

10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
 Simposio de Geofísica: La Geofísica como vínculo entre el conocimiento de la tierra y la sociedad

INCERTIDUMBRE EN LA CARACTERIZACIÓN ELÁSTICA EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA Y SU IMPACTO EN LA ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Ariel Pablo Kautyian Ziyisyan¹, Federico G. E. Späth¹, Teresa Santana¹, Jack Dvorkin²,
 Gary Mavko², José Luis Massaferro¹

1: YPF S.A., ariel.kautyian@ypf.com, federico.spath@ypf.com, teresa.santana@ypf.com, jose.massaferro@ypf.com

2: Stanford University, tula@stanford.edu, mavko@stanford.edu

Palabras clave: **Vaca Muerta, Inversión Elástica, Estimación de incertidumbre**

ABSTRACT

The main purpose of seismic reservoir characterization is to infer petrophysical properties from seismic data. Seismic inversion is a technique widely used to estimate subsurface elastic parameters to be linked to petrophysical variables by rock physics models. Kerogen content, porosity, water saturation and effective pressure, are key petrophysical parameters for the characterization of Vaca Muerta formation, and its impacts on elastic parameters were analyzed during this study. To determine if their variations can be estimated through seismic inversion, the inversion error must be computed. The proposed methodology involves synthetic seismic modeling and inversion of P wave impedance (I_p), P and S wave velocity ratio (V_p/V_s) and density (ρ). Inverted parameters are compared to the model, by means of correlation coefficients and relative errors, defined as the ratio of the root mean square error by the total variation of the elastic parameter. Signal to noise ratio, the angle range and the number of partial stacks are tested to establish the dependence of the inverted error with the quality of seismic data and the geometry of the inverse problem.

Rock physics "soft sediments/friable shale" model, calibrated with well log information, was used to link petrophysical to elastic variables. In a regional scale, measured well log data exhibit a variation of 5% to 15% for porosity, 2% to 16% for kerogen content and 20% to 100% for water saturation. A range of 40 MPa to 10 MPa of effective pressure was established to cover from normal pressure to overpressure reservoir scenarios. Acoustic impedance results to be the most sensitive parameter, with variations of 35% for porosity changes, 18% for water saturation variations, 13% for kerogen variations and 11% for pressure variations. V_p/V_s is mainly affected by water saturation (16%), pressure (5%) and kerogen (2.5%), while porosity produced variations lower than 1%.

This study demonstrates that expected variations in acoustic impedance for Vaca Muerta reservoirs are above the inversion errors for different scenarios of seismic data quality and geometry of the inverse problem. V_p/V_s inversion strongly depends on the quality of seismic data, and the geometry of the inverse problem. The error for V_p/V_s is higher or comparable to the expected variations. Higher signal to noise ratio and wide-angle coverage is required to obtain minor errors. Density inversion is discarded as it is mainly controlled by the low frequency model, for the angle range coverage with physical meaning for Vaca Muerta.

INTRODUCCIÓN

Durante la caracterización sísmica de reservorios, las amplitudes sísmicas otorgan información sobre las diferentes litologías del subsuelo y sus variaciones petrofísicas. Existen diversas metodologías para extraer dicha información del dato sísmico, entre las cuales se incluyen el análisis de variaciones de amplitud con el offset AVO (Castagna *et al.* 1993) y la inversión de trazas sísmicas pre y post apilado (Oldenburger *et al.* 1983; Russell 1988). Originalmente estas técnicas fueron desarrolladas y aplicadas al estudio de reservorios convencionales (Latimer *et al.* 2000) y actualmente su aplicación se extiende a los reservorios no convencionales como es la Fm. Vaca Muerta (VM) en la cuenca Neuquina (Sharma *et al.* 2015; Convers *et al.* 2017; Acevedo *et al.* 2018). En Vaca Muerta, la baja variabilidad de algunos parámetros elásticos dificulta la estimación fidedigna de parámetros petrofísicos a partir de los mismos.

En la Fm. VM la inversión sísmica de Impedancia P (I_p), Impedancia S (I_s) o relación de velocidades P y S (V_p/V_s), y densidad (ρ) es clave para estimar parámetros petrofísicos y geomecánicos de interés como son la porosidad total (Φ_{IT}), la saturación de agua (S_{wT}), el contenido de kerógeno (V_{Ker}) y la presión efectiva (P_{eff}). Las variaciones laterales de los parámetros elásticos permiten identificar las mejores condiciones de reservorios para la producción de hidrocarburos. La cuantificación de la variabilidad regional de los parámetros elásticos dentro de la formación se realizó a partir del valor medio ($\bar{x}$) y la desviación estándar (σ) de los histogramas de perfiles pozos distribuidos en la cuenca (Fig. 1). En cada pozo la variabilidad de un parámetro elástico (Δ) se calculó como $\Delta = 2\sigma/\bar{x}$, y la variabilidad lateral o regional como el promedio de

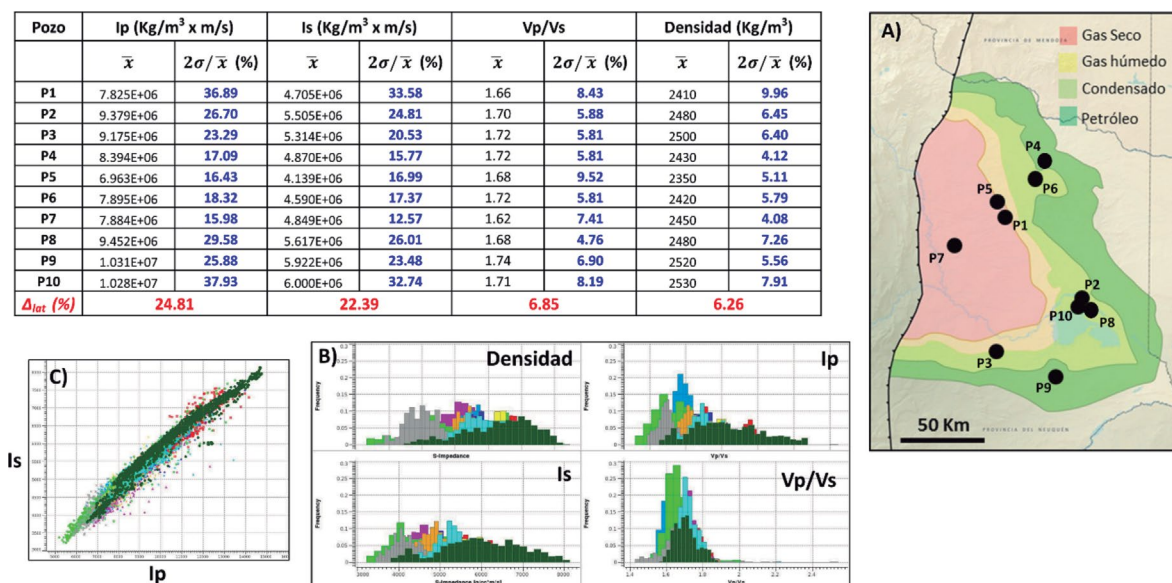


Figura 1. Cuantificación de la variabilidad vertical y espacial de parámetros elásticos para la Fm. VM. A) Distribución espacial de los pozos analizados. B) Histogramas de los parámetros elásticos para cada pozo. C) Correlación $I_p - I_s$.

las variabilidades en cada pozo $\Delta_{lat} = \left(\sum_{i=1}^n \frac{2\sigma_i}{\bar{x}_i} \right) / n$. Este análisis muestra una variación de I_p y I_s del orden del 25% y 22%, respectivamente, mientras que las variaciones de V_p/V_s y densidad son menores al 7%. En particular, las pequeñas variaciones de V_p/V_s se deben a que I_p y I_s muestran un alto grado de correlación entre sí (Kautyian *et al.*, 2017).

A los efectos de estimar las variaciones de parámetros elásticos con exactitud, se debe cuantificar la incertidumbre del proceso de inversión.

La Fig. 2 muestra el impacto de la variabilidad de los parámetros elásticos sobre la respuesta AVA (amplitud versus angle) al techo de la “cocina” de la Fm.VM. Para independizarse de las variaciones del intercept, que está definido por el contraste de I_p , las curvas de respuesta AVA son normalizadas respecto al coeficiente de reflexión a incidencia normal en 5 pozos representativos de la cuenca. Esta normalización enfoca el análisis en las variaciones del gradiente y la curvatura de las respuestas AVA, que están dominadas por los contrastes de V_p/V_s y densidad respectivamente (Aki *et al.*, 1980). Para representar la diferencia que existe en la caracterización elástica entre un reservorio convencional, donde las técnicas de inversión y AVO son maduras, y las mismas técnicas aplicadas a la Fm. VM, se compara la respuesta AVA en los pozos de la Fm. VM con la que se obtiene en el tope de un reservorio de arenas de alta porosidad entre lutitas, cuando se pasa de agua a gas (Ostrander 1984). Por ejemplo, para un ángulo de incidencia de 35 grados, la variación de la curva AVA producida por el cambio de fluido en el reservorio convencional, es casi tres veces mayor a la variación observada a escala regional en VM. Esta baja variabilidad de la curva AVA a invertir es la que incrementa la incertidumbre en la estimación de los parámetros elásticos, y en consecuencia de las variables petrofísicas derivadas.

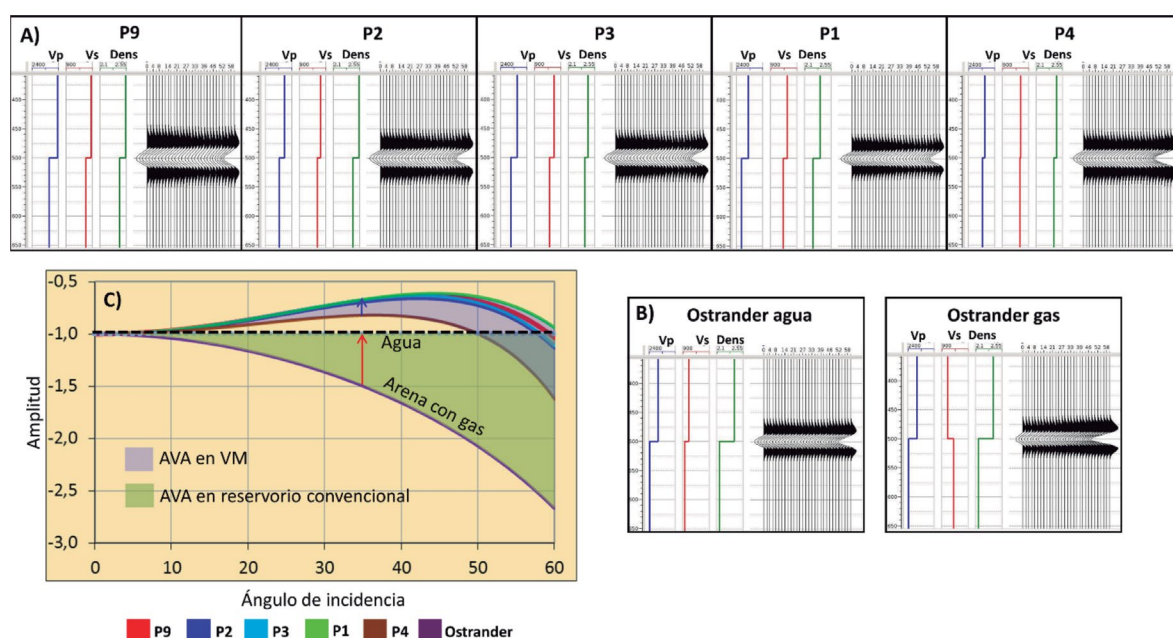


Figura 2. A) Respuesta AVA en el techo de la “cocina” de la Fm. VM para 5 pozos representativos de la cuenca. B) Respuesta AVA en un reservorio convencional según el modelo de Ostrander (1984). C) Comparación de la respuesta AVA en VM contra el modelo de reservorio convencional.

METODOLOGÍA

Estimación de la incertidumbre asociada a la inversión de parámetros elásticos

La estimación de errores en la inversión de parámetros elásticos se realizó a partir de datos sísmicos sintéticos. Se construyó un modelo del subsuelo representativo de las variaciones elásticas verticales y laterales medidas en pozos para la Fm. Vaca Muerta a escala regional (Fig. 3), a partir del cual se generó sísmica sintética por convolución.

Con el objetivo de emular variaciones en la calidad del dato sísmico y el condicionamiento del problema de inversión, se diseñó un conjunto de pruebas con distintos niveles de relación señal ruido (S/R), cobertura de ángulos de incidencia (CAI) y número de sumas parciales (NSP), para los cuales se definieron rangos de variación para analizar su impacto en los resultados de inversión. Se utilizaron variaciones de S/R entre 0dB (extremadamente ruidoso) hasta 15dB (excelente calidad) en pasos de 3dB, de CAI desde 0° a 10° (cobertura muy pobre) hasta una cobertura amplia de 0° a 60° y para el NSP, entre 3 sumas (el mínimo requerido para una inversión elástica) y 6 sumas (Fig. 4).

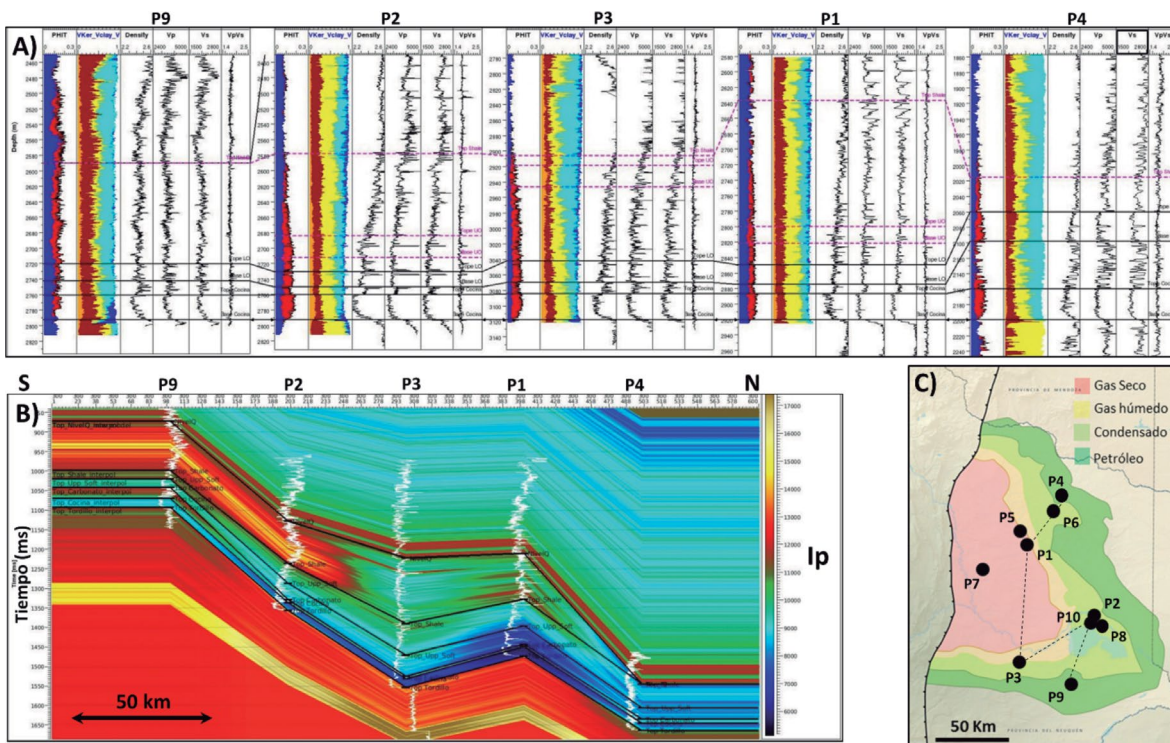


Figura 3. A) Pozos empleados en la construcción de los modelos elásticos. B) Línea arbitraria donde se muestra el modelo elástico de I_p , representativo de las variaciones laterales y verticales de la Fm. Vaca Muerta. C) Distribución espacial de los pozos empleados.

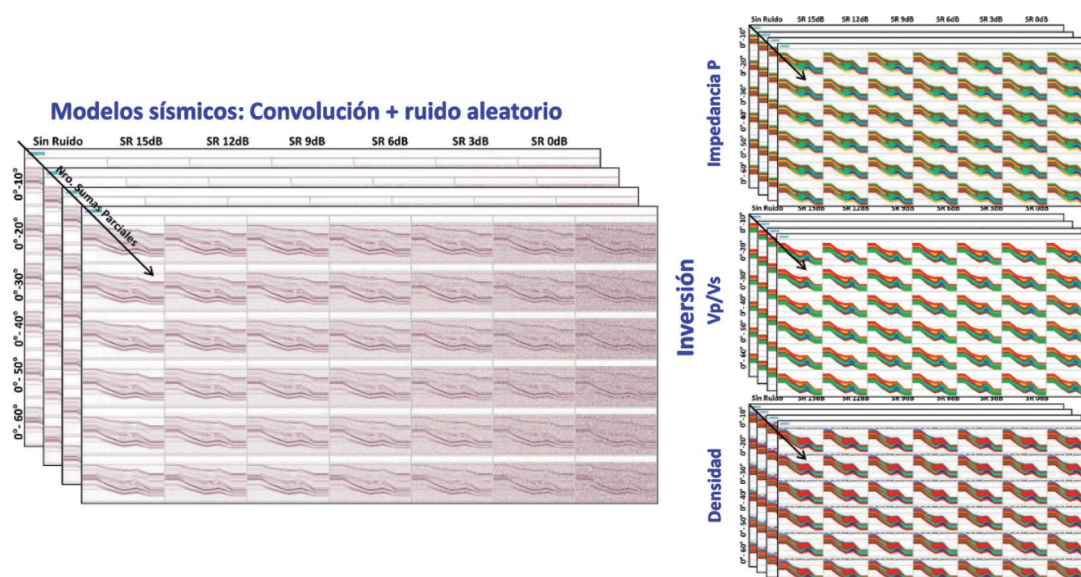


Figura 4. Modelos sísmicos sintéticos, en donde se varía la relación S/R, CAI y NSP (izq.). Para cada uno de estos modelos sísmicos se hizo inversión elástica para estimar I_p , V_p/V_s y densidad (der.).

Se realizó una inversión elástica para estimar I_p , V_p/V_s y densidad para cada uno de los modelos de sísmica sintética. Se cuantifica el error de inversión mediante el coeficiente de correlación y error relativo para cada parámetro elástico (definido como el cociente entre el error cuadrático medio de inversión sobre la variación del parámetro elástico medida en los pozos: $E=RMSE/\Delta_{lat}$), de esta forma el error queda expresado como un porcentaje respecto de las variaciones elásticas que se intentan capturar en el proceso de inversión.

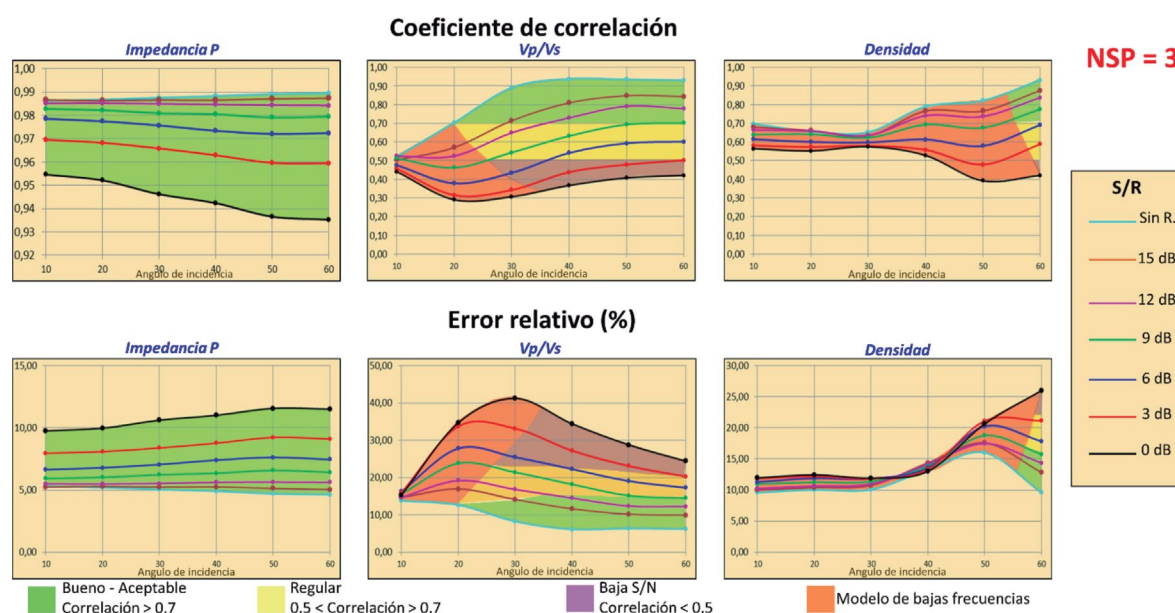


Figura 5. Coeficiente de correlación y error relativo de cada parámetro invertido para $NSP=3$. Se definieron zonas que indican la calidad del parámetro invertido, en color verde la estimación del parámetro invertido es buena, en naranja se indica la zona en donde la inversión no se aleja del modelo de bajas frecuencias, mientras que amarillo y violeta el resultado de inversión tiene baja y regular correlación respectivamente, debido a la calidad del dato sísmico.

La Fig. 5 muestra la variación del coeficiente de correlación y el error relativo de los parámetros elásticos en función de la relación S/R, la CAI y el NSP. Sobre estos gráficos se han definido regiones que indican la calidad de la inversión para cada parámetro elástico, en función de los coeficientes de correlación, el error relativo y el apartamiento del resultado respecto del modelo de bajas frecuencias (control que tiene el dato sísmico sobre el resultado).

Para la inversión de I_p con $NSP=3$, se observa que el resultado es muy bueno (coeficientes de correlación mayores a 0.9 y errores relativos menores al 10%) independientemente del condicionamiento del problema de inversión (CAI), y la relación S/R. Siendo I_p el parámetro más robusto en la inversión.

La calidad de la inversión del V_p/V_s depende fuertemente de la CAI, siendo necesario una cobertura mayor a los 0° - 22° (para una S/N de 15dB), y de 0° - 32° (para una S/N de 3dB), respectivamente, para que el dato sísmico aporte información al resultado. La calidad del dato sísmico afecta fuertemente la inversión de V_p/V_s , siendo necesario una S/R mayor a 6dB para obtener errores relativos en la inversión de este parámetro menores a 25%.

Es prácticamente imposible invertir densidad, para los modelos analizados, ya que es necesario una CAI mayor a 50° para que el resultado se aparte del modelo de bajas frecuencias. El umbral de CAI de 50° requerido para la inversión de densidad se considera que carece de sentido práctico en una adquisición sísmica real con foco en la Fm. VM, por este motivo en este estudio se descarta la inversión de este parámetro.

Modelo de física de rocas

El modelado de física de rocas consiste en establecer relaciones físicas y matemáticas entre los parámetros de la roca (porosidad, saturación, presión poral, etc.) y los parámetros elásticos (Impedancia P, S, V_p/V_s , relación de Poisson etc.), que permiten derivar propiedades petrofísicas a partir de inversión sísmica (Avseth *et al.*, 2005). Los modelos de física de rocas permiten simular situaciones no medidas, como sustitución de fluidos, cambios en la porosidad y composición mineralógica a los efectos de conocer el rango de variabilidad de las propiedades más allá de las mediciones disponibles (Mavko *et al.*, 2003).

En este trabajo se utilizó el modelo de física de rocas Soft sediments/friable shales (Dvorkin *et al.*, 1996) ya que se comprobó un buen ajuste y predicción de datos de pozo para la Fm. Vaca Muerta a escala regional.

Los parámetros de calibración del modelo son: la porosidad crítica, que es la máxima porosidad que puede tener una roca antes de pasar a ser una suspensión de granos, definido en 0.3 para este estudio. El coordination number, que define la cantidad de contactos promedio que tienen los granos entre sí, fue definido en 8. La presión efectiva media, que para los pozos analizados se estima en 25 MPa y es función de la profundidad y presión poral del reservorio. Más

adelante en el estudio, la presión efectiva es tomada como un parámetro petrofísico de interés y su valor es variado para realizar un estudio de sensibilidad sobre el mismo. El shear factor controla el movimiento de cizalla entre granos y fue definido en 1 (Fig. 6).

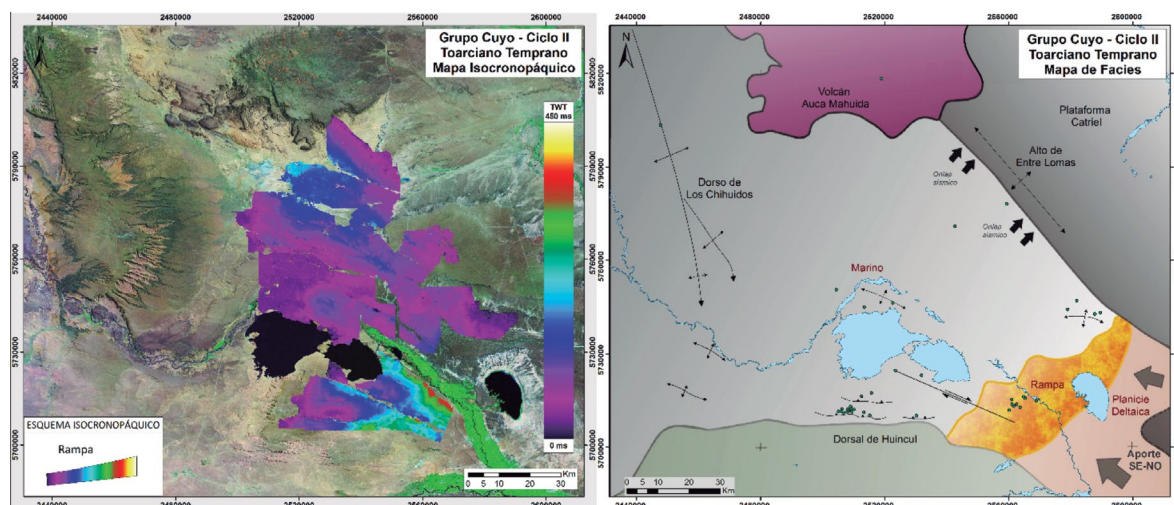


Figura 6. Modelo Soft Sediments/friable shales. Los parámetros de ajuste del modelo son: la porosidad crítica, que para el caso de Vaca Muerta se fijó en 0.3; el número de coordinación, que determina el número de contacto entre granos y fue fijado en 8; la presión efectiva, 25MPa; y el factor de corte que indica la resistencia de la roca a fricción de tipo cizalla y se colocó en 1.

La calibración del modelo se hizo a escala regional, utilizando pozos en distintas posiciones de la cuenca, con diferentes condiciones petrofísicas y de fluidos para la Fm. VM (Fig. 7).

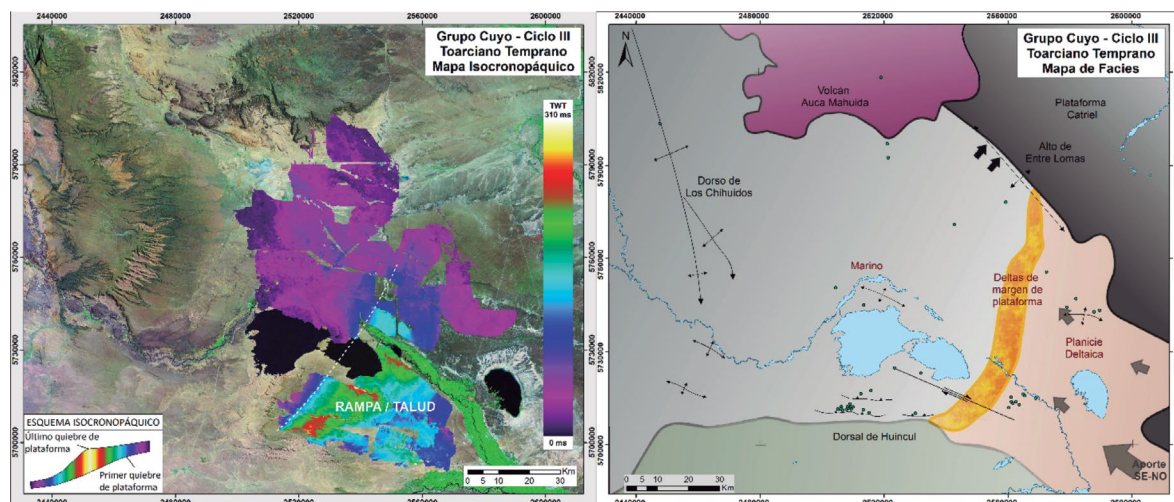


Figura 7. Pozos utilizados para la calibración del modelo de física de rocas, en la parte inferior de la Fm. Vaca Muerta. Se utilizaron los valores publicados para los parámetros elásticos de los minerales presentes en Vaca Muerta. El Kerógeno, en este modelo es considerado como un mineral.

Los puntos que corresponden a la sustitución de agua de los pozos de calibración deben caer sobre la línea de agua del template cuando se ajusta el punto mineral o de cero $\Phi_i T$ (Fig. 8).

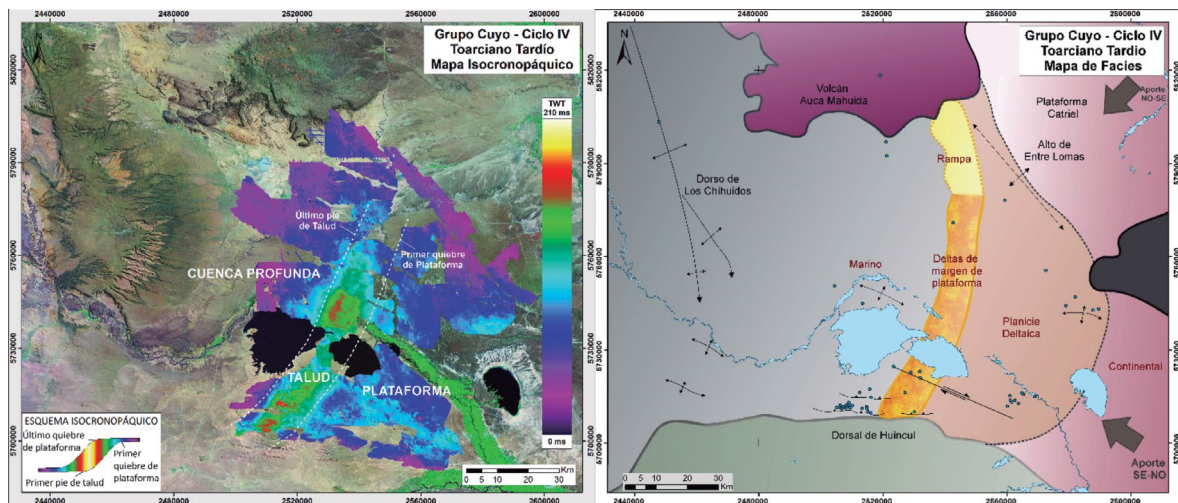


Figura 8. Calibración del template de física de rocas. El proceso de calibración se basa en hacer coincidir el punto mineral del modelo con la estimación de este punto en los pozos. Luego, se verifica que la sustitución a agua de los pozos coincida con la línea de agua del modelo.

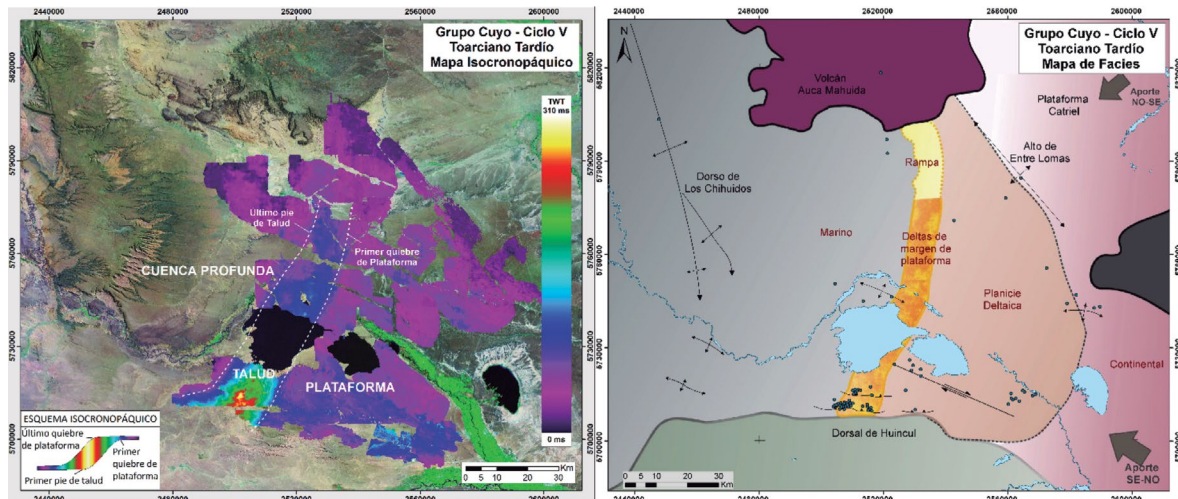


Figura 9. Pozos utilizados para la validación del modelo.

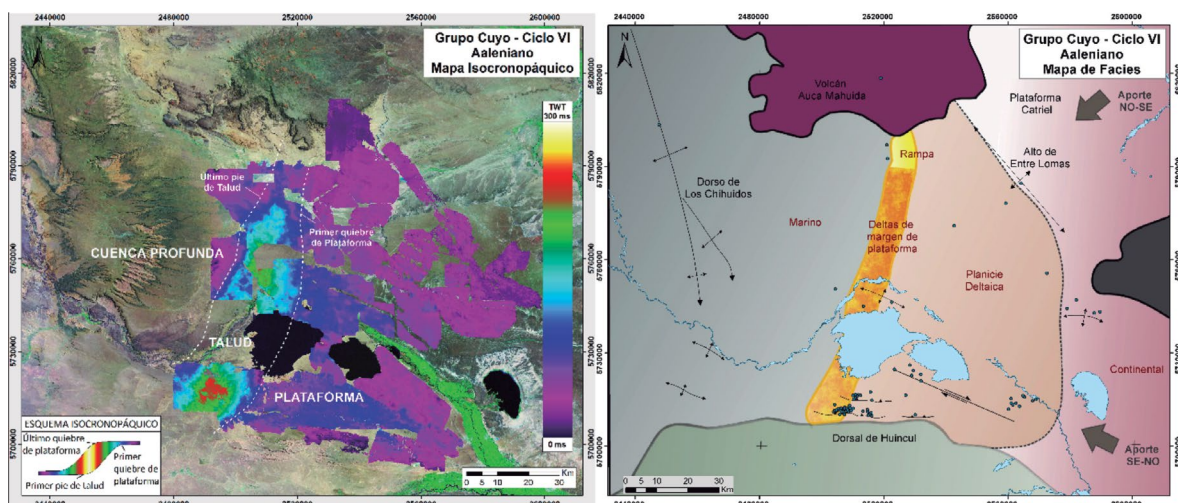


Figura 10. Modelo calibrado para el caso de Gas y Petróleo. Se puede apreciar el buen ajuste que tiene en los pozos de calibración y validación.

La capacidad predictiva el modelo de física de rocas propuesto se validó utilizando pozos adicionales no utilizados durante la calibración (Fig. 9), para gas y petróleo (Fig. 10).

RESULTADOS

Sensibilidad a cambios en los parámetros petrofísicos y error de inversión

El modelo de física de rocas calibrado permite realizar un análisis de sensibilidad sobre los parámetros petrofísicos para establecer los parámetros elásticos con mayor impacto en las propiedades petrofísicas del reservorio. La estimación de la incertidumbre en la inversión permite establecer si dichas variaciones serán capturadas mediante el proceso de inversión elástica.

La $\Phi_i T$ para VM (según los datos de pozos), varía en un rango de 5% a 15% y esto genera una variación en I_p del 35% (un aumento de $\Phi_i T$ se traduce en un decrecimiento de I_p), mientras que el V_p/V_s varía un 0.6% (Fig. 11) para dicho rango de variación de la porosidad.

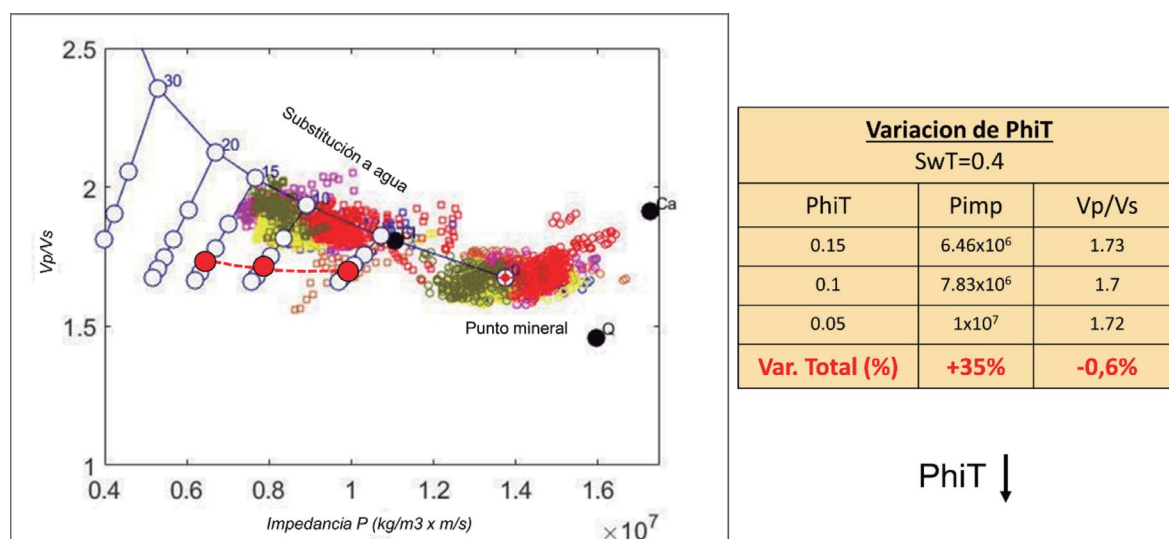


Figura 11. Sensibilidad sobre la $\Phi_i T$, para el caso de Petróleo. La I_p es el parámetro más sensible a cambios en la $\Phi_i T$, mientras que el V_p/V_s se ve poco alterado.

Para analizar el impacto de la SwT , se analizó un caso con $\Phi_i T$ de 10% para un rango de saturación entre 0% y 100% (caso agua-petróleo). Este análisis arroja una variación de 17.8% en I_p (disminuye I_p al pasar de agua a petróleo) y de 16.3% para V_p/V_s (disminuye V_p/V_s al pasar de agua a petróleo) (Fig. 12). Cabe destacar que la mayor parte del cambio en V_p/V_s se produce cuando la SwT pasa de 100% a 80%, mientras que para valores menores de saturación los cambios son de menor magnitud.

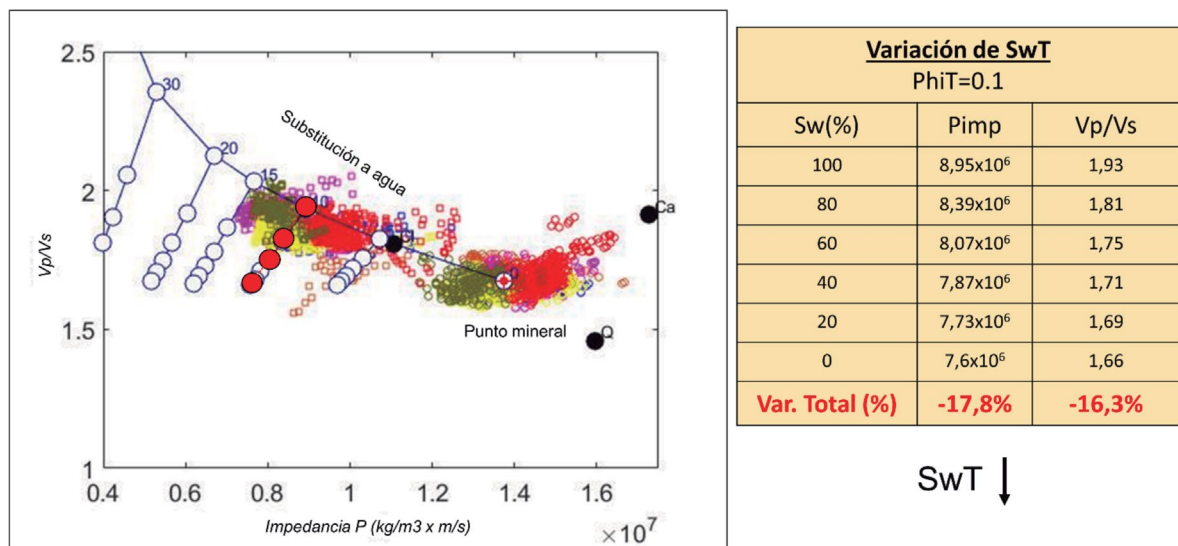


Figura 12. Sensibilidad sobre la SwT, para el caso de Agua-Petróleo y una PhiT de 0.1. Para medir este efecto hay que moverse por una curva de PhiT constante (en este caso igual a 0.1). Cabe destacar que la mayor parte de los cambios provocados por variaciones en la SwT se producen cuando la SwT cae de 100% a 80%, para los siguientes valores de la SwT, los cambios en los parámetros elásticos son pequeños.

Para estimar el efecto generado por las variaciones en el contenido de kerógeno es necesario modificar el punto mineral o de 0% PhiT con el que se calibró el modelo. Este análisis se puede denominar como sustitución o reemplazo de minerales, de forma análoga al procedimiento con los fluidos. El rango de variación del VKer para VM se determinó entre 2% y 16% a partir del análisis del contenido de materia orgánica en pozos con un mismo modelo petrofísico calibrado con mediciones de corona (Fig. 13).

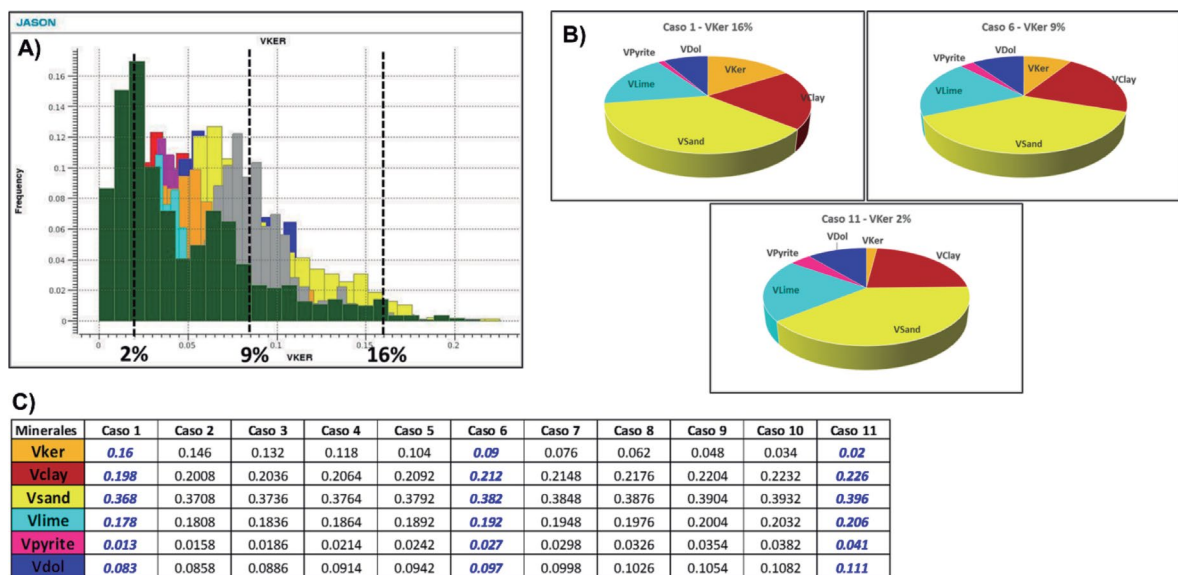
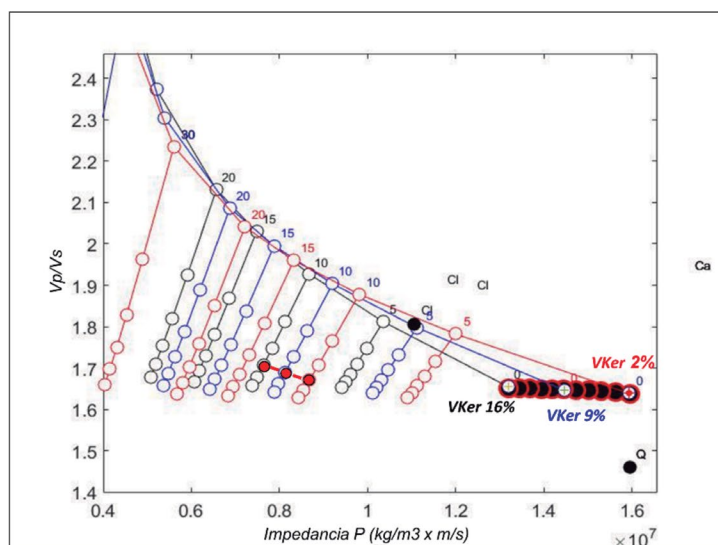


Figura 13. A) Histogramas de pozos con mediciones de VKer. B) Los casos tomados para hacer sensibilidad sobre el VKer, 2%, 9% y 16% de volumen de materia orgánica. C) Tabla con las variaciones mineralógicas modeladas

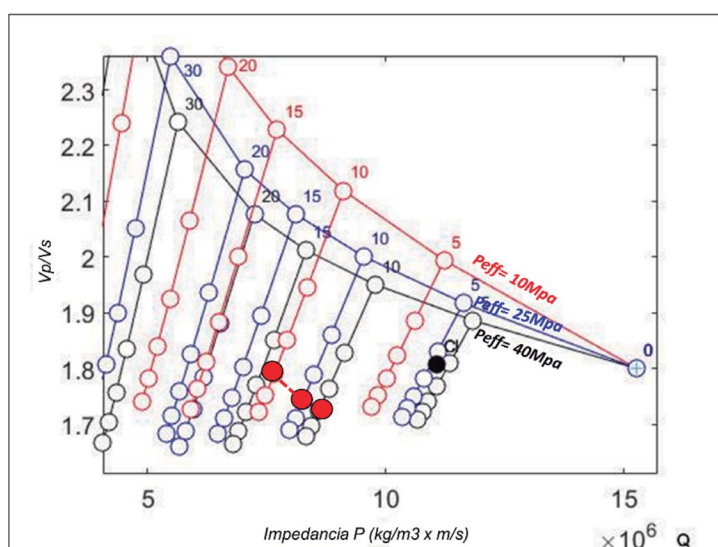


Variación de VKer PhiT=0.1, SwT=0,4		
Ker	Pimp	Vp/Vs
2%	8,68x10 ⁶	1,67
9%	8,12x10 ⁶	1,69
18%	7,63x10 ⁶	1,71
Var. Total (%)	-13%	+2.4%

VKer ↑

Figura 14. Sensibilidad a los cambios en el VKer. Se muestran los casos de VKer igual a: 2%, 9% y 16%. De este análisis se desprende que cambios en el contenido de materia orgánica afecta principalmente a la Ip.

La presión efectiva, se considera como parámetro geomecanico de interés para Vaca Muerta. Se calculó el impacto de la variación de la presión en el reservorio modelando cambios en la Peff (carga litoestática menos la presión poral), para comprender el efecto esperado en los parámetros elásticos en áreas de sobrepresión. Se plantearon tres escenarios: de alta, media y baja presión de reservorio (Peff 10MPa, 25MPa y 40MPa respectivamente), los cuales generan variaciones en la Ip de un 10.7%, aumentando la Ip al aumentar la Peff, y en Vp/Vs de 4.6%, disminuyendo Vp/Vs cuando aumenta la Peff (Fig. 15).



Variación de Peff PhiT=0.1, SwT=0,4		
Peff(Mpa)	Pimp	Vp/Vs
10	7,76x10 ⁶	1,8
25	8,26x10 ⁶	1,74
40	8,59x10 ⁶	1,72
Var. Total (%)	+10,7%	-4,6%

Peff ↑

Figura 15. Sensibilidad a los cambios en el Peff (mayor Peff significa menor presión poral y viceversa). Cambios en este parámetro afectan en mayor medida a la Ip, mientras que las variaciones medidas en Vp/Vs son poco menos que la mitad respecto de los cambios observados en Ip.

La magnitud y sentido de las variaciones generadas en los parámetros elásticos son representadas de forma esquemática en la Fig. 16.

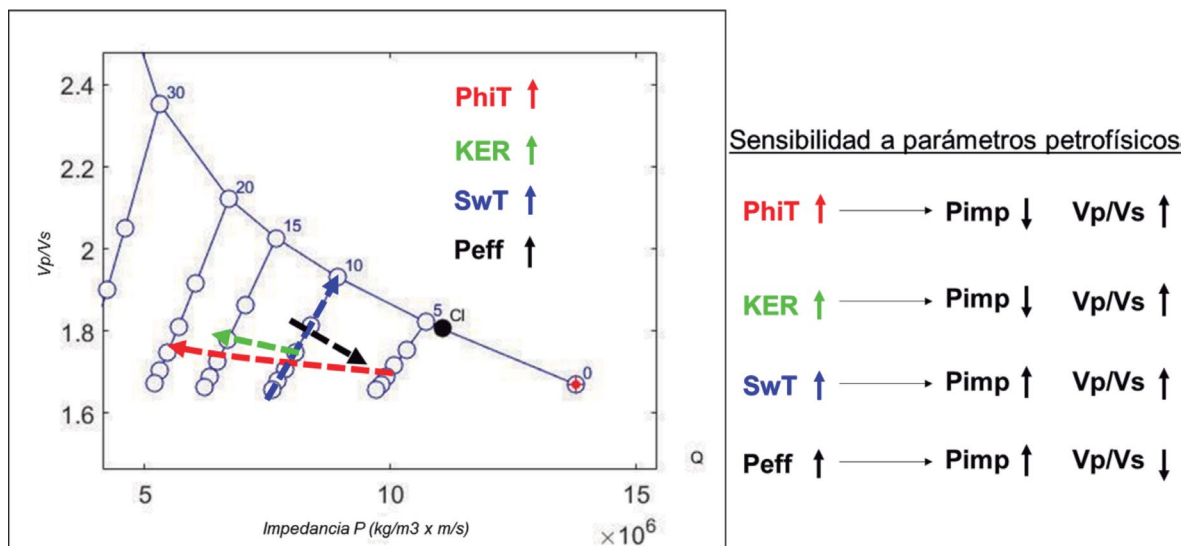


Figura 16. Representación esquemática del sentido y magnitud de las variaciones medidas en I_p y V_p/V_s , debido a cambios en la $\Phi_i T$, SwT , V_{Ker} y P_{eff} .

La I_p es el parámetro elástico más sensible a cambios petrofísicos, sobre todo a aquellos que afectan la incompresibilidad de la roca, en este sentido puede apreciarse que aumentos en la $\Phi_i T$ y V_{Ker} disminuyen la incompresibilidad y en consecuencia la I_p . Por otro lado, un aumento en la P_{eff} significa una disminución en la presión del reservorio y esto torna a la roca más incompresible, en consecuencia, la I_p aumenta. La relación V_p/V_s es poco sensible frente a cambios petrofísicos de las variables analizadas, evidenciando cambios apreciables sólo en el caso de grandes variaciones en la SwT .

Para entender el impacto del error de inversión en la estimación de parámetros petrofísicos, se muestra un ejemplo para un dato sísmico típico para inversión elástica, en donde la CAI es de 0° - 40° , con 3 sumas por ángulo y una relación S/R de 6dB. La inversión de densidad se descarta, ya que este parámetro requiere ángulos de incidencia inalcanzables en una adquisición sísmica real. Para este caso el error relativo de I_p es del 6%, mientras que el de V_p/V_s es del 24%, esta incertidumbre se modela como una elipse en el dominio de I_p vs V_p/V_s y se coloca sobre el template de física de rocas (Fig 17).

Con estos errores en la estimación de los parámetros elásticos, se tiene un rango de incertidumbre en la estimación de la $\Phi_i T$ de 12.5% al 16.5%, cuando el valor verdadero de la porosidad es del 15%. Luego, para una roca con un V_{Ker} verdadero de 9%, la incertidumbre en la estimación del contenido de materia orgánica es del 4% a 16%, y para la P_{eff} el intervalo de incertidumbre es de 15MPa a 40MPa para un valor verdadero de 25MPa.

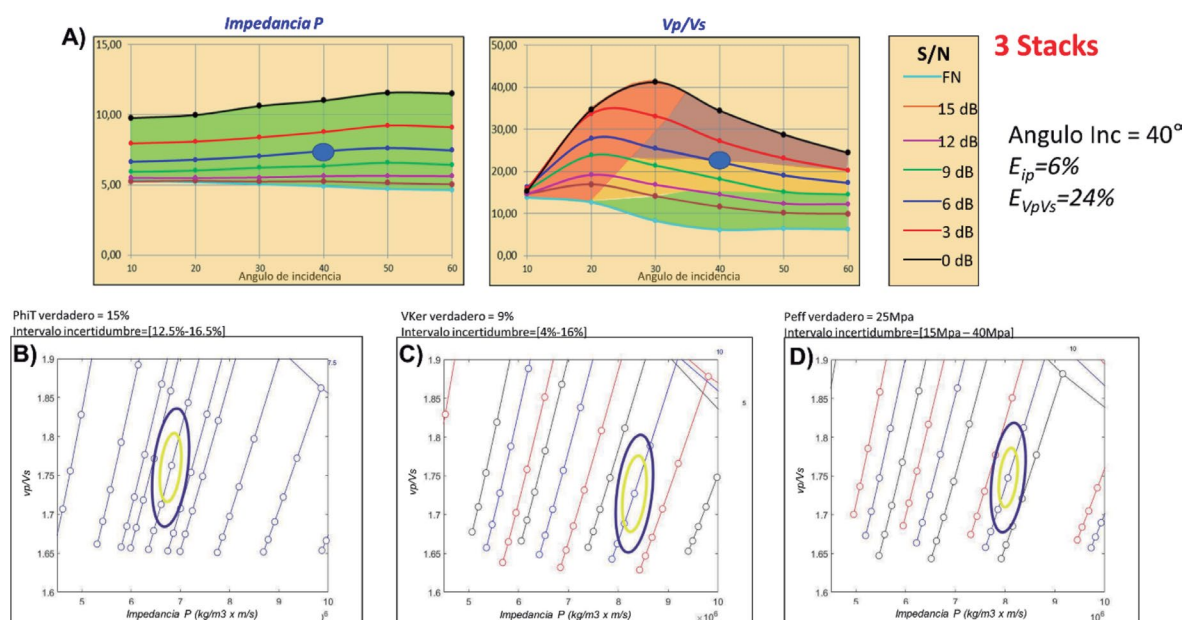


Figura 17. A) Ejemplo de la estimación del error de inversión, para un caso de 3 sumas parciales y una CAI de 0°-40°, con una relación S/R de 6dB. Para este caso, el error relativo de inversión es de 6% para I_p y de 24% para el V_p/V_s . La incertidumbre sobre la estimación de los parámetros petrofísicos, ΦT , $VKer$ y $Peff$ se muestra con una elipse de error sobre el template del modelo de física de rocas. Se puede estimar un intervalo de incertidumbre para cada parámetro petrofísico, siendo de: 12.5% - 16.5% para una ΦT de 15% (B), de 4% - 16% para un $VKer$ de 9% (C) y de 15Mpa - 40Mpa para una $Peff$ de 25Mpa (D).

CONCLUSIONES

La impedancia I_p es el parámetro más robusto en el proceso de inversión para VM. La densidad no es viable como parámetro a invertir ya que requiere ángulos inalcanzables en una adquisición sísmica enfocada a Vaca Muerta, y por lo tanto la inversión de este parámetro resulta fuertemente controlada por el modelo inicial con un mínimo aporte del dato sísmico.

Para poder pasar del dominio de los parámetros elásticos al de las variables petrofísicas se implementó y calibró el modelo de física de rocas "Soft sediments/friable shales", que ha mostrado ser predictivo en la región utilizada. El análisis de sensibilidad sobre las variables petrofísicas y elásticas muestra que la I_p es el parámetro elástico más sensible a cambios en las propiedades petrofísicas analizadas, mientras que el V_p/V_s presenta variaciones más pequeñas, siendo sensible solo a grandes cambios en la SwT .

La escasa sensibilidad del V_p/V_s a cambios en la ΦT , $VKer$ y la $Peff$, se debe a que los mismos afectan al módulo incompresibilidad y de corte de la roca de forma tal que las velocidades P y S varían de forma similar, generando, por consiguiente, pequeñas variaciones del cociente entre ambas (V_p/V_s).

Estos resultados se condicen con las mediciones analizadas en perfiles de pozos para la formación Vaca Muerta a nivel regional, que muestran variaciones de la relación V_p/V_s del orden del 7%.

De estos resultados se concluye que, en trabajos de caracterización sísmica, donde se tiene como objetivo estimar las variaciones de la ΦT y el V_{Ker} , un solo parámetro elástico sintetiza casi toda la información, y que como las variaciones observadas en el V_p/V_s son pequeñas, la precisión requerida en la inversión de este parámetro es muy alta.

La interpretación del resultado de inversión, con un solo parámetro elástico relevante (I_p), genera una dificultad adicional cuando más de un parámetro petrofísico está relacionado con este. Como se ha mostrado, variaciones en distintos parámetros petrofísicos generan cambios en la I_p , a veces en el mismo sentido amplificando el efecto, o en sentido opuesto, atenuándolo. Para desacoplar los efectos de cambios simultáneos de parámetros petrofísicos durante la interpretación, es necesario contar con información geológica “a priori” que permita acotar o conocer las variaciones posibles de los parámetros petrofísicos y en consecuencia disminuir la ambigüedad en el proceso de caracterización sísmica.

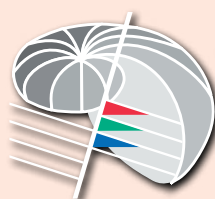
AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue parte del esfuerzo de la Gerencia de Estudios de Subsuelo. YPF Upstream por permitir publicar este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Acevedo, H. y A. Bande, 2018, “Characterization of lower Vaca Muerta at Fortín de Piedra in Neuquén Basin, Argentina”, *The Leading Edge*, p. 255-260.
- Aki, P. G. K. y Richards, 1980. “Quantitative seismology: Theory and methods” Cambridge University Press.
- Avseth, P., T. Mukerji y G. Mavko, 2005, “Quantitative seismic interpretation”, Cambridge University Press.
- Castagna, J. P., M. M. Backus (editores), 1993, “Offset-dependent reflectivity – Theory and practice of AVO analysis”, *Investigations in Geophysics Series*, Volume 8.
- Convers, C., C. Hanitzsch, D. Curia, T. Davis y A. Tura, 2017, “Elastic parameter estimation for the identification of sweet spots, Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina”, *The Leading Edge*, Special Section: Reservoir characterization, p. 948a1-948a10.
- Dvorkin, J. y A. Nur, 1996, “Elasticity of high-porosity sandstones: Theory for two North Sea data sets”, *Geophysics*, Vol. 61, No. 5, p. 1363-1370.
- Kautsyan Ziyisyian, A. y F. G. E. Späth, 2017, “Uncertainty estimation of inverted elastic parameters in shale reservoirs”, 79th EAGE conference and Exhibition.
- Latimer, R. B., R. Davison y P. Van Riel, 2000, “An interpreter’s guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data”, *The Leading Edge*, Vol. 19, p. 242-256.
- Mavko, G., T. Mukerji y J. Dvorkin, 2003, “The rock physics handbook”, Cambridge University Press.
- Oldenburg, D. W., T. Scheuer y S. Levy, 1983, “Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms”, *Geophysics*, Vol. 48, p. 1318-1337.

- Ostrander, W. J., 1984, "Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence", *Geophysics*, Vol. 49, No. 10, p. 1637-1648.
- Russell, B. H., 1988, "Introduction to seismic inversion methods", *Course Notes Series*, Vol. 2, SEG.
- Sharma, R. K., S. Chopra, L. Vernengo, E. Trincherro y C. Sylwan, 2015, "Reducing uncertainty in characterization of Vaca Muerta Formation Shale with poststack seismic data", *The Leading Edge Special Section: Resource plays II: Geophysics*, p. 1462-1467.



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018