

Multi-Attribute Well Interpolator y Constraint Sparse Spike Inversion: dos métodos basados en inversión de datos como una solución para la ausencia de frecuencias sísmicas bajas

Erik Camacho Ramirez
Petróleos Mexicanos,

Artículo recibido en junio de 2022-revisado-evaluado y aceptado en diciembre de 2022-

Resumen

El método de inversión sísmica es ampliamente utilizado en la industria petrolera para la caracterización de yacimientos petroleros, su enfoque principal está basado en la estimación de las propiedades petrofísicas del subsuelo a partir de mediciones realizadas en superficie. Estas mediciones presentan limitantes relacionadas a tres factores principales: el contenido de frecuencia, la resolución vertical-lateral y la relación señal-ruido, los cuales, al ser manejados de manera efectiva, permiten obtener un espectro de ancho de banda con la suficiente resolución para representar las imágenes del subsuelo.

En este trabajo, se atiende la limitante más común al trabajar con datos de sísmica terrestre, la ausencia de contenido de bajas frecuencias, la cual genera incertidumbre durante el modelado de parámetros petro-elásticos en procesos de inversión sísmica. La solución propuesta se enfoca en la aplicación de dos procesos: *multi attributes well interpolator* y *constrained sparse spike inversion*, cuyo objetivo principal es generar un modelo robusto de bajas frecuencias mediante la incorporación de información a priori y en segundo plano, obtener el máximo provecho de la información dentro del ancho de banda sísmico para reducir la incertidumbre en los resultados del proceso de inversión sísmica.

La implementación muestra consistencia con la geología del subsuelo e información de pozos, además de permitir interpretar los datos con mayor certidumbre para la correcta identificación y caracterización de yacimientos.

Palabras clave: Inversión sísmica, frecuencias bajas, multiatributos.

Multiattribute well interpolator and constraint sparse spike inversion: two methods based on data inversion as a solution to the absence of low seismic frequencies

Abstract

The method of seismic inversion is widely used in the oil industry for the characterization of petroleum reservoirs, its main approach is based on estimating the petrophysical properties of the subsoil by surface measurements. These measurements have disadvantages related to three main factors: poor frequency content, low vertical and lateral seismic resolution, and low signal-to-noise ratio, whose effective resolution, allow us a spectrum of bandwidth with enough resolution to represent the image of the subsoil.

In this work, we offer a solution to the most common disadvantage when working with onshore seismic, in reference to the absence of low frequencies, which gives uncertainty during the modeling of petroelastic parameters related to seismic

inversion processes. The proposed solution focuses on the application of two processes: multiattributes well interpolator and constraint sparse spike inversion, whose main objectives are to provide a robust model of low frequency and, derive the maximum benefit from the information contained in the seismic bandwidth to reduce the uncertainty of seismic inversion results.

This implementation shows consistency both with the geology of the subsoil and with the information of the well, also allows the interpretation of the data with greater certainty for the correct characterization and identification of the reservoir.

Keywords: Seismic inversion, low frequencies, multiattributes.

Introducción

La inversión sísmica es un procedimiento que ayuda a extraer modelos del subsuelo de las características físicas de las rocas y fluidos a partir de datos de pozo y sísmica de reflexión. En la industria petrolera, las técnicas de inversión han sido ampliamente utilizadas como una herramienta para localizar estratos con hidrocarburo en el subsuelo ([Chatterjee et al, 2013](#); [Binode et al, 2019](#)).

Existen tres problemas principales en todo proceso de inversión sísmica:

- El primero está relacionado a la naturaleza de banda limitada del dato sísmico, lo cual significa que los datos no tienen una componente de baja y alta frecuencia. Los datos sísmicos generalmente tienen frecuencias entre 10-80 Hz. Las bajas frecuencias en los modelos de impedancia de salida en una inversión están dominadas por las bajas frecuencias del modelo de impedancias inicial, el cual normalmente es interpolado y extrapolado a partir de información de pozos ([Cooke and Cant, 2010](#)).
- El segundo problema es el uso de una ondícula sísmica, de la teoría de convolución se utiliza una ondícula para generar datos sintéticos y por tanto, la precisión en la estimación de la ondícula es crítica para obtener buenos resultados en la inversión ([Russell, 1988.](#), [Maurya and Singh, 2018](#)).
- El tercer y más importante, es el problema de la no unicidad en la solución; puede existir más de una solución para el mismo problema y para reducir el número de soluciones se requieren otras restricciones que unan los resultados de inversión sísmica. Estas restricciones pueden ser información geológica a priori, modelos a priori estocásticos, datos de registros pozo, etcétera.

En este trabajo se proporcionan dos alternativas con solución a los problemas de la no unicidad y de la banda limitada: Primero, se aplica el método de inversión sísmica *CSSI (Constraint Sparse Spike Inversion)* cuya ventaja radica en la posibilidad de producir versiones de impedancias relativas (no se agrega ninguna información de pozos relacionada a bajas frecuencias) y absolutas (se añaden bajas frecuencias de registros de pozos) y segundo, se aplica el proceso nombrado *MAWI (Multi Atributes Well Interpolator)* el cual auxilia en la construcción del modelo de baja frecuencia mediante el uso de atributos sísmicos físicos e información de pozos. Un excelente ejemplo para ver el alcance del *MAWI* y su comparativa con otros métodos, se puede encontrar en [Hampson., et al \(2001\)](#).

Con lo anterior, se obtienen buenos resultados de inversión sísmica en tres direcciones:

1. Incrementando el grado de certidumbre en el modelo de bajas frecuencias aplicando *MAWI*
2. Obteniendo consistencia con la información de pozos no involucrados en el proceso de inversión (buena predicción para pozos ciegos) aplicando *CSSI*.
3. Atenuando el problema de no unicidad al implementar el *MAWI* como complemento a la *CSSI*.

Finalmente, la reducción de incertidumbre en el proceso de interpretación se logra integrando los resultados de parámetros petro-elásticos, en particular impedancia P y relación V_p/V_s , tanto en términos relativos como absolutos. Los volúmenes de impedancia relativos permiten hacer una interpretación aislando la contribución del modelo de bajas frecuencias, solo dejando la contribución del ancho de banda sísmico, y los volúmenes absolutos se usan para la identificación de zonas con potencial de yacimientos.

Métodos

Constraint Sparse Spike Inversion

CSSI es un método que tiene sus orígenes en 1980 (Zhang et al., 2016) y en el cual se hace la suposición que la reflectividad de la tierra está compuesta de picos largos con pequeños picos internos (*background*). Litológicamente, estos picos largos al ser muy distinguibles y corresponder a las principales discontinuidades, permite al método enfocarse en su detección y discriminar los picos cortos (Maurya et al., 2020, p. 64).

El método es similar al basado en modelos (Cooke and Cant, 2010; Pereira, 2010, p. 405), donde uno asume un modelo simple de reflectividad de la tierra y calcula la traza sísmica sintética mediante la convolución de una ondícula sintética extraída, para posteriormente estimar el error entre la sísmica sintética y los datos sísmicos reales, el cual puede ser minimizado al agregar mayor número de picos en la serie reflectiva (Debye and Riel, 1990). La Figura 1 muestra el flujo de CSSI.

1. Utilizar la deconvolución de máxima probabilidad para obtener una secuencia de coeficientes de reflexión esparcidos. La deconvolución de máxima probabilidad se utiliza para invertir los coeficientes de reflexión (CR) y la función objetivo mínima es obtenida de la siguiente forma:

$$J = \frac{1}{R^2} \sum_{k=1}^L r^2(k) + \frac{1}{N^2} \sum_{k=1}^L n^2(k) - 2M \ln(\lambda) - 2(L - M) \ln(1 - \lambda) \quad (1)$$

Donde R^2 y N^2 son los valores de media cuadrática de los coeficientes de reflexión y del ruido, $r^2(k)$ y $n^2(k)$ representan los coeficientes de reflexión y el ruido del K_{esimo} punto muestra, M representa la capa de reflexión, L el número total de muestras y λ indica el posible valor para determinado coeficiente de reflexión.

El método impone como condición que las soluciones deben ser del tipo *sparse-spike*, o sea una sucesión poco densa de coeficientes de reflexión, lo cual ayuda a limitar el número de soluciones y se enfoca a resolver el problema de no-unicidad (Pérez and Velis, 2010).

Cuando *sparse spike inversion* es restringido (*constrained*) por un modelo de bajas frecuencias derivado de impedancias acústicas de registros de pozo de modelos geológicos (*framework*), se define como una inversión basada en modelo (Russell, 1988, p.8-1).

El modelo de bajas frecuencias es importante para el proceso de inversión (Ray and Chopra, 2016) y a la hora de incorporarlo en el proceso, se debe definir una frecuencia de transición por debajo de la cual la información en la inversión será proporcionada por el modelo. El modelo se puede calcular usando registros de un solo pozo o varios, dependiendo de la disponibilidad.

Por otro lado, dándole el argumento matemático, podemos dividir al método CSSI en tres pasos:

De acuerdo con esta función objetivo, se asume la posición de los coeficientes de reflexión y se evalúa su magnitud. Después de que es repetida la iteración, la posición y magnitud de los CR, es modificada hasta que el error cumple con el criterio del radio mínimo de probabilidad, lo cual se logra al terminar una deconvolución y obtener la distribución de los CR.

2. Cálculo de una Impedancia de ancho de banda inicial con base en los resultados de la inversión de los CR. Si $r(i)$ es el CR obtenido en la deconvolución de máxima probabilidad, la impedancia está dada por:

$$Z(i) = Z(i - 1) \frac{1 + r(i)}{1 - r(i)} \quad (2)$$

Donde $z(i)$ es la impedancia de la $i_{ésima}$ capa y $r(i)$ el coeficiente de reflexión de la $i_{ésima}$ capa.

- Inversión de la impedancia de onda bajo condiciones de restricción.
Inversión de pulso esparcido restringido de cada ajuste de acuerdo con la impedancia de onda inicial para calcular la función objetivo, incluyendo el ajuste del coeficiente de reflexión. La optima función objetivo como función del error mínimo calculado es:

$$objf = \sum |r_i|^p + \lambda^q (d_i - s)^q + \alpha^2 \sum (t_i - z_i)^2 \quad (3)$$

Donde $objf$ es la función objetivo, r_i es el coeficiente de reflexión, λ es el coeficiente de ajuste sísmico, d_i es el dato sísmico, s es el dato sísmico sintético, α es la tendencia del coeficiente de ajuste, t_i es la tendencia definida por el usuario y z_i es el control de impedancia de onda definido por el usuario. Los valores predeterminados para p y q son 1 y 2 respectivamente.

Específicamente, el primero es la suma lineal aproximada del valor absoluto del CR, el segundo es la suma de la varianza de la traza sísmica original y sísmica sintética, el tercero es la compensación de las tendencias definidas por el usuario y la tendencia de coordinación de impedancia (Zhang et al., 2016).

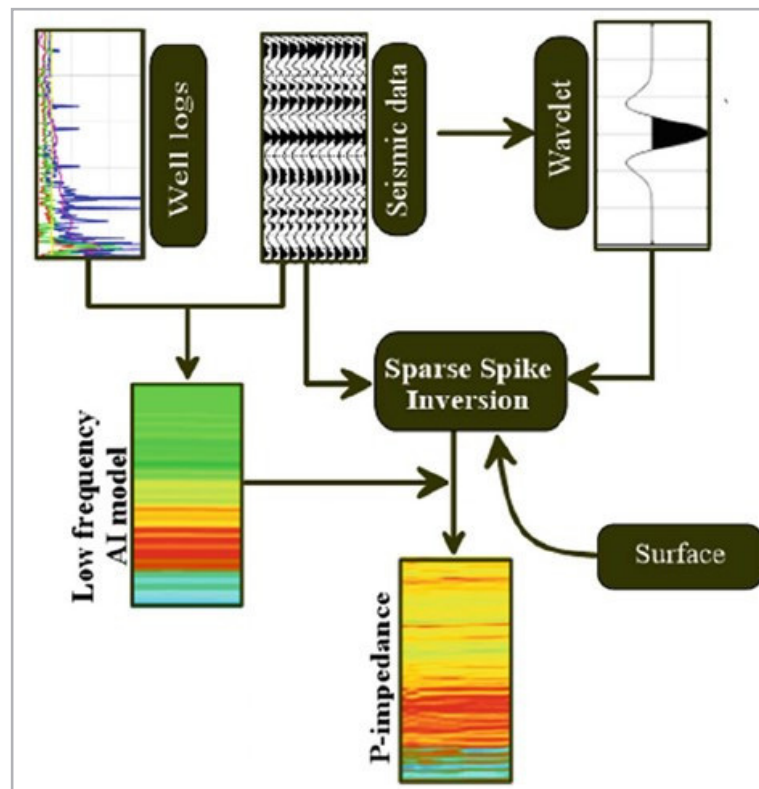


Figura 1. Flujo del método *sparse spike inversión*, (Maurya et al. 2020).

Como se puede observar, para *sparse spike inversion*, en la primera iteración, no se toma en cuenta el modelo, aislándolo de la contribución de la sísmica, lo cual se llama inversión relativa, que estará libre de las imprecisiones del modelo de entrada. En la inversión final, se incorpora el modelo y con ello se logra un mejor ajuste. La inversión de impedancia relativa solo refiere a la transformación de la impedancia de amplitudes sísmicas donde la estructura básica de impedancia no es añadida. La impedancia relativa permite interpretar unidades de reflexión de isocronía como espesores de formación individuales correlacionables con registros de pozo ([Chopra et al., 2009](#)).

Un punto relevante, es que en el enfoque de picos dispersos (*sparse spikes*) cuando se invierte en las ubicaciones de pozo, el algoritmo no toma en cuenta el registro de impedancia. Solo las restricciones (*constraints*) del usuario y la configuración de la función objetivo controlan la salida, dejándola libre para que no coincida con los registros. Con base en esto, se deduce que comparar la inversión relativa y los registros de impedancia de banda limitada será una herramienta de control de calidad muy poderosa. El corolario es que la adición de más registros al proyecto de inversión aumenta la confianza en el resultado en vez de solo copiar su respuesta ([Pendrel, 2001](#)).

Hasta aquí se puede concluir y resaltar dos puntos importantes relacionados a CSSI: 1. Las restricciones del modelo de bajas frecuencias tienen un peso importante

durante el proceso al ser independientes de los registros de pozo (impedancias) y 2. Paralelamente, es posible obtener una impedancia en términos relativos, con lo cual se disminuye la incertidumbre debida al sesgo ocasionado por el modelo de baja frecuencia.

Multi Attributes Well Interpolator

Este método utiliza una regresión lineal multi-variable, que es una extensión de una regresión lineal simple a M variables. Esencialmente lo que se hace es usar M atributos sísmicos para predecir registros de pozo, este proceso se hace determinando pesos que, al ser multiplicados por un conjunto de valores de los atributos, da resultados cercanos a los registros de pozo en un sentido de mínimos cuadrados ([Hampson et al., 2001](#)). El resultado genera un volumen 3D de datos de propiedades (por ejemplo, parámetros petrol-elásticos) dentro de un modelo sólido (*framework*) que pueden ser usados en procesos de inversión sísmica como modelos de baja frecuencia ([Ray and Chopra, 2016](#)).

Una ventaja del método radica en que para cualquier transformación derivada del multiatributo, la medida de ejecución es sometida a validación cruzada, lo cual sistemáticamente remueve los pozos del análisis y mide el error de la predicción para ellos, lo cual genera un óptimo entrenamiento y validación de los datos. La **Figura 2** muestra el flujo asociado al MAWI.

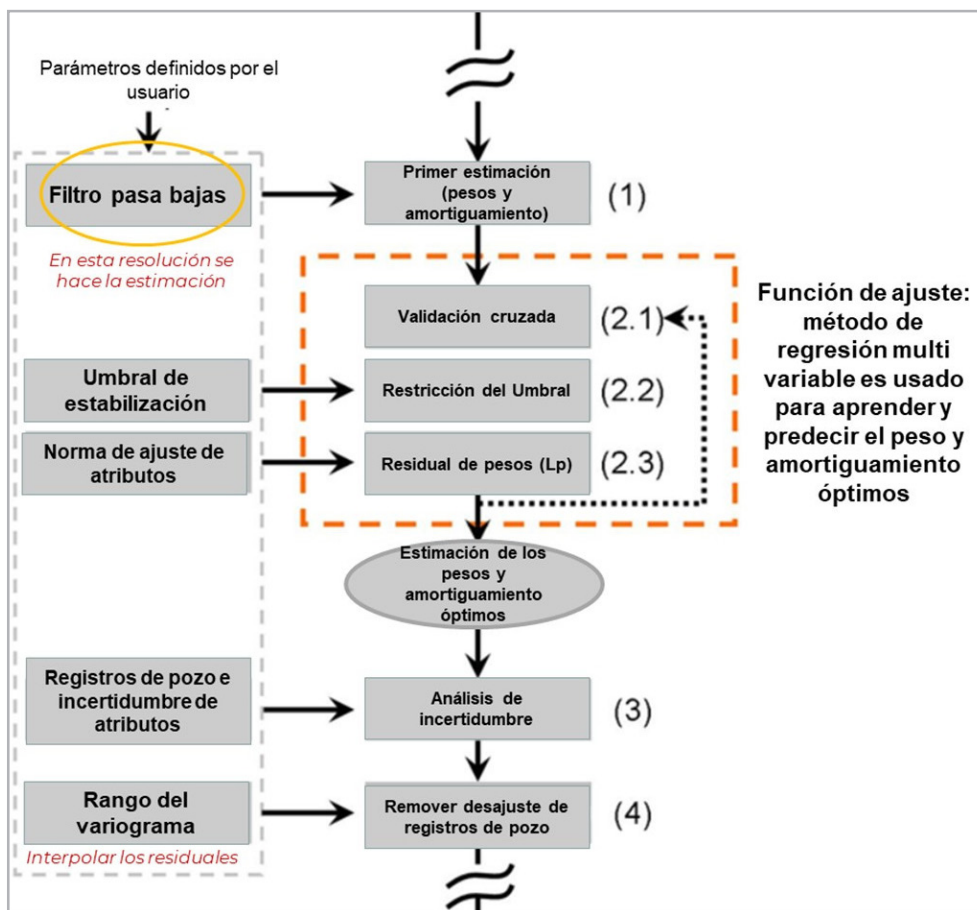


Figura 2. Flujo para la aplicación del MAWI.

El proceso inicia con la definición de los parámetros de entrada, donde es importante la definición del filtro para bajas aplicado a las curvas de pozo (por ejemplo, parámetros

petro-elásticos), ya que es la resolución a la cual se realizará la estimación. Se deben tener atributos sísmicos que tengan buena relación con las curvas de pozo utilizadas, **Figura 3**.

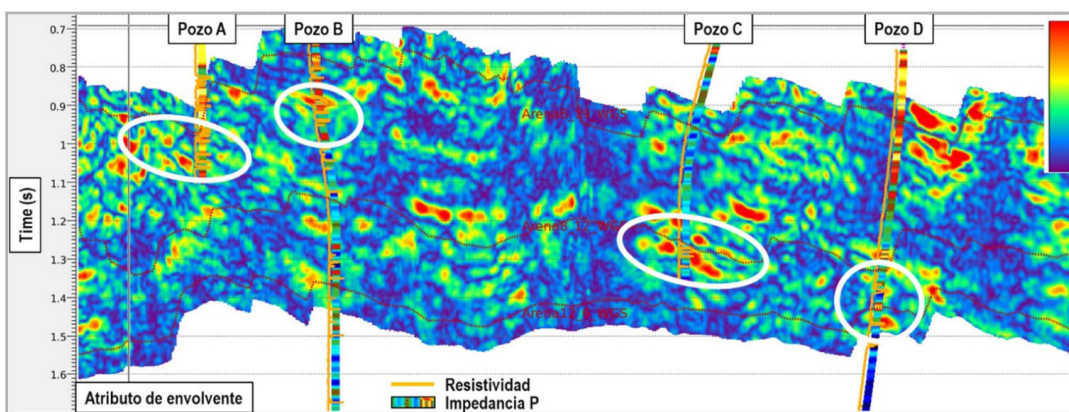


Figura 3. Sección sísmica (atributo de envolvente). Se muestran los pozos con el registro de Impedancia P (I_p) y Resistividad, donde las zonas de valores altos del atributo coinciden con valores altos de resistividad y bajos de I_p relacionados a los yacimientos.

Después de ejecutar los atributos sísmicos y la elección de curvas, se aplica un método estándar de inversión (Menke, 2012, p.1) para establecer los pesos óptimos que minimicen el error de las diferencias entre los atributos sísmicos y las curvas de pozo.

$$m_{est} = [G^T G + \epsilon I]^{-1} G^T d \quad (4)$$

- El vector d contiene los valores del modelo (curvas de pozo).
- La matriz G corresponde a los atributos de superficie en las columnas y los valores de la superficie en la intersección de pozos.
- Los pesos m , son los valores desconocidos que el MAWI se enfocará en resolver.
- El error $e = d - Gm$, es la diferencia entre los valores del modelo y la predicción en la localización.
- El valor de estabilización ϵ , optimizado en el primer paso del proceso MAWI.

MAWI utiliza un algoritmo *IRLS* (Iteratively Reweighted Least Squares) para resolver el problema de optimización

$$\arg \min_m |d - Gm|^p \quad (5)$$

- La dimensión de norma p es el término de potencia con el cual MAWI optimiza.

Aunque *IRLS* pueden utilizar un algoritmo estándar para la optimización por mínimos cuadrados, la norma no necesariamente es una norma L_2 . Los *IRLS* se pueden ajustar para comportarse como una norma L_p mediante la reponderación (corrección de pesos) iterativa de los términos del error: $e_i = d_i - G_{ij}m_j$.

La optimización por mínimos cuadrados involucra el cálculo de un *step length* (longitud del paso) que está definido por la inversa de la matriz. Para el sistema reponderado, la longitud del paso llegará a ser $G_i W_i W_i G$, donde es la matriz $G^T G$ con pesos w_i sobre su diagonal, los cuales son dados por:

$$w_i = |d_i - G_{ij}m_j|^{(p-2)/2} \quad (6)$$

En la primera iteración, los pesos w_i se ponen en 1 y se actualizan posterior a cada nueva predicción. La norma p es proporcionada por el usuario como la dimensión de la norma. Su valor está restringido a un rango de 1 (más atípicos permitidos) a 4 (mayor ajuste en los puntos de datos). Por *default* es puesto en 2, permitiendo un balance entre flexibilidad y ajuste de datos.

Por otro lado, obtener el inverso de la matriz $G^T G$ que es parte de la optimización por mínimos cuadrados, puede llegar a ser poco confiable cuando los eigenvalores son pequeños, por

lo que la matriz inversa requiere estabilización. Sin embargo, idealmente siempre se tratará de evitar la estabilización debido a su impacto sobre el resultado.

Un camino para evitar una estabilización innecesaria consiste en aplicarla solo en el caso donde los eigenvalores de la matriz $G^T G$ son muy pequeños, más pequeños que un valor ϵ . En este caso, MAWI determina una óptima estabilización *SVD* (Singular Value Decomposition) a través de validación cruzada. El valor óptimo de ϵ es aquel donde las predicciones tienen el menor costo de validación cruzada.

En la validación cruzada del MAWI, se descarta un pozo (ciego) del proceso de estimación, para posteriormente predecirlo a partir de los pesos óptimos del conjunto de datos reducido. El costo total de la validación cruzada F_c se determina mediante la suma del costo de predicción F_p y el costo de variación F_v .

$$F_p = \sum (d_i - \underline{d_i})^2 \quad (7)$$

$$F_v = \sum \max(0, \sigma(d) - \sigma_T)^2 \quad (8)$$

- La predicción $d_i = G_{ij}m_j$, es el valor predicho en la localización desconocida.

La varianza de la predicción está dada por $\sigma(\underline{d})$, donde $\underline{d} = \{d_1, \dots, d_{i-1}, d_{i+j}, \dots, d_N\}$ es la lista de puntos (datos de las curvas de pozo) que excluye los pozos ciegos e incluye su predicción, y σ_T es un valor umbral de varianza definido por el usuario. El valor umbral de varianza es el producto entre el tipo de dato **Umbral (std)** y el tipo de dato de **Desviación estándar**.

Note que el costo de la validación cruzada es la suma de todos los pozos. Esto significa que para el costo de validación cruzada total $F_c = F_p + F_v$, cada pozo es excluido (utilizado

como pozo ciego). Esta es la razón por la que *MAWI* requiere que se incluyan al menos dos pozos.

Adicionalmente, existen dos pasos en el *MAWI*, el primero involucra un análisis de sensibilidad y el segundo la eliminación del residual en el ajuste de la curva de pozo.

Respecto al modelo de incertidumbre se puede estimar mediante un análisis de varios modelos que contengan datos de curvas de pozo y atributos de superficie ligeramente perturbados respecto a los datos originales. Se calculan diez realizaciones adicionales con una perturbación diferente aleatoria para los datos de entrada. Las estadísticas se dan como un volumen de desviación estándar.

Los datos de puntos de la curva de pozo y de atributos de superficie se perturban en la intersección de pozos mediante el producto de la **incertidumbre (std)** del tipo dato, la **desviación estándar** del tipo dato y un número aleatorio entre -1 y 1.

$$X_{valor} = X_{estimado} + X_{std} * X_{incert} * RAN(-1,1) \quad (9)$$

Se calculan los pesos óptimos utilizando estos puntos de dato perturbados, pero todos con el mismo valor de estabilización *SVD*. Aplicando los pesos a los atributos de superficie da un modelo ligeramente diferente del original, así que la inspección de la estadística de las diferencias mostrara en donde el modelo depende más o menos de las entradas.

Finalmente, posterior a la optimización y después de aplicar los pesos óptimos a los atributos de superficie, todavía habrá un residual entre los datos de curvas de pozo y el modelo, **Figura 4**. Este remanente puede ser removido mediante un método de Kriging simple con un rango de variograma definido para interpolar los residuales, lo cual se agrega al modelo predicho.

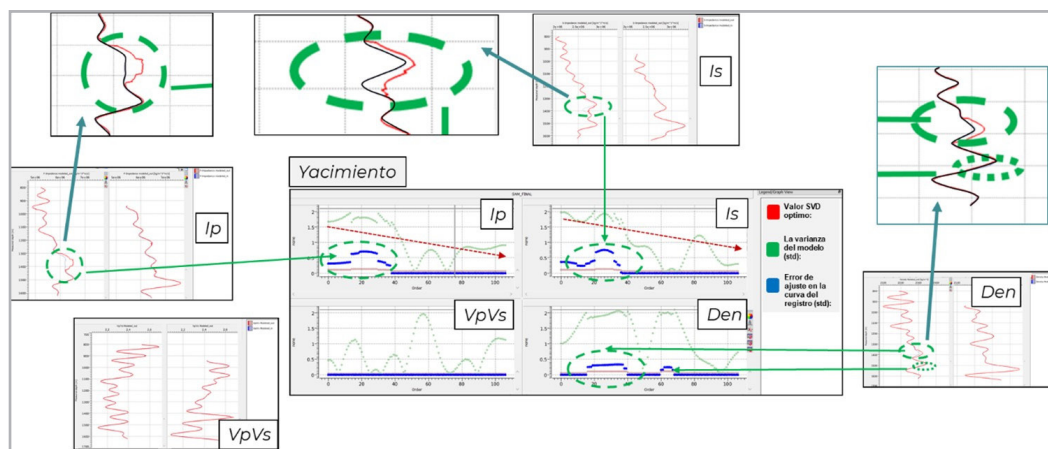


Figura 4. Análisis de residuales. El gráfico central muestra el desajuste (curva azul) entre la pseudo-curva calculada (antes de remover el desajuste) y la curva original en las micro capas. En cada registro se observan las diferencias (resaltadas por círculos verdes) entre curvas originales (rojas) y pseudo-curvas (negras).

Caso de estudio

Configuración geológica

El caso de estudio corresponde a un yacimiento de edades entre Mioceno Superior y Plio Pleistoceno, presenta una componente estructural compleja, caracterizada por fallas normales derivadas de eventos tectónicos de extensión, **Figura 5**.

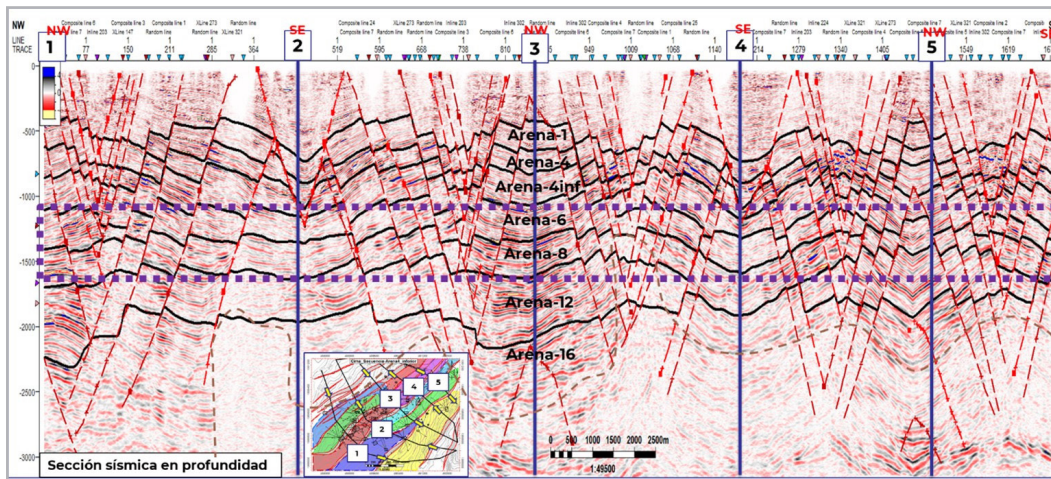


Figura 5. Sección sísmica compuesta que muestra la complejidad estructural del campo de estudio. El rectángulo morado muestra las unidades estratigráficas de interés.

El ambiente sedimentario es de tipo transicional caracterizado por intercalaciones areno-arcillosas y los yacimientos corresponden a facies de lóbulos proximales y distales. La distribución de los yacimientos se encuentra

restringida por fallas normales asociándolos a trampas combinadas, en donde la respuesta sísmica de amplitud se asocia a zonas de arenas con fluido (agua e hidrocarburo), ayudando a su identificación y delimitación, **Figura 6**.

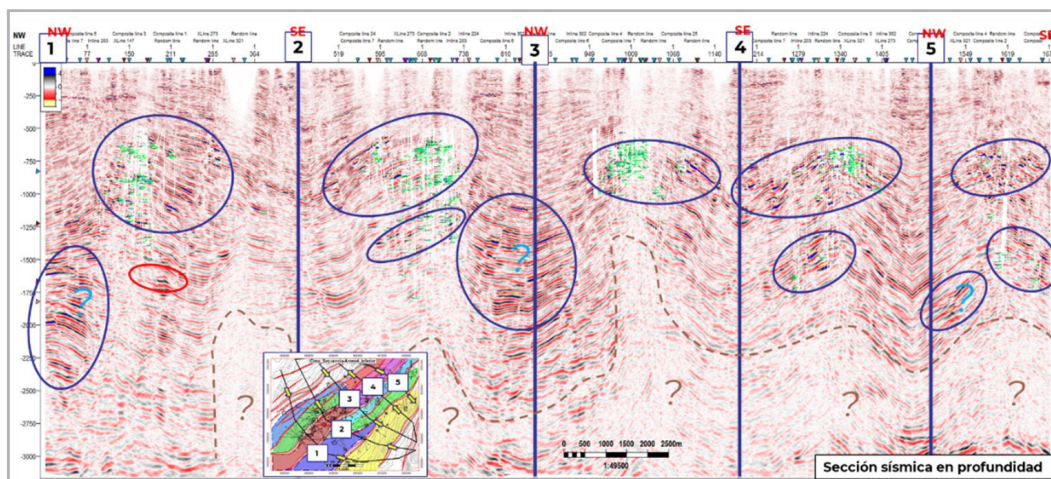


Figura 6. Sección sísmica compuesta, se observan las anomalías sísmicas asociadas a Hc's (círculos azules). Las marcas de color verde corresponden a zonas productoras.

Aplicación

El primer paso se enfocó en la construcción del modelo del sólido (modelo de tierra), ver **Figura 7**, el cual considera dos unidades estratigráficas de interés. Para esta fase, se buscó conservar los truncamientos y saltos de falla con

respecto a los horizontes geológicos, además de poder contar con un modelo detallado del campo con el objetivo de llevar a cabo la correcta definición del marco estructural y estratigráfico como dato de entrada para la aplicación de los siguientes procesos.

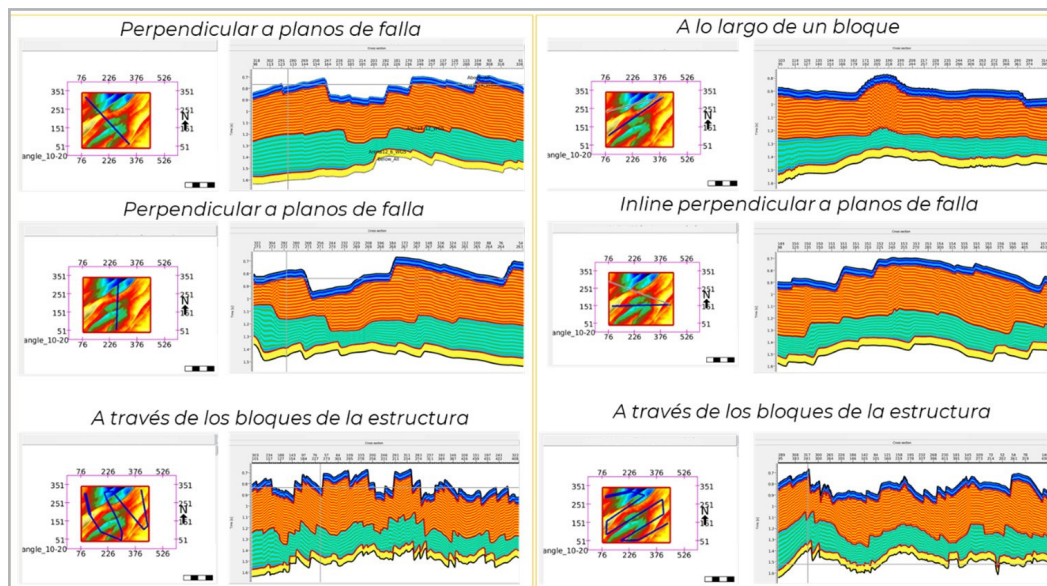


Figura 7. Secciones en diferentes direcciones mostrando la componente estructural y consistencia del modelo sólido.

Paralelamente a la construcción del modelo de tierra, se acondicionó el dato sísmico, cuidando preservar la respuesta AVO de los datos y con ello llevar a cabo la

inversión sísmica elástica implementando CSSI de manera adecuada. En la **Figura 8** se muestra la secuencia de acondicionamiento aplicada.

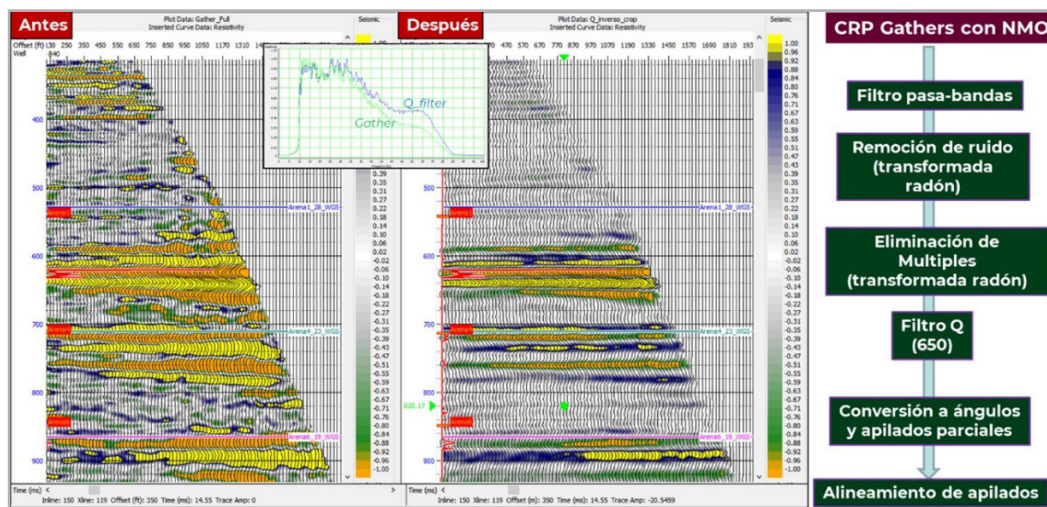


Figura 8. Acondicionamiento sísmico. El registro de resistividad en color rojo muestra las zonas de yacimiento, las cuales son evidentes en el dato (respuesta AVO) después de acondicionar.

Debido a que el objetivo principal de este trabajo es mostrar la aplicación de *CSSI* y *MAWI*, los procesos involucrados en la inversión sísmica como son: ajuste sísmica-pozo, extracción de ondículas y parametrización de la inversión, no se

muestran a detalle (véase [Maurya et al., 2020, p.1](#)), pero la **Figura 9** proporciona una síntesis robusta del proceso implementado.

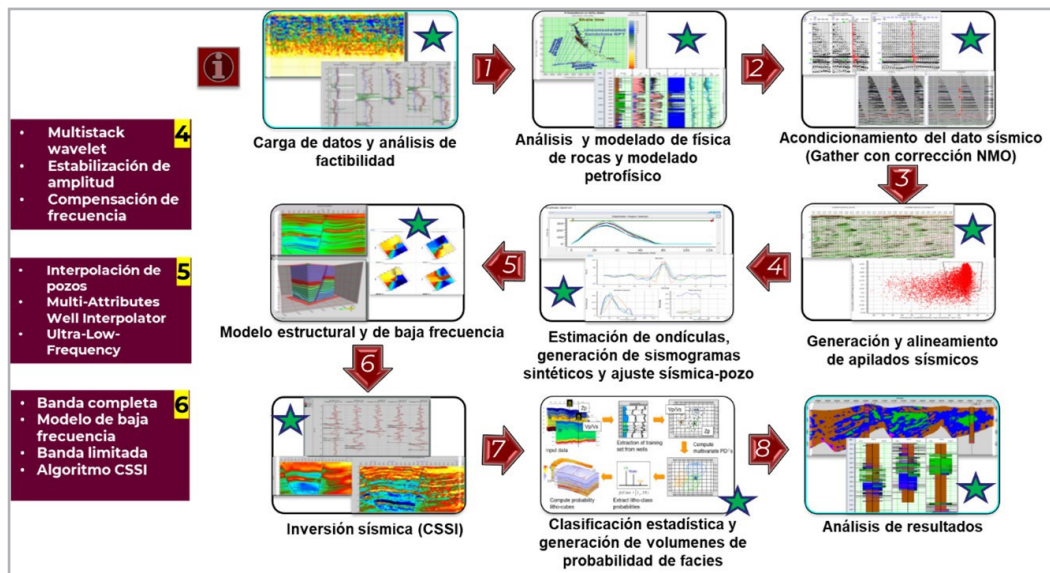


Figura 9. Flujo de trabajo para la implementación de inversión sísmica simultánea. El paso final involucra un análisis y estimación de facies de lito-fluido.

Para la ejecución del *MAWI* se aplicaron cuatro atributos sísmicos: dos basados en amplitud (amplitud *RMS* y envolvente) y dos en frecuencia (Frecuencia instantánea ponderada y descomposición espectral en 14, 23, 28 y 37 Hz), ver **Figura 10a**. Para los atributos de frecuencia espectral, se observó una mayor correlación con los yacimientos en las bandas de 14 y 23 Hz, por lo que las bandas de 28 y 37 Hz fueron descartadas, además de que este contenido frecuencial se consideraría en el aporte del

ancho de banda sísmico durante la implementación de *CSSI*. Todos los atributos anteriores son indicadores litológicos y de fluidos ([Barnes, 2006](#)).

Adicionalmente, y a manera de prueba, se suavizaron los atributos sísmicos de superficie, **Figura 10 b**, para obtener mejor definición en la morfología sedimentaria asociada a la respuesta sísmica, logrando así, mayor correlación con los yacimientos.

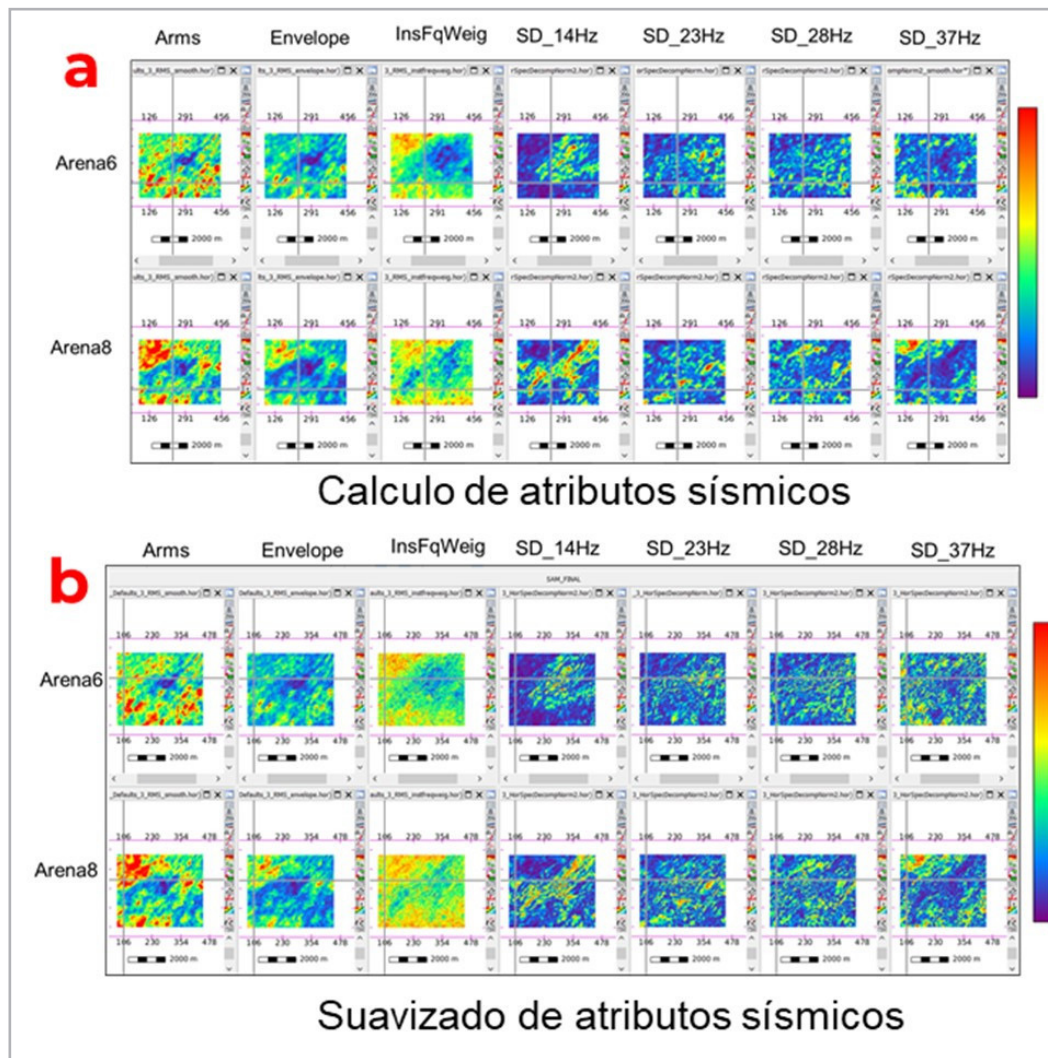


Figura 10. Se observan los atributos de superficie: a, corresponde a los atributos de las dos unidades estratigráficas de interés y b, un suavizado de los atributos para definir la morfología sedimentaria.

Posteriormente, se procedió a la parametrización y control de calidad del MAWI, en particular para definir la ponderación de los atributos, definición del umbral (std) y

el modelo de incertidumbre, para finalmente, eliminar los residuales remanentes, Figura 11.

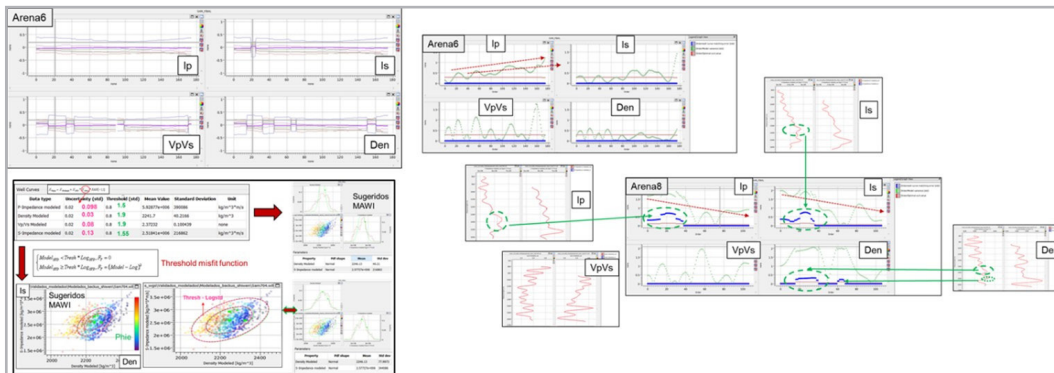


Figura 11. Parametrización y control de calidad del MAWI. A la izquierda superior se observa la ponderación de los atributos en las micro-capas, en la inferior izquierda la definición del umbral (std) y el modelo de incertidumbre y a la derecha, los controles de calidad durante el proceso de estabilización.

Una vez que se aplicó el MAWI, se procedió a realizar la inversión sísmica elástica, siguiendo el flujo de la Figura 9 y utilizando el resultado de MAWI como modelo de baja frecuencia. Adicionalmente se realizó de manera paralela una inversión elástica utilizando el interpolador de pozos para la construcción de un segundo modelo de baja frecuencia, por

simplicidad nombrado “modelo interpolado”. Lo anterior se llevó a cabo con el fin de poder comparar ambos modelos y analizar las bondades y ventajas al aplicar MAWI durante la construcción del modelo de baja frecuencia. Los resultados y comparativas se muestran en la **Figura 12**.

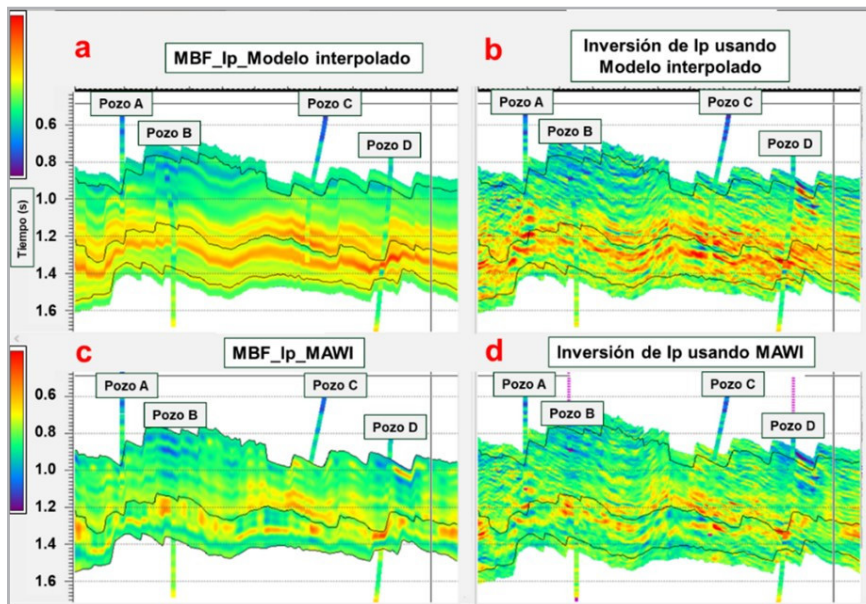


Figura 12. Modelos de baja frecuencia: a, interpolado y c, MAWI. Resultados de inversión elástica para impedancia P con algoritmo CSSI: b, usando modelo interpolado y d, usando MAWI.

De la Figura 12 se pueden observar varios puntos interesantes:

- Los pozos están filtrados a la resolución del modelo de baja frecuencia (0-13 Hz) y al de la inversión sísmica (0-35 Hz) para hacer una comparación efectiva.
- Los modelos de baja frecuencia (MBF) tanto en el interpolado como en el MAWI presentan buena correspondencia con pozos, sin embargo, solo para el MAWI fuera de la vecindad de estos no se observa fuerte continuidad de los eventos, lo cual es congruente con los conceptos sedimentológico y estratigráfico del campo.

- En cuanto a los resultados de la inversión de la impedancia P, se observa mejor correspondencia con la I_p de pozo en la inversión incorporando el MBF de MAWI, lo cual es más evidente hacia el pozo D. Se observa una repuesta muy sesgada por el MBF para el caso de inversión de impedancia P usando el modelo interpolado.

Por otro lado, si bien es cierto que se logra apreciar mejor ejecución de la inversión sísmica implementando MAWI, para la mayoría de los intérpretes pudiese parecer muy cualitativo hacer la comparativa sobre secciones sísmicas entre pozos. Con base en esto, la **Figura 13** muestra los gráficos cruzados a partir de los parámetros invertidos usando CSSI.

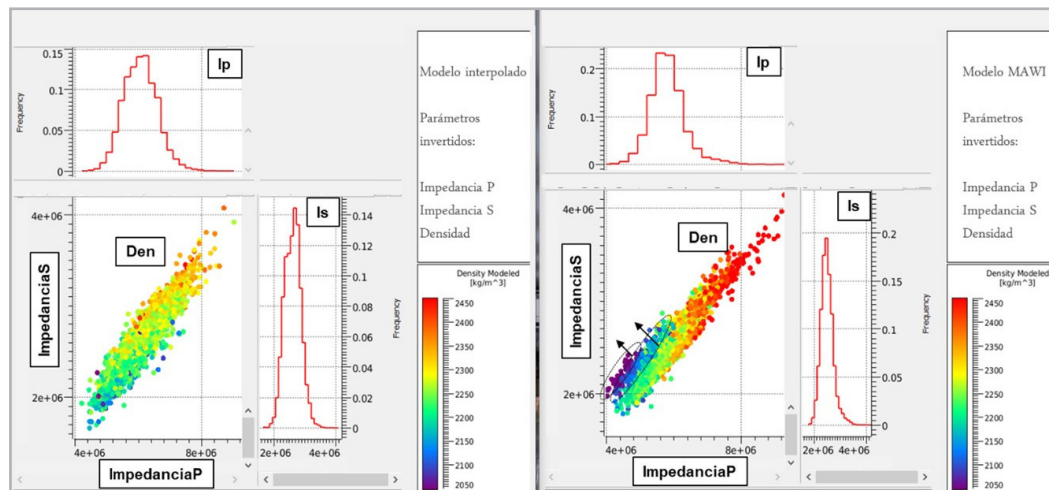


Figura 13. Gráficos cruzados de resultados de la inversión sísmica: a la izquierda usando modelo interpolado y a la derecha el modelo MAWI. En el eje z está representada la densidad.

En la **Figura 13** se observa lo siguiente:

- En los gráficos de impedancia p vs impedancia s vs densidad, para la inversión usando MAWI, se observa mejor congruencia con las tendencias de física de rocas en la definición de yacimientos, en particular para la geología del campo de estudio.
- En la inversión sísmica con el MAWI, a nivel de los gráficos, se logran observar valores bajos de densidad que se alejan de la tendencia base de I_p vs I_s , los cuales están asociados a yacimientos petroleros.
- Al usar el modelo interpolado, no es que se haya obtenido un resultado erróneo o realizado una mala ejecución de la inversión sísmica, simplemente que genera un fuerte sesgo debido a la incertidumbre en el modelo de baja frecuencia. Esto debido principalmente por la pobre cantidad de pozos considerados durante la interpolación y adicionalmente por la fuerte variación lateral como consecuencia de la alta complejidad estructural y sedimentaria.
- El punto anterior, indica que, para yacimientos de baja complejidad geológica, debería haber una respuesta equiparable entre el modelo interpolado y el MAWI.

Se ha visto el potencial en los resultados de inversión sísmica utilizando *MAWI* para la construcción del modelo de baja frecuencia, sin embargo, no se ha visto la ventaja de utilizar el algoritmo *CSSI* para tratar la alta incertidumbre de los modelos de baja frecuencia y evitar el sesgo en los resultados de inversión sísmica de parámetros petro-elásticos.

Por lo anterior, en la **Figura 14** se muestran los resultados de invertir la Impedancia P usando el algoritmo de *CSSI*, donde, tal como se comentó en la sección teórica de la inversión *sparse spike*, este algoritmo adicional a la

obtención de la impedancia absoluta permite obtener una versión de impedancia relativa, limitada al ancho de banda de la sísmica, evitando la incertidumbre del modelo de baja frecuencia, como una consecuencia de la no unicidad. Esto permite interpretar simultáneamente los resultados de impedancia incorporando el modelo de baja frecuencia (impedancia de banda completa) y de impedancia relativa con el único aporte del ancho de banda sísmico (impedancia de banda limitada).

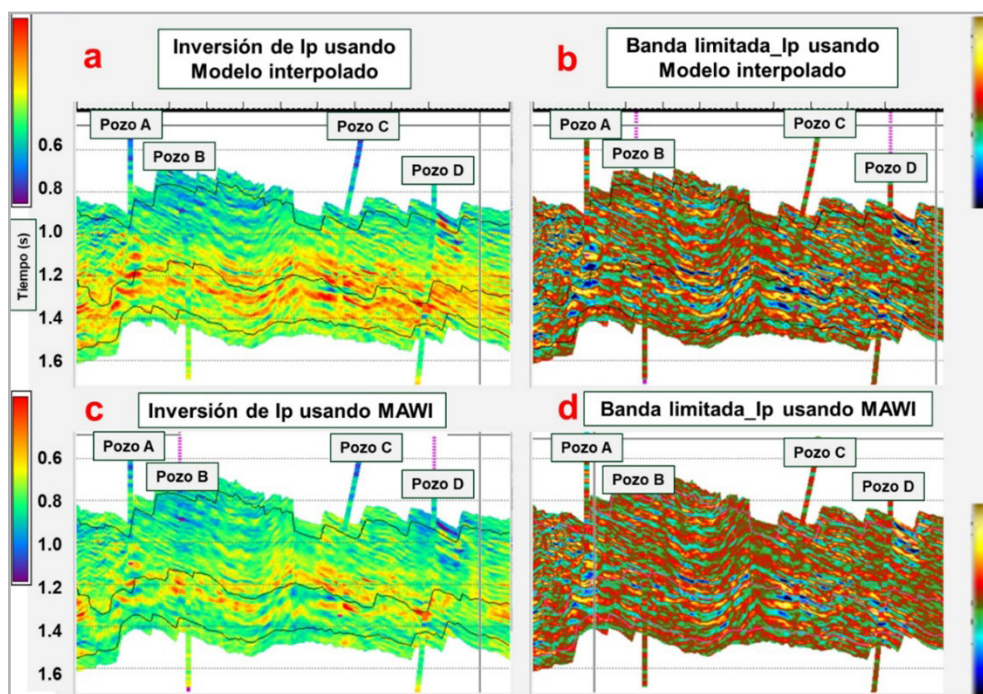


Figura 14. Resultados de inversión de impedancia P. a y b, muestran la impedancia absoluta con el MBF interpolado y la impedancia relativa respectivamente., c y d, la impedancia absoluta usando un MBF con *MAWI* y la impedancia relativa derivada del mismo proceso.

Nótese que la impedancia de banda limitada prácticamente es la misma con cambios ligeros en la ganancia principalmente debidos a la parametrización durante el proceso.

Adicionalmente, para reforzar las ventajas al implementar *MAWI* y el algoritmo de *CSSI*, la **Figura 15** muestra la comparativa entre impedancia P usando *MAWI* y el modelo interpolado, donde se aprecia una fuerte diferencia fuera de la vecindad del pozo E, evidenciada por una zona de impedancias bajas (colores azules) en el modelo interpolado,

lo cual no es congruente con las impedancias relativas de la inversión de banda limitada. Por su parte, el modelo utilizando *MAWI* es más conservador en la definición de la zona en cuestión. Nuevamente y de manera más clara, es posible observar la similitud entre las inversiones de banda limitada donde se ven contrastes de impedancia evidentes. Esto no quiere decir que la inversión de banda limitada sea superior a la absoluta (banda completa), solo que con el *CSSI* se puede tener una interpretación adicional en términos del aporte sísmico, independiente del modelo de baja frecuencia.

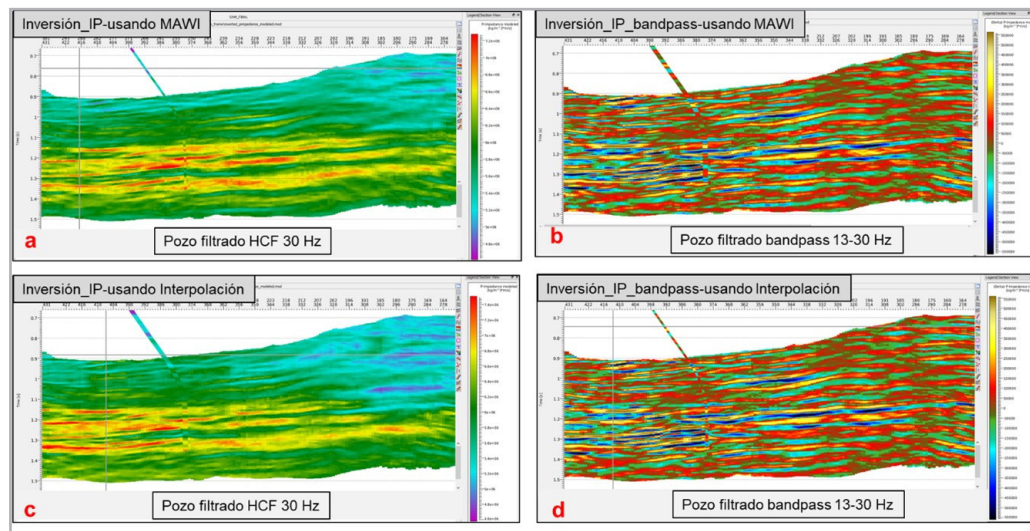


Figura 15. Secciones en la trayectoria del Pozo E. a, Inversión Ip con MAWI., b, Inversión de banda limitada del proceso con MAWI., c, Inversión Ip con modelo interpolado y d, Inversión de banda limitada del proceso con interpolado.

Por otro lado, una de las preguntas que surgen es: ¿En qué casos la impedancia relativa no tendrá ventaja en su aplicación para la interpretación de resultados? La aproximación de impedancia relativa reconoce que mientras la inversión basada en modelo tiene problemas con las frecuencias más bajas y altas que el ancho de banda sísmico, la inversión de impedancia es confiable y única dentro del ancho de banda sísmico y podrá ser filtrada de vuelta al pasa-bandas sísmico. Por su parte, la solución de impedancia relativa asegura que los resultados de inversión sísmica basada en modelo no sean utilizados de manera incorrecta. Sin embargo, la aproximación de impedancia relativa es quizás demasiado conservativa y ciertamente no ayuda a aquellos que requieran usar la inversión de impedancia sísmica para construir un modelo estático de yacimiento que tenga intervalos delgados en bloque poblados con valores de porosidad absoluta (Cooke and Cant, 2010).

El párrafo anterior nos lleva a las siguientes aseveraciones:

- Cuando queremos usar una inversión sísmica para obtener una guía sedimentaria o asociación con parámetros petrofísicos por ejemplo una porosidad efectiva, en particular para yacimientos asociados a capas delgadas, la impedancia relativa (inversión de banda limitada) será poco confiable a no ser que se dirija hacia un enfoque de caracterización de capas delgadas (Rahmani et al, 2006; Brown et al, 2008).

- En el caso anterior, la reducción de la incertidumbre que permita tener una inversión de impedancia absoluta (banda completa) confiable, se puede lograr implementando metodologías como el MAWI durante la construcción de modelos de baja frecuencia (Ray and Chopra, 2016).
- Para el caso de detección de zonas de interés con el objetivo de identificar contrastes asociados a litología y/o presencia de hidrocarburo, además de visualizar cambios estratigráficos (terminaciones, discontinuidades, discordancias, etcétera) la impedancia relativa presenta una fuerte aplicación y aporte a la interpretación.
- Para un yacimiento en particular, se pueden utilizar en conjunto los resultados de inversión sísmica de banda limitada y banda completa para obtener más información enfocada a diferentes objetivos, por ejemplo: sedimentología sísmica, estratigrafía de secuencias, poblamiento de propiedades petrofísicas, análisis de lito-fluidos, etcétera.

Finalmente, la **Figura 16** muestra los resultados de inversión sísmica elástica, donde se puede apreciar que para cada parámetro petro-elástico (I_p , I_s y densidad) invertido, existe correspondencia y buena predicción con información de pozo y que, además, la impedancia relativa ayuda a la interpretación en tanto elimina el sesgo debido al modelo de baja frecuencia, permitiendo detectar zonas de interés asociadas a los yacimientos petroleros.

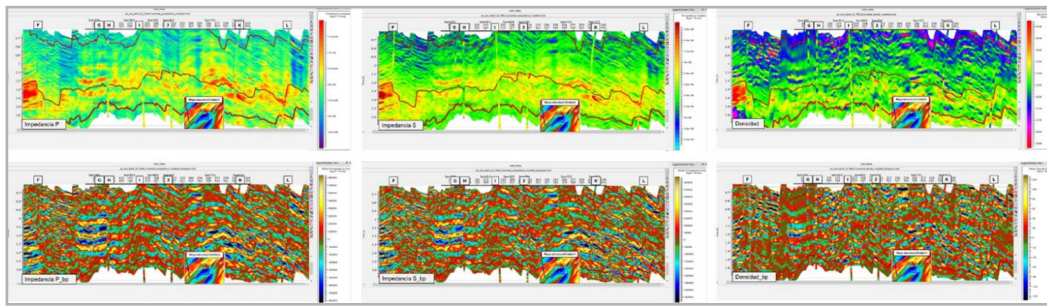


Figura 16. Resultados de inversión sísmica elástica para parámetros impedancia P, impedancia S y densidad. En la parte superior la impedancia de banda completa y en la parte inferior la impedancia de banda limitada. Los pozos están filtrados conforme a las frecuencias de la inversión.

Conclusiones

1. Para sísmica de reflexión con un pobre contenido de baja frecuencia se presenta fuerte incertidumbre para predicción de las características geológicas del subsuelo durante el proceso de inversión sísmica, dicha incertidumbre es reducida implementado métodos de regresión lineal multivariable tales como el *MAWI*, los cuales nos permiten predecir la distribución y variación lateral de las propiedades petro-elásticas con un mayor grado de certidumbre y con ello evitar el sesgo en los resultados de inversión sísmica asociado a los modelos de baja frecuencia.
2. El algoritmo de inversión *CSSI*, permite obtener dos productos de impedancia, el primero en términos de impedancia absoluta (banda completa) y el segundo de impedancia relativa (banda limitada), con ellos se pueden llevar a cabo interpretaciones en diferentes direcciones y enfoques según sea el objetivo de la caracterización de yacimientos.
3. El campo de análisis presenta complejidad estructural y fuerte variación sedimentaria lateral, por lo que los modelos de baja frecuencia basados en interpolación presentan pobre definición durante la caracterización de los yacimientos, más si existe poca información de pozos.
4. Se realizó una comparativa entre la construcción de modelos de baja frecuencia utilizando *MAWI* y utilizando métodos de interpolación basados en registros de pozos., se verificó la ventaja del *MAWI* para identificar y representar la distribución de los yacimientos.
5. La inversión de impedancia relativa permite asegurar que los resultados de inversión sísmica basada en modelo no sean utilizados de manera incorrecta, ya que solo se interpreta dentro del ancho de banda sísmico y sin la contribución de la incertidumbre agregada por los modelos de baja frecuencia, en relación con la no unicidad de los modelos.
6. La aplicación de *MAWI* para construcción de modelos de baja frecuencia y la implementación del algoritmo *CSSI* durante el proceso de inversión sísmica, permite minimizar la incertidumbre durante la interpretación y caracterización de yacimientos petroleros, en particular cuando se trabaja con datos de sísmica terrestre y yacimientos con fuertes cambios laterales.

Bibliografía

- Barnes, A. 2006. Too Many Seismic Attributes? *CSEG Recorder* **31** (1-13): 1-13. <https://csegrecorder.com/articles/view/too-many-seismic-attributes>.
- Binode, C., Nagaraju, J., Sharma, S. Kr. et al. 2019. Reservoir Characterization Through Seismic Inversion: A Case Study. SEG Technical Program, Expanded Abstracts, 3215-3219 <https://doi.org/10.1190/segama2019-3216159.1>.
- Brown, L. T., Schlaf, J. y Scorer, J. 2008. Thin-bed Reservoir Characterization Using Relative Acoustic Impedance Data, Joanne Field, U. K. 70th EAGE Conference and Exhibition, Roma, Italia, junio 9-12. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20147790>.

- Chatterjee, R., Gupta, S. D. y Farroqui, M. Y. 2013. Reservoir Identification Using Full Stack Seismic Inversion Technique: A Case Study from Cambay Basin Oilfields, India. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **109** (September): 87-95. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.08.006>.
- Chopra, S., Castagna, J. P. y Xu, Y. 2009. When Thin Is In: Relative Acoustic Impedance Helps. *Frontiers + Innovation, CSPG CSEG CWLS Convention*, 705-708.
- Cooke, D., y Cant, J. 2010. Model-based Seismic Inversion: Comparing Deterministic and Probabilistic Approaches. *CSEG Recorder* **35** (04): 28-39.
- Debye, H. W. J. y Van Riel, P. 1990. -Norm Deconvolution. *Geophysical Prospecting* **38** (4): 381-403. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1990.tb01852.x>.
- Hampson, D. P., Shchuelke, J. S. y Quirein, J. A. 2001. Use of Multiattribute Transforms to Predict Log Properties from Seismic Data. *Geophysics* **66** (1): 220-236. <https://doi.org/10.1190/1.1444899>.
- Maurya, S. P. y Singh, N. P. 2019. Estimating Reservoir Zone from Seismic Reflection Data Using Maximum-Likelihood Sparse Spike Inversion Technique: A Case Study from the Blackfoot Field (Alberta, Canada). *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* **9**: 1907-1918. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0600-y>.
- Maurya, S. P., Singh, N. P. y Singh, K. H. 2020. *Seismic Inversion Methods: A Practical Approach*. Cham, Switzerland: Springer Geophysics, Springer.
- Menke, W. 2012. *Geophysical Data Analysis: Discrete Inverse Theory*, Third edition. Waltham, Massachusetts, USA: Academic Press
- Katsikis, V. N. 2010. Computational and Mathematical Methods in Portfolio Insurance. A MATLAB-Based Approach. En *Matlab-Modelling, Programming and Simulations*, ed. E. P. Leite, Cap. 18, 397-426. London, UK: Intechopen.
- Pérez, D. O. y Velis, D. R. 2010. Inversión Sparse-Spike de Datos Sísmicos Prestack. XXV Reunión Científica – Asociación Argentina de Geofísicos y Geodestas, Córdoba, Argentina, noviembre, 3-5.
- Prendel, P. 2001. Seismic Inversion: The Best Tool for Reservoir Characterization. *CSEG Recorder* **26** (01) 1-15.
- Rahmani, A., Belmokhtar, A., Murineddu, A. et al. 2006. The Art of Seismic Inversion: An Example from Erg Chourief, Algeria. SEG, Technical Program, Expanded Abstracts, 264-268. <https://doi.org/10.1190/1.2370072>.
- Ray, A. K. y Chopra, S. 2016. Building More Robust Low-Frequency Models for Seismic Impedance Inversion. *First Break* **34** (May): 29-34.
- Russell, B. 1988. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Tulsa, Oklahoma, USA: Society of Exploration Geophysicists.
- Zhang, Q., Yang, R., Meng, L. et al. 2016. The Description of Reservoiring Model for Gas Hydrate Base on the Sparse Spike Inversion. 7th International Conference on Environment and Engineering Geophysics and Summit Forum of Chinese Academy of Engineering on Engineering Science and Technology.

Semblanza del autor

Erik Camacho

Ingeniero Geofísico por el Instituto Politécnico Nacional desde 2010. En 2015 recibió el grado de Maestro en Ciencias por el Instituto de Geofísica de la UNAM para comenzar su carrera geofísica como asistente de investigador para el Instituto de Geofísica en la Ciudad de México.

Se unió al Instituto Politécnico Nacional en 2011 como profesor en el Departamento de Ingeniería Petrolera y a la Society of Exploration Geophysicists siendo miembro activo desde 2012. Ha estado colaborando con PEMEX E&P como Geofísico de producción desde 2012, trabajando en la construcción de modelos geocelulares, modelado geoestadístico de propiedades 3D, modelos de velocidades, generación de atributos sísmicos especiales, interpretación sísmica 3D e inversión sísmica acústica-elástica.

Es autor y colaborador en diversos artículos técnicos para revistas de geociencias, tales como Interpretation, Geofísica Internacional, South American Earth Sciences, Minerals, así como en boletines y revistas de divulgación técnica.