

MODELOS DE VELOCIDAD PARA SHALES ORGÁNICAS DE VACA MUERTA CALIBRADOS CON DATOS DE LABORATORIO Y DE POZOS

Gonzalo Blanco¹, Claudia L. Ravazzoli², Juan Carlos Soldo³

1: Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas FCAG-UNLP, gonzalo.blnc@hotmail.com

2: CONICET y FCAG-UNLP, claudia@fcaglp.unlp.edu.ar

3: YPF Tecnología, juan.c.soldo@ypf.com

Palabras clave: física de rocas, modelado, shales orgánicas, Vaca Muerta, no convencionales

ABSTRACT

Velocity models for Vaca Muerta's organic shales calibrated with laboratory and well data.

As it is well known, organic rich shales from Vaca Muerta formation are the most important source and unconventional reservoir rocks in Neuquén basin. Understanding the relation between the bulk elastic parameters and wave velocities in these rocks, with parameters such as lithology, clay content, kerogen content, fluid saturation and porosity, is a very important task in rock physics. With this motivation in this paper we present a comparative analysis of models to fit sonic wave velocities in a well located within the oil generation window zone. To accomplish this goal we use log data (compressional and shear sonic logs, effective and total porosity, kerogen fraction and bulk density), and laboratory data (petrophysical, mineralogy, geochemical and fluid characterization). We present two workflows based on the classical Hashin-Shtrikman and Gassmann's theories, combined with two different empirical elastic models for the dry shale matrix. Taking into account the variability of the physical properties of kerogen and clay minerals, and their influence on the mechanical properties of the shales, the procedure also involves the inversion of such parameters. The results found for the effective elastic properties and density of clay minerals (including bound water) are reasonable taking into account those published in the literature. Regarding the inversion of kerogen physical properties from log data, we found that their estimation is not entirely reliable, so the study should be extended to a greater number of data. As regards to the different velocity models for the sonic velocities, we found very good results, with RMS errors below 4.5%. We remark that this accuracy was possible due to the combination of log and laboratory data and parameter inversion procedure as well.

INTRODUCCIÓN

Los crecientes avances en la adquisición de datos sísmicos, sónicos y ultrasónicos junto con las mejoras en la determinación de las propiedades petrofísicas y geomecánicas en rocas sedimentarias permiten el desarrollo y mejora de los modelos físicos para estudiar y predecir la relación entre las velocidades medidas y los parámetros relevantes de las rocas en estos ambientes,

lo que es útil para la interpretación. Como es sabido, la formación Vaca Muerta es una de las principales rocas madre en la cuenca Neuquina, la que tiene gran importancia como reservorio para la producción de hidrocarburos no convencionales. Está constituida por margas bituminosas, de contenido orgánico variable, en cuya composición mineralógica predominan los minerales de arcillas, carbonáticos, cuarzo, feldespatos y pirita.

El modelado elástico en este tipo de rocas es un problema de complejidad debido, por un lado, a la ambigüedad en la determinación y definición de su porosidad, siendo un parámetro de gran influencia en su comportamiento mecánico. Por otro lado, las propiedades de la matriz son difíciles de modelar debido a los efectos de interacción roca-fluido (Vernik y Milovac 2011). La incertidumbre y variabilidad de las propiedades elásticas de los diminutos minerales de arcilla ha sido reportada en la literatura, siendo la existencia del agua adsorbida y absorbida por los mismos (conocida como bound water) una de las principales causas (Pal-Bathija *et al.*, 2008, Dvorkin *et al.*, 2007). Esto además reduce la interconexión y el diámetro poral, afectando el movimiento de los fluidos. El estudio de las propiedades elásticas de las arcillas es de interés en ambientes de reservorios sino también en ciencias del suelo y de materiales.

Por otro lado, las propiedades físicas del querógeno, varían según su tipo, composición y estado de maduración, habiéndose reportado pocas mediciones en la literatura (Zargari *et al.*, 2013, Vernik, 2016). Si bien su fracción volumétrica es muy inferior a la de las arcillas, su influencia en el comportamiento geomecánico de la roca no puede despreciarse.

Con estas ideas, y tomando como antecedente un análisis realizado con velocidades ultrasónicas por Ravazzoli *et al.* (2017), en el presente trabajo seleccionamos un intervalo de la formación Vaca Muerta dentro del cual se dispone tanto de perfiles de pozo como datos de laboratorio, con el fin de modelar y ajustar velocidades sónicas y densidades, utilizando herramientas de física de rocas. Para esta tarea se utiliza información petrofísica, mineralógica y geoquímica obtenida en laboratorio sobre un conjunto de muestras de tal formación, extraídas a partir de testigos de pozos. Además, se emplean perfiles sónicos compresional y de corte, perfiles de porosidad, materia orgánica, litología y densidad, así como la información disponible sobre los fluidos del reservorio. La integración de este conjunto de datos para la calibración de los modelos en el intervalo seleccionado constituye una de las motivaciones y desafíos de este trabajo. Esto implica vincular sus propiedades elásticas efectivas con las propiedades físicas de los minerales, materia orgánica y fluidos que la componen en la micro-escala. Para una mejor calibración de los modelos realizaremos la inversión numérica de las propiedades físicas de las arcillas y del querógeno para las diferentes profundidades de trabajo. A partir del procedimiento propuesto y resultados logrados se cuantifica el grado de ajuste de las velocidades sónicas para los diferentes modelos y la significación de los parámetros determinados.

Si bien se han propuesto diferentes modelos y flujos de trabajo para este tipo de rocas en diversos reservorios del mundo, la calibración y utilización de modelos en shales argentinas, como

las de Vaca Muerta, no ha avanzado sustancialmente hasta donde sabemos. Aunque en general estas rocas exhiben cierto grado de anisotropía, debido a la limitación en los datos disponibles, en este trabajo no se estudia anisotropía. Por lo tanto, bajo la hipótesis de isotropía como primer aproximación, utilizaremos la teoría de medio elástico efectivo de Hashin y Shtrikman (1963) y el modelo poroelástico clásico de Gassmann (1951), adoptando los modelos empíricos de Krief *et al.* (1990) y la extensión de Goldberg y Gurevich (1998) para modelar las propiedades de la matriz seca arcillosa. Cabe mencionar que otros autores han estudiado y modelado el comportamiento elástico de las shales mediante modelos isótropos, tales como Holt y Fjaer (2003), Perez (2013), Kadeeva y Vernik (2014), Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2016), etc.

La estructura del trabajo es la siguiente. En la sección: Datos utilizados y análisis de correlaciones, se presentan los datos a utilizar y analizamos gráficamente algunas correlaciones útiles. En la sección: Descripción de modelos e hipótesis, se hace una breve reseña de los modelos e hipótesis a utilizar. En la sección: Flujo de trabajo, se describe el flujo de trabajo realizado. En la sección: Análisis de resultados, se muestran y analizan los resultados de los ajustes de densidades, velocidades y parámetros elásticos de las arcillas y querógeno con los diferentes modelos utilizados. Por último en la sección: Conclusiones, se elaboran conclusiones y se plantean trabajos futuros.

Datos utilizados y análisis de correlaciones

Para el presente estudio vamos a considerar un intervalo de 35 m de la formación Vaca Muerta, correspondiente a un pozo ubicado en la zona de transición entre la ventana de generación de petróleo negro a volátil, cuya locación y denominación no se especifica por confidencialidad. Con el fin de lograr la caracterización completa de la formación, la empresa YPF realizó múltiples

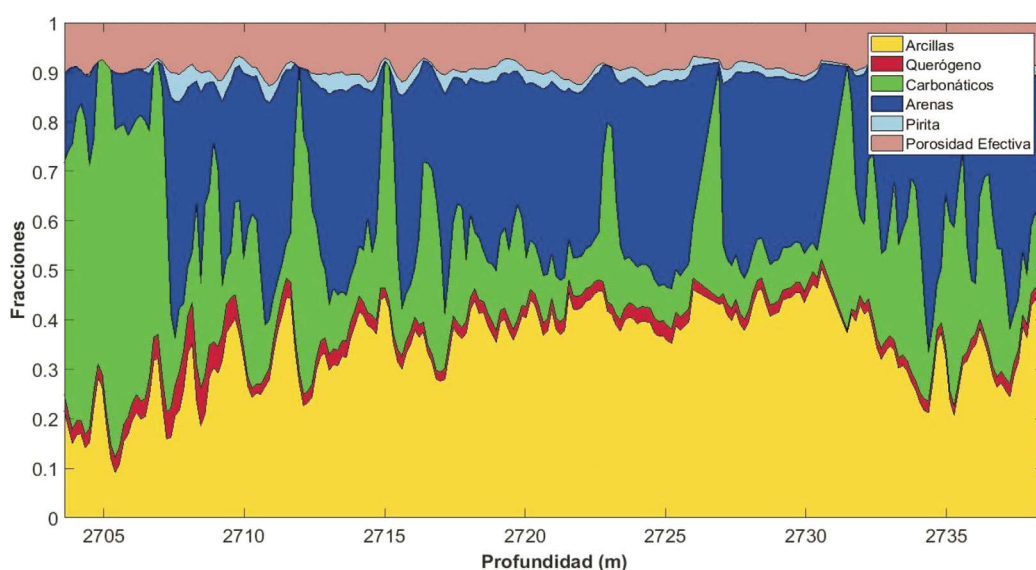


Figura 1. Fracciones mineralógicas simplificadas por grupos (arcillas, carbonáticos, arenas, pirita), querógeno y porosidad efectiva en el intervalo de profundidades estudiado.

estudios en el pozo y en laboratorios, a partir de los cuales se seleccionan y utilizan los siguientes:

Datos de pozo: perfiles sínicos compresional (onda P) V_p y de corte (onda S) V_s , perfiles litológicos por grupos de minerales (principalmente minerales de arcilla, carbonáticos, pirita y arenas), querógeno, saturación de agua, porosidad efectiva y porosidad total (derivada de densidad). Cada perfil consta de 220 muestras espaciadas cada 15 cm.

Datos de laboratorio: fracciones mineralógicas por difracción de RX (DRX), propiedades físicas de los hidrocarburos (análisis PVT): gravedad API del petróleo y gravedad específica del gas, saturación de agua, gas y petróleo. Se van a utilizar los datos de 7 muestras, espaciadas 5 m.

En la Fig. 1 se presentan las fracciones mineralógicas simplificadas por grupos principales: minerales arcillosos (principalmente illita/smectita, illita/mica, clorita), carbonáticos (calcita, dolomita), arenas (principalmente cuarzo, feldespato potásico, plagioclasa) y bajas fracciones de pirita. Se muestra además la fracción de querógeno y la porosidad efectiva en el intervalo de profundidades estudiado, donde puede verificarse que la suma de las fracciones resulta igual a uno. Como se explica más adelante para el modelado esta información se combina con información de laboratorio obtenida de DRX para obtener más detalle.

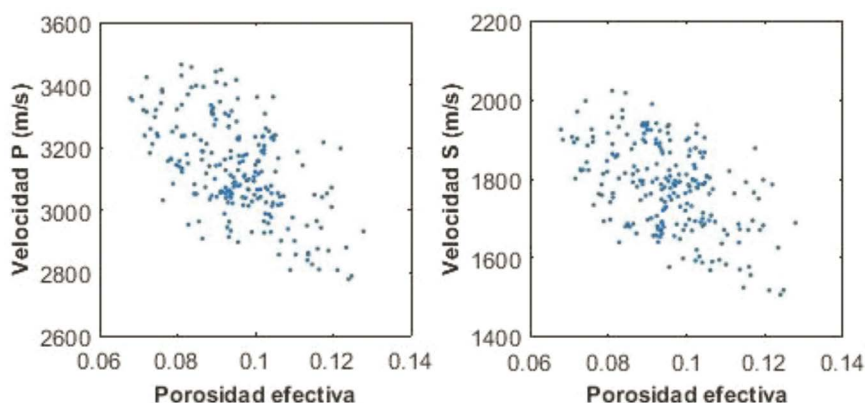


Figura 2. Correlaciones entre velocidades sínicas y porosidad efectiva.

En la Fig. 2 se grafican las velocidades sínicas vs. porosidad efectiva, apreciándose la correlación típicamente observada en rocas sedimentarias clásticas. A pesar de la dispersión generalmente atribuida al contenido de minerales de arcillas (Xu y White, 1995, Goldberg y Gurevich, 1998), se observa un marcado decaimiento de las velocidades con el aumento de porosidad. No obstante, cabe notar el reducido rango de porosidad efectiva (y por ende de permeabilidad) en el intervalo estudiado.

El decaimiento de las velocidades con el contenido de arcillas a su vez se observa en la Fig. 3. Ambos gráficos (Figs. 2 y 3), muestran que tanto la porosidad como la fracción de arcillas tienen una fuerte influencia sobre las velocidades en este tipo de rocas. Desde hace años esto ha motivado

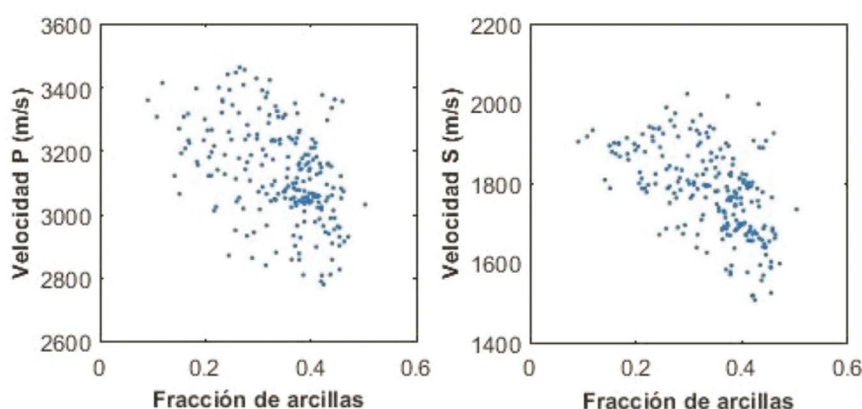


Figura 3. Correlaciones entre velocidades sónicas V_p y V_s y fracción de arcillas.

el interés de diversos autores con el fin de lograr relaciones empíricas entre velocidad y porosidad en rocas arcillosas (p. ej. Han *et al.*, 1986, Xu y White, 1995, Goldberg y Gurevich, 1998, entre otros). Por tal razón dichas fracciones serán especialmente consideradas en la parametrización de los modelos.

Teniendo en cuenta el alto contraste de propiedades físicas entre la materia orgánica (querógeno) y los minerales, en la Fig. 4 mostramos velocidades vs. fracción de querógeno. Como puede verse, los datos no muestran una tendencia clara, lo que se debe a la reducida fracción volumétrica que ocupa este componente, mayormente 2-4%, siendo como máximo un 9% del volumen. Por esta razón, para lograr conclusiones valederas entendemos que la dependencia debería analizarse estadísticamente con un volumen mayor de datos, en intervalos con mayores contenidos de querógeno, de éste y de otros pozos en la zona.

Con respecto al comportamiento de las velocidades vs. fracciones de arenas y de minerales carbonáticos no se incluyen las correspondientes figuras por no mostrar una tendencia y no aportar mayor información.

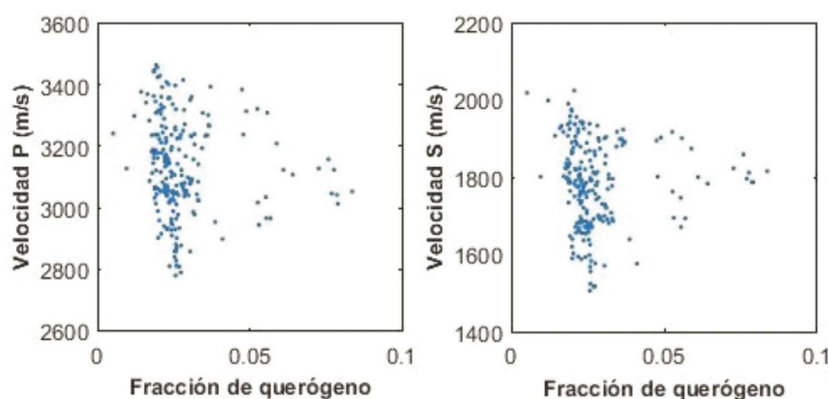


Figura 4. Correlaciones entre velocidades sónicas y contenido de querógeno.

DESCRIPCIÓN DE MODELOS E HIPÓTESIS

Hipótesis generales

Para modelar y ajustar las velocidades sínicas medidas en el pozo es necesario realizar ciertas hipótesis:

- Si bien es sabido que las margas de la formación Vaca Muerta presentan cierto grado de anisotropía, como ya se mencionó, trabajaremos bajo la aproximación isótropa (tanto para minerales como materia orgánica), debido a que sólo contamos con mediciones de velocidad para propagación normal a la estratificación.

Las velocidades a modelar fueron medidas a frecuencias sínicas. No se incluyen efectos dispersivos ni disipativos en los modelos, los que se generan debido a inelasticidad y viscosidad de los fluidos. Este último efecto en particular se considera despreciable debido a la muy reducida permeabilidad de la formación en el intervalo estudiado (con valores del orden de 10^{-6} mD, de acuerdo al reporte de laboratorio).

- Además, se va a suponer que las dimensiones características de las heterogeneidades del medio (granos, poros, cambios litológicos) son inferiores a las longitudes de las ondas sínicas empleadas en las mediciones (de decenas de cm). Consideramos que esta hipótesis de onda larga es razonable para este estudio, lo que nos permite utilizar teorías de medio elástico efectivo (Mavko *et al.*, 2009).
- Los fluidos que saturan el espacio poral (agua, gas y petróleo), se supondrán a las mismas presiones, despreciándose efectos capilares.
- No se tendrán en cuenta variaciones de presión efectiva en el intervalo de profundidades estudiado.
- Para describir el espacio poral se utilizará la porosidad efectiva, que denotaremos como ϕ_e . Dado que es la porosidad que cuantifica el volumen poral interconectado, es la que permite el movimiento de los fluidos y el equilibrio de presiones requerido por la teoría de Gassmann (1951), una de las que utilizaremos. Por lo tanto el volumen poral no conectado (por ej. micro/nano poros de arcilla y de querógeno) se va a considerar parte de la matriz. En tal sentido cabe aclarar:
 - las partículas de arcillas por su forma y tamaño forman micro-poros de baja relación de aspecto, los que generalmente retienen agua de formación (Xu y White, 1995, Dvorkin *et al.* 2007), reduciendo el diámetro poral. Por lo cual a los fines del modelado e inversión, las arcillas saturadas se van a considerar como un medio saturado efectivo, que forma parte de la matriz (Dvorkin *et al.* 2007);
 - del mismo modo, respecto del querógeno, a los fines del modelado e inversión sus parámetros también serán tratados como los de un medio efectivo. Teniendo en cuenta que los análisis geoquímicos reportan que la materia orgánica en el pozo

alcanzó el estado de maduración, es esperable que el querógeno contenga diminutos poros saturados de hidrocarburos.

Cabe señalar que otros autores han propuesto descripciones petrofísicas y modelos de física de rocas más complejos, discriminando los diferentes tipos de porosidades en la formulación (por ej. Zhao *et al.*, 2016, Li *et al.*, 2015).

Modelos de física de rocas

En todos los casos, las propiedades físicas de los fluidos dentro del espacio poral (agua, gas, petróleo) se van a modelar como las de un fluido monofásico, cuyo módulo de volumen efectivo K_f está dado por la fórmula de Reuss (bajo la hipótesis isostress) y su densidad ρ_f como promedio pesado con la saturación de cada fase.

Del mismo modo, se calculan la densidad ρ_s y propiedades elásticas efectivas del mineral compuesto K_s y μ_s (mezclando arenas, arcillas, carbonáticos, pirita y querógeno), usando promedios de Voigt-Reuss-Hill para el módulo de volumen y de corte. Luego, para modelar y ajustar las velocidades medidas utilizaremos dos enfoques:

- a. Cotas de Hashin-Shtrikman (1963): este modelo utiliza las propiedades elásticas del mineral compuesto y del fluido poral efectivo y permite obtener cotas superior e inferior para los módulos de volumen y de corte, los que luego son promediados. Las fracciones volumétricas a utilizar son ϕ_e y $(1-\phi_e)$.
- b. Teoría de Gassmann (1951): en este caso se utiliza el mineral efectivo, se modelan y calibran los módulos elásticos de la matriz porosa seca y a posteriori se incluye el efecto del fluido efectivo. En este modelo se supone que el módulo de corte de la roca es independiente de la presencia del fluido y es igual al de la matriz y que la presión de los fluidos dentro del elemento considerado es uniforme (entre otras hipótesis, Smith *et al.*, 2003).

Modelos petro-elásticos para la matriz seca

El modelo empírico de Krief *et al.* (1990) es de amplia aceptación por representar razonablemente la variación de las propiedades de las rocas sedimentarias limpias compactas con la porosidad. No obstante, las margas de Vaca Muerta no escapan a tales tendencias, como observamos en la Fig. 2, donde vemos la fuerte dependencia de las velocidades con la porosidad efectiva, lo que implica un comportamiento similar para los módulos elásticos. De acuerdo con dicho modelo los módulos de volumen K_m y de corte μ_m de la matriz seca tienen la forma:

$$K_m = K_s(1 - \phi_e)^{\frac{A}{(1-\phi_e)}} \quad \mu_m = \mu_s(1 - \phi_e)^{\frac{A}{(1-\phi_e)}} \quad (1)$$

donde ϕ_e denota la porosidad efectiva, K_s y μ_s son los módulos elásticos efectivos del mineral

compuesto y el exponente A es el parámetro empírico de ajuste, cuyo valor en rocas limpias consolidadas es $A=3$ de acuerdo con Krief *et al.* (1990). Cabe remarcar que este modelo fue también utilizado y extendido heurísticamente por Carcione, Helle y Avseth (2011) para shales orgánicas anisótropas, logrando ajustar razonablemente el conjunto de velocidades ultrasónicas reportadas por Vernik y Nur (1992), Vernik y Liu (1997) en las lutitas negras Bakken y Kimmeridge.

Como ya se mencionó, distintos autores encontraron que el contenido de arcilla en rocas clásticas introduce dispersión en la relación velocidad-porosidad, con lo cual la utilización del modelo de Krief (para rocas limpias) podría resultar inapropiado. Siguiendo las ideas de Goldberg y Gurevich (1998) utilizaremos una modificación del exponente de Krief en las ecuaciones (1), que denotaremos A^G , incluyendo la fracción de arcillas C , en la forma:

$$A^G = A + BC^2 \quad (2)$$

con lo cual en este caso tendremos dos parámetros de ajuste: A , B . Luego se va a verificar si esta modificación introduce mejoras en el ajuste de las velocidades.

FLUJO DE TRABAJO

Como ya se mencionó, para el trabajo seleccionamos un intervalo de profundidades entre los 2703.5 a 2738.5 m, es decir 35 metros de espesor, donde contamos con perfiles de pozo (220 datos espaciados 15 cm) y además con 7 muestras extraídas de coronas espaciadas 5 metros, las que fueron estudiadas en laboratorio. Para integrar el importante volumen de información que disponemos y lograr los objetivos planteados, la secuencia de trabajo fue la siguiente:

Paso 1: definición de ventanas y parámetros físicos

Dado que conocemos las fracciones mineralógicas medidas por DRX y que la descripción litológica de los perfiles de pozo es mucho menos detallada, hemos extrapolado las proporciones de minerales determinadas en laboratorio para los distintos grupos, suponiendo que dicha información se mantiene constante en el intervalo entre muestras. De esta manera los parámetros físicos del mineral compuesto efectivo ρ_s , K_s y μ_s se reducirán a 7 valores, es decir uno por cada sub-intervalo de trabajo (1 a 7).

Un procedimiento similar se adoptó para los valores de saturación de agua, gas, petróleo.

Las propiedades físicas de los fluidos se estimaron usando la calculadora on-line del proyecto CREWES, basada en las ecuaciones semi empíricas de Batzle y Wang (1992), teniendo en cuenta la gravedad específica del gas y el grado API del petróleo, para temperatura y presión razonables para la profundidad estudiada.

Luego, usando las saturaciones, se calculó la densidad efectiva ρ_f y el módulo de Reuss para el fluido efectivo K_f .

Se seleccionan de la literatura parámetros elásticos y densidades para los grupos de minerales más confiables (arenas, pirita y carbonáticos), los que se muestran en la Tabla 1 para cada intervalo, teniendo en cuenta las variaciones en sus proporciones. Además se eligen rangos aceptables para los minerales de arcilla y para el querógeno, cuyos valores serán determinados (Mavko *et al.* 2009, Vernik y Nur, 1992, Vernik y Liu, 1997, Mondol *et al.* 2008, Vanorio *et al.*, 2003).

Paso 2: Ajuste del perfil de densidad: inversión de densidades de las arcillas y querógeno en cada ventana.

A partir de las densidades medidas a cada profundidad ρ_b y de los valores seleccionados en el paso previo, se ajusta la densidad efectiva de las arcillas y del querógeno. Para esto se define una función objetivo en norma L_2 y el algoritmo de optimización *pattern search*. Los resultados del ajuste se muestran en la Fig. 5 y los valores en la Tabla 2.

	Arenas			Pirita			Carbonáticos		
	κ (Gpa)	μ (Gpa)	ρ (kg/m ³)	κ (Gpa)	μ (Gpa)	ρ (kg/m ³)	κ (Gpa)	μ (Gpa)	ρ (kg/m ³)
Intervalo 1	52.2	33.3	2677	143	121	4870	73.2	34.6	2753
Intervalo 2	50.4	33.8	2660	143	121	4870	72.6	33.4	2742
Intervalo 3	49	29.4	2650	143	121	4870	72	32.5	2733
Intervalo 4	50.9	31.1	2649	143	121	4870	71.6	31.7	2725
Intervalo 5	47	32.6	2652	143	121	4870	72.2	32.7	2735
Intervalo 6	48.5	34.3	2658	143	121	4870	72.9	34	2748
Intervalo 7	44.1	37.8	2651	143	121	4870	70.7	30.3	2710

Tabla 1. Parámetros elásticos y densidad de las arenas, pirita y carbonáticos en cada intervalo.

Paso 3: Ajuste de perfiles sísmicos: inversión de módulos efectivos para las arcillas y el querógeno

A continuación se realiza un procedimiento de inversión análogo al mencionado en el paso previo, para determinar las propiedades elásticas efectivas de las arcillas y del querógeno, empleando como datos las velocidades sísmicas en cada profundidad. Este procedimiento requiere adoptar un modelo o problema directo. Como ya se mencionó, las opciones son:

- Promedios de cotas de Hashin-Shtrikman (1963) (modelo HS),
- Gassmann (1951) combinado con modelo de Krief *et al.* (1990), (modelo GK): en este caso además se invierte el coeficiente A ,

- Gassmann (1951) combinado con modelo de Goldberg y Gurevich (1998), (modelo GG): en este caso además se invierten los coeficientes A y B. Cabe aclarar que en el trabajo original, dichos autores estiman los módulos del mineral efectivo con otro procedimiento.

Paso 4: Cálculo de errores medios cuadráticos para cada modelo de velocidad (RMS).

ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se muestran y analizan los resultados encontrados.

Ajuste del perfil de densidad

La Fig. 5 muestra las densidades medidas en pozo (puntos azules) y las calculadas (trazo rojo) para cada profundidad, logrando un ajuste razonable con error RMS de aprox. 15%.

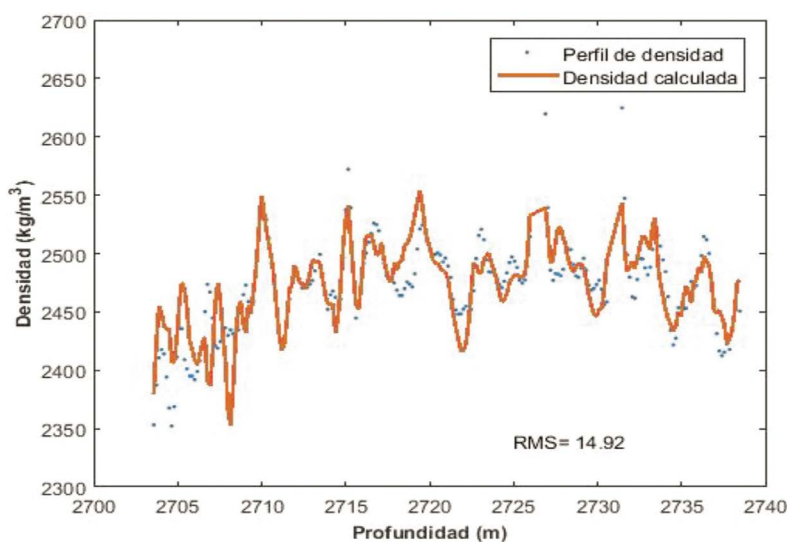


Figura 5. Densidades medidas y calculadas vs. profundidad.

	Arcillas	Querógeno
	ρ (kg/m³)	ρ (kg/m³)
Intervalo 1	2146	1743
Intervalo 2	2526	1615
Intervalo 3	2614	1068
Intervalo 4	2626	1000
Intervalo 5	2624	1000
Intervalo 6	2627	1000
Intervalo 7	2523	1000

Tabla 2. Estimaciones de densidad para arcillas y querógeno para cada intervalo.

Las densidades ajustadas por intervalo se muestran en la Tabla 2, donde puede apreciarse que las arcillas muestran valores razonables, con importantes variaciones dentro del espesor estudiado. A nuestro entender las densidades encontradas para el querógeno no son del todo consistentes con los valores reportados en la bibliografía por lo cual su validez debería corroborarse repitiendo este procedimiento con datos de otros intervalos y/o con mediciones de laboratorio, lo que en general es dificultoso.

Resultados del modelado de velocidades e inversión utilizando modelo HS

Una vez ajustadas las densidades de arcillas y querógeno, sus valores se mantienen fijos en cada intervalo y se procede a modelar las velocidades. En primer lugar, utilizamos el promedio de las cotas de Hashin-Shtrikman (1963) y ajustamos para este modelo los módulos elásticos efectivos del querógeno y de las arcillas. Los resultados se muestran en la Tabla 3, donde por completitud se vuelven a incluir los resultados de la Tabla 2.

	Arcillas			Querógeno		
	κ (Gpa)	μ (Gpa)	ρ (kg/m ³)	κ (Gpa)	μ (Gpa)	ρ (kg/m ³)
Intervalo 1	8.35	6.56	2146	2	2	1743
Intervalo 2	25.1	7.65	2526	2	2.37	1615
Intervalo 3	24.9	10.35	2614	2	2	1068
Intervalo 4	25.6	8.35	2626	2	2	1000
Intervalo 5	31.3	9.19	2624	2	2	1000
Intervalo 6	17.2	8.16	2627	9	5	1000
Intervalo 7	18.1	6.35	2523	2	2	1000

Tabla 3. Parámetros elásticos encontrados usando HS.

Las velocidades compresionales y de corte modeladas y medidas se grafican en la Fig. 6. En las mismas puede apreciarse la buena calidad de los ajuste logrados, con errores RMS de 3.16% para ondas P y 4.38% para ondas S.

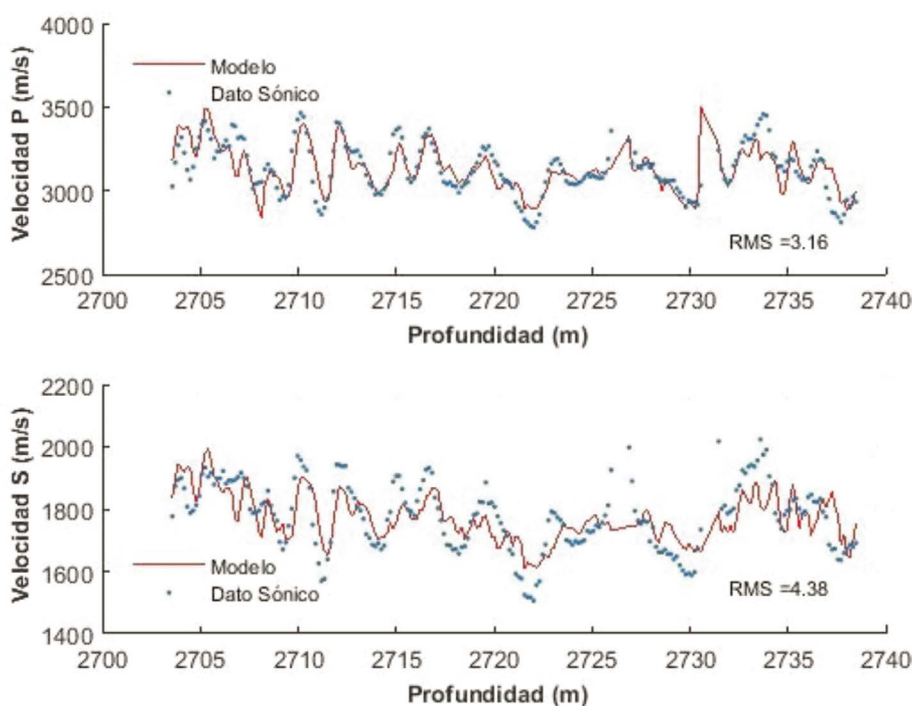


Figura 6. Ajuste de velocidades usando promedios de HS.

Resultados del modelado de velocidades e inversión mediante modelos GK y GG

En esta sección en primer lugar utilizamos la teoría de Gassmann combinada con el modelo de Krief *et al.* (1990) (modelo GK), ajustando con este modelo los módulos elásticos efectivos del querógeno y de las arcillas y el exponente A (ec. 1). Los resultados se muestran en la Tabla 4, donde por completitud se vuelven a incluir las densidades de la Tabla 2.

	Arcillas			Querógeno			Exponente
	κ (Gpa)	μ (Gpa)	ρ (kg/m ³)	κ (Gpa)	μ (Gpa)	ρ (kg/m ³)	
Intervalo 1	4	4.17	2146	9	5	1743	7.9
Intervalo 2	6.62	2.74	2526	2	2	1615	5.54
Intervalo 3	6.47	4.02	2614	8.95	2	1068	5.29
Intervalo 4	8.61	3.32	2626	2	2	1000	5.30
Intervalo 5	11.5	4.69	2624	8.95	2	1000	6.37
Intervalo 6	10.6	5.43	2627	8.08	2	1000	6.54
Intervalo 7	7.07	3.50	2.52	9	2	1000	6.41

Tabla 4. Parámetros elásticos encontrados usando el modelo GK.

A continuación utilizamos la teoría de Gassmann combinada con la modificación del exponente según Goldberg y Gurevich (1998) (modelo GG), estimando también los exponentes A,B de la ec. (2), como se muestra en la Tabla 5.

	Arcillas			Querógeno			Exponentes	
	κ (Gpa)	μ (Gpa)	ρ (kg/m ³)	κ (Gpa)	μ (Gpa)	ρ (kg/m ³)	A	B
Intervalo 1	5.56	5.68	2146	9	5	1743	8.5	1
Intervalo 2	8.21	3.42	2526	2.04	2.19	1615	5.9	2.18
Intervalo 3	14	8.09	2614	9	5	1068	6.5	7
Intervalo 4	8.62	3.30	2626	2	2.01	1000	5.3	0.05
Intervalo 5	11.8	4.9	2624	8.95	2.06	1000	6.43	0.06
Intervalo 6	9.96	5.03	2678	8.15	2.06	1000	6.32	0.06
Intervalo 7	17.2	8.72	2523	9	5	1000	7.93	8

Tabla 5. Parámetros elásticos encontrados usando el modelo GG.

De la comparación de los módulos elásticos de las arcillas en las Tablas 3, 4 y 5 vemos que los tres modelos muestran variaciones numéricas, reflejando la sensibilidad a los cambios en las propiedades petrofísicas y mineralógicas de las arcillas en los diferentes intervalos. Además, pueden asociarse a las variaciones de (micro) porosidad asociada a este grupo y el consecuente contenido de agua, lo que será analizado en la siguiente sección.

Con respecto a las propiedades del querógeno, se advierte que el modelo de HS muestra muy pocas variaciones, con valores prácticamente constantes para ambos módulos, siendo además muy bajos comparados con los reportados en la bibliografía. Los resultados a partir del modelo GK muestran variaciones del módulo de volumen y poca sensibilidad del módulo de corte y en general son consistentes con los obtenidos del modelo GG.

Los exponentes A obtenidos con ambos modelos son altamente consistentes entre sí, mientras que B es muy variable. Cabe mencionar que los mismos son coherentes con los valores hallados para otras shales orgánicas estudiadas por Carcione *et al.* (2011) (Bakken y Kimmeridge), pero muy diferentes al valor estándar A=3 encontrado por Krief *et al.* (1990) para arenas limpias consolidadas, lo que muestra la importancia de la calibración realizada.

Las velocidades resultantes con ambos modelos se muestran simultáneamente en la Fig. 7, donde se observa que la calidad de los ajustes es muy buena, siendo levemente mejores con el modelo GK que con GG. En todos los casos los RMS son inferiores a 3.5%. Por lo tanto no se observa que el modelo GG introduzca mejoras significativas.

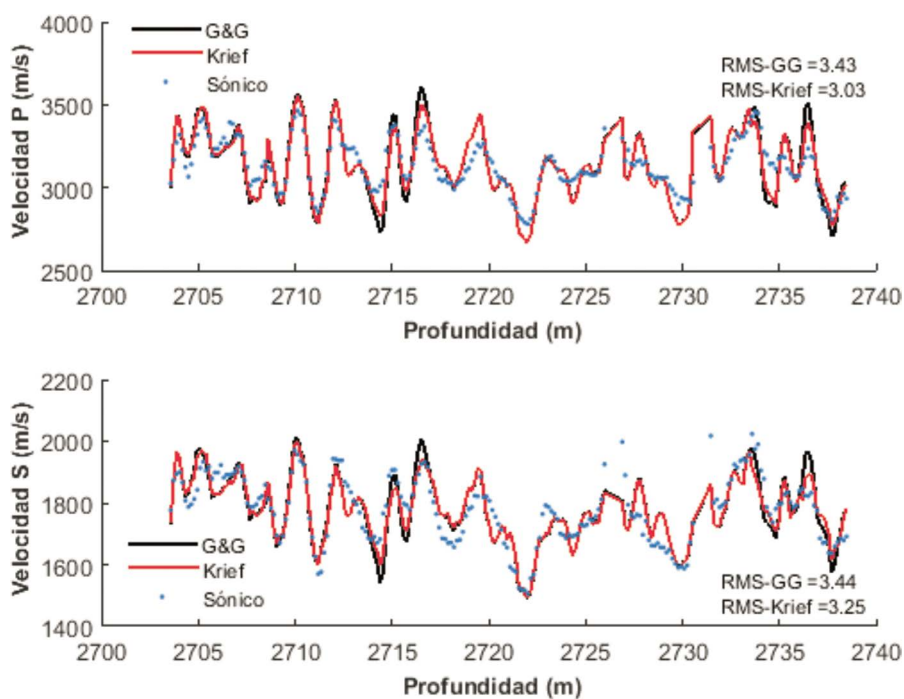


Figura 7. Ajuste de velocidades con los modelos GK y GG.

Sobre los módulos elásticos de las arcillas

Los resultados de las Tablas 3, 4 y 5 para los minerales de arcillas se grafican en la Fig. 8, donde se aprecian las variaciones de los módulos elásticos obtenidos a partir de la inversión en cada ventana, usando los modelos HS, GK y GG.

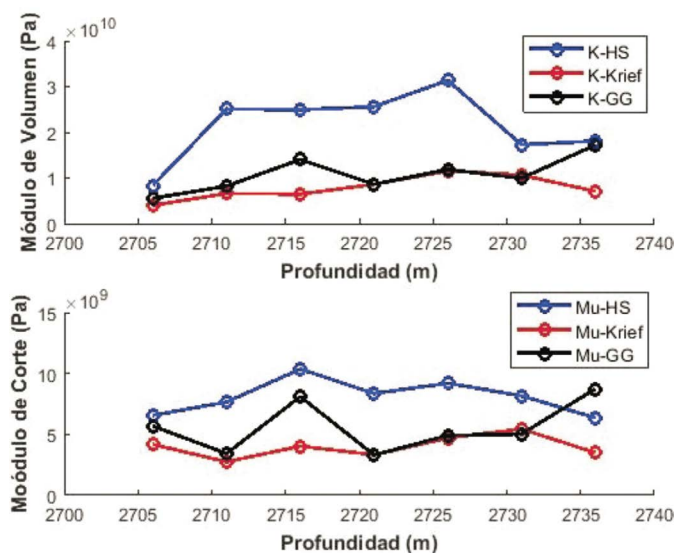


Figura 8. Módulos elásticos obtenidos para las arcillas según los modelos HS, GK y GG.

Para interpretar los resultados obtenidos, graficamos además en la Fig. 9 (panel superior) la fracción de arcillas vs. profundidad y una curva suavizada (en líneas punteadas) indicando su tendencia. Teniendo en cuenta la importancia que suelen tener los microporos saturados de las arcillas, en el panel inferior mostramos la diferencia entre porosidad total y efectiva, de la que resulta una aproximación del volumen poral no conectado, el que generalmente retiene *bound water*. Suponiendo por simplicidad despreciable la porosidad del querógeno e intracristalina, dicha diferencia la asociamos a las arcillas y denotamos ϕ_{clay} (referido al volumen total de la muestra), entendiéndola como el cociente del volumen poral asociado a las arcillas y el volumen total de la muestra. Por conveniencia, siguiendo a Dvorkin *et al.* (2007), introducimos además la porosidad intrínseca de las arcillas ϕ_{clay}^i , la que satisface la relación:

$$\phi_{clay}^i = \frac{\phi_{clay}}{C} \quad (3)$$

Observamos para el modelo de HS en la Fig. 8 (línea azul), que los módulos de las arcillas muestran cierto grado de correlación (directa) con su fracción volumétrica, lo cual es razonable teniendo en cuenta que a mayor C menor ϕ_{clay}^i , es decir la fracción poral intrínseca en las arcillas es menor y por ende resultan menos compresibles. Esto puede notarse en la Fig. 8 (superior), donde en todos los casos los módulos de volumen resultan mínimos cuando ϕ_{clay} es mayor y C es menor.

Estas correlaciones no se observan claramente para los resultados basados en la teoría de Gassmann (GK,GG). No obstante, cabe aclarar que este estudio debe profundizarse y ampliarse con mayor cantidad de datos.

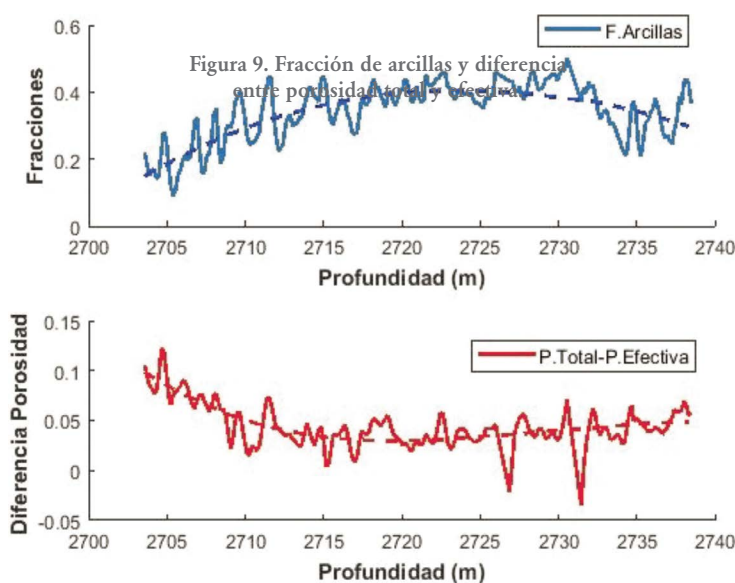


Figura 9. Fracción de arcillas y diferencia entre porosidad total y efectiva.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se utilizaron diferentes modelos de física de rocas para modelar el comportamiento elástico, las velocidades sísmicas y el perfil de densidad medidos en un intervalo de profundidades de las margas bituminosas de la formación Vaca Muerta (abarcando un espesor de 35 m). Con este fin se procedió a la integración de un conjunto de datos de pozo y de laboratorio para la calibración de los modelos.

Se utilizó el promedio de las cotas elásticas encontradas por Hashin-Shtrikman (1963) mediante principios variacionales (modelo HS). Además se utilizó la teoría de Gassmann (1951), basada en conceptos poroelásticos, combinada con los modelos empíricos de matriz dados por Krief *et al.* (1990) (modelo GK) y Goldberg and Gurevich (1998) (modelo GG), por considerarse adecuados para representar el comportamiento elástico de las rocas clásticas con la porosidad y el contenido de arcillas.

Se determinaron mediante ajuste numérico los exponentes empíricos para los modelos GK y GG, cuyos valores resultaron coherentes con los hallados para otras shales orgánicas estudiadas (Carcione *et al.*, 2011), siendo muy diferentes del valor estándar para arenas limpias compactas, lo cual remarca la importancia de la calibración realizada. Cabe destacar que la utilización del modelo de Goldberg y Gurevich (1998) no reporta mejoras significativas en los resultados, sumando un parámetro a determinar.

Dada la incertidumbre y variabilidad de las propiedades físicas de las arcillas, se procedió a su determinación numérica mediante un método de inversión. Los resultados encontrados para las densidades son razonables. Encontramos que sus módulos elásticos estimados a partir del modelo de HS pueden correlacionarse con la fracción de arcillas y con su porosidad intrínseca. No obstante, cabe aclarar que el estudio de estas correlaciones debe aún profundizarse, siendo las presentes conclusiones de carácter preliminar.

Del mismo modo, se intentó invertir las propiedades físicas del querógeno con los modelos propuestos, siendo los valores encontrados hasta el momento poco confiables, dificultad que ha sido señalada en la literatura por Zargari *et al.* (2013) y otros autores. Pese al alto contraste en sus propiedades físicas respecto de los minerales, dada su escasa fracción volumétrica, su influencia en las velocidades medidas es muy limitada, con lo cual el estudio debería ampliarse a un número mayor de datos y a otros pozos.

Con respecto al modelado de las velocidades sísmicas compresionales y de corte, se destaca la buena calidad de los ajustes logrados con los tres modelos utilizados, con errores RMS por debajo de 4.5%. Para el perfil de densidad se obtuvo un ajuste con un RMS aproximado del 15%.

Para profundizar y continuar el análisis se espera a futuro implementar modelos de física de rocas más complejos, que incluyan en la descripción los micro y nanoporos de arcilla y de querógeno, correlacionar estos modelos con su maduración y ampliar el estudio a escalas de

trabajo mayores, empleando información de otros pozos cercanos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la empresa Y-TEC por proveer y permitir la utilización de los datos.

REFERENCIAS CITADAS

- Batzle, M. and Wang, Z., 1992, "Seismic properties of pore fluids". *Geophysics*, 57, 1396–1408.
- Carcione, J., Helle, H. and Avseth, P., 2011, "Source-rock seismic-velocity models: Gassmann versus Backus", *Geophysics*, 76 (5), 1-9.
- Dvorkin, J., Mavko, G., Gurevich B., 2007. "Fluid substitution in shaley sediments using effective porosity", *Geophysics*, 72(3), 1-8.
- Gassmann, F., 1951, "Über die elastizität poröser medien". *Vier. der Natur. Gesellschaft Zürich*, 96, 1–23.
- Goldberg I. and Gurevich B. 1998. "A semi-empirical velocity-porosity-clay model for petrophysical interpretation of P- and S-velocities". *Geophysical Prospecting* 46, 271-285.
- Han, D.H., Nur, A. and Morgan, D., 1986, "Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones", *Geophysics*, 51(11), 2093-2107.
- Hashin, Z. and Shtrikman, S., 1963. "A variational approach to the elastic behavior of multiphase materials". *J. Mech. Phys. Solids*, 11, 127–140.
- Holt, R.M. y Fjaer, E. 2003, "Wave velocities in shales: a rock physics model", *EAGE 65th Conference & Exhibition – Stavanger, Norway*, 2 - 5 June 2003.
- Khadeeva, Y. and Vernik, L., 2014, "Rock-physics model for unconventional shales", *The Leading Edge* 33 (3), 318-322.
- Krief, M., Garat, J., Stellingwerff, J., and Ventre, J., 1990, "A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (full-waveform sonic)", *Log Analyst*, 31, 355–369.
- Li, Y., Guo Zhi-Qi, Liu, C., Li, Xiang-Yang y Wang G., 2015, "A rock physics model for the characterization of organic-rich shale from elastic properties", *Petroleum Geoscience*, 12, 264-272.
- Mavko, G, Mukerji, T and Dvorkin, J., 2009. "The Rock Physics Handbook" 2nd Edn. Cambridge University Press, New York.
- Mondol N., Jahren, J., Bjorlykke, K. Y Brevik, I., 2008, "Elastic properties of clay minerals", *The Leading Edge*, 27(6), 758-770.
- Nicolás-López, R. y Valdiviezo-Mijangos O.C., 2016. "Rock physics templates for integrated analysis of shales considering their mineralogy, organic matter and pore fluids", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 137, 33–41.
- Pal-Bathija A., Prasad M., Liang H., Upmanyu M., Lu N. and Batzle M. 2008. "Elastic properties of dry clay mineral", *SEG Expanded Abstracts 2008*, 1610-1614.
- Perez, M. 2013, "Seismic modelling of unconventional reservoir", *CSEG Recorder*, Abril 2015, 54-62.
- Ravazzoli, C.L., Blanco, G. y Soldo J.C. 2017, "Análisis petro-elástico de velocidades P y S en muestras de la formación Vaca Muerta". *Actas de la XX-VIII Reunión Científica de la AAGG, La Plata*, 17-21 de Abril de 2017(res. Exp. 4 pags.). Libro de Resúmenes, pag.84.

- Smith, T.M. Sondergeld, C. H. and Raiz, C.S. 2003, "Gassmann fluid substitutions: A tutorial", *Geophysics* 68(2), 430–440.
- Vanorio T., Prasad M. y Nur A. 2003, "Elastic properties of dry clay mineral aggregates, suspensions and sandstones". *Geophys. J. Int.* 155, 319-326.
- Vernik, L. 2016, "Seismic petrophysics in quantitative interpretation", *Investigations in Geophysics* 18, SEG.
- Vernik, L. and Liu, X., 1997, "Velocity anisotropy in shales: a petrophysical study", *Geophysics*, 62 (2), 521–532.
- Vernik, L. and Milovac J., 2011, "Rock physics of organic shales", *The Leading Edge*, 30 (3), 318–323.
- Vernik, L. and Nur, A., 1992. "Ultrasonic velocity and anisotropy of hydro-carbon source rocks: Geophysics", 57, 727–735.
- Xu S. and White R. 1995, "A new velocity model for clay-sand mixtures". *Geophysical Prospecting*, 43, 91-118.
- Zargari, S., Prasad, M., Mba, K. C. y Mattson, E.D., 2013, "Organic maturity, elastic properties and textural characteristics of elf resourcing reservoirs", *Geophysics*, 78(4), D223-D235.
- Zhao, L., Xuan Qin, De-Hua Han, Jianhua Geng, Zhi-fang Yang and Hong Cao, 2016, "Rock-physics modeling for the elastic properties of organic shale at different maturity stages", *Geophysics*, 81(5), D525-D541.