

Inversión de onda completa multiescala para la estimación de modelos acústicos de velocidades en el ejemplo del Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano

Héctor Abel Fernández Hernández¹, Emilio R. Escartín Sauleda² y Eimy Ramírez Ponce³

¹ Ingeniero geofísico. Universidad Tecnológica de la Habana «José Antonio Echeverría» (CUJAE), Ave 114, No.11901, entre Ciclovía y Rotonda, Marianao, C.P. 19390, La Habana, Cuba. hafernandezh9706@gmail.com.

² Ingeniero geofísico. Doctor en Ciencias Geológicas. Universidad Tecnológica de la Habana «José Antonio Echeverría» (CUJAE), Ave 114, No.11901, entre Ciclovía y Rotonda, Marianao, C.P. 19390, La Habana, Cuba. escartin@civil.cujae.edu.cu.

³ Ingeniera geofísico. Universidad Tecnológica de la Habana «José Antonio Echeverría» (CUJAE), Ave 114, No.11901, entre Ciclovía y Rotonda, Marianao, C.P. 19390, La Habana, Cuba. ramirezponceimy2@gmail.com.

RESUMEN

El Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano, es una zona con características favorables para la localización de estructuras con presencia de hidrocarburos; sin embargo, dicha región posee una elevada complejidad geológica, lo cual provoca que las técnicas que se emplean en la actualidad en el sector petrolero cubano para el procesamiento e interpretación de datos sísmicos no permiten estimar con suficiente resolución modelos acústicos de velocidades del subsuelo. Para contribuir a dar solución a dicho problema, en la presente investigación se propone implementar una técnica novedosa conocida como Inversión de Onda Completa, en su variante multiescala, que utiliza toda la información contenida en los sismogramas y varias bandas de frecuencia, lo que permite estimar modelos de velocidades con una elevada resolución en comparación con los métodos tradicionales. Con esta finalidad se desarrolló un programa informático en Matlab capaz de realizar este tipo de inversión sobre datos sísmicos, el cual fue validado mediante la realización de diversas pruebas nu-

méricas sobre datos sintéticos simulados a partir de un modelo patrón. Estas pruebas mostraron resultados satisfactorios, lográndose recuperar la mayor parte de los detalles de los modelos originales mediante la inversión. De esta forma se logró estimar modelos de velocidades acústicos de alta resolución a partir de la inversión de onda completa multiescala de datos sintéticos, obtenidos a partir de la simulación numérica del campo de ondas sobre un modelo real. Los resultados obtenidos permitieron comprobar que la variante multiescala permite dar solución al problema de convergencia prematura a mínimos locales y que los recursos de alto desempeño computacional garantizan la obtención de soluciones precisas en intervalos de tiempos razonables.

Palabras claves: Inversión de onda completa multiescala (MFWI), sísmica, cinturón plegado, computación de alto desempeño (HPC), Matlab.

ABSTRACT

The Cuban Northern Folded Belt is an area with

favorable characteristics for the location of structures with the presence of hydrocarbons; however this region has a high geological complexity, which causes the techniques which are currently used in the Cuban oil sector for processing and interpreting seismic data, do not allow estimating acoustic models of subsurface velocities with enough resolution. To help solving this problem, the present research proposes the implementation of a new technique known as Full Waveform Inversion, in its multiscale variant, which uses all the information contained in the seismograms and various frequency bands, and allows the estimation of velocity models with higher resolutions, compared to traditional methods. For this purpose, a computer program was developed in Matlab. This program is capable of performing this type of inversion on seismic data and was validated by performing various numerical tests on synthetic data simulated from a patron model, these tests showed satisfactory results, recovering practically all the original model details through the inversion procedure. In this way it was possible to estimate acoustic velocity models of great resolution from the implementation of high computational performance of full wave inversion on synthetic data obtained from the numerical simulation of the wave field. The results obtained allowed us to verify that the multiscale variant allows solving the problem of premature convergence at local minima and that the resources of high computational performance guarantee the obtaining of precise solutions in reasonable time intervals.

Keywords: Multiscale Full Wave Inversion (MFWI), seismics, folded belt, high performance computing (HPC), Matlab.

RESUMO

A Faixa Dobrada do Norte Cubano é uma área com características favoráveis para a localização de estruturas com importantes acumulações de

hidrocarbonetos; porém, esta região possui uma alta complexidade geológica o que faz com que as técnicas atualmente utilizadas no setor petrolífero cubano para o processamento e interpretação de dados sísmicos, não permitem estimar modelos acústicos de velocidades de subsuperfície com resolução suficiente. Para contribuir à resolução deste problema, a presente pesquisa propõe a implementação de uma nova técnica conhecida como Full Wave Inversion, em sua variante multiescala, que utiliza todas as informações contidas nos sismogramas e várias bandas de frequência o que permite estimar modelos de velocidades com alta resolução, comparada aos métodos tradicionais. Para isso, foi desenvolvido um programa de computador em Matlab, capaz de efetuar este tipo de inversão em dados sísmicos o qual foi validado através da realização de vários testes numéricos em dados sintéticos simulados, a partir de um modelo padrão. Esses testes forneceram resultados satisfatórios, com a recuperação de grande parte dos detalhes dos modelos originais através da inversão. Desta forma, foi possível estimar modelos de velocidades acústicas de alta resolução a partir da implementação da inversão de onda completa multiescala de dados sintéticos obtidos a partir da simulação numérica do campo de ondas sobre um modelo real. Os resultados obtidos permitiram verificar que a variante multiescala permite resolver o problema da convergência prematura em mínimos locais e que os recursos de alto desempenho computacional garantem a obtenção de soluções precisas em intervalos de tempo razoáveis.

Palavras chaves: Inversão de onda completa multiescala (MFWI), sísmica, faixa dobrada, computação de alto desempenho (HPC), Matlab.

INTRODUCCIÓN

En general, el cuadro sísmico del Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano corresponde a

estructuras imbricadas y compuestas por pliegues sobrecorridos tipo dúplex, con un alto grado de fracturación y fallamiento. En estas zonas se ubican los principales yacimientos cubanos, en su mayoría localizados en lo que se denomina la Franja Petrolera Norte Cubana (FPNC), que aporta cerca del 95 % de la producción nacional.

Es frecuente que para el estudio de estas regiones se emplea el método sísmico de prospección, en lo particular en su variante de reflexión, que permite, a partir del procesamiento de los «ecos» observados en superficie, conformar una «imagen» representativa del subsuelo, la cual se interpreta para obtener conclusiones geológicas coherentes con la realidad. En este contexto, la etapa de análisis de velocidades sísmicas juega un papel fundamental, dado que estas velocidades se utilizan en el proceso de migración de los datos sísmicos y permiten obtener la posición real de los reflectores en profundidad o en tiempo.

Con respecto a este tema en los pasados años han sido realizados diferentes trabajos investigativos en el mundo, ejemplos son Yilmaz (2001), Serrano *et al.*, (2003) y Cova (2008). En Cuba también se han realizado aportes al tema (Miró *et al.*, 2013; Lastra *et al.*, 2013). Sin embargo, a pesar de los avances realizados en este campo, los modelos de velocidades obtenidos para la región del Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano, presentan bajos niveles de resolución y en general resultan de poca confiabilidad para la realización de análisis posteriores. Esto es debido a dos causas fundamentales: las complejidades de la geología cubana y las consecuentes dificultades presentadas durante la adquisición, el procesamiento y la interpretación de los datos sísmicos (Lastra *et al.*, 2013). Precisamente, durante el desarrollo de la presente investigación se propone la introducción de un nuevo procedimiento para el procesamiento y auxilio en la interpretación, conocido como inversión de onda completa (*Full Waveform Inversion*, FWI), al ser el objetivo esencial estimar modelos de velocidades acústicos de alta

resolución y detalle. Además se proponen como objetivos específicos de la investigación:

- Desarrollar un programa informático capaz de realizar la inversión de onda completa de datos sísmicos.
- Evaluar el desempeño de la variante multiescala para dar solución al problema de convergencia a mínimos locales de la técnica de inversión de onda completa.
- Comparar la implementación del algoritmo de inversión de onda completa en arquitectura multi-CPU y GPU.

En la actualidad la técnica FWI se sustenta sobre un poderoso basamento teórico y ejemplos prácticos como Zhou y Greenhalgh (2003), Yu y Hanafy (2014), Schuster (2017), demuestran la aplicabilidad de esta técnica para dar solución a gran cantidad de tareas geológicas. En Cuba esta técnica no ha sido implementada antes y con esta investigación se pretenden sentar las bases teóricas y prácticas que permitan su aplicación y posterior generalización en aras del incremento de la efectividad de las investigaciones realizadas para la prospección de hidrocarburos en el país.

MATERIALES Y MÉTODOS

En este trabajo, el proceso de inversión de onda completa, será dividido para su comprensión en dos procesos diferentes. Primeramente, se requiere contar con un operador matemático que permita realizar la modelación del campo de ondas con la mayor precisión posible, de forma tal que se logre realizar una simulación lo más cercana posible a un levantamiento sísmico real. En condiciones normales, esta modelación del campo de ondas se sustituye por un levantamiento sísmico de la zona de interés, que aporte los datos sísmicos. Por otro lado, al contar con dichos datos sísmicos, se requiere de un aparato matemático adicional, que permita realizar la estimación de los parámetros del modelo de velo-

cidad que caracteriza el subsuelo a partir de datos observados (o estimados por la modelación, como ocurre en este trabajo), a lo que en general se le suele llamar proceso inverso o inversión. A continuación, se presentan las principales expresiones y algoritmos empleados.

Problema directo

Para realizar la simulación de la propagación de las ondas en el subsuelo, se usa la ecuación siguiente:

$$\frac{1}{m^2(x,y,z)} \frac{\partial^2 p(x,y,z,t)}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 p(x,y,z,t)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p(x,y,z,t)}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p(x,y,z,t)}{\partial z^2} + s(x,y,z,t) \quad (1)$$

Esta expresión representa la ecuación de onda acústica en tres dimensiones con densidad constante para un medio isótropo, donde $\mathbf{m}(x,y,z)$ es campo escalar de velocidades acústicas en el medio, $p(x,y,z,t)$ denota el campo escalar de presiones; x,y,z son las variables espaciales; t es la variable temporal y $s(x,y,z,t)$ es el término que representa la fuente de energía.

Para resolver la ecuación de onda desde el punto de vista numérico se emplea el método de expansión rápida (en inglés, *Rapid Expansion Method, REM*) propuesto por Pestana y Stoffa (2010). Este es un método robusto que permite la propagación del campo de ondas con frecuencias más altas y en intervalos mayores de tiempo y espacio (Gomes, 2013).

La formulación del *REM* parte de la solución formal de la ecuación de onda en una dimensión (**ecuación 2**) dado por Pestana y Stoffa (2010).

$$u(x,t) = \cos(Lt) u_0 + L^{-1} \sin(Lt) \dot{u}_0 \quad (2)$$

Con $-L^2 = v^2(x)\nabla^2$ sujeto a las condiciones iniciales:

$$\begin{cases} u(x,t=0) = u_0 \\ \left. \frac{\partial u(x,t)}{\partial t} \right|_{t=0} = \dot{u}_0 \end{cases} \quad (3)$$

Al sumar los campos de ondas evaluados en $t + \Delta t$ y $t - \Delta t$ se obtiene:

$$u(x,t + \Delta t) + u(x,t - \Delta t) = 2 \cos(L\Delta t) u(x,t) \quad (4)$$

El coseno en la **ecuación 4** será expandido al emplear polinomios de Chebyshev (Tal-Ezer *et al.*, 1987):

$$\cos(L\Delta t) = \sum_{k=0}^M C_{2k} J_{2k}(tR) Q_{2k}\left(\frac{tL}{R}\right) \quad (5)$$

donde $C_{2k} = 1$ para $k = 0$ y $C_{2k} = 2$ en cualquier otro caso, J_{2k} representa la función de Bessel de orden $2k$, R es un valor escalar igual al máximo valor asumido por el operador $-L^2$ y Q_{2k} son polinomios modificados de Chebyshev, calculados de forma recursiva a través de la siguiente relación:

Esta recursión es iniciada con:

$$Q_{k+2}(w) = 2(1 + 2w^2)Q_k(w) - Q_{k-2}(w) \quad (6)$$

Esta recursión es iniciada con:

$$\begin{cases} Q_0(w) = 1 \\ Q_2(w) = 1 + 2w^2 \end{cases} \quad (7)$$

El valor de R será calculado de modo analítico para la ecuación de onda acústica 3D al considerar una velocidad constante c :

$$R = \pi c \sqrt{\frac{1}{(\Delta x)^2} + \frac{1}{(\Delta y)^2} + \frac{1}{(\Delta z)^2}} \quad (8)$$

Para el caso más común, en que la velocidad en el medio es variable con las coordenadas espaciales, el valor de c se escoge como el valor máximo de velocidad del modelo, de forma tal que se garantice el valor máximo de R .

Un aspecto importante en el método *REM* es el aparato matemático empleado para calcular el operador laplaciano. En este caso, con el objetivo de evitar el efecto perjudicial llamado dispersión numérica, se emplea la transformación de Fourier para el cálculo de las derivadas espaciales. De esta forma el operador $-L^2 = v^2(x)\nabla^2$ será calculado mediante la relación:

$$-L^2 p(x, t) = v(x)^2 F^{-1} \{ [-k_x^2 - k_y^2 - k_z^2] F[p(x, t)] \} \quad (9)$$

donde $F()$ y $F^{-1}()$ representan las transformaciones de Fourier directa e inversa, respectivamente.

Problema inverso

Como el cálculo exacto del operador inverso G^{-1} es imposible de realizar de forma práctica, de modo convencional la metodología *FWI* es formulada como un problema iterativo de optimización del tipo mínimos cuadrados; así, la función objetivo a ser minimizada está dada por:

$$J(m_k) = \frac{1}{2} \|d - G(m_k)\|^2 \quad (10)$$

donde $J(m_k)$ es una medida del error, $\|\cdot\|$ denota la norma L_2 y $G(m_k)$ representa el operador directo aplicado sobre un modelo m_k en la iteración k ; por tanto, lo que se desea encontrar es un modelo m_k cuya función objetivo $J(m_k)$, proporcional a la norma de la discrepancia entre los datos d observados (o estimados mediante la modelación directa) y los datos estimados a partir del modelo m_k obtenido por inversión de dichos datos observados en la iteración k , presente un valor mínimo.

De forma resumida, el procedimiento para la actualización de un modelo m_k mediante el algoritmo de inversión de onda completa se comenta a continuación para la iteración k :

- Calcular el gradiente g_k
- Calcular la dirección de búsqueda p_k
- Calcular la longitud de paso a_k
- Actualizar el modelo al usar el esquema iterativo propuesto
- Si no se ha alcanzado la convergencia repetir todo el proceso desde el primer paso

Cálculo del gradiente

El gradiente de la función objetivo $J(m)$ es una medida de la variación de la discrepancia entre los datos modelados y los observados, con relación a cada uno de los parámetros del modelo. Esta in-

formación es esencial para escoger la actualización que será hecha a cada uno de los parámetros del modelo, a fin de minimizar la función objetivo.

Una forma práctica de calcular el gradiente de $J(m)$ es a través del llamado método adjunto, a partir del cual se calcula el gradiente en el dominio del tiempo a través de la siguiente relación (Gomes, 2013):

$$\nabla J(c) = \frac{2}{c^3} \sum_{nd} \sum_{t=0}^{tmax} \ddot{u}_s(x, t) u_r(x, t) \quad (11)$$

donde c es la velocidad de propagación de la onda, nd es la cantidad de disparos, $tmax$ es la longitud total del registro en segundos, u_r es la llamada variable de estado y \ddot{u}_s es la segunda derivada temporal del campo propagado directo en tiempo, para el caso del método REM se calcula de la siguiente forma:

$$\ddot{u}_s(x, t) = \frac{2 \left[\sum_{k=0}^M C_{2k} J_{2k}(tR) Q_{2k} \left(\frac{tL}{R} \right) - 1 \right]}{\Delta t^2} u^n \quad (12)$$

Adicionalmente, es necesario calcular u_r que es el campo resultante de la propagación reversa en tiempo del residuo entre el dato observado y el calculado sobre el modelo de velocidades actual. Dicho campo será calculado mediante la siguiente relación:

$$\frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 u_r(x, t)}{\partial t^2} = \nabla^2 u_r(x, t) + (d_{calc} - d_{obs}) \quad (13)$$

Esta relación es análoga a la ecuación de onda propuesta con anterioridad (**ecuación 1**), con la particularidad de que el término fuente en este caso es la diferencia entre el dato calculado y observado ($d_{calc} - d_{obs}$). Debido a las condiciones de contorno, la solución de esta ecuación por lo general se hace de modo reverso en tiempo, es decir desde $t = T$ hasta $t = 0$.

Dirección de búsqueda

Una vez que se cuenta con un sólido algoritmo para estimar el gradiente de la función objetivo $\nabla J(c)$, el problema de optimización de *FWI* se resolverá mediante el método cuasi-Newton, el cual no solo da información respecto a la dirección de búsqueda, sino también aporta información sobre la curvatura de la función de costo $J(m)$. El algoritmo cuasi-Newton más popular es el método de BFGS, llamado así por sus desarrolladores Broyden, Fletcher, Goldfarb y Shanno. Este método propone guardar todos los modelos y gradientes obtenidos en cada una de las iteraciones realizadas en la inversión y luego utilizarlos para obtener una dirección de búsqueda. Sin embargo, para el caso de la inversión *FWI*, el costo computacional debido al almacenamiento de estos gradientes y modelos será muy grande y difícil de manejar. A medida que se avanza en las iteraciones de la inversión y se acerca al mínimo de la función objetivo, las iteraciones iniciales dejan de aportar información relevante para el proceso de minimización y se pueden convertir en un lastre para el proceso de inversión. Por esta razón, se emplea una versión que limita el número de gradientes y modelos de velocidad que se guardan para calcular la dirección de búsqueda. El método BFGS de memoria limitada (L-BFGS) utiliza los gradientes y modelos de las últimas l iteraciones anteriores (típicamente con $l < 10$) para calcular una aproximación de la matriz Hessiana recursivamente, tal como se presenta a continuación en pseudo-código (Gomes, 2013):

Algoritmo 1: Método L-BFGS

```

1:  $q \leftarrow g(\hat{m}^k)$ 
2: for  $i = k - 1: -1: k - l$ 
3:    $\varepsilon_i \leftarrow \sigma_i s_i^T q$ 
4:    $q \leftarrow q - \varepsilon_i y_i$ 
5: end
6:  $r \leftarrow D_k^0 q$ 
7: for  $i = k - l: 1: k - 1$ 
8:    $r \leftarrow r + s_i (\varepsilon_i - \sigma_i y_i^T r)$ 
9: end

```

donde:

$$s_k = m_{k+1} - m_k \quad ; \quad y_k = g_{k+1} - g_k \quad (14-15)$$

Además D_k^0 será aproximado mediante una matriz diagonal de la forma $D_k^0 = \gamma_k I$ y finalmente:

$$\sigma_k = \frac{1}{y_k^T s_k} \quad (16)$$

$$\gamma_k = \frac{s_{k-1}^T y_{k-1}}{y_{k-1}^T y_{k-1}} \quad (17)$$

donde s_k representa la diferencia entre los modelos de velocidad y γ_k sirve como un operador de escala, que trata de emular valores verdaderos de la matriz Hessiana.

Longitud del paso

Estimar de forma correcta la longitud del paso en cada iteración es imprescindible para lograr la convergencia de la técnica de inversión de onda completa al mínimo global buscado. En la actualidad existen muchos métodos de búsqueda en línea que asumen de forma local un comportamiento cuadrático de la función objetivo a fin de encontrar un mínimo que satisfaga las llamadas condiciones de Wolfe, que serán presentadas en breve. Una forma más genérica de desarrollar este procedimiento es a través del método de marcha atrás o *backtracking*. Este algoritmo plantea que a partir de una tentativa inicial de la longitud del paso se comienza a reducir de forma paulatina dicho valor mediante un factor de decrecimiento, hasta que sea admitido un criterio de parada. Este proceso se ilustra a continuación.

Algoritmo 2: Método Backtracking

1: $\alpha_k \leftarrow \alpha_k^0$
 2: **Evaluar** $\phi(\alpha_k)$
 3: **While** *No se cumpla condición de parada*
 4: $\tau \leftarrow c \in (0,1)$
 5: $\alpha_k \leftarrow \tau\alpha_k$
 6: **Evaluar** $\phi(\alpha_k)$
 7: **end**

Como condición de parada se establecen las llamadas condiciones de Wolfe, en este caso en su primera forma, que se expresan como:

$$J(m_k + \alpha_k p_k) < J(m_k) + c_1 \alpha_k g_k^T p_k \quad (18)$$

En este caso c_1 es un valor constante tal que $0 < c_1 < 1$. El término del lado derecho de la ecuación 18 será vista como una recta que corta al gráfico de la función objetivo evaluada en un modelo actualizado de la forma $J(m_k + \alpha p_k)$. Esto además de garantizar la convergencia, evita también los mínimos locales durante la búsqueda del mínimo global.

RESULTADOS

A partir de las fórmulas presentadas con anterioridad se desarrolló un programa informático en lenguaje Matlab para realizar tanto la modelación directa del campo ondulatorio (creación de unos datos sintéticos «observados» d), como el proceso de inversión de los datos. A dicho programa además se le añadió la capacidad de realizar cómputos de forma paralelizada con el objetivo de acelerar la ejecución del código. Para las pruebas numéricas se empleó un modelo representativo de la geología del Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano (Abreviado de ahora en adelante como CPNC). Dicho modelo se emplea de forma convencional en este tipo de investigaciones como benchmark y permite evaluar de forma adecuada la fiabilidad de los algoritmos aplicados. Al emplear el programa desarrollado se generó un conjunto de datos sintéticos a partir del modelo CPNC, que fueron empleados con posterioridad para realizar las pruebas de inversión. Todos los resultados fueron obtenidos al utilizar el clúster de computadoras del departamento de Geociencias de la Universidad Tecnológica de la Habana. A continuación, en las **figuras 1** y **2** se presentan el modelo empleado y una muestra del dato sintético generado, respectivamente.

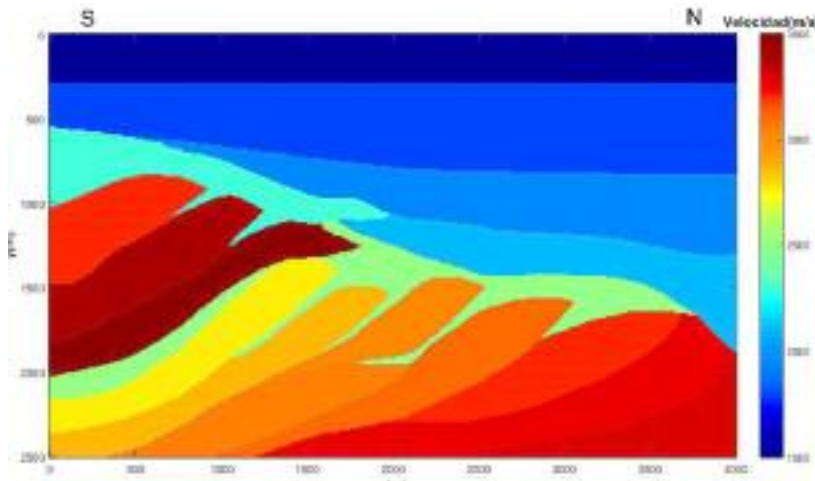


Figura 1. Modelo del Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano, con intervalo espacial de malla de 10 metros.

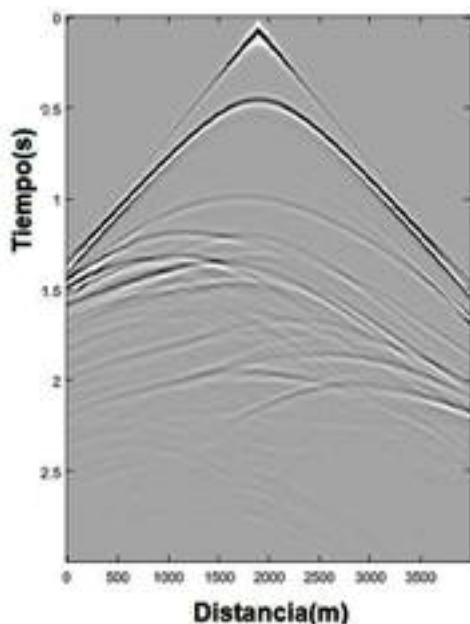


Figura 2. Ejemplo de sismograma sintético obtenido mediante la implementación del método de expansión rápida sobre el modelo CPNC de la **Figura 1**.

En la modelación se utilizó como expresión de la fuente una ondícula de Ricker con una frecuencia pico de 15 Hz, se empleó tiro central, con la fuente fue ubicada en la posición $x=1900$ m en la superficie, se utilizó una longitud de registro total de 3 segundos y un intervalo de muestreo temporal de 0.001 segundos, para un total de 3000 muestras por 401 trazas, separadas cada 10 m. Los registros obtenidos fueron representados en Matlab al aplicar el paquete de visualización del módulo CREWES (Margrave, 2006).

Inversión de Onda Completa convencional

En esta sección se presentan los resultados obtenidos luego de aplicar la técnica de inversión de onda completa sobre el conjunto de datos sintéticos creados mediante la simulación del campo ondulatorio. En este caso se emplea una separación entre receptores de 10 m, una separación entre fuentes de 150 metros, para un total de 27 disparos. Como fuente se emplea una ondícula de Ricker de frecuencia pico de 15 Hz, un intervalo de muestreo temporal de 0.001 s y una lon-

gitud de registro total de 3 s; se utiliza además una frontera absorbente de 40 puntos en los límites laterales e inferior del modelo. El modelo de velocidad inicial (**Figura 3**) se creó mediante una suavización del modelo original con un filtro pasa bajas gaussiano. Se empleó el método de modelación de expansión rápida (REM) y para el caso del método de optimización se implementó el algoritmo L-BFGS con longitud de paso inicial igual al valor unitario. A continuación, en la **figura 4** se presentan los resultados luego de aplicar el algoritmo de inversión de onda completa en su variante convencional.

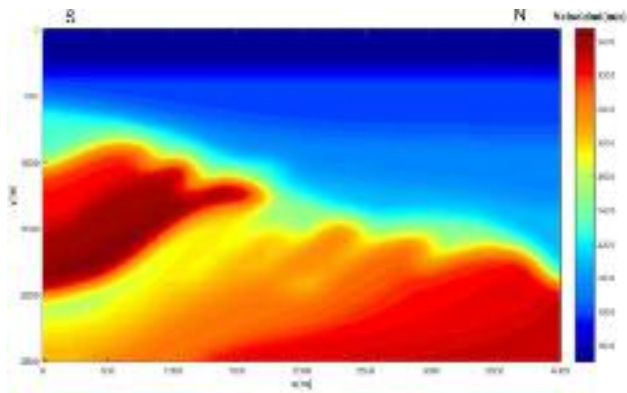


Figura 3. Modelo de velocidades inicial. Caso CPNC.

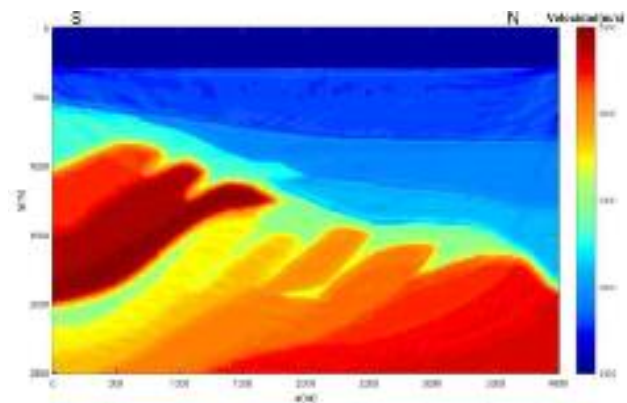


Figura 4. Modelo de velocidades estimado mediante FWI convencional al emplear el método de L-BFGS. Caso CPNC.

Inversión de Onda Completa Multiescala

La Inversión de Onda Completa, tal y como ha sido implementada hasta este punto, está sujeta a la

convergencia hacia mínimos locales, debido a la alta no-linealidad del problema (Virieux y Operto, 2009). Para mitigar este fenómeno surge la estrategia multiescala, que consiste en realizar el procesamiento de inversión para un conjunto escalado de frecuencias. De esta forma se comienza filtrando el dato original hasta un rango de frecuencias menor, luego se aplica la inversión a partir de un modelo de partida, con posterioridad el modelo obtenido mediante esta inversión se toma como modelo inicial y se incrementa el rango de frecuencias. Este proceso se repite hasta una determinada cantidad de bandas de frecuencias o hasta que se cumpla un determinado criterio de aceptación. Es necesario aclarar que cuando se emplea un valor de frecuencia determinado para la simulación, se considera que la banda de frecuencias abarca desde 0 hasta dicho valor.

En la presente investigación fueron seleccionadas de forma empírica las frecuencias de 3, 14 y 30 Hz, considerándose valores de baja, media y alta frecuencias respectivamente y se aplicó el procedimiento descrito con anterioridad, a partir del modelo inicial (**Figura 3**). Los parámetros de adquisición se mantuvieron iguales a los casos anteriores y se aplicó como método de optimización el algoritmo L-BFGS. En las **figuras 5, 6 y 7** se muestran los resultados luego de aplicar la inversión de onda completa en su variante de multiescala sobre el modelo CPNC (**Figura 1**).

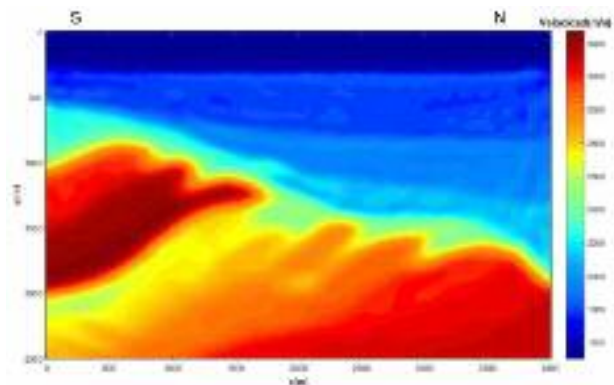


Figura 5. Modelo de velocidades estimado mediante FWI multiescala al emplear el método de L-BFGS y una frecuencia pico de 3 Hz. Modelo CPNC.

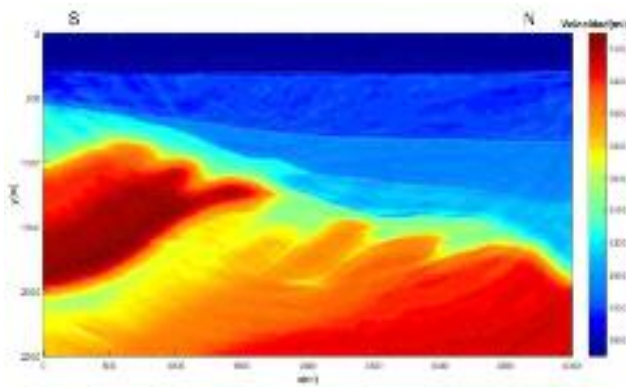


Figura 6. Modelo de velocidades estimado mediante FWI multiescala al emplear el método de L-BFGS y una frecuencia pico de 14 Hz. Modelo CPNC.

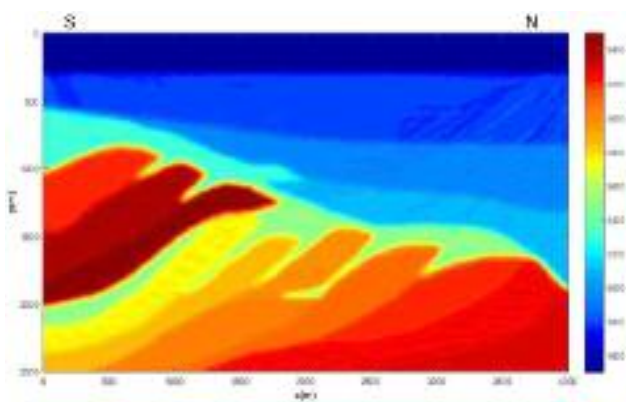


Figura 7. Modelo de velocidades estimado mediante FWI multiescala al emplear el método de L-BFGS y una frecuencia pico de 30 Hz. Modelo CPNC.

DISCUSION

Para la inversión convencional se observa, de forma general, que los algoritmos implementados fueron capaces de lograr una actualización consistente del modelo de velocidad inicial (**Figura 3**), de forma tal que el modelo obtenido, luego de 10 iteraciones, será considerado, más próximo al modelo original (**Figura 1**). El proceso de inversión fue capaz de estimar de forma correcta los intervalos de velocidades, además de detallar de forma notable los contactos entre las diferentes capas litológicas. Las principales deficiencias que se observan en el modelo obtenido mediante inversión convencional radican en la parte profunda del corte,

donde no se consigue detallar el contacto entre las escamas de los cabalgamientos que caracterizan esta sección. Esta zona se considerará compleja desde el punto de vista sismo-geológico, debido al elevado volumen de fenómenos ondulatorios nocivos que tienen lugar a consecuencia de la distribución geométrica de las estructuras. Sumado a esto, ocurre que la FWI convencional está sujeta al problema de convergencia a mínimos locales, lo cual produce que la función objetivo alcance un valor estable de forma prematura, al impedir una actualización razonable del modelo con cada nueva iteración, lo cual en definitiva determina también una pérdida de calidad en la imagen final.

Para el caso de la inversión multiescala se observa en la **figura 5** que el modelo obtenido para la frecuencia más baja (3Hz) logra recuperar las estructuras de mayores dimensiones del modelo, al acentuar los contrastes de velocidades en las zonas más profundas del corte. De esta manera se logra un modelo inicial más próximo al real. El modelo obtenido para la frecuencia media (14Hz) permite diferenciar con mayor precisión las estructuras y diferentes capas litológicas (**Figura 6**), notándose de forma análoga al caso de inversión convencional, un deterioro en la calidad de la imagen en lo fundamental hacia la parte profunda del modelo. Finalmente, en el modelo obtenido para la mayor frecuencia (**Figura 7**) se observa que se logró mitigar el efecto de distorsión de la imagen y que las estructuras se logran identificar con mayor nitidez, tal como se esperará.

CONCLUSIONES

- Se lograron estimar modelos de velocidades acústicos de alta resolución a partir de la implementación de alto desempeño computacional de la Inversión de Onda Completa sobre datos obtenidos a partir de la simulación numérica del campo de ondas.
- Se desarrolló un programa informático capaz de realizar la Inversión de Onda Completa sobre datos sísmicos, cuya efec-

tividad fue validada mediante pruebas numéricas sobre datos sintéticos.

- Se verifica que la variante multiescala permite superar el problema de convergencia a mínimos locales, observándose un notable incremento de la calidad y resolución de las imágenes obtenidas, en comparación con la alternativa convencional de la Inversión de Onda Completa.
- Las implementaciones desarrolladas, con recursos de computación de alto desempeño (arquitecturas multi-CPU y GPU), producen resultados en intervalos de tiempo aceptables, lo que abre posibilidades para su uso cotidiano en la industria cubana de exploración de hidrocarburos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Cova, D.**, 2008, Post Procesamiento e Interpretación sísmica 2D del bloque Ayacucho 6 de la faja petrolífera del Orinoco: Sartenejas, Venezuela, Ilustre Universidad Simón Bolívar, tesis en opción al grado de Ingeniero Geofísico (inérita), 177 pp.
- Gomes, A.W.**, 2013, Inversão de forma de onda aplicada à análise de velocidades sísmicas utilizando uma abordagem multiescala: Salvador, Bahia, Brasil, Universidade Federal da Bahia, tesis en opción al grado de Master (inérita), 144 pp.
- Lastra, M., Ojeda, R.J., Amejeiras G.A.**, 2013, Algunos factores que afectan el procesamiento de los datos sísmicos en la prospección petrolera. Propuestas de soluciones: Ciencias de la Tierra y el Espacio. 14(2): 126-140.
- Margrave, G.** 2006, Methods of Seismic Data Processing: Universidad de Calgary, CREWES PROJECT, 410 pp.
- Miró, G., García M., Domínguez, A.**, 2013, Modelación de velocidades sísmicas en el sector noroccidental del Cinturón Plegado Cubano: Revista Cubana de Ingeniería 4(3): 33-40.
- Pestana, R.C., Stoffa P.L.**, 2010, Time evolution of the wave equation using rapid expansion method: Geophysics. 75(4): 121-131.
- Schuster, G.T.**, 2017, Investigations in Geophysics: 8801 S. Yale Ave., Ste. 500 Tulsa, OK U.S.A., Society of Exploration Geophysicists, 354 pp.
- Serrano, I., Morales, J., Torcal, F.**, 2003, Imágenes tomográficas en el sur de España y norte de Marruecos: Física de la Tierra, 15(10): 145-160.
- Tal-Ezer, H., Kosloff D., Koren, Z.**, 1987, An accurate scheme for forward seismic modeling: Geophysical Prospecting, 35(5), 479-490.
- Virieux, J., Operto S.**, 2009, An overview of full-waveform inversion in exploration geophysics: Geophysics. 74(6): 127-152.
- Yilmaz, Ö.**, 2001, Seismic Data Analysis, Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data: Tulsa, OK, USA.: Society of Exploration Geophysicists, 998 pp.
- Yu, H., Hanafy, S.**, 2014, An application of multiscale early arrival waveform inversion to shallow seismic data (en línea): Near Surface Geophysics, < <http://dx.doi.org/10.3997/1873-0604.2014002>>, consulta: 9/1/2020.
- Zhou, B., Greenhalgh S.A.**, 2003, Crosshole seismic inversion with normalized full-waveform amplitude data: Geophysics, 68(4), 1320-1330.

Recibido: 30 de mayo de 2020

Aprobado: 9 de junio de 2021.