

CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE LA FM. VACA MUERTA AL NORESTE DE LA CUENCA NEUQUINA Y SU APOORTE EN EL ENTENDIMIENTO DE LAS VARIACIONES DE LAS PROPIEDADES DE RESERVORIO

Julia Elena Bouhier¹, Federico G. E. Späth², Ricardo Fabián Domínguez³, Esteban Rives⁴, Silvina Chiapero⁵

1: YPF S.A. julia.bouhier@ypf.com

2: YPF S.A. federico.spath@ypf.com

3: YPF S.A. ricardo.dominguez@ypf.com

4: CHEVRON. esteban.rives@set.ypf.com

5: YPF S.A. silvina.chiappero@ypf.com

Palabras clave: Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, Shale, Geofísica, Caracterización sísmica

ABSTRACT

The present work shows the interpretation and seismic characterization of the Fm. Vaca Muerta in a study area of 230 km² in the northeast of the Neuquén Basin. In this position, the Quintuco - Vaca Muerta System has an average thickness of 400 meters and six third-order transgressive-regressive sequences are interpreted, of which four have already been tested as unconventional reservoirs. The main objective of this study was to identify and map the variations of the reservoir properties: porosity and total organic carbon (TOC), at each level of interest. To achieve this, it focused mainly on the seismic characterization and the incorporation of its results into the static model.

Acoustic inversion was performed from a prestack merge and electrical profile information from 12 wells. A good correlation was observed between petrophysical properties and impedance P (Zp) for the levels of interest; for porosity and Zp, 82% was reached and a lower correlation, of the order of 65%, between TOC and Zp. For the construction of the low-frequency model, multiple regression techniques were applied in order to avoid the presence of artifacts. Once the inversion was made, a cube of Zp was obtained where the organic levels of interest are clearly distinguished with smooth variations without the presence of *bull eyes*. Finally, a cube of porosities was calculated applying, again, multiple regression techniques and they were incorporated into the static model. Based on the study carried out, it was possible to map variations of the reservoir properties: porosity and TOC and generate a backup for decision-making in future drilling and field development design.

INTRODUCCIÓN

El área de estudio cubre 230 km² y se emplaza en el sector noreste de la Cuenca Neuquina (Fig. 1). En esta posición la Fm. Vaca Muerta se caracteriza por presentar una espesa columna

sedimentaria con seis secuencias regresivas-transgresivas. A partir de la etapa exploratoria en 2015, que consistió en la toma de datos a partir de la perforación de tres pozos verticales y uno horizontal con toma de datos, se definieron cinco niveles de interés no convencional (Lanusse Noguera *et al.*, 2017). Durante una segunda etapa, de desarrollo temprano, se perforaron dos *pads* con dos pozos cada uno, de ramas horizontales de 2000 m y se pudo probar producción de tres de los niveles identificados inicialmente.

Como ha sido demostrado por diferentes autores (Kautyian *et al.*, 2018; Chao y Achilli, 2018; Guerberoff *et al.*, 2015), la caracterización sísmica es una herramienta fundamental para comprender y caracterizar los reservorios de tipo shale. En el caso de la Fm Vaca Muerta ha permitido interpretar la estratigrafía y definir zonas de mejores propiedades de reservorio (*sweet spots*). Por este motivo y, con el objetivo de dar soporte al diseño y plan de desarrollo del área, se llevó adelante la caracterización sísmica que se presenta en este trabajo. La misma consistió en la generación de un volumen de impedancias P a partir de una inversión *post stack*, utilización de técnicas de regresiones múltiples y el cálculo de cubos de propiedades de reservorio.

En este trabajo se utilizó la información de 12 pozos que cuentan con perfiles de velocidad de ondas compresivas (V_p) y solo siete de ellos cuentan con perfiles de densidad. Para completar la información de estos últimos, se calibraron relaciones empíricas y se sintetizaron las curvas correspondientes. Por otro lado, se utilizó un cubo sísmico con migración *pre-stack* en tiempo (PSTM) correspondiente a un merge *pre-stack* de tres proyectos sísmicos. El mismo presenta una cobertura nominal promedio de 28. En el espesor del sistema Quintuco-Vaca Muerta, la frecuencia dominante es de 30 hz y tiene una velocidad promedio de 3.300 m/s dando una resolución vertical de 27,5 m.

CONTEXTO GEOLÓGICO

En el área de estudio, el sistema Quintuco-Vaca Muerta presenta un espesor promedio de 400 m y suprayace a la Fm. Tordillo (facies arenosas de origen eólicas, Maretto *et al.*, 2011), Identificado en la Figura 1. Lo conforma una sucesión mixta progradante de facies silicoclásticas-carbonáticas con variabilidad sedimentológica tanto en la vertical como en lo lateral que se depositaron en un ambiente marino somero a marino profundo. Desde el punto de vista estratigráfico-secuencial, presenta cinco ciclos transgresivos-regresivos cuyo patrón sismoestratigráfico es agradante-progradante con dirección NE-SO. Con facies proximales hacia el NE y distales al SO.

En cuanto al contexto estructural, Cristallini *et al.* (2002) identificaron dos patrones principales de fallas uno de orientación ENE y otro de orientación NNO. El autor define que, para las unidades Pre-Cuyanas y en la Fm. Tordillo el patrón más importante es el NNO, en cambio para la Fm. Vaca Muerta, Fm. Mulichinco y en el Mb. Troncoso inferior se impone el ENE. Marchal *et al.* (2021) diferencian los sistemas de fallas en el sistema Quintuco-Vaca Muerta en toda la

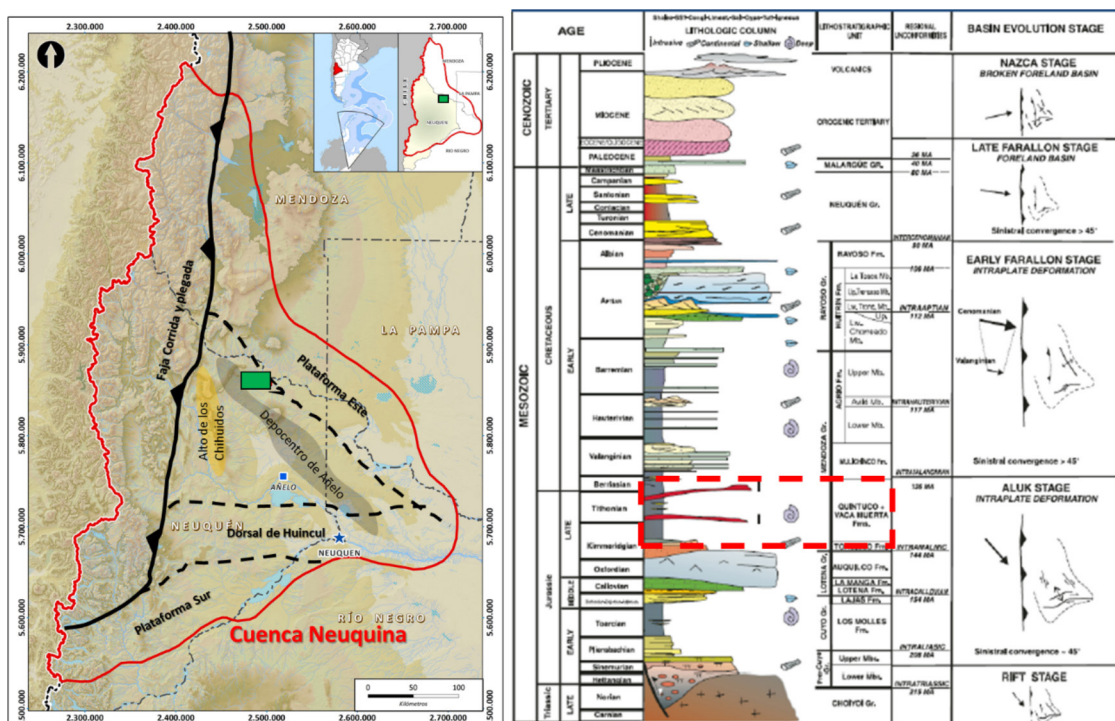


Figura 1. Ubicación y contexto geológico del área de estudio (verde) al norte de la Cuenca Neuquina (Izquierda). Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina donde se identifica en rojo al sistema Quintuco-Vaca Muerta (derecha) (Mosquera y Ramos, 2006).

Cuenca Neuquina, según la clasificación de Anderson, en: Normales, Inversas y Transcurrentes. Para el área de estudio, describe dos familias de fallas normales con orientaciones NO-SE (Jurásico superior-Cretácico inferior) y ENE-OSO/SE (Cretácico inferior). En trabajos internos

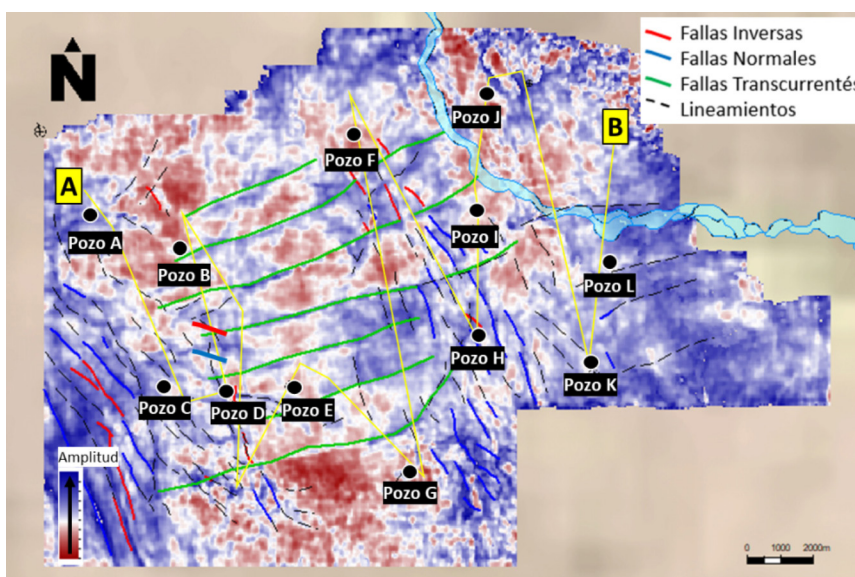


Figura 2. Amplitud sísmica de la Base de la Fm. Vaca Muerta (BVM). Se observa como el contexto estructural afecta a la amplitud sísmica. Contexto estructural del área de estudio: en rojo las fallas inversas (rojas), normales (azules), transcurrentes (verdes) y lineamientos (negro de trazo punteado). Pozos utilizados en el trabajo y Sección sísmica A-B que pasa por la posición de cada uno de ellos.

(inéditos) se interpretan a la familia de fallas ENE-OSO/SE como fallas transcurrentes que afectan principalmente a los niveles basales de la Fm. Vaca Muerta (Fig. 2). Las zonas más estructuradas se tuvieron en cuenta a la hora de interpretar los resultados, dado que afectan las amplitudes sísmicas y por ende al resultado de la inversión.

ANÁLISIS Y ACONDICIONAMIENTO DEL DATO

Información de pozos

Se contó con la información de 12 pozos, muy bien distribuidos en el área abarcada por la inversión. El contenido de perfiles es variable, los pozos exploratorios, perforados en los últimos años, cuentan con el set de perfiles completo (V_p , V_s y Densidad), mientras que los previos a estos

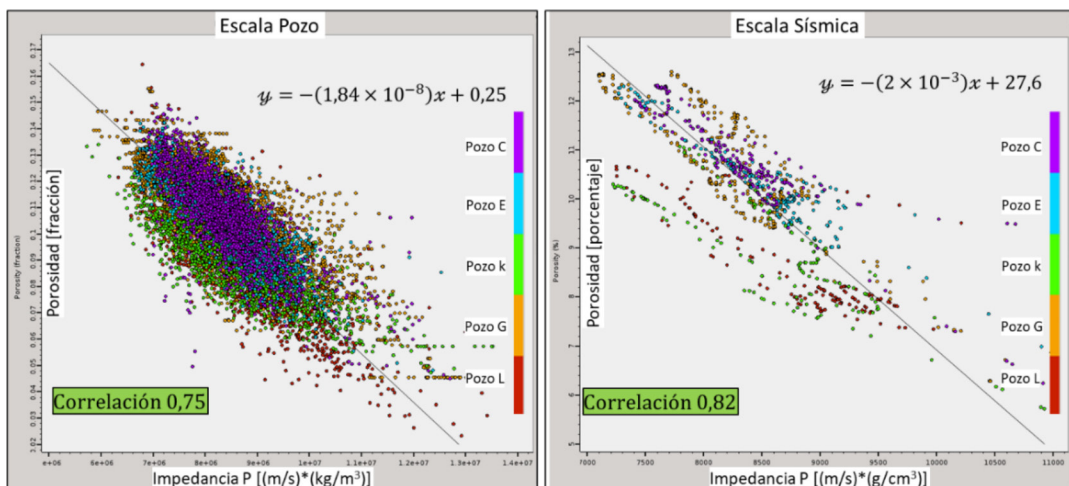


Figura 3. Cross plots entre Z_p y porosidad. Se observa en el gráfico de la derecha que algunos datos se apartan de la tendencia principal, estos corresponden a los niveles superiores de los pozos K y L.

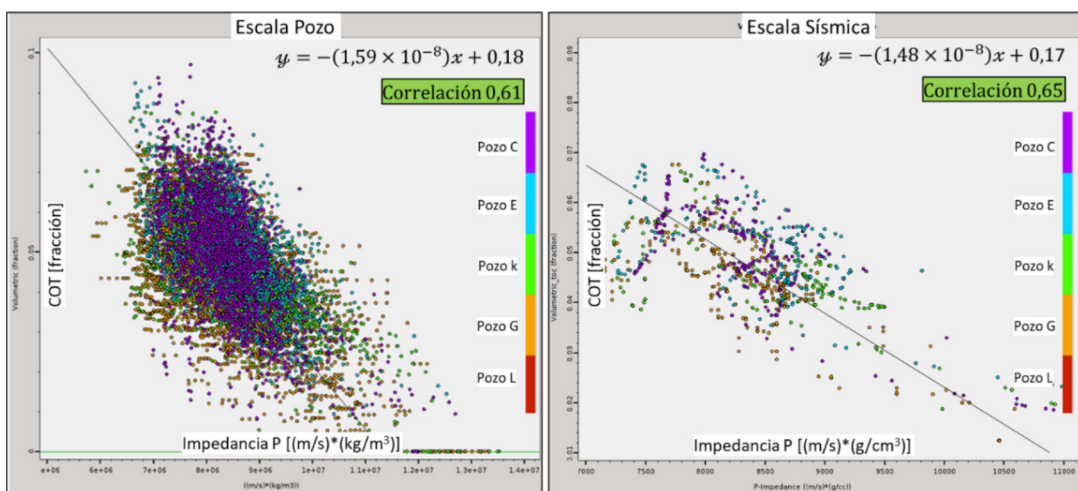


Figura 4. Cross plot entre Z_p y COT.

no tienen, en su mayoría, los perfiles de Densidad. Estos últimos se calcularon a partir de relaciones empíricas calibradas. En la Figura 2 se identifican los pozos utilizados.

La información petrofísica disponible son curvas de Carbono Orgánico Total (COT) y Porosidad de cinco pozos (Pozos C, E, G, K y L). Existe una muy buena correlación entre la porosidad y la Impedancia P (82 %) y una buena correlación entre el COT y la Impedancia P (65 %) (Figs. 3 y 4).

Al analizar los perfiles filtrados (pasa bajos 60 Hz) se distingue una familia de puntos que se aparta de la tendencia principal, la misma proviene de los niveles superiores de la Fm. Vaca Muerta de los pozos que se encuentran estratigráficamente en posiciones más proximales (Pozo K y L).

Amarre pozo-sísmica y extracción de ondícula

La ondícula empleada para la inversión se obtuvo promediando las ondículas extraídas en cinco pozos. Se realizó una extracción determinística con el método de Roy-White (White, 1980; Walden y White, 1998). La correlación cruzada sintético-sísmica es superior al 80 % en cada pozo (Fig. 5). El promedio de stretch realizado fue de 15 ms en un espesor promedio de 350 ms.

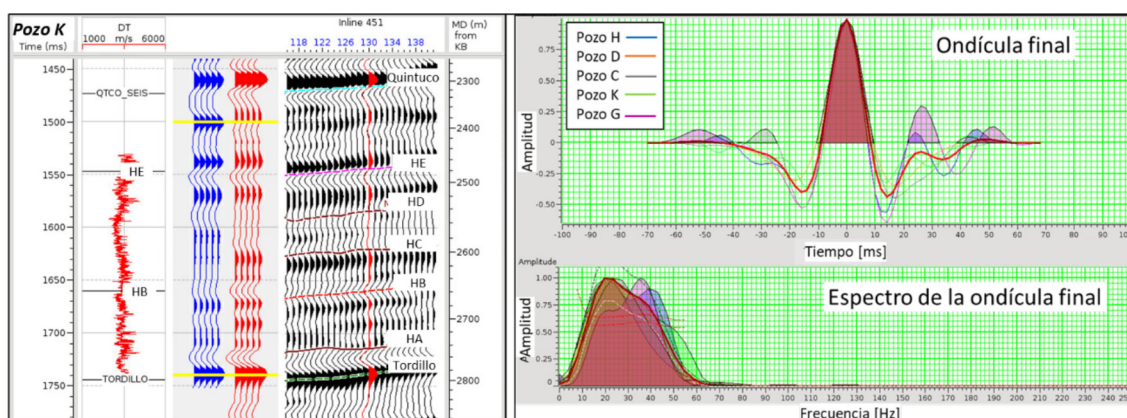


Figura 5. Calibración Pozo K y sísmica (izquierda). Ondícula promediada utilizada para el amarre sísmica-pozo y para la inversión.

Se interpretaron siete horizontes: Quintuco, Horizonte E (HE), Horizonte D (HD), Horizonte C (HC), Horizonte B (HB), Horizonte A (HA) y BVM. En la Figura 6, se muestra una sección A-B que pasa por las posiciones de los pozos más importantes (Fig. 2). Las superficies HE, HB, HA y BVM se pudieron interpretar sin dificultad a diferencia de los niveles HD y HC cuya interpretación, en algunos sectores del cubo, tuvo que realizarse con mayor detalle. Por esta razón, los dos últimos no fueron utilizados como guías para la construcción del modelo de bajas frecuencias.

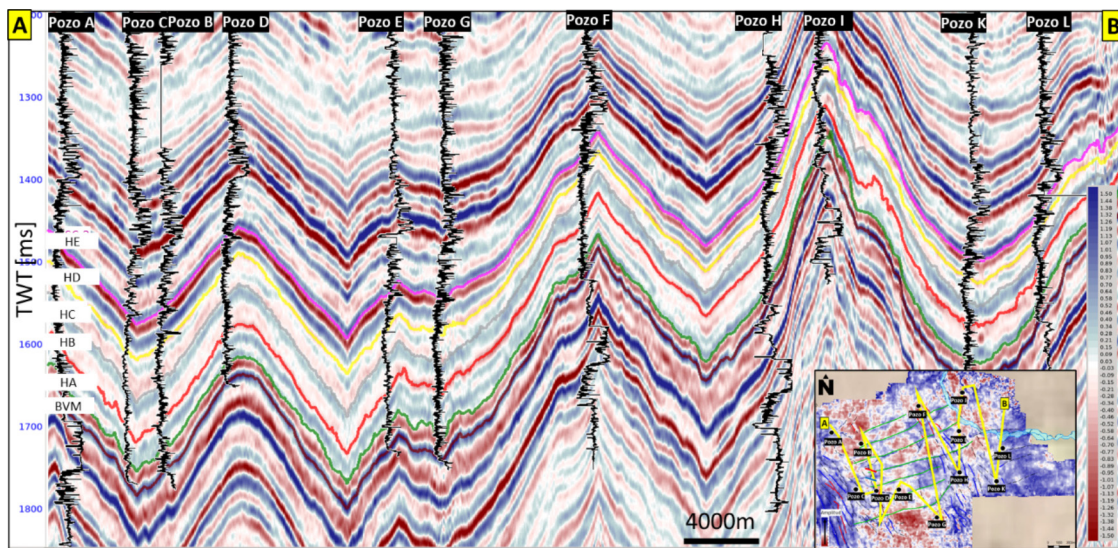


Figura 6. Sección sísmica que atraviesa las posiciones de los pozos principales y los horizontes interpretados luego de la calibración de los pozos.

INVERSIÓN POSTSTACK

Modelo de bajas frecuencias

Se generaron dos modelos de bajas frecuencias que se diferenciaron en las técnicas de interpolación aplicadas, en el Modelo 1 se aplicó *kriging* y en el Modelo 2 técnicas de regresiones lineales múltiples (Ray y Chopra, 2016).

Se utilizaron 12 pozos con un filtro pasa-bajos 0/0-10/15Hz y se seleccionaron cuatro horizontes para guiar los modelos: HE, HB, HA y BVM. En la Figura 7 se comparan los modelos resultantes, para una extracción del promedio de Z_p para el espesor de BVM + 20 ms. En el Modelo 2 los efectos de *bull eyes* se atenúan y las variaciones de impedancia son más graduales.

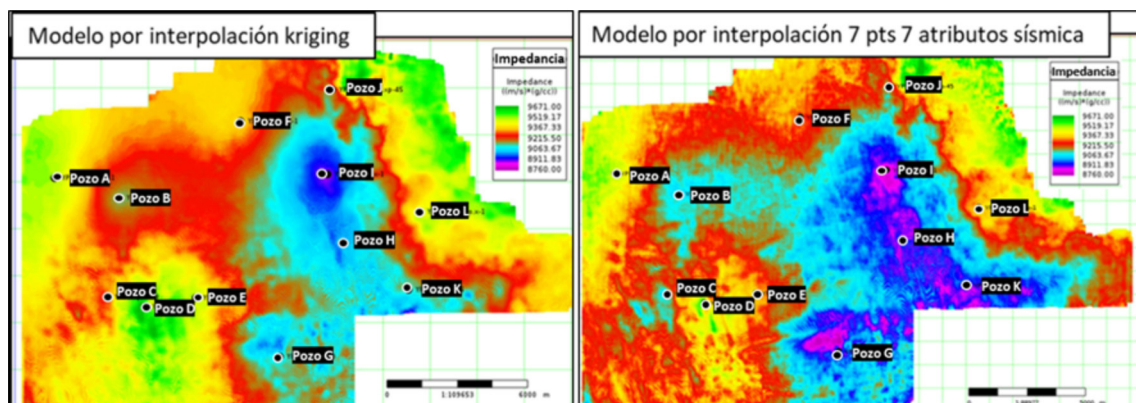


Figura 7. Comparación de modelos de bajas frecuencias para el espesor BVM + 20 ms. En el modelo 2 los efectos de *Bull eyes* se atenúan.

En la Figura 8 se muestra una sección NO-SE donde, puede apreciarse que, el Modelo 2 resuelve de manera suave y transicional los distintos espesores orgánicos (colores fríos).

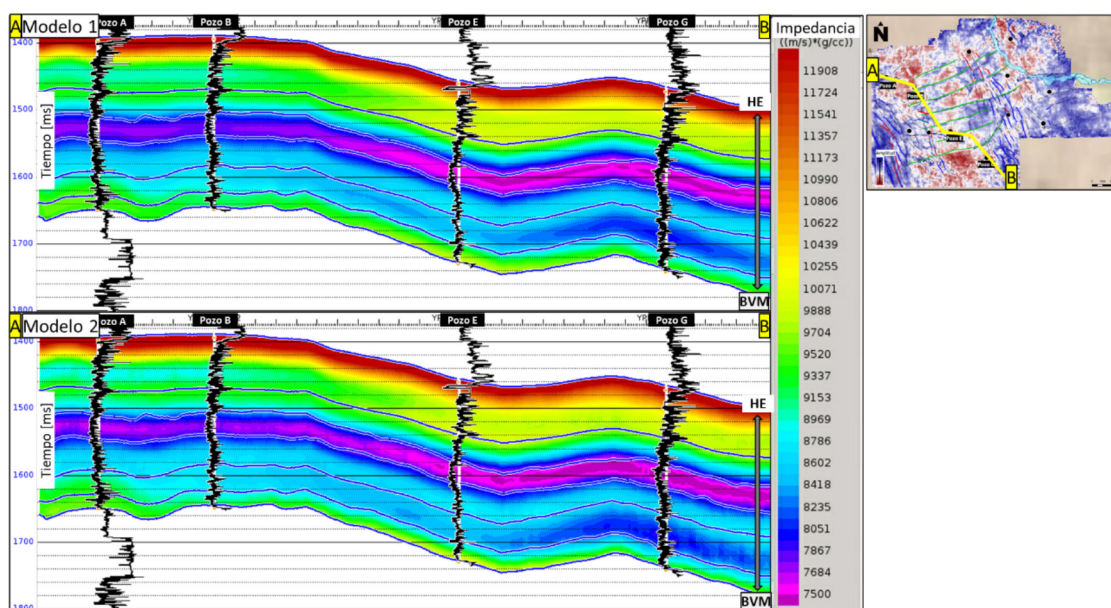


Figura 8. Sección NO-SE. Se observan diferencias sutiles entre las secciones, con el Modelo 2 los niveles orgánicos (asociados a las bajas impedancias) son más continuos.

Inversión post-stack

A partir de los datos de amplitudes del volumen sísmico *post-stack*, la ondícula obtenida promediada (la misma que se utilizó en el amarre de pozos) y los Modelos 1 y 2 de bajas frecuencias se corrieron dos inversiones acústicas con cada uno de ellos: Inversión 1 e Inversión 2. Si bien,

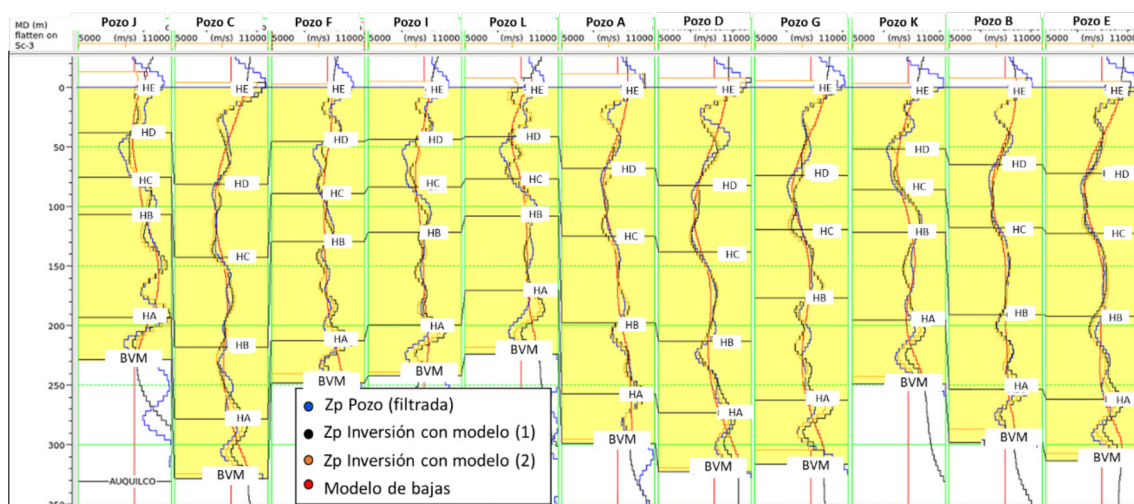


Figura 9. Curvas de impedancia filtradas, modelo de bajas y curvas extraídas de la Inversión 1 y 2. Los perfiles obtenidos de la Inversión 2 se acercan más al dato de los pozos.

las diferencias son sutiles y los dos modelos son válidos, con el Modelo 2 los niveles orgánicos, asociados a bajas impedancias, tienen mayor continuidad y se resuelven mejor. Como control de calidad, en la Figura 9 se grafican las curvas de impedancia filtradas de los pozos, extracciones del modelo de bajas frecuencias utilizado y las extraídas de cada inversión.

En la Figura 10 se muestran dos secciones con los resultados de cada inversión. Con la Inversión 2 los espesores orgánicos superiores poseen mayor continuidad y definición. Lo mismo ocurre para los niveles inferiores (Fig. 11).

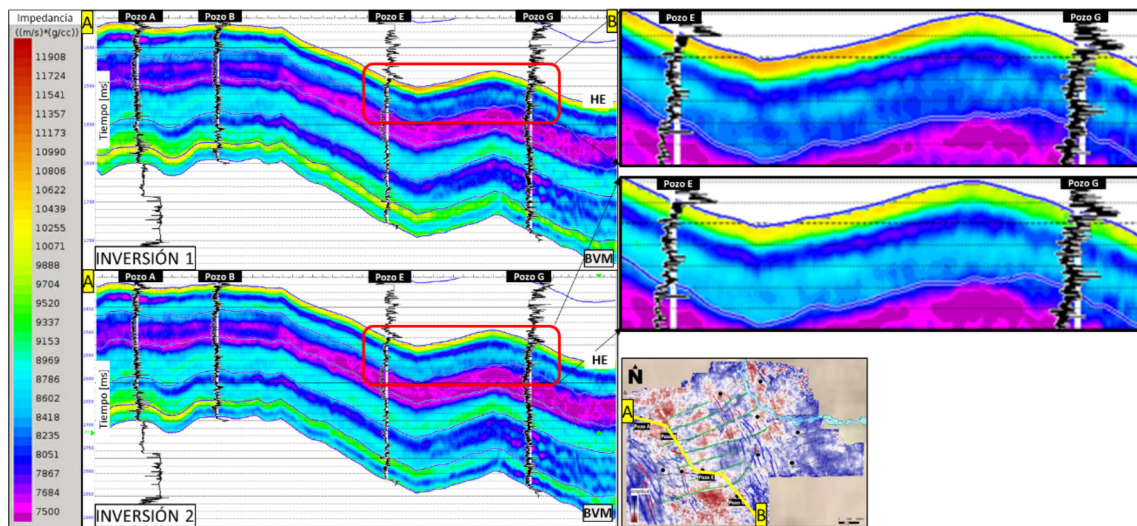


Figura 10. Comparación de Inversiones 1 y 2. Secciones NO-SE donde se muestra que los niveles orgánicos superiores se resuelven mejor con la Inversión 2.

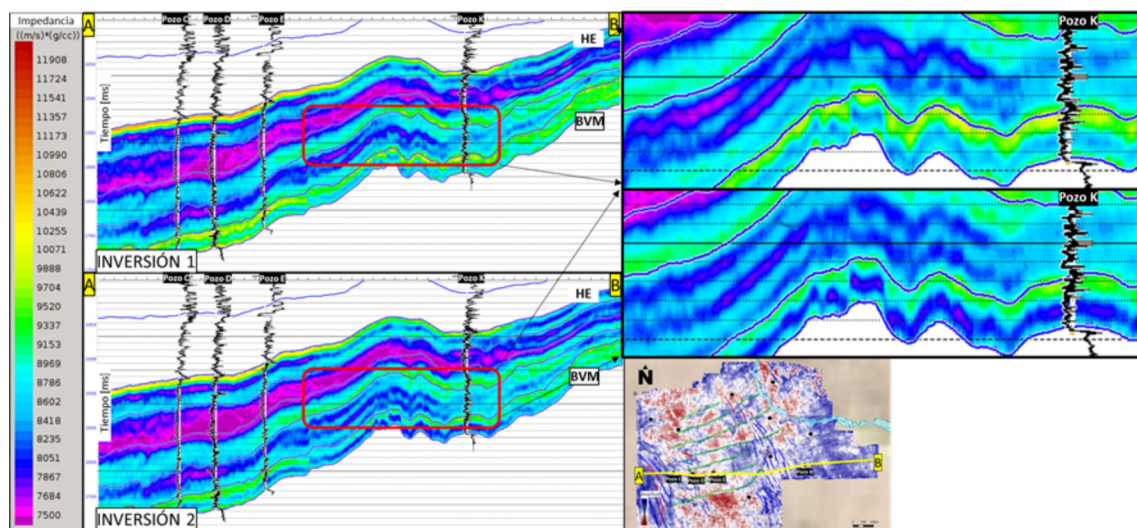


Figura 11. Comparación de Inversiones 1 y 2. Secciones O-E donde se muestra el detalle de cómo la inversión 2 resuelve mejor los niveles orgánicos de los espesores inferiores.

En la Figura 12 se compara el resultado de las Inversiones 1 y 2 para el espesor de BVM +20 ms. Se puede observar continuidad y cambios más transicionales sin efectos de *bull eyes* con la Inversión 2.

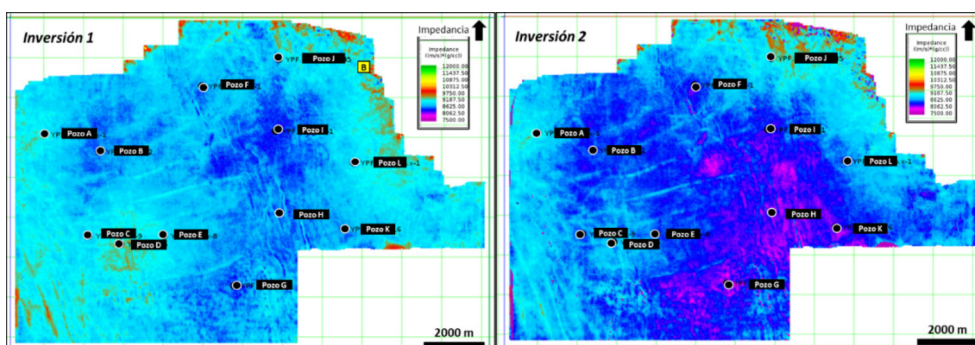


Figura 12. Comparación Inversión 1 (izquierda) y 2 (derecha). Extracción de impedancias para la BVM +20 ms. Se observa que con la inversión 2 se obtiene una distribución más suave y se atenúa el efecto de *bull eyes*.

En la Figura 13 se muestra la comparación para el espesor BVM +20 ms de la amplitud RMS del volumen PSTM, Impedancia P del Modelo 2 de bajas frecuencias y la Impedancia P de la inversión 2.

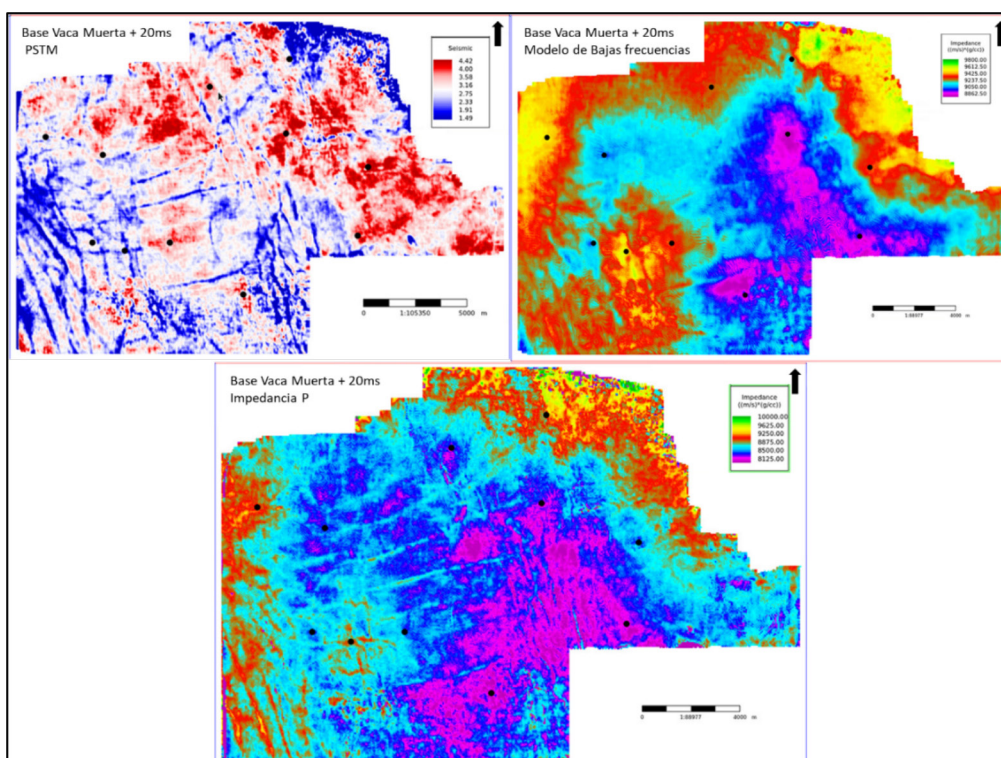


Figura 13. Comparación para el espesor BVM +20 ms de la amplitud RMS del volumen PSTM, Impedancia P del Modelo II e Impedancias de la Inversión 2.

La correlación entre la porosidad de 5 pozos y el volumen de impedancia acústica es de 68 % (Fig. 14). Nuevamente, puede apreciarse que existe una familia de puntos que se aparta de la tendencia principal, la misma corresponde a los niveles superiores del pozo L que se encuentra en las posiciones estratigráficas más proximales.

Se calcularon dos cubos de porosidades uno a partir de una regresión lineal simple (RL) (Porosidad1) y otro con regresiones lineales múltiples (RL MA) (Porosidad 2). No se utilizó el pozo L, que se ubica en la parte Este del bloque, ya que el desarrollo temprano del área se plantea en la parte Centro y Suroeste por lo que es necesario, tener mayor ajuste en dicha zona.

En la Figura 15 se muestra el ajuste de las impedancias filtradas y las extraídas de cada cubo de porosidades. Con el cubo Porosidad 2 se tiene mayor ajuste con los datos del pozo. Esto se observa también en las secciones mostradas en la Figura 16.

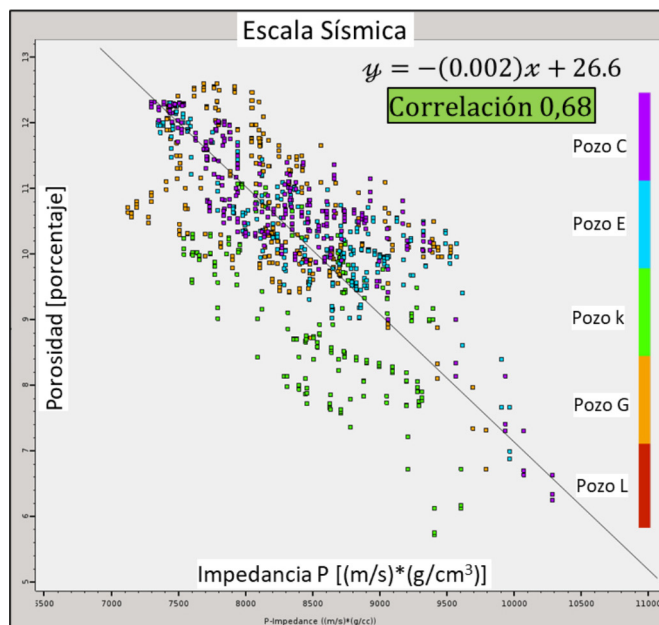


Figura 14. Correlación entre la impedancia extraída de la Inversión 2 y la porosidad de 5 pozos. Se observa un buen ajuste, hay una familia de puntos que se aleja de la tendencia principal que corresponde al pozo L ubicado en posiciones proximales.

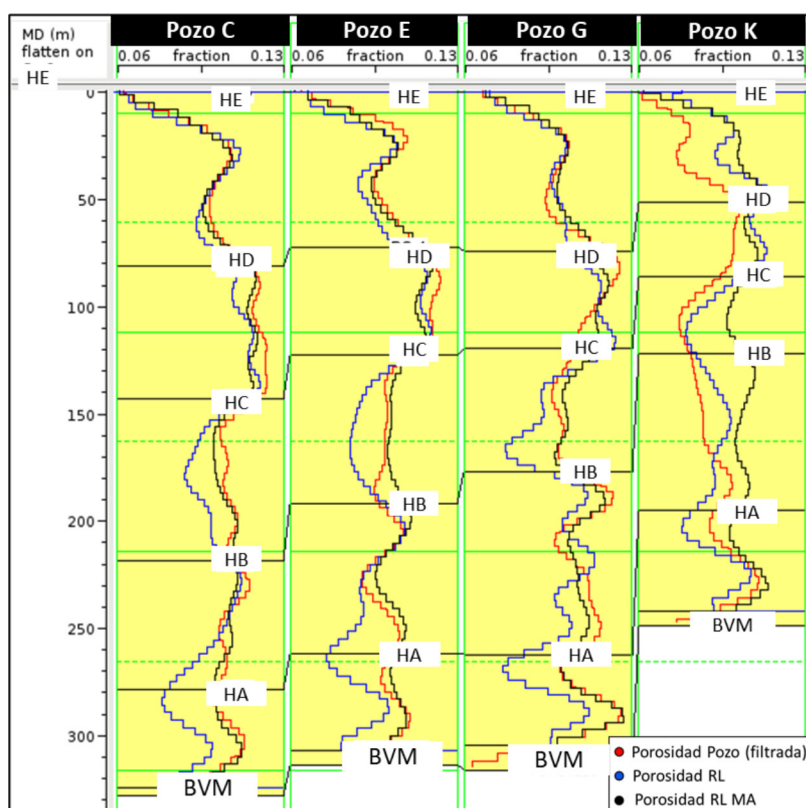


Figura 15. Comparación entre los perfiles de porosidades filtrados y los extraídos de los cubos Porosidad 1 y Porosidad 2. Se observa un mejor ajuste con Porosidades 2 obtenido a partir de RL MA.

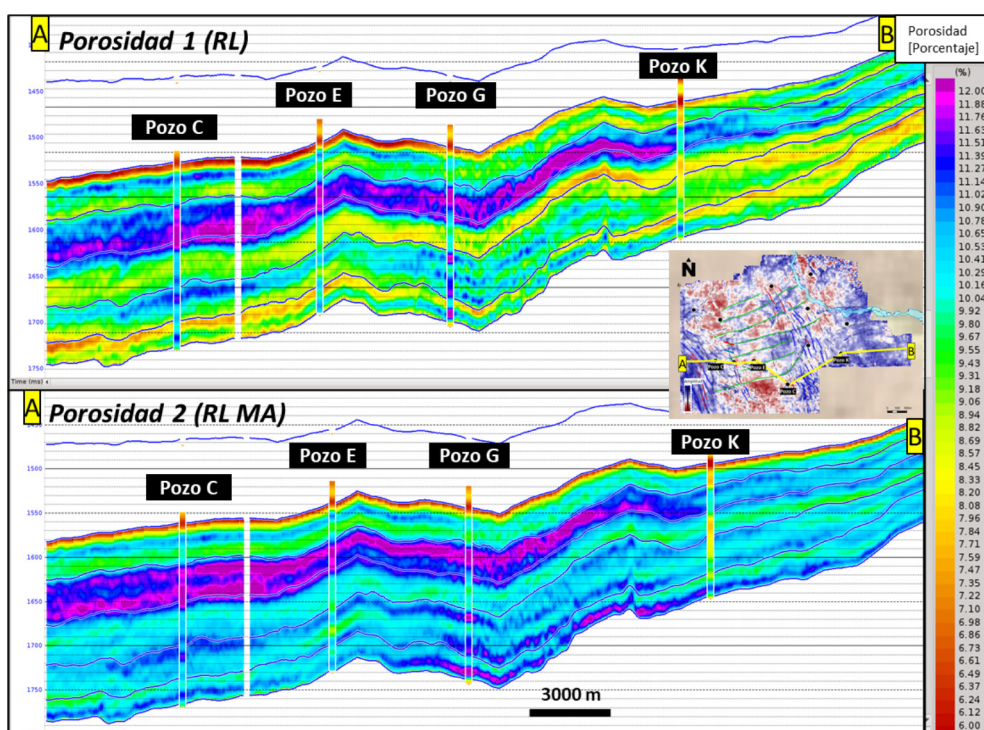


Figura 16. Comparación de secciones de los cubos de Porosidad 1 (arriba) y 2 (abajo) y porosidades de los pozos filtradas. Se observa un mejor ajuste con Porosidades 2 obtenido a partir de RL MA. El Pozo K es el que menor ajuste tiene y se lo atribuye a que se encuentra en una posición estratigráfica más proximal, distinta a la del resto de los pozos.

RESULTADOS

Los productos de la inversión: cubo de impedancias P, cubo de COT y cubo de porosidades se incorporaron al modelo estático realizado en el bloque. Se obtuvieron de esta forma los mapas de propiedades que permiten distinguir las zonas más favorables para el inicio del desarrollo del bloque. En la Figura 17 se presentan los mapas de

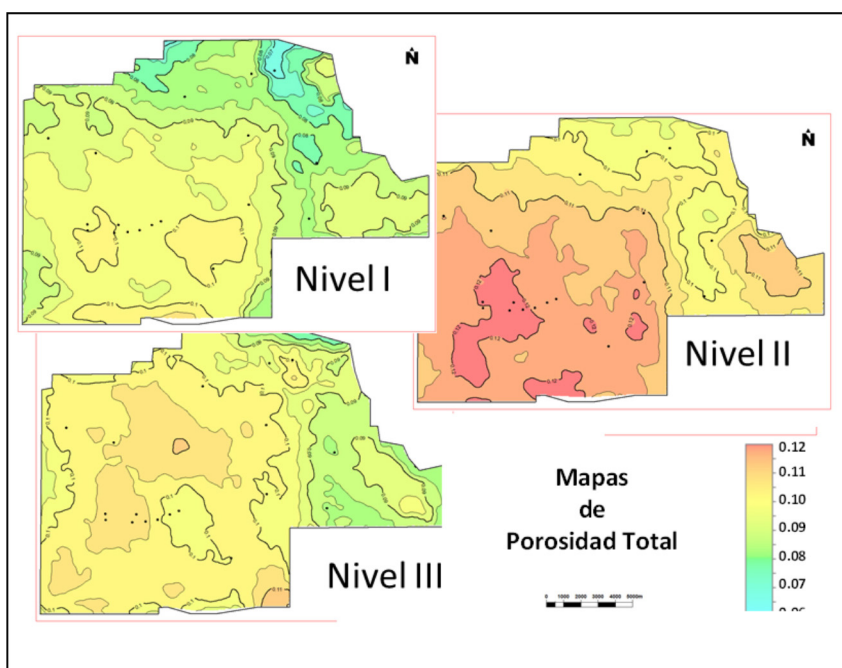


Figura 17. Mapas de porosidad de tres niveles orgánicos identificados.

porosidad para tres niveles orgánicos a modo de ejemplo (Nivel I, Nivel II y Nivel III) y en la Figura 18 los mapas de COT.

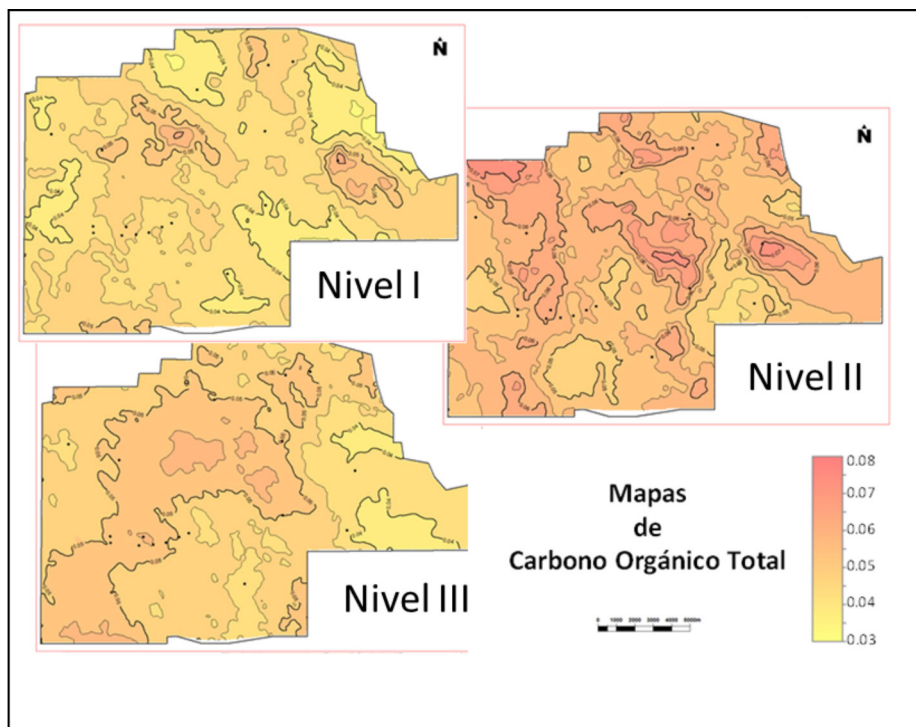


Figura 18. Mapas de COT de tres niveles orgánicos identificados.

CONCLUSIONES

Se realizó caracterización sísmica de la Fm Vaca Muerta en el área estudiada. La misma consistió en una inversión de amplitudes sísmicas post-stack, cuya salida fue un volumen de impedancia acústica empleado para el cálculo de propiedades de reservorio. Se tuvo una muy buena correlación con la porosidad (80%) y buena con el COT (65%). Se calculó un volumen de porosidad mediante regresión lineal múltiple y uno de COT mediante regresión lineal simple. Los mapas de propiedades de reservorio (COT y porosidad) constituyen un soporte en la toma de decisiones para las campañas de perforación del desarrollo temprano del bloque.

Las técnicas propuestas por Ray, A. K., y Chopra (2016) permiten obtener un modelo de bajas frecuencias más suave, continuo y sin *bull eyes*.

Las técnicas de regresiones lineales múltiples permitieron la obtención de un volumen de impedancias P que presenta cambios graduales de las propiedades, consistentes con los modelos geológicos estratigráficos del área, y evitan los efectos de *bull eyes*.

Los niveles orgánicos superiores presentan buenas características hacia el oeste y disminuyen hacia el este, esto coincide con las fáciles proximales del sistema.

El volumen de porosidades se calibró con los pozos ubicados en la parte central y oeste del área, por lo que se recomienda, en caso de adquirir nuevos datos al oeste, incorporarlos al proceso de inversión.

AGRADECIMIENTOS

A YPF por permitir la publicación del trabajo.

REFERENCIAS

- Chao, G. y Achilli, F., 2018. An integrated quantitative interpretation study to characterize sweet spots in a shale-play in Vaca Muerta using pre-stack and azimuthal seismic, IAPG. Actas Simposio de Geofísica, pp. 65-81.
- Cristallini, E., G. Bottesi, D. Pérez, R. Tomezzoli, R. Cómeron, R. Varadé, N. Vitulli, G. Bojarski, O. Pioli, E. Zardo, G. Olea, L. Cortés, J. Ramirez, D. Mallimaci, G. Vernaes, and M. Grinberg, 2002, Fracturation regional en el norte de Neuquén y sur de Mendoza: 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: IAPG, Mar del Plata, Argentina, October 29–November 2, 16 p.
- Guerberoff, D., A. Rosemblat, J. P. Catalano, y J. Soldo, 2015, A sequences characterization workflow in a core exploration area, Vaca Muerta System, Neuquina Basin, Argentina: SEG 85th Annual Meeting, New Orleans, DOI: 10.1190/segam2015-5864917.1.
- Kautyian Ziyisyian, A. P, Späth, F. G. E., Santana, T., Dvorkin, J., Mavko, G., Massafferro, J. L. Incertidumbre en la caracterización elástica en la Formación Vaca Muerta y su impacto en la estimación de parámetros petrofísicos. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza Argentina. Noviembre 2018.
- Lanusse Noguera, I., Fantin, M., Pablo A. Crespo, P. A, Crousse, L. C, Reijenstein H., Varela, R. A, Bonelli, A., Morales, F. Multi-Disciplinary Approach for a Landing Point Criteria in Vaca Muerta Formation. Unconventional Resources Technology Conference, Austin, Texas, USA, 24-26 Julio 2017.
- Marchal, D., Manceda R., Domínguez, R. F., y Sattler, F. Structural geology: Tectonic history, macrostructures, regional fault map, fault systems, second-order structures, and impact of the inheritance, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor A. Leanza, eds., Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121, p. 99–140. Año 2020.
- Maretto, H., Carbone, O., Gazzera, C. y Schiuma, M., 2002. Los reservorios de la Formación Tordillo. En: Schiuma, M., Hinterwimmer, G. y Vergani, G. (Eds), Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Buenos Aires, 335-358.
- Ray, A. K., y Chopra, S. Building more robust low-frequency models for seismic impedance inversion. First Break volume 34, Mayo 2016.

