

La inversión sísmica y sus aplicaciones en la caracterización de yacimientos

Krishnakumar Narayanan Nair¹, Odd Kolbjornsen² y Arne Skorstad¹ revisan la inversión sísmica y proponen un modo más rápido y eficiente para estimar las propiedades elásticas y parámetros de probabilidad de facies utilizando los resultados de la inversión y a través de la incorporación de registros de facies.

Mientras que la inversión sísmica es exitosa en la estimación de propiedades elásticas a partir de datos sísmicos con una gran resolución vertical y niveles aceptables de ruido, la metodología de inversión Bayesiana es capaz de proporcionar una evaluación de la incertidumbre que aporta valor al geomodelizador.

El objetivo principal de este artículo será ilustrar la aplicación de los parámetros invertidos en la modelización de yacimientos. Los modelizadores de yacimientos a menudo utilizan atributos sísmicos de datos sísmicos de banda limitada como entrada para modelos de determinación de facies y modelos petrofísicos. Sin embargo, esos datos sísmicos de banda limitada no capturan la información de baja y alta frecuencia, debido al filtro de la tierra, y normalmente es difícil capturar los pequeños detalles de las propiedades del yacimiento.

La alternativa que se sugiere es utilizar las propiedades elásticas y los parámetros de probabilidad de facies para condicionar los modelos de propiedades para una mejor estimación volumétrica. El resultado serán modelos de yacimiento de mayor calidad y más apropiados. Además, los parámetros de probabilidad de facies generados utilizando la inversión pueden ayudar al geomodelizador a dirigir la simulación de facies.

Inversión geoestadística simultánea

Se asume que los datos sísmicos se generan como resultado de la convolución de trenes de ondas con la serie de reflectividad de la Tierra. Se considera que la serie de reflectividad es una función de las propiedades elásticas y, por tanto, el proceso inverso de estimar las propiedades elásticas de los datos sísmicos observados es conocido como modelización inversa.

Examinemos inicialmente la inversión geoestadística simultánea de los datos AVA (amplitud versus ángulo) y su aplicación a la modelización de yacimientos. Como parte del proceso, se pueden invertir simultáneamente múltiples apilamientos por ángulo a parámetros elásticos utilizando métodos geoestadísticos (Figura 1); en este caso, apilamientos por ángulo (apilamiento AVA con un ángulo común)

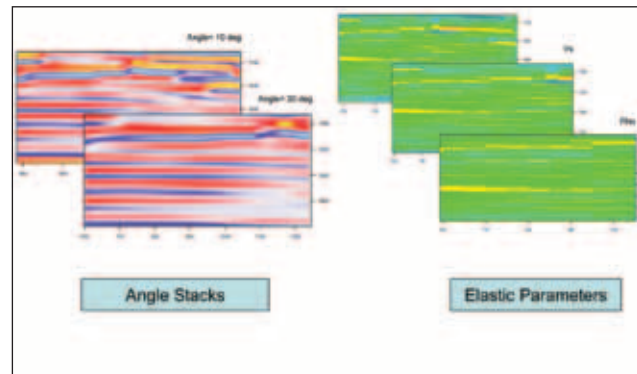


Figura 1 Apilamientos por ángulo y sus correspondientes parámetros elásticos invertidos.

Por ángulo (apilamiento AVA con un ángulo común) y parámetros elásticos invertidos. Para llevar a cabo la inversión de AVA, los datos sísmicos deben estar migrados en tiempo preapilamiento con los requisitos de los datos de entrada, incluyendo apilamientos por ángulo, trenes de onda, datos de registro de pozo con V_p , V_s , Densidad y registros TWT. El registro de facies no es necesario a no ser que la inversión se haga por probabilidades de facies.

Un modelo de velocidad es esencial para convertir los datos de dominio de tiempo al modelo cuadrículado de dominio de profundidad y hace falta una conversión de profundidad para que el modelizador del yacimiento integre los datos sísmicos con el modelo del yacimiento. Dado que los datos sísmicos carecen de contenido de baja frecuencia, es necesario un modelo de fondo para establecer los niveles apropiados de los parámetros elásticos en el volumen de inversión.

Metodología de inversión

La inversión sísmica es un proceso sofisticado de invertir los datos sísmicos a las propiedades elásticas del yacimiento. El objetivo de la inversión sísmica es realizar inferencias cuantitativas acerca de las propiedades elásticas del subsuelo de la Tierra a partir de observaciones remotas.

¹ Roxar Software Solutions, Emerson Process Management.

² Norwegian Computing Centre.

* Correo electrónico del autor: KrishnakumarNarayanan.Nair@Emerson.com

Modelización/Interpretación

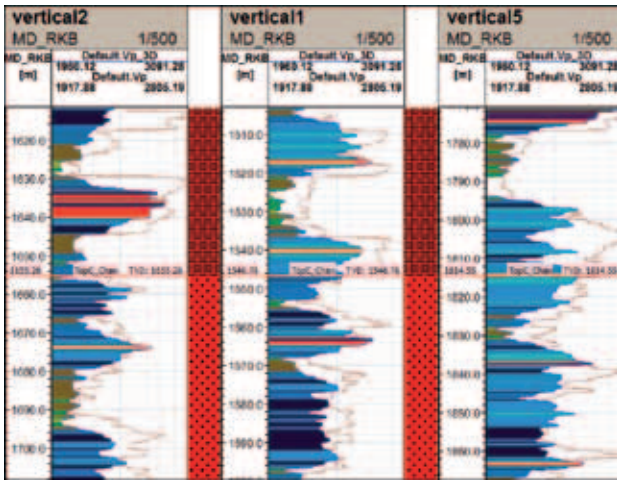


Figura 2 Comparación de los registros brutos de Vp (líneas discontinuas) con los registros de Vp extraídos del pozo a partir de parámetros 3D de Vp invertidos (líneas continuas).

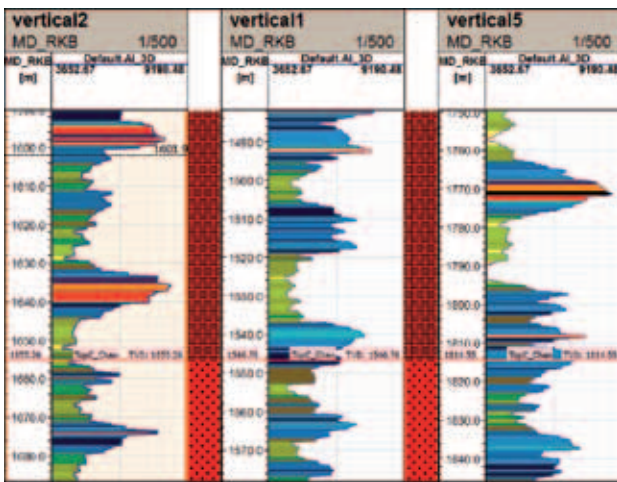


Figura 3 Registro extraído del parámetro invertido AI. La selección de horizonte se muestra como una línea roja.

Para un estudio de inversión disponemos de propiedades elásticas como la velocidad de la onda P, la velocidad de la onda S y la densidad a partir del registro de pozo. Se pueden utilizar transformaciones de registro de las propiedades elásticas para alcanzar una relación lineal entre las propiedades elásticas (m) y los datos sísmicos AVA (d). Los datos sísmicos se pueden representar mediante la relación linealizada convolucional de Zoeppritz $d = WADm + e$ (ver por ejemplo Buland et al., 2003). El término W corresponde a la convolución de un tren de ondas, A corresponde a los coeficientes linealizados de Zoeppritz, D es una matriz de diferenciación y e indica los errores de las observaciones.

Los desarrollos recientes muestran que la inversión Bayesiana es la opción preferida para realizar la inversión sísmica geoestadística.

En la inversión Bayesiana las propiedades elásticas se asignan a un modelo previo de probabilidad $p(m)$ y los

datos sísmicos AVA se pueden representar mediante un modelo de posibilidad $p(d|m)$. La solución final en la inversión Bayesiana es el modelo posterior de probabilidad $p(m|d)$. Las hipótesis gaussianas en los modelos previo y de posibilidad proporcionan una tratabilidad analítica a la inversión (ver Buland et al., 2003).

Como se ha mencionado antes, los datos sísmicos tienen una limitación de banda como resultado de la convolución del tren de ondas y carecen de contenido de baja frecuencia. Por tanto, es necesario capturar la información de baja frecuencia de una fuente diferente y añadirlo a los datos sísmicos invertidos. Para ello, es útil una aproximación Bayesiana para obtener un resultado de inversión apropiado con el uso de información previa de los datos de registro. Esto requiere una estimación del modelo de fondo y la estimación de la estructura de dependencia espacial mediante la correlación espacial.

Para crear un modelo de fondo el primer paso es estimar la tendencia vertical de los registros de pozo. Antes de estimar las tendencias verticales, es obligatorio revisar el alineamiento de los pozos. Si están disponibles las superficies de tiempo, pueden utilizarse para controlar el alineamiento. También es importante que el alineamiento refleje la estructura de correlación (depósito/compactación).

La extracción de la tendencia comienza calculando el valor promedio de registro de cada capa. Este promedio se calcula para los registros de pozo Vp, Vs y Rho y está basado en todos los pozos disponibles. Cuando el volumen de inversión ha sido rellenado con la tendencia vertical temporal, puede ser filtrado a bajas frecuencias que están ausentes en los datos sísmicos. Se utiliza el kriging para asegurar que el modelo de fondo coincide con los datos de pozo. Idealmente, el modelo de fondo debería ser lo más suave posible.

Como sucede con el modelo anterior para los parámetros elásticos, una matriz de covarianza de error dependiente del tiempo completo colapsa en una matriz de covarianza de ruido, un vector de correlación lateral y un vector de correlación temporal. La correlación lateral normalmente es difícil de estimar y una posibilidad es hacerla igual a aquella de los parámetros elásticos. La correlación temporal se puede estimar parcialmente de los análisis de conexión de pozos.

Se puede encontrar una estimación del ruido generando datos sísmicos sintéticos utilizando las ondas desplazadas óptimamente en cada pozo y sacándolas de los datos sísmicos. La parte restante puede asumirse que es ruido y podemos medir la energía del ruido a partir de ella. La correlación entre los ruidos en diferentes apilados por ángulo es difícil de estimar, pero puede incluirse a través de un modelo paramétrico.

Se pueden estimar los trenes de onda en las ubicaciones de pozo, donde obtenemos los coeficientes de reflexión de los registros de pozo. La ecuación de convolución sísmica estándar se puede escribir como $d = v*c + a$, donde d son

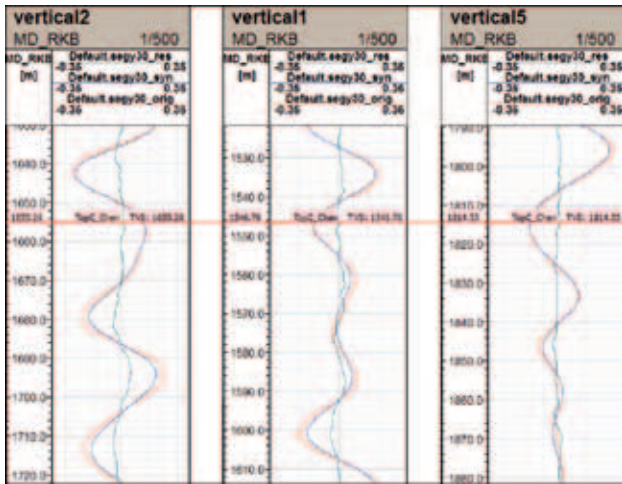


Figura 4 Sísmica original (curva roja), sísmica sintética (curva azul) y residual (curva verde). Nótese la coincidencia de la sísmica original y la sintética obtenida de la inversión.

los datos de amplitud sísmica, w es el tren de ondas, c los coeficientes de reflexión y e es el ruido.

Estos se transferirán al dominio de Fourier y se multiplicarán por los coeficientes de reflexión. La resolución de esto en el dominio de frecuencia es inestable, por lo que es recomendable realizar un suavizado. Esto es posible volviendo a transformarlos al dominio de tiempo, multiplicando por el taper Papoulis y después volviéndolos a transformar al dominio de frecuencia (White, R.E., y Simm, R., 1998).

Resultados de la inversión

En la terminología Bayesiana el modelo posterior corresponde a la combinación de bajas frecuencias de los registros y frecuencias intermedias de los datos sísmicos invertidos. Los resultados pueden ser V_p , V_s , densidad y los parámetros derivados como V_p/V_s , IA (impedancia acústica), IC (impedancia de cizalla), λ Rho, μ Rho, coeficiente de Poisson, etc. La Figura 2, por ejemplo, muestra la comparación de los registros brutos de V_p (líneas discontinuas) con registros V_p obtenidos a lo largo del pozo a partir del parámetro V_p invertido 3D (líneas continuas). La Figura 3 muestra el registro extraído del parámetro IA invertido. Los registros brutos se pueden comparar con los registros extraídos de los parámetros invertidos para comprobar la calidad de los resultados.

Otro método para comprobar la calidad de los resultados es comparar los datos sísmicos sintéticos y originales o comprobar el residual generado de esos dos conjuntos de datos, tal y como muestra la Figura 4. Aquí, uno puede ver la sísmica original (curva roja), la sísmica sintética (curva azul) y el residual (curva verde), con la coincidencia de la sísmica original y la sintética obtenida de la inversión. La aproximación Bayesiana incluye tanto inversión determinista como estocástica. La inversión determinista está representada por

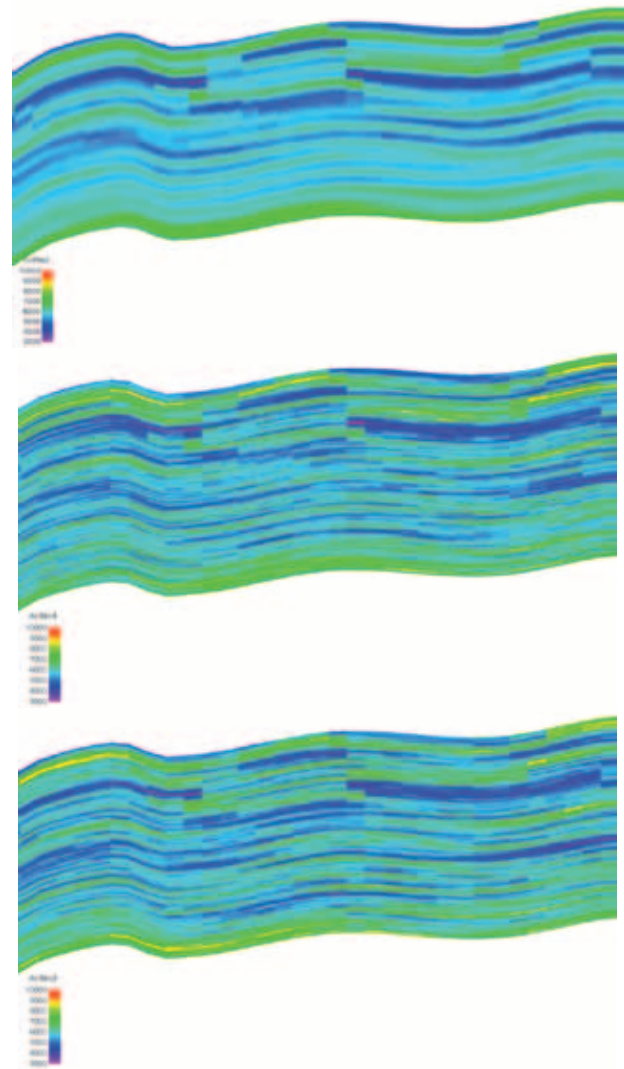


Figura 5 Beneficios de la simulación estocástica en comparación con la predicción. Nótese la buena resolución de los parámetros simulados (simulación-1 y simulación-2) en comparación con el predicho.

la media posterior y es más suave que la simulación estocástica (Figura 5). La simulación puede capturar pequeños detalles de las propiedades elásticas, pero la solución no es única y, por lo tanto, deben utilizarse múltiples simulaciones

Aplicación de la inversión en la modelización de yacimientos

Entonces, ¿cómo puede aplicarse la inversión sísmica a la modelización de yacimientos? Los resultados de la inversión sísmica pueden proporcionar mejores estimaciones volumétricas que la utilización de atributos sísmicos derivados de datos sísmicos de banda limitada. El motivo de esto es que las propiedades elásticas están más estrechamente relacionadas con las propiedades del yacimiento para predecir la litología y la saturación de los fluidos. Es más, la inversión

Modelización/Interpretación

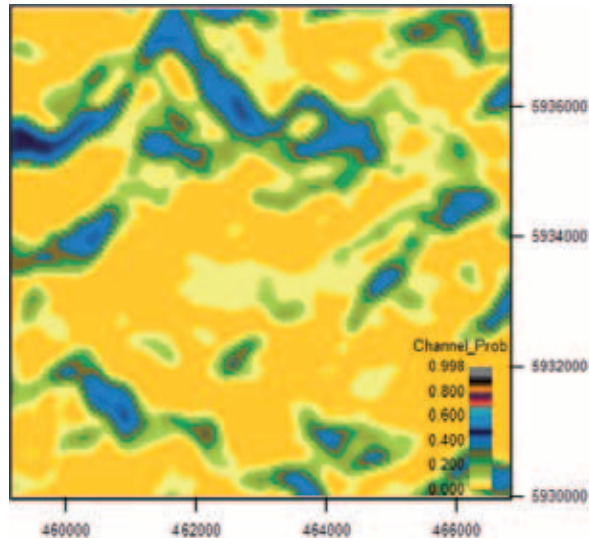


Figura 6 Parámetro de probabilidad de facies derivado de la inversión, revelando algunas formas canalizadas predominantemente este-oeste.

sísmica Bayesiana utiliza los datos de registro del pozo para evaluar la variabilidad residual de los parámetros invertidos y aumentar la resolución cerca de los pozos.

Los parámetros de probabilidad de facies, como un resultado de la inversión, pueden ayudar a los modelizadores de yacimientos en el condicionamiento de los modelos de facies. La Figura 6 ilustra un parámetro de probabilidad derivado de la inversión. Este parámetro es adecuado para el condicionamiento con un amplio rango de métodos de modelización de facies y es útil para fines de control de calidad. De manera similar, las propiedades petrofísicas como la porosidad, la permeabilidad o la saturación de agua también se pueden obtener mediante las propiedades elásticas invertidas condicionadas.

La ventaja de utilizar datos sísmicos 3D reside en el hecho de que cubren a fondo el área de interés. Permiten al modelizador de yacimientos simular la litología y las propiedades petrofísicas más allá de las ubicaciones de pozo con mayor precisión. La precisión también puede mejorarse con la calibración de los datos sísmicos a la información observada en los pozos.

Los geocientíficos son necesarios para asegurar que la conversión de tiempo a profundidad y la conexión sísmica de los pozos se ha realizado con precisión. Para ello, los datos sísmicos invertidos pueden orientar la distribución de las propiedades petrofísicas como la porosidad o la saturación de agua. La calibración de la información sísmica a menudo es difícil por diversas razones, como la diferencia de escala entre el tamaño de celda de la cuadrícula de modelización sísmica y los datos de pozo y la incapacidad de los datos sísmicos de discriminar claramente entre las variaciones petrofísicas del yacimiento.

Estos problemas pueden anularse en cierta medida con la utilización de información previa procedente de registros de

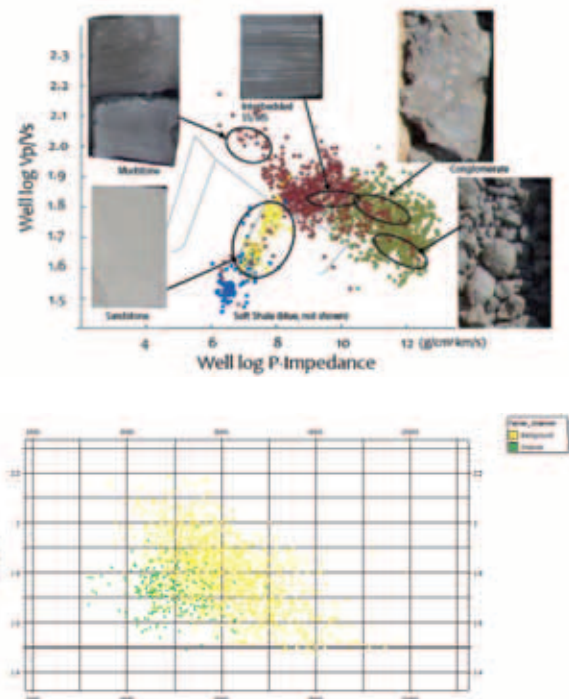


Figura 7 (Arriba) Gráfico de Vp/Vs versus impedancia acústica que muestra la separación de las categorías de facies en los registros. Hay un modelo de la física de la roca superpuesto como referencia (Stright et al., 2009). Debajo también hay un ejemplo parecido.

pozo en la inversión. Con la modelización de yacimientos, el objetivo de la inversión es extraer propiedades acústicas que están en gran medida relacionadas con las propiedades de la roca a partir de datos sísmicos brutos, siendo el objetivo final de la inversión limitar la distribución de propiedades en el modelo del yacimiento. La Figura 7 ilustra esto con la separación de categorías de facies en los registros, con un modelo de física de la roca superpuesto como referencia (Stright et al., 2009).

Las facies geológicas son los parámetros clave cuando llevamos a cabo la modelización de un yacimiento. Esto es crítico cuando la relación de la porosidad frente a la permeabilidad varía según el tipo de facies y, por ello, una clara comprensión de la variabilidad de facies se vuelve un prerequisite antes de intentar hacer cualquier distribución de porosidad-permeabilidad. La generación de modelos geológicos tan complejos es especialmente importante en el caso de yacimientos de areniscas fluviales de baja porosidad y baja permeabilidad, para describir adecuadamente su arquitectura interna.

Otro reto es determinar el mejor modo de incorporar las estimaciones basadas en sísmica de baja resolución para condicionar los modelos geológicos a la escala del pozo. Una posibilidad es utilizar directamente el volumen IA invertido (bajas frecuencias del modelo anterior y frecuencias sísmicas de los datos AVA de entrada) y simular conjuntamente las

Modelización/Interpretación

porosidades fuera de los pozos en 3D, proporcionando así detalles adicionales de la arquitectura del yacimiento al modelo geológico. En este sentido, la porosidad se puede modelizar estocásticamente utilizando la transformación rápida de Fourier con el IA derivado de la inversión sísmica como datos de restricción suave. Los datos de registro de pozo rellenan el hueco donde los datos disponibles carecen de resolución.

A diferencia de las aproximaciones utilizadas normalmente para extraer las probabilidades de facies de los registros cruzados de atributos sísmicos, nuestra aproximación genera parámetros 3D de probabilidad de facies utilizando datos sísmicos invertidos y registros de pozo.

Conclusiones

La inversión sísmica simultánea es una forma sólida de extraer propiedades elásticas de múltiples apilados por ángulo. Recientemente, la inversión ha surgido como una técnica ampliamente utilizada para incorporar los datos sísmicos a los flujos de trabajo de modelización de yacimientos.

Es más, los datos preapilado se han utilizado ampliamente para estudiar el efecto AVA en los datos adquiridos.

La gran información de frecuencia obtenida en los pozos proporciona información que no se puede recuperar

únicamente de los datos sísmicos y permite la cuantificación de la incertidumbre de los datos, la cual es mayor conforme aumenta la distancia a los pozos.

Utilizar esta información conducirá a modelos de yacimiento y cálculos volumétricos más precisos y de mejor calidad. Los parámetros de salida obtenidos de la inversión se pueden utilizar para condicionar los modelos de propiedades. En concreto, la estimación directa de las probabilidades de facies a partir de los datos sísmicos simplifica el procedimiento de modelización y conecta los datos sísmicos en el dominio de tiempo con la geomodelización realizada en el dominio de profundidad.

References

- Buland, A., Kolbjornsen, O. and Omre, H. [2003] Rapid Spatially Coupled AVO Inversion in the Fourier Domain. *Geophysics*, 68(1), 824–836.
- Stright, L., Bernhardt, A. and Boucher, A. [In preparation] Geostatistically modelling topographically-controlled deposition of sub-seismic scale sandstone packages within a mass transport dominated deep-water channel belt. *Mathematical Geosciences*.
- White, R.E., Simm, R. and Xu, S. [1998] Well tie, fluid substitution and AVO modelling - a North Sea example. *Geophysical Prospecting* 46, 323–346.