

CARACTERIZACIÓN SÍSMICA MEDIANTE INVERSIÓN ESTOCÁSTICA DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA, CUENCA NEUQUINA

María Dolores Corva¹, Federico Gustavo Enrique Späth², Ariel Pablo Kautyian Ziyisyian³

1: Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas, UNLP. mdolorescorva@fcaglp.unlp.edu.ar

2: Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. federico.spath@ypf.com

3: Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. ariel.kautyian@ypf.com

Palabras clave: Formación Vaca Muerta, Inversión estocástica, Caracterización de reservorio

ABSTRACT

The Vaca Muerta Formation is the main source rock in Neuquén Basin, and the primary unconventional reservoir in Argentina. Thin facies of bituminous marls and mudstones with carbonatic intercalations and Total Organic Content between 1% and 10% constitute the deposits of Vaca Muerta Fm., interpreted as the product of distal and central basin environments.

Several seismic techniques such as AVO and simultaneous inversion are used for reservoir characterization. However, these methods have limitations in areas where vertical variability of reservoir properties are below the seismic resolution. To overcome this limitation and describe clinoform sedimentary sequences, a 3D stochastic seismic inversion was performed in a region of approximately 100 km².

A volume of acoustic impedance was obtained after a model-based deterministic inversion. This outcome was used to constrain the vertical and lateral trends of acoustic impedance as a prior model for stochastic seismic inversion. The inverted geostatistical models were further used to improve the prediction of a spatial and vertical distribution of reservoir properties by integrating well-log data and seismic volumes.

The P impedance volumes obtained from deterministic and stochastic inversion are used to obtain porosity and TOC volumes for petrophysical characterization of the reservoir.

An increase in the detail of the models was obtained from the stochastic inversion. In addition, stochastic inversion provided a better understanding of the uncertainty of the available data and therefore a basis on which to analyze the obtained results.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca Neuquina se ubica en el sector centro oeste de la República Argentina, en el flanco este de la Cordillera de Los Andes con una superficie total de 120.000 km². Durante la etapa de *post-rift* del desarrollo de la cuenca se sucede una serie de ciclos transgresivos-regresivos. Así, asociado a un episodio de ingesión marina se encuentran los sedimentos de la Formación Vaca Muerta (Howell *et al.* 2005).

La Formación Vaca Muerta representa el segundo y el cuarto recurso no convencional de gas y petróleo respectivamente en el mundo (EIA 2014). A su vez, el Bloque Loma Campana constituye el primer desarrollo no convencional a gran escala fuera de Estados Unidos. En esta región el sistema Quintuco-Vaca Muerta está conformado por una sucesión mixta clástico/carbonática, que varía de este a oeste en ambiente marino de rampa a plataforma externa. En el área de interés de este trabajo la geometría del sistema deposicional se caracteriza por el desarrollo de clinoformas progradantes hacia el Noroeste en la sección superior y facies de bottomset en las secciones basales (González *et al.* 2016).

Para obtener modelos con mayor detalle de las propiedades del reservorio en la componente vertical en este trabajo se implementa el acercamiento estocástico para resolver el problema de la inversión sísmica.

La inversión sísmica estocástica genera múltiples realizaciones que son soluciones equiprobables al problema de inversión sísmica. La resolución estocástica del problema inverso resulta en modelos más detallados de volúmenes, como impedancia P, que honran el dato sísmico y los perfiles de pozo. El grado en el cual los diferentes modelos difieren entre sí es una medida de la incertidumbre asociada al proceso de inversión sísmica, que puede ser estimada mediante este tipo de inversión (Tarantola 2005; Doyen *et al.* 1989; Azevedo *et al.* 2018; Sams y Saussus 2008).

Los resultados de la inversión sísmica involucran volúmenes de impedancia P que luego se utilizan para estimar propiedades petrofísicas a partir de funciones o modelos de física de rocas (Tarantola 2005; Doyen 2007) como contenido el de carbono orgánico total (COT) y porosidad.

METODOLOGÍA

Previo a la inversión sísmica se realizaron controles de calidad y acondicionamiento tanto de los datos sísmicos como los datos de pozo y los horizontes interpretados.

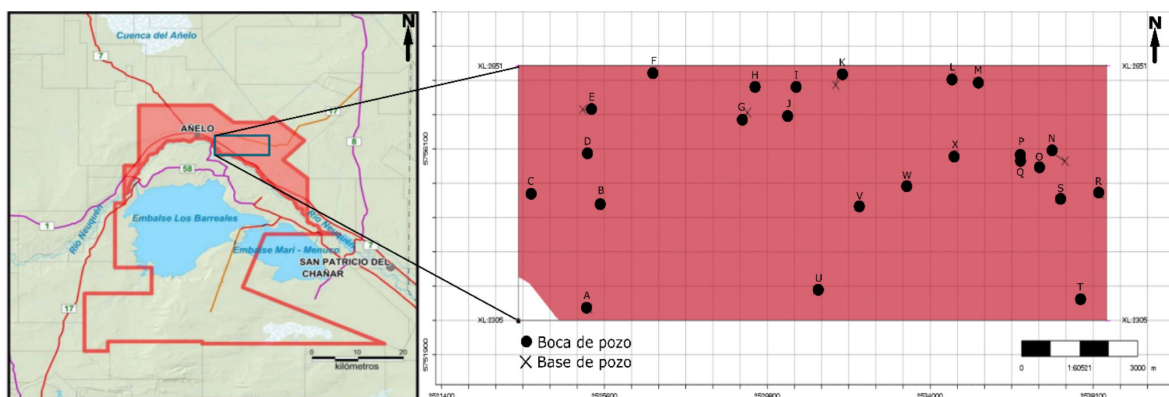


Figura 1. Ubicación geográfica del dato sísmico, su cobertura y la distribución de pozos en el bloque Loma Campana. Modificado de AAVV (2016).

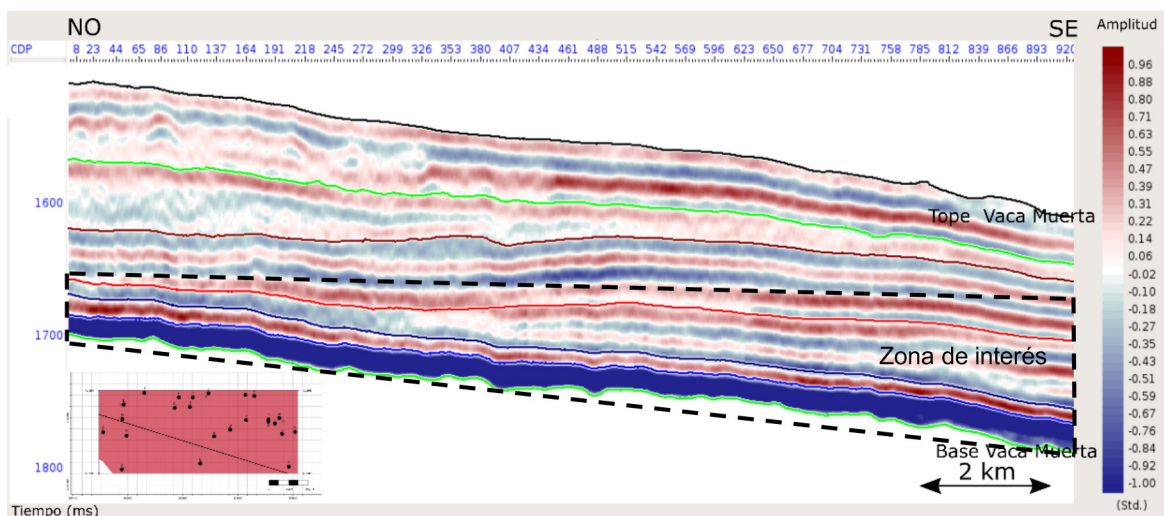


Figura 2. Sección del cubo sísmico *post-stack* entre el tope y la base de la Fm. Vaca Muerta.

El cubo sísmico *post-stack* de 100 km² es parte del resultado del procesamiento de 632 km² de sísmica 3D registrados en el año 2016, con fuente vibroseis, ubicados en la zona de Loma Campana (Figs. 1 y 2). Los principales aspectos del procesamiento sísmico incluyen: cálculo de estáticas de refracción, corrección por divergencia esférica, atenuación de ruidos en el dominio del shot y receptor, deconvolución consistente en superficie, estáticas residuales, interpolación 5D, Migración *pre-stack* en Tiempo (PSTM), aplicación de AGC por ventanas y *stack*. La secuencia de procesamiento se realizó de manera de priorizar la preservación de las variaciones relativas de las amplitudes en los datos sísmicos, importante en este trabajo ya que los procesos de inversión implementados tienen por objetivo invertir amplitudes sísmicas.

Un análisis de factibilidad se llevó a cabo para determinar si es posible obtener información útil para caracterizar el reservorio a partir de los volúmenes de impedancia P obtenidos del proceso

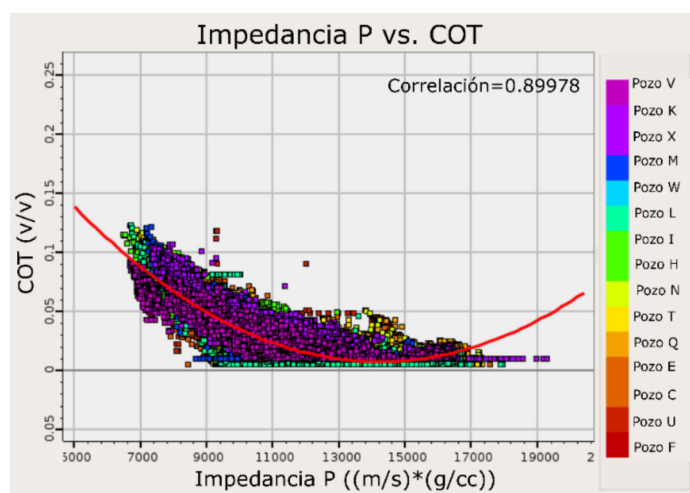


Figura 3. Diagrama de dispersión entre impedancia P y COT para quince pozos distribuidos en el área que poseen perfiles petrofísicos y curva de ajuste cuadrática, para el intervalo correspondiente a la Fm. Vaca Muerta.

de inversión, utilizando varios pozos del área. La correlación que se observa entre impedancia P y carbono orgánico total (COT) (Fig. 3) sugiere que este parámetro elástico puede ser utilizado como estimador de estas variables petrofísicas.

Una de las etapas más importantes en la inversión sísmica es el amarre de pozos y estimación de ondícula; 21 pozos fueron calibrados y se estimaron ondículas de forma estadística. El amarre de los pozos generó resultados donde la correlación entre traza sísmica y sismograma sintético en el 33% de los pozos es mayor al 80% y para 86% de los pozos mayores al 75%. Este proceso culmina con la estimación de una ondícula cuyos espectros de amplitud y de fase sean representativos del dato sísmico (Fig. 4).

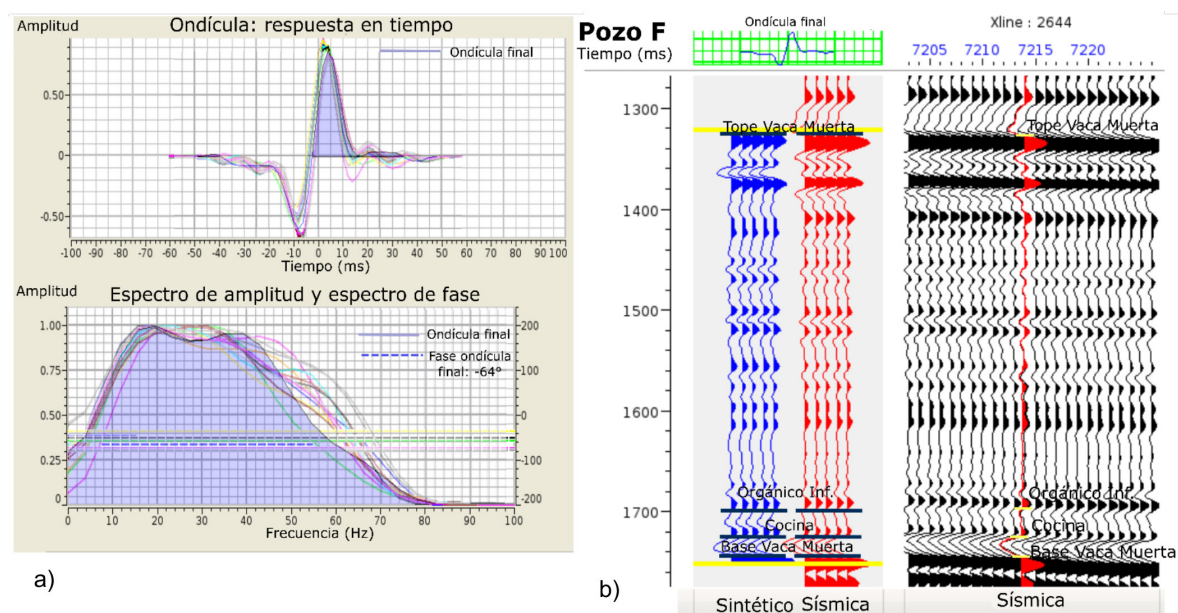


Figura 4. a) Ondícula estadística final con espectro de fase constante de -64° y ondículas estadísticas obtenidas por pozo. b) Ejemplo de atado de pozo, con correlación de 88% en el intervalo que abarca desde el tope hasta la base de Vaca Muerta.

Técnicas de inversión

Las técnicas de inversión de amplitudes sísmicas se pueden separar en dos grandes categorías: métodos de inversión *post-stack* y *pre-stack*. En el primer conjunto, el dato observado es un único volumen sísmico de *offset* cero, y de este se puede obtener un volumen de impedancias acústicas. En el segundo conjunto, el dato observado está formado por gathers o diferentes sumas parciales por ángulo u *offset* (Maurya *et al.* 2020). Este método permite estimar las reflectividades del subsuelo para distintos ángulos de incidencia de la onda sísmica y derivar volúmenes de propiedades elásticas, tales como impedancia S, impedancia P y densidad.

Además, para la resolución del problema inverso hay dos acercamientos: determinista o estadístico (Bosch 2010). Cuando se habla de la inversión sísmica determinista se hace referencia a la resolución del problema de inversión donde se obtiene un único resultado, considerado la mejor solución, que optimiza una función de costos, dados los datos observados y las restricciones impuestas sobre la solución durante el proceso de inversión (Francis 2006). La inversión sísmica estocástica, en cambio, genera múltiples realizaciones que son soluciones equiprobables al problema de inversión sísmica (Tarantola 2005).

Inversión determinista

Para el acercamiento determinista se utiliza el método de inversión basada en un modelo (Russell y Hampson 1991). Este tipo de inversión se resuelve de forma iterativa, este proceso comienza con un modelo inicial (generalmente se construye a partir de la interpolación de datos de pozos guiada por el cubo partir de los horizontes interpretados que definen al menos las formaciones más relevantes) que es perturbado y en cada paso se compara con el dato sísmico con la sísmica sintética (que se estima con el modelo de impedancia actual y la ondícula propuesta). La iteración culmina cuando el error o residual (diferencia entre sísmica observada y sísmica sintética) es menor a un umbral arbitrario o se alcanza un número máximo de iteraciones.

El volumen de impedancia P que se obtiene del proceso de inversión determinista posee una resolución similar al dato sísmico, el contenido de altas frecuencias es el mismo que en el dato sísmico.

Esta limitación del proceso de inversión sísmica determinista es una de las principales razones por las que se lleva a cabo una inversión geoestadística que permite obtener modelos con mayor detalle, y adicionalmente permite cuantificar la incertidumbre asociada a la estimación del parámetro elástico.

Inversión estocástica

En el desarrollo de este trabajo se implementa el algoritmo de Hampson & Russell. Este algoritmo se basa matemáticamente en el acercamiento estocástico Bayesiano propuesto por Buland y Omre (2003), pero utilizando Simulación Secuencial Gaussiana traza por traza para descomponer el problema global en pequeños problemas que pueden ser resueltos analíticamente, y luego se muestrea la distribución de probabilidades para generar diferentes realizaciones (Escobar *et al.* 2006).

El algoritmo opera sobre una grilla estratigráfica definida en el dominio del tiempo, con un muestreo horizontal coincidente con el cubo del dato sísmico, y el muestreo vertical variable, generalmente menor que el muestreo temporal del cubo sísmico. La grilla estratigráfica permite

cambiar el espesor de las microcapas (intervalo comprendido entre dos muestras consecutivas), generalmente más delgadas que en la inversión determinista. Debido a la fina escala vertical, la no-unicidad de la inversión aumenta, pero las múltiples realizaciones generadas por la metodología permiten estudiar la no-unicidad, por consiguiente, la incertidumbre posterior aumenta cuando el espesor de las microcapas decrece.

Para la construcción de la grilla se utiliza el mismo modelo inicial empleado en el proceso de inversión determinista. Los horizontes interpretados son utilizados para generar una grilla estratigráfica de capas delgadas con un espesor medio de 1ms en el intervalo de interés y método de estratificación conforme, buscando ser consistente con la resolución de los perfiles de pozo y las capas estratigráficas del área. Este modelo es el volumen inicial de propiedades elásticas que es actualizado para obtener un buen ajuste al dato sísmico observado (Mekap *et al.* 2017).

En la Figura 5 se muestra una representación esquemática del flujo de trabajo de la inversión estocástica *post-stack*.

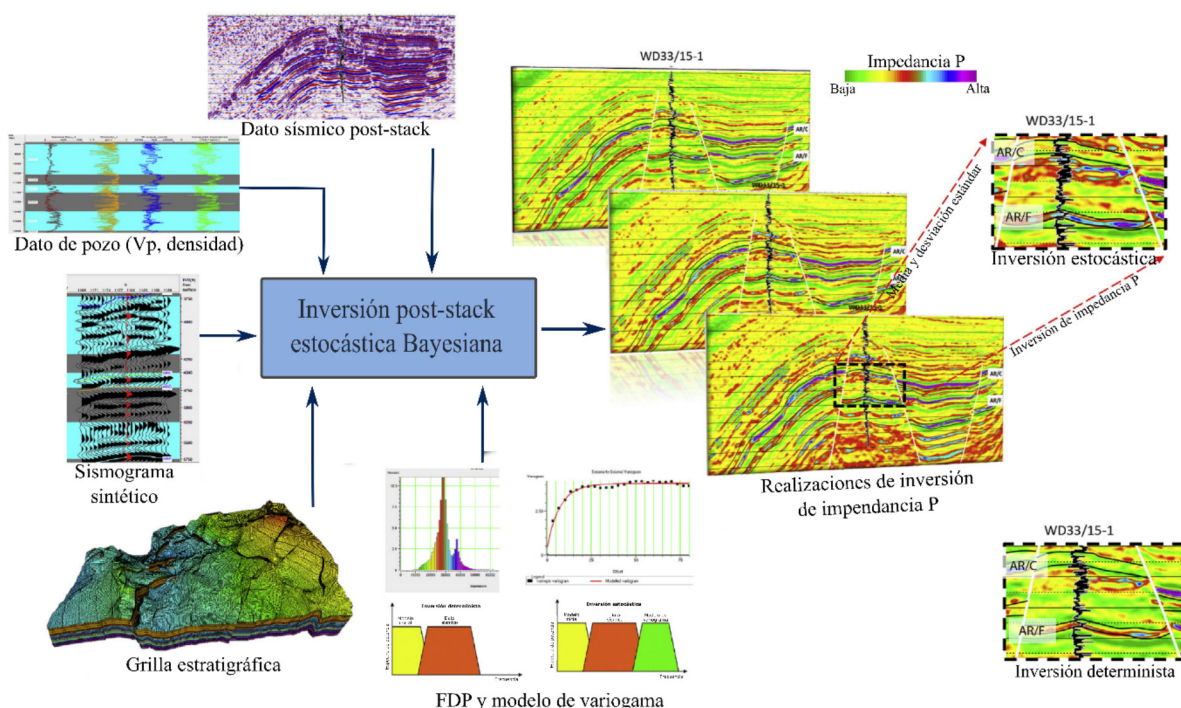


Figura 5. Resumen de los datos de entrada para la implementación de la inversión *post-stack* estocástica Bayesiana con el fin de obtener múltiples realizaciones de impedancia P. Modificado de Abdel-Fattah *et al.* (2020).

La metodología provee de numerosos resultados plausibles y una cuantificación de la incertidumbre a partir de cubos de desviación estándar de impedancia acústica. Hay que tener en cuenta que los beneficios de este método conllevan un costo computacional elevado en comparación con los métodos de inversión deterministas (Chambers *et al.* 2000). Por ejemplo,

en este trabajo, la razón entre el tiempo de procesamiento de la inversión estocástica con 100 realizaciones y el de la inversión determinista es de 3.3, para un mismo *hardware* e intervalo de inversión.

Previo a la ejecución de la inversión se generaron como parámetros de entrada variogramas verticales a partir de los perfiles de pozo y horizontales utilizando los resultados de la inversión sísmica determinista relativa. Los variogramas verticales y horizontales se estimaron para los diferentes intervalos comprendidos entre horizontes consecutivos. Los variogramas son medidas de la variación geológica en función de la distancia, es decir, de la continuidad espacial de un parámetro. La variación geológica es diferente en las direcciones verticales y horizontales; generalmente la correlación espacial es mayor en el plano horizontal (Gringarten y Deutsch, 1999).

Variogramas

Los variogramas verticales se obtienen a partir de los datos de pozos de impedancia acústica.

Se ajustó un variograma por macrocapa (intervalo comprendido entre horizontes interpretados consecutivos), que involucró la definición del *sill*, rango y el factor “n” del modelo. Se utilizaron los modelos esférico y estable con un rango entre 5 y 9 capas (una capa es el espacio entre dos muestras consecutivas de la grilla estratigráfica), *sill* igual a uno, y n igual a 1.3 en el caso de los modelos estables, para el intervalo de interés (Fig. 6).

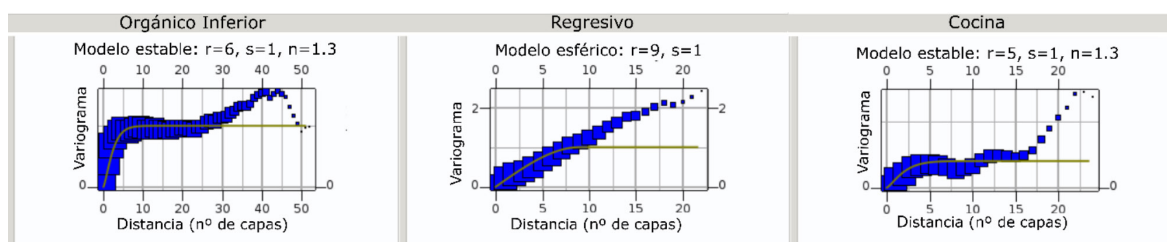


Figura 6. ajuste de variogramas verticales para tres macrocapas de interés. r representa el rango, s es el *sill* y n el factor del modelo estable. Se muestra el variograma teórico en amarillo y el dato de impedancia acústica de los pozos en azul.

Para la estimación de los variogramas horizontales se utilizaron los resultados de la inversión determinista relativa y se generaron mapas de valor medio cuadrático para cada macrocapa. A partir de los mapas de varianza para cada macrocapa se ajustaron variogramas horizontales anisótropos en dos direcciones. Se determina una dirección principal en sentido horario a partir del Norte y una secundaria perpendicular a esta, así como el factor de anisotropía que indica el grado de anisotropía. La dirección principal indica que la varianza es menor en esa dirección, es decir, los datos son más similares.

Cada variograma se ajustó con una función teórica, que involucró la definición del *sill*, rango y el factor “n” del modelo estable, si corresponde. Se utilizaron modelos estable, exponencial y

gaussiano con rangos entre 2000 y 5200 metros, *sill* entre 6800 y 18000 y factor de anisotropía entre 0.6 y 0.7 para el intervalo de interés (Fig. 7).

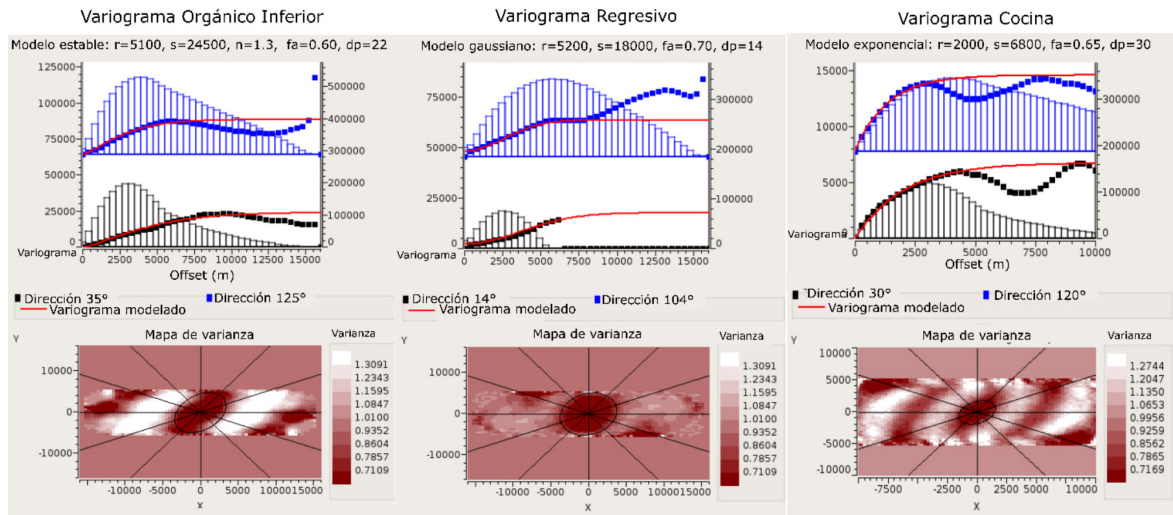


Figura 7. Ajuste de variogramas horizontales anisótropos con dos direcciones y mapas de varianza. En negro se muestra la dirección principal (dp) y en azul la dirección perpendicular a ella. En rojo se muestra el variograma modelado. r es el rango, s el *sill*, fa el factor de anisotropía, n es el parámetro del modelo estable.

La información de los pozos puede ser utilizada o no como restricción en el proceso de inversión. La restricción consiste en definir la incertidumbre asociada que se aporta como un porcentaje de variación con respecto a los perfiles de los pozos, esto indica cuanto deben ajustar las realizaciones al dato del pozo, afectando los resultados en la vecindad de este. Por eso se llevaron a cabo tres ejecuciones de la metodología una donde los pozos no se utilizan como restricción y dos donde se restringe el problema con los pozos, considerando primero una incertidumbre del 5% y luego una del 1%. A partir de esto se puede analizar la influencia de los pozos en la inversión. A menor incertidumbre se producen realizaciones más cercanas a la traza sintética del pozo, pero un menor ajuste a la traza sísmica correspondiente a la posición del pozo.

RESULTADOS

En la Figura 8 se muestran los resultados de la inversión estocástica sin restricción de los pozos con cien realizaciones. Se aprecia que diferentes realizaciones de una misma ejecución de la inversión son diferentes entre sí, lo cual deja en evidencia el concepto de no-unicidad en el proceso de inversión sísmica.

Al integrar los perfiles de pozo, con alta resolución vertical, se añade una fuente de altas frecuencias en las metodologías geoestadísticas (Fig. 9). Cuando se restringen las soluciones a

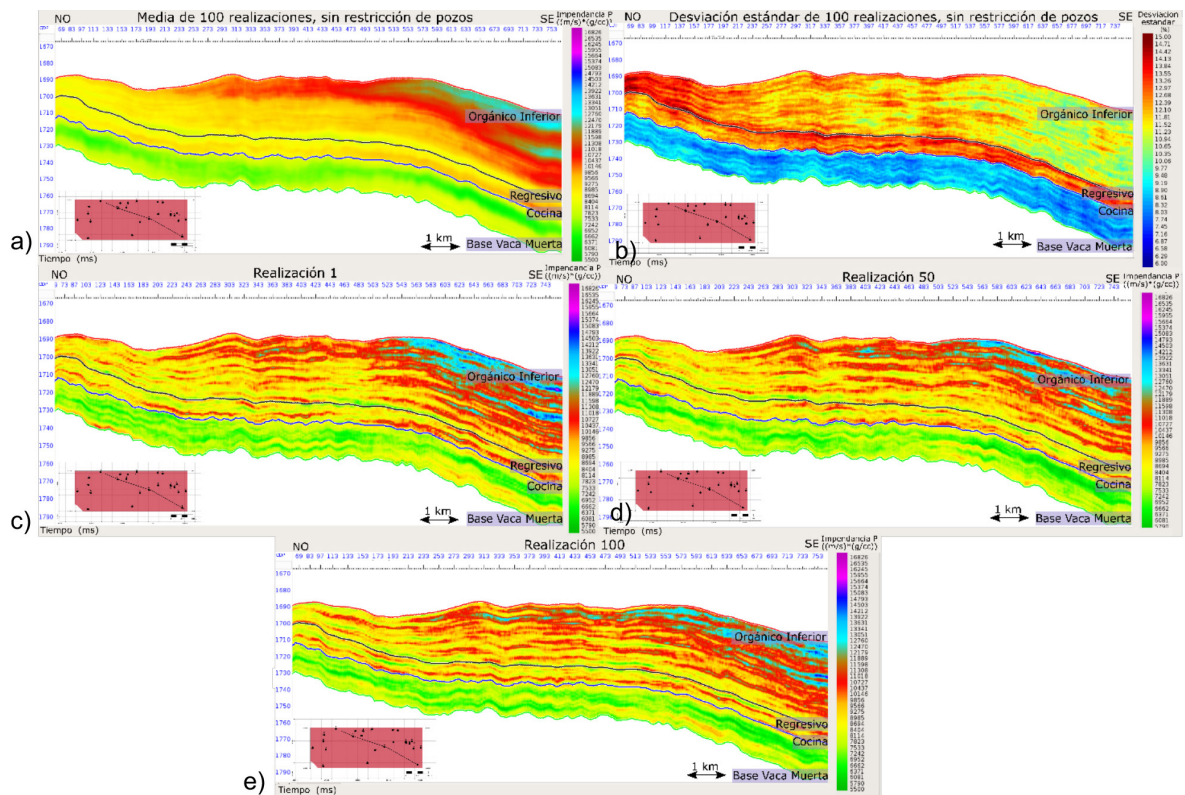


Figura 8. a) Sección de la media de 100 realizaciones de la inversión estocástica restringida por los pozos con una incertidumbre del 5%. b) Sección de la desviación estándar de 100 realizaciones de la inversión estocástica restringida por los pozos con una incertidumbre del 5%. c) Sección de la realización 1 de la inversión estocástica restringida por los pozos con una incertidumbre del 5%. d) Sección de la realización 50 de la inversión estocástica restringida por los pozos con una incertidumbre del 5%. e) Sección de la realización 100 de la inversión estocástica restringida por los pozos con una incertidumbre del 5%.

partir del dato de pozo, todas ellas tendrán el mismo contenido de altas frecuencias porque se honra el dato en la posición del pozo, presentando una alta resolución.

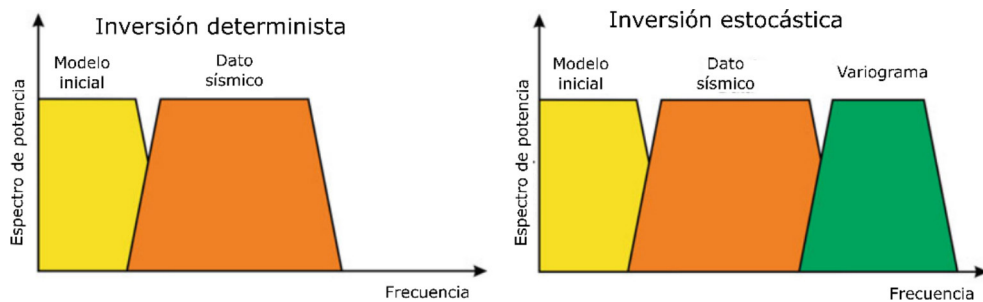


Figura 9. Representación gráfica del respectivo ancho de banda de las soluciones deterministas y estocásticas. Modificado de Azevedo y Soares (2017).

Cuando se compara el resultado de la inversión determinista con los resultados de la inversión estocástica, se observa una gran mejora en el detalle de los modelos, principalmente en la dimensión vertical. Esta es una de las ventajas más importantes que presenta esta metodología (Fig. 10).

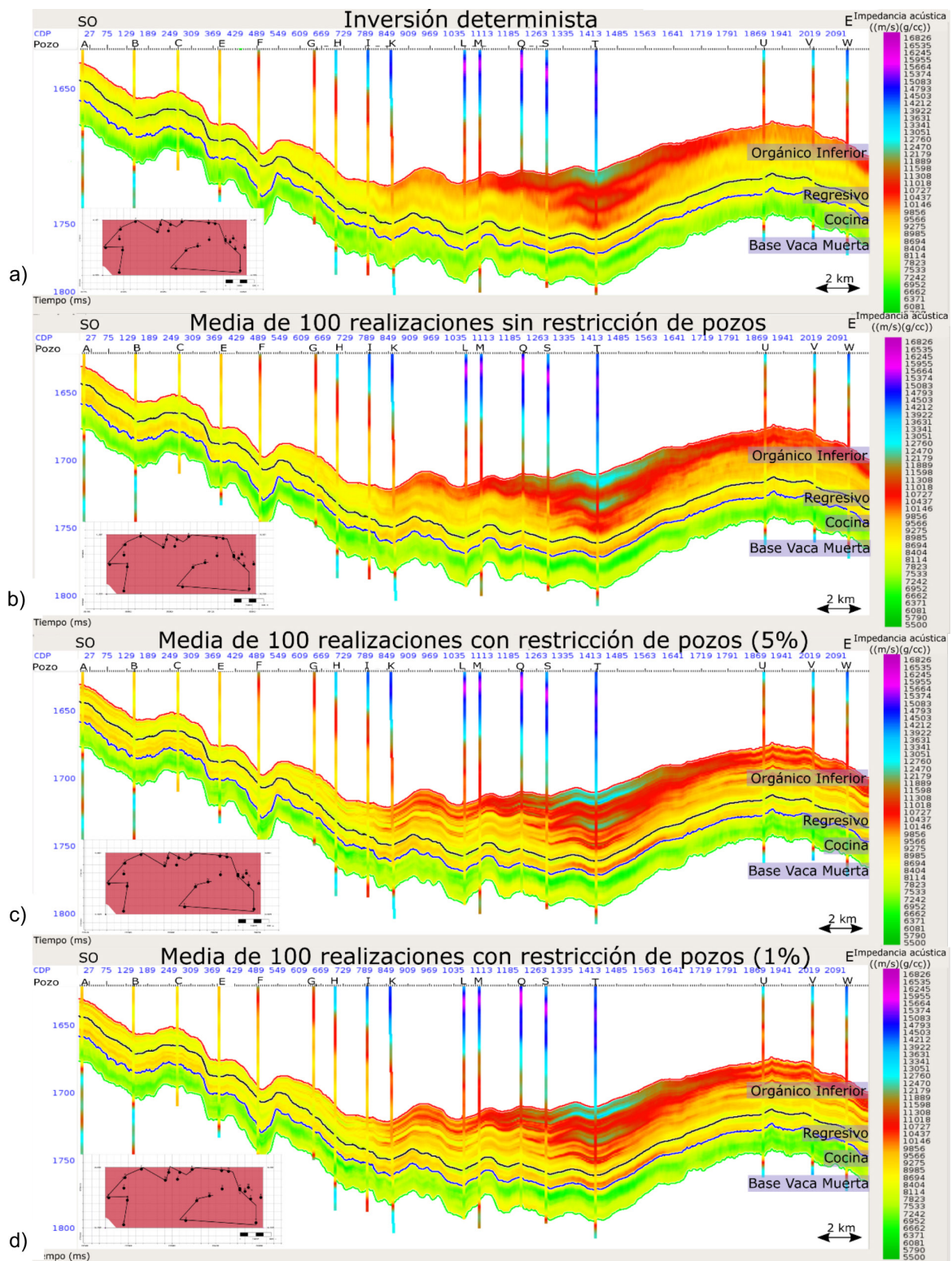


Figura 10. a) Sección del resultado de la inversión determinista y perfiles de impedancia acústica filtrada hasta los 70Hz. b) Sección de la media de las 100 realizaciones de la inversión estocástica no restringida por los pozos y perfiles de impedancia acústica sin filtrar. c) Sección de la media de las 100 realizaciones de la inversión estocástica restringida por los pozos con una incertidumbre de 5% y perfiles de impedancia acústica sin filtrar. d) Sección de la media de las 100 realizaciones de la inversión estocástica restringida por los pozos con una incertidumbre de 1% y perfiles de impedancia acústica sin filtrar.

Al utilizar los pozos como restricción de la inversión, se obtiene un buen ajuste en la posición del pozo, pero no se logra un gran cambio en los resultados lejos de su ubicación, condicionado por los modelos de los variogramas horizontales.

Caracterización petrofísica

Un análisis posterior de los resultados es la estimación de propiedades del reservorio, en particular la porosidad y el COT. Para lograr este objetivo es necesario hallar una relación entre la impedancia acústica y la propiedad que se desea obtener. La relación se obtuvo a partir del análisis y ajuste de tendencias en los diagramas de dispersión entre la impedancia acústica invertida y la propiedad que se desea propagar, tanto para los resultados de la inversión determinista como de la inversión estocástica (Fig. 11).

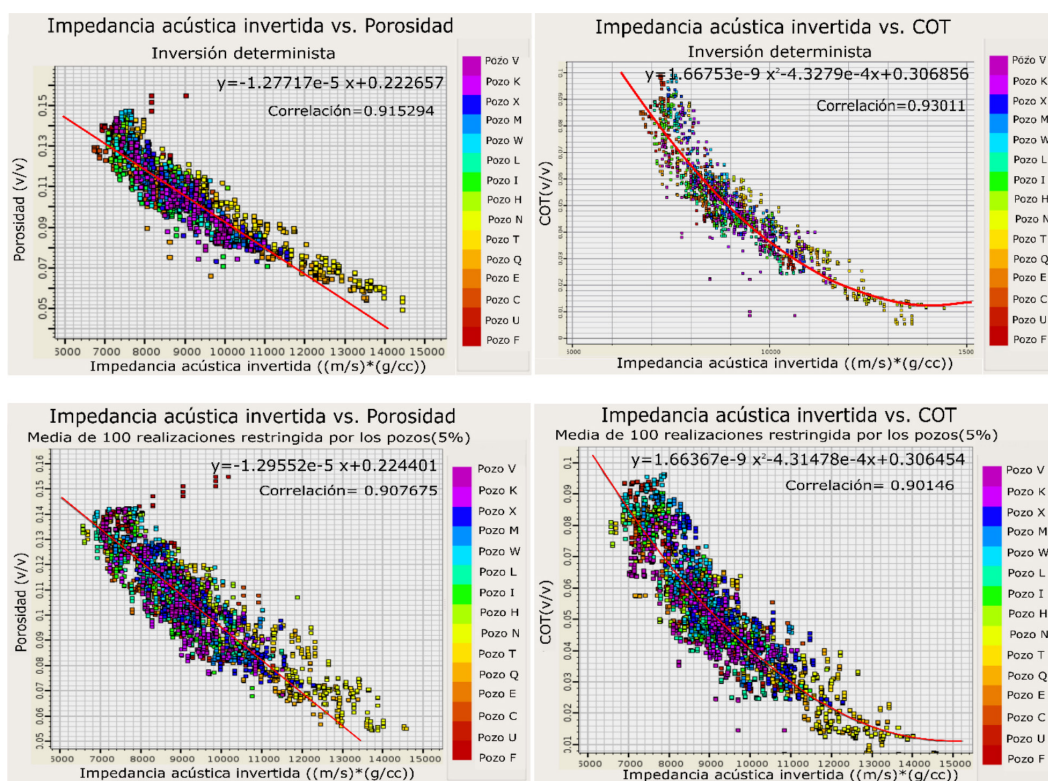


Figura 11. Diagramas de dispersión entre impedancia acústica invertida y porosidad e impedancia acústica invertida y COT para la inversión determinista (arriba) y la media de 100 realizaciones de la inversión estocástica restringida por los pozos, con un 5% de incertidumbre (abajo), en el intervalo de interés. Se muestran en rojo las tendencias ajustadas y la ecuación correspondiente.

A partir del resultado de la inversión determinista y el volumen de impedancia P media para cada una de las tres ejecuciones de la inversión determinista se obtuvieron un total de cuatro volúmenes de COT y cuatro volúmenes de porosidad.

Los derivados de la inversión estocástica, incluida la porosidad y el COT (Figs. 12 y 13), honran el dato sísmico y el dato de pozo. Sin embargo, las tendencias derivadas de la inversión determinista y estocástica siguen siendo similares. Aunque las tendencias son semejantes, la inversión geoestadística provee una mejor manera de entender la heterogeneidad de la Fm. Vaca Muerta, en una escala más fina que al considerar la inversión determinista solamente. Esto se hace visible en la Figura 6 donde el aumento del detalle deja en evidencia la heterogeneidad vertical alrededor de los pozos.

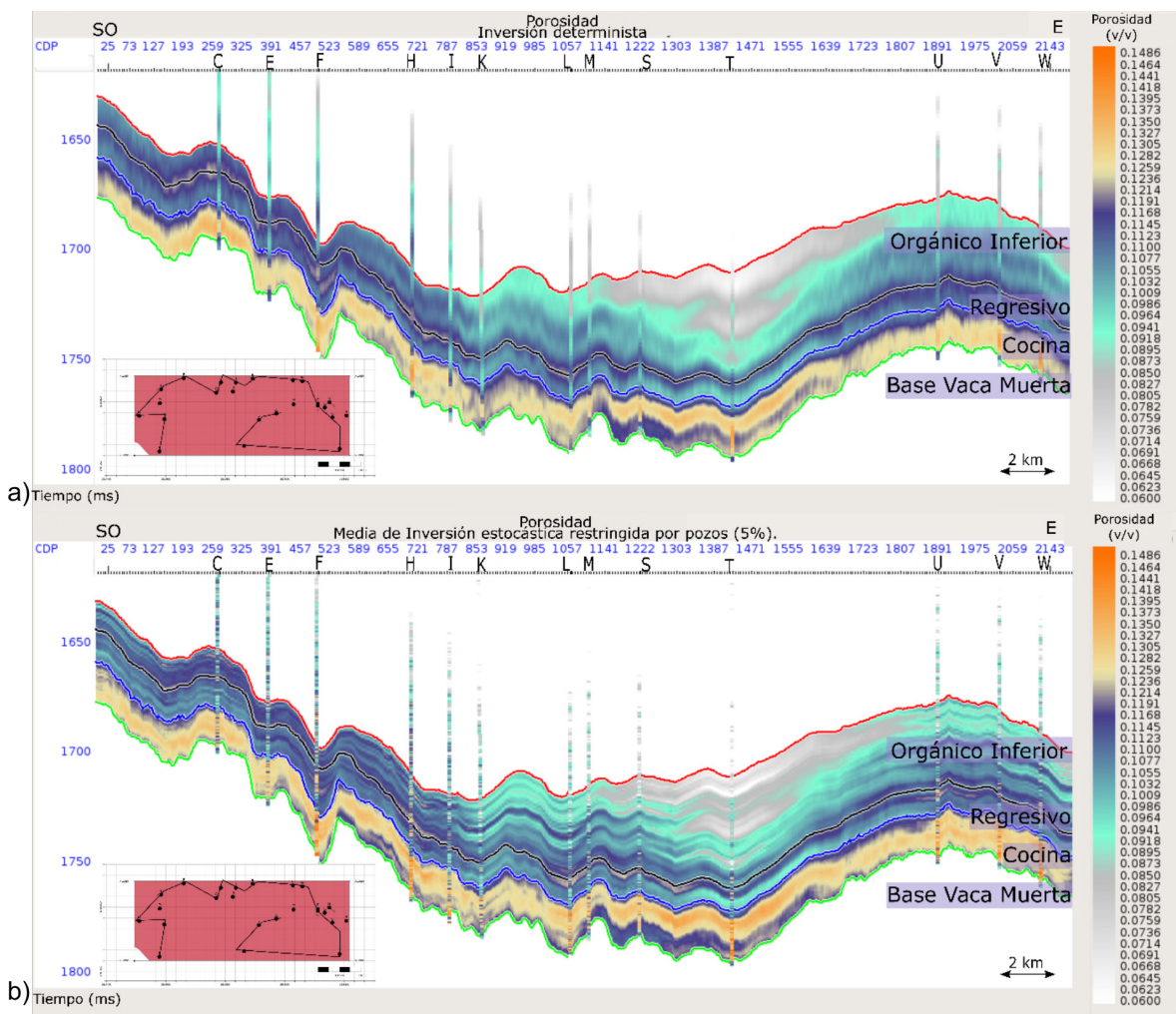


Figura 12. a) Sección de porosidad obtenida a partir del volumen de impedancia P de la inversión determinista. Perfiles de porosidad de los pozos filtrados hasta 70Hz. b) Sección de porosidad obtenida a partir del volumen de la media de 100 realizaciones restringidas por los pozos (5%) de impedancia P. Perfiles de porosidad de los pozos sin filtrar.

Los mayores valores de COT pueden ser encontrados en la zona inferior de Vaca Muerta, asociado a la Cocina, disminuyendo sus valores para la zona superior, por lo que se pueden diferenciar zonas de interés.

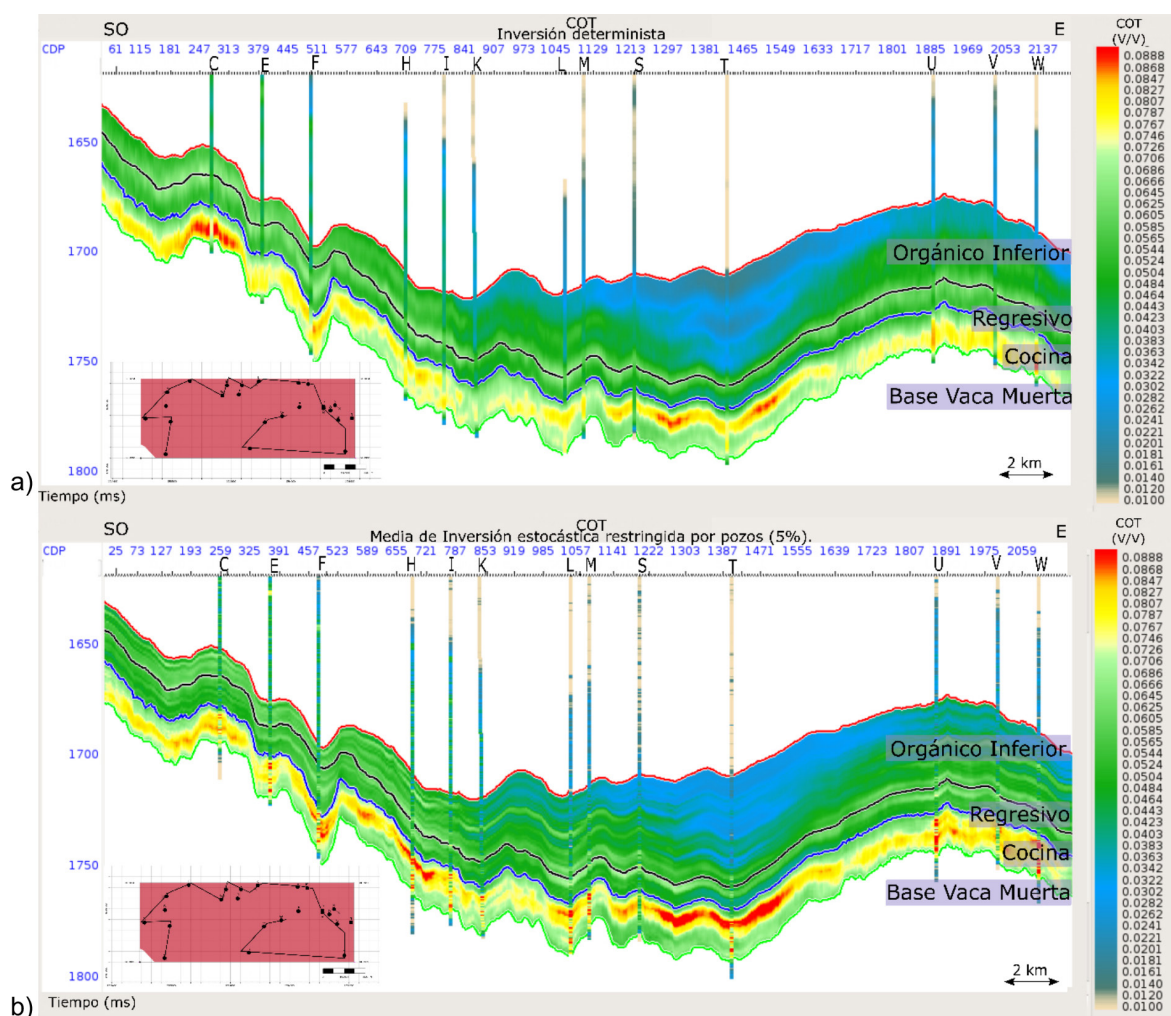


Figura 13. a) Sección de COT obtenida a partir del volumen de impedancia P de la inversión determinista. Perfiles de porosidad de los pozos filtrados hasta 70Hz. b) Sección de COT obtenida a partir del volumen de la media de 100 realizaciones restringidas por los pozos (5%) de impedancia P. Perfiles de porosidad de los pozos sin filtrar.

CONCLUSIONES

Se obtuvo un incremento en el detalle de los resultados a partir de la inversión estocástica, incluso sin contar con los pozos como restricción en la metodología. Esta condición se considera como una de las mayores ventajas del método frente a capas de interés cuyo espesor es menor al de la resolución sísmica. Además, la inversión estocástica provee un mejor entendimiento sobre la incertidumbre de los datos disponibles y, por lo tanto, una base sobre la cual analizar los resultados obtenidos.

La heterogeneidad de la Fm. Vaca Muerta se analiza en mayor detalle con la utilización de la inversión geoestadística. Esto se puede apreciar especialmente en las cercanías de los pozos.

Los resultados de la integración y el análisis de la información disponible en el proceso de inversión sísmica estocástica permiten entender mejor la continuidad y la conectividad del reservorio entre pozos, fundamental en las etapas de explotación de este recurso hidrocarburífero no convencional.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a las autoridades de YPF S.A. por la información provista para este trabajo y permitir la publicación de los resultados presentados en esta contribución.

REFERENCIAS

- AAVV 2016, Estudios estratégicos para el desarrollo territorial de la Región Vaca Muerta. Segunda Etapa. COFEPLAN. Vol. 1.
- Azevedo, L., Grana, D. y Amaro C., 2018, Geostatistical rock physics AVA inversion, *Geophysical Journal International*. Vol. 216., pp. 1728-1739.
- Azevedo, L. y Soares A., 2017, *Geostatistical Methods for Reservoir Geophysics*, Springer, 141pp.
- Abdel-Fattah, M., Pigott, J. y El-Sadek, M., 2020, Integrated seismic attributes and stochastic inversion for reservoir characterization: Insights from Wadi field (NE Abu-Gharadig Basin, Egypt), *Journal of African Earth Sciences*. Vol. 161, p. 14.
- Buland, A. y Omre, H., 2003, Bayesian linearized AVO inversion, *Geophysics*. Vol. 68, no 1, pp. 185-198.
- Chambers, R. L., Yarus, J. M. y Hird, K. B., 2000, Petroleum geostatistics for nongeostatisticians: Part 1. The Leading Edge, vol 19, no 5, pp. 474-479.
- Bosch, M., Mukerji, T. y Gonzalez, E., 2010, Seismic inversion for reservoir properties combining statistical rock physics and geostatistics: A review, *Geophysics*. Vol. 75., no 5, pp. 165-176.
- Doyen, P. M., de Buyl, M. H. y Guidish, T. M., 1989, Porosity from Seismic Data, a Geostatistical Approach, *Exploration Geophysics*. Vol. 20. no 2, pp. 245-245.
- Doyen P., 2007, *Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective*, Vol. 2. Houten: EAGE publications, 255pp.
- EIA, 2014, portal U.S. Energy Information Administration, <https://www.eia.gov/>, Today in Energy-Archive-Shale oil and shale gas resources are globally abundant. Acceso 7 de julio de 2022.
- Escobar, I., Williamson, P., Cherrett, A., Doyen, P., Bornard, R., Moyen, R. y Crozat, T., 2006, Fast geostatistical stochastic inversion in a stratigraphic grid, *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. Vol. 25, pp. 2067-2071, New Orleans, Louisiana, Estados Unidos.
- González, G., Vallejo, D., Desjardins, P., Gonzalez-Tomassini, F., Kietzmann, D., Rivarola, L., Marechal D. y F. Dominguez, 2016, Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta- Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos, *Publicación Especial del Instituto Argentino de Petróleo y el Gas (IAPG)*, 252 pp.

- Gringarten, E. y Deutsch C., 1999, Methodology for variogram interpretation and modeling for improved reservoir characterization. En SPE annual technical conference and exhibition, OnePetro, Houston, Texas, Estados Unidos.
- Howell, J. A., Schwarz, E., Spalletti, L. A. y Veiga, G. D., 2005, The Neuquén basin: an overview, J. Gregory, J., Griffiths, J., Howe, J., Leat, P., Robins, N. y Turner, J. (eds.), Geological Society, London, Special Publications, vol. 252, no 1, pp. 1-14.
- Maurya, S., Singh, N. y Singh, K. H., 2020, Seismic Inversion Methods: A Practical Approach, Springer, 216pp.
- Mekap, S.K., Chaturvedi, P., Vidyasagar, P., Kumar, A., Bhanja, T., Tiwari, B., Mathur, A. y Malik, J., 2017, Stochastic seismic inversion for static reservoir modeling, SPG India, Jaipur, India.
- Russell, B.H. y Hampson, D.P., 1991, A comparison of post-stack seismic inversion methods. En SEG Technical Program Expanded Abstracts 1991. Society of Exploration Geophysicists, pp. 876-878, Houston Texas, Estados Unidos.
- Sams, M. y Saussus, D., 2008, Comparison of Uncertainty Estimates From Deterministic and Geostatistical Inversion. SEG International Exposition and Annual Meeting Vol. All Days, pp. 1486-1490, Las Vegas, Nevada, Estados Unidos.
- Tarantola A., 2005, Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation, Inverse Problem Theory and Model Parameter Estimation, Society for Industrial and Applied Mathematics, 342pp.

