

Algunos factores que afectan el procesamiento de los datos sísmicos en la prospección petrolera. Propuestas de soluciones

Mericy Lastra-Cunill ^{*}, Romel J. Ojeda-Cesar y Grisel A. Ameijeiras-Fernández

Centro de Investigaciones del Petróleo. Churrucá No 481, Cerro, La Habana, Cuba, CP 12000.

E-mail: mericy@digicupet.cu, grisel@digicupet.cu, romel@digicupet.cu

Recibido: diciembre 10, 2012	Aceptado: mayo 31, 2013
------------------------------	-------------------------

Resumen

El procesamiento de los datos sísmicos está afectado por múltiples factores, siendo la adquisición sísmica y la geología los que mayor influencia tienen en la estrategia a seguir. En Cuba, entre los factores que más afectan la calidad del dato sísmico se encuentran las irregularidades en la topografía del fondo marino, fundamentalmente en la zona de aguas someras de la Franja Norte de Crudos Pesados, las variaciones del relieve en tierra y la influencia de las corrientes marinas que provocan desviación del cable de adquisición, fundamentalmente en la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México. Ante tales afectaciones, se han aplicado técnicas avanzadas de procesamiento con soluciones a muchas de ellas. El desarrollo actual de la adquisición sísmica ha implicado nuevos paradigmas en el procesamiento de los datos sísmicos, contribuyendo a enfrentar nuevos retos en la exploración petrolera, aun para centros de primer rango a nivel mundial.

Palabras clave: adquisición, procesamiento, sísmica

Some factors that affect the seismic data processing in the oil prospecting. Suggestions for solutions

Abstract

The seismic data processing is affected by multiple factors, being the seismic data acquisition and the geology those that higher influence has on the strategy to be taken. In Cuba, among the factors that affect the most the quality of the seismic data are the irregularities in the topography of sea bottom, mostly in the shallow water zone of Franja Norte de Crudos Pesados, the variation of the relief on land and the influence of marine currents that produce the feather angles of the streamers, mostly on the Exclusive Economic Zone of Cuba in the Gulf of Mexico. To face this situation, advanced processing techniques have been applied with solutions for several of them. The present development of the seismic acquisition has implied new paradigms in the seismic data processing, contributing to face new challenges in the oil exploration, even for high rank centers at world level.

Key words: acquisition, processing, seismic

1. Introducción

El procesamiento de los datos sísmicos está afectado por múltiples factores, la mayoría de ellos relacionados con la complejidad y calidad de los datos adquiridos, los medios técnicos con que se cuente (*software* y *hardware*), la experiencia de los especialistas de procesamiento, el conocimiento geológico del área y los objetivos del cliente. En el presente trabajo se abordan los factores relacionados con la adquisición sísmica y la geología que son los que más influyen en la estrategia a seguir en el procesamiento de los datos sísmicos.

Mericy Lastra-Cunill ^{*}, Centro de Investigaciones del Petróleo. Churrucá No 481, Cerro, La Habana, Cuba,

E-mail: mericy@digicupet.cu

El proceso de adquisición está afectado por el entorno geográfico y las restricciones demográficas con un impacto significativo en la calidad del dato de campo. Casi siempre los datos sísmicos son adquiridos en condiciones no ideales, por lo que se hace necesario reforzar el procesamiento de la señal para aumentar la calidad del dato obtenido.

El objetivo de este trabajo ha sido presentar la relación entre los principales problemas en la adquisición y las soluciones encontradas en Cuba para el procesamiento de los datos sísmicos, dada la compleja irregularidad geográfica y geológica del territorio cubano.

Entre los factores que se describen en este trabajo y que más afectan la calidad del procesamiento de los datos sísmicos se encuentran la necesidad de adquirir con diferentes tipos de fuentes debido a las irregularidades del terreno que obligan a insertar tramos con explosivos en adquisiciones sísmicas con fuentes vibratoras; la influencia de las corrientes marinas en las adquisiciones de este tipo; la necesidad de adquirir líneas curvilíneas de tipo 2D; la presencia de grandes desniveles entre la altura de los puntos de excitación y de recepción; las irregularidades en la topografía del fondo marino que generan ondas difractadas y múltiples relacionadas con estas difracciones, fundamentalmente en la zona de aguas someras de la Franja Norte de Crudos Pesados y las adquisiciones con grandes alejamientos. No puede olvidarse el desarrollo actual del proceso de adquisición; en este sentido se debe mencionar la longitud de los cables y la moderna y complicada adquisición en zonas de transición. Por último, se destaca la influencia del diseño de las líneas de adquisición 2D, en cuanto a las estructuras geológicas y la necesidad de adquirir sísmica 3D en lugar de la sísmica 2D.

La adquisición sísmica es el método geofísico más usado a nivel mundial para la exploración de hidrocarburos, particularmente la sísmica de reflexión. La sísmica de reflexión se puede adquirir en tres tipos de ambientes: marino, terrestre y zonas de transición, y para ello se utiliza una fuente de energía que puede ser impulsiva o vibratoria para generar las ondas elásticas que se propagan hacia el subsuelo, onda que atraviesa capas de rocas que poseen propiedades físicas y litológicas de interés. Esta energía se refleja formando el campo de ondas que contiene la información de los reflectores del subsuelo. Cuando estas ondas llegan a la superficie son captadas por instrumentos de recepción llamados geófonos e hidrófonos, según sea la adquisición terrestre o marina. Esta información se almacena en forma digital en cintas o discos duros en los equipos de registro. La información registrada en el campo es enviada a los centros de procesamiento, donde con determinados *software* especializados se realiza una secuencia básica de procesamiento que es modificada, según los requerimientos de cada adquisición y características del dato recibido.

2. Materiales y métodos

Los datos utilizados en este estudio fueron tomados de diferentes adquisiciones sísmicas y su procesamiento en zonas terrestres, marinas y de la más moderna tecnología de transición realizada en el territorio cubano. Todos los ejemplos se corresponden con adquisiciones complicadas, en algunos casos por las características geográficas y/o geológicas de Cuba o por la implementación de las técnicas avanzadas de adquisición, que han implicado también técnicas avanzadas de procesamiento. El método geofísico empleado en este trabajo es la sísmica de reflexión en su variante de recubrimiento múltiple o punto común de profundidad (*CMP*, por sus siglas en inglés)

En la siguiente tabla se presentan las principales diferencias entre la adquisición sísmica terrestre y la marina.

Tabla I. Principales diferencias entre la adquisición terrestre y la marina durante el procesamiento del dato sísmico.

Tierra	Mar
<ul style="list-style-type: none"> Como fuente de excitación se usan los vibradores y / o explosivos. 	<ul style="list-style-type: none"> Como fuente de excitación se usa el cañón de aire (airgun).
<ul style="list-style-type: none"> La recepción se realiza con geófonos. 	<ul style="list-style-type: none"> La recepción se realiza con hidrófonos.
<ul style="list-style-type: none"> Se trabaja con una señal de fase mínima, y la deconvolución es obligatoria. 	<ul style="list-style-type: none"> Generalmente se trabaja con una señal de fase cero, y el proceso de deconvolución es opcional.
<ul style="list-style-type: none"> Se introducen correcciones estáticas primarias por elevación o por refracción. 	<ul style="list-style-type: none"> No se introducen correcciones estáticas primarias.
<ul style="list-style-type: none"> El ruido más característico es la onda coherente superficial. 	<ul style="list-style-type: none"> El ruido más característico es la presencia de la onda múltiple.

La secuencia básica de procesamiento que se aplica, atendiendo a las diferencias anteriores en términos generales incluye:

- Lectura de datos.
- Cambio de formato SEG-D ó SEG-Y a formato interno.
- Aplicación de geometría.
- Conversión de fase:
- ✓ A fase mínima. (tierra).
- ✓
- ✓ A fase cero. (mar).
- Recuperación de amplitudes.
- Atenuación de ruidos.
- ✓ Ruido aleatorio.
- ✓ Ruido coherente.
- Deconvolución.
- Estudio de velocidades y aplicación de corrección cinemática.
- Enmudecimiento del estiramiento de las trazas.
- Aplicación de correcciones estáticas en tierra.
- Aplicación de diferentes filtros.
- Migración presuma en profundidad.

En el presente trabajo, la secuencia de procesamiento fue modificada con el objetivo de solucionar los problemas presentados en la adquisición sísmica; la aplicación de geometría se modificó para darle solución a la adquisición de líneas curvilíneas en tierra y los problemas del ángulo de plumaje en la adquisición sísmica marina 2D; la conversión de fase y la recuperación de amplitudes requirieron de un tratamiento especial, en el caso del uso en una misma adquisición de fuentes generadoras diferentes. Debido a la presencia de un fondo marino en extremo irregular, se hizo necesaria la atenuación no sólo de la múltiple del fondo marino, sino también de la múltiple difractada. El estudio de las velocidades se ha visto afectado por los levantamientos con más de 3 km de alejamiento máximo, llegando en las adquisiciones más modernas hasta 8 km, lo que en el pasado era una utopía, pero que genera anisotropía en la dirección vertical y se incrementa en la dirección inclinada debido a las características geológicas propias del cinturón plegado cubano. Las correcciones estáticas también han tenido que ser objeto de un cuidadoso estudio, debido a las adquisiciones con grandes alejamientos y por las modernas adquisiciones en zonas de transición.

3. Resultados y discusión

3.1 Afectación causada por adquirir con diferentes tipos de fuentes

En las adquisiciones sísmicas terrestres, con frecuencia surge la necesidad de intercalar tiros con dinamita en tramos de líneas sísmicas adquiridas con vibradores, que es la fuente de energía más usada en la adquisición en estos momentos, debido a las dificultades topográficas para el acceso de los vibradores por ser zonas abruptas o inundadas. El uso conjunto de sismogramas con características tan diferentes, aunque incrementa el volumen de información y llena los vacíos en puntos intermedios, lejos de aclarar el campo de ondas, en gran medida lo enturbia, debido a que el espectro del barrido de los vibradores es bastante diferente al del registro adquirido con dinamita y las amplitudes registradas también son diferentes.

Para solucionar esto, se compatibilizan previamente los datos debido a las diferencias en amplitud y fase de las distintas fuentes de excitación, primeramente se realiza la compatibilización de fase y después la de amplitud.

Para compatibilizar la fase en las adquisiciones terrestres con vibradores y dinamitas, se determina un operador (**Fig. 1**) que convierte la ondícula del sismograma obtenido con vibradores a la de la dinamita, que es de fase mínima. Para ello se analiza la señal inicial y sus espectros de amplitud y fase, y se procesan las señales de los vibradores que se encuentran en fase cero a su equivalente de fase mínima. (**Fig. 2**).

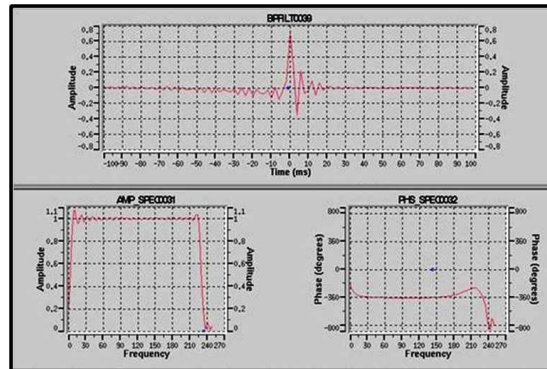


Fig. 1. Operador calculado y sus espectros de amplitud y fase.

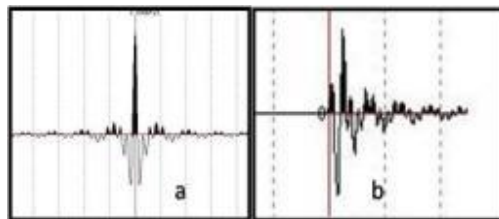


Fig. 2. (a) Señal de fase cero de los vibradores y (b) su equivalente de fase mínima.

Como resultado del desarrollo alcanzado en la etapa de adquisición y con el objetivo de extender los resultados terrestres más allá, hacia las zonas marítimas se realizan las adquisiciones en zonas de transición, donde se usan además de vibradores y dinamita para las áreas terrestres, fuentes de excitación tipo cañón de aire o airgun para las áreas marinas, con la consiguiente diferencia de fase que esto genera y como es lógico también se usan receptores tipo hidrófonos y geófonos complicando además el nivel de amplitudes en las trazas sísmicas. (Camejo E., R. Díaz, 2009).

En este caso, el uso de diferentes fuentes implica que haya que hacer el ajuste correspondiente a las fases de cada una para obtener un mejor resultado en el procesamiento de la información sísmica. Para una fuente de excitación marina, cuya ondícula por lo general se acerca a la fase mínima, es necesario aplicar un tratamiento para llevar ésta a su equivalente de fase mínima. Para los datos adquiridos con vibradores, es necesario aplicar un tratamiento particular, debido a que la señal de autocorrelación del barrido, emitida por los vibradores, es de fase cero, por lo que se hace necesario aplicar un filtro para transformar los datos de la ondícula de fase cero a su equivalente de fase mínima.

Para las fuentes explosivas, teniendo en cuenta que teóricamente se consideran de fase mínima, no se hace ningún tratamiento, pero a los tiros con dinamita, registrados con geófonos sí se les invierte la polaridad. El hecho de llevar las diferentes fases a su equivalente de fase mínima, garantiza igual procesamiento para todo el dato adquirido.

En la Fig. 3 se muestran las ondículas de las diferentes fuentes antes y después de la conversión a fase mínima. No obstante, después de este proceso, al final se introduce una rotación de fase si fuera necesario.

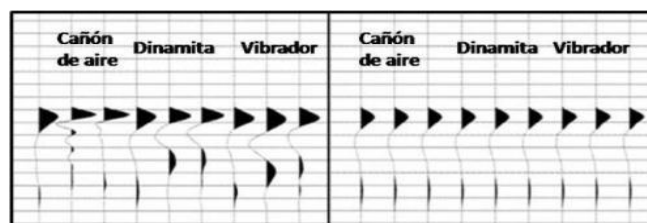


Fig. 3. Ondículas de las diferentes fuentes antes y después de la conversión a fase mínima.

También en las adquisiciones transicionales se han detectado diferencias en los niveles de energía de los puntos de tiro, sobre todo cuando participan diferentes tipos de fuentes. Para la nivelación de las amplitudes se realizan correcciones consistentes en superficie que introducen el valor absoluto de los datos de las amplitudes de acuerdo a una ventana definida; estos coeficientes calculados se guardan en una base de datos y posteriormente se aplican a cada traza, de forma iterativa.

En la **Fig. 4** se observa el efecto que provoca la adquisición con diferentes tipos de fuentes en una suma por punto común de profundidad y en un sismograma conformado por trazas adquiridas, algunas con dinamita y otras con vibradores, donde se observan los fuertes desniveles de amplitud, precisamente entre las trazas adquiridas con dinamita y con vibradores. Para compatibilizar las diferencias de amplitudes se aplica un factor de escalamiento a cada una de las trazas adquiridas, según sea su fuente de excitación. En la **Fig. 5** se observa el gráfico de amplitudes antes y después de aplicar el factor de escalamiento.

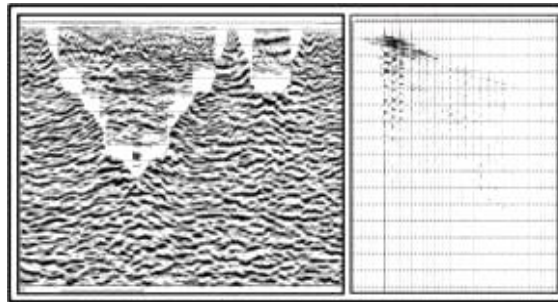


Fig. 4. Suma por punto común de profundidad (izquierda) y sismograma (derecha), conformados por fuentes de diferentes tipos sin compatibilizar la forma de la señal.

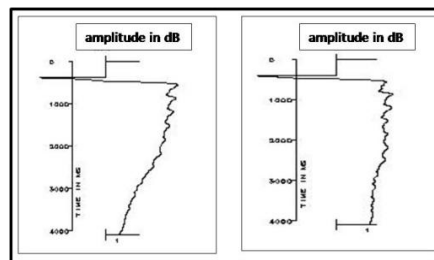


Fig. 5. Gráfico de amplitudes antes y después de aplicar el factor de escalamiento.

3.2 Afectación causada por las corrientes marinas

En teoría, en una adquisición sísmica marina 2D, el cable de arrastre o *streamer*, terminología inglesa con el que se le conoce en la industria sísmica, cable que porta receptores sísmicos o hidrófonos, se alinea a lo largo de la línea teórica a adquirir, es decir, a lo largo de una línea recta, lo cual permite obtener registros sísmicos con geometría recta, mientras que en una adquisición sísmica 3D, al tratarse de varios cables, éstos serían rectos y paralelos entre sí, manteniendo la separación entre ellos constante, lo cual presupone una adquisición ideal.

En la práctica, la realidad es completamente distinta, pues el cable está expuesto a la acción de las corrientes marinas provenientes de la dirección transversal a la dirección de adquisición, es decir, provenientes de la dirección *crossline*, terminología inglesa como se le conoce en el caso de una 3D. A la línea de navegación donde tienen lugar los tiros, se le conoce como *inline*, terminología también de origen inglés. La acción de estas corrientes crea una desviación del cable de su posición teórica, formando un ángulo con la trayectoria del barco, conocido como deriva o ángulo de plumaje, que aleja la adquisición sísmica de la geometría recta. Esos ángulos varían desde unos pocos grados hasta varios grados en dependencia de la intensidad de las corrientes y la potencia de los motores del barco que realiza la adquisición. La tolerancia

para que la adquisición sea aceptable debe estar por debajo de los 10 grados, aunque se han aceptado ángulos mayores, incrementándose la afectación.

En ocasiones el efecto de esas corrientes sobre el cable hace que éste adopte una forma sinusoidal, aunque el ángulo se siga midiendo entre la posición del barco y la boya de cola, una boya radar con posicionamiento global (*GPS*, por sus siglas en inglés) situada al final del cable, lo que complica aún más la verdadera posición del punto medio entre el punto de tiro y el receptor, conocido como punto medio común (*CMP*), que debió estar localizado a lo largo de la línea teórica navegada, línea que a veces se desplaza en la dirección de la corriente por el efecto de ésta no solo sobre el cable, sino también sobre el barco, a una distancia de la teórica conocida en navegación como *DC*, abreviatura de origen inglés de *distance across*.

El punto medio común se supone se ubique a la mitad de la distancia entre el punto de tiro y de recepción, pero realmente tiene lugar una severa dispersión de éste y de todos los puntos medios, que obliga a buscar soluciones durante el procesamiento de los datos sísmicos adquiridos de esa manera, para optimizar la cobertura o apilado.

Este fenómeno se manifiesta muy fuerte en las líneas adquiridas en la Zona Económica Exclusiva del Golfo de México, con mayor frecuencia en el Estrecho de Yucatán y tiene carácter estacional.

Como resultado del efecto indeseado se evidencia una desviación del recorrido del rayo y por consiguiente un error en la verdadera ubicación del *CMP* (**Fig. 6**), donde se observa la desviación que sufre el barco y los cables debido a la influencia de las corrientes marinas.

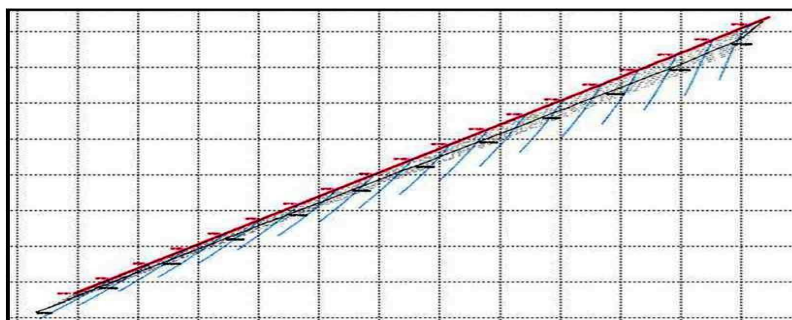


Fig. 6. Influencia de las corrientes durante la adquisición marina (línea teórica en rojo y real adquirida en gris).

En el procesamiento de los datos sísmicos, la solución encontrada para lidiar con este fenómeno en el caso de las adquisiciones sísmicas 2D, es procesarlas como una pseudo 3D y así obtener una mejor distribución del punto medio común, pues se tiene en cuenta la dispersión antes mencionada de acuerdo a una distribución más uniforme en función de los alejamientos fuente-receptor, alejamientos conocidos como *offset*, terminología inglesa, como mejor se le conoce.

La forma que adopta el cable en una adquisición sísmica 2D, tratada como una pseudo 3D, se muestra en la **Fig. 7**. En dicha figura puede apreciarse que donde debieron aparecer líneas rectas, en realidad aparecen líneas curvilíneas que confirman lo antes dicho, relacionado con el hecho de que la adquisición se aleja de una geometría recta, por un lado y de que el ángulo puede variar a lo largo de una línea, e incluso ser positivo o negativo, según la dirección e intensidad de las corrientes marinas a lo largo de la línea adquirida, pues las corrientes tienden a cambiar su dirección a lo largo de una misma línea.

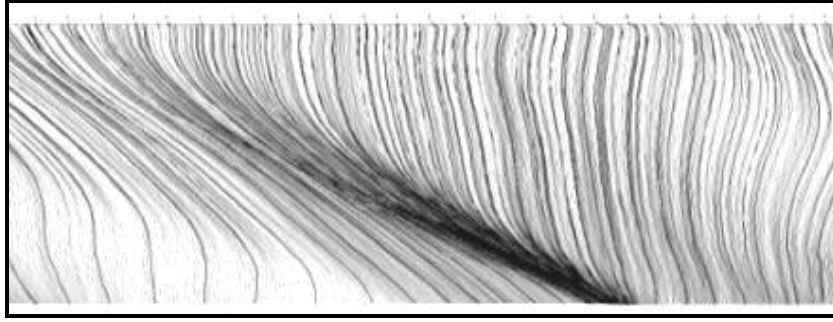


Fig. 7. Efecto de las corrientes marinas sobre el cable, que debió aparecer como líneas rectas.

Para el caso de una 3D, el resultado de estos ángulos de plumaje se traduce en una distribución irregular de los *CMP*, quedando huecos en el mapa de cobertura, donde se supone que la misma debió ser uniforme. La solución para este problema es regularizar la malla, mediante algoritmos que lidian con el fenómeno (**Fig. 8**)

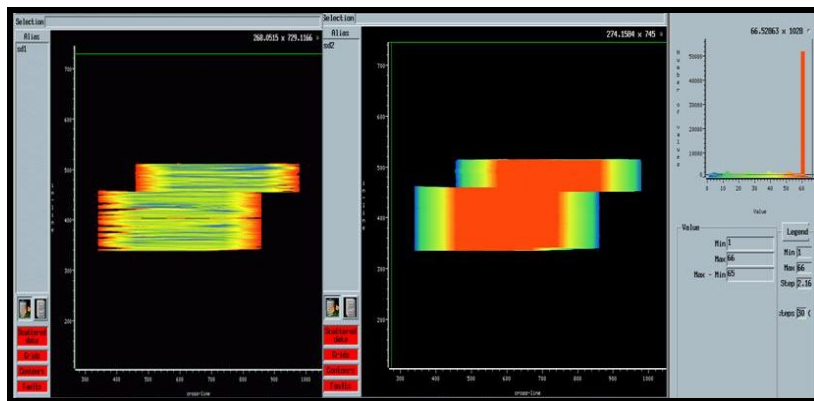


Fig. 8. Mapa de cobertura antes y después de la regularización de la malla.

La solución para disminuir el ángulo de plumaje durante la adquisición 2D se torna mucho más difícil, pues el diseño de las líneas en la dirección longitudinal o por el rumbo y transversal o por el buzamiento, responde a objetivos geológicos pre establecidos que el prospecto sísmico a adquirir se propone mapear, sin que se tenga en cuenta la afectación de las corrientes marinas. Sin embargo, en el caso de una 3D, una vez que se han delimitado las áreas de interés, se pueden intercambiar las direcciones *inline* y *crossline*, de manera que pueda reducirse el efecto de las corrientes sobre los cables y, por tanto, el ángulo de plumaje, reduciendo con ello los problemas de cobertura anómala.

Hoy en día, también es posible utilizar la adquisición en abanico. Para lograr el modo abanico de navegación, los cables tienen como aditamentos controladores de separación lateral, que permiten controlar la separación entre estos, expandiendo la separación de los 100 m para los alejamientos cercanos, separación estándar en la mayoría de estas adquisiciones, hasta 125 m para los canales lejanos, lo que contribuye a obtener una distribución más uniforme de la cobertura durante el procesamiento, mediante la interpolación de las trazas para rellenar los huecos, con el fin de compensar las áreas con valores de coberturas anómalas. (Yilmaz O., 2001).

3.3 Afectación causada por adquirir líneas 2D curvilíneas

En las adquisiciones sísmicas terrestres, lo usual es que se adquieran líneas rectas, ortogonales entre sí, según la dirección de las estructuras posibles a mapear. Muchas veces estas líneas aprovechan los caminos y carreteras localizados en el área de estudio, los cuales en su mayoría son rectos, pero no siempre es así. En ocasiones, las compañías petroleras en aras de ganar tiempo y reducir los costos de adquisición, ya sea aprovechando caminos y carreteras existentes o porque las condiciones topográficas del área donde fue diseñada, obliga a ello, adquieren a lo largo de líneas curvilíneas, lo cual lógicamente afecta al procesamiento,

pues los *CMPs* no aparecen localizados en su posición teórica a lo largo de una línea proyectada, creándose una nube de dispersión de los mismos. Todo ello en un ambiente geológico como el cubano trae aparejado que la imagen sísmica se distorsione, pues tramos de líneas pueden provenir de la dirección del rumbo y otros de la dirección del buzamiento, en fin de una dirección arbitraria, pues a la hora de migrar los *CMPs* pueden proceder de planos diferentes, migrando de forma diferente y en posiciones que pueden resultar erradas para el interpretador sísmico.

En la **Fig. 9**, se muestra la nube de dispersión simulada, correspondiente a una línea sísmica 2D adquirida de

En la **Fig. 9**, se muestra la nube de dispersión simulada, correspondiente a una línea sísmica 2D adquirida de forma curvilínea y la banda de esparcimiento permisible centrada alrededor de la línea. Solo las trazas que estén dentro de esa banda serán incluidas en los datos a procesar; esta banda dependerá de la dispersión y del grado de curvatura de la línea. (Herrera Y. y N. Cooper, 2010).

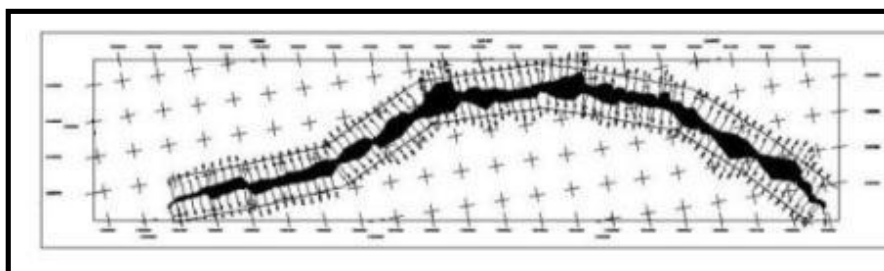


Fig. 9. Gráfico de dispersión de CMPs correspondiente a una línea curvilínea 2D adquirida en la región central del país.

La solución a este problema es tratar de ajustar la geometría, calculando la línea media de esa nube de dispersión simulada y actualizar las nuevas coordenadas por puntos de excitación, de recepción y de *CMP*. Ello sólo soluciona el ajuste de la geometría, pues los problemas inherentes a la migración no se solucionan por esa vía. La solución al problema consiste, al igual que en el caso marino tratado en el punto anterior, en regularizar la malla usando algoritmos que lo permiten, donde mediante interpolación se homogeneiza la malla con una distribución uniforme de los *CMPs*.

Otros procesamientos aplican técnicas especiales que pueden ayudar a extraer el máximo de información estructural en tales adquisiciones curvilíneas, como por ejemplo, el método que determina el cruce inclinado óptimo para sumar cada parte pequeña individual de la sección sísmica en tiempo, la cual provee información geométrica adicional acerca de los reflectores, solución que no se ha aplicado en Digicupet, por no poseer los algoritmos necesarios.

La solución real, sería evitar este tipo de adquisición sísmica, si no se trata de una fuerza mayor. Otra solución sería emplear métodos de adquisición 3D, con el fin de mapear las estructuras correctamente. En fin, usar métodos de interpolación plenamente establecidos en el procesamiento de los datos sísmicos.

3.4 Afectación causada por grandes desniveles entre la altura de los puntos de excitación y de recepción

Los efectos de las grandes variaciones topográficas, sumado a los efectos de meteorización de las capas superficiales, provocan fuertes variaciones de espesor y velocidad y producen distorsiones en los hodógrafos de reflexión, que se expresan negativamente en la relación señal/ruido. Se impone entonces aplicar correcciones a la información sísmica de campo para eliminar los efectos referidos. Estas correcciones son llamadas correcciones estáticas primarias, y son aplicadas fundamentalmente en el procesamiento de los datos provenientes de las adquisiciones terrestres y de aguas someras.

La aplicación de las estáticas primarias está en dependencia del tipo de efecto que se quiere eliminar. Las correcciones estáticas se dividen en correcciones estáticas por elevación para eliminar el efecto del relieve y correcciones estáticas por refracción para eliminar el efecto del relieve y de la parte somera del subsuelo.

Las correcciones estáticas por elevación se obtienen a partir de las alturas de los puntos de recepción y de excitación, cuyas cotas topográficas son suministradas directamente desde la adquisición y por el cálculo de la velocidad de la capa más somera del subsuelo. Las correcciones estáticas por refracción toman en cuenta las

variaciones de velocidad de esa capa somera, lo que es muy importante en la medida que aumentan los alejamientos entre las fuentes y los receptores y constituyen métodos tomográficos como tal.

En el caso de características geológicas complejas, con reflectores inclinados cercanos a la superficie, típico de los cinturones plegados, al que se le adicionan grandes variaciones topográficas, que se incrementan con el aumento de los alejamientos en la adquisición, la asunción convencional de la aplicación de las correcciones estáticas de elevación no puede ser mantenida (Kirtland G., 2002), debido a que los recorridos del rayo no son verticales entre el nivel tomado como referencia y la superficie.

Otro problema con las correcciones estáticas de elevaciones es que ellas son esencialmente una medida de cambio, donde las trazas son desplazadas verticalmente entre el registro y un nivel de referencia, usando una velocidad de reemplazamiento, que no compensa las variaciones laterales de velocidad y trae consigo que las formas de las difracciones sean distorsionadas.

Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda aplicar correcciones estáticas primarias por refracción.

Para el cálculo de las estáticas por refracción existen diferentes métodos, entre ellos se pueden citar:

- Método de Inversión Lineal Generalizada (GLI.), descrito por Hampson D. y B. Russell en el año 1984, (Hampson D. y B. Russell, 1984, y aplicado con éxito en la actualidad (Mason M. V., 2008), basado en un método interactivo según el modelaje multicapas que construye un modelo del subsuelo, comenzando desde una serie de puntos seleccionados a partir de los primeros arribos.
- Método *Turning Ray Tomography*, descrito por Stefani en 1995, (Stefani J. P., 1995, Min D. Y C. ShiN, 2006), basado en la capacidad de estimar el valor absoluto de la velocidad cercana a la superficie y los tiempos de las estáticas derivadas de esas velocidades y de la fidelidad con la cual el campo de ondas colapsa a un punto de difracción cuando se migra con estas velocidades estimadas.
- Método de Gardner y solución de Palmer (Palmer D., 1981), métodos que calculan las correcciones estáticas a partir del tiempo de los primeros arribos mediante las curvas de interceptos. (Lastra M., 2012).
- Método de tomografía de una sola capa (Chon Y. T. y T. J. Dillon, 1986) que usa una simplificación tomográfica considerando una sola capa, referida a la descomposición de los tiempos de recorrido.

En Cuba, después de múltiples pruebas realizadas, se le ha dado solución a este problema de forma exitosa con el método de Gardner. (Lastra M., et al., 2008), (Lastra M., 2012).

En el caso de las adquisiciones realizadas en las zonas de transición antes descritas, se hace necesario llevar a un mismo plano de referencia, que puede ser el nivel medio del mar u otro determinado, las elevaciones de los distintos tipos de fuentes y receptores. En la **Fig. 10** se muestra el fenómeno que se trata de explicar. (Ameijeiras G., R. Díaz, 2009).

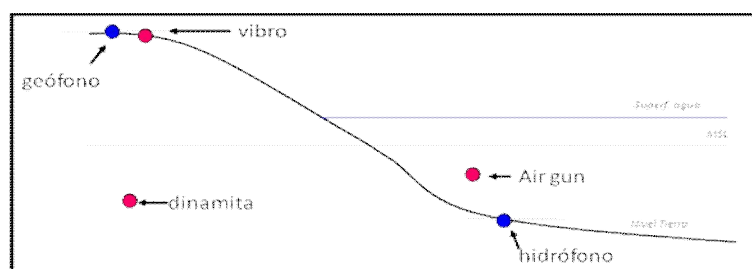


Fig. 10. Posición de los distintos tipos de fuentes y receptores.

Para realizar esta corrección se llevan todos los puntos a un mismo nivel de referencia, según las siguientes ecuaciones:

$$C_s = \frac{(ZPR)}{V_z}$$

Para los receptores (geófonos e hidrófonos)

$$C_p = \frac{(ZPE)}{V_z} - V_t$$

Para las fuentes (vibradores y dinamitas)

$$C_p = \frac{((ZPE - PPE) - D_o)}{1500}$$

Para las fuentes (cañones de aire)

Donde:

ZPR = altura del geófono / hidrófono con respecto al MSL.

ZPE = altura del punto de excitación.

Vz = velocidad de la primera capa por debajo de la superficie de la tierra.

PPE = profundidad del punto.

Vt = tiempo vertical.

Do = mayor profundidad.

Posteriormente se aplican las correcciones estáticas que pueden ser por elevación o por refracción; en los casos aplicados en nuestro país en las zonas de transición, las correcciones estáticas por elevación han reportado mejores resultados (**Fig. 11**).

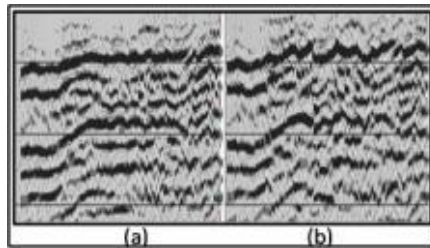


Fig. 11. Suma preliminar con correcciones estáticas primarias en zonas de transición, (a) mediante elevación y (b) mediante refracción.

Después de haber aplicado una corrección estática primaria, es necesario un ajuste para mejorar la continuidad de los horizontes, para ello se calculan valores residuales de estáticas que se hacen posterior al análisis de velocidad.

3.5. Afectación causada por irregularidades en la topografía del fondo marino que generan ondas difractadas y ondas múltiples relacionadas con estas difracciones

Los ruidos coherentes son los que se manifiestan de forma similar en todas o un grupo considerable de trazas en un intervalo de tiempo dado. Se pueden determinar los parámetros físicos-matemáticos que lo definen como velocidad de propagación, periodo, frecuencia y longitud de onda. Dentro de estos se hallan las ondas múltiples, las cuales son altamente perjudiciales, pues apantallan las ondas útiles, siendo importante realizar una buena atenuación de éstas sin que se vean afectadas las ondas primarias.

Las ondas múltiples son características de los datos sísmicos marinos, ellas repiten su trayectoria de recorrido total o parcialmente entre el fondo marino y la frontera objeto de estudio; en dependencia de la característica de las mismas pueden ser de recorrido corto cuando el retardo de la múltiple es del mismo orden que la duración de la ondícula y de recorrido largo cuando el retardo del tiempo de la múltiple es mayor que el de la onda primaria.

Entre los métodos para la atenuación de las ondas múltiples se encuentran los filtrados por discriminación de la velocidad como la suma, los filtros de frecuencia – número de ondas, métodos predecibles de la múltiple como la deconvolución y métodos de reconocimiento de patrones como la de predicción y modelado de la ecuación de onda. (Brooymans R., T. Mojesky y L. Pham, 2003).

En sísmica marina las ondas múltiples del fondo marino son las más comunes y para la atenuación de éstas se utilizan filtros de función parabólica, según el gráfico de la Fig. 12. Para atenuar las ondas múltiples se crea un modelo de múltiple que se sustrae del dato a procesar. En el gráfico correspondiente a la **Fig. 12** se asume a las múltiples como parábolas, en las que se muestran distintos umbrales de discriminación definidos por los parámetros DTMIN, DTCUT, DTKEEP, DTMAX y DDT, los cuales son dados para los alejamientos máximos definidos por el usuario. DTCUT se refiere a la parte modelada que se sustrae del dato a ser procesado y DTKEEP a la parte que se mantiene, correspondientes a las ondas primarias, mientras que

DTMIN y DTMAX son seleccionados de manera que incluyen la totalidad de los eventos presentes, particularmente los eventos más inclinados. En la **Fig. 13** se presenta un corte suma con presencia de ondas múltiples de fondo marino y un corte suma posterior a la atenuación de las múltiples.

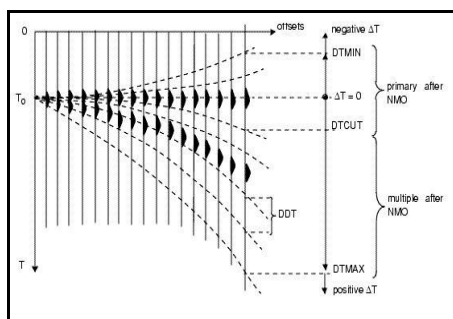


Fig. 12. Gráfico correspondiente al modelado de las ondas primarias y múltiples después aplicar una corrección cinemática.

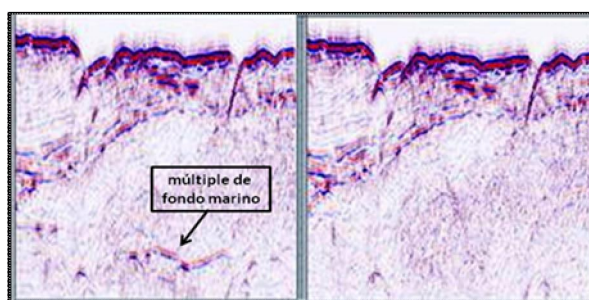


Fig. 13. Ejemplo de ondas múltiples de fondo marino y su atenuación.

En la exploración petrolera cubana resulta de especial interés la zona de aguas someras de la Franja Norte de Crudos Pesados, que ocupa una extensión considerable en la que se han descubierto la mayoría de los yacimientos de petróleo y gas. En esa área se dificulta el procesamiento de los datos sísmicos, dadas las características complejas del fondo marino irregular, las que originan fuertes difracciones que a su vez generan múltiples difractadas.

Las múltiples originadas por difracciones no pueden ser atenuadas con los mismos procedimientos utilizados para la atenuación de las múltiples de fondo marino e intercapas, pues no se ajustan a una función hiperbólica, si no que se caracterizan por altas frecuencias y altas amplitudes. Por tal razón, para atenuar este tipo de múltiples se usa una técnica basada en la discriminación de frecuencias, fundamentada en que las ondas múltiples en las secciones profundas del dato contienen frecuencias mayores que las contenidas en la energía primaria circundante.

Por carecer en el centro de procesamiento de datos sísmicos de Cuba Petróleo (CUPET) del método idóneo para atenuar las múltiples difractadas, se procedió a crear un procedimiento que las atenúa tomando en cuenta sus características de altas amplitudes y altas frecuencias. Para ello se le aplica a los datos un operador que se mueve en una ventana deslizante y discrimina las altas frecuencias correspondientes a las múltiples difractadas, lo cual permite aclarar el cuadro ondulatorio (Sterling N., R. Díaz, A. Díaz, 2008).

3.6 Afectación causada por adquisiciones con grandes alejamientos

En los años recientes, con el objetivo de buscar hidrocarburos a mayores profundidades se hace necesario incrementar los alejamientos en el proceso de adquisición sísmica. Cuando esto ocurre la corrección cinemática convencional pierde efectividad en los alejamientos mayores de 3000 metros.

La corrección cinemática convencional asume que las reflexiones, en un arreglo de punto medio común tienen forma hiperbólica. Este modelo es eficiente para alejamientos relativamente cercanos. Sin embargo, para grandes alejamientos aparecen reflexiones que no se describen adecuadamente con el modelo hiperbólico (**Fig. 14b**).

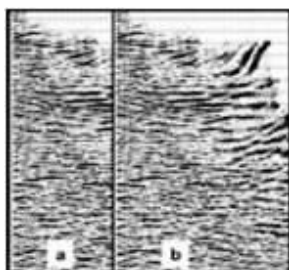


Fig. 14. Aplicación de la corrección cinemática (a) en un sismograma solo con alejamientos cercanos y (b) en uno con alejamientos lejanos.

Este efecto que se produce en los alejamientos lejanos se denomina anisotropía y se acentúa en el cinturón plegado cubano, donde las variaciones acimutales de velocidad generan desviaciones importantes del modelo hiperbólico.

El no considerar la anisotropía en el procesamiento conlleva a escoger una velocidad más alta que la verdadera, ubicando el dato usualmente a mayor profundidad y posicionando incorrectamente la imagen, la que se desplazará lateralmente en la dirección de la inclinación. (Vestrum R. y D. Lawton. 2009).

El desplazamiento lateral de la imagen varía con la distancia fuente receptor. Este error de posicionamiento lateral es atribuido a los efectos de la velocidad y del buzamiento, provocando que la velocidad en una dirección sea más alta que en otra y diferencia entre la fase y la velocidad de grupo.

Los parámetros de anisotropía pueden ser estimados de diferentes formas, incluyendo medidas de velocidad de muestras de núcleo en el laboratorio, o mediante experimentos de perfilaje sísmico vertical con multi alejamientos (Torres J. N., G. Núñez y K. Acurero, 2011).

Sin embargo, teniendo en cuenta que el medio geológico es en general muy complejo, en la práctica, esta corrección solo puede ser obtenida directamente por el modelaje independiente, con un proceso de inversión de los tiempos de recorrido, en el cual se puede usar un modelo estructural ajustado. En nuestros datos se ha aplicado el método descrito por Siliqi y otros autores en el 2007 (Siliqi R., et al, 2007), basado en la selección automática biespectral de alta densidad. Este hace un análisis de las hipérbolas y calcula los tiempos de retardo entre los alejamientos cercanos y lejanos y el intercepto de la hipérbola desplazada (**Fig. 15**), los cuales son filtrados y convertidos a campos de velocidad y anelipticidad. (Camejo E y A. Tristá, 2009), (Camejo E., 2012), (Lastra M., E. Camejo, G. Ameijeiras, 2011).

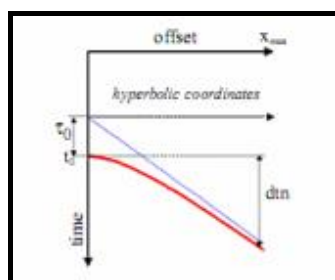


Fig. 15. Relación entre el valor dtn que representa la cinemática en los alejamientos lejanos y el τ_0 que es el tiempo del alejamiento cero donde es hiperbólico.

La **Fig. 16** muestra un sismograma con la aplicación el *move out* hiperbólico estándar (NMO) y el método antes expuesto. Se observa como la corrección estándar del NMO al suponer que las capas son homogéneas e isotrópicas los eventos correspondientes a las capas anisotrópicas son sobre corregidas (**Fig. 16a**); sin

embargo después de aplicarse el método de la hipérbola desplazada, se ha mejorado considerablemente la horizontalidad de los hodógrafos en los sismogramas, fundamentalmente en las partes someras y en los alejamientos mayores (**Fig. 16b**).

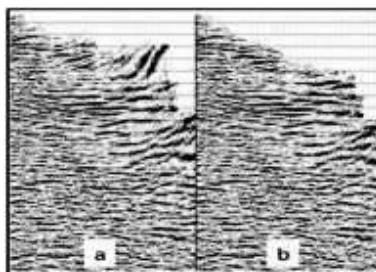


Fig. 16. Aplicación de la corrección cinemática (a) con corrección NMO y (b) con la corrección mediante el método de la hipérbola desplazada.

3.7 Afectación causada por el diseño de las líneas de adquisición

La complejidad geológica cubana, siendo característica de ella, el cinturón plegado y cabalgado, en su parte más septentrional, provoca que la exploración petrolera tropiece con variaciones verticales y laterales de las velocidades, dando origen a hodógrafos no hiperbólicos, que afectan considerablemente los cálculos de las velocidades. Además, en estas áreas los elementos de reflexión son limitados en extensión, fracturados y muy inclinados, lo que genera ruidos y cuestiona la aplicación de los métodos tradicionales de procesamiento empleados habitualmente.

La isla de Cuba da una buena imagen de los frentes de cabalgamientos hacia el norte, provocando muchas afectaciones en el procesamiento 2D. Cuando las líneas son adquiridas en la dirección transversal a las estructuras se observan cambios bruscos en sus propiedades, encontrando pliegues en forma de escamas y con ángulos abruptos de buzamiento. Sin embargo, cuando las líneas son adquiridas en la dirección longitudinal se encuentran formaciones rocosas similares, el cambio no es brusco por lo que la velocidad es más estable, aunque puede haber interrupciones debido a fallas. (**Fig. 17**).

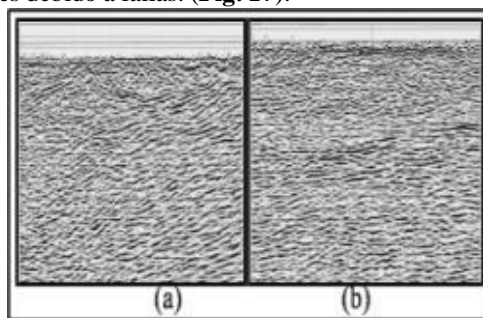


Fig. 17. (a) línea transversal a las estructuras y (b) línea longitudinal a las estructuras.

Debido al efecto geológico expuesto anteriormente, en la adquisición sísmica 2D ocurre una incorrecta posición de los eventos después de la migración de los datos sísmicos, que causa un error en el cruce de las líneas longitudinales y transversales, siendo totalmente correcto en la dirección longitudinal.

El dato sumado final en 2D está plagado de ruidos relacionados con la fuente, ondas múltiples y eventos migrados incorrectamente fuera de los planos de la sísmica. La única solución a este problema es el método 3D que mejora todos estos inconvenientes. Una imagen 3D provee más trazas y mejores posibilidades de atributos en el proceso sísmico. Cada traza representa una distancia fuente – receptor diferente. También cada traza representa un acimut fuente – receptor diferente. El acimut es un atributo propio de una adquisición sísmica 3D que no contribuye durante el proceso de una adquisición 2D. El atributo acimut adiciona una nueva dimensión estadística que es muy útil en el proceso de lograr una buena imagen sísmica.

Conclusiones

- Viejos problemas de adquisición sísmica han encontrado solución con técnicas de procesamiento más avanzadas.
- Las tecnologías actuales de adquisición sísmica han llevado a la introducción de técnicas más modernas de procesamiento.
- A largo de este trabajo se han hecho propuestas de solución a los problemas de adquisición que han tenido en cuenta las condiciones geológicas complejas de Cuba.
- Se demuestra que el desarrollo del procesamiento de los datos sísmicos en Cuba ha estado en consonancia con el desarrollo de la actividad sísmica, lo que permite que de forma simultánea ambas contribuyan al mejoramiento de la imagen sísmica.

Referencias

- Ameijeiras, G. y Díaz, R. 2009. Estáticas en zonas de transición. En: *Continuación del desarrollo y aplicación de nuevos enfoques teóricos y prácticos de procesamiento sísmico 2D y 3D*. Lastra, M. Archivo CEINPET, La Habana, 78 p.
- Brooymans, R., Mojesky T. and Pham, L. 2003. A Review of Current Marine Demultiple Techniques with Examples from the East Coast of Canada. [en línea], Consultado: dic 2011. Disponible en: <http://www.cseg.ca/conventions/abstracts/2003/2003abstracts/465S0204.pdf>.
- Camejo, E. 2012. Obtención de la anisotropía en el procesamiento sísmico. En: *XXXIII Convención Panamericana de Ingenierías* [Memorias]. La Habana, Cuba, 9-13 abril.
- Camejo, E. y Tristá, A. 2009. Introducción de una metodología para el cálculo de la velocidad y la anelipticidad en el procesamiento de datos sísmicos. En: *3ra Convención Cubana de Ciencias de la Tierra*. [Memorias]. SCG. La Habana, Cuba, 16-20 marzo.
- Camejo, E. y Díaz, R. 2009. Compatibilización de la señal en zonas de transición. En: *Continuación del desarrollo y aplicación de nuevos enfoques teóricos y prácticos de procesamiento sísmico 2D y 3D*. Lastra M. Archivo CEINPET, La Habana, 78 p.
- CGG (2004): Seismic Processing Software.
- Chon, Y.T. y Dillon, T.J. 1986. Tomographic mapping of the weathered layer. En: *Annual SEG meeting*, Houston.
- Hampson, D. and Russell, B. 1984. First break implementation using generalized linear inversion. *Journal of Canadian Society of Exploration Geophysics*, Vol. 20, pp 40-54.
- Herrera, Y. y Cooper, N. 2010. Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia, 124 p.
- Kirtland, G. 2002. Enhanced seismic depth imaging of complex fault-fold structures. Calgary, Canadá. Universidad de Calgary [Tesis Doctoral], 168 p.
- Lastra, M. 2012. Aplicación de las estáticas primarias de refracción en el procesamiento de datos sísmicos para la exploración petrolera en el sector Venegas. *Cienc. Tierra y Esp*, Vol. 13 No 2, pp. 14-22.
- Lastra, M., Díaz, H., Tristá, A., Ameijeiras, G., Sterling, N., et al, 2008. Desarrollo y aplicación de nuevos enfoques teóricos y prácticos de procesamiento sísmico 2D y 3D. Archivo CEINPET, La Habana, 42 p.
- Lastra M.; Camejo, E. y Ameijeiras, G. 2011. Análisis de velocidad biespectral en etapas tempranas del procesamiento sísmico. En: *4ta Convención Cubana de Ciencias de la Tierra*. [Memorias] SCG. La Habana, Cuba, 4-8 abril.
- Mason, M.V. 2008. First Break Interpretation Using Generalized Linear Inversion. Consultado: 5 nov. 2011. Disponible en: <http://dataseismic.com/descargas/soporte-07.pdf>
- Min, D. and Shin, C. 2006. Refraction tomography using a waveform-inversion back-propagation technique *Geophysics*, Vol 71, No 3, pp 21-30.
- Palmer, D. 1981. An introduction to the generalized reciprocal method of seismic refraction interpretation *Geophysics*, Vol. 46, pp 1508-1518.
- Siliqi, R., Herrmann, P., Prescott, A. and Capar, L. 2007. Automatic Dense High Order RMO Picking [en línea]. Consultado: enero 2012. Disponible en: <http://www.earthdoc.org/detail.php?pubid=6837>
- Stefani, J. 1995. Turning-ray tomography. *Geophysics*, Vol. 60, No 6, pp. 1917-1929.

- Sterling, N., Díaz, R., Díaz, A. 2008. Atenuación de las ondas múltiples. En: *Desarrollo y aplicación de nuevos enfoques teóricos y prácticos de procesamiento sísmico 2D y 3D*. Lastra M. Archivo CEINPET. La Habana, 130 p.
- Torres, J. N.; Nuñez, G. y Acurero, K. 2011. Análisis del efecto de la anisotropía de Thomsen en la determinación de velocidades sísmicas a partir de registros de pozos en el lago de Maracaibo. En: *4ta Convención Cubana de Ciencias de la Tierra*. [Memorias]. SCG. La Habana, Cuba, 4-8 abril.
- Vestrum, R. y Lawton, D. 2009. Reflection point sideslip and smear in imaging below dipping anisotropic media, [en línea], Consultado: enero 2012. Disponible en: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1365-2478.2009.00849.x/abstract>.
- Yilmaz, O. 2001. Seismic Data Analysis. Edit. SEG, Tulsa, 2027 p.