

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

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

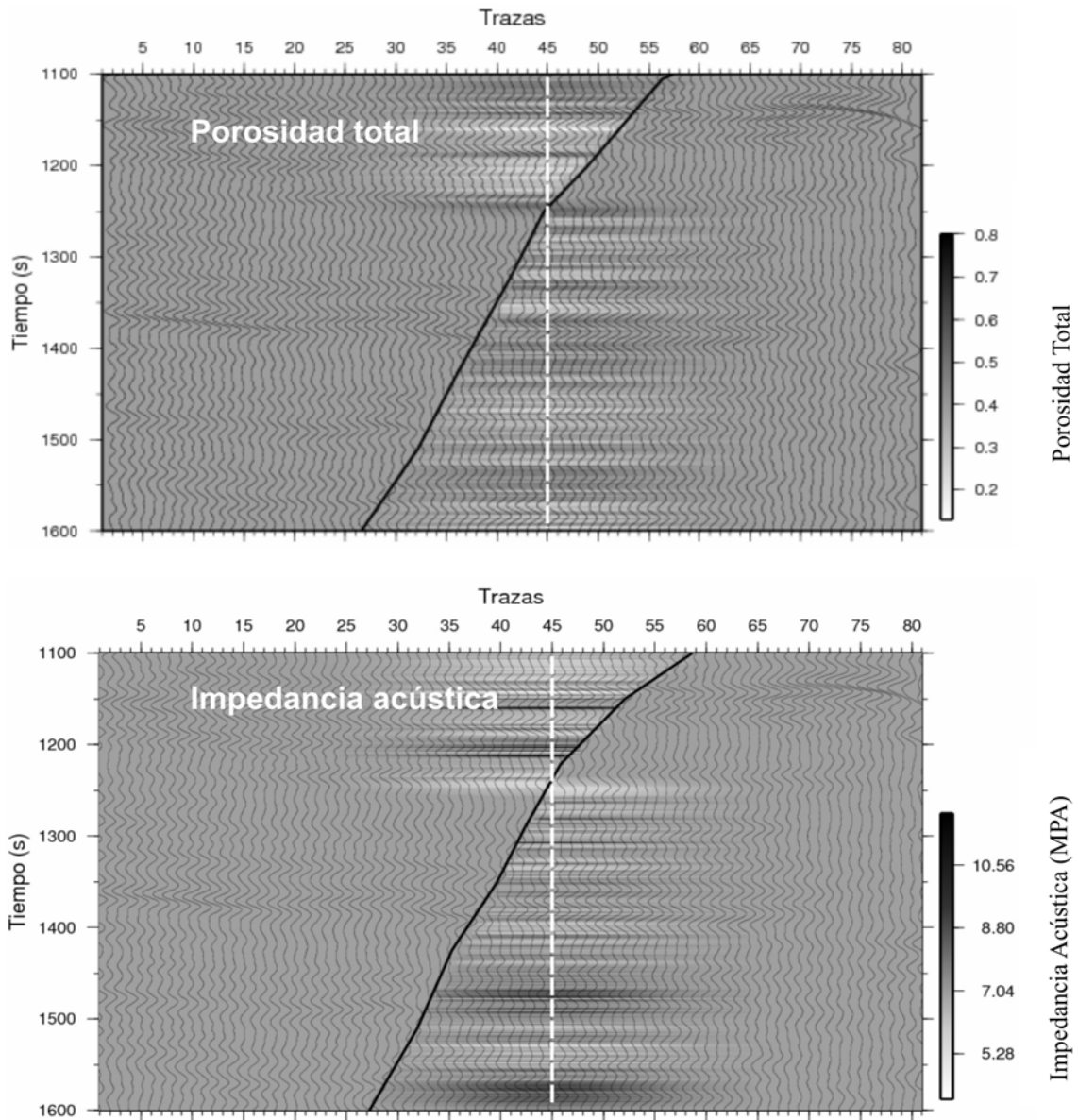


Figura 2. Secciones de porosidad total y de impedancia acústica (en tonos de grises) resultantes de la interpolación por Kriging de los datos de registros de pozo. Los datos del registro de pozo se superponen sobre el CDP 45 con la misma escala de grises que la propiedad correspondiente calculada con 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,

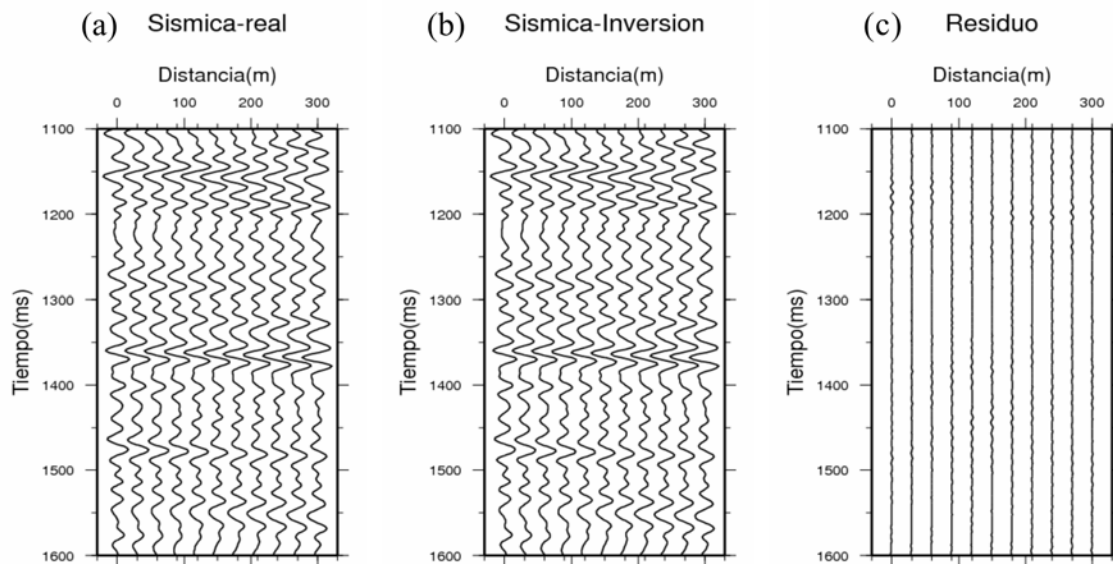


Figura 3. (a) Trazas sísmicas resultantes del apilamiento de los datos sísmicos registrados en campo.
 (b) Trazas sísmicas calculadas a partir del modelo de impedancias estimado mediante el proceso de inversión.
 (c) Diferencia entre las trazas sísmicas en los gráficos (a) y (b).

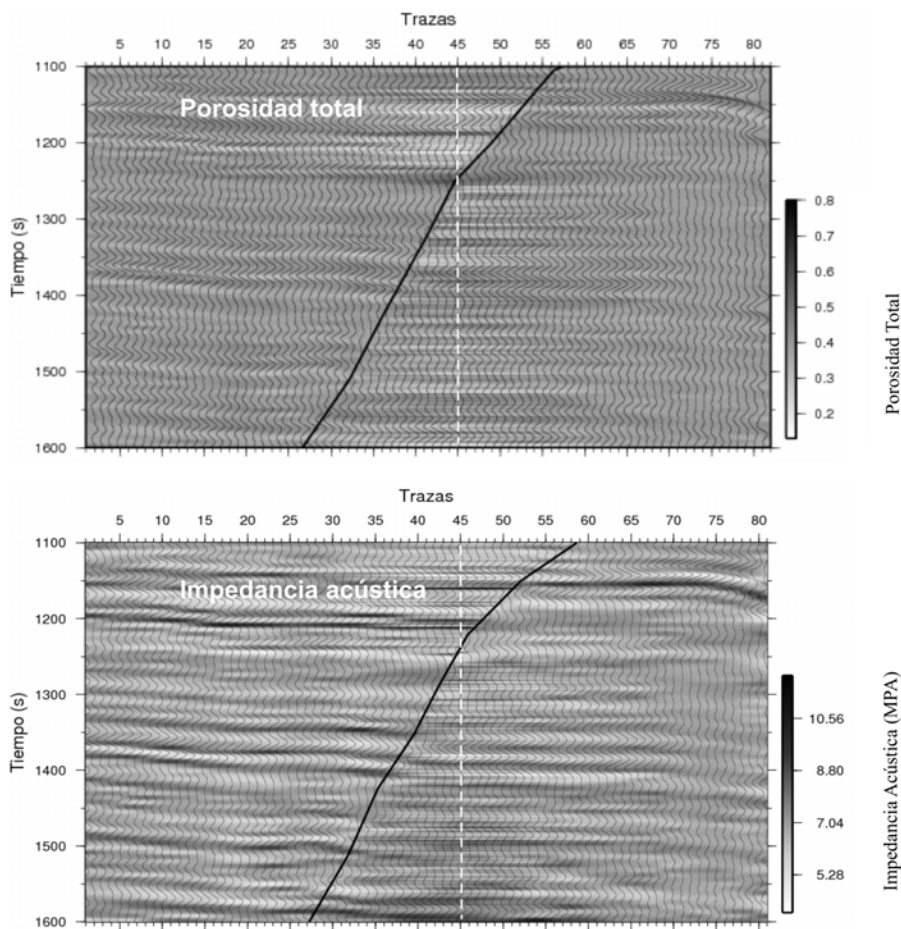


Figura 4. Secciones de porosidad total e impedancia acústica resultantes de la inversión geostatística de las amplitudes sísmicas. Los datos del registro de pozo se superponen sobre el CDP 45 con la misma escala de grises que la propiedad correspondiente calculada con la inversión; la línea punteada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