

# Calibración de un modelo de física de rocas anisótropo para shales de la formación Palermo Aike mediante datos de pozo y recortes de perforación

Claudia L Ravazzoli<sup>1,2</sup>, Guido Panizza<sup>1,3</sup>, Emilio Camilión<sup>1,3</sup>

**Resumen** El análisis e implementación de modelos de física de rocas para rocas reservorio no convencionales es un tema de gran interés y utilidad práctica en la actualidad. Con dicha motivación, en este trabajo se describe un flujo de trabajo basado en teorías poroelásticas rigurosas que es aplicado a un conjunto de datos de pozo y de laboratorio de la formación Palermo Aike en la cuenca Austral Argentina. Los resultados demuestran la eficiencia del modelo calibrado para determinar el tensor de coeficientes elásticos efectivos de las rocas, para predecir velocidades sísmicas, estimar la anisotropía de la formación y calcular coeficientes geomecánicos de interés como los de Young y Poisson en distintas direcciones. Además, para la detección y reemplazo de datos erróneos o faltantes.

**Palabras clave** Palermo Aike, física de rocas, *shales*, perfiles de pozo, *cuttings*.

## INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIONES

La formación Palermo Aike (también conocida como Inoceramus) es la principal roca generadora de la Cuenca Austral (Stinco & Barredo, 2014). Está constituida por rocas pelíticas marinas de origen cretácico, ricas en materia orgánica. En la zona de estudio se subdivide en dos unidades litoestratigráficas: las formaciones Margas Verdes (MV) y Pampa Rincón (PR). Teniendo en cuenta sus reservas estimadas en 10,000 millones de barriles equivalentes (MBOE) y sus características geológicas, se espera que Palermo Aike se convierta en uno de los mayores reservorios no convencionales tipo shale del país. En tal sentido, la evaluación de parámetros elásticos y geomecánicos a escalas de pozo es de gran importancia tanto para su caracterización como para la planificación y diseño de estrategias de perforación y producción. Esto cobra especial relevancia en reservorios no convencionales formados por shales (pelitas) ricas en materia orgánica. En trabajos previos hemos analizado y cuantificado la anisotropía elástica típica en estas rocas (Panizza et al., 2022), lo que requiere de al menos cinco módulos elásticos para su descripción. Como es sabido, los perfiles de pozo no proveen suficiente información para su completa determinación, con lo cual la aplicación de herramientas de física de rocas resulta de gran utilidad. Con esta idea, en este trabajo se reunieron y utilizaron datos medidos en pozo (perfiles sísmicos dipolares, de porosidad, de densidad, de saturación de agua y otros), descripciones mineralógicas y de contenido orgánico, determinados a partir de estudios de laboratorio sobre *cuttings* (recortes de perforación) y parámetros elásticos de los componentes de la roca obtenidos del ajuste de un modelo a escala de laboratorio, para calibrar un modelo de física de rocas de tipo poroelástico a escala de pozo. Este modelo consiste en una combinación de la teoría *porosity-deformation-approach* desarrollada por Shapiro & Kaselow (2005), Shapiro (2017) y trabajos relacionados, para los módulos elásticos de la matriz y el modelo de Ciz & Shapiro (2007) para la roca compuesta saturada. Esta última formulación, consistente en una generalización del clásico modelo de Gassmann para incluir anisotropía y relleno poral sólido, fue modificada para tener en cuenta la existencia de porosidad efectiva y saturación de fluidos. Con esta formulación es posible introducir en la calibración la dependencia de las velocidades con la presión diferencial (es decir, la diferencia entre el esfuerzo litostático y la presión poral) a cada profundidad, que se supondrá *no hidrostática*. A su vez, se procedió a calibrar un modelo de densidad. El modelo poroelástico calibrado mediante este

<sup>1</sup>Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas, Universidad Nacional de La Plata, Argentina. Email: [claudia@fcaglp.unlp.edu.ar](mailto:claudia@fcaglp.unlp.edu.ar)

<sup>2</sup>Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), La Plata, Argentina.

<sup>3</sup>YPF Tecnología S.A., Berisso, Argentina.

flujo de trabajo se utiliza para determinar el tensor de coeficientes elásticos efectivos de las rocas en el intervalo estudiado (del orden de 200 m), para predecir velocidades sísmicas y para estimar la anisotropía de la formación. Además, para el cálculo de coeficientes geomecánicos anisótropos de interés como los de Young y Poisson en distintas direcciones.

## INFORMACIÓN UTILIZADA

Para el análisis vamos a considerar datos correspondientes a un pozo exploratorio realizado por la empresa YPF, en un intervalo de aprox. 200 m de espesor, lo que define la escala del modelo. Los datos disponibles consisten en perfiles sísmicos dipolares de onda compresional y de corte, de porosidad total y efectiva, de saturación de agua de formación, de densidad bulk, resistivos, potenciales y calibre (diámetro) del pozo.

Se dispone además de una medición del gradiente de presión poral (aprox. 14 MPa/km) que nos permite estimar la presión de los fluidos in situ para cada profundidad. La presión litostática se estima mediante el perfil de densidad medido. La diferencia entre las presiones litostática y poral nos da una medida de los esfuerzos diferenciales verticales para cada profundidad del pozo. Como es sabido, en muchas cuencas sedimentarias la componente de los esfuerzos efectivos verticales es típicamente mayor que las horizontales, que tienen aproximadamente el mismo valor. El carácter no hidrostático del campo de esfuerzos se tendrá en cuenta en la calibración del modelo. Para tal fin se adopta un cociente de esfuerzo horizontal/vertical de 0.7 para la fm. Margas Verdes y de 0.6 para la fm. Pampa Rincón, siendo valores razonables de acuerdo a la literatura.

Por otro lado, a partir de los recortes de perforación se realizó un estudio de difracción de rayos X, lo que permitió identificar los minerales formadores de estas shales (cuarzo, illita, mica, feldespatos, calcita, laumontita y piritita), así como sus fracciones volumétricas para cada profundidad. Para cuantificar la cantidad de materia orgánica se midió el carbono orgánico total mediante pirólisis. Otros estudios geoquímicos revelaron que el estado de maduración de estas rocas corresponde a la "ventana de petróleo", por lo que para el modelado se tendrá en cuenta la presencia de gas y petróleo, además de agua (es decir, saturación trifásica).

## FLUJO DE TRABAJO PARA MODELADO Y AJUSTE DE VELOCIDADES Y DENSIDADES

El procedimiento para la calibración tanto del modelo de densidad como del modelo poroelástico está basado en el trabajo de [Panizza \(2023, Cap. 7\)](#) y se sintetiza a continuación (omitiendo detalles matemáticos por brevedad):

- En primer lugar, se construye un perfil sintético de densidad bulk utilizando las fracciones mineralógicas, la porosidad total, el contenido de materia orgánica y la saturación de fluidos. Dado que sólo se cuenta con el perfil de saturación de agua de formación a lo largo del pozo, para evaluar la saturación de gas y de petróleo se consideran relaciones volumétrica gas-petróleo adecuadas para las formaciones MV y PR, basadas en las Tablas 7 y 10 en [Panizza et al. \(2022\)](#), que incluyen mediciones petrofísicas de laboratorio sobre muestras de coronas.
- Las propiedades físicas de los diferentes minerales y fluidos se toman de la bibliografía. No obstante, dada la variabilidad e incertidumbre sobre las densidades de la fase arcillosa y de la materia orgánica (querógeno), se determinan las mismas minimizando la diferencia entre densidades volumétricas medidas y densidades sintéticas para el conjunto de datos del pozo, mediante una técnica de inversión numérica.
- Teniendo en cuenta el carácter multiminerálico de las shales se calcula un tensor de compliancia efectiva para los granos utilizando las fracciones mineralógicas de cada mineral, mediante una promediación de Backus.

- Asumiendo para las shales un comportamiento elástico anisótropo transversal vertical (VTI) describimos las 5 componentes del tensor de compliancia elástica drenada de la roca (es decir, de la matriz), mediante las ecuaciones dadas por [Shapiro \(2017\)](#). Las mismas contemplan la dependencia exponencial con los esfuerzos diferenciales clásicamente observada por diferentes autores, e involucran 9 coeficientes que serán determinados numéricamente mediante una técnica de inversión.
- Las propiedades elásticas del relleno poral, definido como una mezcla de querógeno y fluidos (agua, gas, petróleo), se obtienen promediando las cotas de Hashin-Shtrikman para este conjunto de fases.
- El tensor elástico anisótropo de la shale compuesta saturada por fluidos se describe mediante las ecuaciones de [Ciz & Shapiro \(2007\)](#). Estos coeficientes (además de las densidades) nos permiten resolver el problema directo para las velocidades de onda P y de onda S.
- Luego, calculando las discrepancias entre velocidades verticales sintéticas y medidas, construimos una función de costo en la norma  $L_2$ . Minimizando dicha función obtenemos el conjunto de 9 parámetros incógnitas previamente mencionados, logrando así el modelo poroelástico calibrado.
- La consistencia y estabilidad del mismo es verificada mediante el uso de restricciones elásticas energéticas acordes a la anisotropía adoptada.

## RESULTADOS Y CONCLUSIONES

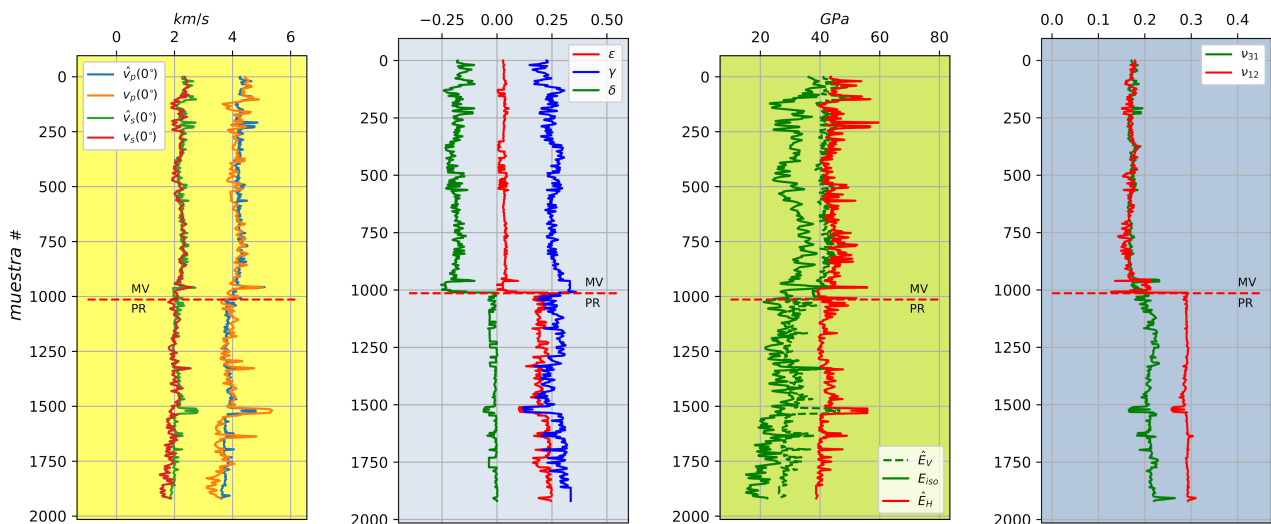
En la Figura 1 a) puede observarse la calidad de los ajustes logrados entre velocidades sísmicas medidas y modeladas en dirección vertical, las que resultan con errores del orden de 4 % para  $V_p$  y 7 % para  $V_s$ . El panel b) ilustra los clásicos parámetros de anisotropía  $\epsilon$ ,  $\gamma$  y  $\delta$  de [Thomsen \(1986\)](#), los que permiten cuantificar la anisotropía a lo largo del pozo, observándose una diferencia considerable en la anisotropía de las formaciones MV y PR. Teniendo en cuenta la importancia de los módulos de Young y coeficientes de Poisson para la caracterización geomecánica de las rocas reservorio, a continuación se calculan y grafican sus variaciones en profundidad. Debido a la simetría VTI adoptada nos enfocamos en los valores según las direcciones verticales y horizontales. En el panel c) se grafican los módulos de Young anisótropos en ambas direcciones, comparándolos además con la aproximación isótropa. Las diferencias observadas ponen de manifiesto la importancia de considerar la anisotropía en la descripción elástica. Los coeficientes de Poisson se ilustran en el panel d). Nuevamente cabe destacar el contraste de propiedades entre ambas formaciones, donde la anisotropía de la fm. PR se vuelve más evidente.

Para concluir cabe remarcar que el modelo calibrado mediante el flujo de trabajo descrito puede además ser útil para otras aplicaciones tales como: control de velocidades y densidades para detectar y reemplazar datos erróneos o faltantes, estimación de velocidades de corte en caso de no haber sido medidas, procedimientos de sustitución de sólidos y fluidos, cálculo de impedancias, coeficientes de reflexión y magnitudes relacionadas para diversos análisis de sensibilidad sísmica.

**Agradecimientos** Los autores agradecen a YPF Tecnología S.A. (Y-TEC), por permitir el acceso a los datos. Este trabajo fue realizado en el marco de proyectos de CONICET PIP 112-20200101056CO y de la Universidad Nacional de La Plata, Argentina, 11-G170.

## REFERENCIAS

**Ciz, R. & Shapiro, S.** (2007). Generalization of Gassmann equations for porous media saturated with a solid material. *Geophysics*, 72(6), A75–A79.



**Figura 1.** a) Velocidades sónicas de ondas P y S, medidas y sintéticas en dirección vertical. b) Parámetros de Thomsen. c) Módulos de Young anisótipos en las direcciones horizontal y vertical e isótropo. d) Coeficientes de Poisson en las direcciones horizontal y vertical. La numeración en el eje vertical no corresponde a valores de profundidad sino a números de muestra.

**Panizza, G.** (2023). *Calibración de modelos de física de rocas poroelásticos en shales orgánicas Argentinas y aplicaciones*. Universidad Nacional de La Plata, Argentina. <https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/154026>

**Panizza, G., Ravazzoli, C., & Camilión, E.** (2022). Stress-dependent anisotropic rock physics modelling in organic shales of the Inoceramus formation, Austral basin, Argentina. *Pure Applied Geophysics*, 179, 2437–2460.

**Shapiro, S.** (2017). Stress impact on elastic anisotropy of triclinic porous and fractured rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 122(3), 2034–2053.

**Shapiro, S. & Kaselow, A.** (2005). Porosity and elastic anisotropy of rocks under tectonic stress and pore-pressure changes. *Geophysics*, 70(5), N27–N38.

**Stinco, L. & Barredo, S.** (2014). Características geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo shale de las cuencas productivas de la Argentina. *Petrotecnia*, 45–66.

**Thomsen, L.** (1986). Weak elastic anisotropy. *Geophysics*, 51, 1954–1966.