



Análisis petro-elástico de velocidades P y S en muestras de la formación Vaca Muerta

Claudia L. Ravazzoli^{1,2}, Gonzalo Blanco¹ y Juan C. Soldo³

¹ Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísica, UNLP. claudia@fcaglp.unlp.edu.ar

² Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas, CONICET, Argentina.

³ YPF Tecnología S.A

Resumen

La formación Vaca Muerta es una de las principales rocas madre en la cuenca Neuquina, la que durante los últimos años ha cobrado gran notoriedad y relevancia como reservorio para la producción de hidrocarburos no convencionales. La misma está constituida por sedimentitas marinas tipo shales, denominadas margas bituminosas, debido a su alto contenido de materia orgánica.

Con el fin de lograr una completa caracterización de estos reservorios, la empresa YPF realizó a partir de 2010 estudios petrofísicos, mineralógicos, geoquímicos, geomecánicos y ultrasónicos sobre un conjunto de muestras de tal formación, extraídas a partir de testigos de pozos. Asimismo, efectuaron análisis PVT para la tipificación de los fluidos del reservorio a la temperatura y presión in situ. La integración de tal conjunto de datos para la calibración de modelos de física de rocas apropiados para estos ambientes constituye la principal motivación de este trabajo.

Esta temática ha despertado el interés de numerosos autores quienes han propuesto diversos modelos físicos y workflows para representar el comportamiento elástico de estos medios, los que por lo general exhiben anisotropía transversal. Los diferentes modelos tienen el fin de relacionar los parámetros de interés en estos ambientes con las magnitudes observables, tales como velocidades sísmicas, densidad, impedancias elásticas y reflectividades.

En el presente trabajo se testean diferentes teorías de medios elásticos y poroelásticos efectivos, integrando la información disponible a los modelos. Considerando la hipótesis de isotropía como primer aproximación, el objetivo consistirá en comparar el grado de ajuste de las velocidades medidas en laboratorio sobre un conjunto de muestras seleccionadas (correspondientes a un mismo pozo), para los diferentes modelos.

Como resultado de este análisis se espera correlacionar los errores resultantes de las distintas aproximaciones con la fracción orgánica y de arcillas de las distintas muestras. Asimismo, se analizará la factibilidad de establecer un valor de porosidad crítica razonable para el intervalo en estudio

Palabras clave: física de rocas, modelado, hidrocarburos no convencionales.

Introducción y motivaciones

Como ya se mencionó, el objetivo central de este trabajo consiste en la utilización de herramientas de modelado para resolver uno de los problemas más relevantes de la física de rocas actual: la determinación de parámetros elásticos y velocidades en rocas reservorio no convencionales, con contenido multimineralico, orgánico y fluidos porales. Si bien se han propuesto diferentes modelos y flujos de trabajo para modelar el comportamiento de rocas de este tipo en reservorios de todo el mundo, hasta donde sabemos, el problema de la construcción y ajuste de un modelo de física de rocas para la formación Vaca Muerta no ha sido realizado hasta el momento. Esto constituye la

principal motivación del presente trabajo, en el que mostramos los modelos *preliminares* que lograron mejor ajuste.

Datos disponibles

Con tales objetivos vamos a utilizar un conjunto de datos experimentales obtenidos en los laboratorios Weatherford (E.E.U.U.) sobre un conjunto de siete muestras de las margas bituminosas de la Formación Vaca Muerta, tomadas de un mismo pozo de la empresa YPF, cuya locación y denominación no se especifica por confidencialidad. Las mismas abarcan un intervalo de profundidades de 30 metros. Se cuenta con la siguiente información:

- Velocidades ultrasónicas P y S, medidas bajo presión de confinamiento y presión poral atmosférica,
- Fracciones mineralógicas de masa por difracción de RX, lo que arrojó que las muestras están compuestas principalmente por minerales de arcilla, carbonáticos y otros (cuarzo, feldespato, etc.), cuyas fracciones volumétricas convertidas se muestran en la Figura 1.
- Carbono orgánico total por experimentos de pirólisis. Dichos valores, convertidos a fracciones volumétricas de querógeno (según procedimiento de Vernik y Landis, 1996) se ilustran en la Figura 1.
- Densidades de masa.
- Propiedades de los hidrocarburos a partir de análisis PVT: gravedad API del petróleo y gravedad específica del gas.
- Propiedades petrofísicas: porosidad, obtenida por porosimetría de Helio (ver Figura 1), permeabilidad y saturación de agua, gas y petróleo.

Cabe mencionar que existe cierta incertidumbre en cuanto a la descripción mineralógica exacta de un par de muestras, habiéndose aproximado con la más cercana en profundidad. Asimismo no se dispone de información que asegure que las saturaciones determinadas en el estudio petrofísico se haya conservado al momento de medir las velocidades. Tampoco se reportan datos sobre la salinidad del agua de formación.

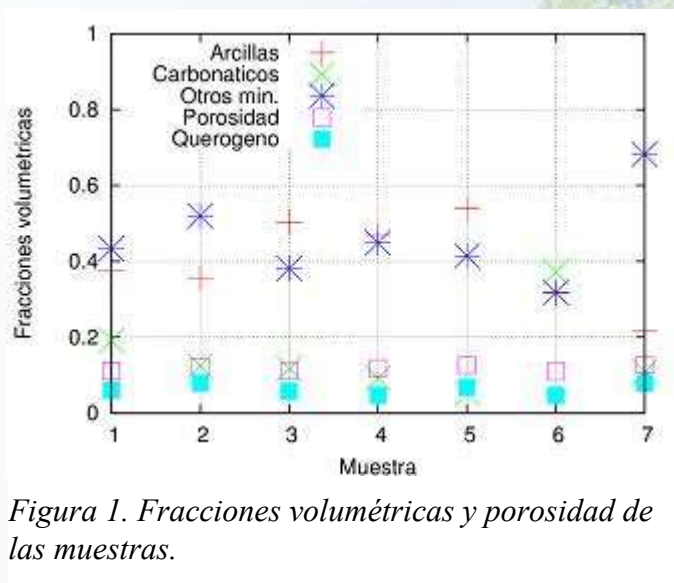


Figura 1. Fracciones volumétricas y porosidad de las muestras.

Modelos e hipótesis

Con el propósito de lograr el ajuste de las velocidades ultrasónicas medidas en laboratorio hemos realizado ciertas hipótesis. Si bien es sabido que las margas de Vaca Muerta presentan cierto grado de anisotropía, en el presente análisis trabajaremos bajo la aproximación isótropa, debido a que sólo contamos con mediciones de velocidad para propagación unidimensional.

Las propiedades de los hidrocarburos (módulo de volumen y densidad) se estimaron usando la calculadora on-line del proyecto CREWES, basada en las ecuaciones semiempíricas de Batzle y Wang (1992), a la temperatura y presión del laboratorio. Para el agua de formación se adoptan valores estandar.

Por simplicidad no se incluyen efectos disipativos ni dispersivos en los modelos. Sin embargo los resultados actuales podrán extenderse mediante teorías viscoelásticas y/o poroelásticas adecuadas. Se supone que las dimensiones características de las heterogeneidades de las muestras son inferiores a las longitudes de las ondas ultrasónicas empleadas en las mediciones (del orden de centímetros). Esta hipótesis es razonable teniendo en cuenta el diminuto tamaño de los poros y minerales de las rocas en estudio.

Para ajustar las velocidades medidas se utilizaron dos enfoques:

1. Teorías de medio efectivo (TME): promedios de Voigt-Reuss-Hill (VRH), y Hashin Shtrikman (HS), asignando valores de tablas a los parámetros físicos de cada mineral, querógeno y fluidos (Mavko et al. 2009).

2. Modelos poroelásticos (MP): estos requieren modelar la *roca vacía* mediante un proceso de *calibración*, y a posteriori incluir el efecto de los fluidos porales. La secuencia de trabajo fue la siguiente:

2.1 a partir de los valores medidos de V_p , V_s y densidades se determinan los módulos de corte μ_m y de volumen saturado (dinámicos) K_c .

2.2 Se calculó el promedio de Reuss del fluido multifásico efectivo K_f y se estimó el módulo de volumen de la matriz K_m de los datos, mediante la ecuación inversa de Gassmann (Mavko et al. 2009),

2.3 mediante el promedio elástico de VRH para minerales y querógeno se determinan los coeficientes efectivos de los granos K_s, μ_s .

2.4 Opción 1: se ajustó un modelo de Porosidad Crítica (Mavko et al. 2009), a los valores de K_c y μ_m de los datos por mínimos cuadrados. El parámetro de ajuste es la porosidad crítica ϕ_c , umbral teórico por debajo del cual los sedimentos pasan de ser una suspensión para constituir una roca.

Opción 2: se ajustó un modelo de Krief et al. (1990) a dichos valores, donde el parámetro de ajuste es el exponente A .

2.5 Finalmente para calcular las velocidades sintéticas se utilizan las ecuaciones de Gassmann (Mavko et al., 2009) para modelar el módulo de volumen saturado y la densidad de masa de cada muestra.

Resultados y discusión

Se muestran los resultados logrados sólo con los modelos poroelásticos, dado su mejor ajuste comparado con las TME. En las Figuras 2 y 3, se comparan las velocidades medidas en laboratorio y las estimaciones del modelo de Porosidad Crítica combinado con Gassmann (*modelo PC-G*) y de Krief-Gassmann (*modelo K-G*), resultando muy similares. Cabe destacar que la *porosidad crítica para esta shale resultó $\phi_c=0.224$ y el exponente de Krief resultó $A=5.33$* . El promedio de los errores porcentuales de desajuste para el modelo PC-G fue de 4.56% para V_p y de 1.85% para V_s mientras que para K-G fue de 4% para V_p y 2% para V_s . El modelo de Hashin-Shtrikman arrojó errores significativamente mayores en todos los casos.

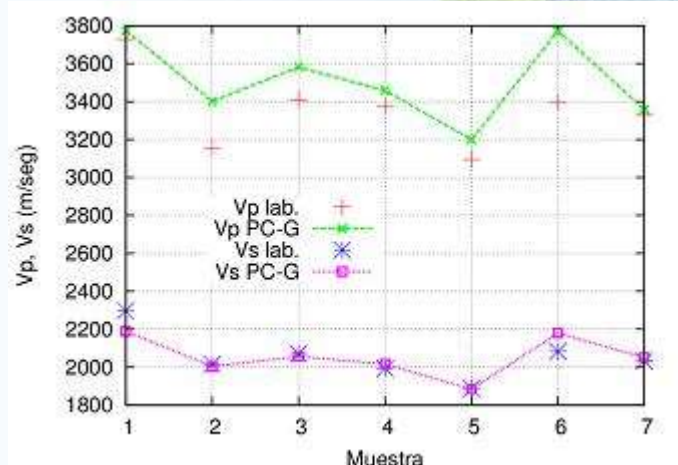


Figura 2. Velocidades P,S medidas y ajustadas con el modelo de Porosidad Crítica-Gassmann.

Conclusiones

Se procedió a la integración de un conjunto de datos de laboratorio para la calibración de modelos de física de rocas para la formación **Vaca Muerta**. Se determinó mediante ajuste numérico de un valor de porosidad crítica, cuya significación petrofísica aún es motivo de investigación. Por otro lado, cabe destacar que el exponente de Krief calculado es muy consistente con los valores hallados para otros reservorios no convencionales estudiados (Carcione et al., 2011). La calidad de los ajustes logrados (aún con ciertas limitaciones), permite concluir la conveniencia de adoptar el enfoque poro-elástico para el modelado, línea a profundizar en trabajos futuros.

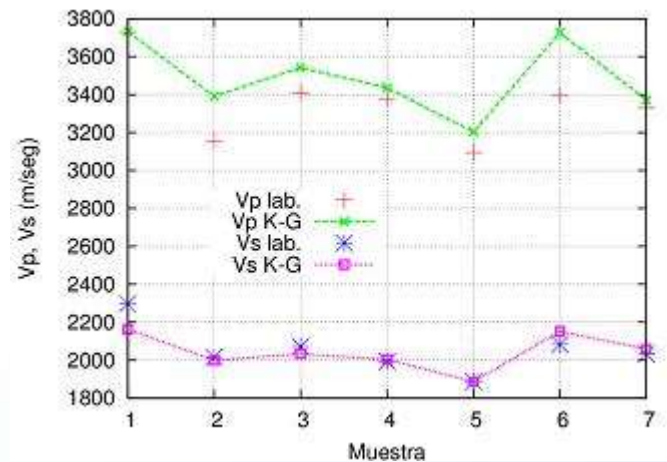


Figura 3. Velocidades P,S medidas y ajustadas con el modelo de Krief-Gassmann.

Agradecimientos

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

Referencias

- 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.
- 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.
- Mavko, G, Mukerji, T and Dvorkin, J., 2009. "The Rock Physics Handbook" 2nd Edn. Cambridge University Press, New York.
- Vernik, L. and Landis C., 1996. Elastic anisotropy of source rocks: Implications for hydrocarbon generation and primary migration: *AAPG Bulletin*, 80, 531–544.