 y 5:

- a: Reciben datos de la estación maestra y controlan el funcionamiento de los SV para calcular las efemérides, corrección de reloj, comandos telemétricos y otros.

Estaciones de Control, 2, 3 y 4:

- a: Registran el adelanto o retraso de cada satélite y su funcionamiento

c.- SUBSISTEMA DE USUARIOS

Conformado por personas civiles y militares que hacen uso de las señales satelitarias para fines de posicionamiento y navegación (fig.3). La interrelación de estos subsistemas establecen el principio básico del posicionamiento satelitario es decir el subsistema de control determina el cálculo de las coordenadas espaciales de los satélites por medio de observaciones a través de instrumentos especializados. Estas efemérides son enviadas a los satélites para que estos a su vez las retransmitan al subsistema del usuario quienes por medio de georeceptores de tamaño compactos y diversos las utilicen para calcular su posición.

De acuerdo a lo anterior dividimos en cuatro grupos a los receptores.

Geodésicos.- Son de doble frecuencia. miden pseudodistancias y fase portadora son los más precisos, la precisión en la línea base es: 5mm+1ppm en método estático y 10 a 20 mm+1ppm en métodos dinámicos.

Topográficos.- De una frecuencia regularmente más ligeros, pueden medir pseudorangos y fase portadora los períodos de observación resultan el doble que con los equipos de doble frecuencia su precisión en la línea base es: 10mm+2ppm en estático y 15 a 30mm+2ppm en método dinámico.

GPS GIS.- Generalmente miden seudodistancias y son utilizados para apoyo cartográfico en Sistemas de Información Geográfica. Tienen precisión de 1 a 5 metros en levantamientos estáticos.

Navegadores.- Sirven como sistemas de georeferenciaciación a todo objeto en movimiento como pueden ser: barcos, aviones, automóviles, exploradores etc. permitiendo seguir rutas hacia puntos conocidos, ejem.: un puerto, un aeropuerto o un lugar turístico. Solo miden seudodistancias y no requieren gran precisión, tienen una exactitud de +100m.

TIPOS DE MEDICIONES GPS

Todos los georeceptores GPS se componen de una antena un receptor y un procesador (Fig.3 y 4); la antena recibe las señales enviadas por los satélites, el receptor las convierte en distancias y el procesador las transforma en coordenadas tridimensionales. Las distancias recibidas se dividen en dos tipos:

a.- *Pseudodistancias.* Obtenidas a partir de la sincronía de los relojes de los satélites y el del receptor, auxiliados por códigos modulatorios se determina el tiempo en que tarda en llegar la señal desde el satélite correspondiente hasta el receptor y considerando la velocidad de la luz 300000 Km/seg se determina la pseudodistancia, método utilizado para el posicionamiento instantáneo en la navegación. En condiciones normales de observación la precisión es del orden de 15m en posición horizontal y 25m en posición vertical, pero cuando la señal es degradada por el depto. De defensa USA nos da una precisión hasta de 100m y 150m respectivamente.

b.- *Medición de la fase de la frecuencia portadora.* Obtenida por la señal electrónica transmitida por el satélite y la medición del receptor en forma continua acumulando las diferencias de fase entre la señal que le llega y la fase de su propio oscilador. El receptor ignora el numero total de ciclos completos y por medio de un programa de postproceso se obtienen las ambigüedades para que con el número de ciclos conocidos se determine la distancia con una precisión milimétrica. Las ambigüedades se definen como:

a.- El numero total de ciclos de la señal asociada con la primera medición, en diferencias de tiempo y diferencias de fase.

b.- Destasamiento de voltaje y corriente de una señal al ser perturbada por una alteración física, en el momento de entrar a la atmósfera terrestre.

Sistemas diferenciales en tiempo real

Actualmente se ha incrementado el uso de sistemas diferenciales en tiempo real con lo que al momento y sin esperar un postproceso podemos obtener precisiones métricas a centímetros, utilizando las pseudodistancias la precisión puede variar desde 0.30m hasta 10m dependiendo del receptor, utilizando mediciones de fase portadora se pueden tener precisiones de 1 a 2cm y esto solamente algunos equipos pueden hacerlo.

Para estos sistemas en tiempo real se deben considerar los radiomodems requeridos para transmitir y recibir correcciones o datos, cuando utiliza pseudorangos el receptor ubicado en el punto de control calcula las correcciones de pseudodistancias a partir de su posición conocida transmitiéndolas al receptor móvil o remoto este recibe las correcciones y corrige su posición. Cuando mide diferencias de fase portadora el receptor de referencia ha de

situarse en un punto cuyas coordenadas sean lo suficientemente precisas. La estación de referencia transmite sus coordenadas y los datos captados de los satélites al receptor móvil y es en este donde se procesan todos estos datos. Las coordenadas mostradas y grabadas en el remoto estarán calculadas con respecto a la estación de referencia. El método diferencial en tiempo real a partir de mediciones de fase, solo utiliza equipo geodésico y topográfico a esta técnica de medición también se le conoce como RTK por sus siglas en inglés: Real Time Kinematic (fig.4).

APLICACIONES EN PEP

Pemex exploración y producción desde 1994 utiliza esta nueva tecnología empleando el método estático diferencial GPS para el posicionamiento de estaciones de control que conforman redes geodésicas en la Región Norte (fig. 6), las cuales fueron ligadas y readjustadas recientemente a las estaciones GPS (Tampico y Villahermosa) de la red geodésica nacional activa dentro de las especificaciones del nuevo marco de referencia geodésico y cartográfico (ITRF-92). A partir de estas estaciones se propagan los trabajos de levantamiento topográficos y de redes geodésicas secundarias en donde se puede combinar los métodos estático diferencial y cinemático en tiempo real para la implementación de un diseño sísmico 3D (fig. 4), ubicación de instalaciones petroleras, pozos exploratorios y de desarrollo así como el control terrestre para apoyo fotogramétrico en la obtención de ortomapas digitales (Fig.5)

Precisión del sistema GPS

El proceso y ajuste de una Red se efectúa después que se analizan los cierres lineales y ppm de las figuras geométricas que conforman dicha Red (fig. 5 y 7) los cuales deben de estar dentro de los standares de precisión para los levantamientos con sistema GPS de acuerdo a la siguiente clasificación:

ORDEN	CLASE	PRECISIÓN	P.P.M.
AA	UNICA	1:100 000 000	0.01
A	UNICA	1: 10 000 000	0.1
B	UNICA	1: 1 000 000	1.0
C	UNICA I	1: 100 000	10.0
C	UNICA II	1: 50 000	20.0

Resultados obtenidos

En marzo de 1995 PEP inicio el proyecto denominado: "Conversión y captura de coordenadas al sistema CUTM de prospectos sísmicos y posicionamiento de pozos mediante sistema GPS" en las regiones norte y sur. La obtención de coordenadas de los trabajos anteriormente mencionados son el resultado del proceso de transformación entre los sistemas WGS-84 (modelo elipsoidal GPS), al

ITRF.92 (marco de referencia terrestre internacional adoptado recientemente por el INEGI) Y de éste al NAD-27 (Datum Norteamericano de 1927) en la proyección de la cuadricula universal transversa de mercator (CUTM) sistema oficial anterior (hasta septiembre de 1997) en el que están referenciados los trabajos cartográficos en Pemex Exploración producción. Por lo cual se recomienda a partir de esta fecha utilizar los valores en el nuevo marco de referencia cartográfico ITRF.92 con el fin de mantener el grado de precisión y confiabilidad del sistema GPS.

Actualmente en la Región Norte se tienen los siguientes resultados en el posicionamiento GPS de pozos y estudios de sísmica tridimensional. (tabla 1)

1. - Densificar el apoyo geodésico GPS en PEP Región Norte y concluir el proyecto del posicionamiento a pozos e instalaciones petroleras.
2. - Utilizar esta información con Sistemas Interactivos para la delimitación y caracterización de yacimientos petroleros.
3. - Manejar un solo marco de referencia geodésico cartográfico, el ITRF.92 época 1988.
4. - Elaborar una base de datos con cartografía digitalizada actualizada que facilite el enlace con los sistemas de información geográfica con que actualmente se cuenta.

Conclusiones

El uso de la tecnología GPS ha revolucionado los métodos de levantamiento geodésico y topográfico tradicionalmente utilizados en los trabajos de adquisición de datos sísmicos en Pemex Exploración Producción; sin olvidar los alcances de esta técnica que como todo tiene sus limitaciones, en algunas ocasiones se tendrá que combinar con los métodos convencionales y a medida que se obtengan las ventajas entre estos dos sistemas de posicionamiento; definitivamente el GPS será el mas rentable por los ahorros considerables en tiempo, costo y las precisiones alcanzadas en la ejecución de estos trabajos de acuerdo al equipo y método desarrollado. Logrando con esto la obtención de trabajos de calidad, por lo que se sugiere:

Referencias Bibliográficas:

- Differential GPS Explained. Jeff Hurn
GPSurvey Training course manual. Trimble Navigation
Surveying & Mapping Division.
La Ingeniería Topográfica hacia el Siglo XXI. Memorias Técnicas CITAC
El Sistema de Posicionamiento Global en la ingeniería
Topográfica: Colegio de Ingenieros Topógrafos A.C
Red Geodésica Nacional Activa. INEGI
Red Geodésica GPS PEP. Subgecia. Ofn. Geofísica Gerencia
de Exploración Región Norte.

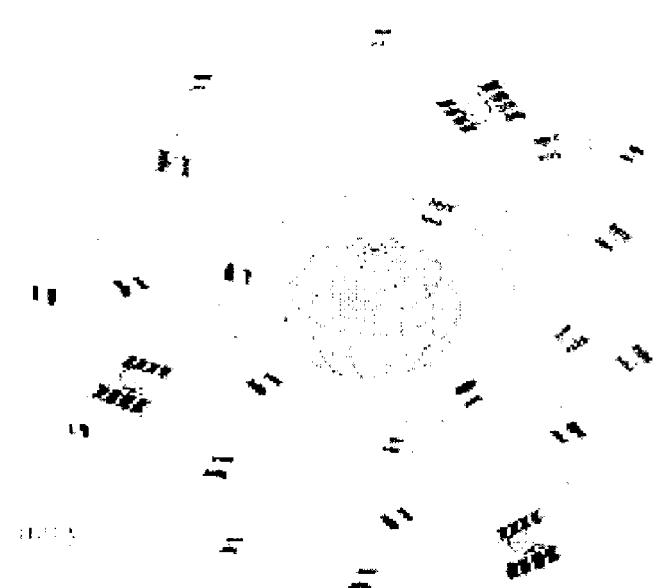


FIG. 1. Subsistema Satelitario

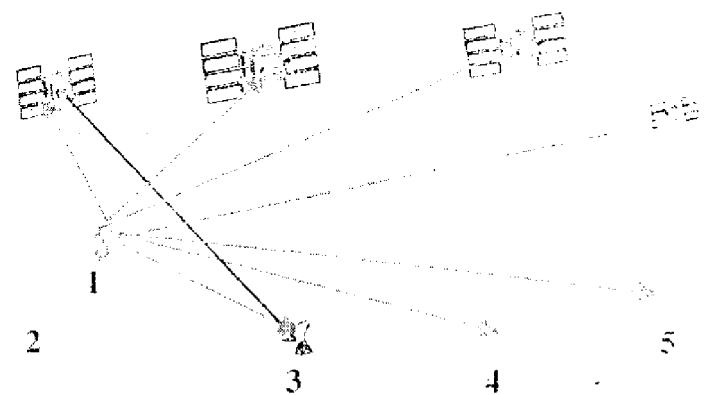


FIG. 2. Subsistema de Control

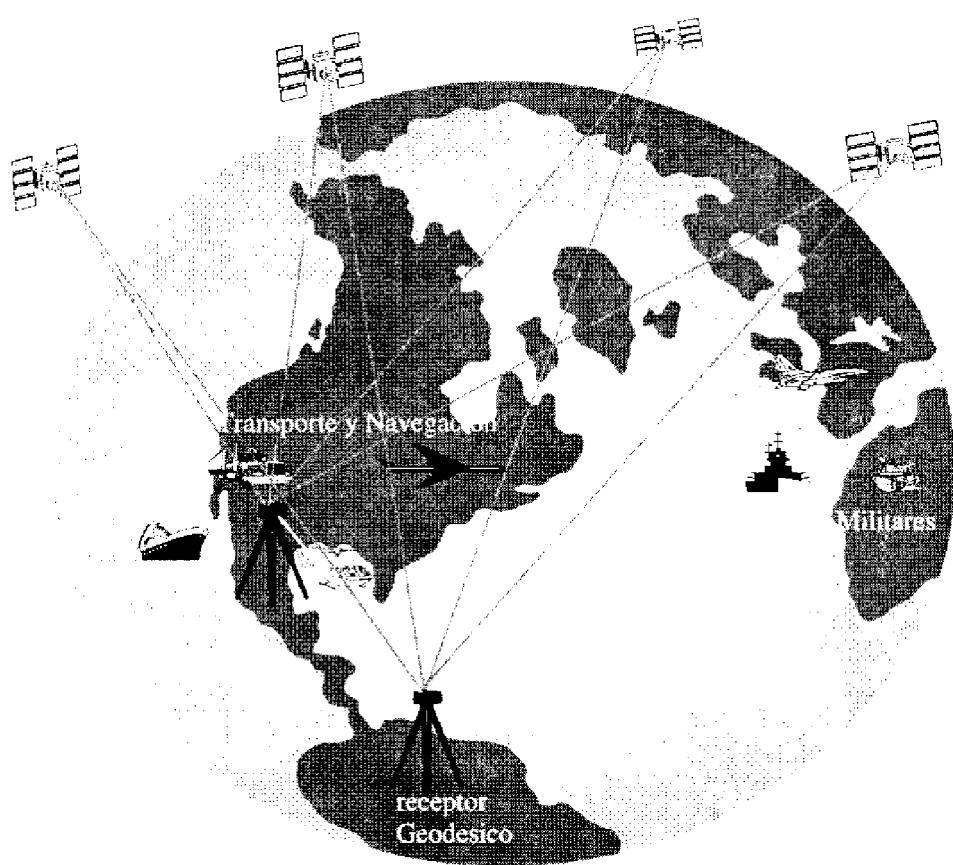


FIG. 3. Subsistema de usuarios

Residencia Exploración	Total de pozos	Ubicados GPS	Estudios sísmicos 3D GPS
Reynosa	2945	1896	16
Tampico	aprox. 9600	6600	4
Poza Rica	3163	3034	4
Vera Cruz	440	436	2

Tabla 1 .Posicionamiento GPS en PEP RN

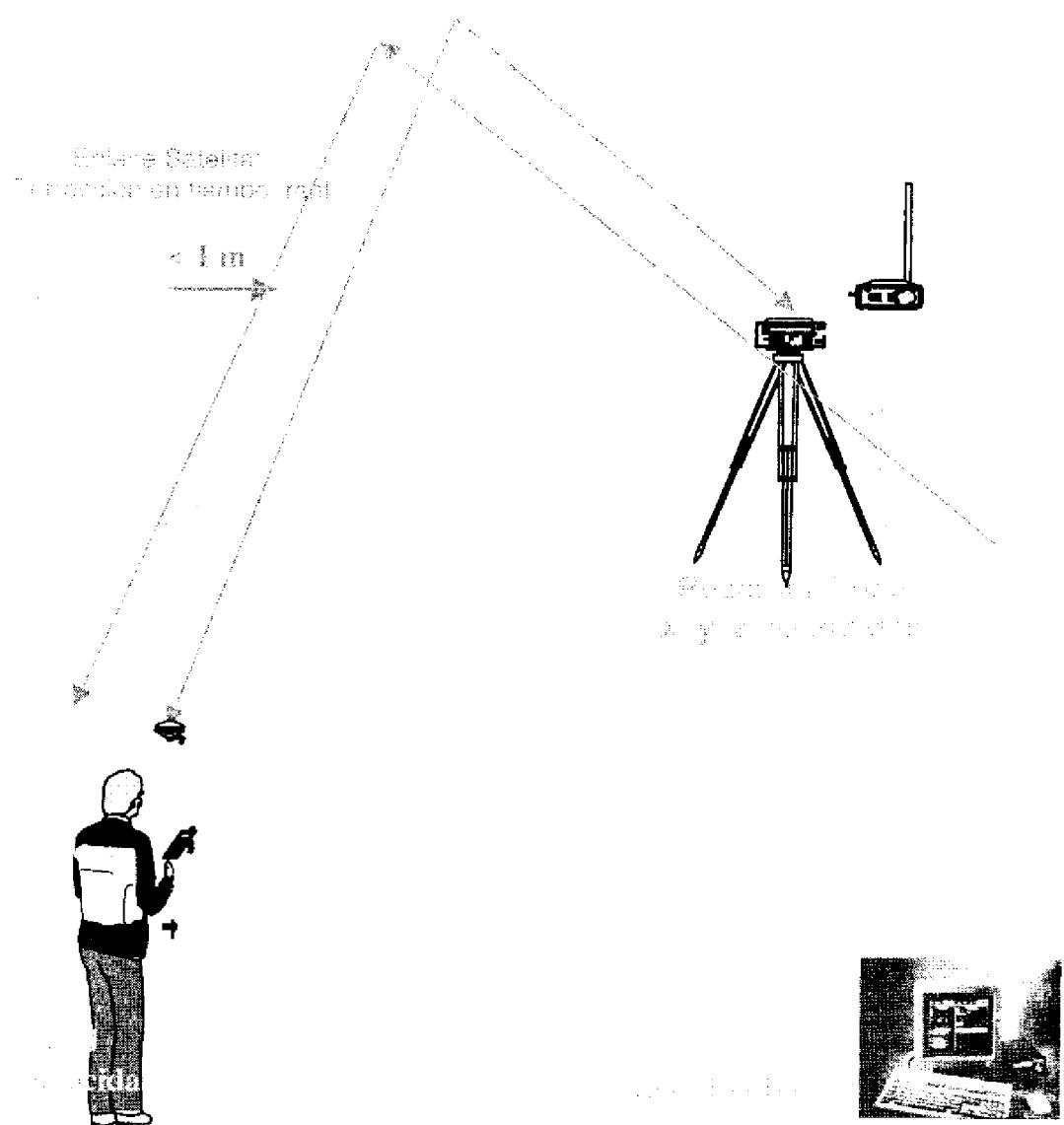


Figura 4. Métodos de medición diferencial GPS en tiempo real

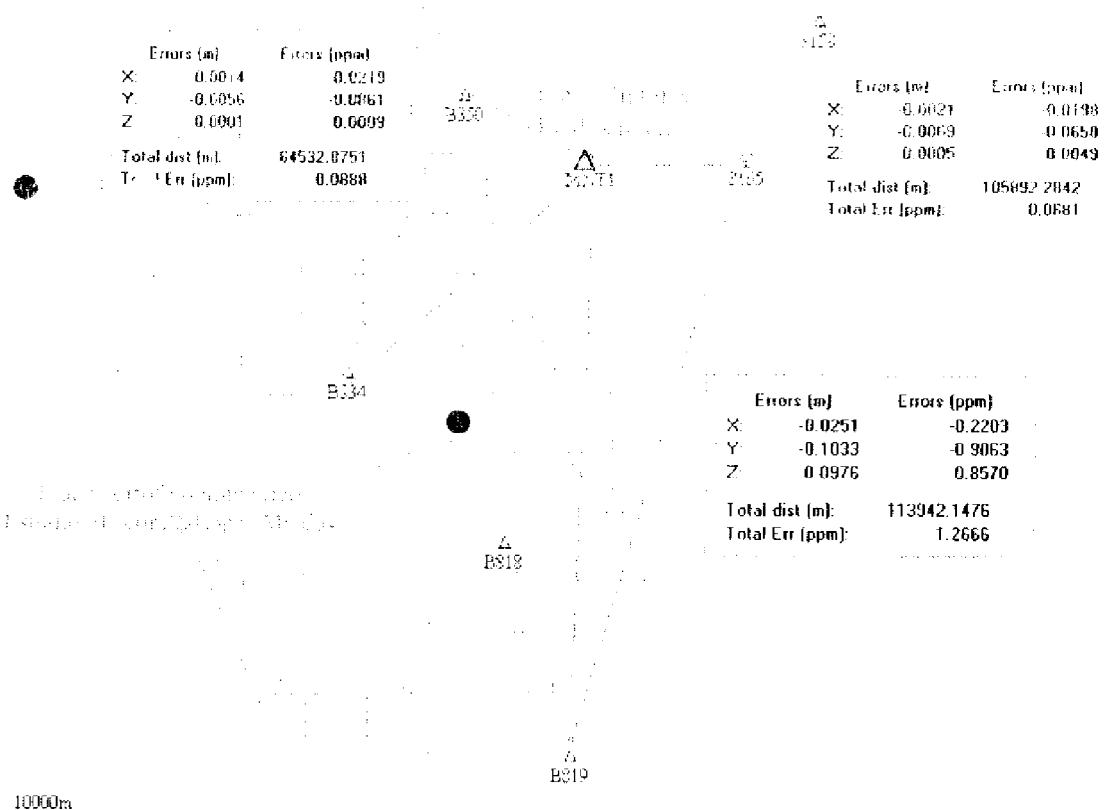


Figura 5. Apoyo GPS para el ortomapa del estudio Sísmico 3D Cópite-López Mateos

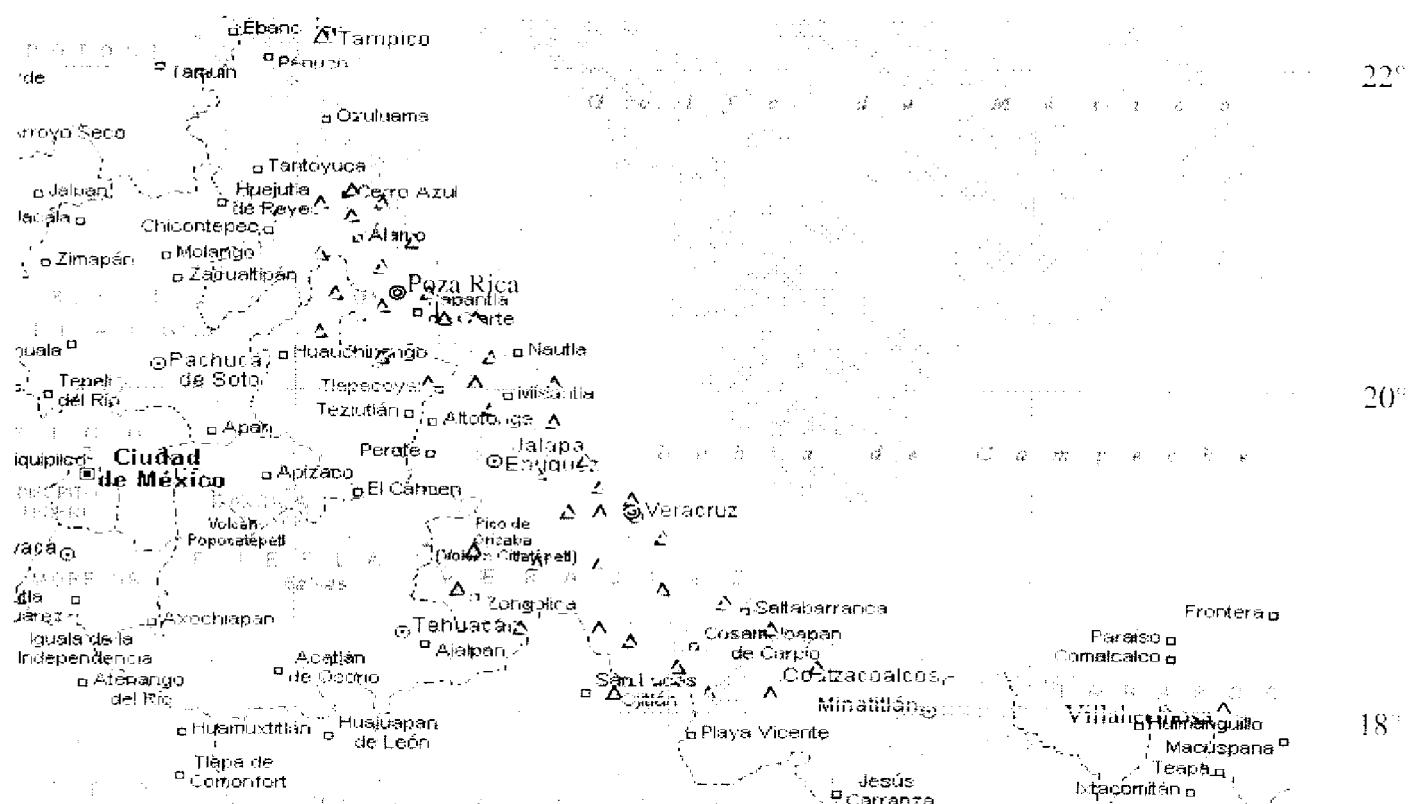


FIG.6 Red geodésica Poza Rica - Veracruz

98°

96°

94°

Posicionamiento de Estudios Sísmicos 3D Marinos.

Adolfo Gutiérrez López., PEP, Activo de Exploración Campeche-Golfo, RM, SO, México.

RESUMEN.

Los mejores datos sísmicos 3D adquiridos en los estudios marinos pueden ser de poca o de ninguna utilidad para los Intérpretes, si las posiciones de los lugares donde fueron adquiridos no son confiables, debido a esto es necesario obtener los datos de Posicionamiento en forma precisa dentro de las especificaciones y estándares internacionales de buena calidad.

Es bien conocido por la Comunidad Geofísica y por los Especialistas en Posicionamiento Marino (Navegadores) de la Industria Petrolera, que los estudios sísmicos 3D costa afuera requieren un nivel de precisión no igualado por la mayoría de los requerimientos de la Exploración Petrolera, tal precisión es una función de los requerimientos geofísicos aplicados a la posición del barco y sus sensores sísmicos remolcados.

Los requerimientos y métodos utilizados en el mar hacen que la Navegación y el Posicionamiento sean muy diferentes a los levantamientos terrestres. La naturaleza dinámica del ambiente marino donde las operaciones sísmicas se efectúan, requiere que el trabajo sísmico y de posicionamiento se realice al mismo tiempo.

En el mar todo el trabajo se realiza navegando a lo largo de la línea proyectada, si se comete un error, la costosa operación que también incluye la adquisición sísmica tiene que repetirse, de ahí que el Navegador abordo ejecute una rigida supervisión del Control de Calidad de los datos adquiridos de Posicionamiento a Tiempo Real.

Los resultados de aceptar datos de Navegación y Posicionamiento de mala o dudosa calidad, generan los costos y atrasos de los programas operativos y ocasionan la colocación de las plataformas de perforación en los lugares incorrectos.

El Posicionamiento junto con la Fuente de Energía y el Sismógrafo forman la Trilogía de Adquisición de Datos Sísmicos, de ahí su importancia.

El Posicionamiento para estudios de adquisición sísmica 3D marina consiste en: determinar la posición del Punto de Referencia de Navegación (NRP) del barco sísmico, determinar las posiciones de la Fuente de Energía y de los grupos de Hidrófonos, y como resultado final determinar las posiciones de los puntos de reflexión CDPs.

En el presente trabajo se define la importancia del Estudio Sísmico 3D en la búsqueda de estructuras y formaciones con potencial de hidrocarburos, el papel que juega el Posicionamiento, explicándose para ello, los requerimientos de los Estudios Sísmicos 3D marinos y los procedimientos de Supervisión del Control de Calidad.

INTRODUCCION.

En palabras sencillas, el método sísmico es la investigación del subsuelo por medio del uso del sonido, costa afuera esto se realiza utilizando un barco equipado con una fuente de energía, receptores de sonidos (hidrófonos), equipos computarizados de recolección y registro de datos, monitores y sensores de navegación y posicionamiento para determinar el lugar donde los datos fueron colectados. Fig. no. 1.

Los hidrófonos están colocados en un "streamer" o cable marino que es remolcado por el barco sísmico y cuya longitud varía de 3 a 6 kilómetros. Los hidrófonos reciben la energía reflejada del subsuelo que es enviada desde la fuente de energía remolcada por el barco sísmico y que está activada a intervalos de 10 segundos aproximadamente, equivalente a una distancia de viaje de 25 metros. La energía

sísmica reflejada es digitalizada en el “streamer” o abordo del barco y es almacenada en cintas magnéticas para su procesamiento posterior, al final el resultado es el conocimiento de la estructura del subsuelo que descansa abajo del piso del océano.

El método sísmico 3D no revela la presencia de petróleo o de gas natural. El método solo revela las estructuras y las formaciones que tienen *potencial* de hidrocarburos, solo mediante la perforación de un pozo puede determinarse la presencia de petróleo y de gas natural.

El método sísmico 3D ayuda a determinar donde deberá posicionarse la plataforma de perforación. De esta manera, el método es una importante herramienta en el proceso de la exploración petrolera.

En los levantamientos sísmicos 3D marinos, el barco sísmico recorre una “cuadrícula” de líneas en la superficie oceánica mientras los datos son colectados. La selección de una cuadrícula, el espaciamiento entre líneas y la dirección de las líneas, dependen significativamente de los factores geológicos, de ahí que la cuadrícula pueda ser de forma regular o irregular.

ESTUDIOS SÍSMICOS 3D.

Se llama estudio sísmico 3D, por que el producto final procesado e interpretado es una figura tridimensional detallada del subsuelo terrestre. Esta figura 3D se obtiene mediante el muestreo de la tierra con una gran cantidad de puntos en una área dada. En otras palabras, el estudio 3D implica un incremento significativo en la densidad de puntos de datos sísmicos.

En algunos casos un estudio sísmico 3D se ejecuta después de que se ha descubierto el petróleo o el gas natural mediante la perforación. De esta forma, la técnica 3D viene a ser parte de la exploración avanzada o de la fase de desarrollo de llevar a la producción un campo petrolero o de gas.

En otros casos los estudios sísmicos 3D se efectúan después que un campo ha estado produciendo cantidades comerciales de petróleo o de gas natural.

Los objetivos primarios de un estudio sísmico 3D son:

- 1).- Proporcionar la forma *detallada* del yacimiento.
- 2).- Proporcionar la mayor resolución y ubicación de las fallas geológicas.
- 3).- Proporcionar la mayor delineación estructural.

Si estos objetivos se satisfacen, entonces el estudio sísmico 3D proporciona información importante que ayuda a determinar las posiciones óptimas para las plataformas de

perforación e información para desarrollar estimaciones cuantitativas de las reservas de petróleo y gas en los yacimientos.

REQUERIMIENTOS DE POSICIONAMIENTO PARA ESTUDIOS SÍSMICOS 3D.

Con el propósito de obtener un conjunto de alta densidad de puntos de datos sísmicos, los estudios sísmicos 3D marinos requieren que el barco y los sensores sísmicos remolcados naveguen sobre las líneas separadas muy cerca unas de otras. A este arreglo se le llama “cuadrícula” del estudio sísmico 3D, considerándose generalmente que las líneas recoridas son paralelas, separadas por distancias de 25 a 100 metros.

Para lograr el conjunto de requerimientos de posicionamiento de los estudios sísmicos 3D, se debe pensar en los términos del problema geofísico. Una técnica utilizada para procesar los datos sísmicos es colecciónar datos en “bins” o “celdas”, conocidos también como CDP bins.

CDP es un acrónimo de Common Depth Point, un concepto usado en el procesado sísmico 2D convencional. En los estudios 3D marinos, los bins son definidos por el espaciamiento de las líneas de la cuadrícula y por el espaciamiento del intervalo de los grupos de hidrófonos (generalmente el mismo intervalo de la distancia entre disparos de la fuente de energía sísmica).

Así, un bin típico tiene dimensiones de 25 a 100 metros en un lado (espaciamiento entre líneas) crossline, y de 12.5 a 25 metros en el otro lado, que es el espaciamiento CDP in-line (la mitad del intervalo del grupo de hidrófonos). Figura no. 2.

Los puntos de reflexión (CDPs) que caen dentro de un bin son apilados en el procesado sísmico 3D. Por lo tanto el interés del Navegador se centra en las precisiones absoluta y relativa de la posición de cada punto de reflexión.

En un sentido práctico, la adquisición sísmica y la tecnología de procesado dictan un nivel de precisión (en sentido relativo) de $\frac{1}{4}$ de las dimensiones del bin en ambos sentidos in-line y crossline.

Así, para un bin de 12.5 por 50 metros, los requerimientos de precisión de posición relativa del punto de reflexión (CDP) serán 3 metros InLine y 12.5 metros CrossLine.

Se tiene que enfatizar que este requerimiento de precisión, no es relativo a la precisión con la cual se deben conocer las coordenadas geográficas (geodésicas) de la estructura del subsuelo, si no más bien se refiere a la manera en que las señales sísmicas serán apiladas unas con otras.

Las posiciones absolutas y la repetibilidad de las posiciones son importantes para la futura colocación de las plataformas de perforación y la ubicación de las reservas de hidrocarburos.

Típicamente, la cuadrícula de puntos de reflexión (CDPs) como un todo completo debe ser conocida con un error de posición absoluta no mayor a 30 metros, las posiciones podrán re-ubicarse (repetibilidad) dentro de 10 metros.

Algunas técnicas de procesado sísmico 3D hacen uso de bins de tamaño irregular o de diferentes conceptos del binning regular citado anteriormente.

En cualquier caso, las dimensiones de bin “efectivo” son definidas y la precisión de las posiciones de los puntos de reflexión (CDPs) puede ser formulada como se explicó con anterioridad.

Las fuentes de error de Posicionamiento para cualquier punto de reflexión (CDP) dado, se derivan principalmente de los errores en; la posición del NRP del barco sísmico, la posición de la fuente de energía sísmica y la posición de los grupos de hidrófonos en el “streamer”.

Deberá observarse que para satisfacer los requerimientos de posicionamiento del punto de reflexión (CDP) en el subsuelo, el error total combinado de posicionamiento permitido (NRP del barco, fuente de energía y grupos de hidrófonos) en la superficie del océano es dos veces el error permitido para el punto en el bin del subsuelo.

Esto se ve considerando la geometría en la figura no. 1, y al hecho de que el Streamer tiende a ser desplazado fuera de su trayectoria lineal o casi lineal cuando el barco sísmico navega en línea recta. Así, para satisfacer los requerimientos de binning en el subsuelo del punto de reflexión (CDP) en un bin de 12.5 por 50 metros, el error total relativo en la superficie marina no debe ser mayor de 6.25 metros InLine y no mayor de 25 metros Crossline.

Es interesante mencionar que en los estudios sísmicos 3D marinos, el barco no navega dentro de alguna tolerancia de una línea pre-programada del estudio como se hace en un estudio sísmico convencional, a diferencia de esto, el barco sísmico navega de tal manera que los puntos de reflexión (CDPs) caen dentro de ciertos bins en la cuadrícula del estudio 3D. Esto suma a la navegación un swath de puntos de reflexión (llamado CDP swath) dentro de una columna de bins.

Los barcos sísmicos modernos tienen a bordo sistemas integrados computarizados de Navegación que calculan las posiciones a tiempo real de los puntos de reflexión (CDPs) y muestran estas posiciones con respecto a la estructura del bin en monitores y gráficas impresas. Así de esta forma, el Navegador verdaderamente “navega” los datos a través de los bins. Este procedimiento se conoce como BINNING a Tiempo Real.

POSICIONAMIENTO DEL NRP DEL BARCO SISMICO.

En los estudios sísmicos 3D marinos, la meta principal del Navegador es posicionar el NRP del barco sísmico “tan

preciso como sea posible”, esto significa que se deberá emplear un sistema probado de Posicionamiento e incluirlo al Sistema Integrado de Navegación abordo.

El Sistema de Posicionamiento Mundial (GPS) del Departamento de la Defensa de Los Estados Unidos de Norte América, es la primera selección para el posicionamiento del NRP del barco sísmico, debido a su precisión de +/- 1 a 2 metros en modo Diferencial, por su disponibilidad, integridad y su fácil operación comparado con otros sistemas utilizados por la comunidad de usuarios civiles.

El Sistema de Posicionamiento Mundial (GPS), es un sistema que funciona en cualquier parte del mundo y en cualquier clima las 24 horas del día, consiste de 24 satélites que orbitan la tierra a una distancia de 20,000 kms. en un arreglo de 6 planos orbitales, cada uno inclinado 55° con respecto al plano ecuatorial, este arreglo asegura que sobre la tierra y en cualquier tiempo haya disponibles un mínimo de 4 satélites para efectuar mediciones simultáneas, de esta manera los receptores resuelven las cuatro ecuaciones que determinan la latitud, la longitud, la elevación y el tiempo en forma instantánea.

En los estudios sísmicos 3D marinos el Sistema GPS se usa en modo Diferencial. La posición del NRP del barco sísmico se establece mediante receptores GPS ubicados en vértices de la Red de Estaciones de Referencia Terrestre DGPS ITRF92 de coordenadas geodésicas conocidas y receptores GPS ubicados en el Punto de Referencia de Navegación (NRP) del barco sísmico, punto desde el cual se propaga el posicionamiento a la Fuente de Energía, Streamers y sensores sísmicos.

Tanto los receptores GPS de las Estaciones de Referencia como los del barco sísmico, observan las señales de los satélites simultáneamente. Las Estaciones de Referencia comparan su posición conocida con la posición observada dada por los satélites GPS, derivándose de ello una corrección diferencial que es enviada vía satélite de comunicaciones al NRP del barco para su correcto posicionamiento. Figura no.3.

Generalmente se utilizan como procedimiento de verificación y redundancia y Control de Calidad un Sistema Primario DGPS y un Sistema Secundario DGPS independientes uno de otro, con sus respectivos sistemas de monitores DGPS.

El Posicionamiento del barco sísmico mediante el Sistema Integrado de Navegación Automatizada comprende lo siguiente:

- 1.- Determinar la posición y velocidad del barco (usualmente a 5 nudos náuticos), esto se realiza integrando los datos de los receptores de posicionamiento DGPS, de los giroscopios y otros equipos periféricos.

2.- Guiar al puente de mando del barco en la tarea de cumplir los requerimientos de navegación, como: ajuste de la dirección y la velocidad; el sistema incluye monitores que muestran el tiempo UTC, la latitud y longitud geográficas; las lecturas del giroscopio; la profundidad del agua, la dirección, velocidad y posición relativa a la línea de pre-plot;, el número de punto de tiro, la distancia y dirección al siguiente punto de tiro.

3.- Disparar las pistolas o cañones de aire cuando el barco alcanza cada punto de tiro.

4.- Marcar eventos a los instrumentos periféricos, tales como la Ecosonda, Fatómetro, Etc.

5.- Manejar la Base de Datos, todos los datos adquiridos por los sensores de navegación son grabados en cintas magnéticas y mostrados en forma paralela en monitores o en gráficas impresas.

6.- Introducir información como: datum geodésico, proyección cartográfica, parámetros geodésicos, programa pre-plot, estadísticas de intervalos de tiros, distancias fuera de línea, desviaciones estandares, errores y apilamiento en los bins CDPs.

7.- Ejecutar todas las rutinas de cómputo del Posicionamiento a Tiempo Real.

POSICIONAMIENTO DE LA FUENTE DE ENERGIA Y DE LOS RECEPTORES SISMICOS.

Una vez que la posición NRP del barco sísmico se determina en forma precisa, el problema por resolver es la determinación de las posiciones de la fuente de energía sísmica y de los grupos de hidrófonos ubicados en el Streamer, debido a que estas posiciones se utilizarán para el computo de las posiciones de los puntos de reflexión (CDPs).

La fuente de energía sísmica es remolcada por el barco a una distancia fija y es estabilizada por paravanes o boyas, cada arreglo de fuente sísmica debe de equiparse con Tailbuoys con antena GPS receptor-transmisora de correcciones DGPS para obtener su posición con respecto al punto de referencia del barco sísmico (NRP), además se utilizan el sistema de posicionamiento Láser y el sistema de posicionamiento Acústico que consiste de una red de nodos receptores-transmisores, ambos sistemas sirven de métodos secundarios de redundancia y verificación del posicionamiento.

Un problema de mayor dificultad estriba en conocer la posición instantánea del streamer, ya que debido a su longitud (3 a 6 Kms), sufre deformaciones; cuando la corriente del mar es fuerte el cable sufre una deformación que se conoce como pluma (Feather), en aguas turbulentas sufre una deformación conocida como serpenteo (snaking) y en corrientes encontradas sufre el efecto de arco (bowl).

Para corregir estos defectos los cables marinos están equipados con brújulas magnéticas distribuidas a lo largo por secciones cada 300 metros, las lecturas angulares de las brújulas ayudan a determinar la forma del cable. Figura no.4.

Además para posicionar las terminales frontales de los streamers se utilizan las Tailbuoys equipadas con una antena GPS receptor-transmisora de correcciones DGPS y los sistemas secundarios de posicionamiento de Red Acústica y Láser.

Las terminales de las colas de los streamers son posicionadas mediante Tailbuoys DGPS y el sistema de posicionamiento Acústico con respecto al punto de referencia del barco sísmico (NRP).

Una vez que la forma y posición del streamer ha sido determinada, se está en condiciones de efectuar el computo de la posición de cada grupo de hidrófonos. Los hidrófonos están ubicados a lo largo del streamer a intervalos de distancias conocidas.

Con las posiciones de la Fuente de Energía sísmica y de los grupos de Hidrófonos, mediante software especializado se calculan las posiciones de los puntos de reflexión CDPs, que a su vez serán integrados a los datos sísmicos adquiridos.

CONTROL DE CALIDAD DEL POSICIONAMIENTO DE ESTUDIOS SISMICOS 3D.

El Control de Calidad del Posicionamiento es esencial en los estudios sísmicos 3D marinos y se inicia con una planeación detallada de todas las etapas de las operaciones de campo. En el Posicionamiento el Control de Calidad tiene como objetivo obtener las posiciones del NRP del barco sísmico, de la fuente de energía y de los receptores sísmicos, de acuerdo con las especificaciones y estándares de buena calidad establecidos en los anexos técnicos del Contrato de Adquisición Sísmica, para cumplir con este objetivo se consideran en forma prioritaria los aspectos siguientes: Verificaciones, Pruebas y Calibraciones de los equipos de navegación y posicionamiento antes del inicio del estudio, así como comparaciones de la Calidad de los datos adquiridos durante las operaciones de Producción mediante sistemas independientes, por ejemplo;

- 1.- Pruebas de Multipath y scatter plot DGPS en el NRP y unidades de boyas de cola.
- 2.- Verificación de medidas de offsets de la antena GPS.
- 3.- Verificación de los offsets del barco sísmico.
- 4.- Verificación de las medidas de los offsets en el barco sísmico.
- 5.- Calibración de los Giroscopios.
- 6.- Calibración del sistema Láser.
- 7.- Verificación de la Ecosonda.
- 8.- Calibración de las brújulas magnéticas.

- 9.- Verificación de los sistemas acústicos.
- 10.- Verificación del enlace de comunicaciones.
- 11.- Inspección y verificación de las Estaciones de Referencia DGPS.
- 12.- Verificación de parámetros Geodésicos y Proyección Cartográfica.
- 13.- Verificación de la sincronía del Tiempo UTC.

El Control de Calidad a bordo del barco sismico es importante porque compara la Calidad de los datos adquiridos durante las etapas de operación, para este propósito se han desarrollado los Sistemas Independientes de Control de Calidad y los Sistemas Integrados de Navegación y Posicionamiento con la característica principal de efectuar el Control-Proceso de datos crudos adquiridos y filtrados a tiempo real, sincronizar y observar el avance del barco y de la adquisición de datos sísmicos en forma continua en monitores que muestran gráficas, tablas de estadísticas, almacenamiento de grandes volúmenes de datos y alarmas para que los Navegadores conozcan cuándo los equipos están funcionando fuera de las especificaciones establecidas en el estudio sísmico y hacer las correcciones oportunamente.

El Control de Calidad del Posicionamiento del NRP del barco sísmico, de la fuente sísmica y de los streamers es importante para todo el trabajo sísmico 3D marino debido a que se efectúan a Tiempo Real y porque el objetivo del posicionamiento de un estudio sísmico 3D marino es llenar los bins o celdas de CDPs con trazas, una tarea que no puede ser realizada en el pos-plot.

La precisión de los cálculos a Tiempo Real debe asegurar a la Adquisición de Datos Sísmicos 3D que hay cubrimiento y distribución adecuada de puntos de reflexión en los bins CDPs.

La aplicación del Control de Calidad en el Posicionamiento resulta en que:

- A.- Se cumplen los estándares especificados en el Contrato.
- B.- Se detectan y corrigen los problemas oportunamente.
- C.- Se adquieren datos de Posicionamiento de óptima calidad.
- D.- Se asegura el buen Posicionamiento de los estudios sísmicos 3D marinos.
- E.- Se obtiene el mejor costo/beneficio de la información de Posicionamiento.
- F.- Se asegura que la información final sirva de retroalimentación en el futuro.
- G.- Se cumplen todos los objetivos.

CONCLUSIONES.

En este trabajo se ha presentado la importancia del Posicionamiento como parte integrante junto con la Fuente de Energía Sísmica y el Equipo Sismógrafo de la Trilogía de

Adquisición de Datos Sísmicos 3D marinos, se ha definido el objetivo de un estudio sísmico 3D marino, los requerimientos de Posicionamiento del NRP del barco, de la Fuente de Energía y de los receptores sísmicos para determinar las posiciones de los puntos de reflexión CDPs así como la importancia del Control de Calidad y sus resultados obtenidos.

Como se ha descrito en este documento, la Navegación y Posicionamiento de los Estudios Sísmicos 3D marinos, parece ser una tarea fácil, pero está muy lejos de ser un asunto sencillo.

Un conocimiento completo de todas las actividades implícitas en el Posicionamiento puede definirse como una tarea de nunca acabar, el Navegador requiere conocer: los conceptos de la Geodesia Satelital, la conversión de datums geodésicos, el Sistema GPS, la configuración de los equipos receptores GPS, el procesamiento de las señales GPS, los métodos de levantamientos DGPS, el manejo de software especializado para transformar y ajustar coordenadas, transferir datos, procesar las observaciones GPS, el manejo de proyecciones cartográficas, los sistemas de coordenadas, los sistemas de Red de Estaciones de Referencia DGPS, la producción computarizada de gráficas, el almacenamiento y manejo de grandes volúmenes de datos, el funcionamiento del enlace de comunicaciones de correcciones RTCM-104, las calibraciones y pruebas de; los giroscopios, sistema Láser, sistema Acústico, Ecosonda, Fatómetro, Brújulas magnéticas, los diferentes formatos de registro de datos en cintas magnéticas, las especificaciones técnicas, los procedimientos de Control de Calidad, etc.. todo esto para aplicarse en el Posicionamiento a Tiempo Real de cada línea de tiro en un ambiente dinámico como es el mar.

Finalmente se concluye que el objetivo principal del Posicionamiento es la correcta ubicación geográfica de los Estudios Sísmicos 3D marinos, evitando los datos de mala o dudosa calidad que adicionalmente generan costos y atrasos de los programas operativos, asegurando para el futuro la ubicación correcta de las plataformas de perforación y la información correcta para desarrollar estimaciones cuantitativas de las reservas de petróleo y gas en los yacimientos.

REFERENCIAS.

- Barker Richard y Lapucha Dariusz, *Performance of the two methods of multiple reference stations DGPS*, John E Chance and Associates Inc, november 1994.
- Bittel R Lester, *Lo que todo supervisor debe saber*, Mc Graw-Hill, 1979.
- Ishikawa Kauro, *¿Qué es el Control de Calidad?*, Editorial Norma.
- Langley B, Richard, *Basic Geodesy for GPS*, University of New Brunswick, February 1992.

Morgan G James, *The challenge of precisely positioning a 3D seismic survey*, Chevron Geosciences Company, Junio 1983.

Morgan G James, *The North American Datum of 1983*, Chevron Geosciences Company.

Murden R William y Huff Max, *Integrated Differential Global Positioning System*, John E Chance and Associates Inc, mayo 1993.

Naylor R, *Positioning requirements for complex multi-vessel seismic acquisition*, Geco Geophysical Co. Ltd.

Porteus Stuart, *DGPS monitor Stations and Wide Area DGPS Systems*, Western Geophysical, octubre 1996.

Trimble Navigation Ltd, *A guide to next utility*, 1989.

Trimble Navigation Ltd, *Differential GPS Explained*, 1993

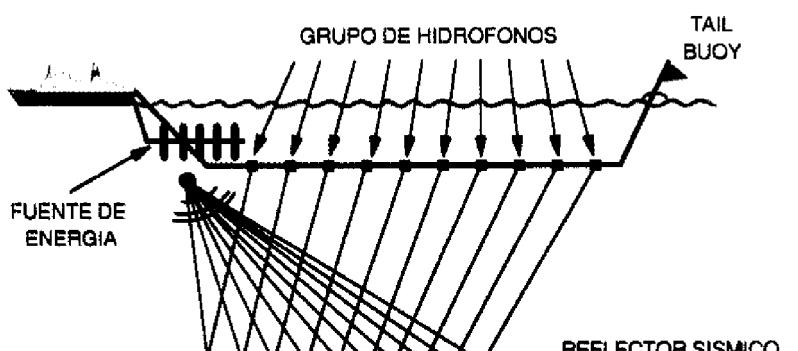


Fig. 1 - METODO SISMICO MARINO

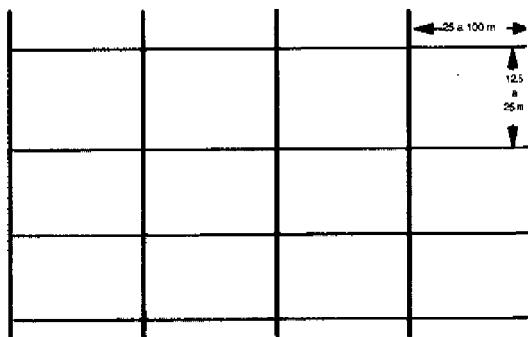


Fig. 2 - CUADRICULA CDP BIN.

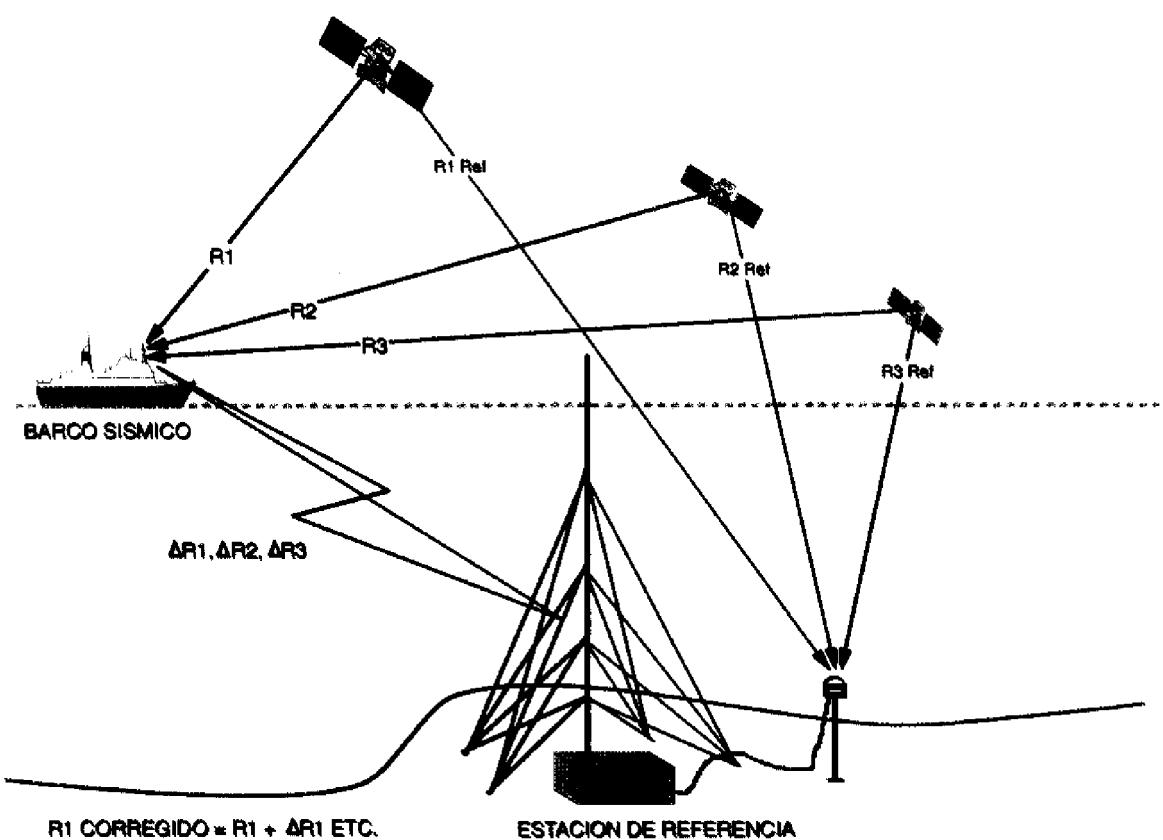
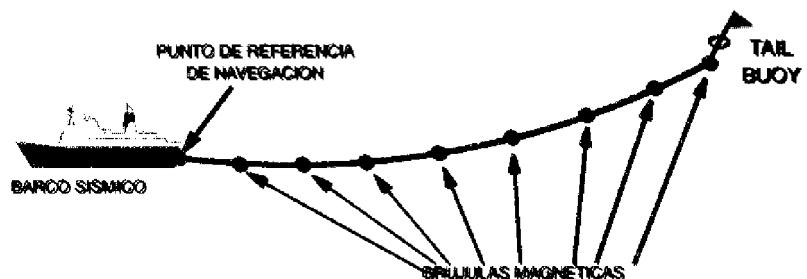


Fig. 3 - Sistema GPS Diferencial



Aseguramiento de Calidad, Factor Importante de la Confiabilidad en la Adquisición Sísmica Tridimensional

Gerardo Hernández Calderón y Gabriel González C. Gerencia de Exploración R. N. Poza Rica, Ver

RESUMEN

El avance tecnológico que ha impactado el nuevo ambiente de negocios en la industria de Exploración y Producción de Hidrocarburos, ha sido originado en gran medida por la Sismología Tridimensional.

Con la implantación de este descubrimiento tecnológico, los conceptos de control y aseguramiento de calidad, en la adquisición y procesado de datos sísmicos, adquieren un gran impulso.

En el presente trabajo se muestra la relevancia que tienen ambos conceptos en los estudios Sísmicos 3D se hace una propuesta para establecer indicadores que permitan su evaluación cuantitativa.

Nuestra presentación inicia con una breve descripción de las prácticas actuales para el control de calidad que se realizan durante las operaciones en campo, desde el levantamiento topográfico hasta el monitoreo de la fuente de energía.

Continúa con una revisión de las tendencias del desarrollo tecnológico en la Adquisición Sísmica Tridimensional, como es el aseguramiento de calidad automatizado, en la Grabación de los datos, control de calidad con el preprocesado en campo y los sistemas integrales de control.

Un punto importante de éste ensayo es el de unificar criterios para definir los conceptos de control y aseguramiento de calidad en la adquisición de datos sísmicos. Para ello se propone establecer indicadores de calidad de tipo general y específicos, que reflejen las relaciones entre los atributos geofísicos del bin como lo son el fold, azimut y offset, y que nos permitan obtener una evaluación cuantitativa.

Finalmente, se hace una propuesta de mejora con la implantación de sistemas de calidad en las distintas compañías proveedoras de los servicios de adquisición sísmica; resaltando los beneficios que PEP Exploración Producción obtiene.

INTRODUCCION

Reportes de la industria de la Exploración-Producción, indican que del 75 al 85% de los costos de la implementación de un estudio sísmico 3D puede ser atribuido a la adquisición y el restante 15-25% se atribuye al procesamiento, interpretación e integración de los datos. Para optimizar la adquisición se requiere en términos simples grabar más datos sísmicos en un período menor, lo cual puede ser logrado optimizando los parámetros de campo y los recursos con que se cuenta en la brigada. Para determinar los parámetros de campo apropiados,

primeramente debe de comprenderse la necesidad del cliente, el modelo geológico que desea resolver y las limitaciones propias de la sísmica. Es por ello que durante la etapa de diseño sísmico se realiza un cuidadoso análisis de los objetivos del estudio, de las técnicas de adquisición que pueden dar resultados y que permitan grabar las frecuencias requeridas, de los efectos que pueden degradar la onda sísmica al viajar por el subsuelo y los requerimientos de resolución entre otros. Partiendo de lo anterior podemos hacer una estimación de los datos obtenibles, a partir de los datos antecedentes con que contamos, por lo que un estudio sísmico debe ser cuidadosamente planeado, con la finalidad de asegurar sus resultados, en esta etapa en donde se determinan los siguientes puntos: técnica de adquisición a emplear, características, cantidad y especificación del equipo requerido, tiempo de realización, volumen de obra a desarrollar, el plan general de operación y las especificaciones técnicas en términos de atributos del bin (fold, offset y azimuth), entre otros.

Por otro lado en la industria de la Exploración de hidrocarburos se ha adoptado el concepto de control de calidad, principalmente por los fabricantes de equipo; actualmente son varias las compañías de éste sector, que han logrado una certificación de normas de calidad, en el ámbito internacional, sin embargo las compañías prestadoras de servicio en adquisición y procesado de datos sísmicos, para PEP Exploración Producción y, salvo excepciones muy particulares, aún no tienen un programa de implementación de sistema de calidad en sus actividades.

Con la sísmica tridimensional, han surgido un gran número de compañías prestadoras de servicios de control de calidad, así como también un gran número de software comerciales para éste propósito.

Existen diferentes enfoques, hacia el control de calidad en la adquisición sísmica; algunas compañías hacen énfasis en el correcto posicionamiento, otras se apoyan en su personal altamente especializado y experimentado, otras más, basan su fortaleza en software desarrollado por ellos mismos, con el cual pretenden reducir el error humano. Estamos ciertos que todas ellas hacen una importante aportación a este fin. De igual forma, de una encuesta realizada con profesionales de PEP Exploración Producción, involucrados en la adquisición de datos sísmicos, se encontró que el control de calidad se conceptualiza de formas muy diversas: algunos enfatizan el control en el posicionamiento, otros en la

planeación y el diseño, para otros en el equipo de grabación, otros más se basan en la calidad del monitor y finalmente algunos consideran el procesado preliminar de los datos de campo.

Como se puede apreciar, el concepto parece depender de la actividad que se realiza y por lo tanto se vuelve subjetivo o parcial. De aquí encontramos que existe una necesidad urgente en la Industria de Exploración de Hidrocarburos de unificar el concepto de control de calidad.

Con el objeto de llenar éste vacío se propone el establecimiento de indicadores para cada una de las actividades en la adquisición de datos, iniciando con la planeación y el diseño y posteriormente su implementación en el campo, desde la determinación de una estrategia para la gestoría y permisos, el levantamiento topográfico, control de la geometría y continuando hasta el procesado preliminar en campo, esto obviamente sin descuidar el impacto al medio ambiente y la seguridad en el trabajo.

Otra acción importante que se alinea con el plan estratégico de PEP Exploración Producción Región Norte, es una propuesta de mejora con la implantación de sistemas de calidad en las compañías prestadoras de servicio en adquisición de datos sísmicos.

PRACTICAS ACTUALES CONTROL DE CALIDAD EN ADQUISICION SISMICA 3D

El control de calidad en las operaciones de campo actuales, en todos los levantamientos sísmicos 3D, es esencial para asegurar que, una vez que la planeación y diseño de un estudio ha sido establecido, el trabajo en campo se realice de acuerdo con las especificaciones, los datos registrados no estén afectados por errores u omisiones ó por mal funcionamiento del equipo en campo.

El éxito en la adquisición sísmica 3D, requiere que los datos obtenidos, satisfagan completamente los objetivos geofísicos y que el estudio sea realizado a un costo efectivo.

El control de calidad en campo, se enfoca en mayor o menor proporción a los siguientes factores: gestoría de permisos, levantamiento topográfico (posicionamiento), geometría del levantamiento, registro (observación), instrumentos de grabación y monitoreo de la fuente de energía y seguridad y medio ambiente.

Gestoría de permisos

Uno de los principales obstáculos a los que se enfrenta PEP y las compañías petroleras actualmente es la negación de permisos en el área de trabajo, esto originado primeramente por el daño que ocasiona la alta densidad de líneas fuentes y

receptoras y a la remuneración en muchos de los casos por debajo de lo esperado, tránsito excesivo de vehículos pesados, y a deficiencias en el proceso de gestoría de permisos. En esta primera etapa el control de calidad debe ser llevado cuidadosamente, debe ser capaz de transmitirle al propietario del predio la confianza de que al pasar por su propiedad las acciones serán llevadas cuidadosamente, respetando siempre los compromisos inicialmente pactados, es por ello que en esta etapa se debe contar con personal altamente calificado, y suficientemente informado acerca de las actividades que se realizarán con equipo de comunicación que permita la toma de decisiones oportuna y procedimientos claros y precisos de cómo deberá ser llevada a cabo la gestoría.

Seguridad y medio ambiente

Actualmente muchas de las compañías petroleras y prestadoras de servicios se ven forzadas a trabajar con un nuevo enfoque "La seguridad y protección al medio ambiente", esto propiciado por las regulaciones gubernamentales, restricciones de permisos y organizaciones civiles de protección a la vida salvaje y pesca, entre otras.

Una práctica común hace pocos años era que las compañías buscaban a toda costa altos niveles de productividad principalmente (por su misma razón de ser), su segundo objetivo era obtener buenos datos sísmicos y como tercero la protección al medio ambiente y la seguridad de los trabajadores.

Esta vieja práctica ha cambiado notablemente ahora, las compañías de servicios deben primeramente satisfacer las regulaciones gubernamentales con respecto al medio ambiente y la seguridad de sus trabajadores, posteriormente también por restricciones de sus clientes, deberá cumplir con los requerimientos de calidad y por último buscará cumplir con los niveles de productividad requeridos para que pueda ser competitiva y produzca ganancias.

En esta etapa el control de calidad debe basarse en el estricto cumplimiento de las disposiciones gubernamentales, que la vegetación y la vida silvestre no sea afectada por los trabajos sísmicos y que en caso de ocurrir se tomen las medidas pertinentes para minimizar el daño, así mismo se aseguren que el personal está siendo entrenado satisfactoriamente y que cuenta con el equipo de seguridad requerido para la óptima realización de su trabajo, así mismo verifica que se lleve a cabo un programa de capacitación en primeros auxilios acorde a las actividades que desempeña.

Posicionamiento

La exactitud en el posicionamiento de los puntos fuente y receptor, es vital para un exitoso levantamiento sísmico 3D. Esto requiere de una instrumentación confiable, procedimientos detallados de planeación antes del

ASEGURAMIENTO DE CALIDAD, FACTOR IMPORTANTE DE LA CONFIABILIDAD EN LA ADQUISICIÓN...

levantamiento y rigurosos chequeos de control de las siguientes actividades:

a) Calibración del equipo topográfico.

Se hace la calibración y ajuste de todos los instrumentos topográficos, de forma regular, al inicio del estudio y diario en el campo al inicio de las operaciones; todas las calibraciones y ajustes se registran y forman parte de un informe final.

b) Tolerancias del posicionamiento.

Dependiendo de la precisión que se quiera del estudio, las tolerancias generalmente aplicadas para errores de cierre de poligonal entre puntos de control ó redes son:

Error de cierre en el posicionamiento horizontal, en metros es $< 3(d)^{1/2}$ donde "d" está en Km.

Error de cierre en la elevación, en centímetros es

$$< 10(d)^{1/2} \text{ donde "d" está en Km}$$

c) Procedimientos del levantamiento topográfico.

La longitud máxima de una línea ó la distancia entre puntos de control es de 40 Km. La longitud máxima entre control de azimut es de 10 Km. y preferentemente en la intersección de linea. La longitud máxima de una linea abierta sin control en un extremo es de 5 Km. Todas las líneas son amarradas a un punto de control conocido.

d) Chequeo de los preplots y postplots.

El conjunto de datos antes y después del levantamiento, se comparan para asegurar su integridad e identificar posibles errores o diserepciones. Los valores de coordenadas finales son chequeados para asegurar que la razón de cierre caiga dentro de los estándares del estudio antes de hacer los ajustes finales. En ésta etapa se genera planos de focalización, perfiles de elevación, gráficas de líneas horizontales, diagramas de intersección de líneas.

e) Chequeo de tolerancias y numeración en campo.

Existen varios softwares para comparar la posición real de los datos registrados, con la posición teórica de cada uno de los puntos fuente y estación de recepción. Cualquier punto fuera de las tolerancias pre establecidas, queda señalado. El traslado automático directo de los colectores de datos a la computadora, elimina el riesgo de errores que se introducen con la transcripción manual.

Geometría del levantamiento.

Una vez que en la etapa de diseño se determina la geometría del levantamiento del estudio en particular, el Geofísico de control de calidad en campo hace uso de los diferentes paquetes de software para su verificación a través de todas las etapas en la adquisición. Información muy útil se extrae de las distintas gráficas las cuales reflejan el progreso del estudio. Se tiene una investigación detallada de los atributos del bin; el apilamiento parcial para un rango de offset especificado, la distribución de azimut ó bien de offset. Con

modificaciones de la geometría que minimicen el efecto sobre la resolución sísmica.

a) Previo a la grabación.

Durante el levantamiento topográfico y antes que inicie la grabación, el Geofísico de campo trabaja en estrecho enlace con los grupos de topografía y en forma periódica actualiza la posición de los puntos fuente y/o receptores. Con ésta información genera las gráficas de atributos del bin, tomando en cuenta las exclusiones; evalúa varias simulaciones de compensaciones, convergiendo rápidamente a la que mejor se ajuste a los objetivos del estudio. Notifica el mejor reposicionamiento de los puntos fuente y/o receptores excluidos por obstáculos superficiales.

b) durante la grabación.

Los "scripts files" son generados automáticamente con el software de diseño para el equipo de registro; éstos permiten tener un buen control, al eliminar prácticamente el error humano y especialmente cuando se tiene un gran número de canales de grabación.

Observación

a) Monitoreo del ruido.

El observador se asegura tener condiciones quietas durante la grabación, controlando todo movimiento dentro del área. Verifica en cada monitor la presencia de trazas ruidosas y/o posibles anomalías.

b) Procedimientos con el equipo de registro.

La secuencia típica para la grabación en el campo es la siguiente: primeramente correr pruebas instrumentales, a continuación establecer los parámetros de grabación e iniciar la grabación de los disparos, asegurando su calidad con los siguientes controles.

- Presenta los registros con varias combinaciones de filtros y ganancias para monitorear el ruido ambiente y el generado por la fuente, así como el mejoramiento ó degradación de la señal.
- Reproduce familias de trazas selectivas para monitorear la integridad y continuidad de los datos.
- Controla la tendencia de los tiempos vertical de pozos y la compatibilidad con los valores establecidos.
- Genera análisis espectrales y paneles de filtros para medir el contenido de frecuencias, la potencia relativa de la señal y el ancho de banda.
- Con los análisis F-K y F-T monitorea el ancho de banda de la señal y la coherencia como objetivo.
- Verifica la posición correcta de los primeros arribos.

estos controles se habilita la toma de decisiones para hacer

Instrumentos de Grabación.

Una parte esencial del control en el campo, es un conjunto de pruebas para detectar cualquier falla la cual podría exponer la confiabilidad de los datos. Algunas de éstas se corren continuamente, otras diarias, semanal y mensualmente y algunas otras a intervalos irregulares. La frecuencia requerida depende de la probabilidad del origen de la falla, sus consecuencias y la dificultad para detectarla sin pruebas especiales. Las pruebas apropiadas dependen del equipo de registro en uso.

Las principales pruebas de los equipos de grabación son:
 a) Rango dinámico, b) calibración del convertidor, c) calibración de amplitud, d) ruido equivalente de entrada, e) exactitud del paso de ganancia, f) prueba de pulso, respuesta de filtros, g) distorsión armónica, h) alimentación cruzada, i) linealidad del convertidor, j) rechazo en modo común, k) ruido dependiente de la señal, l) exactitud de pasos de atenuación, m) formato de cinta y sesgo, n) polaridad.

Equipo periférico

Geófonos. Con el empleo de una mesa vibratoria o un probador electrónico, los detectores son probados antes del inicio del estudio y durante la operación basándose en una rotación.

Se verifica que la frecuencia natural de los Geófonos sea la misma en todos los elementos; el factor de humedad sea menor al 70%, la resistencia de las cuerdas y la polaridad de cada elemento, las tolerancias permitidas para la resistencia, frecuencia, humedad y sensitividad son comúnmente de 5 a 10% y la distorsión típicamente menor de 50 a 60 decibeles.

El plantado de geófonos es muy difícil de verificar, una prueba parcial consiste en checar el nivel de ruido ambiente en un grupo de geófonos; un nivel significativo alto de ruido y que no se observa en grupos adyacentes, sugiere un pobre plantado de detectores.

Cajas telemétricas.

Al igual que con los geófonos, a las cajas se realiza un mantenimiento preventivo y correctivo en su caso, la verificación de la operatividad de las cajas se realiza con el RST y consiste de las siguientes pruebas: Distorsión armónica (HHD), nivel de señal de ruido (SDN), Ruido equivalente de entrada (EIN), Modo común de rechazo (CMR) y Determinación de porcentaje de humedad.

Con la unidad de apoyo manual (HHT), en el campo, se evalúa el estado de las cajas telemétricas sin interrumpir las operaciones; se realiza el procedimiento de prueba básico para determinar el estado operacional de las unidades previo a ser conectadas al tendido.

Fuente de energía.

Dinamita: si la fuente es de este tipo, se checa que el tiempo de tiro y el tiempo de pozo se transmitan correctamente al sistema de grabación. El sistema de

grabación inicia el registro de datos al mismo tiempo del instante de tiro.

Vibrosisimo: si la fuente de energía es con vehículos vibradores, los requerimientos son más complejos. Lo primero es asegurar que cada vibradores transmite la señal de barrido correctamente, lo cual se logra corriendo la prueba de similaridad. Otro factor importante es verificar que ningún vibrador tenga fase de la señal invertida con relación a los demás.

Para el control de calidad con vibradores se tienen las siguientes prácticas: se establece la fase de la señal desde un acelerómetro de velocidad, el tipo de señal de referencia, placa base, fuerza a tierra; se revisan diferencias de fase contra la referencia y otras señales en función del tiempo y/o frecuencia; se toman registros con un solo vibrador, se comparan los primeros quiebres y horizontes reflectores en un punto de polaridad invertida se utilizan acelerómetros duales, uno para retroalimentación y otro para prueba de similaridad.

Otro aspecto importante con vibradores es el control de la fuerza, se tiene un control automático del nivel del drive lo que es una gran ayuda para la reducción de armónicas producidas por el overdrive a través de la señal de barrido. Se tienen dos métodos para medir la fuerza del vibrador, uno con el tratamiento de armónicas y el otro con la fuerza pico versus la fuerza RMS.

Con el software actual disponible, se controla la electrónica de los vibradores así como la señal de barrido que se transmite a la tierra; esto le permite al observador tener un monitoreo continuo de la fuente de energía.

TENDENCIAS DEL CONTROL DE CALIDAD EN LA ADQUISICIÓN SÍSMICA 3D

Internacionalmente se presentan varias tendencias hacia el control de calidad en la adquisición sísmica, éstas dependen del enfoque de la compañía petrolera o de servicios que lo está aplicando entre los que destacan los siguientes:

- Aplicación de normas ISO 9000
- Automatización de actividades en la adquisición sísmica
- Aseguramiento de calidad automatizado
- Aseguramiento de la información a través del pre-procesamiento
- Implantación de sistemas de calidad en la adquisición sísmica:

Estas tendencias dependen de filosofías o enfoques adoptados, en términos generales esto mismo ha propiciado su diversificación, obviamente el objetivo principal es obtener un mayor costo-beneficio-oportunidad en la aplicación de la tecnología sísmica. Buscando siempre conservar una estrecha relación entre los requerimientos de calidad de la información sísmica originado por los objetivos geológico – petrolero y los niveles de productividad, a continuación se describen algunas de estas tendencias:

Aplicación de normas ISO 9000: Algunas de las compañías están enfocando sus esfuerzos hacia la certificación de calidad en sistemas ISO-9001, esto para asegurar a sus clientes que sus productos se conforman de acuerdo a los requerimientos especificados y otras hacia la certificación de sistemas ISO-9002, que se aplica hacia la fabricación de equipo e instrumental geofísico, en donde se demuestra que el sistema de calidad establecido por el fabricante le permite elaborar productos de acuerdo con lo estipulado, destacando las siguientes compañías que cuentan en algunas de sus áreas con certificación o bien están en busca de ella:

Geo Space Corporation

Sercel

Wester Atlas

Compañía General de Geofísica

Schlumberger Geco – Prakla

Automatización de actividades: Una práctica común en la adquisición sísmica es planear todas las actividades encaminadas optimizar los costos de los estudios y a tratar de reducir las actividades en donde el factor humano participa más activamente, esto con la finalidad de reducir el riesgo de errores humanos originados por la necesidad de manejar grandes volúmenes de información, para ello se han desarrollado sistemas integrales para el manejo y administración de información, donde se crean bases de datos y bibliotecas de información que faciliten la carga –

transcripción y recopilación de datos sísmicos, topográficos, de infraestructura y medio ambiente entre otros y que pueden tener un acceso rápido y eficiente permitiendo producir reportes estadísticos y graficado de mapas, considerando tanto información del objetivo geofísico en términos de atributos del bin, como también de los niveles de productividad que permitan relacionar la información geofísica, la óptima calidad de los datos, la eficiencia operativa y el correcto ejercicio del presupuesto asignado.

Aseguramiento de la información a través del pre-procesamiento: La gran cantidad de canales con que se cuenta actualmente en la adquisición sísmica y la tendencia hacia un mayor número aparentemente justifica el cambio del aseguramiento de calidad tradicional hacia un método que permita el aseguramiento de calidad en el campo basado en la aplicación de rutinas de pre-procesamiento, obviamente esto requiere de nuevos sistemas de adquisición en donde se pueda generar una traza pre-procesada a partir de varios subgrupos de receptores. El método puede ser visto como un sistema de compresión de datos y se basa en la combinación de varias trazas adyacentes con ruido, en donde a través del pre-procesamiento se comparan los grupos adyacentes permitiendo la atenuación del ruido y preservación de la señal, generando una eficiente calidad en las trazas sísmicas, para ello se establecen límites basándose en las características representativas de la señal y a las características del ruido del área con la finalidad de que sirvan de referencia en el proceso para detectar automáticamente las trazas muertas y/o ruidosas.

Aseguramiento de calidad automatizado: La calidad de los datos es uno de los factores importantes en la veracidad y validez de los datos sísmicos, en particular eventos como picos de amplitud, canales malos, fuentes irregulares y ruido coherente son potencialmente peligrosos para un análisis o flujo de proceso, es por ello que el grado de imperfecciones encontrados en el volumen de datos puede ser grande y el procedimiento de verificación de estos datos está frecuentemente limitado a la experiencia y buen juicio del factor humano y así mismo la forma como se aplica la discriminación, es por ello que es importante investigar los caminos que conduzcan hacia un aseguramiento de calidad generalizado, simplificado y de ser posible automatizado. El aseguramiento de calidad es una componente integral de todos los aspectos del análisis sísmico, el beneficio del tradicional aseguramiento de calidad está generalmente basado en juicios subjetivos y son grandemente dependientes de la experiencia y destreza del analista, y frecuentemente

presentan divergencias entre los conceptos del aseguramiento de calidad de una persona a otra, es por ello que el aseguramiento de calidad automatizado empleando las redes "neurales" de trabajo de Kohonen representa un nuevo aprovechamiento hacia el aseguramiento de calidad ya que permite el diagnóstico e identificación de problemas particularmente en la adquisición de datos.

Implantación de sistemas de calidad en la adquisición sísmica: Algunas compañías de servicios están enfocando sus esfuerzos hacia el establecimiento de sistemas de calidad en la adquisición sísmica esto originado por el continuo incremento en la complejidad de las operaciones de campo, propiciada por un número cada vez mayor de canales, geometrías de adquisición más complejas, equipo más sofisticado, pruebas más detalladas, en lugares también cada vez más difíciles, por lo que para llevar los diseños sísmicos a su implementación se requiere que el control de calidad participe activamente para asegurar que la técnica de campo seleccionada, los equipos especificados, las especificaciones técnicas y los recursos humanos asignados a la tarea sean integrados de tal forma que propicien que los datos sísmicos sean grabados correctamente, oportunamente y sin errores de omisión o compensación, por lo que deberá presentarse un enfoque integral que considere al menos los siguientes aspectos fundamentales: recursos humanos, equipos y materiales y procedimientos de trabajo.

Desarrollo de software de control de calidad: Actualmente en el ámbito internacional se presentan renovados esfuerzos hacia el desarrollo de software de control de calidad, éstos cubren casi todas las actividades de la adquisición sísmica, involucran desde el posicionamiento topográfico, el monitoreo de la fuente de energía, verificación de geometrías, verificación de equipo, y llegan hasta la comprobación de la fidelidad con que se graban los datos sísmicos, en términos generales esta tendencia ha sido propiciada por la problemática a la que se presentan las compañías de adquisición sísmica y la alta demanda de contar con herramientas de trabajo que faciliten el diagnóstico e identificación de problemas originado por el manejo de grandes volúmenes de información, un aspecto importante para eficientar el control de calidad es conocer la forma como funcionan los algoritmos en cada uno de estos softwares, para que su aplicación sea la correcta.

Durante la operación se presentan muchos problemas potenciales con la fuente y receptores, entre los que destacan la ubicación incorrecta, problemas con la numeración, la ubicación del pozo P.T. es igual a la observada topográficamente, files de coordenadas con problemas, centrado de grupos incorrecto.

Existen métodos para detectar y corregir problemas con el posicionamiento, primeramente se debe de analizar el tipo de problema que se presenta en el campo e implementar las acciones para eliminarlos, entre los que destacan:

a) Soluciones de campo o prácticas:

Unidades GPS para chequeo de cada estación ó P.T., verificando sus coordenadas empleando métodos visuales tradicionales y prácticos.

b) Las soluciones matemáticas están basadas en los primeros quiebres de los datos sísmicos grabados, en donde el primer quiebre puede servir como un tiempo de viaje de una fuente a un receptor y debe existir una relación entre las coordenadas de la fuente y el receptor, y los datos sísmicos grabados. Estas soluciones mejoran la eficiencia del control de calidad en el posicionamiento, y su precisión depende del modelo matemático que se aplique ya que de este dependerán la calidad y confiabilidad de los resultados que se obtengan.

INDICADORES DE CALIDAD EN LA ADQUISICION SISMICA 3D

Las grandes ventajas de la sísmica tridimensional dependen en gran medida de una adecuada cobertura y calidad de los datos adquiridos en el campo. El éxito en la adquisición sísmica requiere que los datos obtenidos satisfagan los objetivos geofísicos, para ello en la etapa de diseño sísmico los objetivos geológicos – petroleros son traducidos a un objetivo puramente geofísico, en términos de una buena señal a ruido, un alto poder resolutivo y una adecuada cobertura espacial lo cual constituye la base del diseño del estudio. Para lograr una buena relación señal a ruido se puede incrementar la señal con una fuente sísmica fuerte, direccional que permita la reducción del ruido, evitando registrar energía no deseada, también se requiere de equipos con suficiente rango dinámico, precisión temporal, baja distorsión armónica, ruido instrumental mínimo y aunado a ello una geometría correcta y funcional, que evite la generación de alias espacial de la señal.

Actualmente en la adquisición sísmica se presenta la necesidad de cuantificar en forma efectiva la calidad de la información obtenida y/o de los trabajos realizados, existen diferentes criterios para ello, algunos van desde apreciaciones subjetivas o cualitativas hasta mediciones cuantitativas, por esto en el presente trabajo se presenta una propuesta de los principales indicadores de calidad en la adquisición sísmica y la forma de cuantificarlos numéricamente, con la finalidad de estandarizar y en su caso homogeneizar a todas las compañías que prestan sus servicios a PEP., es por esto que se definen dos tipos de indicadores, los cuales son descritos a continuación:

- a) Indicadores generales
- b) Indicadores específicos

GERARDO HERNANDEZ CALDERON Y GABRIEL GONZALEZ COVARRUBIAS

a) Indicadores generales;

Estos indicadores están asociados directamente a los datos estimados durante la etapa de diseño sísmico por lo que los indicadores de calidad de tipo general están referidos a los siguientes puntos:

- 1.- Resolución temporal y espacial
- 2.- Precisión en el posicionamiento de eventos
- 3.- Relación señal-ruido
- 4.- Correcta definición de los objetivos del cliente

Para poder obtener datos de calidad se requiere una administración integral del proyecto y de un aseguramiento de calidad en cada una de las etapas, en donde el diseño sísmico tenga una participación más activa en la toma de decisiones en el campo que puedan poner en riesgo el cumplimiento de los objetivos del proyecto, primeramente debemos asegurarnos que los datos sísmicos grabados sean medidos correctamente y sean comparados con la predicción de datos sísmicos que fueron inicialmente calculados durante la etapa de diseño sísmico en términos de resolución, precisión en el posicionamiento de eventos, relación señal a ruido, y a los requerimientos del cliente, para ello podemos hacer comparaciones entre diferentes atributos, por ejemplo nivel de ruido y nivel de señal a ruido a partir de una misma ventana de datos, al efectuar esta comparación podemos observar el nivel de degradación que se presenta en la relación señal-ruido, este análisis puede ayudarnos en la diferenciación del degradamiento originado por el ruido y no hacer suposiciones que es debido a cambios en la geología del lugar.

Indicadores específicos Estos indicadores están asociados con el grado de desviación alcanzado durante la implementación del diseño sísmico en campo, aquí se cuantifica en forma práctica el grado de cumplimiento de funcionamiento de todos los equipos con respecto a las especificaciones del fabricante, se cuantifica el % de trazas sísmicas que no cumplen con especificaciones de diseño, se cuantifica la eficiencia de la fuente, el grado de cumplimiento de especificaciones en posicionamiento, en afectación al medio ambiente, gestoría de permisos, accidentes, desarrollo del ejercicio presupuestal y la oportunidad con que se adquiere la información sísmica. Estos indicadores pueden variar al trabajar en diferentes áreas, y deben ser establecidos en la etapa inicial del proyecto por el área de diseño sísmico, por el área operativa y por el cliente, así mismo deben ser producto de un análisis integral en donde se busque el equilibrio entre los requerimientos técnicos, económicos, de productividad, y seguridad y protección al medio ambiente.

PROUESTA DE MEJORA CON LA IMPLANTACION DE SISTEMAS DE CALIDAD EN LA ADQUISICION SISMICA

Una de las metas del Plan Estratégico Regional de PEP Exploración Producción Región Norte, para el año 2000, es la implantación del Sistema de Calidad de la Región. Para cumplir con éste objetivo, la Subdirección ha emprendido, entre otras, las siguientes acciones; disponer de una cartera de proveedores de bienes y servicios confiables y comprometidos e implantar un plan estratégico de calidad.

Acorde con el plan anterior, se hace necesario establecer en las bases de las licitaciones para los servicios de adquisición y procesado de datos sísmicos, la obligatoriedad para las compañías de que cuente con una certificación de Sistema de Calidad basado en normas internacionales, como la ISO 9000.

Actualmente son varias las compañías en la industria de exploración de hidrocarburos que están certificadas, principalmente las fabricantes de equipo. Sin embargo las compañías prestadoras de servicios de adquisición y/o procesado de datos sísmicos, para PEP Exploración Producción, aún no cuentan con certificación en sus sistemas de aseguramiento de calidad.

Algunas compañías transnacionales prestadoras de estos servicios, se encuentran en proceso de implantación y cuentan con una política de calidad así como con manuales de Normas y Procedimientos en cada una de las actividades. Entre otros, los compromisos más relevantes que establecen en el documento anterior son:

- Proveer productos y/o servicios de acuerdo con las especificaciones técnicas de la industria de Exploración Producción
- Entregar productos y/o servicios siguiendo un programa y con métodos que reduzcan el tiempo de proceso
- Asegurar que el personal sea adecuadamente calificado, entrenado motivado y con el equipo para realizar las tareas que les sean encomendadas.
- Comunicación efectiva con los clientes contratantes (Gerentes, Subgerentes y Supervisores) e internamente de manera que se entiendan entre sí para responder a los diversos requerimientos.
- Controlar a los proveedores y subcontratistas para garantizar la entrega de productos y servicios de calidad a la industria.

Con el fin de determinar la efectividad de un programa de aseguramiento de calidad, se deben efectuar evaluaciones ó auditorias periódicas que permitan verificar que lo documentado ocurra realmente en la práctica; solo se puede considerar efectiva si realmente se ejecuta.

Beneficios de PEP Exploración Producción con el Aseguramiento de Calidad.

Los beneficios que obtiene PEP, de compañías que tienen implementado un sistema de calidad, son varios se pueden citar los siguientes:

- Confianza en que todos los requerimientos de PEP están documentados, todas las ambigüedades y dudas son resueltas y que la compañía proveedora es capaz de producir el producto cuando éste es requerido.
- Tener la confianza que la información es obtenida en el sitio correcto y entregada en el momento oportuno.
- Los bienes de PEP son protegidos.
- Asegurarse que los datos, parámetros o productos terminados con errores, no sean inadvertidamente usados ó enviados a PEP.
- Asegurarse que se están desarrollando actividades correctas para garantizar que los datos satisfacen los requerimientos y/o especificaciones en el tiempo oportuno con el método adecuado.

Requerimientos y Especificaciones del Estudio

Un programa de adquisición sísmica 3D, es el resultado de un estudio detallado por un equipo de profesionales de las distintas disciplinas de Exploración Producción. Este grupo se integra con el objetivo de analizar la información en un área particular, con posibilidades potenciales de incrementar la producción de hidrocarburos.

Los principales trabajos realizados son los siguientes:

- revisión de los antecedentes de producción
- determinación del número total de pozos perforados
- determinación de total de pozos en producción
- intervalos de producción
- producción acumulada de hidrocarburos
- cálculo de reserva estimada
- valor económico del área
- infraestructura existente

Del análisis de ésta información junto con la de geología y geofísica, se establece la factibilidad de adquirir sísmica adicional. Los especialistas de diseño, proceso e interpretación definen con precisión y claridad él ó los objetivos del problema a resolver.

Del estudio integral anterior, se genera un documento referido como Justificación Técnica.

El geofísico especialista en adquisición sísmica, realiza la planeación y diseño del trabajo sísmico y determina las bases de los anexos técnicos para la licitación del trabajo.

Multi-component 3D Seismic Pilot Study in the Orinoco Heavy Oil Belt

Malcolm Lansley, Richard R. Van Dok, Mark Yale; Western Geophysical
Claude Bordenave, Abdelkader Chaouch, Jean Tachet; Total

SUMMARY

A pilot 3-component 3D seismic survey was acquired over the Zuata Field in the Orinoco heavy oil belt of Eastern Venezuela in August of 1997. The reservoir consists of a closely interbedded series of sand bodies at very shallow depths. The goals of the 3D/3C pilot were to:

- a) select and validate the required parameters for a subsequent 3D survey over a much larger area
- b) evaluate the shear wave data quality
- c) better understand the time, cost, operational and environmental issues related to three component acquisition

This paper will describe the key steps in the survey design, field testing, data acquisition and processing.

INTRODUCTION

When the target objectives of a 3D survey are very shallow, the source and receiver line spacings have to be reduced in comparison to surveys designed for deeper objectives. Both the environmental impact and the cost per square kilometer increase with this increased surface access. J.G.F. Stammeyer et al (1996) showed that converted wave recording could potentially provide better quality shallow information than P-wave recordings alone. If this was proved to be true for the Zuata area, then line spacings could be increased and the resulting surface access and acquisition costs could be reduced. Before commencing data acquisition of a 200 square kilometer survey over the Zuata field, it was decided to record a small pilot survey (approx. 16 square kilometers) with 3-component geophones. This would be used to evaluate the value added (reservoir characterization, HR seismic) of

converted waves in this area, and also to finalize the acquisition geometry for the full survey.

At the time when the survey was planned to be shot, there were only 1000 strings of 3C geophones available, with 6 geophones per string. This limited number of traces generated constraints on the survey design.

A number of wells had been drilled and logged (sonic, density, gamma, etc.) in the area, but no information about the shear velocities had been obtained.

SURVEY DESIGN

For the preplanning of the survey, a 3-component noise study had been recorded. P-wave reflection quality was fair, but on the PS-wave recordings, although the existence of actual converted signal was demonstrated, no identifiable reflections were interpretable. The results of this study were therefore analyzed to determine the parameters that would be applicable for P-wave recording, and these parameters were then adapted using assumed V_p/V_s ratios to permit the computation of the survey attributes for PS-wave common conversion point binning. Elastic modeling was also used to evaluate the offset ranges over which pre-critical PS-wave reflection amplitudes should be expected. This modeling was performed assuming V_p/V_s ratio of 2, which later proved to be much less than that determined from the 3D data.

The acquisition template was 8 receiver lines of 80 receiver each, with 90 meters receiver line separation. Group interval was 30 meters. The source lines were oriented at 45 degrees to the receiver lines and were spaced 240 meters. This gave a nominal P-wave fold of 20 for the 15 meter bins. At an offset equal to the depth of the deepest sands of interest the fold varies from 12 to 16. Because of the limited number of

geophone strings available and the size of the projected survey, a four-line roll was determined to provide a reasonable compromise between the geophysical requirements and operational efficiency.

For the determination of the converted wave binning attributes, V_p/V_s ratios from 1.5 to 2.5 were evaluated. The four-line roll causes a significant spatial variation of fold in the crossline direction, which could be reduced with a one-line roll. It was decided that any amplitude anomalies caused by this variation could be compensated for in data processing.

DATA ACQUISITION

The terrain in the survey area was gently rolling hills, with some vertical drops caused by erosion. The hills were predominantly gravel beds with a thin covering of loose, sandy soil. The geophone cases were fitted with only two spikes (one long and one short), in comparison with 3 spikes for some of the alternative geophones available within the industry, and there was concern about the quality of the geophone coupling, particularly for the horizontal elements. It was decided to verify the coupling of the geophones to the earth by conducting a test in which caps would be detonated at close range to the geophones, and then looking for evidence of "ringing" after the first arrivals. This is an indication of inadequate coupling of the geophones to the ground, and is usually most significant on the horizontal elements, but may also be seen to a lesser extent on the vertical component. After several tests of different planting methods, it was demonstrated that using a shallow trench in which to plant the geophones and packing soil around the sides to ensure good coupling was the optimum method. It eliminated the ringing while still permitting the azimuthal orientation and the leveling of the geophone to be easily verified.

Furthermore, in order to ascertain the isotropic behavior of the horizontal components, one line was acquired with two traces at each location. The second trace was constituted of geophones oriented perpendicularly to the normal orientation. The comparison of the shot gathers in the inline and crossline directions showed a perfect match, validating the x and y data for further wavefield reorientation.

Many other start-up tests were carried out to ensure the integrity of the 3C geophones: polarity test, hook up of the individual connectors for each component to the correct take-out of the cable, geophone orientation and leveling.

A major problem which arose was actually planting the geophone in the gravel layer, which varied in thickness from a few centimeters to more than 50 centimeters in some locations. Whenever possible, the layout crew dug down to a more consolidated layer of sand below, and then planted the geophones in this. However, when the layer was too thick, the positioning of the geophones became very difficult. The

spikes could not penetrate the gravel easily, and the geophone would become displaced from the vertical. Any attempt to reposition it resulted in the gravel becoming unconsolidated, with the result that the coupling was severely degraded. It was decided that as long as the bubble level showed that a geophone was level to 5 degrees or less, no further attempts to level it should be attempted in the gravel areas.

Although there are some areas with relatively smooth changes in elevation, many areas with rapid changes exist. In these areas, aligning the axis of the geophones with the receiver lines became very difficult as one survey stake was frequently not visible from the adjacent stake. Because of this, and also to assist in the accurate alignment of the geophones when the arrays are being contoured, a special geophone alignment tool was manufactured. This tool had a special fitting at the base that would only accept the geophone in one direction, and is fitted with a magnetic compass on the top. Once correctly calibrated to allow for the magnetic declination, it was possible to accurately align the geophones.

At least seven steps were necessary to ensure the correct planting of each geophone:

- 1) Mark the position of the geophone within the trace
- 2) Dig a trench
- 3) Plant the geophone in an approximately vertical position
- 4) Orientate the geophone
- 5) Firmly plant the geophone and level it
- 6) Pack the soil around the geophone
- 7) Check each phone by an independent team

The source was a small charge of biodegradable dynamite (450 grams) at depth of 10 meters.

Despite the limited number of strings of geophones and problems with cattle which chewed and disturbed the spread layout, a total of 2200 shots were recorded in 28 days, an average of close to 80 shots per day. Very rigorous field quality control was essential for ensuring that the geophone layout was optimal. A number of additional tests were performed in the field to evaluate possible changes in the acquisition parameters for future work.

DATA PROCESSING

Processing began with the P-wave data recorded on the vertical geophone, which included surface-consistent deconvolution, refraction and reflection statics, spatially-dealiased ("fat") DMO, and 3D time migration. Source deconvolution operators, total source statics, and P-wave stacking velocities obtained during this flow were all saved and utilized for the PS-wave sequence.

Multi-component 3D Seismic Pilot Study in the Orinoco Heavy Oil Belt

Initially, the PS-wave data was rotated to the radial and transverse directions. The radial component was then used for further processing assuming no azimuthal anisotropy since very little energy was observed on the transverse component. Source deconvolution operators and statics from the P-wave processing were applied to the PS-wave data followed by a surface-consistent deconvolution using only the receiver and offset terms. Residual statics, velocities, and common-conversion point binning were iterated twice. The final pass of velocity analysis included a correction for the quartic, non-hyperbolic term in the normal moveout equation. Application of this correction significantly improved the quality of the stack section. A comparison of semblance plots from velocity analyses performed with and without this correction is shown in Figure 1.

Poststack time migration was performed using a one-pass FK algorithm and an average PS-wave velocity function. The poststack data were then positioned properly for subsequent interpretation techniques, e.g., average and interval V_p/V_s analyses for lithology discrimination.

CONCLUSIONS

The pilot study demonstrated the feasibility of acquiring a 3C/3D survey within a reasonable time frame, with minimal environmental impact, and with good safety, provided that all procedures are followed with meticulous care. It also showed that it was possible to obtain shear wave data with a reasonable signal-to-noise ratio in a land environment with difficult operational problems. Figure 2 shows shallow data from one of the lines from the 3D data volume.

ACKNOWLEDGEMENTS

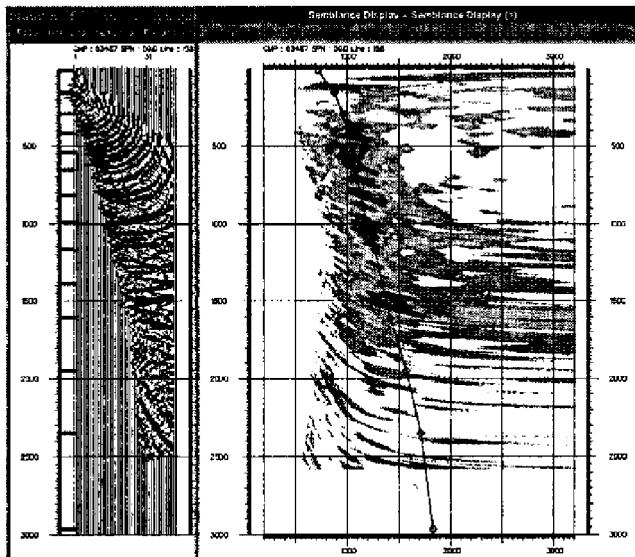
The authors would like to thank the SINCOR shareholders: Norsk Hydro, Statoil, PDV and Total for their support in this operation and for permission to present this work.

REFERENCES

A. Cordsen, D.C. Lawton, 1996, Designing 3-component 3D seismic surveys: *66th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts*, 81-83

J.G.F. Stammeyer, J.L. Sheiman, P.K. Schruth, B. Blonk, 1996, Combined processing of PP and PS data: *Workshop on Advances in Multi-component Technology: Acquisition, Processing and Interpretation, 1996 EAGE Convention – Amsterdam*.

Hyperbolic moveout



Quartic moveout

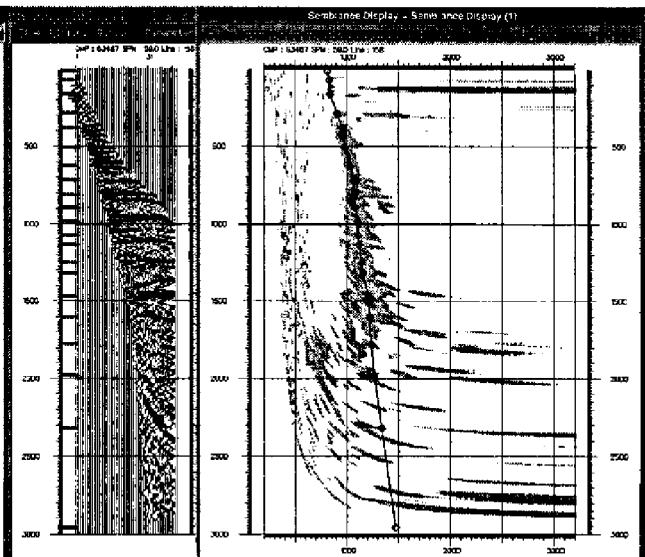


Figure 1: CCP gathers and velocity analysis semblance plots for hyperbolic normal moveout and normal moveout with quartic correction term.

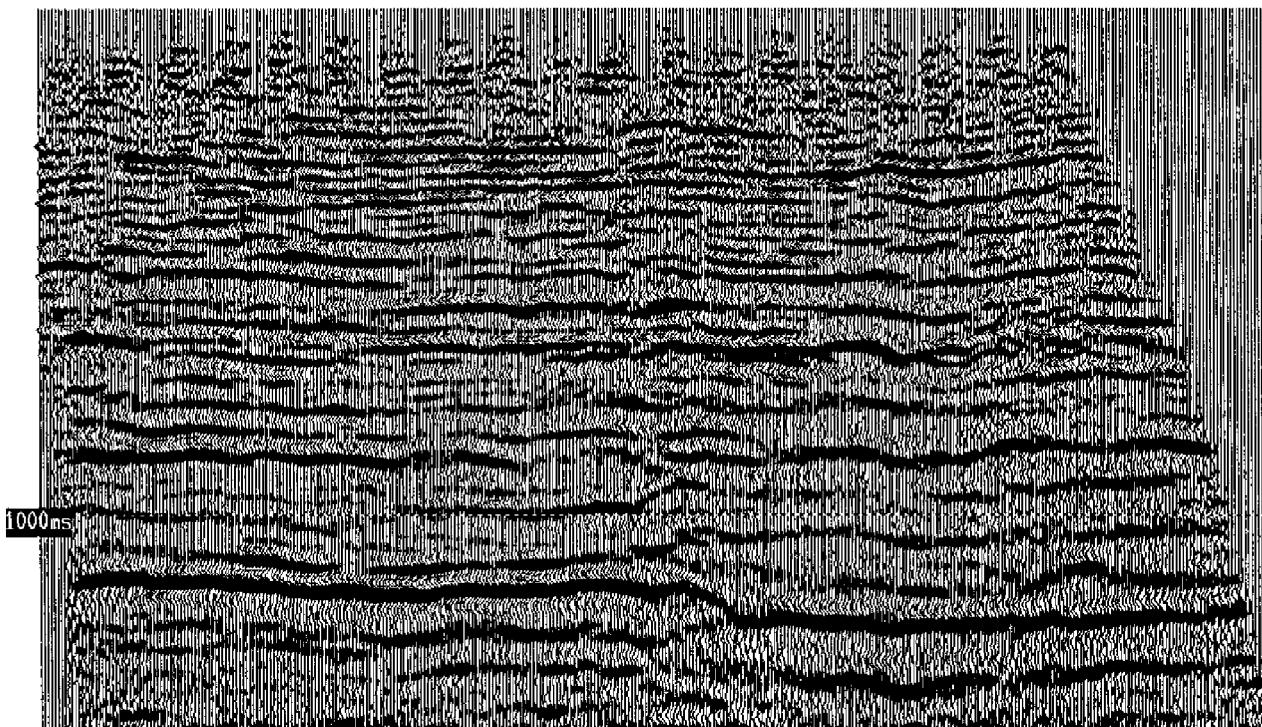


Figure 2: Shallow data from a line extracted from the PS-wave data volume.

Implementation of Prestack Waveform Inversion using a Genetic Algorithm, an Example from East Texas Woodbine Gas Sand

Subhashis Mallick, Western Geophysical*

SUMMARY

In this paper, a prestack inversion method using a Genetic Algorithm (GA) is presented, and issues relating to the implementation of prestack GA inversion in practice are discussed. GA is a Monte-Carlo type inversion algorithm, using a natural analogy of the biological evolution process. GA can be cast into a Bayesian framework, where an a priori information of the model parameters and the physics of the forward problem can be used to compute synthetic data. These synthetic data are then matched with observation to estimate the a posteriori probability density (PPD) function in model space. GA does not depend upon the choice of the initial model, and is therefore well suited for prestack inversion. Prestack GA inversion on a data set from the east Texas Woodbine gas sand is compared with poststack inversion on the same data set. Prestack inversion was able to obtain many fine stratigraphic features of the subsurface which were absent on the poststack inversion results.

INTRODUCTION

The primary objectives of seismic exploration are to find a reliable structural image of the subsurface and obtain estimates of acoustic properties of individual subsurface layers. Various migration techniques applied to poststack and prestack seismic data provide the structural image, and waveform inversion methods use amplitude and traveltimes information of poststack or prestack data to obtain the acoustic properties. Migration and waveform inversion are complimentary to each other and together, they provide a powerful and complete methodology for a quantitative interpretation of seismic reflection data.

Seismic waveform inversions have been applied to poststack and prestack data. In general, the acoustic properties, obtained from a prestack inversion method provide more detailed stratigraphic features of the subsurface than a

poststack inversion can provide (Mallick, 1996). However, computer cost does not allow prestack inversion to be performed on a routine basis, and seismic inversions have traditionally been applied to stacked data volumes only. As powerful computers with vectorizing and parallelizing capabilities are becoming common, prestack inversion methods are becoming feasible, at least to portions of data where detailed stratigraphic and petrophysical analyses are required. In this paper, a practical implementation of a prestack inversion technique using a Genetic Algorithm (GA) is presented. Results from both poststack and prestack inversion on a data set from the East Texas Woodbine sand are compared to justify the increased computational cost of prestack inversion in comparison to poststack inversion.

IMPLEMENTATION OF A PRESTACK INVERSION METHOD IN PRACTICE

Seismic inversion, like many other inversion problems, is inherently nonunique in nature. It is therefore appropriate to cast seismic inversion into the framework of Bayesian statistics (Tarantola, 1987). Under such a framework, prior information on the model parameters and the physics of the forward problem are used to compute synthetic seismic data. These synthetic data are then matched with the observed seismic data to obtain the a posteriori probability density (PPD) function in the model space. GA is a Monte-Carlo type inversion utilizing a natural analogy of the biological evolution process. GA can be cast into the framework of Bayesian statistics, details of which can be found in Sen and Stoffa (1992), and Mallick (1995). Here, only the practical aspects of implementing GA in prestack waveform inversion will be highlighted.

Fig. 1 shows a schematic flow diagram of GA. The first step in this GA inversion requires generating a random population of elastic earth models of P-wave velocity, Poisson's ratio, and density within a specified search interval. The search interval is the prior information on model parameters, and can be obtained

IMPLEMENTATION OF PRESTACK WAVEFORM INVERSION USING A GENETIC ALGORITHM

from the well data or any other information that may be obtained, the next step is to compute synthetic seismic data. Computing prestack synthetic seismograms is expensive, and GA inversion spends about 80-90% of its total run time in computing these synthetic data. Choice of an appropriate modeling methodology is therefore crucial in implementing a prestack inversion process in practice. Ideally, a modeling method that computes a complete seismic response, elastic finite difference or finite element modeling. Computing 3-D elastic finite difference or finite element seismograms for many models is theoretically possible, but is beyond the scope of most powerful computers. Synthetic seismograms for a laterally variable medium can be computed inexpensively using methods based on ray tracing. However, tracing mode converted and multiply reflected rays is cumbersome as the number of layers in the earth models increase. In a typical prestack inversion of 500 ms of data, an earth model with as many as 100 layers may be necessary, and tracing rays through such large number of layers is difficult. The reflectivity method (Fuchs and Müller, 1971; Kennett, 1983) computes a complete seismic response for horizontally stratified elastic earth models. Computation of plane wave response by the reflectivity method is fast, and can be vectorized and parallelized in most vector and parallel computers. If the input seismic data are decomposed into individual plane wave components, it is possible to compute plane wave synthetic seismograms using the reflectivity method to match synthetic data with observation in the GA inversion. However, note that the reflectivity method suffers from a limitation that the earth model must be horizontally stratified. Input seismic data must, therefore, be migrated before stack prior to inversion. In areas that are not too complex structurally, input data should be prestack time migrated. In structurally complex areas, data must be prestack depth migrated. Since the most currently available depth migration methods do not correctly handle amplitudes, inversion is not recommended in such complex areas.

After the synthetic data are generated, they are matched with observed data. As noted above, this matching is performed in the plane wave domain. In an ideal situation, observed data in offset and time can be converted into the ray parameter (p) and intercept time (τ) domain, and matched with synthetic data in the same domain. Exact p - τ transformation requires integral transformation to be applied to the input data. When the number of offsets in the input data is large, such p - τ transformation is a good choice. But, when the number of available offsets is small, p - τ transformation, like any other integral transformation technique, is affected by aliasing. In practice, large number of offsets are not always available, and often times it is necessary to perform prestack inversion on data that can be as low as 12 fold. A p - τ transform on such low fold data

available. Once a random population of elastic models is including mode conversions and interbed multiple reflections for a general 3-D elastic medium is the most appropriate method to use. Such method will accurately model most major features in observed seismic data, including the interference or tuning effects due to thin beds, and transmission effects through gradient zones, for any laterally variable medium. Unfortunately, such technique requires a 3-D will be severely aliased, and matching aliased data with synthetic data will lead to erroneous inversion results. To avoid aliasing on such low fold data, input data must be approximately converted to the plane wave domain without using any integral transforms. This is achieved by computing angle gathers (Todd and Backus, 1985). Angle gathers approximately represent seismic data, as they will look in time, if they were recorded at fixed angles of incidence, instead of fixed offsets. If the input data are corrected for spherical spreading loss, prior to the computation of angle gathers, reflections on individual traces on the angle gathers are proportional to plane wave reflection amplitudes at fixed angles of incidence. Therefore, using each random P-wave velocity, generated in step one of Fig. 1, observed prestack data are corrected for spherical spreading, and normal moveout (NMO). Angle gathers are then generated from the NMO corrected input data, and are matched with the synthetic angle gathers, computed for the corresponding model. The degree of match between the observed and synthetic data is called the fitness of the model. Notice that the method simultaneously finds the NMO velocity, and the amplitude variation with angle (AVA) on the input data. Consequently, both low and high frequency model components are derived by the inversion.

Once the observed data are matched with synthetic data, the fitness values are sealed and genetic operations of reproduction, crossover, mutation, and update follow. These operations generate new models from the existing ones to sample the model space. They are described in detail elsewhere (Sen and Stoffa, 1992; Mallick, 1995) and are not repeated here.

INVERSION EXAMPLE FROM THE WOODBINE GAS SAND

GA inversion, as outlined above, was applied to a data set from the Woodbine gas sand formation in east Texas, and was compared with the poststack inversion results on the same data set. Deposited in a deltaic environment, the Woodbine is known to exist in a series of discontinuous toplap pinchouts against an overlying shale that underlies the Austin chalk formation. The Woodbine formation, known to be hydrocarbon bearing at the toplap pinchout locations, was deposited on top of the Buda carbonate shelf margin of early Cenomanian age (Vail et al., 1977).

Fig. 2 is a stacked seismic section from east Texas with reflections from the Austin chalk, shale, Woodbine sand, and

Buda limestone identified with arrows. Four Wells, marked A, B, C, and D are on the seismic line. Wells A and B produce gas from the Woodbine sand, whereas Wells C and D were dry. Only information from Wells A and D were used in constraining the initial geologic model for the inversions performed on this data set. Fig. 3 shows the acoustic impedance estimated from a recursive poststack inversion of the east Texas data set of Fig. 2. Wells and formations are identified like in Fig. 2. Notice that the Austin chalk and Buda limestone are clearly shown in the inversion while the shale and the Woodbine sand are not very clear, especially in the zones where the Woodbine sand pinches out.

In GA inversion, prestack data were first inverted at Wells A and D. Once a satisfactory match between observed and synthetic data was obtained at the well locations, an initial geologic model was built, and prestack data for each common mid point (CMP) location were inverted. Fig. 4 is an estimate of the acoustic impedance, obtained from prestack GA inversion. Notice that this prestack inversion clearly demonstrates how the Woodbine sand pinches out against the overlying Shale. It also shows the presence of high impedance Woodbine sand underneath the producing Wells A and B, and its absence underneath the dry Wells C and D. In addition to acoustic impedance, prestack inversion also provided an estimate of Poisson's ratio.

DISCUSSION

A comparison of Fig. 3 with Fig. 4 clearly demonstrates the superiority of prestack inversion compared to poststack inversion. Although prestack inversion is computer intensive, the quality of the results obtained justifies the need for such inversion, especially in the zones where detailed stratigraphic and petrophysical interpretation is required.

To test the robustness of the inversion results, two other prestack inversions were run using only the information from Well A, and from Well D. Both inversions were very similar to the results shown in Fig. 4. Inversion results, shown in Fig. 4 used a complete synthetic computation, including mode conversions and interbed multiple reflections. To test the contributions from interbed multiples and mode conversions, inversions were also run omitting these effects in the synthetic computations. Fig. 5 is the prestack inversion result where the mode conversion and multiple reflections were ignored. A comparison of Fig. 5 with Fig. 4 shows a lack of resolution at Well B and demonstrates that the computation of mode conversions and interbed multiples are important for an accurate prestack inversion.

REFERENCES

- Fuchs, K., and Müller, G., 1971, *Computation of synthetic seismograms with reflectivity method and comparison with observations*: Geophys. J. Roy. Astr. Soc., **76**, 461-481.
- Kennett, B.L.N., 1983, *Seismic wave propagation in stratified media*: Cambridge University Press.
- Mallick, S., 1995, *Model-based inversion of amplitude-variation-with-offset data using a genetic algorithm*: Geophysics, **60**, 939-954.
- Mallick, S., 1996, *Prestack waveform inversion of east Texas Woodbine gas sands using a genetic algorithm*: 58th ann. internat. conf. Ear. Assn. Geosci. & Engrs., Amsterdam.
- Sen, M.K., and Stoffa, P.L., 1992, *Rapid sampling of model space using genetic algorithms: Examples from seismic waveform inversion*: Geophys. J. Int., **108**, 281-292.
- Tarantola, A., 1987, *Inverse problem theory, methods for data fitting and parameter estimation*: Elsevier Science Publ. Co., Inc.
- Todd, C.P., and Backus, M.M., 1985, *Offset-dependent reflectivity in a structural context*: 55th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 586-588.
- Vail, P.R., Todd, R.G., and Sangree, J.B., 1977, *Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 5: Chronostratigraphic significance of seismic reflections*: in Payton, C.E. ed., *Seismic stratigraphy - application to hydrocarbon exploration*, Am. Assn. Petr. Geol., 99-116.

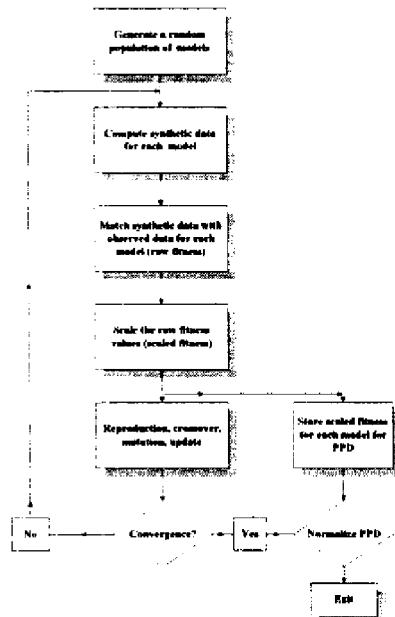


Fig. 1: A flow diagram of the GA inversion method.

IMPLEMENTATION OF PRESTACK WAVEFORM INVERSION USING A GENETIC ALGORITHM



Fig. 2: Stacked section of east Texas data.

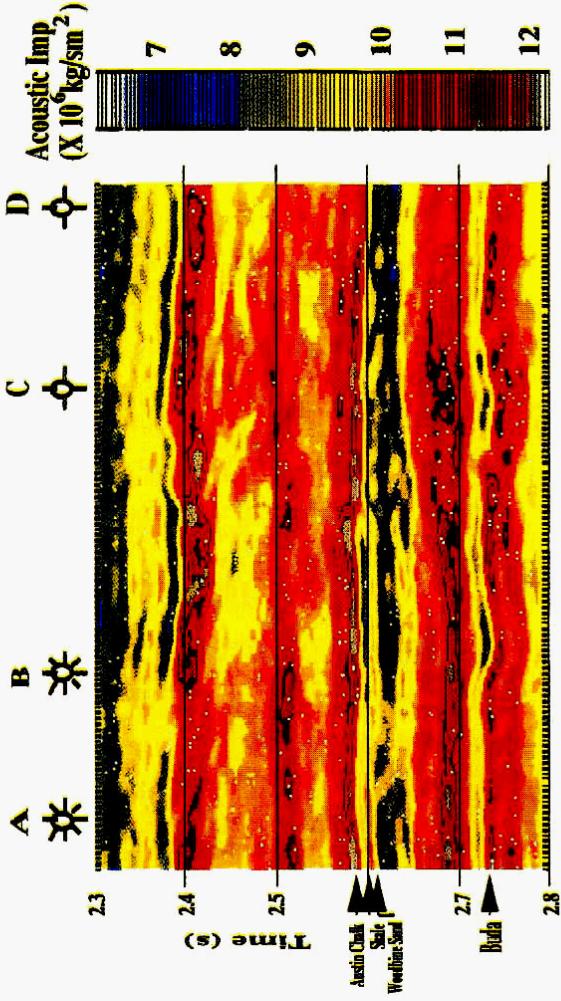


Fig. 3: Acoustic impedance estimated from poststack inversion of east Texas data.

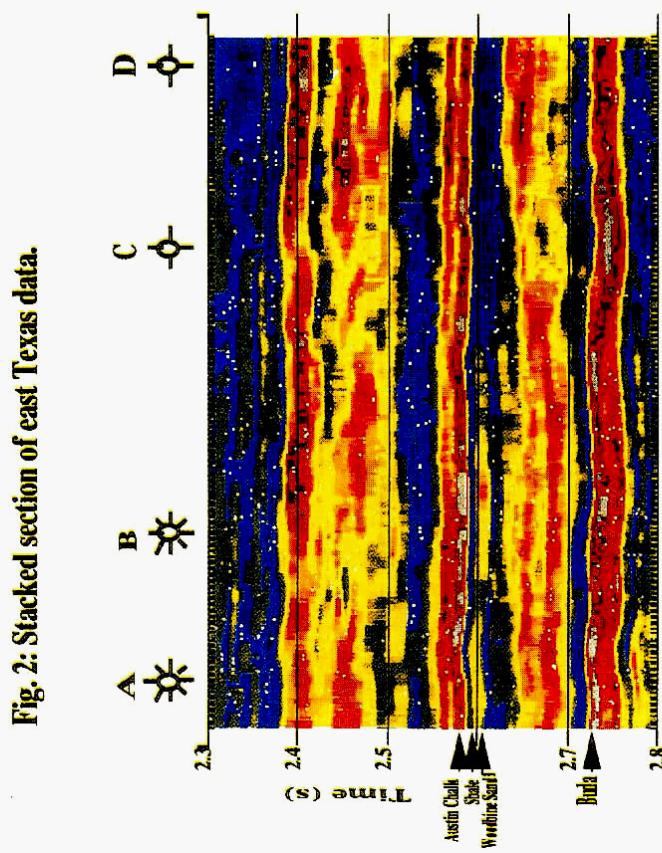
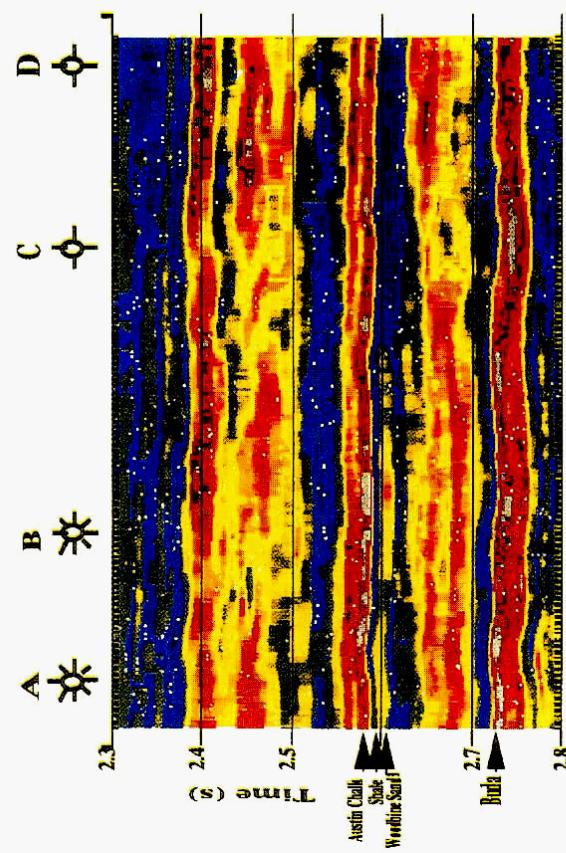


Fig. 4: Acoustic impedance estimated from prestack GA inversion of east Texas data.

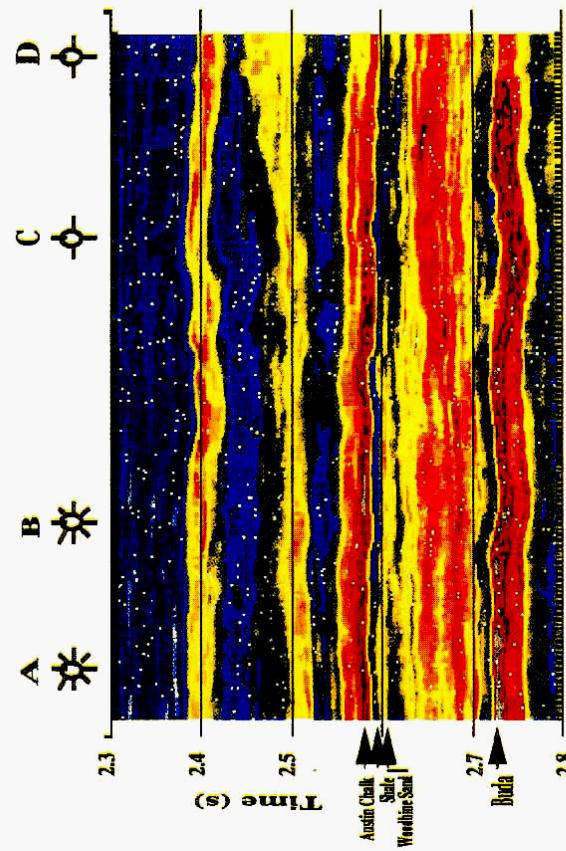


Fig. 5: Prestack inversion results obtained ignoring the effects of mode conversions and multiple reflections.

Secuencia de Procesamiento 3D de Datos Sísmicos Terrestres Ruidosos para AVO: Un Caso Histórico

Hans A. Meinardus, The Andrews Group International, Rafael Sánchez, Petróleos Mexicanos, Rubén D. Martínez, PGS Tensor, y Javier Cisneros, The Andrews Group International.

RESUMEN

Se desarrolló una secuencia de procesamiento 3D para recuperar la imagen de las amplitudes relativas de las reflexiones del subsuelo empleando datos sísmicos ruidosos. Los procesos de atenuación se enfocaron tanto al ruido generado por la fuente, así como al ruido ambiental. Se aplicaron procesos consistentes con la superficie para corregir los efectos someros e instrumentales del levantamiento sísmico. Para preservar los efectos de AVO, se aplicó la recuperación de la amplitud y el filtrado de ruido aleatorio en una modalidad consistente con el offset. La reflectividad de incidencia normal obtenida a partir de análisis de AVO exhibe una mejor resolución temporal que el apilamiento CDP convencional y la migración en tiempo.

INTRODUCCIÓN

Los datos sísmicos 3D para los cuales se diseñó esta secuencia de procesamiento provienen de la Cuenca de Burgos en el Norte de México. La Cuenca de Burgos es una de las zonas productoras más prolíficas de gas natural.

Los datos sísmicos fueron adquiridos en 1995 sobre un área de 200 km² aproximadamente. Como fuente de energía se usó cuatro vibradores IVI – 47 de 49,000 lbs de fuerza pico, con un barrido lineal de 12 a 96 Hz. Para la grabación de los datos sísmicos se utilizó un sismógrafo telemétrico I/O SYSTEM – TWO de 720 canales. La geometría para la adquisición de los datos consistió en un swath convencional con las líneas receptoras espaciadas a 350 m en dirección Este-Oeste, y las líneas de las fuentes en dirección Norte-Sur con un intervalo de 350 m. La distancia entre las estaciones de receptores y entre puntos vibrados fue de 50 m, produciendo celdas CDP de 25 por 25 m. Con el máximo offset programado de 2595 m, se obtuvo un apilamiento

nominal de 24. El volumen 3D total consiste de 6.4 millones de trazas de 5 segundos muestreadas a 4 mseg.

El objetivo de la secuencia de reprocesamiento 3D fue el de preservar las amplitudes relativas al máximo, con el fin de usarlas posteriormente en una detallada interpretación estratigráfica. El objetivo de la interpretación consistió en definir la delineación y la distribución de las arenas de gas en la tendencia Lobo, entre la formación Wilcox y la cima del Cretácico. Las profundidades de estos objetivos en el área de estudio, se extienden de 1800 a 2800 m, lo cual corresponde a un rango de 500 a 1700 mseg en tiempo.

Los datos 3D crudos estaban muy afectados por ruido, especialmente ondas de superficie y ruido de naturaleza transitoria y aleatoria. Este problema se ilustra en la Figura 1 que muestra un corte en tiempo del apilado crudo sin los procesos para la atenuación de los ruidos. Además, el Río Bravo, que marca la frontera internacional, restringe la geometría de adquisición de los datos sísmicos, causando zonas de apilamiento relativamente bajo, agravando los problemas de ruido. Por lo tanto, la recuperación de las amplitudes relativas, así como el enfocamiento de la imagen del subsuelo, se convirtieron en un reto.

SECUENCIA DEL PROCESADO 3D

Para el procesado de los datos se utilizó el sistema ProMAX 3D versiones 6.1 y 6.2 de la LANDMARK GRAPHICS CORPORATION. La estación de trabajo consistió en una SUN ULTRA 2200 con sistema operativo Solaris 3.1.

Durante el procesamiento se evitó cualquier tipo de escalado de las trazas sísmicas con el fin de preservar la amplitud relativa de los datos. Por lo tanto, los pasos claves usados en la secuencia del procesado para preservar la amplitud relativa, fueron los siguientes:

- Atenuación 3D del ruido
- Aplicación de estáticas de refracción
- Procesos consistentes con la superficie
- Atenuación del ruido aleatorio pre-apilamiento
- Recuperación de amplitud dependiente del offset
- Apilado final
- Cálculo de la reflectividad de incidencia normal (Ro)
- Migración 3D de Ro.

Atenuación de Ruido

El primer paso para la atenuación de ruido consistió en la eliminación automática de trazas sísmicas de ruido espurio cuya energía excedía cierto umbral de amplitud. Con el fin de evaluar la cantidad y naturaleza de este tipo de ruido, calculamos el valor raíz cuadrada media (rms) de las amplitudes para algunos registros de campo representativos. A continuación, se ordenaron estas trazas sísmicas por amplitud rms, y se determinó la amplitud de corte mediante una inspección visual. Este nivel de umbral fue muy consistente sobre toda el área de estudio y se usó el mismo valor para editar todas las trazas sísmicas. Una gran parte de los datos descartados se atribuyó al ruido ambiental general en el área, otras porciones correspondieron a trazas sísmicas ruidosas cerca de las fuentes.

El siguiente paso al tratar el problema del ruido consistió en la atenuación de la energía de la onda de aire inducida por los vibradores. Para este propósito usamos el proceso de "Airblast Attenuation" de la paquetería ProMAX, el cual atenúa la energía anormal con base al alto nivel de la amplitud, la alta frecuencia y la baja velocidad de este ruido.

Posteriormente aplicamos la transformada 3D de Radon por modelado para atenuar la onda de superficie (ground roll). Para llevar a cabo lo anterior ordenamos los registros de campo por offset para determinar el rango de la velocidad de las ondas de superficie dispersivas. Con esta información se modeló el ruido mediante la transformada lineal de Radon y se substrajo de los datos para lograr la atenuación de este ruido. Este proceso preserva la amplitud relativa, y se aplicó en una verdadera modalidad 3D de disparo en disparo.

Otra fuente de ruido en algunas áreas del proyecto fueron las líneas de energía eléctrica que produjeron poderosos trenes con frecuencia de 60Hz en las trazas sísmicas afectadas. Este ruido fue atenuado mediante un filtro de hendidura (notch filter), tomando las medidas apropiadas para evitar que afecte adversamente al espectro de amplitud de los datos.

Estáticas de Refracción 3D

Estas estáticas se calcularon utilizando un modelo de en una capa de velocidad obtenida a partir del tiempo de los primeros quiebres. La comparación con las estáticas de elevación mostró una notable mejoría en la alineación de las reflexiones.

Procesos Consistentes con la Superficie

Ya que la preservación de la amplitud relativa es factor clave en nuestra secuencia de procesamiento, procesos consistentes con la superficie son mandatorios. Aplicamos los siguientes tres procesos en forma consistente con la superficie:

1. Estáticas residuales,
2. Compensación de amplitud consistente con la superficie,
3. Deconvolución impulsiva consistente con la superficie.

El primer proceso trata de corregir variaciones en la energía de las fuentes, respuesta y acoplamiento de los receptores, respuesta de los amplificadores, cambios en amplitud causados por el arreglo de adquisición, etc. Dado el volumen total de trazas, se pueden evaluar estos efectos estadísticamente. Para este objetivo se estiman las amplitudes de acuerdo a que receptores, fuentes, offsets y CDPs contribuyen. Es un proceso iterativo que usa el algoritmo de Gauss - Seidel para calcular los escalares para la corrección de las amplitudes. De acuerdo a la práctica recomendada, se hizo la descomposición de amplitudes consistente con la superficie para los cuatro dominios de fuentes, receptores, offsets y CDPs, pero se aplicaron sólo escalares para las fuentes y los receptores porque son los efectos más significativos.

La señal sísmica es considerada como la convolución de la ondícula generada por la fuente con la reflectividad del subsuelo. Pero también contribuyen a esta convolución una serie de otros efectos: respuesta de receptores, instrumentos, efectos de transmisión, reverberaciones, etc. La deconvolución trata de estimar la señal sísmica deseada mediante la teoría de filtros predictivos. Para preservar la amplitud relativa es importante aplicar la deconvolución como un proceso multi-canal. La deconvolución consistente con la superficie utiliza todas las trazas de una estación para descomponer la ondícula sísmica en sus componentes de fuentes, receptores, offsets y CDPs. El operador de la deconvolución se aplicó sólo en los dominios de fuentes y receptores por la misma razón que en el caso de la compensación de amplitudes. Como la correlación de los registros de campo generó una señal de fase cero, se convirtieron los datos a fase mínima antes de aplicar la

SECUENCIA DE PROCESAMIENTO 3D DE DATOS SISMICOS TERRESTRES RUIDOSOS PARA AVO

deconvolución impulsiva. Las pruebas de los parámetros para la deconvolución sugieren una longitud del operador de 40 mseg. Los espectros de amplitud antes y después de aplicar la deconvolución indican que logramos balancear la amplitud de la señal sobre el rango de las frecuencias del barrido de los vibradores.

Se aplicaron dos pasos de estáticas residuales por correlación de las trazas con un modelo del apilado 3D y descomposición de las estáticas por fuentes y receptores mediante iteraciones de Gauss-Seidel. La velocidad para el primer paso fue muestreada sobre una malla de 1 km por lado. El segundo análisis de velocidad se realizó sobre una rejilla de 350 x 350 m resultando en aproximadamente 1500 funciones de velocidad. El valor de las estáticas de fuentes y receptores se redujo a un promedio de 2 mseg después del segundo paso de estáticas residuales.

Atenuación del Ruido Aleatorio por Deconvolución F-XY y Mezcla 3D

Estos dos procesos para atenuar el ruido aleatorio se aplican normalmente a datos apilados en la secuencia de procesamiento convencional. En nuestro caso se aplicaron a las trazas pre-apilamiento dado que se contemplaba hacer un análisis de AVO, que requiere de datos sin apilar. Para este propósito se aplicó NMO y se ordenaron las trazas del volumen 3D total en sub-volumenes de offset común. Se seleccionaron 23 offsets de 400 a 2600 m cada 100 m, y se aplicaron los procesos de atenuación de ruido aleatorio individualmente a cada sub-volumen.

La deconvolución F-XY es un proceso de predicción de error que atenúa ruido aleatorio sin afectar la amplitud relativa si se aplica correctamente. Se seleccionó un operador de 5 x 5 trazas, lo que implica que los echados se consideran lineales sobre distancias de 100 m, una condición que se cumple en nuestro caso. Comprobamos mediante una sección de diferencia de las trazas antes y después de aplicar este proceso que no se afectaba la amplitud relativa de la señal.

La mezcla 3D de las trazas fue otro método que se aplicó para atenuar el ruido aleatorio. Este proceso apila tres trazas en las direcciones de inline y crossline para mejorar la relación señal-ruido por un factor de dos. Este beneficio se consigue con una pérdida de resolución lateral de 50 m, que no daña la amplitud relativa en forma significante dado los bajos echados de las capas de interés.

Recuperación de la Amplitud Dependiente del Offset

Esta recuperación de la amplitud relativa se efectuó principalmente para compensar los efectos de la propagación independientes de la frecuencia. Ya que uno de los objetivos de este proyecto fue el de preservar el efecto AVO (variación de amplitud con offset), se calcularon las curvas de recuperación de amplitud de manera que fueran consistentes con el offset.

Para investigar la variación vertical de las amplitudes en función del offset, se calculó el promedio de las curvas de decaimiento de la amplitud para cinco volúmenes de offset común. Estas curvas muestran un comportamiento bastante similar con excepción de las trazas más cercanas. Al aplicar las curvas de ganancia, las trazas resultan con amplitudes bien balanceadas en tiempo. Por haberse aplicado una sola ganancia por offset, se preservó la amplitud relativa entre offset y offset.

Al inspeccionar los volúmenes de offset común con la ganancia vertical aplicada, notamos una zona con amplitudes más bajas en la parte Oeste del prospecto. La causa de esta anomalía no se conoce, es posible que se deba a condiciones de la superficie. De todos modos, es una tendencia regional que no fue corregida por la aplicación de escalares consistentes con la superficie. Este último proceso sólo es capaz de corregir anomalías de amplitud con longitudes menores que el offset máximo (2600 m).

Para compensar las amplitudes lateralmente se calculó la amplitud rms de tres volúmenes de offset (650, 1050 y 1450 m) en la ventana de la zona de interés (500 – 1700 mseg). Mediante un ajuste por mínimos cuadrados se obtuvo la tendencia lineal de la variación lateral de la amplitud rms en la dirección Este – Oeste. Basado en esta tendencia regional, se aplicó la misma función de ganancia lateral a todos los offsets, lo que no afecta la amplitud relativa de los datos.

Por supuesto, los efectos de absorción dependiente de frecuencia (efectos Q) permanecieron en los datos y se dio por hecho que en esta etapa éstos se manifiestan principalmente como efectos de fase mínima. El resultado de la recuperación vertical y lateral de la ganancia fue un volumen de datos equilibrados sin alterar los efectos de AVO.

En este punto de la secuencia se probó la aplicación de DMO 3D antes de efectuar al cálculo de los atributos de AVO. Sin embargo, la distribución irregular de las trazas en los bins de offset impidió la aplicación de este proceso. Se observa que hasta los 1000 m de offset, más del 50 % de los offset bins no están populados, lo cual causa problemas en la

recuperación de amplitudes, de manera que no se tenía confianza que el DMO preservara la amplitud relativa.

Apilado Final

La Figura 1 es un corte de tiempo a 1100 msec del apilado crudo y la Figura 2 es el mismo corte del apilado final. Se aprecia que se ha logrado atenuar gran parte del ruido, sobretodo a lo largo del Río Bravo en el borde Este-Noroeste del levantamiento sísmico, donde se observan reflexiones en el apilado final que no aparecen en el apilado crudo. Los eventos son más coherentes también en el resto del área debido a la reducción del ruido, resultando en una mayor resolución lateral.

Cálculo de Reflectividad de Incidencia Normal (R_o)

Se utilizó la aproximación de Shuey a las ecuaciones de Zoeppritz para generar la reflectividad de incidencia normal (R_o) para la onda P. El procedimiento consiste en ajustar una línea recta a las amplitudes ordenadas por el seno al cuadrado del ángulo de incidencia de los reflectores. Se especificó una sola velocidad regional para el cálculo de los ángulos de incidencia. Como el proceso del AVO no tiene el beneficio del apilamiento para la reducción de ruido, se aplicó un filtrado F-XY con un operador de 5 x 5 trazas al volumen R_o .

Migración de 3D de R_o

El atributo AVO R_o se migró con una migración de desplazamiento por fase más corrección (PSPC migration). En las Figuras 3 y 4 se comparan dos líneas del volumen 3D del R_o migrado con el apilado migrado del procesado original. Se nota en estas dos secciones que la imagen migrada del apilado convencional es inferior a la imagen migrada del atributo R_o . Por un lado, el apilado convencional sufre del estiramiento inducido por la corrección dinámica (NMO). Por el otro lado, el proceso AVO de estimar el R_o impone más peso a las trazas cercanas. Por lo tanto, el R_o representa mejor la reflectividad de incidencia normal de la onda P que el apilado que es un promedio de las reflectividades sobre un rango de ángulos de incidencia. Como consecuencia, el R_o tiene amplitudes más correctas y una banda de frecuencia más amplia que el apilado y se presta mejor para procesos de inversión post-apilamiento.

Las Figuras 5 y 6 comparan cortes en tiempos de 700 y 1100 msec respectivamente del apilado migrado original y del R_o del reproceso. De nuevo se observa una mejor definición en los datos del R_o migrado.

CONCLUSIONES

Bajo circunstancias favorables es posible diseñar una secuencia de procesamiento 3D con el fin de preservar amplitudes relativas en datos terrestres ruidosos.

En este caso histórico, los problemas severos de ruidos se controlaron usando una secuencia sistemática de métodos de atenuación de ruidos, todas con características de preservación de amplitud relativa: transformada de Radon mediante el modelado y el filtrado F-XY.

El procesamiento consistente con la superficie fue mandatario en esta secuencia de procesamiento terrestre. Se aplicaron otras correcciones en volúmenes de offset común para preservar el efecto AVO.

El atributo AVO R_o es una alternativa para el apilado convencional ofreciendo mejor resolución vertical. Es una representación más exacta de la reflectividad de incidencia normal, por lo tanto es preferible utilizarlo en procesos de inversión post-apilamiento y en estudios de caracterización de yacimientos.

RECONOCIMIENTOS

La División de Geociencias de The Andrews Group International agradece a Petróleos Mexicanos, PEMEX, por permitirle usar sus datos e información, así como por su valiosa cooperación durante la realización de este proyecto.

REFERENCIAS

- Ellender, S.A., 1986, Considerations in estimating the minimum phase properties of sampled data: Geophysical Prospecting, V.34, No.8, p. 1200-1212.
- Levin, Stewart A., 1989, Surface-consistent deconvolution: Geophysics, V.54, No.9, p. 1123-1133.
- Russell, B., Hampson, D., and Chun, J., 1990, Noise elimination and the Radon transform: The Leading Edge, V. 9, No. 10.
- Taner, M. Turhan and Koehler, Fulton, 1981, Surface consistent corrections: Geophysics, V.46, No.1, p. 17-22.

FIG.2. Corte en tiempo a 1100 ms del apilado final con los procesos de atenuación del ruido.

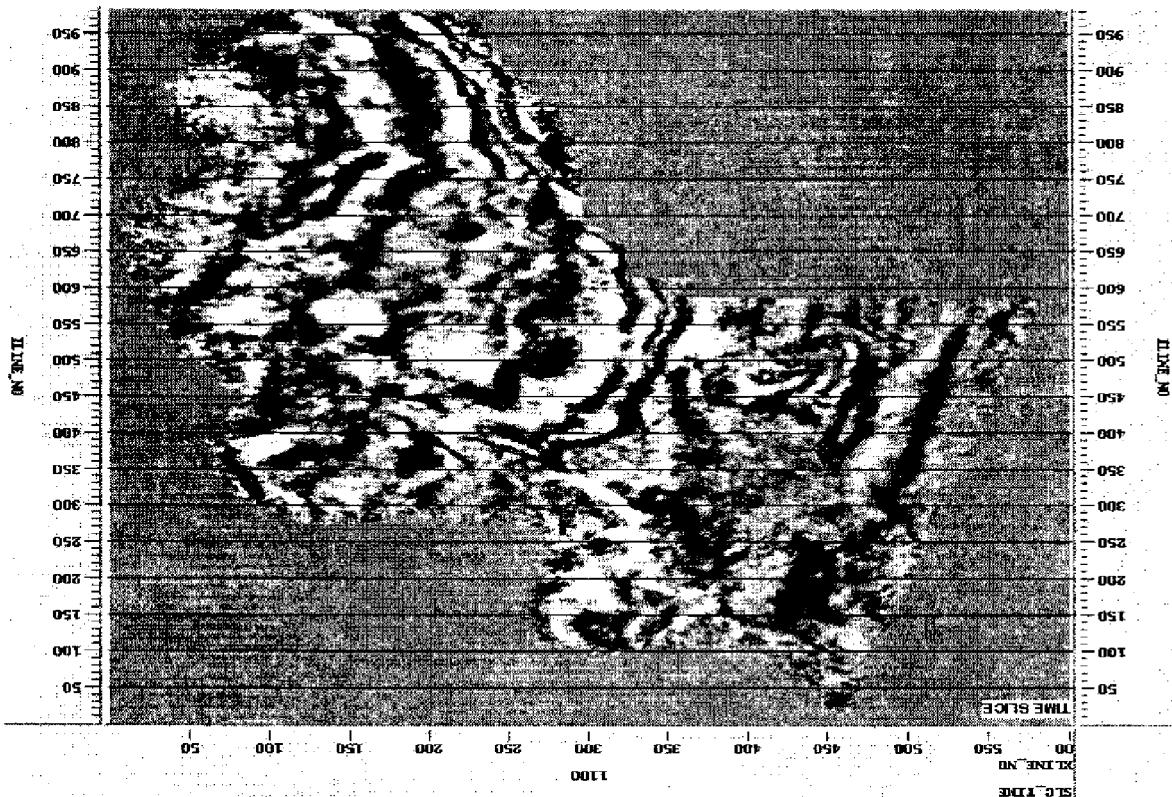
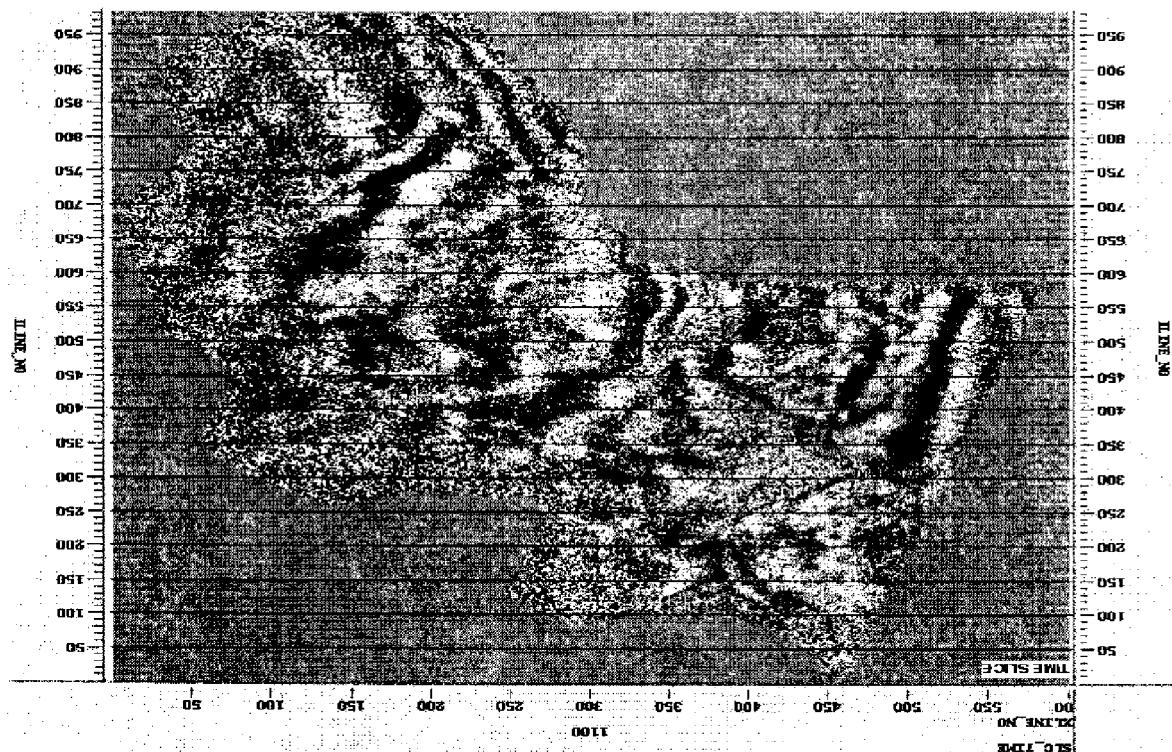


FIG.1. Corte en tiempo a 1100 ms del apilado antes de aplicar los procesos de atenuación del ruido.



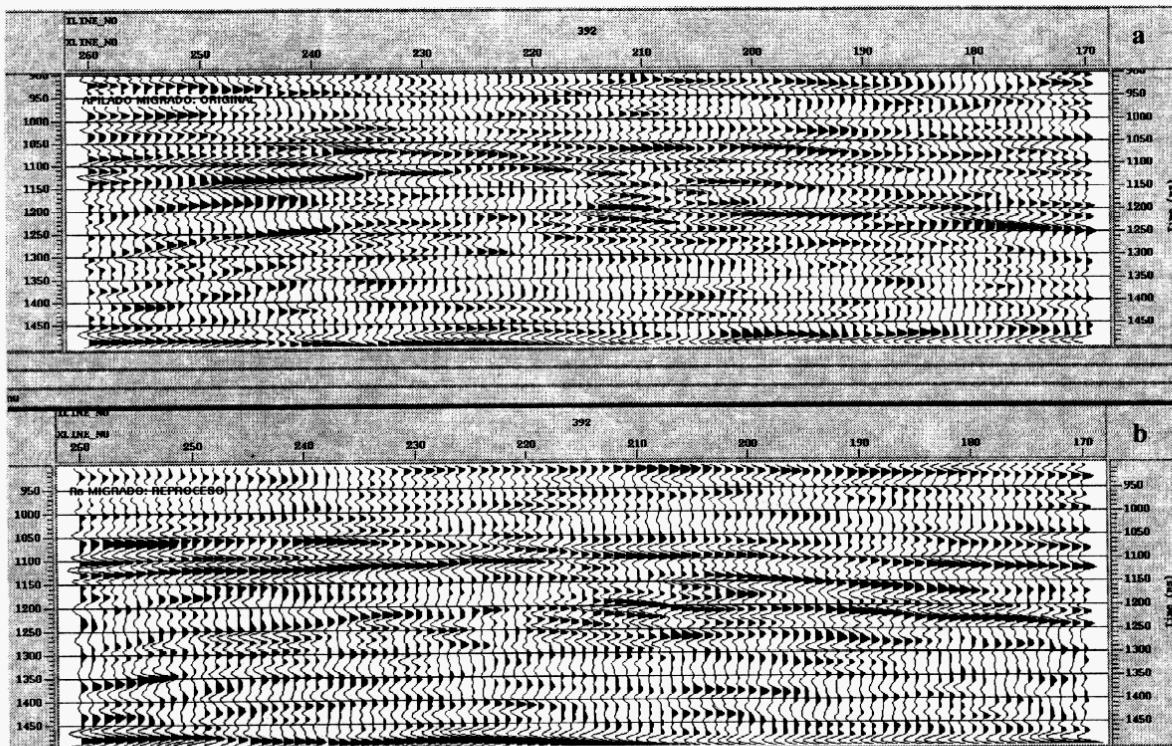


FIG.3. Línea 392 migrada: (a) con el apilado convencional, (b) con el atributo AVO R_o .

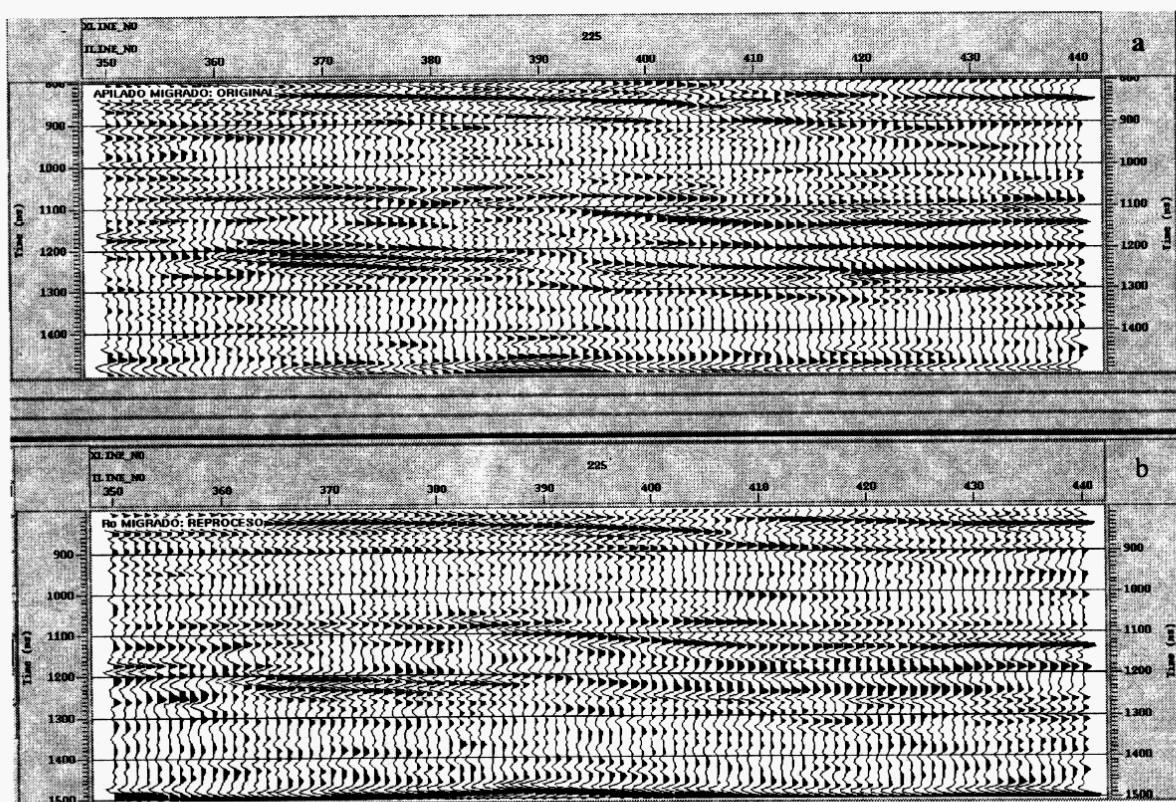


FIG.4. Línea transversal 225 migrada: (a) con el apilado convencional, (b) con el atributo AVO R_o .

SECUENCIA DE PROCESAMIENTO 3D DE DATOS SISMICOS TERRESTRES RUIDOSOS PARA AVO

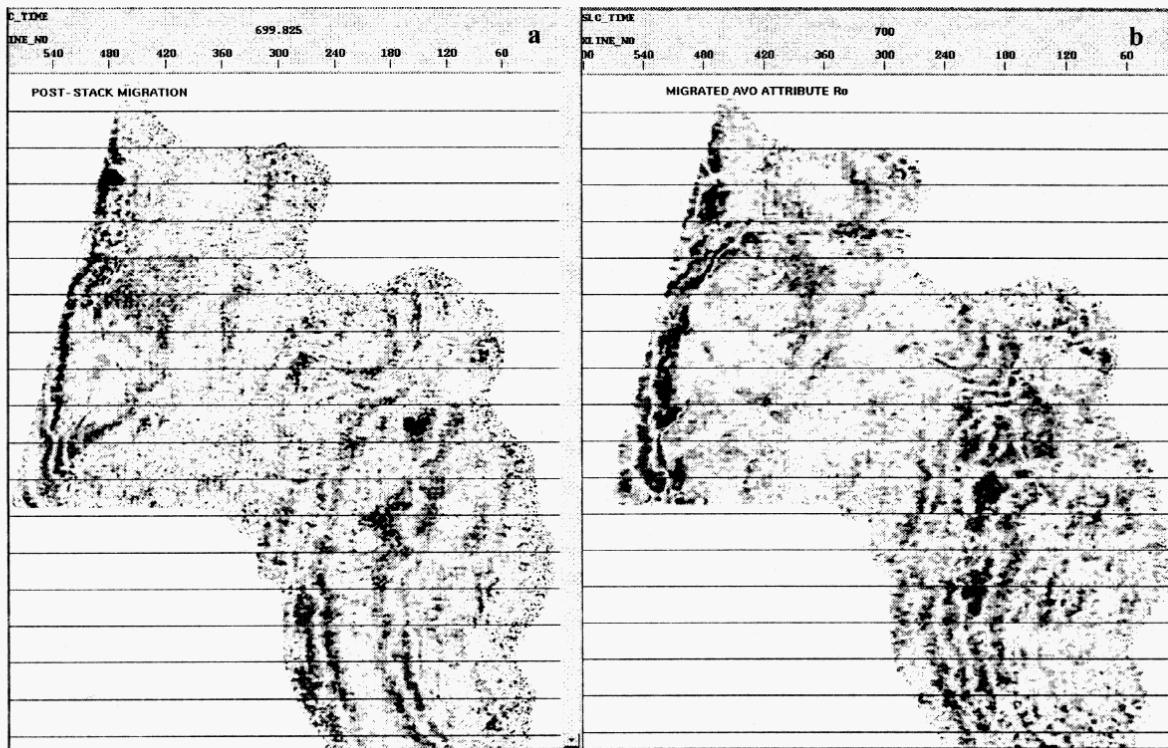


FIG.5. Migración a 700 ms: (a) con el apilado convencional, (b) con el atributo AVO R_o .

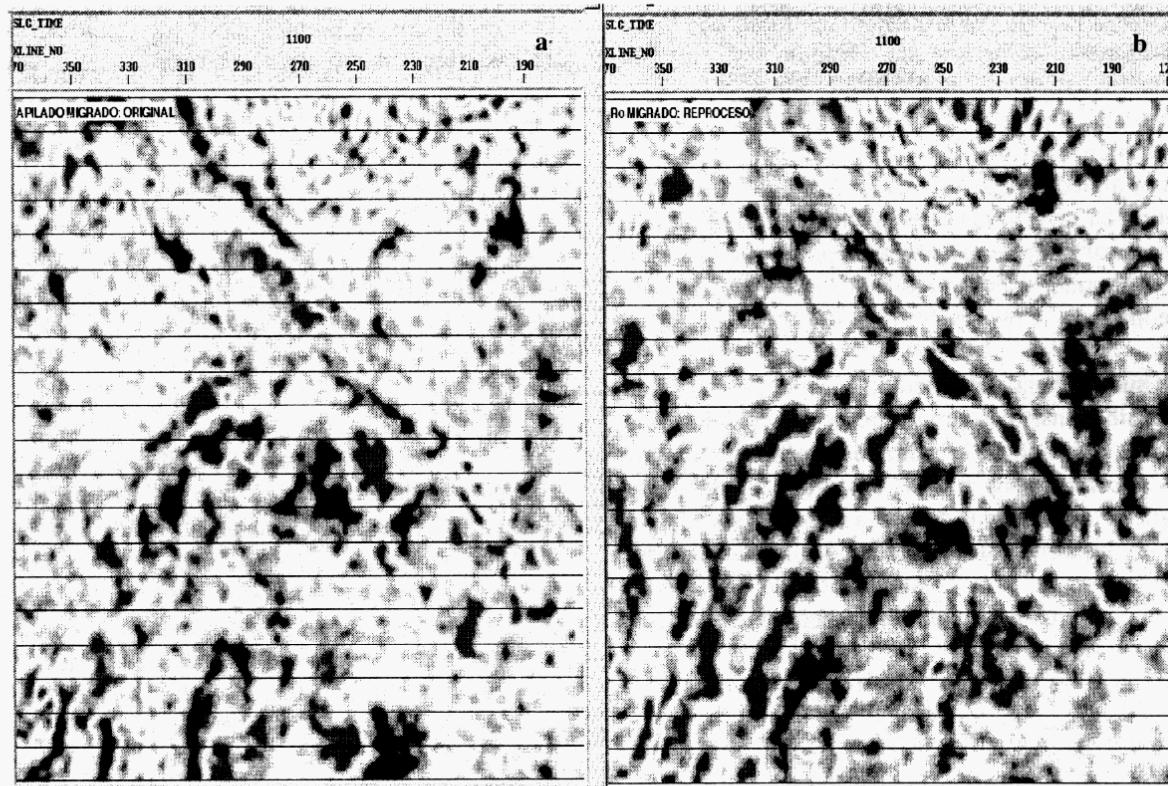


FIG.6. Migración a 1100 ms: (a) con el apilado convencional, (b) con el atributo AVO R_o .

Atenuación de Múltiples Mediante Remuestreo Espacial y Transformada Radon.

Miguel A. Cruz-Mercado (PEP- rmso) y Jorge A. Mendoza-Amuchástegui(I.M.P.)

RESUMEN

Uno de los problemas más importantes en el procesado de datos sísmicos, es la identificación y atenuación de la energía sísmica que no corresponde a eventos primarios, como es el caso de los múltiples; y cuando a estos los caracteriza una velocidad muy similar a las reflexiones primarias, el problema se hace más severo. Por lo tanto, las técnicas de atenuación que operan en diversos dominios, y que discriminan los múltiples por su diferente velocidad con respecto a los primarios, enfrentan serias dificultades por requerir de ciertas condiciones óptimas en la información, así como de un estricto control en la selección de los parámetros de proceso.

En el presente trabajo se analizan dos técnicas relativamente conocidas para la atenuación de reflexiones múltiples: la de modelado mediante transformada Radon, y la de reordenamiento cíclico horizontal-filtrado estadístico, esto con la finalidad de establecer las bases donde se sustenta el método que también aquí se propone, en el cual se trata de aprovechar las propiedades de ambos con objeto de hacerlos complementarios entre si. Con dicho método hemos logrado principalmente establecer condiciones menos rigurosas para la selección de parámetros y por lo tanto una reducción en los tiempos de análisis.

Para evaluar su eficacia, el método propuesto ha sido probado sobre datos sintéticos con diferentes niveles de ruido aleatorio aditivo, lográndose resultados cuantitativamente aceptables al ser comparados con los obtenidos mediante las dos técnicas que le dan origen; debido a ello, y a su relativa sencillez de aplicación, éste método podría considerarse como una nueva opción para la atenuación de reflexiones múltiples del tipo interestratificado ('interbed') y de periodo largo.

INTRODUCCIÓN

En el procesado de datos sísmicos, el objetivo fundamental que se persigue es obtener secciones sísmicas representativas del subsuelo las cuales contengan solo reflexiones primarias provenientes de las diferentes interfases geológicas; sin embargo, en muchas ocasiones el subsuelo está formado por unidades de roca altamente contrastantes donde parte de la energía puede quedar temporalmente atrapada, reflejándose varias veces entre sus límites (reflexiones múltiples) antes de ser registrada en superficie. Cuando esto se presenta, la resolución sísmica se ve afectada ya que las reflexiones múltiples además de producir eventos sísmicos ficticios, enmascaran las verdaderas reflexiones primarias haciendo más difícil la interpretación y por lo tanto menos confiable.

Dentro de los diferentes tipos de múltiples que existen, quizás los más problemáticos sean los del tipo interestratificado y los de periodo largo cuya característica principal es que generalmente su velocidad de corrección dinámica ('nmo') es muy similar a la de los primarios, por lo cual después de aplicar dicha corrección a los arreglos de trazas de punto medio común ('cmp') con velocidad de estos últimos, los múltiples también casi se aplanan presentando un 'nmo' residual mínimo; por lo tanto, las técnicas de atenuación que explotan la separabilidad entre primarios y múltiples por sus diferencias en velocidad enfrentan serias dificultades. Dentro de las técnicas actuales, probablemente, lo más eficiente y conocido para atacar el tipo de múltiples antes descritos sea la técnica de filtrado en el dominio tau-q obtenido mediante la transformada Radon parabólica, cuya capacidad de resolución le permite discriminar eventos con un nmo diferencial de solo algunas decenas de milisegundos; pero a cambio, exige bastante control en sus parámetros de proceso. Otra técnica, quizás menos conocida y utilizada para el mismo tipo de múltiples, es la de reordenamiento cíclico horizontal mas filtrado estadístico bajo el concepto de

mediana, que si bien no necesita cambiar de dominio a los datos, si depende de ciertas condiciones óptimas en los registros 'cmp'.

Aunque existe una gran variedad de métodos de atenuación, hasta ahora ninguno puede considerarse como de uso general o el mejor. En algunos casos es necesario utilizar varios métodos complementariamente y la elección de ellos deberá hacerse en base a los objetivos del proceso, eficiencia y relación costo-beneficio.

FILTRADO EN EL DOMINIO DE RADON

Conceptualmente, la transformación de los datos al dominio de Radon es una reparametrización de los eventos sísmicos en términos de su tiempo de intercepción en distancia fuente-receptor ('offset') cero y del término 'nmo', que son precisamente los ejes coordenados del dominio de Radon; entendiéndose como término 'nmo' al tiempo diferencial entre la traza de 'offset' cero ó cercana y la traza lejana de algún evento sísmico en un registro 'cmp'.

La transformada Radon clásica en su forma discreta, para un registro de datos sísmicos dado por una función P de dos variables (x, t) , donde x es la distancia y t es el tiempo, se ha definido de la siguiente forma (Claerbout, 1985):

$$S(\rho, \tau) = \sum_{x \in [x_{\min}, x_{\max}]} P(x, t=\tau + \rho x), \quad (1)$$

donde x_{\min} y x_{\max} son los 'offsets' mínimos y máximos en los datos y ρ el parámetro de rayo. Matemáticamente, puede interpretarse como una transformación lineal reversible que asigna a cada punto en el dominio $\tau + \rho x$ la suma de la energía contenida en $P(x, t)$ a lo largo de líneas rectas de pendiente ρ , y tiempo de intercepción en 'offset' cero, τ , dicha suma es realizada sobre todos los valores posibles de x . Sísmicamente, esta transformación puede ser interpretada como la descomposición del campo de onda $P(x, t)$ en sus componentes de onda plana con direcciones de propagación de pendiente ρ . Gráficamente, los eventos lineales mapearán en pequeñas regiones del nuevo dominio mientras que los eventos hiperbólicos mapearán en formas clípticas.

En la ecuación (1), t representa una línea recta, y es el caso más simple de la transformada Radon 2D; sin embargo, dicha función t también puede definir curvas de forma arbitraria, tales como parábolas ($t = \tau + \rho x^2$) e hipérbolas ($t = \sqrt{\tau^2 + \rho^2 x^2}$), que son las que mas se pueden ajustar a eventos sísmicos de interés como las reflexiones. De esta capacidad de modelar eventos curvos de forma arbitraria

nace el concepto de Trasformada Radon Discreta Generalizada, dada por la ecuación:

$$\Psi(\rho, \tau) = \sum_{x \in [x_{\min}, x_{\max}]} \phi(x, t=\tau + \rho \theta(x)) \Delta x, \quad (2)$$

la cual se interpreta como una familia de transformadas, donde la función $\theta(x)$ define el tipo de curva que se deseé modelar y sobre las cuales se realiza la sumatoria de amplitudes. Gráficamente, todos los eventos sísmicos curvos definidos por $\theta(x)$, mapcarán en pequeñas regiones dentro del dominio transformado, siendo parametrizados por su velocidad nmo (denominado q en la práctica), y por su tiempo de intercepción en offset cero, tau. La nueva presentación de los eventos sísmicos en este dominio, permite un mejor desempeño de algunos procesos que en el dominio $t-x$.

Para la atenuación de múltiples interestratificados y de periodo largo, objetivo en este trabajo, el método de mayor aplicación que utiliza la transformación al dominio de Radon o tau-q, es el basado en el criterio utilizado por Hampson (1986). En dicho criterio, a pesar de que los eventos sísmicos tienen un comportamiento mas cercanamente hiperbólico, Hampson propone una aproximación parabólica argumentando su relativa sencillez matemática así como un comportamiento de los eventos sísmicos mas estable en el tiempo. Como consecuencia de este enfoque parabólico, surge la necesidad de hacer que el comportamiento de los eventos sísmicos sea precisamente de dicha forma, lo cual consigue utilizando registros cmp corregidos dinámicamente. Posteriormente, aplica la transformación parabólica directa a los datos, así como un borrado ('mute') de la zona de primarios dentro de ese dominio, para finalmente invertir la transformación y obtener entonces el modelo de múltiples que deberá sustraerse del registro cmp original de entrada. Para ilustrar la aplicación de esta técnica y las subsecuentes, se utiliza un registro sintético 'cmp' que consta de nueve eventos sísmicos (figura 1), tres de ellos múltiples (M1, M2 y M3) con tiempos en 'offset' cero de 1.6, 2.4 y 3.8, siendo los dos primeros generados en la capa de agua mientras que el tercero es del tipo interestratificado. La transformación de los datos, el modelo de múltiples generado y la salida después de restar dicho modelo se presentan en la figura 2.

La decisión de cual velocidad de corrección dinámica aplicar, si la de primarios ó múltiples, dependerá de que tanto control se tenga sobre cada una de ellas, ya que de cualquier forma, en el dominio transformado se tiene la opción de seleccionar cualquier región para aplicarle el borrado. Estos últimos aspectos, son los mas críticos en la aplicación eficiente de este método, ya que de no conocer con cierta confianza las velocidades de alguno de los dos tipos de eventos, se corre el

riesgo de modelar múltiples con algo de información primaria, y por si eso fuera poco en las zonas de offsets cercanos donde múltiples y primarios son casi iguales, ambos tipos de eventos tienen ciertas componentes que se traslanan, como se ilustra en el detalle de la figura 3, haciéndose muy difícil la determinación exacta de la zona de borrado así como de sus rampas de suavizamiento (taper) óptimas.

REORDENAMIENTO CÍCLICO HORIZONTAL-FILTRADO ESTADÍSTICO.

Esta técnica de transformación fue desarrollada para la atenuación de ruido sísmico (Bruland y Naess, 1992) y se denominó originalmente como muestreo cíclico, el cual aprovecha las suposiciones en las que se basa el proceso de apilado convencional utilizado en la técnica de punto de reflejo común. Básicamente consiste en cambiar la distribución del campo de onda de los registros 'cmp' corregidos dinámicamente, mediante un reordenamiento cíclico espacial de sus muestras para cada nivel de tiempo. La validez de dicho remuestreo se fundamenta en que después de la corrección dinámica, teóricamente una reflexión primaria debe ser perfectamente horizontal, mantener su coeficiente de reflexión constante, y además cada una de sus trazas deja de ser dependiente del 'offset'; por lo tanto pueden intercambiar su posición espacial. Bajo estas suposiciones, y orientando el proceso hacia la atenuación de múltiples, después del reordenamiento cíclico horizontal los eventos primarios aplanados con la corrección dinámica, se mantienen sin ningún cambio en su aspecto, no así para los múltiples, que por presentar una curvatura por el 'nmo' residual, si se verán alterados o descompuestos como eventos continuos a todo lo ancho del registro.

Una vez destruida la coherencia de los eventos no planos (múltiples) y que su energía, sobre todo en las trazas de 'offsets' cercanos, se ha distribuido a lo ancho de todo el 'cmp', se procede a su atenuación mediante la aplicación de un filtrado estadístico de mediana en cualquiera de sus modalidades. Posteriormente se invierte el remuestreo para regresar cada una de las muestras a su posición espacial original, teniendo ahora el registro en mejores condiciones de continuar con procesos preapilamiento. Sin embargo, para poder realizar una descomposición eficiente de la energía múltiple, este método requiere de registros con un buen número trazas con muestras vivas, lo cual es imposible en las partes someras de los registros antes de los primeros arribos de señal sísmica donde existen muestras con valores de amplitud cero. Ante tal situación, debe entonces seleccionarse reglas de reordenamiento horizontal que sean adaptables a cualquier número de muestras dado y además

garantizar que bajo ningún motivo se altere la posición temporal de las muestras.

La regla para realizar el reordenamiento cíclico horizontal utilizada en los ejemplos de este trabajo, fue considerar inicialmente la primer traza de salida $Ts_{(1)}$ igual a la primer traza de entrada $Te_{(1)}$, mientras que para las subsecuentes trazas se deberá considerar a aquellas localizadas a intervalos espacialmente constantes (longitud de salto = lp), esto es: si se considera la muestra de la traza de salida i como la de la traza de entrada j , entonces la muestra de la traza de salida

$$i + 1 = j + lp. \quad (3)$$

hasta que $j + lp$ sea mayor que el número máximo de trazas; en ese momento, la siguiente muestra de salida será la de la traza menor de entrada aún no considerada en la secuencia (Changjian, 1995). Este mismo criterio se sigue hasta determinar la totalidad de las muestras de salida para ese mismo nivel. En el sentido del tiempo, el inicio del siguiente nivel será con $Ts_{(2)} = Te_{(2)}$ y así sucesivamente hasta que $Ts_{(n)}$ = $Te_{(dp)}$; donde dará inicio otra secuencia vertical con $Ts_{(1)} = Te_{(1)}$. Después del reordenamiento, la manera en que estará distribuida la energía múltiple dependerá de su 'nmo' residual, así como la longitud de salto utilizada durante el reordenamiento, la cual debe seleccionarse de tal manera que la energía múltiple de los 'offsets' cercanos se distribuya adecuadamente a todo lo ancho del registro.

Dadas las nuevas características de la información sísmica en los registros reordenados, el tipo de filtrado que mejor se desempeña es el de mediana cuyas principales propiedades son las de eliminar pulsos y de retener cambios graduales en los valores de amplitud, adicionalmente de contar con diversas modalidades de aplicación.

Los parámetros críticos más importantes en este método son la longitud de salto utilizada para el reordenamiento y el ancho de la ventana para el filtrado mediano, ambos relacionados entre sí. Aunque la selección de dicha longitud de salto debería depender principalmente de las características del 'nmo' residual de los múltiples, también debe considerarse que en las partes someras de los registros 'cmp', los eventos sísmicos (primarios y múltiples) no son registrados por todas las trazas y no se extienden a todo lo ancho del registro, por lo que después del reordenamiento su energía se distribuirá entre muestras de amplitud cero, dando como consecuencia su eliminación al momento de aplicar el filtrado mediano. Por lo tanto, es necesario que el reordenamiento solo considere a las muestras con valor de amplitud, haciendo al proceso de cierta forma adaptable en el tiempo, pero afectando al método en su capacidad de atenuación que no será constante para todos los niveles de

tiempo, siendo deficiente a profundidades someras donde las restricciones que enfrenta el reordenamiento condiciona la efectividad del filtrado mediano.

En la figura 4 se muestran ejemplos del reordenamiento con diferentes longitudes de salto, mientras que en la figura 5 se presenta el registro de salida cuyo remuestreo fue con longitud de salto (l_p) variable según el número de muestras con valor de amplitud y un ancho de filtro mediano adaptado a dicha longitud de salto, la salida obtenida debe compararse con el modelo de entrada de la figura 1.b.

REORDENAMIENTO CICLICO – TRANSFORMADA RADON.

Los eventos sísmicos presentes en un registro 'cmp' corregido dinámicamente poseen ciertas características que les permiten ser parametrizados en diversos dominios. Para el caso del dominio Radon, dichas características son básicamente su tiempo de intercepción en 'offset' cero y su 'rmo' residual, que a su vez está directamente asociado al offset máximo de sus trazas. Cuando éstas características son bien identificadas, el mapeo directo al mencionado dominio y su regreso al dominio t-x original es una operación bastante exacta (figura 6). Sin embargo, cuando esto no se cumple o cuando los parámetros de transformación no son los adecuados, la transformación deja de ser lo suficientemente exacta, dando como consecuencia un modelado inadecuado o incompleto. Con fundamento en lo anterior, si preparamos los registros 'cmp' de tal manera que ciertos eventos pierdan o alteren sus características necesarias para su modelado en el dominio tau-q, mientras que el resto las conserven, lógicamente sólo estos últimos serán los que se logren modelar adecuadamente. Una manera de alterar las mencionadas características o lograr una nueva distribución de la energía sísmica presente en el registro 'cmp', es mediante el reordenamiento cíclico horizontal anteriormente analizado (figura 4).

Como una opción para la atenuación de múltiples, proponemos entonces la utilización combinada de las técnicas de reordenamiento cíclico horizontal y transformada Radon. Éste método consta de los siguientes pasos (figura 7): (1) Corrección dinámica de los registros 'cmp' con velocidad de múltiples, (2) Reordenamiento cíclico, (3) Transformación Radon directa e inversa en un solo paso, (4) Inversión del reordenamiento cíclico, (5) Substracción del registro filtrado del registro original, (6) Remoción de la corrección dinámica del registro original sin múltiples.

El hecho de realizar la corrección dinámica con velocidad de múltiples, obedece a que son estos precisamente los que se

desea modelar para finalmente sustraerlos de la información original; en el caso contrario lo que se estaría modelando sería a los primarios, evitándose el paso (5) pero a cambio de tener como registro de salida a información transformada que generalmente presenta un carácter sísmico artificial.

Los aspectos más importantes que pueden considerarse como ventajas son: el no realizar ninguna operación en el dominio transformado (tau-q), lo cual evita seleccionar parámetros muy sensibles y difíciles de determinar, cuya mala elección afectaría la calidad de los resultados; por otra parte la determinación de los parámetros de transformación directa-inversa pueden variar dentro de un amplio rango sin efectos notables en los resultados.

Aplicación

Este procedimiento ha sido probado hasta ahora sobre información sintética con diferentes niveles de ruido aleatorio aditivo. Los resultados obtenidos son muy similares a los obtenidos mediante 'mute' en el dominio tau-q, y un ejemplo de sus etapas importantes puede observarse en la figura 8.

La figura 9 muestra una gráfica comparativa de los resultados obtenidos con los tres procedimientos aquí expuestos. Dicha gráfica muestra la amplitud 'rms' del evento múltiple M3 antes y después de la atenuación, donde puede observarse que con el método propuesto se logra un gran porcentaje de atenuación y aproximadamente constante para todos los offsets, lo cual es aceptable en este nivel del proceso. La atenuación relativa a la energía de apilamiento del múltiple M3 lograda con cada uno de los métodos, puede observarse cualitativamente en los grupos de trazas apiladas de la figura 10.

CONCLUSIONES

Presentamos los fundamentos de dos métodos Demúltiple conocidos para llegar a proponer una tercera opción donde se utiliza una combinación de ambos, con el objetivo fundamental de reducir los tiempos de análisis. Dicho objetivo se cumple principalmente porque nuestra propuesta depende de pocos parámetros críticos cuya determinación no requiere de un excesivo control.

Comparativamente, la capacidad de atenuación respecto a los otros métodos es muy similar pero con la ventaja de mantenerse constante para todos los offsets aún bajo diversas condiciones de relación señal/ruido y relaciones de amplitud entre primarios y múltiples. Además mantiene la capacidad

de los métodos basados en la transformada Radon de poder discriminar eventos con nmo residual de pocas decenas de milisegundos.

REFERENCIAS

Claerbout.J.F., 1985, Imaging the Earth's Interior: Blackwell scientific publications.

Gardner.G.H., 1991, Slant-stack processing: Geophysics reprint series. S.E.G.

Foster.D., Mosher.C., 1992, Suppression of multiple reflections using the radon transform: Geophysics, 57, 386-395.

Gallagher.N.C., 1981, A theoretical analysis of the properties of the median filters: IEEE Transactions on ASSP, 29-6, 1136-1141.

Naess.O., Bruland.L., 1989, Improvement of multichannel seismic data through application of the median concept: Geophysical Prospecting, 37, 225-241.

Naess.O., Bruland.L., 1992, New reversible method for seismic noise - atenuation: S.E.G. expanded abstracts N.Orleans.

Russell.B. and Hampson.D., 1990, Noise elimination and the Radon transform, part I and II: Geophysics: the leading edge, v-9, i-10 and 11.

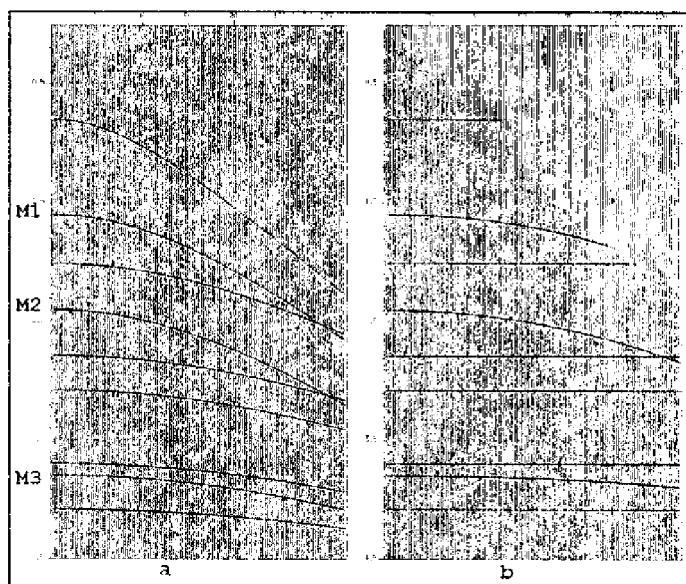
Xu.C., 1995, New resampling method for multiple suppression: S.E.G. expanded abstracts SP5.1, Houston.

Yilmaz, O., 1991, Iterative least mean error squares method of plane wave decomposition: ScM thesis, University of Houston.

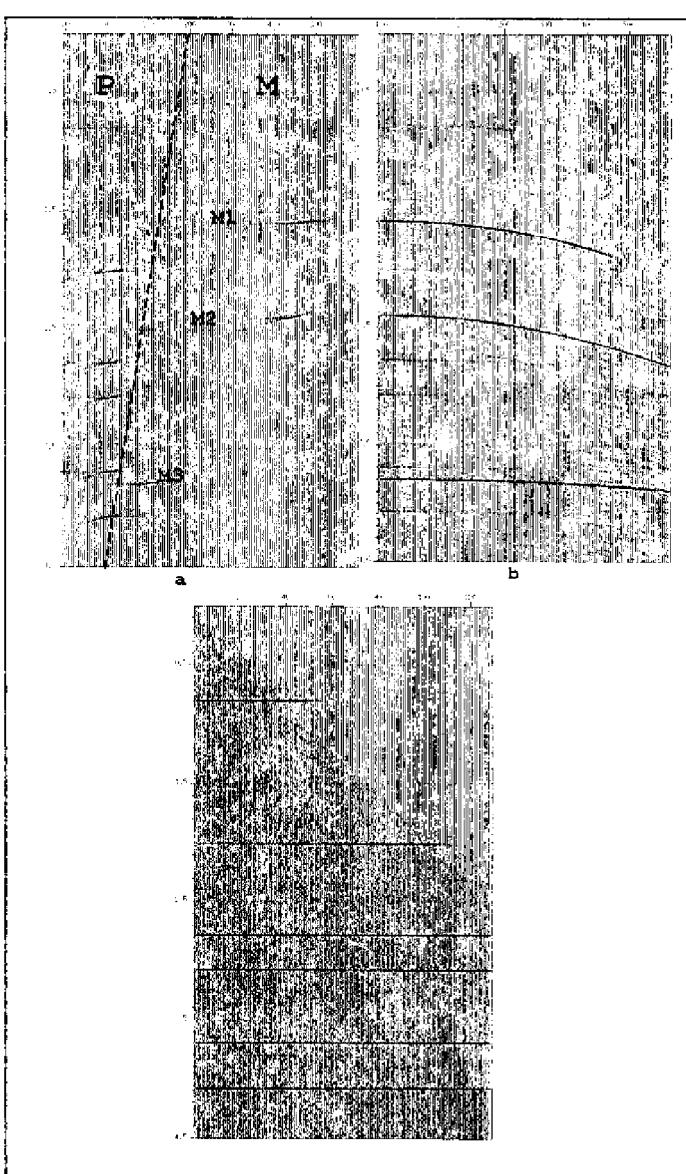
Yilmaz, O., 1987, Investigations in Geophysics No.2: Seismic Data Processing, S.E.G.

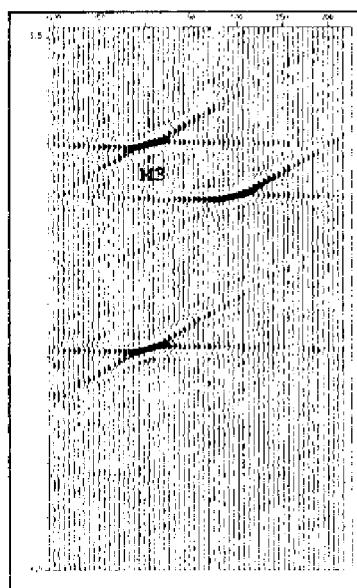
Zhou.B. and Greenhalgh.S., 1994, Linear and parabolic tau-p transforms revisited: Geophysics, 59, 1133-1149.

Fig. 2- Método Demúltiple de Hampson: (a) Dominio tau-q obtenido mediante transformada Radon parabólica (la linea punteada divide las regiones de múltiples y primarios). (b) múltiples modelados después del 'mute' en tau-q. (c) 'cmp' sin múltiples ('cmp' de fig. 1b menos 'cmp' de fig.2b). →

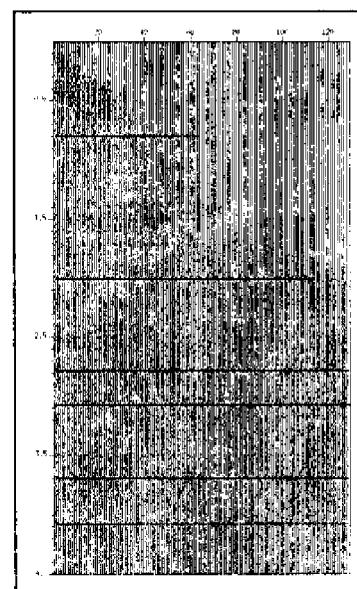


↑Fig. 1- Modelo sintético de entrada (a) sin nmo. (b) con velocidad 'nmo' de primarios. M1, M2 y M3: múltiples.

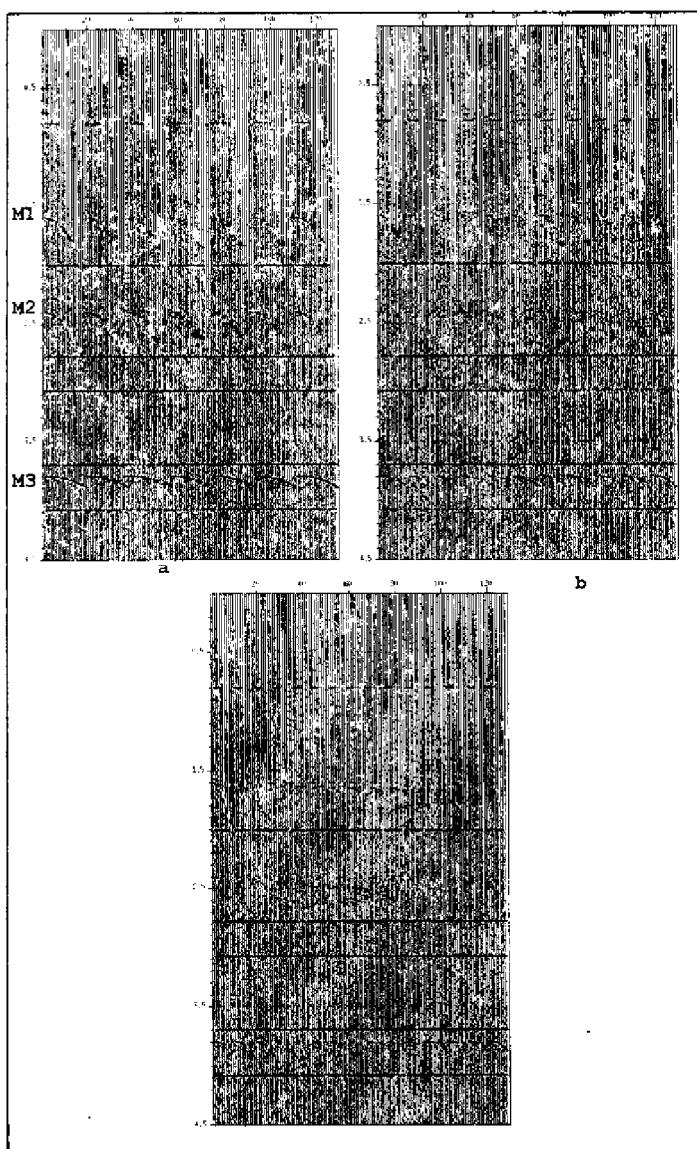




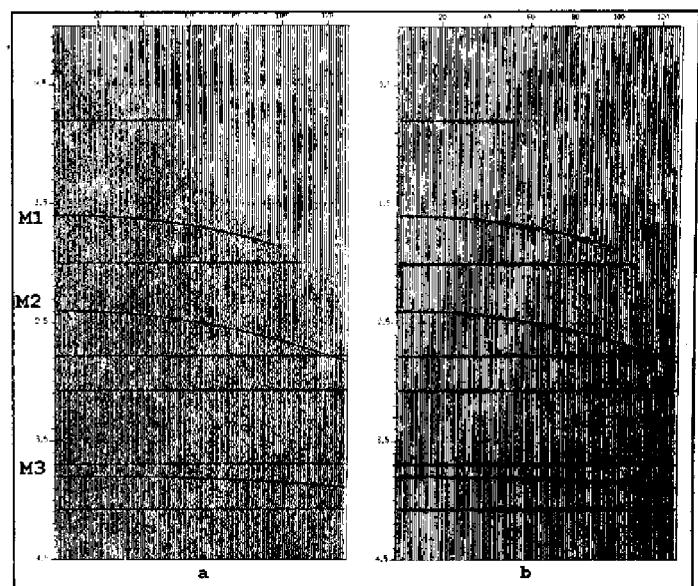
↑Fig. 3- Detalle de la región en el dominio τ - q donde primarios y múltiples tienen aproximadamente el mismo 'nmo' residual.



↑Fig. 5- Registro 'cmp' sin múltiples obtenido mediante reordenamiento cíclico horizontal adaptivo en el tiempo mas filtrado mediano.



↔Fig. 4- Ejemplos de reordenamiento cíclico horizontal al 'cmp' de entrada (fig. 1b) con diferentes longitudes de salto -lp-: (a), 7; (b), 11 y (c), 15.



↑Fig. 6- Registro 'cmp' corregido por 'nmo' con velocidad de primarios: (a) dominio t - x original, (b) modelado mediante transformada Radon parabólica directa-inversa.



Fig. 7- Secuencia de proceso utilizando el reordenamiento cíclico horizontal y filtrado mediante transformada Radon parabólica directa-inversa.

Fig. 8- Método utilizando reordenamiento cíclico horizontal y transformada Radon Parabólica directa-inversa: (a) registro de entrada, (b) registro después del reordenamiento, y (c) registro de salida. →

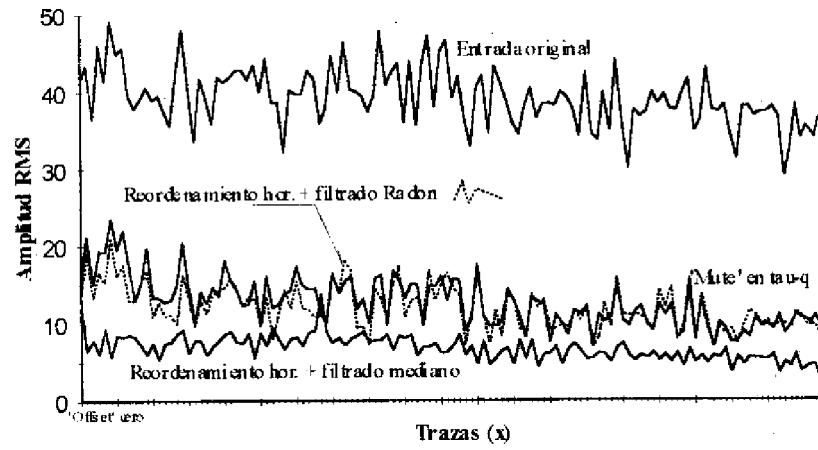


Fig. 9- Amplitud RMS del múltiple M3 antes y después de la atenuación con los diferentes métodos.

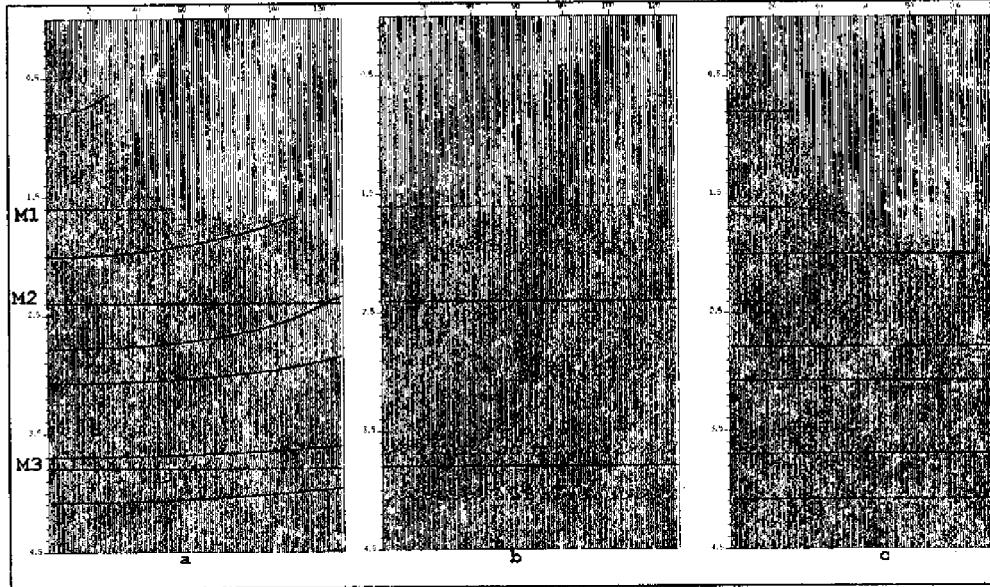
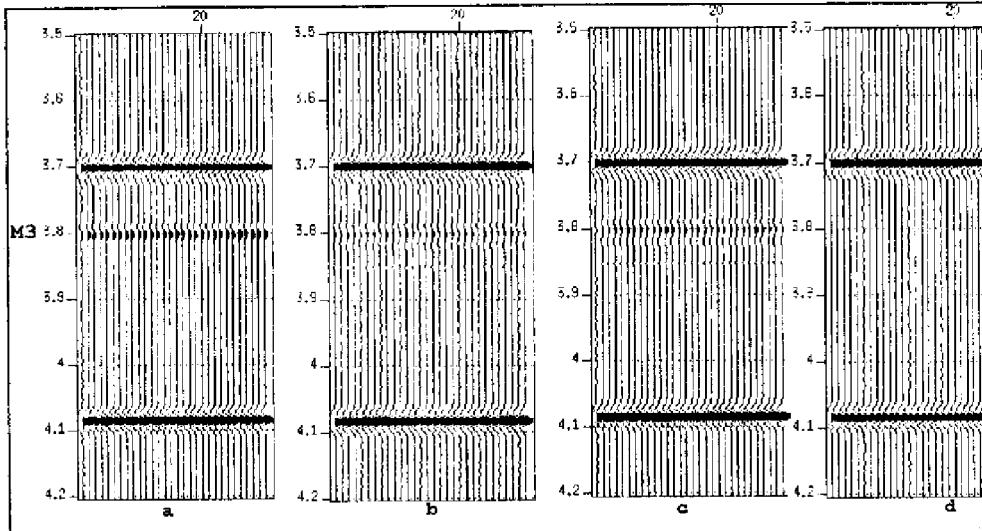


Fig. 10- Secciones apiladas después de la atenuación con los diferentes métodos: (a) sin atenuación, (b) mute en tau-q, (c) reordenamiento y filtrado mediano, y (d) reordenamiento y filtrado Radon. →



Inversión Sísmica de Born Aplicada a Datos Reales como ejemplo de Inversión de Ecuación de Onda

Luis Mario Palacios Reyes, Instituto Mexicano del Petróleo, México.

RESUMEN

La velocidad de propagación es un parámetro que puede describir de manera importante las características del subsuelo. Este parámetro puede estimarse a partir de medidas del Campo de Onda en la superficie mediante un proceso de Inversión Sísmica, que al igual que otros problemas Geofísicos Inversos, no es lineal. Por otra parte el problema se complica aún más si los datos contienen errores o ruido y además son insuficientes para dar una solución específica.

Algunos métodos de Inversión Sísmica que emplean medidas del Campo de Onda son los de Inversión Lineal Generalizada y de Inversión de Born. El primero consiste en establecer una serie de relaciones no lineales entre datos observados y parámetros desconocidos, mediante una aproximación lineal. Después de que el problema se hace lineal, se introduce un criterio de selección, con el cual se obtiene el parámetro del modelo que mejor coincide con los datos observados a partir de las posibles soluciones. El algoritmo de Marquardt – Levenburg permite encontrar un criterio de selección que restringe el error entre los datos observados y la aproximación lineal para las observaciones y además limita la desviación del parámetro estimado desde un parámetro de referencia.

El segundo método consiste en una relación Integral Lineal, que se deduce de la Ecuación de Onda. Esta Inversión de Born es equivalente a una Inversión de Mínimos Cuadrados Lineal para una parametrización particular de una familia de soluciones de norma LP Generalizada. Sin embargo, aunque los resultados son precisos y estables cuando la ondícula fuente es impulsiva, la Inversión requiere una Generalización que permita incluir una función fuente arbitraria. Foster y Carrion (1986) presentan una solución de Born al problema Sísmico Inverso, el cual puede incluir una función fuente arbitraria y dar resultados precisos y estables.

Este tipo de Inversión se aplica a una serie de datos sísmicos reales.

INTRODUCCION

Un problema Inverso puede resolverse mediante un sistema lineal de ecuaciones con varias incógnitas, entre las cuales se puede tener la velocidad de propagación acústica de la Tierra. El campo de onda que se registra en la superficie del terreno es el campo de onda observado o dispersado que resulta de la reflexión, refracción y transmisión de la energía que proviene de la fuente y que se propaga en el interior de la Tierra.

La primera aproximación de Born en que se basa el método de Inversión del mismo nombre, es el primer término de una serie de Born. Diferentes autores han investigado la aplicación de la primera aproximación de Born a la Ecuación de Onda Acústica: Cohen y Bleistein (1977, 1979), Gray y Bleistein (1980), Clayton y Stolt (1981), Raz (1981), Weglein (1982) y otros.

Keys (1983) demostró la relación entre la Inversión de Born que usa la primera aproximación de Born y la Inversión Lineal Generalizada para un medio acústico 1-D. Para ello Keys consideró un medio acústico donde la velocidad $c(z)$ es función de la coordenada espacial, y varía solo en el intervalo finito $[0, H]$ con $c(z) = c_0$ para $z > H$. La ecuación de Onda 1-D la representó por:

$$\frac{\partial^2 u(z,t)}{\partial z^2} - \frac{1}{c^2(z)} \frac{\partial^2 u(z,t)}{\partial t^2} = \delta(z)f(t) \quad (1)$$

Donde $u(z,t)$ es el desplazamiento del medio, z es la dirección vertical con sentido positivo hacia abajo, t es la coordenada temporal, $f(t)$ es la fuente en función del tiempo y $\delta(z)$ es una delta de Dirac que coloca a la fuente en la superficie libre.

Inversión Sísmica de Born Aplicada a Datos Reales como ejemplo de Inversión de Ecuación de Onda

Luis Mario Palacios Reyes, Instituto Mexicano del Petróleo, México.

En lugar de utilizar el valor constante de velocidad c_0 , Keys empleo un índice de refracción que denomino parámetro del modelo: $m(z) = c_0^2/c(z)^2$. Transformando la Ecuación de Onda (1) al dominio de la frecuencia, encontró su solución con la Ecuación Lippman-Schwinger para el Campo de Onda $U(z,k,m)$:

$$U(z,k,m) = U(z,k,m_0) - k^2 \int_0^H G(z,\zeta,k,m_0) \Delta m(\zeta) U(\zeta,k,m) d\zeta \quad (2)$$

En la Ecuación anterior, Δm representa la diferencia entre el parámetro del modelo real m y el inicial m_0 . $U(z,k,m_0)$ es la solución de la Ecuación de Onda para el caso $m(z) = m_0(z)$.

La Ecuación (2) representa la primera aproximación de una Serie de Born, la cual consiste en sustituir el Campo de Onda de referencia $U(\zeta,k,m_0)$ en lugar del Campo de Onda real bajo la integral. Por tanto, la primera aproximación de Born al Campo de Onda es una aproximación Lineal que se puede escribir como:

$$U_L(z,k,m) = U(z,k,m_0) - k^2 \int_0^H G(z,\zeta,k,m_0) \Delta m(\zeta) U(\zeta,k,m) d\zeta \quad (3)$$

Keys (1983), demostró que la ecuación (3) también puede obtenerse con el truncamiento de una serie de Taylor del Campo de Onda respecto a un parámetro de modelo $m_0(z)$. La solución de esta ecuación integral consiste de un parámetro del modelo acústico óptimo que minimiza una funcional en el espacio de los parámetros del modelo.

Foster y Carrion (1986) también obtienen un tipo de Inversión de Born Generalizada a partir de una Ecuación de Onda Acústica bidimensional, donde la velocidad total de la Onda es:

$$c(z) = \frac{c_0(z)}{[1 - \alpha(z)]^{1/2}} \quad (4)$$

La variable $c_0(z)$ es la velocidad de fondo con variación lenta y $\alpha(z)$ es una componente de perturbación de variación rápida, siempre que ésta sea mucho menor que 1. Para obtener la relación lineal de la ecuación de onda, Foster y Carrion (1986) toman en cuenta los offsets de las trazas mediante un apilamiento inclinado ("slant stack"), a fin de reducir el efecto de los múltiples y del ruido aleatorio. Al igual que Keys (1983) analizan la Ecuación de Onda mediante métodos espectrales, llegando a establecer una relación lineal entre los datos dispersados, la convolución de la fuente y la variable de perturbación.

$$D_p(\tau) = \int_0^\tau f_p(\tau - 2\theta) V_p(\theta) d\theta \quad (5)$$

Donde D_p son los datos dispersados, f_p es la fuente y V_p la variable de perturbación. Puesto que la solución de este tipo de ecuaciones integrales no es única y depende continuamente de los datos originales, la ecuación (5) la resuelven con una solución regularizada de manera aproximada. Al desarrollar la funcional E , diferenciar respecto a V_p e igualar a cero, encuentran el punto estacionario:

$$b_p(\theta) = \Omega V_p(\theta) + \int_0^\theta R_p(\theta, \theta') V_p(\theta') d\theta' \quad (6)$$

Donde b_p es la correlación cruzada entre los datos dispersados y la fuente, en tanto que el kernel simétrico, es la autocorrelación de la fuente. El subíndice p es un offset de traza fijo, lo que permite recuperar las perturbaciones de velocidad α a partir de V_p , esto hace posible reducir el ruido aleatorio y los múltiples.

La solución para V_p de la Ecuación (6) en forma matricial es:

$$\mathbf{V} = (\Omega \mathbf{I} + \mathbf{R})^{-1} \mathbf{b} \quad (7)$$

La cual es idéntica a la de un filtro de Wiener restringido, donde los coeficientes del filtro representan la magnitud de la perturbación variable. Treitel y Lines (1982).

APLICACIÓN

El método de Inversión Sísmica propuesto por Keys (1983) se aplicó a un sismograma sintético elaborado con dos ondículas diferentes sobre los datos de velocidad de un pozo. Los resultados son adecuados desde el punto de vista cualitativo ya que la forma general de la curva de velocidad obtenida por Inversión de la traza coincide satisfactoriamente con la curva de velocidad real. Sin embargo los valores absolutos difieren a medida que aumenta la profundidad. Este método de Inversión utiliza un factor de pre-blankeo que tiene como propósito estabilizar los resultados. La figura 1 muestra los resultados de la Inversión en el sismograma generado con una ondícula teórica. Para el sismograma generado con una ondícula que se extrajo de datos sísmicos, se aplicaron dos factores de pre-blankeo: 0.05 y 0.10, la respuesta no cambia significativamente por lo que se muestra el último resultado en la figura 2.

Analizando el Software de Hampson & Russell se advierte que el tipo de Inversión denominado de Bloque, es semejante a la Inversión de Born, excepto que la variable recuperada es la serie de coeficientes de reflexión. Estos coeficientes de reflexión se invierten de manera recursiva y se obtiene la seudo-velocidad de la sección L-1 mostrada en la figura 3. La relación matemática en forma matricial es:

Inversión Sísmica de Born Aplicada a Datos Reales como ejemplo de Inversión de Ecuación de Onda

Luis Mario Palacios Reyes, Instituto Mexicano del Petróleo, México.

$$\mathbf{r} = ((\mathbf{W}^T \mathbf{W}) + \lambda \mathbf{I})^{-1} \mathbf{W}^T \mathbf{T} \quad (8)$$

Donde \mathbf{r} es la serie reflectora, \mathbf{W} es la ondícula de entrada, λ es el factor de pre-blankeado, \mathbf{I} la matriz identidad y \mathbf{T} la traza sísmica.

Para establecer mas restricciones en el proceso de Inversión, se incluye la correlación de ciertos horizontes con el fin de establecer un modelo que permita obtener una Inversión más confiable.

RESULTADOS

En el primer ejemplo de Inversión a partir de un sismograma sintético generado con una ondícula teórica (figura 1), los coeficientes de reflexión que se obtienen coinciden en posición con los reales, pero difieren en contenido de frecuencia y amplitud. Los dos sismogramas calculados con ambas series reflectoras coinciden con precisión. Sin embargo, no obstante esta coincidencia, las velocidades recuperadas difieren a profundidad respecto a su valor absoluto. En el segundo caso (figura 2), se utilizo una ondícula extraída de datos sísmicos reales mediante un proceso de autocorrelación y correlación cruzada entre trazas adyacentes. La reflectividad recuperada como en el primer caso tiene una posición adecuada respecto a la serie original, pero difiere en amplitud y frecuencia. La velocidad recuperada coincide de manera satisfactoria respecto a la velocidad real, pero su valor absoluto presenta variaciones fuertes.

La Inversión de Born Generalizada utilizando el software de Hampson y Rusell se muestra en la figura 3, donde se aprecian los horizontes CPQRD y BPQPRD como un modelo restrictivo durante el proceso. Los resultados son satisfactorios dada la coincidencia que se observa entre los datos de velocidad obtenidos con la Inversión y los datos en el pozo. Los valores de velocidad en la parte superior del paquete, colindando con el horizonte CPQRD, son del orden de 3050 m/s dentro de valores mayores de velocidad (3300 a 3500 m/s). Esto sugiere un horizonte arenoso intercalado en otro más arcilloso. También es notable que este mismo horizonte puede modificar su posición en función de los valores de velocidad.

CONCLUSIONES

La Inversión de Born Generalizada permite obtener valores de seudo-velocidad relativos en su posición real. La rapidez con que se obtienen permite adecuar los resultados para establecer una inversión mas sofisticada en regiones mas específicas. Es útil para definir con mayor precisión la posición de los horizontes principales y para delimitar los cambios de facies en una secuencia.

BIBLIOGRAFIA

- Bleistein Norman, 1984. Mathematical methods for wave phenomena, Academic Press, Inc.
- Clayton R. W. & Stolt R. H., 1981. A Born-WKBJ inversion method for acoustic reflection data. Geophysics, 46, 1559-1567.
- Cohen R. W. & Bleinstein N., 1977, An inverse method for determining small variations in propagation speed. Soc. Ind. Appl. Math. J. Appl. Math., 32, 784-799.
- 1979, Velocity inversion for acoustic waves. Geophysics, 44, 1077-1087.
- Diebold J. B. & Stoffa P. L., 1981. The travelttime equation tau-p Mapping, and inversion of common midpoint data. Geophysics 46, 238-254.
- Foster D. J. & Carrion P. M, 1984. Born inversion with a variable background velocity. Geophysics 49, 1794-1797.
- Foster D. J. & Carrion P. M, 1986. Generalized Born inversion of seismic reflection data. Geophys. J. R. astr. Soc. 85, 329-347.
- Gray S. H. & Bleistein N., 1980. One-dimensional velocity inversion for acoustic waves: numerical results. J. Acoust. Soc. Am. 67, 1141-1144.
- Hampson D. & Russell B. H., 1994. Theory of the STRATA Program. Hampson-Russell Software Services Limited.
- Keys R. G., 1983. An application of the Method of Generalized Linear Inversion to the Seismic Reflection Problem. Doctoral Dissertation in the University of Tulsa.
- Raz S., 1981. Three-dimensional velocity profile from finite offset scattering data. Geophysics, 46, 837-842.
- Robinson E. A., 1967. Multichannel Time Series Analysis with Digital Computer Programs. Holden-Day Series in Time Series Analysis.
- Russell B. H., 1990. Introduction to seismic inversion methods. Course Notes Series, Vol. 2, SEG.
- Sobczyk K., 1985. Stochastic wave propagation. Elsevier.
- Treitel S. & Lines L. R., 1982. Linear inverse theory and deconvolution. Geophysics, 47, 1153-1159.
- Weglein A. B., 1982. Near-field inverse scattering formalism for the three-dimensional wave equation: the inclusion of a priori velocity information. J. Acoust. Soc. Am., 71, 1179-1182

INVERSIÓN DE BORN GENERALIZADA EN TRAZA SINTÉTICA DEL POZO "B" (Con Ondícula teórica)

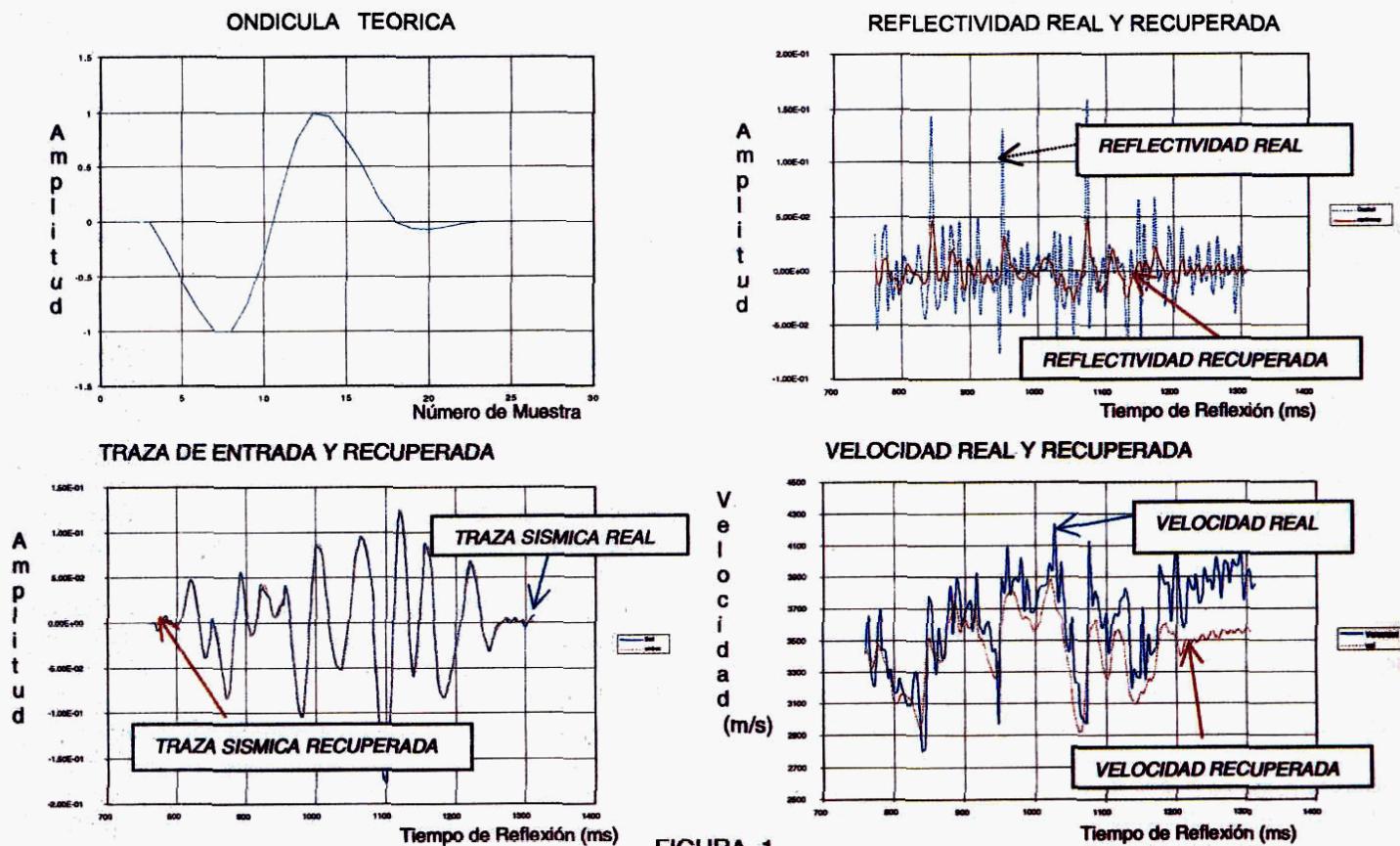


FIGURA 1

INVERSIÓN DE BORN GENERALIZADA EN TRAZA SINTÉTICA DEL POZO "B" (Con Ondícula Extraída)

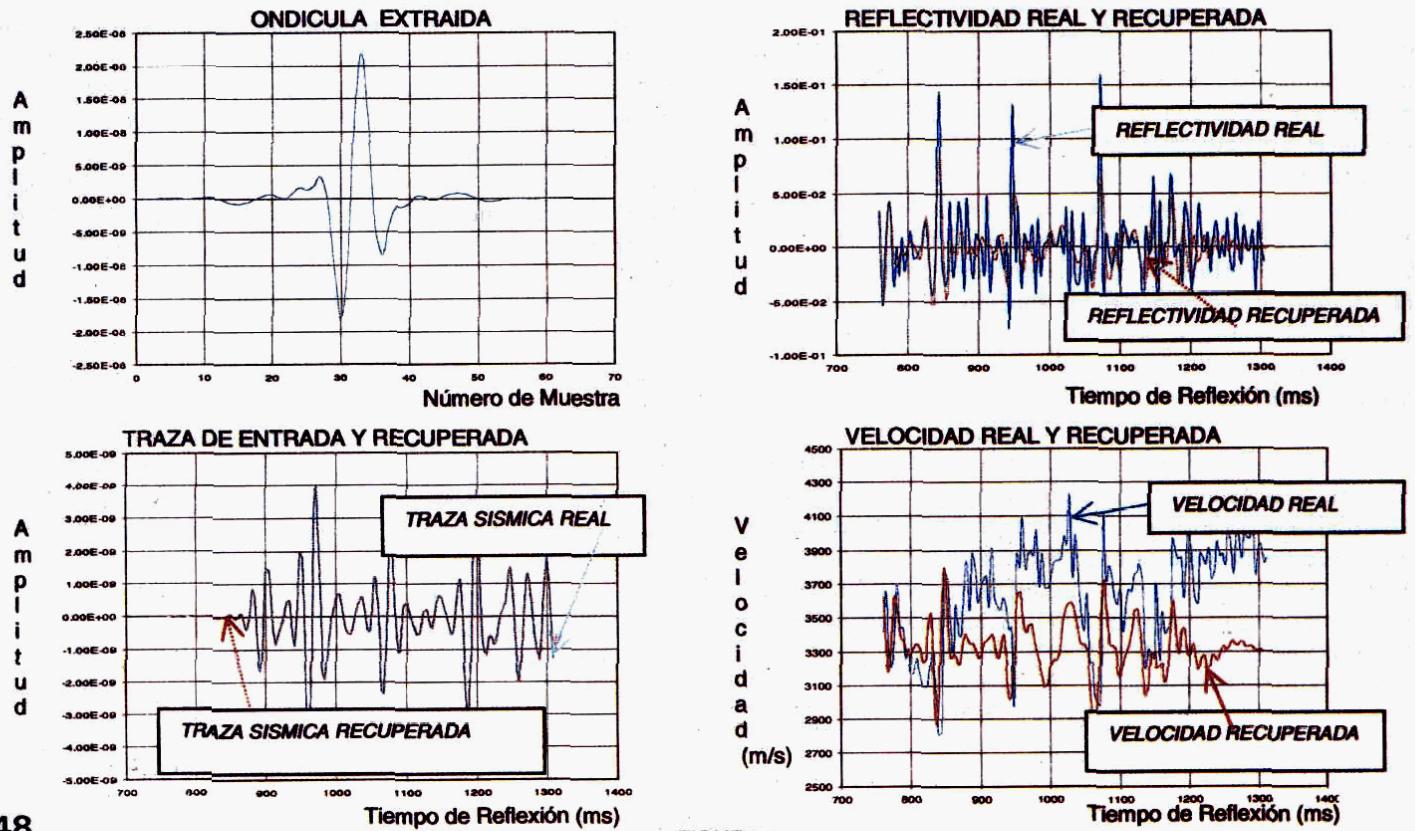
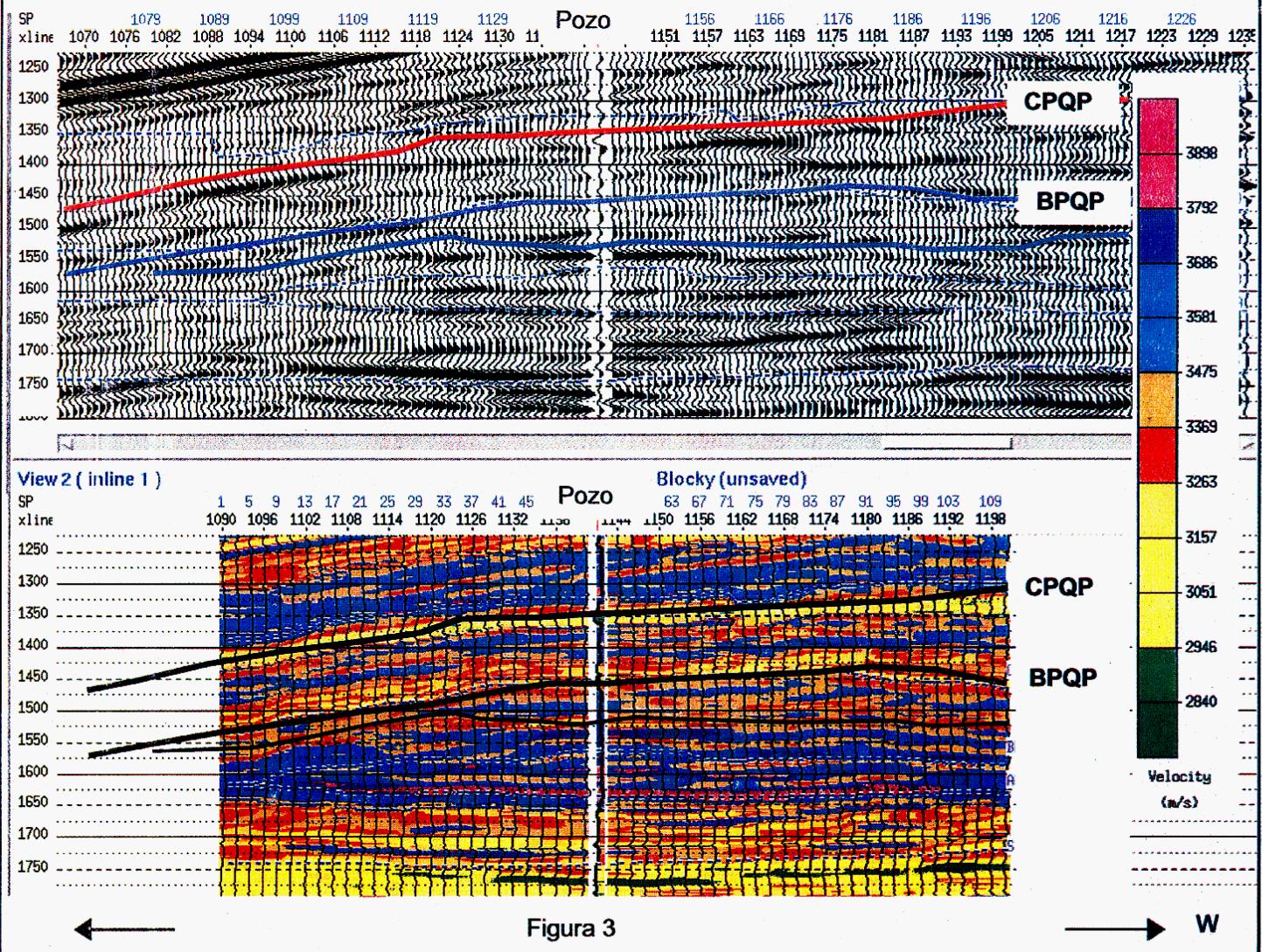


FIGURA 2

Inversión Sísmica de Born Aplicada a Datos Reales como ejemplo de Inversión de Ecuación de Onda

Luis Mario Palacios Reyes, Instituto Mexicano del Petróleo, México.

INVERSION DE BORN



Una Alternativa para la Eliminación de Ruido Incoherente Aplicado a Datos Marinos

Alfredo Trujillo Alcántara y Arturo Diego Orozco, Instituto Mexicano del Petróleo, México

RESUMEN

En la industria petrolera se ha tenido la necesidad de desarrollar diferentes técnicas, algoritmos y programas para la eliminación parcial o su atenuación del ruido incoherente o fortuito. Este tipo de ruidos por lo general se presentan en datos terrestres, pero en esta ocasión se analizaron datos marinos de una porción del golfo de México, en la cual se presentan los registros de campo con unas amplitudes en las trazas, que van del orden 964 a 0.000089, esto se observa claramente como en los registros de campo se ve esa oscilación de amplitudes. La metodología que se utilizó para la atenuación de estas amplitudes anómalas fue el del método de compresión de trazas (apilado diversificado). En donde se hizo una comparación con el apilado promedio, el cual hace el mismo tratamiento a los datos como el método tradicional de apilamiento, la única diferencia con el apilado tradicional es que el algoritmo que utiliza el apilado promedio analiza las amplitudes, en donde las amplitudes mayores son eliminadas así como las amplitudes menores, dando como resultado una sección apilada en donde se muestra como gran parte de estas amplitudes no fueron debidamente atenuadas. Para el caso del apilamiento diversificado utiliza un algoritmo más robusto el cual hace un análisis de todas las trazas (esto va a estar en función de la ventana que se le apliquen a los datos en tiempo), dando como resultado una sección apilada en donde se puede observar como es eliminado este ruido incoherente. En comparación con la sección anterior, se puede observar claramente como se obtiene una mejor respuesta.

INTRODUCCION

En la industria petrolera se tiene la necesidad de desarrollar algoritmos, programas y técnicas para la eliminación o atenuación de ruidos, en datos sísmicos,

Sheffirff definió el ruido:

- 1) Cualquier señal indeseable, una perturbación que no representa energía proveniente de una fuente específica.
- 2) En ocasiones restringido a la energía fortuita.
- 3) Energía sísmica que no es identificada como reflexiones. En este sentido, el ruido incluye microsismos, ruidos ocasionados por el pozo de tiro, ruido de modulación de cinta, distorsiones armónicas, etc. En ocasiones se divide en ruido coherente (que incluye ruidos coherentes no reflejados) y ruido incoherente o fortuito (que incluye ruido del aire de instrumentos y todo el resto de la energía que es incoherente). En tanto que el ruido es fortuito que puede atenuarse por un factor raíz de n, combinando n señales de mediciones independientes.
- 4) En ocasiones restringido a la energía sísmica no derivada de la explosión de la carga.
- 5) Perturbaciones en datos observados, debido a heterogeneidades

Dentro de estas divisiones de ruido, el que se presenta con mayor frecuencia en datos sísmicos de campo es el incoherente, este tipo de ruido no es generado por la fuente de la energía sísmica sino por fuentes externas.

El objetivo primordial en la atenuación del ruido incoherente es la reducción de la amplitud de la energía provocada por las fuentes externas y al mismo tiempo mejorar la relación señal - ruido en los datos sísmicos.

Como se mencionó anteriormente existen varios métodos para la eliminación o atenuación de ruido, para el caso de procesamiento de datos sísmicos, uno de los métodos de atenuación de ruido que son indispensable en cualquier tipo de secuencia, ya sea convencional o con objetivos especiales es el Apilado.

ALFREDO TRUJILLO ALCANTARA Y ARTURO DIEGO OROZCO

En el procesamiento de datos sísmicos existen diferentes técnicas para apilar los datos, estas técnicas varian en función del algoritmo que se este utilizando.

El apilamiento también es conocido como un proceso de compresión, el apilamiento compresiona los volúmenes de datos en la dirección del offset; la suma de los puntos medios comunes (PMC) a lo largo del eje del offset produce el plano de la sección apilada.

Esta técnica de procesado nació a raíz de la implementación, en campo, de la técnica de adquisición de cubrimiento múltiple de un punto de reflejo común, conocida en la actualidad como (PMC). Esta técnica de campo se sigue utilizando extensamente con muy poca variación a la propuesta original, pero la técnica de procesado, denominado apilado mejora sustancialmente

METODOLOGIA

A continuación se da una breve descripción de los métodos de apilamiento que se utilizaron en la evaluación de los datos marinos del golfo de México

Apilamiento Diversificado.- Gran parte del procesamiento de los datos es mucho menos complicado que lo que sugieren las relaciones matemáticas.

Algunos de estos procesos consisten simplemente en excluir ciertos elementos de los datos. Casi siempre es mejor desechar los datos ruidosos que incluirlos bajo la teoría de que sus efectos adversos se promediaran.

Una técnica de procesamiento muy poderosa que no se usa como debiera, es simplemente examinar los datos y suprimir las porciones que aparecen ruidosas.

El apilamiento diversificado es otra técnica que se usa para hacer mejoras por exclusión de ruido. Los registros en áreas de alto ruido, con frecuencia muestran aumentos repentinos de ruido de gran amplitud, mientras que en otras partes de los registros hay una distorsión relativamente pequeña por el ruido.

En determinadas circunstancias, la amplitud se puede usar como discriminante para determinar cual parte se va ha excluir. Esto puede consistir simplemente en excluir todos los datos en que la amplitud excede cierto umbral, o tal vez se pueda usar cierta forma de ponderación inversa.

Con frecuencia estas elevaciones de amplitud de ruido se localizan aleatoriamente sobre registros repetidos, de tal forma que un apilamiento vertical después de la ponderación tienda a producir registros libres de ruido de alta amplitud

Apilado promedio.- Al igual que el apilado diversificado preserva las amplitudes, ya que supone que al hacer la suma de las trazas, estas se encuentran balanceadas, el apilamiento promedio excluye las altas y bajas amplitudes generadas por el ruido externo al de la fuente sísmica.

Prácticamente ambos métodos de apilamiento son muy similares ya que estos dos métodos se basan en la preservación de amplitudes a lo largo de la sección sísmica y su diferencia radica en tipo de algoritmo que se este utilizando.

RESULTADOS

A continuación se muestra la aplicación de estos dos métodos de apilamiento a los datos marinos del golfo de México.

En la figura 1 los registros de campo se puede observar el alto contenido de amplitudes en las trazas que van de un rango que oscila de los 964 a 0.000089 que son generadas por los ruidos incoherentes, este tipo de registros ruidosos es común en datos terrestres y no en datos marinos.

En la figura 2 la respuesta del apilado promedio muestra una respuesta caótica, en donde los eventos se ven enmascarados por el alto contenido de amplitudes, mostrando una pobre relación señal - ruido.

En la figura 3 la respuesta del apilado diversificado muestra una notable diferencia en comparación con el apilado promedio, se puede observar que con el apilado diversificado se hizo mejor trabajo en comparación con las amplitudes que se muestran en la figura 1, ya que los eventos que anteriormente se habían enmascarado con el apilamiento promedio a hora son enfatizados y su relación señal - ruido se ve mejorada notoriamente. este método de apilamiento diversificado trabaja con ventanas en tiempo, la aplicación de la ventana en los registros de campo se hizo a lo largo de toda la longitud de las trazas.

CONCLUSIONES

Se observo que el método de apilado diversificado hace un mejor trabajo con las amplitudes en comparación con el apilado promedio.

Otro característica del apilado diversificado es que se puede variar la ventana de aplicación en la zona o zonas donde se desee discriminar este tipo de ruidos, ya que por lo general se aplica una ventana a todo lo largo de la longitud de las trazas.

UNA ALTERNATIVA PARA LA ELIMINACION DE RUIDO INCOHERENTE APLICADO A DATOS MARINOS

Hay un factor que es importante de resaltar el tiempo de maquina, pues el apilado promedio es muy rápido en comparación con el apilado diversificado pero este tipo de apilamiento a veces no suele ser el más apropiado.

Finalmente podríamos concluir que es recomendable aplicar el apilado diversificado como una alternativa para la eliminación de ruidos incoherente en datos marinos.

REFERENCIAS

Mayne, W. Harry 1962, Common Reflection Point Horizontal Data Stacking Techniques ; Geophysics, Vol XXVII, No 6 . Part 11.

Sheriff, R.E., and Geldart, L.P. 1983. Exploration Seismology Vol. 2 : Data Processing , Cambridge University Press.

Sheriff, R.L., Terms Used in Geophysical Exploration Glorassary.Tulsa Oklahoma.

Yilmaz, O., 1987, Seismic Data Processing : Investigations in Geophysics Society of Exploration Geophysicists.

ALFREDO TRUJILLO ALCANTARA Y ARTURO DIEGO OROZCO

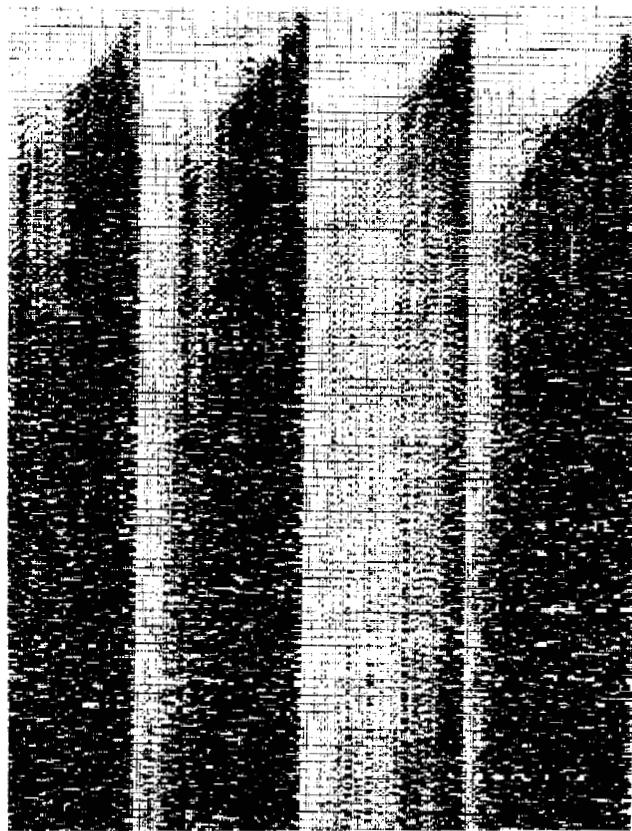


FIG. 1. Registros de campo, en donde se observan las altas amplitudes

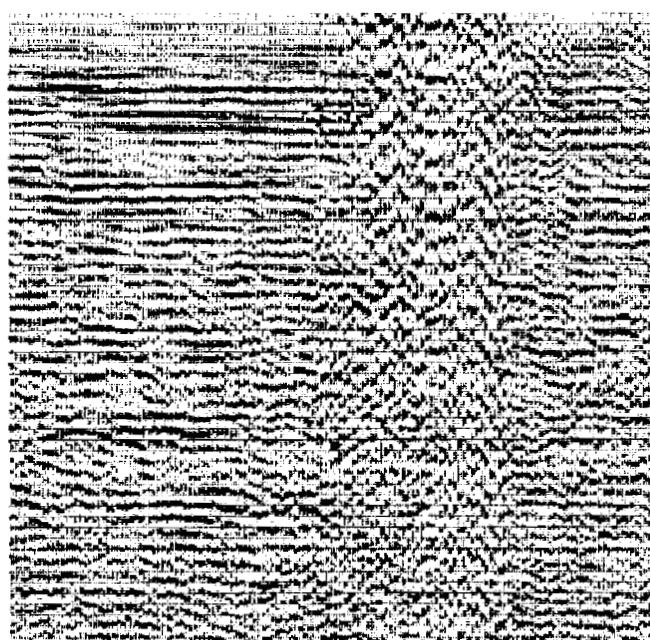


FIG. 2. Sección Apilada, utilizando el método de Apilamiento promedio

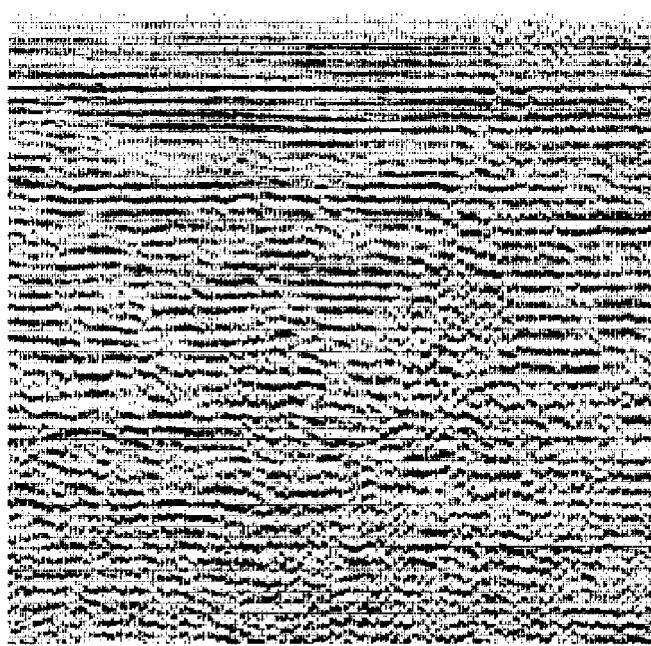


FIG. 2. Sección Apilada, utilizando el método de Apilamiento Diversificado

Migración en Profundidad Antes de Apilar: Un Breve Tutorial

Sergio Chávez-Pérez, Jorge A. Mendoza Amuchástegui y Arturo Diego-Orozco, Instituto Mexicano del Petróleo, México.

RESUMEN

Desde hace más de diez años, uno de los problemas más difíciles en sismología de exploración consiste en representar porciones del subsuelo con imágenes expresadas en profundidad, a partir de datos en dos y tres dimensiones. Esto se requiere cuando es necesario considerar cambios verticales y laterales de velocidad presentes en zonas de geología compleja. Migrar en profundidad implica la obtención, verificación y el uso de modelos confiables de velocidad, y el uso de algoritmos eficientes para poder manejar e incluir, entre otras cosas, geologías complejas, topografía y distribución irregular de fuentes y receptores. En este trabajo revisamos los principios básicos de la migración en profundidad, antes de apilar, en dos y tres dimensiones. Utilizamos para ello ejemplos en dos dimensiones con datos sintéticos, destacando las principales técnicas de estimación de velocidades y el algoritmo de migración de Kirchhoff, y datos reales en dos y tres dimensiones para fines de ilustración. Nuestra finalidad es exponer y contestar, en forma tutora y breve, pero con rigor, las interrogantes básicas de los analistas de proceso e interpretadores sísmicos: ¿cuándo, por qué, cómo, para qué y con qué migrar en profundidad?, ¿antes o después de apilar?

INTRODUCCIÓN

Las zonas de interés que permiten definir recursos petroleros se detectan en términos de la profundidad, y no de los tiempos de reflejo. Por ello es necesario convertir los tiempos a profundidades, y/o aplicar procesos de migración, antes o después de apilar, para interpretar adecuadamente los datos sísmicos.

Podemos atrevernos a afirmar, sin embargo, que la mayoría de los geofísicos aún piensa en el proceso de migración como el operador *inverso* del ya clásico modelado acústico o de difracción, pero es en realidad el operador *conjugado* del modelado (Claerbout, 1985). Ya que es una aproximación, pues el proceso sólo corresponde a la primer iteración de una solución rigurosa del problema inverso (Tarantola, 1984), la

migración incluye, necesariamente, algún tipo de error en la imagen sísmica resultante. Normalmente, el error yace en la claridad y/o las amplitudes. Por ello que hablar de *migración de amplitud verdadera* (o con preservación de amplitud) tiene un significado poco claro y el tema sea de frontera en las investigaciones actuales (e.g., Gray, 1997). Las imágenes migradas generalmente no representan la verdadera reflectividad del subsuelo. De hecho, sólo los casos más sencillos permiten una estimación directa de la reflectividad. Todo depende, como veremos durante la presentación, de la calidad de nuestro modelo de velocidades.

Con base en lo anterior, podemos afirmar que no es posible, a partir únicamente de consideraciones de tiempos de reflejo, llegar a la amplitud o factores de ponderación óptimos para utilizarse en el proceso de representación sísmica en profundidad (*seismic depth imaging*). En principio, las amplitudes de una sección migrada sólo son proporcionales a la intensidad de reflexión local. La imagen migrada debe estar libre de efectos fuente-receptor y de divergencia geométrica, así como de efectos de enfocamiento debidos a la curvatura de las superficies reflectoras.

Pese a las hipótesis simplificadoras del proceso de migración, la creciente necesidad de obtener profundidades confiables ha provocado que se piense cada vez más en el uso de la migración en profundidad. Sentimos, sin embargo, que los principios matemáticos y geométricos fundamentales de dicho proceso, y los detalles de implementación numérica y computacional, no se han difundido adecuadamente en el ambiente geofísico nacional, aún cuando el tema ya está de boga. Existe una enorme cantidad de artículos sobre la teoría, sus aplicaciones e historias de casos (e.g. Levin, 1991; Whiting y Smith, 1992; Tsingas *et al.*, 1994; Kessler *et al.*, 1995; Epili y McMechan, 1996; Chávez-Pérez *et al.*, 1998; Zelt *et al.*, 1998; Zhu y Lines, 1998), pero son muy escasos los textos introductorios y sólo tratan teoría y ejemplos para después de apilar (e.g., Bancroft, 1997). Por ello creemos necesario difundir y aclarar, en nuestro idioma, los conceptos básicos y avan-

zados al respecto. Es en ese sentido como surgió la motivación de este trabajo. Esfuerzos semejantes se están dando en publicaciones en inglés (*e.g.*, Jones *et al.*, 1998; Levin 1998; Liner, 1998; Russell, 1998; Zhu y Lines, 1998; Zhu *et al.*, 1998).

Así, sólo el conocimiento de los principios fundamentales que gobiernan este proceso puede permitirnos definir y decidir, durante las etapas de proceso e interpretación de la información sísmica: ¿cuando, por qué, cómo, para qué y con qué migrar en profundidad? ¿Se debe hacer antes o después de apilar? ¿Es realmente necesario o sólo basta con migrar en tiempo? Nuestra presentación pretende ayudar a contestar estos cuestionamientos.

MIGRACIÓN ANTES DE APILAR

El concepto de reflector explosivo (Claerbout, 1985), utilizado en migración después de apilar, pierde sentido cuando queremos trabajar con datos no apilados. Por claridad, sencillez y, sobre todo, por su popularidad, nos restringiremos únicamente a explicar el algoritmo de migración de Kirchhoff.

La migración en profundidad de Kirchhoff, antes de apilar, no es una técnica nueva, pero su implementación práctica ha evolucionado durante aproximadamente 20 años. Su origen yace en el proceso geométrico descrito por Hagedoorn (1954) y es la técnica de obtención de imágenes mejor establecida en sismología de exploración. Nos permite buscar reflectores en el subsuelo manejando distribuciones irregulares de fuentes y receptores. No tiene limitaciones de ejeado y su dominio de aplicación se ha probado exitosamente en la industria del petróleo para objetivos bi y tridimensionales, tanto en datos marinos como terrestres. Normalmente este proceso se aplica en los dominios de datos brutos de campo (*e.g.*, Reshef y Kosloff, 1986) o de datos de distancia fuente-receptor (*offset*) común (*e.g.*, Kessler *et al.*, 1995; Kim *et al.*, 1996).

La migración de Kirchhoff puede interpretarse, en términos generales, como una suma de sismogramas a lo largo de curvas de difracción, superficies de Huygens, o trayectorias de Kirchhoff (Fig. 1) asignadas para cada punto del espacio de obtención de la imagen (Fig. 2). Al hacer esto uno considera cada punto en la sección en profundidad como un posible difractor. Se supone, además, que la difracción en el medio geológico se debe a heterogeneidades muy pequeñas (*i.e.*, se utiliza la aproximación de Born; el lector interesado puede consultar, como punto inicial, los trabajos de Matson, 1996, y Maeland 1996, 1997), que los materiales son acústicos, que sólo hay reflexiones primarias (*i.e.*, no debe haber eventos múltiples en los datos) y rayos ópticos entre los difractores, y que la energía sísmica proviene del campo lejano (*i.e.*, la fuente está muy lejos de los receptores).

El principio de Huygens (cuya publicación sucedió casi 300 años antes que la del artículo de Hagedoorn de 1954) establece, en términos simples, que al sumar (integrar) se pueden producir imágenes aproximadas de datos reflejados. Así, la obtención de una imagen en un punto solo requiere la suma de los datos registrados sobre una superficie adecuada de difracción.

Para fines de ilustración, la Fig. 3 muestra un ejemplo canónico, muy sencillo, pero que ilustra la idea básica. La Fig. 4 muestra el caso tridimensional, que se puede trabajar en forma análoga, excepto que la distribución en el espacio de las trazas sísmicas tiene aún más influencia y, por supuesto, el costo computacional crece enormemente (French, 1992).

Ya que el proceso supone que se conoce la velocidad arriba de cada punto, es posible encontrar la imagen, en dos o tres dimensiones, mediante el uso de tablas de tiempo de viaje. Los pasos principales consisten en:

- 1.- Calcular tiempos de viaje para diferentes fuentes y receptores.
- 2.- Accesar las tablas de tiempos de viaje para efectuar la suma de Kirchhoff de los datos sísmicos de entrada.

DISCUSIÓN

Las explicaciones anteriores dan por hecho que conocemos, muy bien o exactamente, el modelo de velocidades y que no necesitamos estimarlo. La estimación de velocidades es, desafortunadamente, la parte más complicada del proceso de migración (Mills *et al.*, 1993; Kim *et al.*, 1996; Jones *et al.*, 1998). Esto se debe a que hay que conocer muy bien la solución inicial (modelo de velocidades) para conocer la solución final (imagen en profundidad) después de únicamente una iteración del proceso inverso (migración). Esta aparente paradoja del proceso de representación sísmica tiene que ver con sus hipótesis de linealización (*e.g.*, Tarantola, 1984).

La migración en profundidad antes de apilar puede proporcionar buenas imágenes estructurales en áreas con variaciones laterales de velocidad importantes. Sin embargo, para que la migración tenga éxito requerimos de un modelo de velocidades muy confiable. La capacidad de definición de la estructura dependerá, en gran medida, de dicho modelo. Por ello es oportuno y muy importante aclarar, de paso, que la migración en profundidad no nos conduce a "obtener estructura" donde no la hay.

Por supuesto que abundan los problemas, pese a la simplicidad del proceso de suma de Kirchhoff. Están bien documentadas, por ejemplo, la distorsión de la ondícula y la pérdida de resolución vertical (Brown, 1994; Levin, 1998). Además, el uso de tiempos de viaje para primeros arribos produce eventos espurios y contamina las imágenes en

MIGRACIÓN EN PROFUNDIDAD ANTES DE APIALAR: UN BREVE TUTORIAL

regiones del modelo de profundidad donde buena parte de la energía se propaga como energía múltiple o tardía.

Los códigos más completos utilizan tiempos de viaje para los arribos más energéticos (e.g., Audebert et al., 1997). De esta manera trabaja, por ejemplo, uno de los paquetes comerciales más completos que existen (Paradigm Geophysical, 1997).

Por otra parte, la preservación de amplitudes es algo de lo que aún no se dispone, hasta donde sabemos, en herramientas comerciales, y es tema de investigación de frontera debido a sus implicaciones prácticas (Gray, 1997).

Finalmente, la relación de los conceptos de migración con el sobretiempo normal de distancia o NMO (*normal moveout*), y el sobretiempo de echado o DMO (*dip moveout*), surge naturalmente. De hecho, el DMO surgió originalmente para completar la siguiente igualdad bajo condiciones estructurales y de velocidad no complejas (Liner, 1998):

$$\text{Migración Antes de Apilar} = \text{NMO} - ? +$$

$$\text{Apilado} - \text{Migración Despues de Apilar},$$

donde "?" resulta ser el DMO (aplicado ya en forma rutinaria en la mayoría de los centros de proceso en el mundo). Es por ello, que el estudio del DMO y la migración antes de apilar puede (¿debe?) ser simultáneo (Russell, 1998).

Durante la plática presentaremos ejemplos con datos sintéticos y reales, en tiempo y profundidad, para fines de ilustración sobre cómo tratar problemas estructurales complejos. Estos consistirán de datos sintéticos (bidimensionales) generados con la paquetería comercial de GeoDepth (Paradigm Geophysical, 1997), datos terrestres bidimensionales de reflexión profunda (Chávez-Pérez et al., 1998) y datos marinos tridimensionales (Diego-Orozco et al., 1998).

Confiamos en que con estos ejemplos y con estimaciones de su costo computacional será posible comprender porque este proceso tan de moda es, desafortunadamente, tan caro (e.g., French, 1992; Liner, 1998). Ese hecho hace que no siempre sea costeable, ni necesario, ni conveniente. Todo depende, como siempre, de la importancia del proyecto en cuestión y de la calidad de la información de que se dispone.

REFERENCIAS

Audebert, F., Nichols, D., Rekdal, T., Biondi, B., Lumley, D.E., y Urdaneta, H., 1997, *Imaging complex geologic structure with single-arrival Kirchhoff prestack depth migration*: Geophysics, 62, 1533-1543.

Bancroft, J.C., 1997, *A practical understanding of pre- and poststack migrations, Volume I (Poststack)*, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa.

Brown, R., 1994, *Image quality depends on your point of view*: The Leading Edge, 13, 669-673.

Chávez-Pérez, S., Louie, J.N., y Pullammanappallil, S.K., 1998, *Seismic depth imaging of normal faulting in the southern Death Valley basin*: Geophysics, 63, 223-230.

Claerbout, J.F., 1985, *Imaging the earth's interior*: Blackwell Scientific Publications, Oxford.

Diego-Orozco, A., Mendoza Amuchástegui, J.A., Kessinger, W., Gazdag, J., y León-Sánchez, R., 1998, *Representación subsalina en profundidad antes de apilar del subvolumen Coatzacoalcos*: Memorias del VIII Simposium de Geofísica y Exposición, Asoc. Mexicana de Geofísicos de Exploración, este volumen.

Epili, D., y McMechan, G.A., 1996, *Implementation of 3-D prestack Kirchhoff migration, with application to data from the Ouachita frontal thrust zone*: Geophysics, 61, 1400-1411.

French, W.S., 1992, *Implications of parallel computation in seismic data processing*: Geophysics: The Leading Edge of Exploration, 11, 22-25.

Gray, S.H., 1997, *True-amplitude seismic migration: A comparison of three approaches*: Geophysics, 62, 929-936.

Hagedoorn, J.G., 1954, *A process of seismic reflection interpretation*: Geophys. Prosp., 2, 85-127.

Jones, I.F., Ibbotson, K., Grimshaw, M., y Plasterie, P., 1998, *3-D prestack depth migration and velocity model building*: The Leading Edge, 17, 897-906.

Kessler, D., Reshef, M., Crase, E., Chan, W-K., Tsingas, C., y Hubbard, J., 1995, *Depth processing: An example*: The Leading Edge, 14, 949-953.

Kim, Y.C., Samuelsen, C.M., y Hauge, T.A., 1996, *Efficient velocity model building for prestack depth migration*: The Leading Edge, 15, 751-753.

Levin, S.A., 1991, *Should we ever use poststack depth migration?*: 61st Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 2, 1144-1147.

Levin, S.A., 1998, *Resolution in seismic imaging: Is it all a matter of perspective?*: Geophysics, 63, 743-749.

Liner, C.L., 1998, *Dip moveout just isn't "normal"*: AAPG Explorer, 19, 64-66.

Maeland, E., 1996, *Seismic migration: imaging and focusing*: J. Seismic Exploration, 5, 307-321.

Maeland, E., 1997, *Seismic migration and velocity analysis*: Geophys. Prosp., 45, 641-651.

Matson, K.H., 1996, *The relationship between scattering theory and the primaries and multiples of reflection seismic data*: J. Seismic Exploration, 5, 63-78.

- Mills, G.F., Brzostowski, M.A., Ridgway, S., y Barton, C.. 1993. A velocity model building technique for pre-stack depth migration: First Break, 11, 435-443.
- Paradigm Geophysical. 1997. *Introduction to GeoDepth 97*: Paradigm Geophysical Ltd., EUA.
- Reshef, M., y Kosloff, D.. 1986. Migration of common-shot gathers: Geophysics, 51, 324-331.
- Russell, B.. 1998. A simple seismic imaging exercise: The Leading Edge, 17, 885-889.
- Tarantola, A.. 1984. Linearized inversion of seismic reflection data: Geophys. Prosp., 32, 998-1015.
- Tsingas, C., Lathon, R.B., y Kelamis, P.G.. 1994. Prestack depth migration and its applicability to the red sea region of Saudi Arabia: J. Seismic Exploration, 3, 113-123.
- Whiting, P.M., y Smith, P.. 1992. Applications of pre-stack depth migration: Exploration Geophysics, 23, 435-440.
- Zelt, B.C., Talwani, M., y Zelt, C.A.. 1998. Prestack depth migration of dense wide-angle seismic data: Tectonophysics, 286, 193-208.
- Zhu, J., Lines, L., y Gray, S.. 1998. Smiles and frowns in migration / velocity analysis: Geophysics, 63, en prensa. [Disponible en forma electrónica en Geophysics Online: <http://www.geo-online.org/>]
- Zhu, J., y Lines, L.. 1998. Comparison of Kirchhoff and reverse-time migration methods with applications to prestack depth imaging of complex structures: Geophysics, 63, en prensa. [Disponible en forma electrónica en Geophysics Online: <http://www.geo-online.org/>]

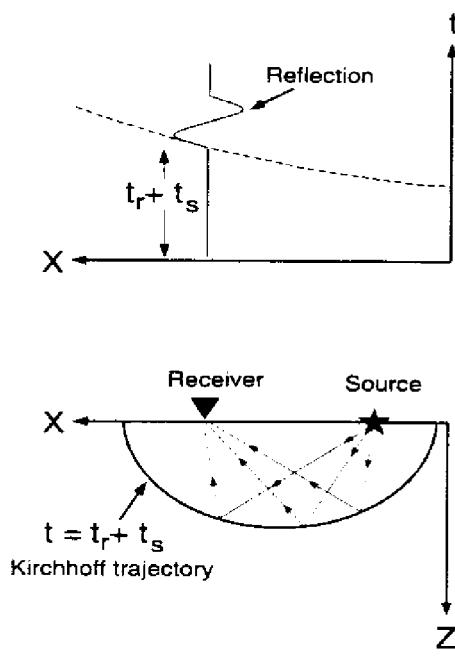


FIG. 1. Para un medio de velocidad constante, la trayectoria de tiempos de reflexión constantes, de todos los puntos de reflexión posibles, es una elipse, o trayectoria de Kirchhoff (definida por el tiempo de viaje t), con la fuente s y el receptor r como focos. t_s y t_r representan los tiempos de viaje de la fuente y del receptor al punto reflector o difractor, respectivamente. $t = t_s + t_r$ denota el tiempo de viaje total o condición de representación. X es la distancia fuente-receptor (offset) y Z es la profundidad.

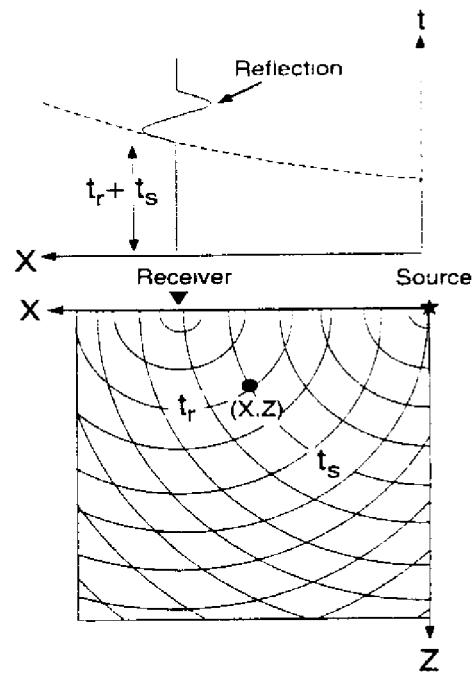


FIG. 2. Contribución de un par fuente-receptor a un punto en profundidad, con base en la condición de representación $t = t_s + t_r$. Las curvas in la gráfica X-Z describen isócronas.

MIGRACIÓN EN PROFUNDIDAD ANTES DE APIALAR: UN BREVE TUTORIAL

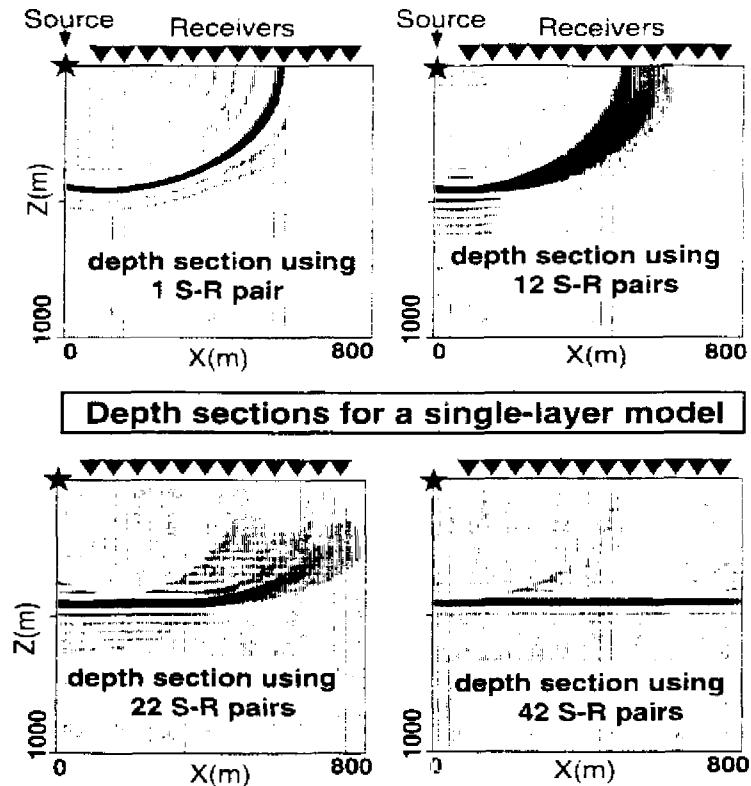


FIG. 3. Secciones en profundidad para un modelo de dos capas, mostrando contribuciones de uno, doce, veintidos, y cuarenta y dos pares fuente-receptor. La superposición de todas las contribuciones produce una imagen del reflector, en el espacio X-Z, por interferencia constructiva a lo largo del reflector, e interferencia destructiva fuera de él. Note como las trayectorias de Kirchhoff se cancelan a medida que el número de contribuciones se incrementa.

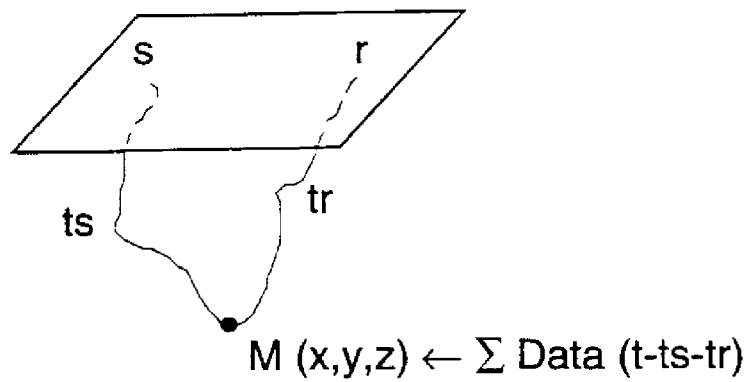


FIG. 4. Diagrama esquemático de la migración tridimensional de Kirchhoff, antes de apilar, utilizando tablas de tiempos de viaje en tres dimensiones. M define un punto de la imagen migrada al tomar en cuenta la contribución de todas las trazas y utilizar la condición de representación.

Refining 3D velocity models for depth migration using tomography: Application to rapid permafrost variations in Alaska's North Slope transition zone province

Alfonso Gonzalez, Arturo Ramirez, Jerry Kapoor - Western Geophysical*

Donald Ince - ARCO Alaska, Inc.

Tim P. Summers, Scott Michell - BP Exploration

SUMMARY

The presence of permafrost near the surface creates special problems for accurate imaging of seismic data. Permafrost thickness can exceed 2000 ft (600 m) onshore and completely disappear offshore, and the high contrast between permafrost velocity and unfrozen sediment velocity produces severe distortions in reflections observed in seismic data. Images from time migration have false structures and positioning errors that compromise their quality and increase uncertainty. In this type of environment 3-D depth migration should be strongly considered. In this study we use tomography to construct the velocity model of the near-surface. Tomography is an ideal tool for this estimation problem where refraction information is limited or completely absent due to the decrease of velocity with depth, and where lack of short offsets, irregular offset sampling and multiple azimuths compromise velocity resolution near the surface. The image obtained with velocities from tomography attenuates false structure introduced by the permafrost. This image is comparable to an alternative image obtained with a velocity field built using well and seismic information.

INTRODUCTION

The presence of rapid permafrost variations in Alaska's North Slope transition zone province poses a serious problem for accurate positioning of seismic events. Velocities range from 12000 ft/s (3658 m/s), the velocity of ice, to 6500 ft/s (1980 m/s), the velocity of unfrozen sediments (Specht et al., 1986). These rapid velocity changes create significant distortion in seismic reflections. In most environments, velocity increases with depth near the

surface, and seismic refraction work helps in the estimation of near surface velocity variations. In a permafrost environment, the fast velocities near the surface and the decrease of velocity with depth voids the data of refraction arrivals, so unless data is collected with very long offsets, seismic refraction work is not possible. In addition, the permafrost does not have a clear seismic expression. Observations from logs indicate that the base is gradational rather than an abrupt transition, making it difficult to identify its base with seismic reflections (Whitcombe et al., 1994).

Imaging work in the transition zone province of Alaska has demonstrated that significant inconsistencies in fault location exist in time migrated seismic data. Mispositioning errors are unacceptable for accurate location of wells near the faults. Whitcombe et al. (1994) demonstrated that uncertainty could be reduced by using 3-D depth migration. However, accurate positioning of faults by depth migration requires a good velocity model with accurate definition of permafrost velocity variations. This information could be obtained from logs although most wells start logging below the base of the permafrost. In this work we use 3-D stacking velocity inversion, a tomographic approach based on stacking velocities, and 2-D tomography to construct a velocity model of the overburden. This velocity model, combined with a geologic model of the deeper layers from seismic interpretation and log information, increases the reliability and resolution of 3-D depth images in this part of the world.

REFINING 3D VELOCITY MODELS FOR DEPTH MIGRATION USING TOMOGRAPHY

3-D STACKING VELOCITY INVERSION

Dix's equation fails to give accurate interval velocities when lateral velocity variations are present. The problem is in the asymmetry of ray trajectories, with any ray traveling from source to reflector propagating through a velocity regime different from the trajectory from reflector to receiver. This asymmetry distorts traveltimes, and when stacking velocities are measured assuming hyperbolic moveouts, the resulting stacking velocities are not the RMS velocities of the medium (Pollet, 1974; Bishop et al., 1985; Gonzalez and Chambers, 1992). Stacking velocities are most distorted when lateral anomalies have wavelengths close to a cable-length. This sensitivity can be used to our advantage to find the location of lateral velocity anomalies. Toldi (1985, 1989) derived a linear inversion operator to solve this inverse problem. His method is a tomographic backpropagation of stacking velocity anomalies. In this work we extend Toldi's theory to three dimensions. For generality our implementation does not assume regular geometry and computes the linear operator by ray tracing with the true coordinates of sources and receivers. This methodology takes into consideration the footprint of the acquisition geometry on the stacking velocities. An added advantage of this tomographic approach is the use of stacking velocities rather than traveltimes as input to the inversion.

DEPTH IMAGING

Figure 1 is a basemap showing the location of the 3-D seismic survey in Alaska's North Slope transition zone province with the coast running along the southern end of the survey. The rectangular area is approximately 60 square miles (153 square km). Figure 2 shows a shallow time slice. The effect of the permafrost is dramatic. From well log information and regional geologic mapping we know the strong reflectors running diagonally across the time slice have a gentle dip to the northeast, so most of the structure observed in the time slice is due to the presence of permafrost. Figure 3 is a time section running south to north through the area illustrating the pull-up effect that the permafrost creates on reflectors starting at about 200 ms. Our goal is to find a model of the overburden that will attenuate the false structure in the seismic image.

In this 3-D survey a velocity model from well log information and regional geologic mapping was available. This model was constructed interpreting a target reflector below the permafrost over the entire 3-D survey using time-migrated seismic data and identifying its depth using the available logs. Assuming that the target reflector was monoclinal and had a gentle dip throughout the survey, an average velocity map was constructed to tie the depths with

the seismic traveltimes. This methodology produces an average velocity field with lateral changes and no vertical variations. Whitcombe et al. (1994) used a similar procedure and concluded that the detailed velocity structure of the overburden is not too crucial as long as the effects of the permafrost are included in the average velocity. Figure 4 is an interval velocity section for the same line as Figure 3 using this methodology. To run our tomography we did stacking velocity analyses on a regular grid of 660 ft by 660 ft (201 m by 201 m). Figures 5 and 6 show the interval velocity field created by 3-D stacking velocity inversion. Figure 5 is a common-depth slice at 300 ft (91 m). Dark colors indicate permafrost velocities and light colors unfrozen sediment velocities. Figure 6 is a vertical depth section along the line shown in Figure 3. Velocities near the surface are predominantly fast at the beginning of the line (south) decreasing as we move north into an offshore environment. Figures 7 and 8 are the initial depth migrations using the two velocity models. These images show that the distortions induced by the permafrost have been partially corrected. To refine the velocity models we decided to run two iterations of 2-D tomography using residual moveout measured in common-image-gathers (CIGs). Figure 9 shows the refined velocity field from stacking velocity inversion and Figure 10 its associated image in depth. A similar result was obtained after refining the velocity field in Figure 4. Now most of the permafrost distortions have been attenuated, giving us confidence that the tomographic approach produced a reliable velocity model that agrees with the well information in the area.

DISCUSSION

The presence of permafrost severely distorts reflections in seismic data, and depth migration is needed to obtain an accurate image of the subsurface. Depth imaging depends on a detailed velocity model of the overburden, and traditional methods to obtain this information are limited under permafrost conditions. The high velocities near the surface do not refract rays so it is not until waves start propagating in sediments that increase their velocity with depth that refractions can reach the surface. This usually at offsets far greater than those used to collect the data in this study. Long-offset seismic data might play an important role to solve this problem in the future. Another possibility is to obtain velocity information near the surface using seismic reflection data. Reflections have valuable velocity information, but as we mentioned above, seismic stacking velocities are not valid RMS velocities for conversion to interval using Dix's formula. The problem of invalid stacking velocities can be addressed by smoothing before conversion to interval velocities. Smoothing, provided it is carried out in a densely sampled velocity field to avoid spatial aliasing, removes rapid invalid oscillations in the

stacking velocities; however, it also compromises resolution and detail needed to solve the depth imaging problem. Another complication with velocities from seismic reflection data is the lack of resolution near the surface, where the effective cable length usable for velocity work is too short.

Tomography has a strong advantage over alternative technologies that try to estimate permafrost velocity variations. Imaging errors observed at deeper reflectors are backpropagated to their source. This is possible because lateral velocity variations near the surface create predictable consistent distortions to all reflectors below. When anomalies are at the surface of the earth and for near source-detector distances, the distortions become static shifts. For deeper anomalies the problem is more dynamic, and tomography depends on ray-tracing to unravel the situation. It is this backpropagating feature that makes tomography less sensitive to the observations near the surface, depending more on deeper data where seismic resolution is better. The examples in the figures demonstrate this capability. Stacking velocity inversion followed by 2-D tomography produced a depth image that attenuated most of the distortions attributable to the permafrost. 2-D tomography was also useful to refine the average velocity model. Both methods are valid, but tomography can be extended to regions where well information might be scarce or not available at all.

CONCLUSIONS

Depth migration in Alaska's North Slope transition zone province depends on an accurate velocity model of the overburden. Tomography, being a backpropagation technique that refines a velocity model from residual moveout errors observed in seismic data, is an ideal tool for this environment. The examples shown in this paper demonstrate that the depth image, particularly in the first few hundred feet of data, obtained with a velocity field from tomography attenuates permafrost distortions in the data. The image is comparable to an alternative image obtained with a velocity field built using well and seismic information in the area refined with 2-D tomography.

ACKNOWLEDGMENTS

We would like to acknowledge ARCO Alaska, Inc., BP Alaska (Exploration), Inc., and Exxon Company, USA, for permission to show the results of this work. We are also grateful to Rhona Phillipson, Ken Dingwall, and Patrick Ng of Western Geophysical for their support and discussions, and to the many other people who in one form or another contributed to this paper.

REFERENCES

- Bishop, T.N., Bube, K.P., Cutler, R.T., Langan, R.T., Love, P.L., Resnick, J.R., Shuey, R.T., Splinder, D.A., and Wyld, H.W., 1985, *Tomographic determination of velocity and depth in laterally varying media*: Geophysics, **50**, 903-923.
- Gonzalez, A., and Chambers, R., 1992, *2-D interval velocity estimation from NMO, DMO, and time-migration velocity spectra*: 54th Ann. Mtg., Eur. Assoc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, **92**, 966-969.
- Pollet, A., 1974, *Simple velocity modeling and the continuous velocity section*: Presented at the 44th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys.
- Specht, R.N., Brown, A.E., Selman, C.H., and Carlisle, J.H., 1986, *Geophysical case history, Prudhoe Bay field*: Geophysics, **51**, 1039-1049.
- Toldi, J., 1985, *Velocity analysis without picking*: Ph.D. dissertation, Stanford University.
- Toldi, J., 1989, *Velocity analysis without picking*: Geophysics, **54**, 191-199.

- Whitcombe, D.N., Murray Jr., E.H., St. Aubin, L.A., and Carroll, R.J., 1994, *The application of 3-D depth migration to the development of an Alaskan offshore oil field*: Geophysics, **59**, 1551-1560.

REFINING 3D VELOCITY MODELS FOR DEPTH MIGRATION USING TOMOGRAPHY

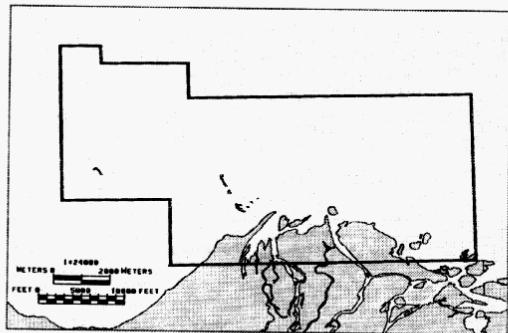


Fig. 1. Basemap showing the location of the 3-D survey and the coastline.

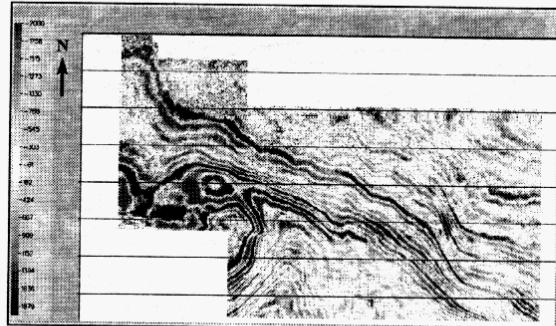


Fig. 2. Shallow time slice showing distortions introduced by the rapid variations in permafrost thickness.

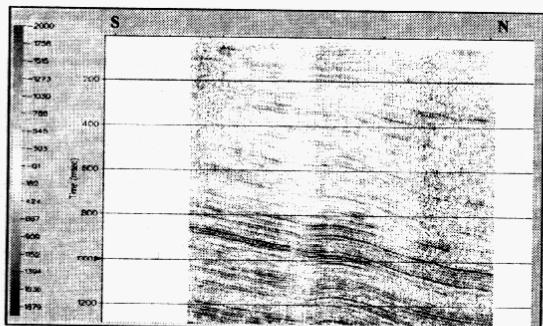


Fig. 3. Time section showing a consistent permafrost pull-up effect in reflections below 200 ms.

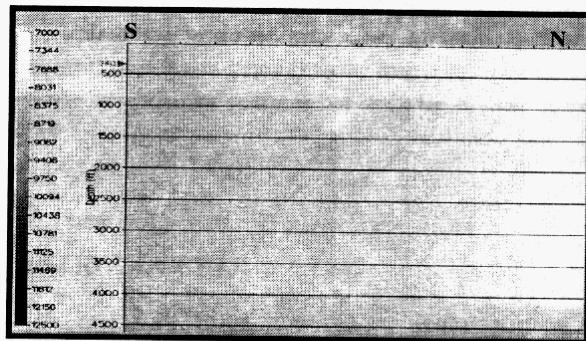


Fig. 4. Interval velocity section from regional geologic mapping of a target reflector at about 4000 ft. (1200 m).

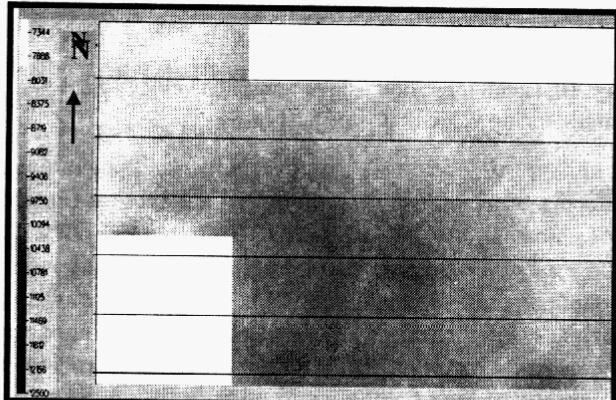


Fig. 5. Interval velocity depth slice at 300 ft. (91 m) from stacking velocity inversion.

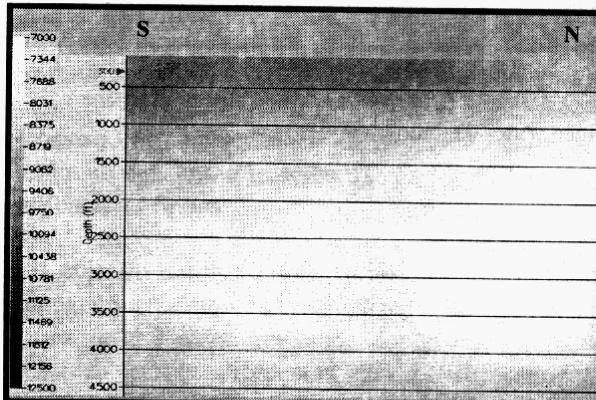


Fig. 6. Interval velocity section from stacking velocity inversion

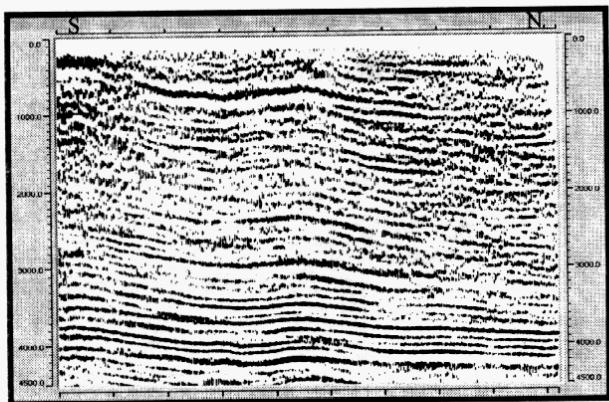


Fig. 7. Depth migration using the velocity field from regional geologic mapping (Fig. 4).

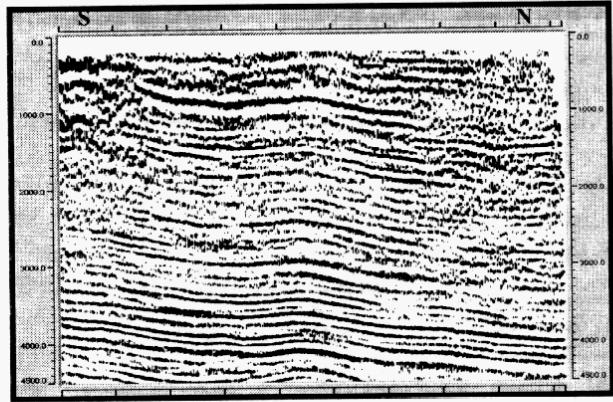


Fig. 8. Depth migration using the velocity field from stacking velocity inversion (Fig. 6).

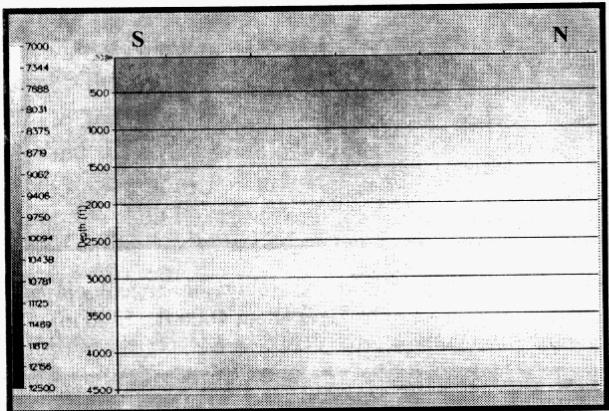


Fig. 9. Velocity field from stacking velocity inversion refined with 2-D tomography.

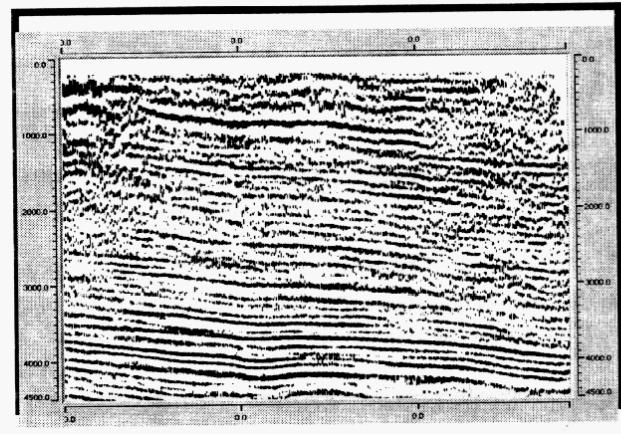


Fig. 10. Depth migration using the refined velocity field from stacking velocity inversion (Fig. 9).

Comparación de las Migraciones en Tiempo y Profundidad del Estudio Sísmico 3D de Monterrey.

Hans Meinardus, The Andrews Group International, Claudio Nieto, Petróleos Mexicanos, Alvaro Chaveste, y Jesús Castañeda, The Andrews Group International.

RESUMEN

Como parte de un estudio de factibilidad realizado con el objetivo de mejorar el procesamiento sísmico convencional del proyecto Monterrey 3D, se evaluaron varios algoritmos de migración. El propósito fue el de determinar si la migración 2D en profundidad antes de apilar contribuye a una mejor imagen de los objetivos de interés.

Como referencia para la comparación elegimos la migración 3D de desplazamiento de fase más corrección (PSPC). Aunque éste es un método de migración en profundidad post-apilamiento, se aplicó en esta ocasión como una migración en tiempo debido al tipo de velocidad de migración empleado. Este campo de velocidad se obtuvo por suavizamiento de la velocidad raíz cuadrada media (RMS) obtenida a partir de datos corregidos por buzamiento (DMO).

Se decidió aplicar migraciones 2D en tiempo pre-apilamiento a todas las líneas ortogonales antes de ejecutar la migración 2D en profundidad de la línea seleccionada. Este procedimiento es válido en este proyecto debido a que los buzamientos en la dirección lateral son pequeños. Comprobamos que este paso minimiza los efectos tridimensionales en la migración 2D y conduce a una mejor imagen migrada. El modelo de velocidad para la migración en profundidad se obtuvo en forma iterativa capa por capa con el análisis de velocidad basado en los arreglos de imagen. El modelo obtenido mediante este procedimiento fue refinado utilizando tomografía global. En la generación del modelo hicimos uso del perfil de velocidad obtenido del registro sónico del pozo Monterrey 301 localizado cerca de la línea migrada.

La migración 2D en profundidad, con los datos acondicionados por la migración 2D en tiempo antes de

apilar, compara favorablemente con la migración 3D en tiempo después de apilar. Esta metodología presenta una alternativa más económica que la migración 3D en profundidad con datos pre-apilamiento. Su aplicación principal consiste en la migración de líneas seleccionadas de un volumen 3D de datos.

INTRODUCCION

El campo Monterrey es productor de gas húmedo, y se encuentra localizado al Sur-Este de la Ciudad de Reynosa, Tamaulipas. El estudio sísmico tridimensional está compuesto de 625 líneas (crosslines) orientadas en dirección E-W y 504 líneas (inlines) que corren N-S. Los datos fueron obtenidos con vibradores y la geometría de la adquisición resultó en celdas CDP de 25 por 25 m con un apilamiento nominal de 2400 por ciento. El procesamiento original consistió en una secuencia de procesado convencional que culminó con una migración 3D post-apilado en tiempo por diferencias finitas.

El objetivo del estudio de factibilidad fue el de mejorar la imagen y precisión de las amplitudes de las reflexiones en la zona de 1.7 a 2.5 segundos donde una serie de bloques parecen causar problemas con el enfocamiento de los eventos debajo de las fallas.

La línea seleccionada para el estudio de factibilidad fue la crossline 316, cercana al pozo Monterrey-301. Sin embargo trabajamos con un sub-volumen de datos comprendido entre las líneas 230 y 370 con el objeto de incluir abertura lateral suficiente para enfocar adecuadamente la imagen en la línea de estudio.

SECUENCIA DEL REPROCESADO SISMICO

Aplicamos una secuencia de procesos enfocada principalmente a la preservación de la amplitud relativa. La validación de los datos, la selección y aplicación de los parámetros de proceso se realizó en el siguiente orden:

- Control de calidad de geometría y primeros arribos
- Identificación y atenuación de ruido
- Correcciones al nivel de referencia
- Compensación de amplitud
- Colapsamiento de la ondícula
- Análisis de velocidad y estáticas residuales
- Corrección por buzamiento (DMO)
- Obtención de la velocidad raíz cuadrada media (RMS).

El estudio de factibilidad constó de dos partes. En la primera parte se aplicó la secuencia convencional de DMO seguida de migración post-apilamiento en tiempo para la obtención de la imagen final. En la otra parte de este estudio se evaluó la migración pre-apilamiento en profundidad.

MIGRACION 3D POST-APILAMIENTO EN TIEMPO

Inicialmente se empleó la migración 3D F-K (método de Stolt) para migrar el apilado DMO. El algoritmo de Stolt no comprende adecuadamente cambios verticales y laterales rápidos en la velocidad de migración. Este método fue empleado, por lo tanto, para obtener una imagen preliminar del subsuelo y para afinar el campo de velocidades iterativamente. La migración de Stolt se presta para esta tarea porque es sumamente rápida y no requiere muchos recursos de la computadora. Para la migración inicial utilizamos la velocidad raíz cuadrada media obtenida del análisis de velocidades después de la aplicación del DMO. Despues de ejecutar cuatro migraciones Stolt se observó que los eventos estaban adecuadamente enfocados de acuerdo a los límites impuestos por el algoritmo utilizado. El campo de velocidad ajustado después de cada migración manifiesta la tendencia regional de las velocidades en el área. Esta velocidad sísmica coincide bien con la velocidad del registro sónico del pozo Monterrey 301 (Figura 1). La Figura 2 muestra una sección de la velocidad de intervalo a lo largo de la línea del estudio resultante de la afinación iterativa del campo de velocidades mediante migraciones Stolt.

Para la migración 3D final seleccionamos el método de migración de rotación de fase más corrección (PSPC - Phase Shift Plus Correction). La migración por desplazamiento de fase es considerada como la migración patrón en tiempo, con buena preservación de buzamientos y amplitudes. Para

manejear variaciones laterales en las velocidades el algoritmo aplica una corrección equivalente al término conocido como lente delgada en la migración por diferencias finitas. La propiedad de comprender los cambios rápidos de velocidad, tanto laterales como verticales, clasifica a la migración PSPC como una migración en profundidad. Sin embargo, dado que el modelo de velocidad utilizado es de tipo regional más bien que local, el resultado de la migración PSPC debe considerarse como una migración en tiempo (Figura 3). En esta sección se señala también la ventana que seleccionamos para comparar los resultados de las diferentes migraciones que son el objetivo de este estudio.

MIGRACION 2.5D PRE-APILAMIENTO EN PROFUNDIDAD

Para ubicar y enfocar los eventos que pertenecen al plano vertical de la línea 316 se aplicó la migración antes de apilar en dos pasos. El primer paso se llevó a cabo mediante la migración pre-apilamiento en tiempo por el método de Kirchhoff de las líneas N-S. Se empleó para esta migración el campo de velocidad usado para la migración 3D post-apilamiento en tiempo. Esta etapa del procesado resultó en la migración de 7028 planos de offset común (14 planos por línea N-S). En la segunda etapa migramos las trazas generadas a lo largo de la línea 316 por la primera migración.

El término 2.5D se refiere a este tipo de migración pre-apilamiento en profundidad en la dirección de la línea de estudio de los planos de offset común que han sido migrados en la dirección ortogonal. Este procedimiento es una aproximación a la migración 3D pre-apilamiento en un solo paso. Se justifica en nuestra situación porque los buzamientos estructurales y las variaciones del campo de velocidad son pequeños en la dirección ortogonal, y la migración en tiempo es adecuada para el colapsamiento de la energía en la línea central.

Para la migración de los datos se utilizó el sistema ProMAX versión 7.0 de LANDMARK GRAPHICS CORPORATION. La estación de trabajo consistió en una SUN ULTRA 2200 con sistema operativo Solaris 3.1.

El modelo de velocidad inicial para la migración pre-apilamiento en profundidad de la línea 316 fue él de la migración post-apilamiento comprobado por el pozo Monterrey-301 (Figura 2). Este modelo fue refinado iterativamente mediante el método del ajuste por capas (layer caking) para obtener el modelo de velocidad de baja

COMPARACIÓN DE LAS MIGRACIONES DEL ESTUDIO SÍSMICO 3D DE MONTERREY.

frecuencia. La aplicación posterior de un paso de tomografía resolvió las variaciones de velocidad de alta frecuencia y dio como resultado el modelo presentado en la Figura 4. Este modelo de velocidad final es más detallado que el modelo inicial y se conforma bien a la estructura. Para el análisis de las velocidades para la migración, tanto por layer caking como por tomografía, se empleó la paquetería de Migration Velocity Análisis del sistema ProMAX versión 7.0 de LANDMARK GRAPHICS CORPORATION.

La Figura 5 presenta el resultado de la migración pre-apilamiento en profundidad de la línea 316 basado en el modelo de velocidad final de la Figura 4. Para esta migración pre-apilamiento se utilizó el algoritmo de Kirchhoff en profundidad aplicado a los planos de offset migrados en la dirección N-S con el algoritmo de Kirchhoff en tiempo. De nuevo, se indica la ventana del acercamiento que usaremos a continuación para evaluar diferentes aspectos de las migraciones aplicadas en nuestro estudio.

MIGRACION 3D POST-APILAMIENTO EN TIEMPO CONTRA MIGRACION 2.5D PRE-APILAMIENTO EN PROFUNDIDAD

Para esta comparación se convirtió la migración 3D post-apilamiento en tiempo a profundidad (Figura 6) usando el campo de velocidad de la Figura 2. En la migración 2.5 D pre-apilamiento en profundidad (Figura 7) se observa una mejor continuidad de los eventos entre 3400 a 4000 m. También se nota que el buzamiento de los eventos en esta zona, especialmente entre los CDPs 150 y 200, ha cambiado, debido a que se usa la velocidad correcta en la migración pre-apilamiento en profundidad. Por el otro lado, la migración 3D aparece con frecuencias ligeramente más altas, probablemente causadas por diferencias en la velocidad utilizada en la conversión a profundidad.

MIGRACION PRE-APILAMIENTO 2D CONTRA PRE-APILAMIENTO 2.5D EN PROFUNDIDAD

Para evaluar el beneficio de la migración en la dirección ortogonal; se realizó la migración pre-apilamiento en profundidad de los datos sin este proceso, es decir una migración 2D (Figura 8). Ambas migraciones (Figuras 7 y 8) se obtuvieron con el modelo de velocidad de la Figura 4.

Hay diferencias significantes entre las migraciones 2D y 2.5D, sobre todo en el truncamiento de las capas a 3550 m

alrededor del CDP 280. Del análisis de ambas secciones se concluye que se tiene efectos tridimensionales de importancia en la dirección ortogonal y que, por lo tanto, el colapsamiento de eventos laterales a la línea a ser migrada es un paso indispensable para la adecuada creación de la imagen del subsuelo.

Comparando la migración 2D en profundidad (Figura 8) con la migración 3D en tiempo (Figura 6) indica que ésta produce una imagen superior en la zona de interés, especialmente en el truncamiento mencionado en el párrafo anterior. Esto es un ejemplo en que el algoritmo de la migración es más importante que el detalle del campo de velocidad para la migración.

MIGRACION 2.5D POST-APILAMIENTO CONTRA 2.5D PRE-APILAMIENTO EN PROFUNDIDAD

Para evaluar el beneficio de la migración pre-apilamiento comparamos dos secciones migradas con el mismo campo de velocidad y con la migración en tiempo en la dirección N-S. Así, la única diferencia entre las secciones de las Figuras 7 y 9 consiste en que la primera es una migración pre-apilamiento mientras que la segunda se realizó post-apilamiento, llamada 2.5D por tener el beneficio de la migración transversal. El modelo de velocidad empleado en ambas migraciones fue él de la Figura 4.

Entre estas dos migraciones 2.5D hay pocas diferencias y ambas se parecen más a la migración 3D que a la 2D. Cabe destacar que la migración 2.5D post-apilamiento tuvo el beneficio del modelo de velocidad obtenido por el modelado de velocidad basado en la migración pre-apilamiento. Sin embargo, de la comparación de las figuras 7 y 9 resulta claro el beneficio en el enfocamiento de la energía mediante la migración antes de apilar. Esto se atribuye, en parte, al análisis de velocidad de los CDP gathers migrados, que permite afinar el apilamiento final de las trazas migradas.

CONCLUSIONES

Durante el desarrollo del estudio evaluamos:

- Métodos de migración (profundidad y tiempo) para la formación de la imagen
- Influencia de reflexiones laterales
- Resolución del modelo de velocidad

A partir de las evaluaciones de los puntos anteriores concluimos que la migración pre-apilamiento en profundidad tiene el enfoque óptimo de los eventos en la zona de interés y bajo ésta. Al mismo tiempo, este tipo de migración provee un campo de velocidades con mayor resolución tanto horizontal como vertical que el resto de los métodos evaluados.

Además, observamos que la componente estructural en la dirección N-S es de pequeña magnitud, pero debe ser migrada a la línea de interés (de dirección E-W) para reducir el efecto tridimensional. La migración 2D Kirchhoff pre-apilamiento en tiempo en la dirección ortogonal realiza este objetivo de enfocar la energía en el plano de la línea de salida. El paso siguiente itera el modelado de velocidad y la migración 2D Kirchhoff pre-apilamiento en profundidad en la dirección de línea para producir la imagen final. Establecemos, que para este caso la secuencia de dos migraciones 2D pre-apilamiento denominada 2.5D es esencial para producir una imagen mejor que una migración 3D post-apilamiento.

Para el caso de líneas aisladas, la migración 2.5D pre-apilamiento tiene los beneficios de una migración en profundidad 3D pre-apilamiento sin el excesivo costo y tiempo necesario para la realización de ésta, siempre y cuando la variación del campo de velocidades en la dirección transversal a la línea de interés sea moderada.

El hecho de haber comprobado el modelo de velocidad mediante el análisis de las velocidades de migración, y su verificación mediante el registro sónico, da confianza en el resultado obtenido y en la integridad del método empleado.

RECONOCIMIENTOS

La División de Geociencias de The Andrews Group International agradece a Petróleos Mexicanos, PEMEX, por permitirle usar sus datos e información, así como por su valiosa cooperación durante la realización de este proyecto.

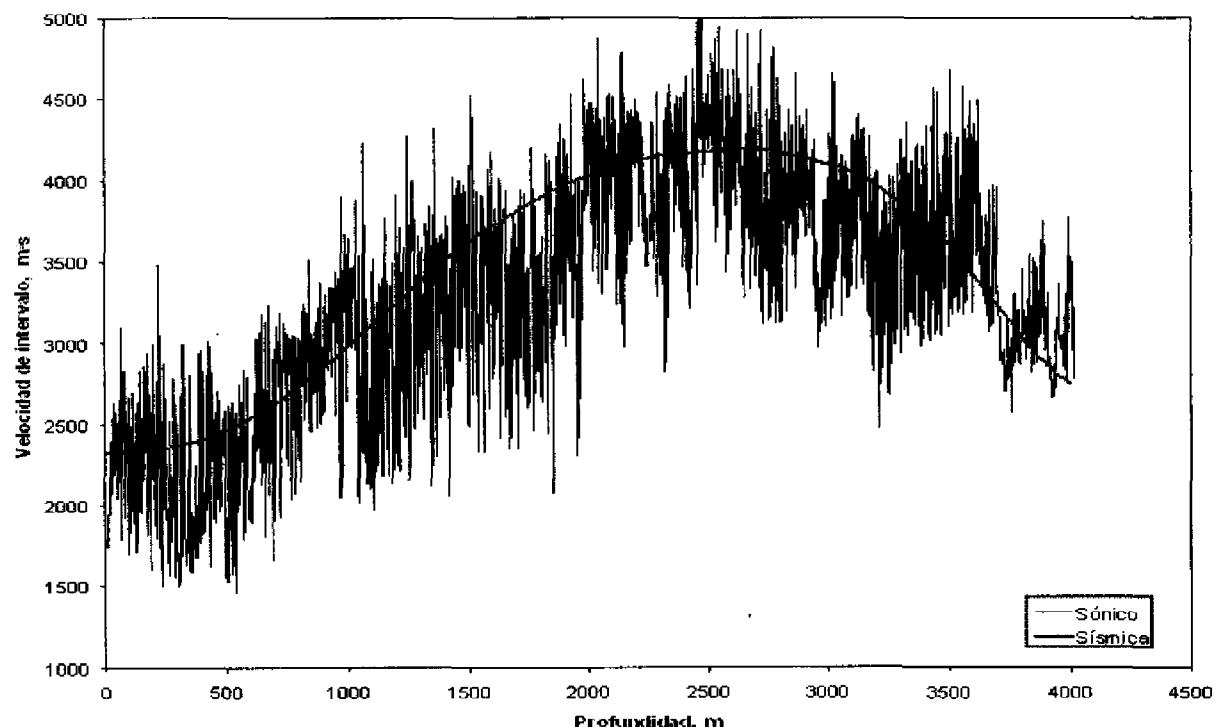


FIG. 1. Comparación de la velocidad sísmica con la velocidad del registro sónico del Pozo Monterrey – 301.

COMPARACION DE LAS MIGRACIONES DEL ESTUDIO SISMICO 3D DE MONTERREY

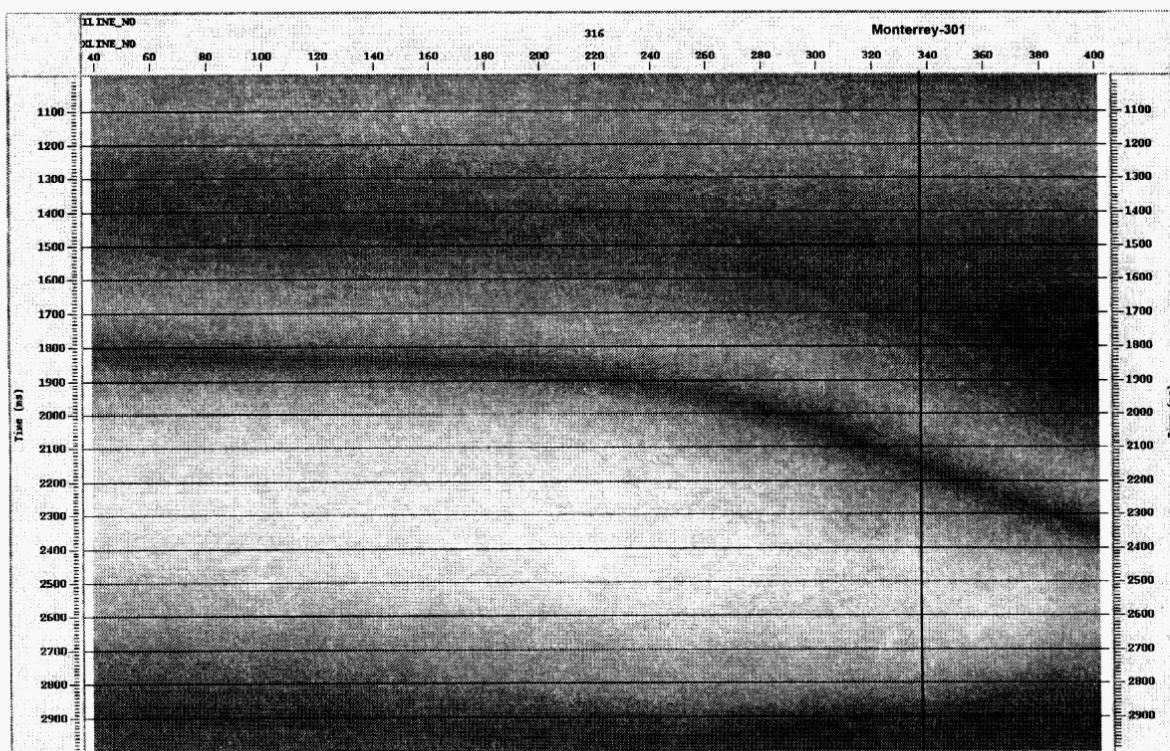


FIG.2. Campo de velocidad para la migración 3D post-apilamiento en tiempo.

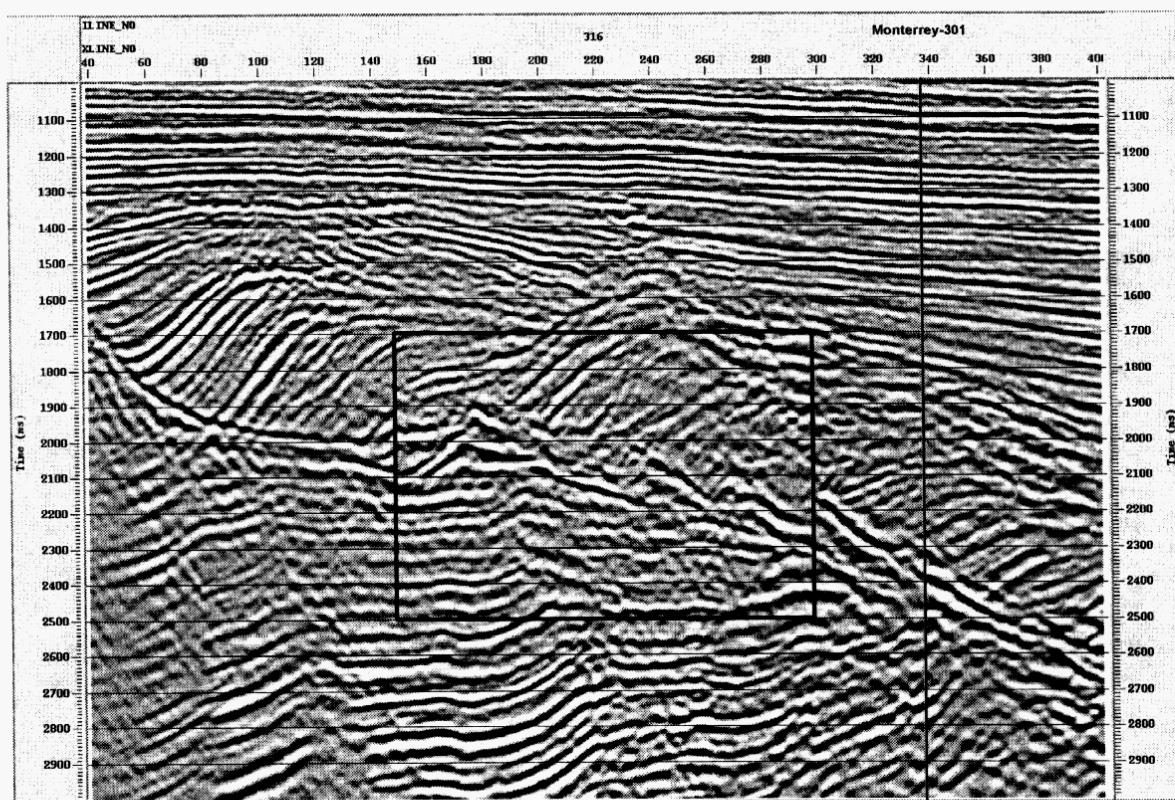


FIG.3. Migración 3D post-apilamiento en tiempo PSPC.

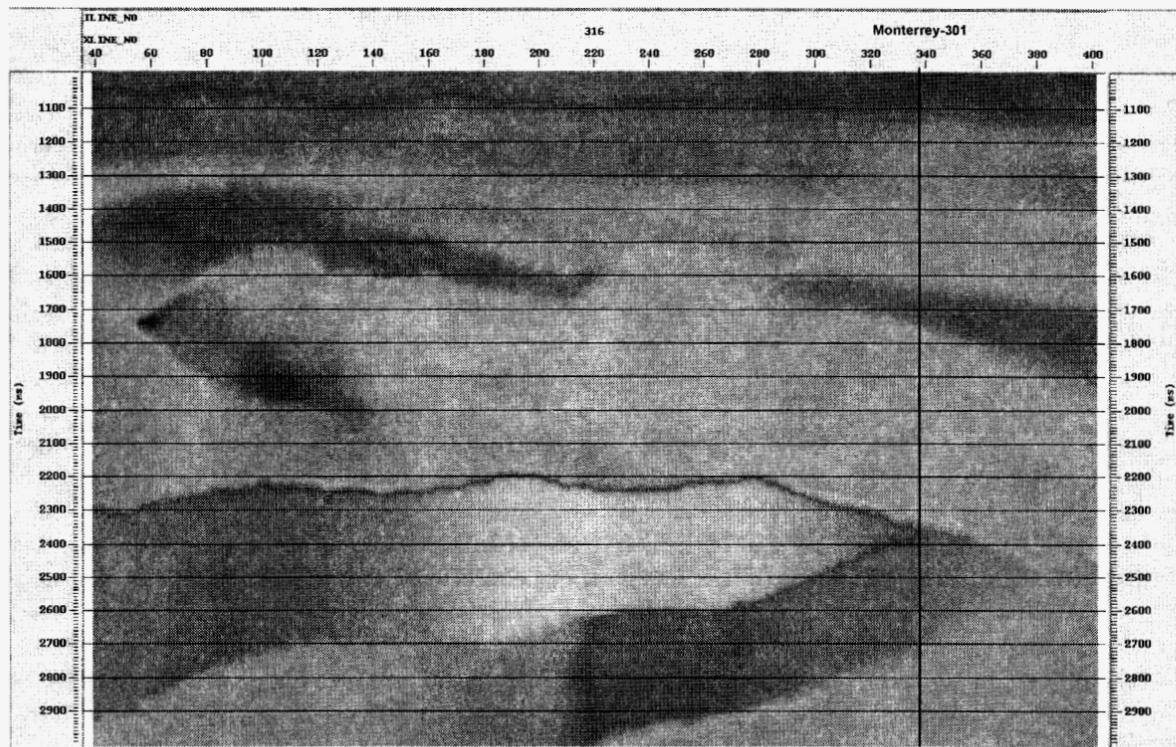


FIG.4. Modelo de velocidad final para la migración 2.5D pre-apilamiento en profundidad.

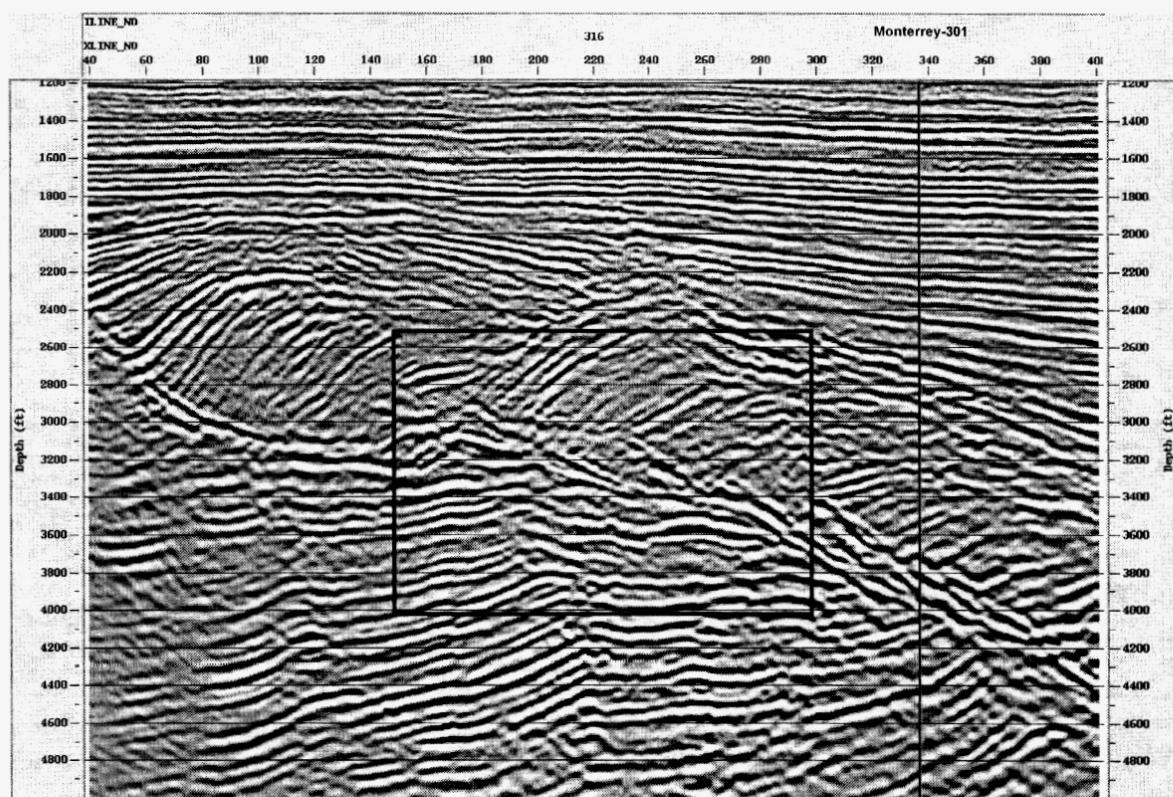


FIG.5. Migración 2.5D pre-apilamiento en profundidad Kirchhoff.

COMPARACION DE LAS MIGRACIONES DEL ESTUDIO SISMICO 3D DE MONTERREY

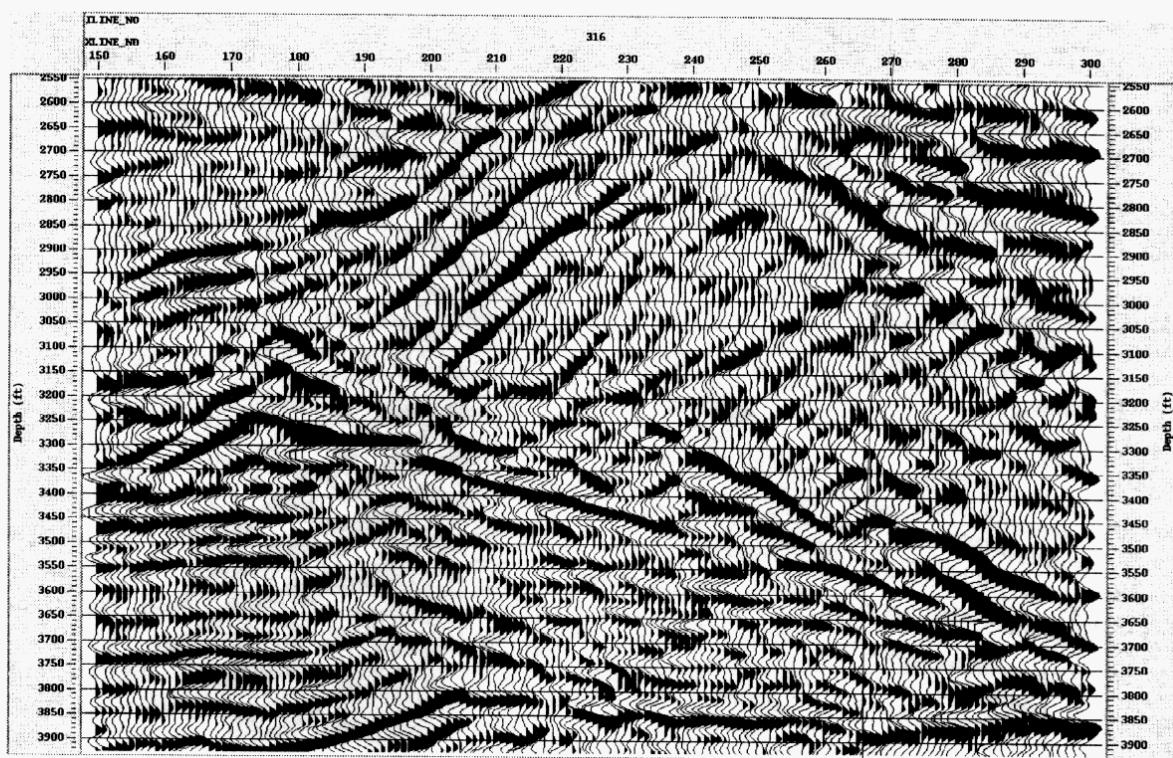


FIG.6. Migración 3D post-apilamiento en tiempo convertida a profundidad.

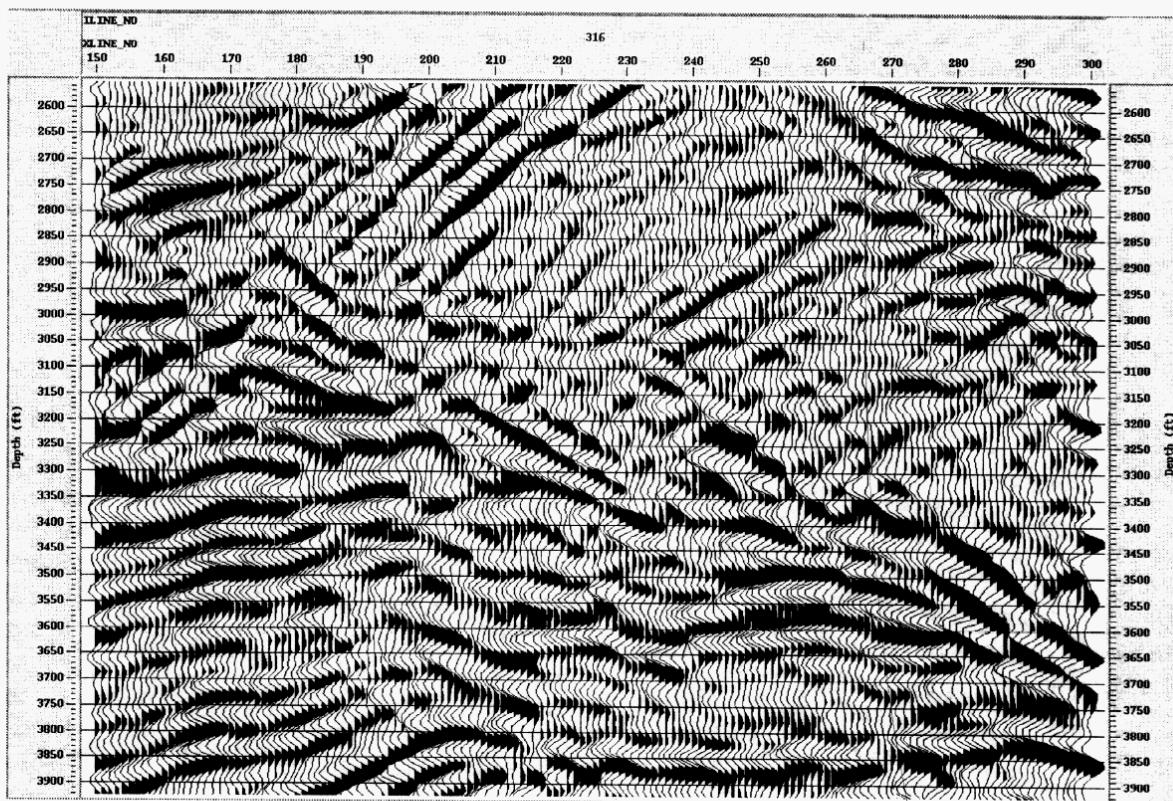


FIG.7. Migración 2.5D pre-apilamiento en profundidad.

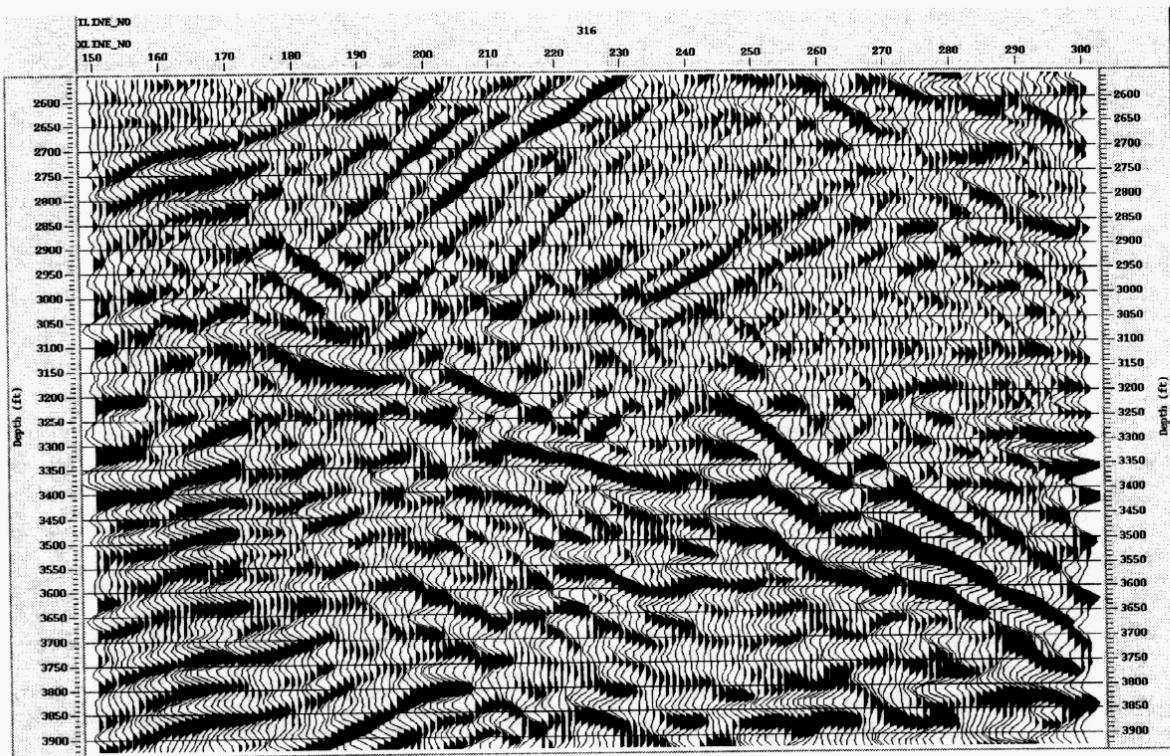


FIG.8. Migración 2D pre-apilamiento en profundidad.

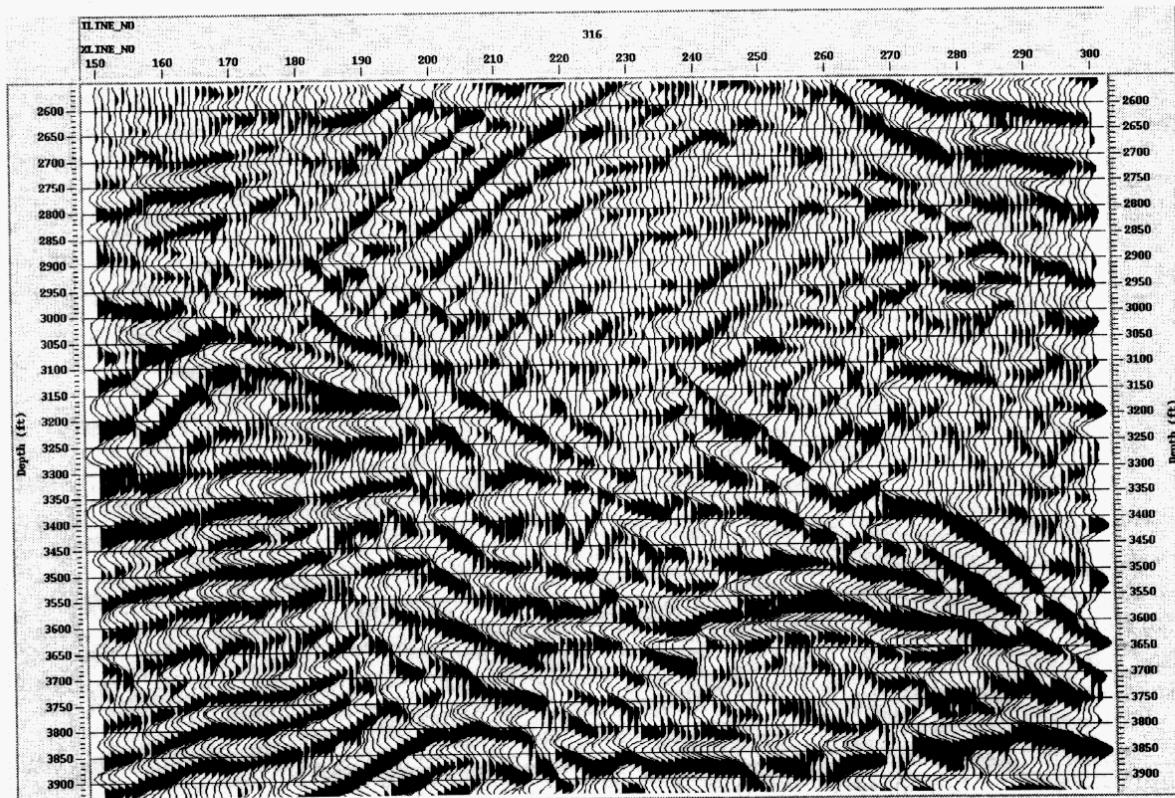


FIG.9. Migración 2.5D post-apilamiento en profundidad.

Representación subsalina en profundidad antes de apilar, del subvolumen Coatzacoalcos.

Arturo Diego-Orozco, Jorge A. Mendoza Amuchástegui, Instituto Mexicano del Petróleo, México; Walter Kessinger, Jeno Gazdag, Houston Advance research Center, Houston Tx.; Roboam León-Sánchez, Petróleos Mexicanos, Villahermosa, México.

RESUMEN

En este trabajo se describen y comparan dos métodos de migración en profundidad antes de apilar: Una migración en dos pasos, la cual se puede ver como un mapeo de datos sísmicos en 3-D a 2-D, utilizando un algoritmo basado en la separación directa del operador de Kirchhoff, y una migración completa 3D antes de apilar. Tales métodos se aplican a un pequeño volumen en el área Coatzacoalcos, con la finalidad de clarificar la imagen sísmica de un cuerpo de sal y los sedimentos por debajo de dicho cuerpo. La derivación del cuerpo tridimensional de velocidades se realizó mediante la interpolación de 10 modelos 2-D, producto de la aproximación en dos pasos y el campo de velocidades resultante sirvió para realizar la migración completa 3-D antes de apilar ("target oriented") en líneas equivalentes a las usadas en la migración en dos pasos. Los resultados de ambos métodos son compatibles en cuanto a calidad y demuestran la viabilidad de la aproximación en dos pasos.

DATOS Y ANTECEDENTES GEOLÓGICOS

El área de estudio se localiza al norte-noreste de Coatzacoalcos, Veracruz, la cual es una extensión en el golfo de México de la bien conocida "Cuenca salina del Istmo". Las dimensiones del levantamiento marino tridimensional son de 10 km. en la dirección in-line y 5 km. en la dirección cross-line. En general se caracteriza por una secuencia del Terciario medio-superior con un espesor máximo de 14 km. El cuerpo salino de interés es considerado alloctono y localizado entre sedimentos del Mioceno medio e inferior. El origen probable de la sal es de edad Triásica o Jurásica. Los sedimentos terciarios sobre la sal están constituidos por arcillas, areniscas de grano fino y lutitas, así como de areniscas y lutitas del mioceno medio-superior. Los sedimentos de interés están por debajo del cuerpo de sal e incluyen algunas capas delgadas de bentonita verde y cenizas volcánicas, conocida como la

formación "depósito" del mioceno inferior, la cual es potencialmente un interés económico.

SECUENCIA DE PROCESO EN HARC

La secuencia de operación para este proyecto, en lo que al método en dos pasos respecta, fue estructurada de la siguiente manera: Migración de Kirchhoff en tiempo en la dirección cross-line (bin de 400m), cuyo resultado consiste en el mapeo del volumen tridimensional a una serie de líneas bidimensionales, seguido de migraciones 2-D iterativas en profundidad antes de apilar y la construcción del modelo de velocidades para 10 secciones en la dirección in-line, seguidas de una interpolación lateral del modelo tridimensional a partir de las 10 secciones bidimensionales en la dirección in-line. De aquí se obtuvieron 60 secciones como resultado de las migraciones en profundidad antes de apilar en la dirección in-line. Tanto las migraciones en tiempo, como en profundidad fueron realizadas en una super computadora vectorial NEC SX-4/1C. Esta máquina cuenta con un procesador y con un rendimiento máximo de 2 GFLOPS; También se utilizó con una Challenge de SGI con 4 procesadores conectada a través de un canal de transmisión HiPPI, en la cual se obtuvo el modelo de velocidades.

Migraciones en tiempo en la dirección cross-line

Antes de iniciar la secuencia de proceso con la migración en tiempo en la dirección cross-line, se hicieron las pruebas de apertura de la migración. Las líneas seleccionadas para tales pruebas fueron las líneas 1351 y 1301 con un offset de 600 m. Dichas líneas pasan sobre la estructura geológica de interés (cuerpo salino).

Las aperturas utilizadas fueron de 250 m, 500m, 1000 m, 1500 m, 2000 m y 4000 m., de las cuales las aperturas de 1000 m, 1500 m y 2000 m mostraron una muy buena

definición de la cima del cuerpo de sal y una inconclusa base de la misma, siendo la apertura de 2000 m la mejor representación sísmica obtenida. Esta apertura fue utilizada para obtener las 10 líneas en la dirección in-line, con un espaciamiento de 500 m., que posteriormente servirán para ejecutar las migraciones en profundidad, análisis de velocidad y para la construcción del modelo de velocidades.

Migración en profundidad en la dirección in-line

Inicialmente, se intentó construir el modelo de velocidades con picado de tiempos antes apilar e inversión tomográfica, sin embargo no fue posible construir un modelo robusto, con consistencia lateral debido a la inconsistencia de los reflectores.

Se decidió entonces crear un campo de velocidades de fondo (sedimentos) derivando funciones de velocidad con gradientes de compactación, para los estratos de arriba y abajo del cuerpo de sal. El ajuste fino del campo de velocidades se hizo analizando moveout diferencial en los registros de imagen común, así como análisis de enfocamiento.

El modelo fue realizado con éxito utilizando los paneles de enfocamiento de migración y análisis de moveout diferencial. Inicialmente, para la cima de la sal se utilizó un gradiente vertical de velocidad. Después de interpretar la cima de la sal en las 10 líneas, ejecutamos las migraciones inundando con la velocidad de la sal determinar la base del cuerpo de sal. En un principio se especuló acerca de la posibilidad de un cuerpo delgado de sal (Fig. 1), sin embargo, la evidencia sísmica resultante de la migración en profundidad antes de apilar usando el proceso de inundación con velocidad de sal demostró que se trataba de un cuerpo grueso de sal (Fig. 2), lo cual se confirmaba en los paneles de enfocamiento (Fig. 4). Dicha tarea se tornó relativamente fácil, pues la geometría del cuerpo de sal era visible y consistente en la mayoría de las líneas. El análisis de los paneles de enfocamiento de migración nos permitieron corregir los pequeños errores en la interpretación de los diferentes reflectores, concluyendo el modelo final en solo tres iteraciones. Esto fue logrado debido a un buen modelo inicial de velocidades, reduciendo así la duración y el costo del proyecto.

Construcción del modelo tridimensional

Una vez hechas las interpretaciones finales de las 10 líneas de referencias en la dirección in-line, utilizamos el paquete Sirius 3-D para construir el modelo tridimensional y compararlo con nuestras interpretaciones bidimensionales en las 10 líneas de referencia, posteriormente se interpoló un modelo estructural 3-D para obtener una malla de velocidades

3-D en profundidad. Esta malla fue utilizada para producir las 60 líneas en profundidad en la dirección in-line espaciadas a 75 m.

SECUENCIA DE PROCESO EN EL CNPS

La secuencia de proceso para realizar la migración completa 3D antes de apilar utilizando Kirchhoff consistió en introducir simplemente los datos ordenados en CMPs preacondicionados, los cuales incluyeron una compensación por divergencia esférica, balanceo de amplitudes y una deconvolución predictiva (24-300). El paquete utilizado fue GeoDepth power 3-D de la compañía Paradigm Geophysical, en una computadora SGI Power Challenge de 18 procesadores, perteneciente al Centro Nacional de Proceso Sísmico de PEP. El monto de información sísmica utilizado en el proceso antes de apilar fue de aproximadamente 60 Gbytes (al igual que al proceso realizado en HARC). El modelo de velocidades utilizado fue el derivado del proceso en dos pasos realizado en HARC. Los productos resultantes de esta migración antes de apilar completa fueron las mismas 10 líneas en la dirección in-line, con el fin de comparar ambos resultados.

La Fig. 5 muestra la línea 1351 resultado del método de migración en profundidad en dos pasos antes de apilar. Como puede observarse, la definición del cuerpo salino así como de los eventos por debajo es buena, siendo de manera particularmente notable el enfoque obtenido para la cima de la sal. La Fig. 6 representa a la misma línea 1351, resultante del proceso de migración completa 3-D en profundidad antes de apilar ("target oriented") producida usando el volumen de CMP's original y el campo de velocidades 3-D interpolado a partir de los modelos construidos usando la aproximación en dos pasos. La imagen es muy similar y si acaso se observan diferencias, estas son debidas fundamentalmente al contenido frecuencial de las reflexiones.

CONCLUSIONES

El presente estudio nos mostró, en las pruebas de apertura de la migración, que valores moderadamente grandes fueron necesarios para la obtención de buenas imágenes sísmicas, donde las pequeñas aperturas fueron insuficientes para cancelar la energía lateral producida por el efecto tridimensional de las estructuras geológicas.

En cuanto a los resultados arrojados por el método en dos pasos y de la migración completa antes de apilar en profundidad, nos muestran imágenes muy similares en las diferentes líneas, apreciando un cuerpo salino de casi tres km. de espesor en su parte máxima (Fig. 3). Una diferencia notoria es el contenido de frecuencias entre ambos métodos,

REPRESENTACION SUBSALINA EN PROFUNDIDAD

probablemente producida por la aplicación de un filtro de frecuencias de 8 a 50 Hz. Este diferente contenido de frecuencias le da un aspecto de mayor continuidad a los eventos del método de dos pasos.

Las imágenes sísmicas obtenidas por ambos métodos, superan las imágenes obtenidas de migraciones en tiempo o profundidad después de apilar obtenidas previamente.

Los resultados anteriores son muy alentadores ya que, en situaciones favorables, perfilan a los métodos aproximados como alternativas eficientes y rápidas para el caso de problemas subsalinos.

REFERENCIAS

Canning, A. and Gardner, G.H.F., 1996, *A two-pass approximation to 3-D prestack depth migration*: Geophysics, March-April, 409-421.

Devaux, V., Gardner, G.H.F., and Rampersad, T., *3-D prestack depth migration by kirchhoff operator splitting*: Expanded abstracts, 66th Annual SEG Exposition and International Meeting, 1996, 455-458.

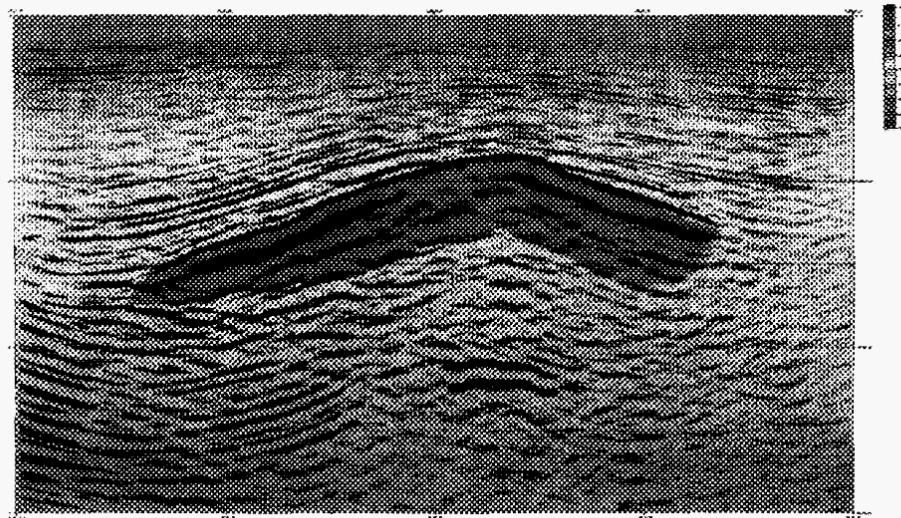


FIG. 1. Resultados del método de dos pasos para la línea 1351, utilizando el modelo de un cuerpo delgado

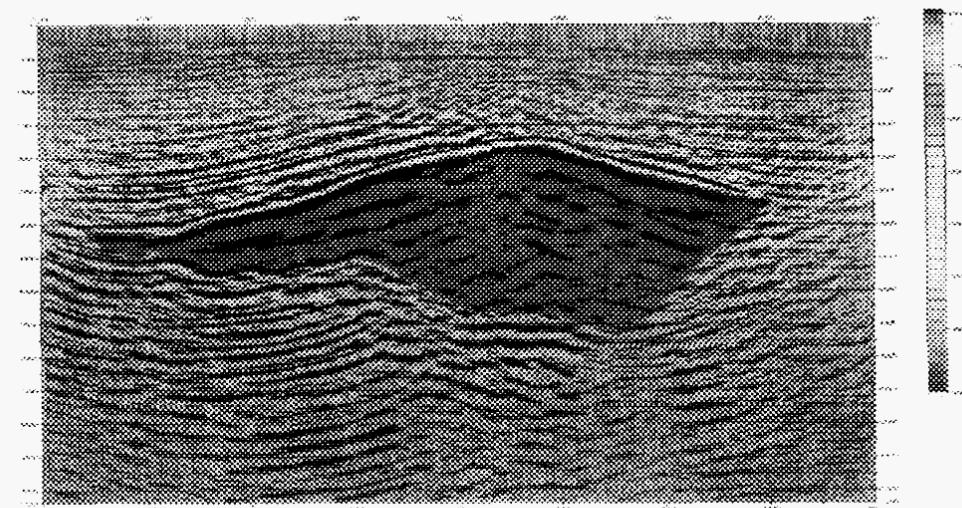


FIG. 2. Resultados del método de dos pasos para la línea 1351, utilizando el modelo de un cuerpo grueso.

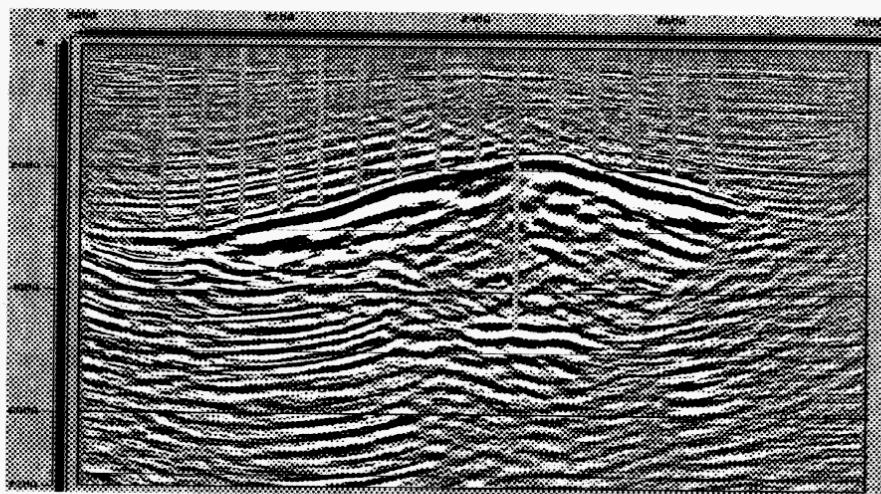


FIG. 3. Paneles de análisis de enfocamiento y ensambles CDP migrados utilizando el paquete Sirius de la compañía GX Technology.

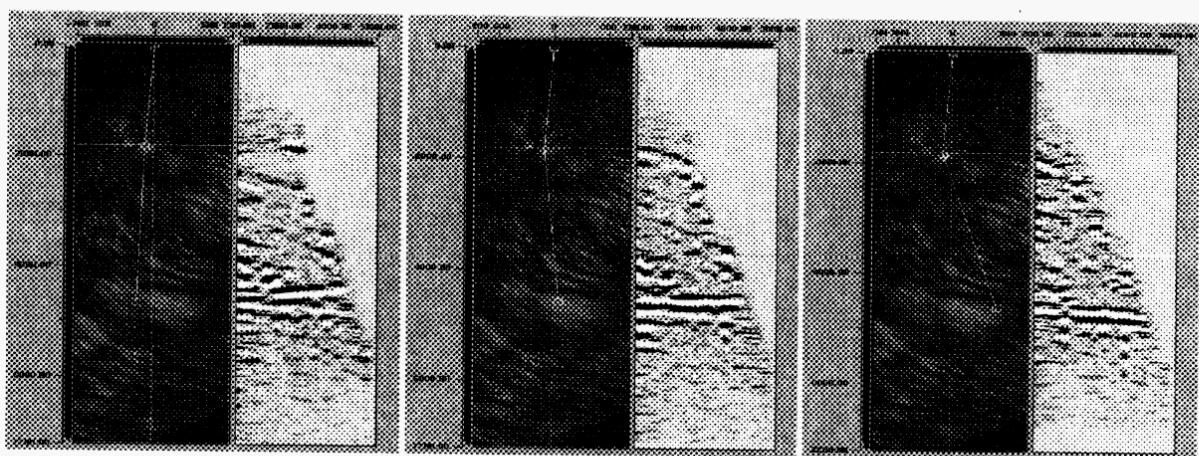


FIG. 4. Panels de enfocamiento para a) velocidad menor a 4500 m/s; b) velocidad de 4500 m/s; y c) velocidad mayor de 4500 m/s.

REPRESENTACION SUBSALINA EN PROFUNDIDAD

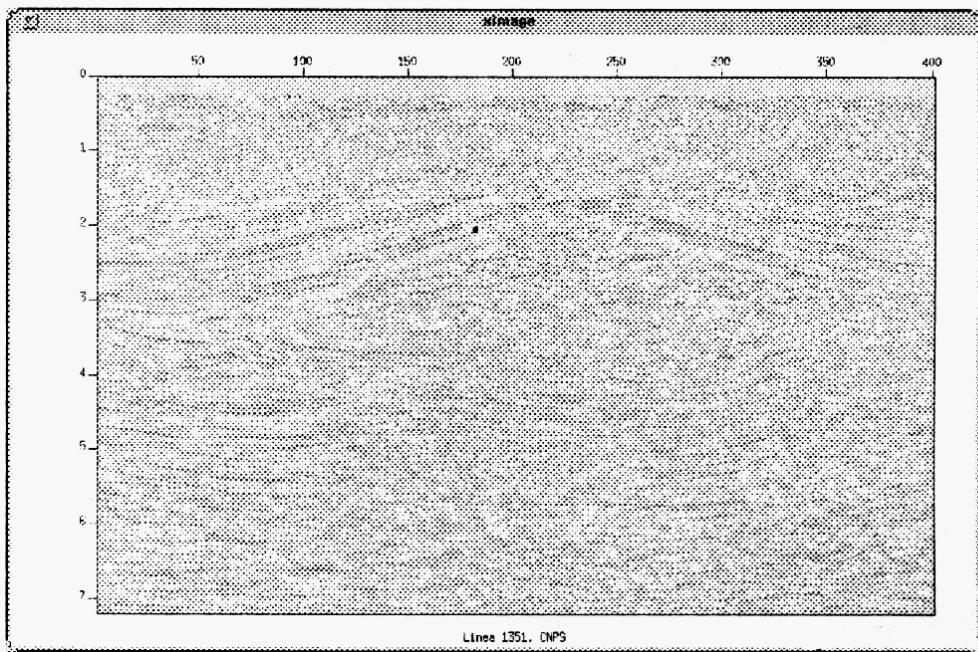


FIG. 5 Migración en profundidad 3D antes de apilar (un paso), utilizando el campo de velocidades obtenido por el método en dos pasos

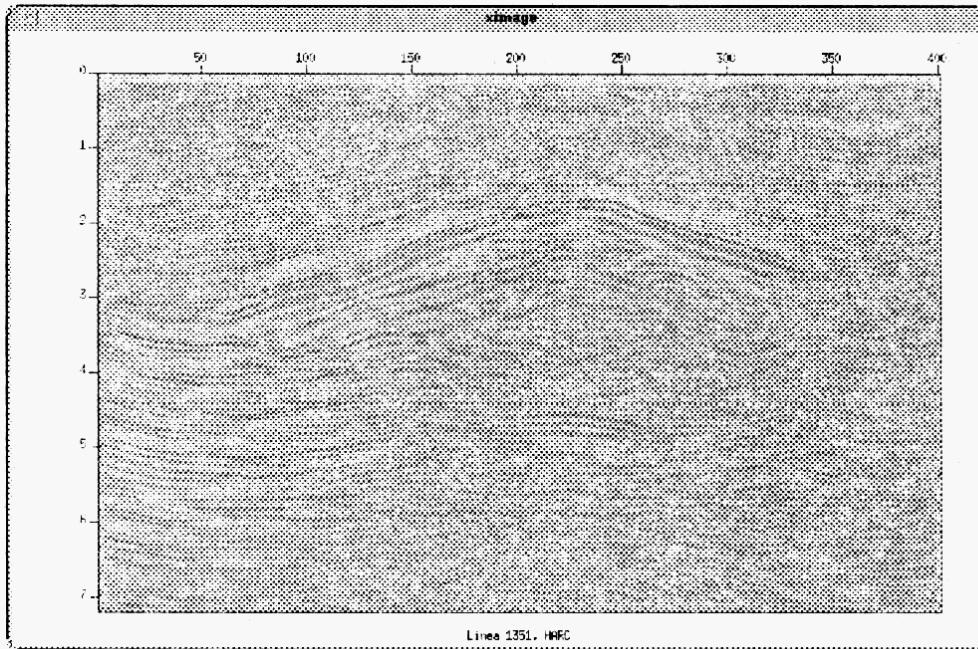


FIG. 6. Imagen en profundidad de la línea 1351, resultado de la aproximación en dos pasos