

INVERSIÓN GEOESTADÍSTICA DE AMPLITUDES SÍSMICAS POST-APILAMIENTO

JUAN RODRIGUES¹, MIGUEL BOSCH¹, LUIS CARA¹, ALONSO NAVARRO² Y MANUEL DÍAZ²

¹Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Laboratorio de Simulación e Inversión Geofísica.
email: jmiguelrt@cantv.net; miguel.bosch@ucv.ve; luiscara1@yahoo.es

²Petrobras Energía Venezuela, email: alonso.navarro@petrobras.com; manuel.diaz@petrobras.com

Recibido: marzo de 2007

Recibido en forma final revisado: noviembre de 2007

RESUMEN

En este trabajo presentamos un método de inversión de amplitudes sísmicas para estimar, de manera conjunta, valores de impedancia acústica y de porosidad total. Para ello empleamos información de fuentes variadas, como son la geología, la petrofísica y la geofísica. Utilizamos datos que responden al medio de propagación en escalas distintas, por lo que fue necesario desarrollar un modelo del medio a dos escalas, relacionadas entre sí mediante la fórmula de Backus para velocidades y los correspondientes promedios aritméticos para la densidad y la porosidad. El objetivo principal del trabajo es la combinación de la información de los registros de pozos, de porosidad e impedancia, con los datos de amplitudes sísmicas. Mediante esta combinación podemos mejorar la resolución vertical de las propiedades del reservorio en los sectores cercanos a los pozos, representando capas de hasta 1ms de espesor, en comparación con la resolución que obtendríamos mediante una inversión sísmica convencional que está en el orden de los 6ms de espesor en esta área. El volumen de propiedades estimado con la técnica desarrollada explica simultáneamente los datos sísmicos post-apilamiento y los registros de pozos adquiridos en el área.

Palabras clave: Inversión sísmica, Geoestadística, Optimización, Impedancia acústica, Porosidad.

GEOSTATISTICAL INVERSION OF POST-STACK SEISMIC AMPLITUDES

ABSTRACT

In this work we present a method to jointly estimate acoustic impedance and total porosity by inverting seismic amplitudes and matching well-logged information. We combine geophysical, petrophysical and geological information in a two-scale model. The properties in the model are related across scales with the appropriate averages, i.e., the Backus average for compressional velocities and arithmetic averages for porosity and density. A major objective of the work is to combine the well-logged information of porosity and impedance with seismic information. With this combination we can improve the vertical resolution of the model in the regions of the volume influenced by the well data according to a spatial statistical model. In an example case we estimated the medium properties at 1ms interval, while the vertical resolution of a conventional seismic inversion is of the order of 6ms. The property volumes of porosity and impedance estimated with our technique jointly explain the seismic data and the well-logged data acquired in the area.

Keywords: Seismic inversion, Geostatistics, Optimization, Acoustic impedance, Porosity.

INTRODUCCIÓN

El objetivo básico de la industria petrolera es hallar más y mejores yacimientos de petróleo; gracias a esto han nacido diversas técnicas de exploración, que toman enfoques variados sobre el tema. La técnica más importante en la búsqueda de petróleo es la sísmica. El fenómeno que estudia la sísmica es la respuesta del medio al paso de una onda

sísmica, que al ser analizada permite inferir un modelo del subsuelo.

Para poder plantear un modelo mediante información sísmica debe resolverse antes el problema inverso, que significa proponer un modelo del subsuelo que cumpla las teorías físicas de la propagación sísmica y los datos recolectados en el levantamiento sísmico. Las técnicas para resolver el

problema inverso son variadas, y en este proyecto se utilizó una técnica de optimización, que consiste en mejorar, de forma iterativa, una configuración de parámetros para maximizar la función de densidad de probabilidad.

Las propiedades que se representan en el modelo del medio son la impedancia y la porosidad logarítmica, esta última una transformada de la porosidad total. Las amplitudes sísmicas después de apilamiento tienen relación directa con la impedancia acústica, y esta última guarda relación con la porosidad total de las rocas a través de relaciones petrofísicas, como la transformada de Wyllie, entre otras. La porosidad logarítmica, por su parte, es más adecuada para los cálculos estadísticos. Más detalles sobre la selección de estos parámetros para problemas de inversión de amplitudes sísmicas se describen en el trabajo de Bosch (2003).

La técnica de optimización que aquí se aplicó, es una técnica novedosa que realiza la inversión en conjunto de la impedancia y la porosidad logarítmica. Además de la inversión conjunta también integra en el modelo información de otras fuentes, como la petrofísica (registros de pozo) y la geológica. Para combinar la información de registros de pozos con la de la sísmica, implementamos un modelo a doble escala relacionando ambas con los promedios apropiados para cada propiedad.

Así pues, se obtuvo un modelo de impedancia y otro de porosidad logarítmica, que cumple con los datos sísmicos cuando se está alejado del pozo y con los registros de pozo cuando se está cerca de ellos.

METODOLOGÍA

En la realización de este trabajo se siguieron varios pasos que a continuación se explican.

Transformada de Wyllie

Para poder lograr relacionar la impedancia con la porosidad empleamos la transformada de Wyllie. El modelo de Wyllie para velocidades sísmicas, considera a la roca como una composición de su matriz y el fluido que ocupa los poros (Hilterman, 2001). Bajo esta concepción la fórmula resulta:

$$\frac{1}{V} = (1-\phi)/V_{mat} + \phi/V_{flu}, \quad (1)$$

donde:

V_{mat} es la velocidad de onda P de la matriz, V_{flu} es la velocidad de onda P del fluido y ϕ y V son la porosidad y velocidad de onda P resultante de la roca respectivamente. Para la densidad se utiliza la fórmula:

$$\rho = (1-\phi)\rho_{mat} + \phi\rho_{flu}, \quad (2)$$

donde:

ρ es la densidad de la roca, ρ_{mat} la densidad de la matriz, ρ_{flu} la densidad del fluido y ϕ la porosidad de la roca.

Realizando el producto de la velocidad por la densidad se obtiene la fórmula para la impedancia acústica como:

$$Z(\phi) = V_{mat}\rho_{mat} \frac{\left[1-\phi\left(1-\frac{\rho_{flu}}{\rho_{mat}}\right)\right]}{\left[1-\phi\left(1-\frac{V_{mat}}{V_{flu}}\right)\right]}, \quad (3)$$

donde:

$Z(\phi)$ es la impedancia acústica de la roca en función de la porosidad. Sin embargo, la porosidad total no es la propiedad más adecuada para realizar cálculos estadísticos, ya que no obedece a una distribución Gaussiana. Por lo tanto, es importante transformar esta propiedad en una que sí cumpla con los requerimientos necesarios. Una mejor propiedad es la porosidad logarítmica, que se define como el logaritmo natural de la relación entre el volumen de poro y el volumen de la matriz:

$$\phi^* = \ln\left(\frac{\phi}{(1-\phi)}\right). \quad (4)$$

La porosidad logarítmica es una propiedad de distribución normal que está definida en todos los números reales (Bosch, 2003) y su fórmula inversa es:

$$\phi = \exp[\phi^*]/(1 + \exp[\phi^*]). \quad (5)$$

Sustituyendo la fórmula (5) en la (3), se obtiene la transformada de Wyllie para la porosidad logarítmica:

$$Z(\phi^*) = \frac{V_{mat}\rho_{mat}(1 + \exp[\phi^*]\rho_{flu}/\rho_{mat})}{(1 + \exp[\phi^*]V_{mat}/V_{flu})}. \quad (6)$$

Combinación de escalas

La resolución de la sísmica depende de la longitud de onda de la señal, que es mayor que la de los registros de pozo. Por tanto el primer paso consistió en combinar estas escalas. Para este fin utilizamos la fórmula de Backus (1962) de velocidades equivalentes. El parámetro que modelamos a

dos escalas es la impedancia acústica, por lo que la fórmula de Backus para velocidades fue ajustada para impedancia y para su descripción en tiempo en lugar de profundidad. La fórmula para el cambio de escala en la impedancia acústica es:

$$Z_{BR} = \sqrt{\frac{\sum Z_i}{\sum Z_i^{-1}}}, \quad (7)$$

donde:

Z_{BR} es la impedancia de baja resolución, es decir de la capa gruesa, y Z_i es la impedancia de las capas más pequeñas, a intervalos regulares de tiempo de reflexión. De esta manera, convertimos el modelo de la alta resolución de los pozos a la baja resolución de la sísmica.

Modelo geoestadístico

El modelo estadístico que se empleó en este proyecto fue un modelo Gausiano multivariado que se puede escribir como:

$$f(\mathbf{p}) = c \exp\left[-\frac{1}{2}(\mathbf{p} - \bar{\mathbf{p}}_{prev})' \mathbf{C}_M^{-1} (\mathbf{p} - \bar{\mathbf{p}}_{prev})\right], \quad (8)$$

donde:

\mathbf{p} es el arreglo de parámetros (la serie de impedancias y porosidades en alta resolución), $\bar{\mathbf{p}}_{prev}$ es el valor esperado de los parámetros de acuerdo a la información previa disponible en el área, c es la constante de normalización y \mathbf{C}_M^{-1} es la matriz de covarianza del modelo.

El llenado de la matriz de covarianza se logra empleando la función de covarianza que se extrae de los datos. Aquí se muestra la función de covarianza para un modelo Gausiano que es uno de los más utilizados:

$$C(h) = \sigma^2 \exp(-3h^2 / a^2), \quad (9)$$

donde:

h es la distancia entre los dos puntos del volumen, σ^2 es la varianza y a es el rango de covarianza, que aproximadamente corresponde a la distancia hasta donde los datos están correlacionados de manera significativa. El valor de a se define a partir de la geología de la zona.

Ahora bien, suponiendo que se conocen los valores de la propiedad ($\mathbf{y}^0 = \{y_1^0, y_2^0, y_3^0, y_4^0, \dots\}$), en algunos puntos del volumen ($\mathbf{x}^0 = \{x_1^0, x_2^0, x_3^0, x_4^0, \dots\}$), es posible proponer un valor estimado de la propiedad en otro punto x_1 del volumen

donde la propiedad no es conocida, aplicando una interpolación de mínimos cuadrados (Kriging), de la forma que se muestra a continuación:

$$y_{krig}^1 = \mathcal{G}_1 + \mathbf{C}_{12} \mathbf{C}_{22}^{-1} (\mathbf{y}^0 - \mathcal{G}_2), \quad (10)$$

donde:

\mathcal{G}_1 es la media previa en el punto x_1 , \mathcal{G}_2 es la media de los datos conocidos (en este proyecto \mathcal{G}_1 y \mathcal{G}_2 se considera que son iguales, porque los valores conocidos provienen de pozos y los puntos donde se desconocen los valores están en la misma área), \mathbf{C}_{12} es el vector de covarianza entre el punto desconocido y los puntos conocidos y \mathbf{C}_{22}^{-1} es la matriz inversa de la matriz de covarianza de los puntos conocidos (Deutsch y Journel, 1998).

Aplicando la fórmula (10), para las porosidades logarítmicas, los parámetros conocidos son las porosidades en el pozo ($\Phi^{*0} = \{\phi_1^{*0}, \phi_2^{*0}, \phi_3^{*0}, \phi_4^{*0}, \dots\}$) y el valor desconocido es la porosidad en un punto del volumen, que se encuentra en la posición de una traza sísmica en el volumen, entonces la fórmula resultante para la interpolación de la porosidad logarítmica es:

$$\phi_{krig}^{*1} = \mathcal{G}_1 + \mathbf{C}_{12} \mathbf{C}_{22}^{-1} (\Phi^{*0} - \mathcal{G}_2), \quad (11)$$

donde:

ϕ_{krig}^{*1} es la estimación de la porosidad por Kriging en el punto de la traza.

Del mismo modo se puede emplear la fórmula para estimar la desviación de la impedancia respecto a la media, que en este caso proviene de la transformada de Wyllie de la porosidad por Kriging (ϕ_{krig}^{*1}). Esto se puede representar como:

$$\mathbf{Z}_{krig} = \mathbf{Z}_{wk} + \mathbf{C}_{12} \mathbf{C}_{22}^{-1} (\mathbf{Z}_p - \mathbf{Z}_{wp}), \quad (12)$$

donde:

\mathbf{Z}_{wk} es la transformada de Wyllie de la porosidad de Kriging en el punto x_1 , \mathbf{Z}_p es la impedancia del pozo, \mathbf{Z}_{wp} es la transformada de Wyllie de la porosidad del pozo y \mathbf{Z}_{krig} es la estimación de la impedancia del Kriging.

La varianza asociada a la interpolación está definida por la expresión:

$$\text{var}_{krig} = (1 - \mathbf{C}_{12} \mathbf{C}_{22}^{-1} \mathbf{C}_{21}) \sigma^2, \quad (13)$$

donde:

var_{krig} es la varianza de la estimación de mínimos cuadrados (Kriging) en el punto desconocido y σ es la desviación estándar previa de la porosidad o de la desviación de la impedancia con respecto a la transformada de Wyllie según sea el caso. Los valores de las dos desviaciones previas se extraen de los datos de registro de pozos. La varianza del valor estimado por Kriging es menor para puntos del volumen cercanos al pozo y mayor en la medida en que el punto se aleja del pozo.

Con base en lo antes expuesto, se interpolan los valores de la porosidad logarítmica y la impedancia acústica en todo el volumen, a partir de los registros de pozo disponibles en el área. Por la condición que se mencionó de la varianza, estos modelos son idénticos a los del pozo si la traza se sitúa cerca o sobre el pozo y son iguales a la media previa si la traza se ubica más allá de la distancia de correlación establecida en el modelo estadístico.

Simulación de los datos sísmicos

Para simular los datos sísmicos se utilizó un método de convolución, para lo cual fue necesario estimar a partir de los datos la ondícula fuente y la serie de reflectividad correspondiente al modelo de impedancias acústicas. Para obtener la serie de reflectividad, era indispensable disminuir la resolución con la que se estaba trabajando, ya que como se dijo, la señal sísmica emplea capas litológicas de mayor espesor que las correspondientes a los registros de pozo. Por tanto se aplicó la fórmula modificada de Backus (3), para promediar la impedancia acústica a la escala de la información sísmica, y a partir de esta serie de capas se calcularon los correspondientes coeficientes de reflexión y transmisión en incidencia normal.

Realizando la convolución discreta entre las dos señales (ondícula y coeficientes de reflexión), se obtienen las trazas sísmicas simuladas.

Problema inverso

La inversión por optimización tiene por finalidad calcular un arreglo de parámetros del modelo tal que minimice la función objetivo. Para este proyecto que integra información geológica, geofísica y petrofísica se presenta una función objetivo compuesta de la forma siguiente:

$$S = S_1 + S_2 + S_3, \quad (14)$$

$$S_1 = \frac{\sum_i (\mathbf{g}(\mathbf{Z}) - \mathbf{d}_i^{obs})^2}{2\sigma_d^2}. \quad (15)$$

donde:

el primer término en la función objetivo, S_1 , corresponde a la información geofísica y mide la proximidad entre los datos sísmicos observados y los calculados. En la fórmula anterior, σ_d^2 es la varianza de los datos, $\mathbf{g}(\mathbf{Z})$ es la función que resuelve el problema directo de cálculo de la traza sísmica, \mathbf{d}^{obs} son las amplitudes sísmicas observadas, y \mathbf{Z} es el modelo de impedancia.

$$S_2 = \frac{1}{2} (\mathbf{Z} - \mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}^*) - \mathbf{Z}_{krig} + \mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}_{krig}^*)) \mathbf{C}_{z/\phi}^{-1} (\mathbf{Z} - \mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}^*) - \mathbf{Z}_{krig} + \mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}_{krig}^*)), \quad (16)$$

donde:

el segundo término de la función objetivo corresponde a la información petrofísica y geoestadística sobre la impedancia, y evalúa conjuntamente la proximidad entre las impedancias, y entre el valor predicho a partir de la fórmula de Wyllie en función de la porosidad y el valor interpolado a partir de los registros de los pozos. En la anterior expresión, $\mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}^*)$ es la transformada de Wyllie, $\boldsymbol{\varphi}^*$ es el modelo de porosidad, \mathbf{Z}_{krig} es el modelo de impedancia obtenido por interpolación de los datos de pozos, $\boldsymbol{\varphi}_{krig}^*$ es el modelo de porosidad obtenido por interpolación de los datos de pozos, $\mathbf{C}_{z/\phi}^{-1}$ es la inversa de la matriz de covarianza para la impedancia.

$$S_3 = \frac{1}{2} (\boldsymbol{\varphi}^* - \boldsymbol{\varphi}_{krig}^*) \mathbf{C}_{\phi}^{-1} (\boldsymbol{\varphi}^* - \boldsymbol{\varphi}_{krig}^*), \quad (17)$$

donde:

el último término corresponde a la información sobre la porosidad logarítmica con el valor estimado por interpolación de los datos de pozos, donde \mathbf{C}_{ϕ}^{-1} es la inversa de la matriz de covarianza para la porosidad. Los modelos interpolados a partir de los datos de pozos, \mathbf{Z}_{krig} y $\boldsymbol{\varphi}_{krig}^*$, son independientes de la sísmica y por lo tanto son constantes durante el proceso de inversión.

El método de optimización que se aplicó fue el de Newton (Tarantola, 2005), que emplea tanto el gradiente como una aproximación de primer orden del Hessiano de la función objetivo. En los puntos minimales de la función el gradiente es cero. Esta condición se usó para obtener las ecuaciones

lineales para el problema de inversión. Expandiendo el gradiente de la función objetivo:

$$\nabla S[\mathbf{m}_{n+1}] \approx \mathbf{H}(S)[\mathbf{m}_n] \Delta \mathbf{m} + \nabla S[\mathbf{m}_n], \quad (18)$$

e igualando el lado izquierdo de la igualdad a cero, se obtienen las ecuaciones normales como:

$$\mathbf{H}(S)[\mathbf{m}_n] \Delta \mathbf{m} = -\nabla S[\mathbf{m}_n]. \quad (19)$$

En las dos últimas expresiones, $\Delta \mathbf{m}$ es el paso de actualización en el espacio de parámetros, $\Delta \mathbf{m} = \mathbf{m}_{n+1} - \mathbf{m}$, adecuado para minimizar la función objetivo, $\mathbf{H}(S)[\mathbf{m}_n]$ es el Hessiano de S evaluado en la configuración vigente del modelo, y $\nabla S[\mathbf{m}_n]$ es el gradiente de S evaluado en el modelo vigente. Resolviendo $\Delta \mathbf{m}$ en este sistema de ecuaciones lineales, es posible calcular el paso óptimo para minimizar la función objetivo.

El cálculo del gradiente de la función objetivo resulta como:

$$\nabla_{\phi} S = \mathbf{C}_{\phi}^{-1} (\boldsymbol{\varphi}^* - \boldsymbol{\varphi}_{krig}^*) - \mathbf{F}^t \mathbf{C}_{z/\phi}^{-1} (\mathbf{Z} - \mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}^*) - \mathbf{Z}_{krig} + \mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}_{krig}^*)), \quad (20)$$

$$\nabla_z S = \mathbf{C}_{z/\phi}^{-1} (\mathbf{Z} - \mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}^*) - \mathbf{Z}_{krig} + \mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}_{krig}^*)) + \mathbf{G}^t \mathbf{C}_d^{-1} (\mathbf{g}(\mathbf{Z}) - \mathbf{d}^{obs}), \quad (21)$$

donde:

$\mathbf{G} = (\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{z})$ y $\mathbf{F} = (\partial \mathbf{f} / \partial \boldsymbol{\varphi}^*)$ son los gradientes de $\mathbf{g}(\mathbf{Z})$ y $\mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}^*)$ respectivamente. Los operadores ∇_z y ∇_{ϕ} representan la diferenciación respecto a la impedancia y a la porosidad, respectivamente.

Si las funciones $\mathbf{g}(\mathbf{Z})$ y $\mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}^*)$ fueran lineales, la expansión del gradiente sería exacta. Pero esto no se cumple en nuestro caso, y la configuración actualizada, $\Delta \mathbf{m} = \mathbf{m}_{n+1} - \mathbf{m}$, es una configuración más cercana al mínimo de la función objetivo, mas no la configuración mínima. Por lo tanto el procedimiento se vuelve a repetir iterativamente hasta la convergencia al mínimo.

Multiplicando a ambos lados por la matriz de covarianza conjunta \mathbf{C}_m , se produce el sistema:

$$\mathbf{C}_m \mathbf{H}(S)[\mathbf{m}_n] \Delta \mathbf{m} = -\mathbf{C}_m \nabla S[\mathbf{m}_n], \quad (22)$$

donde:

la matriz del lado izquierdo de la ecuación es la curvatura de la función objetivo y el arreglo del lado derecho es la dirección de máxima pendiente. Después de incluir la curvatura en la expresión del Hessiano y la matriz de covarianza conjunta, el sistema toma una estructura triangular por bloques de la manera siguiente:

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I} & \mathbf{C}_{\phi} \mathbf{F} \mathbf{G}^t \mathbf{C}_d^{-1} \mathbf{G} \\ 0 & \mathbf{I} + (\mathbf{C}_{z/\phi} + \mathbf{F} \mathbf{C}_{\phi} \mathbf{F}^t) \mathbf{G}^t \mathbf{C}_d^{-1} \mathbf{G} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \mathbf{m}_{\phi} \\ \Delta \mathbf{m}_z \end{pmatrix} = -\mathbf{C}_m \nabla S. \quad (23)$$

Más detalles sobre la expresión anterior se describen en el trabajo de Bosch (2004). De esta forma, el sistema de ecuaciones conjuntas para las dos propiedades se reduce a la de dos sistemas de ecuaciones menores. La segunda línea en la última fórmula, es un sistema independiente de la primera línea, que permite resolver $\Delta \mathbf{m}_z$. Esta solución para el paso de la actualización de la impedancia, se puede usar para resolver el paso, $\Delta \mathbf{m}_{\phi}$, en el sistema de la primera línea.

Haciendo las sustituciones para la parte derecha del sistema con las expresiones para la dirección de máxima pendiente y la matriz de covarianza conjunta, el paso de la optimización para el modelo de impedancia es:

$$\mathbf{A} \Delta \mathbf{m}_z = \mathbf{b}, \quad (24)$$

con:

$$\mathbf{A} = \mathbf{I} + (\mathbf{C}_{z/\phi} + \mathbf{F} \mathbf{C}_{\phi} \mathbf{F}^t) \mathbf{G}^t \mathbf{C}_d^{-1} \mathbf{G}, \quad (25)$$

y:

$$\mathbf{b} = \mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}^*) - \mathbf{f}(\boldsymbol{\varphi}_{krig}^*) + \mathbf{Z}_{krig} - \mathbf{Z} + \mathbf{F}(\boldsymbol{\varphi}_{krig}^* - \boldsymbol{\varphi}^*) + (\mathbf{C}_{z/\phi} + \mathbf{F} \mathbf{C}_{\phi} \mathbf{F}^t) \mathbf{G}^t \mathbf{C}_d^{-1} (\mathbf{d}^{obs} - \mathbf{g}(\mathbf{Z})). \quad (26)$$

Para la actualización del modelo de porosidad, la ecuación que se obtiene de la primera línea del sistema lineal conjunto es:

$$\Delta \mathbf{m}_{\phi} = \boldsymbol{\varphi}_{krig}^* - \boldsymbol{\varphi}^* + \mathbf{C}_{\phi} \mathbf{F}^t \mathbf{C}_d^{-1} (\mathbf{d}^{obs} - \mathbf{g}(\mathbf{Z}) - \mathbf{G} \Delta \mathbf{m}_z). \quad (27)$$

El paso de actualización de los modelos para una iteración provienen de las expresiones (24-27). Como el problema es no lineal, $\mathbf{g}(\mathbf{Z})$, \mathbf{G} y \mathbf{F} son dependientes del modelo vigente, es decir, de la iteración.

RESULTADOS

El estudio en un área de ensayo en la región oriental de Venezuela se realizó a una línea sísmica de datos apilados y migrados en tiempo. La señal sísmica fue muestreada cada 2ms, el tiempo total de medición fue de 3s. También, se

utilizaron los registros de velocidad de onda P, densidad y neutrónico de un pozo ubicado a 20m de distancia sobre la traza de la línea. A partir de los registros de densidad y neutrónico se derivó el registro de porosidad total.

A partir de los registros mencionados, se obtuvieron los de porosidad logarítmica y de impedancia acústica que luego se usaron para realizar la inversión. No se utilizó la totalidad de los registros del pozo, sólo se usó una sección de interés ubicada entre los 1100 y 1600m de profundidad; se escogió dicha sección porque contenía a la Formación Oficina, que es la formación productora en este reservorio.

La línea mostrada en este trabajo está seccionada por una falla normal con buzamiento al sur y divide el campo en dos grandes bloques (que en este trabajo serán bloque A, bloque norte y bloque B, bloque sur). La presencia de dicha falla provocó un análisis adicional, donde se identificó a qué bloque pertenece cada punto del volumen. El pozo también está seccionado por dicha falla.

Esta división se realizó con el propósito de evitar correlacionar propiedades de puntos que estén en distintos bloques, ya que por ser una falla la causante de esta separación, las capas a un lado y otro de la falla a la misma altura no deben ser las mismas y los valores de los parámetros no están correlacionados. En otras palabras, la matriz de correlación para un punto que se encuentra en el bloque A, presenta correlación cero con los valores que están en el bloque B, información que forma parte de la constitución de la matriz de covarianza del medio en las fórmulas (25-27).

Se estimaron los parámetros para la transformada petrofísica, fórmula (6), es decir las velocidades V_{mat} y V_{flu} , y las densidades ρ_{mat} y ρ_{flu} que caracterizan la matriz y el fluido. Para ello se desarrollaron los cálculos correspondientes utilizando un método de regresión no lineal. Los valores que se obtuvieron después de la regresión aplicada a los datos de los registros de pozo fueron, $V_{mat}=5728$ m/s, $V_{flu}=1622$ m/s, $\rho_{mat}=2953$ kg/m³, y $\rho_{flu}=1285$ kg/m³. La figura 1 muestra el conjunto de datos de registros de pozo usados para la regresión y la transformada petrofísica de la impedancia en función de la porosidad utilizada en la inversión.

Con esta caracterización concluida, se procedió a generar el modelo de porosidad e impedancia, a alta resolución vertical, que corresponde a la interpolación de los datos de registros de pozo. Se utilizó una distancia de correlación lateral de 600m en la función de covarianza espacial. La función de covarianza vertical para la porosidad logarítmica y para la desviación de la impedancia respecto a la impedancia predicha por la transformada petrofísica se modeló a partir de los datos del registro de pozos.

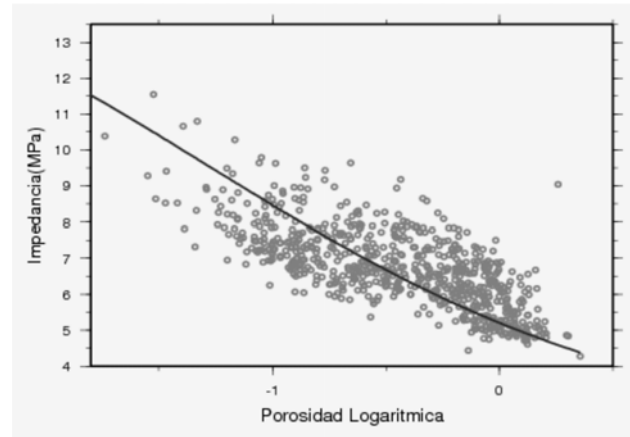


Figura 1. Gráfico cruzado de la impedancia acústica y la porosidad logarítmica. Línea negra representa la transformada de Wyllie con parámetros calibrados al pozo por regresión.

A partir del pozo, se extrajo la media de la porosidad logarítmica que resultó igual a -0.465, con una desviación estándar de 0.409; el otro valor que se calculó fue la desviación de la diferencia entre la impedancia observada y la impedancia predicha por la fórmula de Wyllie, cuyo valor fue 1.037 MPa. En la figura 2 se presentan los modelos de porosidad total y de impedancia, respectivamente, generados a partir de esta interpolación geoestadística; en estos modelos se puede notar que cuando la traza está cerca del pozo, el modelo es muy parecido al del pozo, mientras que más lejos tiende a la media previa de cada propiedad.

Tomando como modelo previo el resultado de la extrapolación geoestadística de los datos del pozo, el siguiente paso consistió en realizar la simulación de los datos, para lo cual se promediaron verticalmente las capas muestreadas a 1ms, mediante la fórmula (7), y se obtuvo la serie de impedancias equivalentes para las capas gruesas (6ms de espesor), con las que se calcularon los coeficientes de reflexión.

Con esta caracterización concluida, se procedió a generar el modelo de porosidad e impedancia, a alta resolución vertical, que corresponde a la interpolación de los datos de registros de pozo. Se utilizó una distancia de correlación lateral de 600m en la función de covarianza espacial. La función de covarianza vertical para la porosidad logarítmica y para la desviación de la impedancia respecto a la impedancia predicha por la transformada petrofísica se modeló a partir de los datos del registro de pozos.

A partir del pozo, se extrajo la media de la porosidad logarítmica que resultó igual a -0.465, con una desviación estándar de 0.409; el otro valor que se calculó fue la desviación de la diferencia entre la impedancia observada y la impedancia predicha por la fórmula de Wyllie, cuyo valor

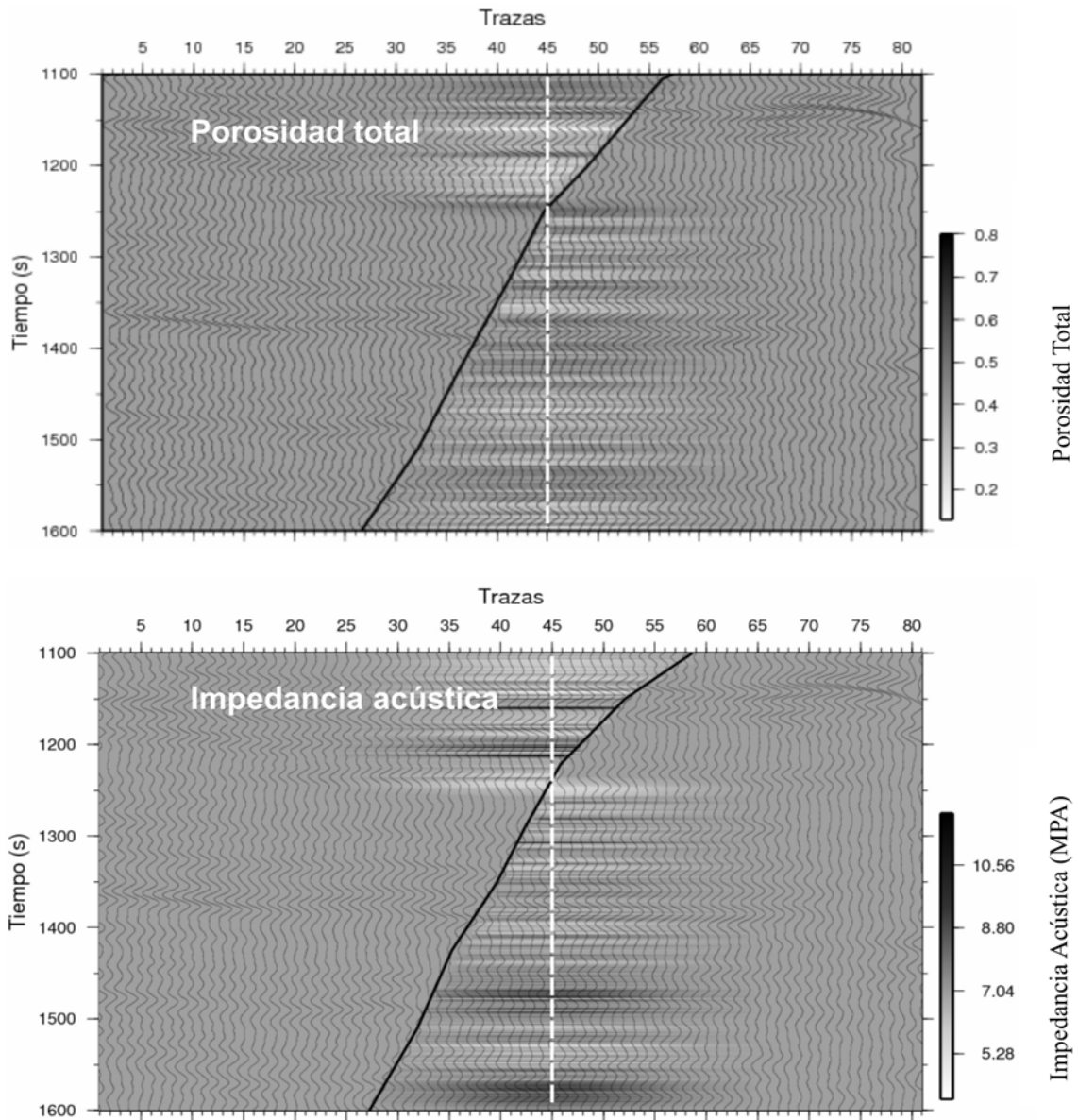


Figura 2. Secciones de porosidad total y de impedancia acústica (en tonos de grises) resultantes de la interpolación por Kriging de los datos de registros de pozo. Los datos del registro de pozo se superponen sobre el CDP 45 con la misma escala de grises que la propiedad correspondiente calculada con la inversión; la línea punteada blanca indica la posición del pozo. La línea negra gruesa indica la intersección de la sección con la superficie de falla. Las líneas de sombra muestran los datos sísmicos.

fue 1.037 MPa. En la figura 2 se presentan los modelos de porosidad total y de impedancia, respectivamente, generados a partir de esta interpolación geoestadística; en estos modelos se puede notar que cuando la traza está cerca del pozo, el modelo es muy parecido al del pozo, mientras que más lejos tiende a la media previa de cada propiedad.

Tomando como modelo previo el resultado de la extrapolación geoestadística de los datos del pozo, el siguiente paso consistió en realizar la simulación de los datos, para lo cual se promediaron verticalmente las capas

muestradas a 1ms, mediante la fórmula (7), y se obtuvo la serie de impedancias equivalentes para las capas gruesas (6ms de espesor), con las que se calcularon los coeficientes de reflexión.

Posteriormente se realizó la inversión de los datos, resolviendo iterativamente el sistema lineal descrito en la sección de metodología. En la inversión utilizamos una desviación tipo de los datos calculados respecto a los observados del uno por ciento. En la figura 3 mostramos los datos observados y los calculados a partir del modelo conjunto impedancia-porosidad resultante de la inversión,

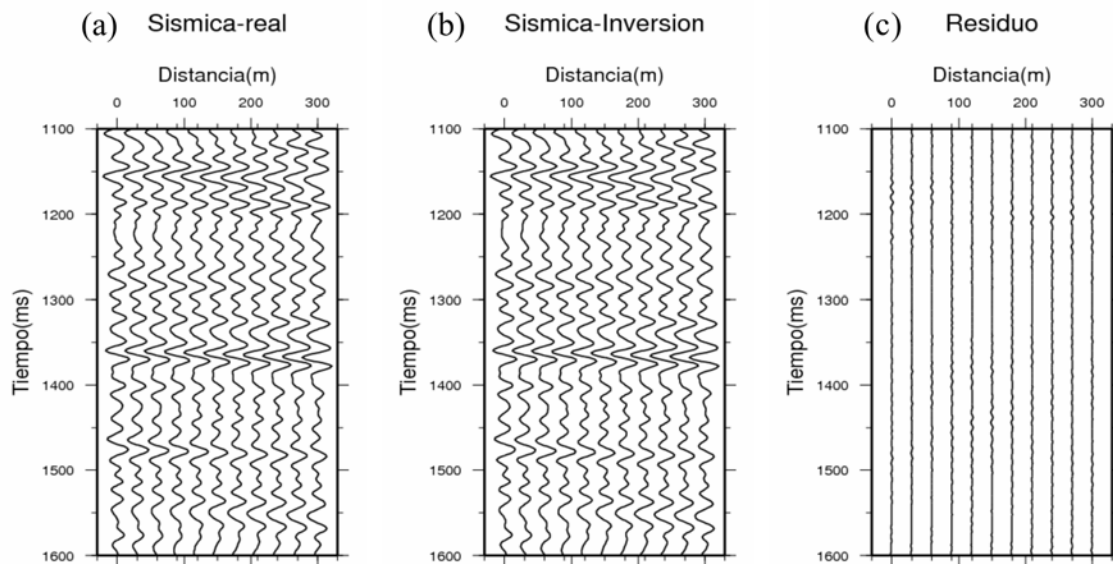


Figura 3. (a) Trazas sísmicas resultantes del apilamiento de los datos sísmicos registrados en campo.
 (b) Trazas sísmicas calculadas a partir del modelo de impedancias estimado mediante el proceso de inversión.
 (c) Diferencia entre las trazas sísmicas en los gráficos (a) y (b).

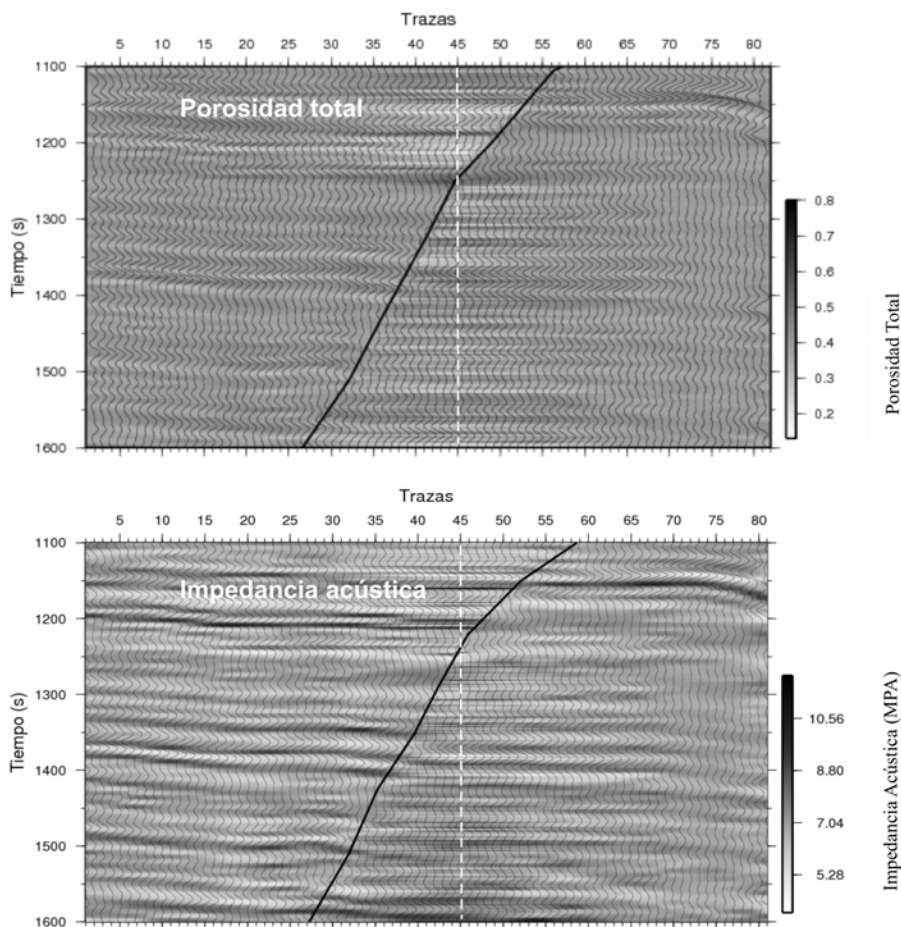


Figura 4. Secciones de porosidad total e impedancia acústica resultantes de la inversión geoestadística de las amplitudes sísmicas. Los datos del registro de pozo se superponen sobre el CDP 45 con la misma escala de grises que la propiedad correspondiente calculada con la inversión; la línea punteada blanca indica la posición del pozo.

La línea negra gruesa indica la intersección de la sección con la superficie de falla.

Las líneas de sombra muestran los datos sísmicos.

evidenciando que este modelo explica las observaciones sísmicas dentro del margen de error establecido.

En la figura 4a se presenta el resultado de la inversión para la porosidad total. En este gráfico se observa que existe buena correspondencia entre los valores predichos y los valores reales del pozo y que mantiene hasta la distancia de correlación una alta resolución vertical, superior a la correspondiente a la inversión sísmica lejos del pozo.

También se aprecia que la resolución alrededor de la falla varía según la posición del pozo respecto al bloque. Esto se debe a que la correlación lateral a través de bloques distintos es cero. Otra característica importante, es el predominio del tono de gris correspondiente a la media de los valores y que es más evidente en las zonas donde no existe correlación con el pozo; mientras que en las zonas cercanas al pozo, los valores son muchos más dispersos, gracias a que se resuelve una estructura más fina en la estratigrafía, generando así capas más contrastantes en el gráfico.

En la figura 4 se presenta, de igual manera, el resultado de la inversión para la impedancia acústica. En este gráfico se pueden apreciar los mismos rasgos mostrados en la figura para la sección de porosidad. También se muestra la descripción más suave de la impedancia, es decir, de menos resolución vertical, en las zonas donde no existe correlación con el pozo.

Comparando ambas imágenes se observa que presentan valores extremos en los mismos puntos, que al ser comparados a su vez con la sísmica, reflejan una buena correspondencia, lo que evidencia el buen funcionamiento de la técnica.

CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló una metodología para la inversión de amplitudes sísmicas que teniendo como base las técnicas de optimización genera, de forma iterativa, un modelo del subsuelo que cumple tanto con los datos sísmicos como con los registros de pozo. Con la técnica se estiman simultáneamente la porosidad y la impedancia del medio, descritas a una resolución vertical superior a la que proporciona una inversión sísmica convencional.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Petrobras Energía de Venezuela por la cooperación en este trabajo mediante el suministro de datos del área y participación de su personal. Igualmente agradecemos el apoyo del CDCH-UCV, a través del proyecto PG-08-00-5631-2004. Este trabajo se desarrolló en el marco del convenio de cooperación UCV-Petrobras.

REFERENCIAS

- BACKUS, M. (1962). Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering, *Journal of Geophysical Research*, 67, 4427.
- BOSCH, M. (2003). Inferencia estadística de porosidad e impedancia a partir de ondas sísmicas vía métodos de Monte Carlo y optimización. Trabajo de ascenso. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- BOSCH, M. (2004). The optimization approach to lithological tomography: Combining seismic data and petrophysics for porosity prediction, *Geophysics*, 69, 1272-1282.
- DEUTSCH, C. V. and A. G. JOURNAL (1998). *Geostatistical Software Library and User's Guide*, New York, USA, 363pp.
- HILTERMAN, F. J. (2001.). *Seismic amplitude interpretation: Geophysical Development Corporation*.
- TARANTOLA, A. (2005). *Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation: SIAM publications*, Philadelphia.