



Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas
Universidad Nacional de La Plata

Tesis de Grado en Geofísica

*Modelado petro-elástico y ajuste de velocidades P y S en la
formación Vaca Muerta*

Alumno: Gonzalo Blanco

Directora: Dra. Claudia L. Ravazzoli

La Plata, Argentina
Agosto, 2019

Índice

Capítulo 1. Introducción	
1.1 Motivaciones	1
1.2 Objetivos	1
1.3 Descripción de capítulos	2
Capítulo 2. Zona de estudio y datos utilizados	
2.1 Zona de estudio	4
2.2 Generalidades sobre las shales orgánicas	4
2.3 Datos	5
2.3.1 Datos de pozo	6
2.3.2 Datos de laboratorio	7
Capítulo 3. Marco Teórico: Modelos de física de rocas	
3.1 Teorías de medio elástico efectivo	12
3.1.1 Cota de Voigt, cota de Reuss y Promedio de Hill	13
3.1.2 Cotas de Hashin-Shtrikman	14
3.1.3 Modelo de Kuster y Toksöz	16
3.2 Modelos Poroelásticos	17
3.2.1 Teoría de Gassmann	17
3.2.2 Modelo de Porosidad Crítica	17
3.2.3 Modelo de Krief	19
3.2.4 Modelo de Goldberg and Gurevich	20
3.3 Hipótesis Generales	20
Capítulo 4. Ajuste de velocidades ultrasónicas	
4.1 Selección de datos	22
4.2 Flujo de trabajo	22
4.3 Resultados y Conclusiones	26
Capítulo 5. Ajuste de velocidades sínicas	
5.1 Ajuste de las velocidades sínicas en un intervalo específico	32
5.1.1 Selección de datos y análisis de correlaciones	32
5.1.2 Modelos a utilizar	35
5.1.3 Flujo de trabajo	36
5.1.4 Análisis de los resultados	39
5.2 Ajuste de las velocidades sínicas en todo el intervalo	46
5.2.1 Flujo de trabajo	46

5.2.2 Análisis de los resultados	48
Capítulo 6. Conclusiones	53
Referencias citadas	56
Agradecimientos	59

Capítulo 1. Introducción

1.1 Motivaciones

La formación Vaca Muerta es una de las principales rocas madre de la cuenca Neuquina, la cual ha cobrado, durante los últimos años, gran relevancia como reservorio no convencional para la producción de hidrocarburos. La misma está constituida por sedimentitas marinas, denominadas margas bituminosas, debido a su alto contenido de materia orgánica (Robles, 2012). Dichas rocas pertenecen a la clase de las lutitas, es decir, rocas sedimentarias detríticas, fisibles, de granos finos, formadas por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables. Es la roca sedimentaria más abundante. Las lutitas pueden contener cantidades relativamente grandes de material orgánico, en comparación con otros tipos de rocas y, por consiguiente, poseen el potencial para convertirse en rocas generadoras ricas en hidrocarburos, aunque una lutita típica contiene sólo un 1% de materia orgánica. El tamaño de grano fino típico y la falta de permeabilidad, que son consecuencia de la alineación de sus granos laminares o escamosos, permiten que las lutitas formen buenas rocas de cubierta para trampas de hidrocarburos (Schlumberger, Oilfield Glossary, [https:// glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/shale.aspx](https://glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/shale.aspx)). Por conveniencia, de aquí en adelante nos referiremos a las rocas de la formación Vaca Muerta por su denominación en inglés, es decir shale.

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 caracterización de las mismas.

El modelado elástico en este tipo de rocas es un problema de complejidad debido a la ambigüedad en la determinación y definición de su porosidad, siendo un parámetro de gran influencia en su comportamiento mecánico, y también debido a que las propiedades de la matriz son difíciles de modelar a causa de los efectos producidos por la interacción roca-fluido (Vernik and Milovac, 2011). La incertidumbre y variabilidad de las propiedades elásticas de los diminutos minerales de arcilla ha sido reportada en la literatura. Por un lado, a causa del efecto de hinchamiento de estos minerales debido al agua absorbida, y por otro lado al agua adsorbida o ligada a los mismos (conocida como *bound water*) (Pal-Bathija et al., 2008, Dvorkin et al., 2007). Esto además reduce la interconexión y el diámetro poral, afectando el movimiento de los fluidos, siendo el estudio de las propiedades elásticas de las arcillas de interés en ambientes de reservorios y 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 el fin de lograr una completa caracterización de estos reservorios, la empresa YPF S. A. 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.

1.2 Objetivos

El desarrollo de modelos de física de rocas para distintas shales orgánicas ha despertado el interés de numerosos autores quienes han propuesto diversos modelos físicos y flujos de trabajo para representar el comportamiento elástico de estos medios. Los diferentes modelos tienen el fin de relacionar los parámetros de interés en estos ambientes con magnitudes observables, tales como velocidades sísmicas, densidad, impedancias elásticas y reflectividades.

En el presente trabajo de Tesis se testean diferentes teorías de medios elásticos y poroelásticos efectivos, con el objetivo de calcular las velocidades de propagación de onda teniendo en cuenta su relación con los parámetros físicos de las distintas componentes de la roca, para lo cual integraremos la información disponible a los modelos. La utilización de este conjunto de datos para la calibración de los modelos constituye una de las motivaciones y desafíos de este trabajo. Esto implica vincular las propiedades elásticas efectivas de la roca 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, dada la variabilidad en las propiedades físicas de los minerales de arcillas y querógeno, realizaremos la inversión numérica de dichas propiedades para las diferentes profundidades de trabajo. A partir del procedimiento propuesto y resultados logrados se cuantificará el grado de ajuste de las velocidades 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 primera aproximación, utilizaremos las teorías de *medio elástico efectivo* de Hashin-Shtrikman (1963), el promedio de Hill (Mavko et al., 2009) y el modelo de Kuster y Toksöz (1974), junto con el modelo *poroelástico* clásico de Gassmann (1951), adoptando los modelos empíricos de Porosidad Crítica, Krief et al. (1990) y la extensión de Goldberg and 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), Khadeeva y Vernik (2014), Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2016) y otros.

1.3 Descripción de capítulos

A continuación se describe la estructura de la Tesis, la cual consta de seis capítulos.

En el Capítulo 2 se realiza una breve reseña geológica de la zona de estudio y se explican algunos aspectos generales de los reservorios tipo shale. También se presenta el set de datos a utilizar que incluye tanto los perfiles de pozo como los estudios de laboratorio.

En el Capítulo 3 describiremos los distintos modelos que aplicaremos, haciendo una pequeña introducción de cada uno de ellos y describiendo su aplicabilidad y limitaciones.

Además, introduciremos algunas definiciones a tener en cuenta que se utilizarán a lo largo del trabajo.

En el Capítulo 4 presentamos el ajuste de las velocidades ultrasónicas medidas en laboratorio sobre algunas muestras, se seleccionan los datos a utilizar, se explica el flujo de trabajo y se presentan y analizan los resultados obtenidos.

En el Capítulo 5 se modelan las velocidades sónicas medidas en el pozo y mediante un proceso de inversión numérica se obtienen los parámetros elásticos efectivos de los minerales de arcillas y del querógeno. Primero para un intervalo específico de Vaca Muerta de 35 metros de espesor, describiendo los datos y modelos a utilizar, el flujo de trabajo y el análisis de los resultados. Luego en segunda instancia, se extiende el modelado para todo el intervalo de la formación Vaca Muerta, del orden de los 330 metros, en el pozo de estudio.

En el Capítulo 6 se presentan las conclusiones en función de los resultados obtenidos en los capítulos previos.

Cabe mencionar que los resultados de esta Tesis dieron lugar a los siguientes trabajos:

- Claudia L. Ravazzoli, Gonzalo Blanco y Juan C. Soldo. Análisis petro-elástico de velocidades P y S en muestras de la formación Vaca Muerta. XXVIII Reunión Científica de la Asociación Argentina de Geofísicos y Geodestas, La Plata, 17 al 21 de Abril de 2017, Libro de Resúmenes Expandidos p. 77-80, <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/60718>
- Gonzalo Blanco, Claudia L. Ravazzoli, Juan Carlos Soldo, Modelos de velocidad para shales orgánicas de Vaca Muerta calibrados con datos de laboratorio y de pozos (trabajo completo). X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG - CONEXPLO 2018, Mendoza 5-9 de Noviembre de 2018. Libro de Trabajos Técnicos, Programa de Estudiantes, 1-18.

Capítulo 2. Zona de estudio y datos a utilizar

2.1 Zona de estudio

La formación Vaca Muerta forma parte de la cuenca Neuquina, la cual abarca parte de las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza (Figura 2.1). Esta cuenca presenta una columna sedimentaria de más de 6000 metros de espesor que incluye rocas marinas y continentales que van desde el Triásico Superior al Paleoceno. Gran parte de sus sedimentos fueron producto de tres ingresiones marinas provenientes del Océano Pacífico. La formación Vaca Muerta se originó a partir de los sedimentos marinos provenientes de la segunda ingresión del Pacífico, producida a finales del Jurásico y principios del Cretácico, generando una formación con baja permeabilidad y alto contenido de materia orgánica.



Figura 2.1: Mapa de la ubicación de la formación Vaca Muerta (<https://www.argentina.gob.ar/vaca-muerta/mapas>).

2.2 Generalidades sobre las shales orgánicas

Las lutitas y margas (más conocidas por su denominación en inglés como *shales*) constituyen entre el 60% y el 70% de las rocas sedimentarias de la corteza terrestre y forman las rocas madre más importantes de la mayoría de los depósitos de hidrocarburos en todo el mundo. Los objetivos de exploración de estos depósitos son los sedimentos ricos en *materia orgánica*, depositados y preservados bajo condiciones favorables para la generación de hidrocarburo. Al ser la shale, una roca de muy baja permeabilidad, el hidrocarburo permanece en su matriz sin poder migrar. De esta manera, la roca de estas características resulta ser generadora, sello y reservorio y necesita de técnicas de estimulación para producir

hidrocarburos. Este tipo de sistema petrolero se conoce como reservorio *no convencional*, dado que no es regido por la flotabilidad de los hidrocarburos frente al agua ni por la Ley de Darcy, como es el caso de los reservorios convencionales. Por dicho motivo, las acumulaciones no convencionales son continuas, de escala regional, independientes de la presencia de trampas estructurales y/o estratigráficas (Askenazi et al., 2013). A la luz de todas las publicaciones existentes, se puede decir que las propiedades de las shales orgánicas pueden ser muy variadas en función de la ubicación geográfica de la formación a la que pertenece la roca.

El carbono total en una muestra de shale incluye carbono de origen *orgánico* e *inorgánico*. La fracción inorgánica generalmente se asocia a la presencia de minerales carbonáticos tales como calcita, dolomita, y siderita. Una shale orgánica, por definición, tiene que contener cierta fracción de *carbono de origen orgánico*.

El *carbono orgánico total* (COT) determina el potencial de recursos en una shale y es un parámetro muy importante para su caracterización. Las rocas con mayores valores de COT son más ricas en materia orgánica. En la exploración se buscan valores mayores al 2%. Siendo las rocas con valores de COT inferiores consideradas de potencial de producción muy pobre (< 0.5%), pobre (0.5-1%), regular (1-2%), buena (2-5%) y muy buena (> 5%) (McCarthy et al., 2011).

Por efecto de la temperatura y la presión, la materia orgánica sufre cambios químicos hasta transformarse en hidrocarburo. El querógeno es considerado como una fase intermedia en la transformación de un material orgánico a petróleo. Es un material orgánico sólido, insoluble en los solventes de petróleo, que se encuentra en las rocas generadoras. Solo una fracción del volumen del querógeno es carbono orgánico. Los diferentes materiales orgánicos generan diferentes tipos de querógeno. Cuando están expuestos a calor y presión, cada tipo de querógeno es más propenso a generar productos específicos, como: petróleo, gas húmedo, gas seco y otros elementos.

2.3 Datos

Los datos utilizados fueron brindados por la empresa YPF-Tecnología, los mismos corresponden a un pozo ubicado en el sector noreste de la cuenca Neuquina y fueron obtenidos a partir del año 2010. El pozo se ubica en la zona de la ventana de petróleo (Figura 2.2). En este sector, la formación presenta un espesor que va entre los 300 y los 350 metros. Los datos están conformados tanto por perfiles de pozo, medidos a través de herramientas de perfilaje, y estudios de laboratorio realizados sobre muestras de testigos corona extraídos del pozo. Este set de datos se detalla en las secciones siguientes.

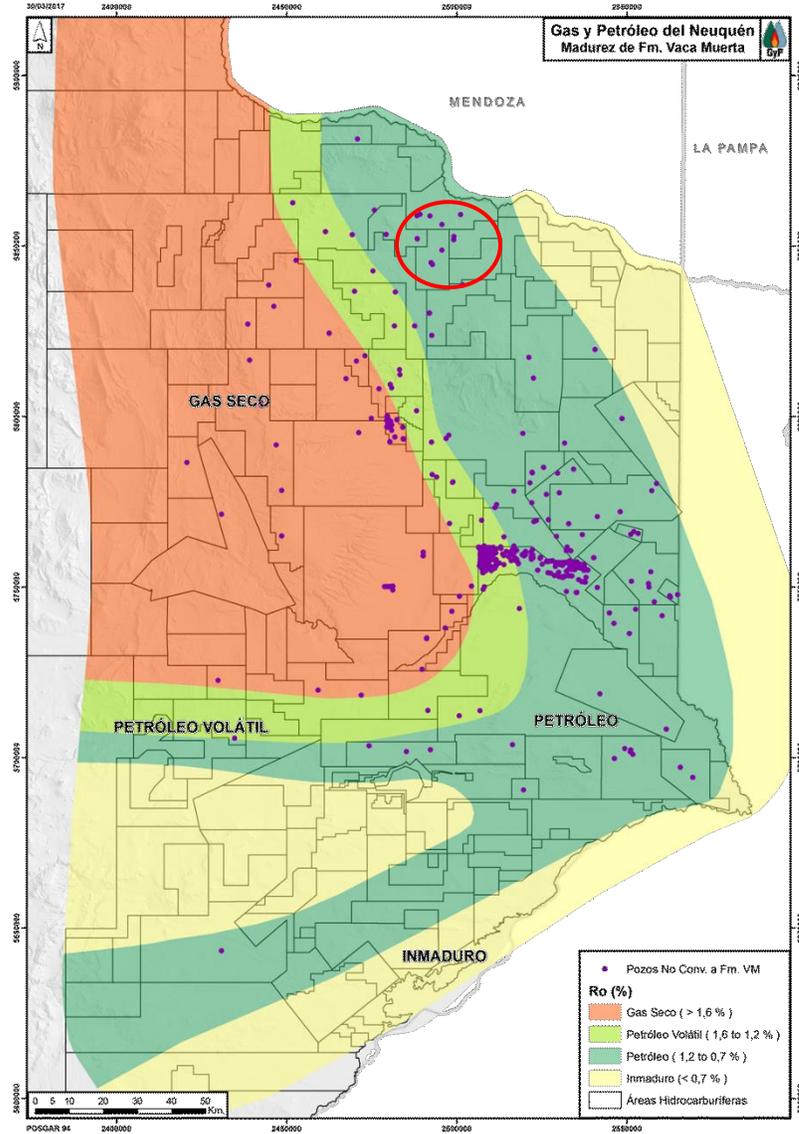


Figura 2.2: Mapa de la Fm. Vaca Muerta donde se muestra el hidrocarburo dominante de cada sector. El círculo rojo representa la zona donde se encuentra el pozo, dado que por cuestiones de confidencialidad no podemos especificar su nombre (<https://www.energianeuquen.gob.ar/organismo/vacamuerta.html>).

2.3.1 Datos de pozo

Los datos de pozo fueron medidos y/o calculados entre los 2560 metros y los 3030 metros de profundidad, registrando una medición cada 15 centímetros, utilizando distintas herramientas de perfilaje. Se cuenta con información de:

- Perfil de tiempo de tránsito de la onda compresional y de la onda corte
- Perfil de tiempo de tránsito de la onda Stoneley
- Perfil de Gamma-Ray
- Perfil de densidad

- Perfiles de porosidad
- Perfil de resistividad aparente del agua de formación
- Perfil de saturación de agua
- Perfil de la relación de Poisson
- Perfil de litología: fracciones volumétricas de los grupos minerales y querógeno que componen la formación
- Otros parámetros relacionados a la resistividad de la formación, cementación del pozo, tensión del cable y diámetro del pozo

Los datos de perfilaje están presentados en formato .LAS (Log ASCII Standard), un ejemplo de estos se muestran en la Figura 2.3.

```

~CURVE INFORMATION
#MNEM          UNIT          API CODE      Curve Type      Comments
#-----
DEPTH          .M              : Depth
Vclay          .dec            : mineral
VKER           .dec            : mineral
VLime          .dec            : mineral
VPyrite        .dec            : mineral
VSand          .dec            : mineral
Phie           .dec            : Phi
*****
~A DEPTH      Vclay      VKER      VLime      VPyrite     VSand      Phie
2560.0152    0.4862    0.0190    0.0702    0.0192    0.3781    0.0272
2560.1676    0.4960    0.0188    0.0714    0.0187    0.3661    0.0290
2560.3200    0.4461    0.0197    0.0766    0.0245    0.3957    0.0375
2560.4724    0.4017    0.0198    0.0789    0.0291    0.4320    0.0386
2560.6248    0.3861    0.0189    0.0869    0.0320    0.4377    0.0384
2560.7772    0.3967    0.0179    0.0910    0.0315    0.4304    0.0325
2560.9296    0.3764    0.0183    0.0937    0.0319    0.4514    0.0283
2561.0820    0.3995    0.0185    0.0970    0.0293    0.4355    0.0202
2561.2344    0.3876    0.0195    0.0969    0.0310    0.4442    0.0208
2561.3868    0.3653    0.0183    0.0959    0.0348    0.4575    0.0283
2561.5392    0.3123    0.0250    0.0837    0.0384    0.5062    0.0345
2561.6916    0.3254    0.0282    0.0707    0.0363    0.5090    0.0304
2561.8440    0.3677    0.0332    0.0670    0.0354    0.4742    0.0225
2561.9964    0.3186    0.0303    0.0846    0.0464    0.4955    0.0246
2562.1488    0.2293    0.0278    0.2378    0.0462    0.4368    0.0220
2562.3012    0.1860    0.0238    0.4571    0.0306    0.2885    0.0139
2562.4536    0.1591    0.0250    0.4688    0.0330    0.3012    0.0130
2562.6060    0.1320    0.0263    0.3502    0.0465    0.4255    0.0196
2562.7584    0.1271    0.0261    0.2468    0.0552    0.5210    0.0237
2562.9108    0.1375    0.0266    0.2618    0.0509    0.4980    0.0252

```

Figura 2.3: Parte de un archivo .LAS donde se muestran las fracciones volumétricas por grupos minerales, fracción volumétrica de querógeno y fracción de volumen poral efectivo para distintas profundidades.

2.3.2 Datos de laboratorio

Los estudios de laboratorio fueron llevados a cabo por diferentes empresas nacionales y extranjeras (principalmente por *Weatherford Laboratories*, *LCV*, *Geolab Sur* e *INLAB*) sobre diecinueve muestras extraídas de testigos corona entre los 2700 metros y los 2740 metros de

profundidad. El laboratorio realizó estudios geoquímicos, petrofísicos, geomecánicos y petrográficos sobre las distintas muestras, obteniendo información de:

- Velocidades ultrasónicas compresionales y de corte unidimensionales medidas a presión de confinamiento
- Densidad bulk
- Información geomecánica
- Información geoquímica
- Propiedades de los hidrocarburos a partir de análisis de presión-volumen-temperatura (PVT): gravedad API del petróleo y gravedad específica del gas
- Fracciones mineralógicas de masa medidas por difracción de rayos X
- Contenido de TOC (Total Organic Carbon) mediante experimento de pirólisis
- Saturación de fluidos (agua, gas y petróleo)
- Porosidad

Los distintos estudios no fueron realizados sobre el total de las muestras. Las pruebas ultrasónicas de velocidad de propagación de onda P y onda S se realizaron sobre siete muestras (Tabla 2.1), a estas muestras las llamaremos *muestra 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7*, siendo la muestra 1 la de menor profundidad y la muestra 7 la de mayor profundidad. Sobre el resto de las muestras, doce, se realizaron todos los estudios restantes descritos anteriormente.

Las muestras tienen una composición mineralógica dominada principalmente por minerales de illita-smectita, calcita, cuarzo y plagioclasas, y en menor medida por clorita, kaolinita, illita-mica, dolomita, feldespato potásico, pirita, apatita y marcasita (Tabla 2.2). Haciendo una descripción por grupos minerales, los podemos clasificar en tres grupos: minerales de arcillas, minerales carbonáticos y otros minerales (Tabla 2.2 y Tabla 2.3). También contamos con información de la densidad de grano, referida a la densidad efectiva de los granos sólidos de la roca (Tabla 2.3) e información de la saturación de fluidos y porosidad (Tabla 2.4). El pozo está situado en la zona de la ventana de petróleo, por lo tanto es el hidrocarburo dominante en el espacio poral.

De los informes geoquímicos y de los estudios PVT contamos con información física y química de los hidrocarburos que se encuentran alojados en el espacio poral (Tabla 2.4 y Tabla 2.6) y de la fracción de peso porcentual de TOC (Tabla 2.5).

Depth (m)	Confining Pressure (psi)	Bulk Density (g/cc)	Ultrasonic Wave Velocity			
			Compressional		Shear	
			ft/sec	μsec/ft	ft/sec	μsec/ft
2706,00	2533	2,49	12232	81,75	7537	132,67
2711,00	2533	2,40	10353	96,59	6609	151,31
2716,04	2533	2,51	11187	89,39	6796	147,15
2721,13	2533	2,48	11068	90,35	6539	152,93
2726,06	2533	2,43	10152	98,50	6197	161,37
2731,00	2533	2,43	11134	89,81	6834	146,33
2736,15	2533	2,40	10921	91,57	6665	150,03

Tabla 2.1: Tabla extraída del reporte del estudio ultrasónico de laboratorio. Por columna, de izquierda a derecha, profundidad de la muestra, presión de confinamiento, densidad, velocidad ultrasónica de la onda compresional, tiempo de tránsito de la onda compresional, velocidad ultrasónica de la onda de corte y tiempo de tránsito de la onda de corte.

Depth (m)	CLAYS				CARBONATES			OTHER MINERALS					
	Chlorite	Kaolinite	Illite/Mica	Mx I/S*	Calcite	Dolomite ¹	Dolomite ²	Quartz	K-spar	Plag.	Pyrite	Apatite	Marcasite
2702,03	2	1	0	34	14	0	0	16	5	23	2	3	0
2705,00	2	0	2	34	15	0	6	17	3	15	1	3	2
2708,00	1	0	5	28	15	1	3	22	3	17	1	3	1
2711,09	2	1	5	29	11	1	2	24	3	18	1	2	1
2714,00	2	0	3	32	26	1	2	13	4	15	1	1	0
2717,05	2	0	3	47	11	1	1	14	7	12	1	1	0
2720,00	4	1	9	33	9	0	1	18	5	17	2	1	0
2723,00	2	0	3	40	13	0	3	19	3	14	1	1	1
2726,00	3	1	6	46	5	0	1	20	5	11	1	1	0
2729,00	1	0	1	28	25	1	3	21	3	14	1	1	1
2732,00	2	1	2	26	30	0	10	15	2	9	1	1	1
2735,00	2	1	0	19	12	0	0	45	4	14	1	1	1

Tabla 2.2: Tabla extraída del reporte del estudio de difracción de rayos X, donde se muestran las fracciones mineralógicas de masa porcentuales sin considerar el contenido de TOC (total organic carbon), diferenciando entre minerales de arcillas, carbonáticos y otros minerales (principalmente cuarzo, feldespato potásico y plagioclasas) en doce muestras.

Depth (m)	TOTALS			CALCULATED GRAIN
	Clays	Carb.	Other	DENSITY g/cc
2702,03	35	13	52	2,47
2705,00	37	21	42	2,60
2708,00	33	19	48	2,58
2711,09	36	14	50	2,57
2714,00	36	28	36	2,58
2717,05	51	13	36	2,55
2720,00	46	10	44	2,59
2723,00	44	16	40	2,57
2726,00	54	6	40	2,53
2729,00	29	28	43	2,59
2732,00	30	39	31	2,62
2735,00	21	12	67	2,56

Tabla 2.3: Fracciones de peso porcentuales por grupos minerales y densidad de grano.

Depth, meters	Water	Oil	Gas	Dry Helium
	Saturation, % of PV	Saturation, % of PV	Saturation, % of PV	Porosity, % of BV
2702,03	33,4	46,1	20,5	13,4
2705,00	55,1	32,3	12,6	11,4
2708,00	54,5	31,3	14,2	11,7
2711,09	49,3	36,7	14,0	12,2
2714,00	63,0	24,6	12,4	11,2
2717,05	75,0	18,3	6,7	13,7
2720,00	69,9	25,4	4,7	13,4
2723,00	74,9	19,2	5,9	11,7
2726,00	66,3	26,4	7,3	12,6
2729,00	53,4	31,0	15,6	10,4
2732,00	48,6	40,8	10,6	9,4
2735,00	22,8	53,5	23,7	14,5

Tabla 2.4: Saturación de fluidos porcentual del espacio poral y fracción volumétrica del espacio poral (porosidad).

Depth (m)	TOC
2702,03	6
2705,00	2
2708,00	3
2711,09	3
2714,00	2
2717,05	2
2720,00	2
2723,00	1
2726,00	3
2729,00	2
2732,00	2
2735,00	4

Tabla 2.5: Fracción de peso porcentual de TOC (carbono orgánico total) extraída del reporte geoquímico.

Propiedades medias	
G. Esp. (aire=1)	0,732
Peso Molecular Medio	21,13
P. Caloríf. Inferior [Kcal/m ³]	10.150
P. Caloríf. Superior [Kcal/m ³]	11.189
Índice de Wobbe Inferior [Kcal/m ³]	11.866
Índice de Wobbe Superior [Kcal/m ³]	13.080
Propiedades medidas experimentalmente	
Densidad media @ 15.5°C [g/cm ³]	0,8194
Gravedad (°API)	41,2
Peso Molecular Medio	195,8

Tabla 2.6: Tabla extraída del estudio geoquímico PVT, remarcado en naranja en la parte superior se muestra la gravedad específica del gas y en la parte inferior los grados API del petróleo.

Capítulo 3. Marco Teórico: Modelos de física de rocas

La física de rocas es la disciplina que estudia las relaciones cuantitativas entre las propiedades físicas y petrofísicas de las rocas (litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, geometría, entre otras) y las observaciones geofísicas, como por ejemplo amplitudes (a través de ecuaciones de onda adecuadas), velocidades (sísmicas, sónicas y ultrasónicas), densidades y parámetros elásticos.

En el contexto de esta tesis los modelos de física de rocas son ecuaciones que nos permitirán transformar las propiedades físicas y petrofísicas de las rocas en atributos elásticos y por lo tanto podremos resolver los problemas directos asociados a este trabajo de tesis, es decir, el modelado directo de las velocidades de propagación de ondas.

Un modelo puede ser una relación empírica simple, que se ajuste a observaciones de registros de pozo, o un modelo teórico más sofisticado (Mavko et al., 2009). Los modelos pueden depender de un solo parámetro, como por ejemplo la porosidad, o de múltiples propiedades de la roca como litología, porosidad, saturación de fluidos, contenido de arcillas, entre otros. Estos modelos permiten representar a la roca multifásica como un medio homogéneo y calcular, a partir de información de las distintas componentes de la roca, parámetros físicos efectivos la caractericen.

Como ya se mencionó se utilizarán dos enfoques o tipos de modelos de física de rocas:

1. Modelos basados en *teorías de medio elástico efectivo*.
2. Modelos *poroelásticos* combinados con la teoría de Gassmann.

A continuación describiremos los distintos modelos que se utilizarán para ajustar las propiedades físicas de las rocas y a partir de ellas calcular las velocidades de onda.

3.1 Teorías de medio elástico efectivo

Las teorías de medio elástico efectivos (EMT, por sus siglas en inglés) proporcionan modelos macroscópicos homogéneos para medios no homogéneos basados en técnicas analíticas, numéricas y, a veces, experimentales. La caracterización de un material heterogéneo como un medio efectivo es una herramienta valiosa y versátil para calcular y predecir, en este caso, las propiedades físicas de rocas sedimentarias tipo shale. Lo que nos permitirá, a su vez, determinar las velocidades de propagación de ondas en las mismas.

Las teorías de medios efectivos usualmente dependen de las propiedades físicas y fracciones volumétricas de cada componente de la roca, y también de la geometría del arreglo de las mismas.

La fundamental limitación de estos modelos reside en el hecho de que cualquier enfoque que se utilice para obtener los parámetros elásticos macroscópicos de un medio heterogéneo parte de suponer que la longitud de la onda que se propaga a través del medio es mucho mayor que la dimensión de las heterogeneidades del mismo, lo que se conoce como *hipótesis de onda larga*.

En este trabajo utilizaremos tres modelos basados en EMT que se describen a continuación.

3.1.1 Cota de Voigt, Cota de Reuss y Promedio de Hill

Si se quiere calcular teóricamente los módulos elásticos efectivos de una mezcla de granos y poros, generalmente es necesario especificar: (1) las fracciones volumétricas de las distintas componentes de la roca, (2) los módulos elásticos de cada componente y (3) la geometría del arreglo de las distintas componentes. Dada la complejidad en el acceso y manejo de la información geométrica (3), si solo especificamos las fracciones volumétricas y los módulos elásticos de cada componente, lo mejor que podemos hacer es calcular los límites superiores e inferiores de los módulos elásticos efectivos de la roca.

La **cota superior de Voigt** (Mavko et al., 2009) de un parámetro elástico efectivo, M_v , compuesta por N componentes o fases se define como:

$$M_v = \sum_{i=1}^N f_i M_i \quad (3.1)$$

$$\text{con } \sum_{i=1}^N f_i = 1$$

Donde f_i es la fracción volumétrica de la componente i -ésima y M_i es el módulo elástico de la componente i -ésima. Esta cota superior es comúnmente conocida como "*isostrain average*" porque proporciona la relación entre la tensión aplicada y la deformación resultante cuando se supone que todas las componentes de la roca sufren la misma deformación.

La **cota inferior de Reuss** (Mavko et al., 2009) de un parámetro elástico efectivo, M_R , viene dada por

$$M_R^{-1} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i} \quad (3.2)$$

$$\text{con } \sum_{i=1}^N f_i = 1$$

Esta cota es comúnmente llamada "*isostress average*" porque da la relación entre la tensión aplicada y la deformación resultante cuando todas las componentes de la roca están bajo la misma tensión. Además, describe exactamente el módulo elástico efectivo de granos sólidos en suspensión en un fluido.

Cuando todas las componentes son fluidos la cota de Reuss da exactamente el módulo elástico efectivo de la mezcla, es decir, se puede utilizar para calcular el módulo de volumen efectivo de una mezcla de fluidos.

El **promedio de Hill** (Mavko et al., 2009) es simplemente el promedio entre la cota superior de Voigt y la cota inferior de Reuss. Este promedio se expresa como

$$M_H = \frac{M_v + M_R}{2} \quad (3.3)$$

Este promedio es útil cuando es necesario estimar un módulo elástico efectivo y no únicamente un rango de valores. Aunque M puede ser cualquier módulo, tiene más sentido que sea el módulo de corte o el módulo de volumen, ya que estas ecuaciones se derivan de estados tensionales simples, escalares, que involucran un único módulo elástico.

El promedio de Hill se utiliza para estimar módulos elásticos efectivos de una roca en términos de sus componentes y los del espacio poral.

Limitaciones e hipótesis de estos modelos:

- Se asume que cada componente de la roca es isótropa, elástica y lineal.
- Tanto la cota de Voigt como la cota de Reuss son límites para los parámetros elásticos efectivos de la roca, no un valor representativo de los mismos.
- El promedio de Hill da un resultado estrictamente heurístico.

3.1.2 Cotas de Hashin-Shtrikman

En la sección anterior dijimos que, si solo especificamos las fracciones volumétricas y los módulos elásticos de cada componente, lo mejor que podemos hacer es calcular los límites superiores e inferiores de los módulos elásticos efectivos de la roca. Los mejores límites para un compuesto elástico, lineal e isótropo, definido como el rango más estrecho posible sin especificar detalles de la geometría de las componentes, vienen dados por los límites de [Hashin-Shtrikman \(1963\)](#).

Si suponemos que la roca o la mezcla está conformada por dos componentes 1 y 2, los límites para los módulos de volumen y de corte efectivos se expresan como:

$$K^{HS\pm} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1(K_1 + \frac{4}{3}\mu_1)^{-1}} \quad (3.4)$$

$$\mu^{HS\pm} = \mu_1 + \frac{f_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + 2f_1(K_1 + 2\mu_1)/[5\mu_1(K_1 + \frac{4}{3}\mu_1)]} \quad (3.5)$$

donde K_1 y K_2 son los módulos de volumen de las componentes individuales, μ_1 y μ_2 son los módulos de corte de cada componente, f_1 y f_2 las fracciones volumétricas de las mismas. Con las ecuaciones 3.4 y 3.5 los límites superiores e inferiores de los módulos elásticos efectivos son calculados intercambiando la componente 1 por la 2. El límite superior para los módulos de volumen y de corte (K^{HS+} y μ^{HS+} respectivamente) son obtenidos cuando el material 1 es el más rígido y el material 2 es el más blando, y el límite inferior (K^{HS-} y μ^{HS-}) cuando el material 1 es el más blando y el material 2 el más rígido.

La interpretación física de estos límites para el módulo de volumen se muestra esquemáticamente en la Figura 3.1. El volumen de la roca está lleno de un arreglo de esferas compuestas por un material 2 en el núcleo y una cubierta también esférica de material 1. El núcleo y la cubierta de cada esfera tienen precisamente fracciones volumétricas f_2 y f_1 respectivamente. El límite superior se obtiene cuando el material más rígido es el que forma la cubierta y el material más blando se encuentra en el núcleo, en cambio el límite inferior se obtiene cuando el material más rígido es el que forma el núcleo y el más blando la cubierta de cada esfera. La interpretación física implica una distribución muy amplia del tamaño de las esferas de forma tal que llenen todo el volumen de roca.

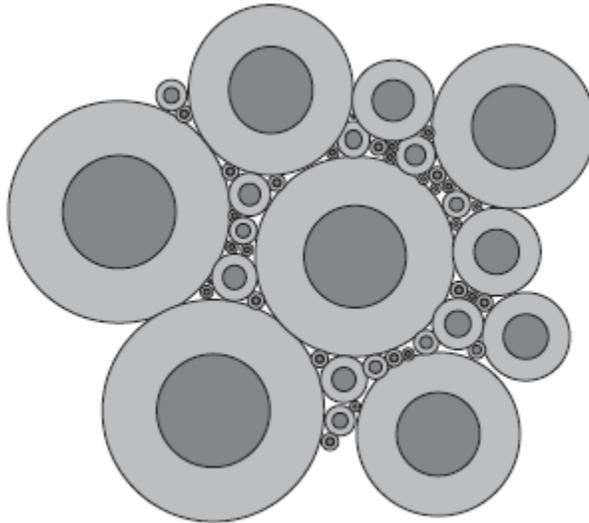


Figura 3.1: Interpretación física de los límites de Hashin-Shtrikman del módulo de volumen para una roca formada por dos componentes (Figura extraída de [Mavko et al., 2009](#))

La separación entre estos límites dependerá de que tan diferentes sean las componentes de la roca como se observa en la Figura 3.2. En general si las componentes de la roca son sólidos, estos límites son muy similares.

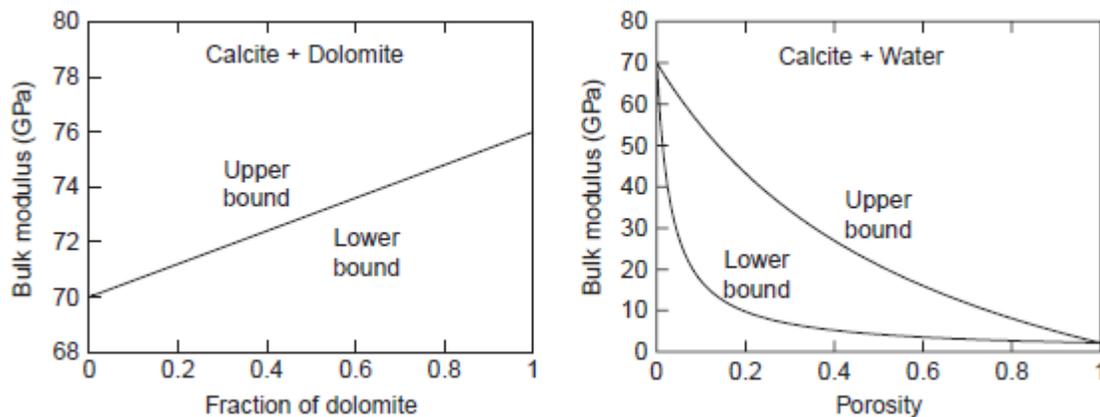


Figura 3.2: Límites de Hashin-Shtrikman para componentes similares (izquierda) y para componentes diferentes (derecha). Figura extraída de [Mavko et al., 2009](#).

Con el objetivo de obtener un valor específico de los parámetros elásticos se puede asumir a uno de estos límites como el valor efectivo de la roca o tomar el promedio entre ambos. Mientras más parecidos sean los límites superiores e inferiores mejor será el valor predictivo del módulo elástico del mineral efectivo obtenido a partir de una promediación de los mismos.

$$M_{HS} = \frac{M^{HS+} + M^{HS-}}{2} \quad (3.6)$$

donde M_{HS} es el módulo elástico efectivo obtenido a partir de la promediación de las cotas superior e inferior, M^{HS+} y M^{HS-} respectivamente.

Hipótesis del modelo:

- Cada componente de la roca se asume isótropa, elástica y lineal.
- La roca es lineal, isótropa y elástica.

Para los capítulos siguientes a este modelo lo llamaremos HS.

3.1.3 Modelo de Kuster y Toksöz

Kuster y Toksöz (1974) formularon un método para estimar los parámetros elásticos macroscópicos efectivos de un material a partir de una teoría de scattering de primer orden de ondas elásticas. Suponen una matriz homogénea con inclusiones de otros materiales que pueden tener diferentes propiedades físicas y geométricas.

Una generalización para estas expresiones son las siguientes (Kuster y Toksöz, 1974; Berryman, 1980):

$$(K_{KT} - K_m) \frac{(K_m + \frac{4}{3}\mu_m)}{(K_{KT} + \frac{4}{3}\mu_m)} = \sum_{i=1}^N x_i (K_i - K_m) P^{mi} \quad (3.7)$$

$$(\mu_{KT} - \mu_m) \frac{(\mu_m + \xi_m)}{(\mu_{KT} + \xi_m)} = \sum_{i=1}^N x_i (\mu_i - \mu_m) Q^{mi} \quad (3.8)$$

$$\text{con } \xi_m = \frac{\mu_m(9K_m + 8\mu_m)}{6(K_m + 2\mu_m)} \quad ; \quad P^{mi} = \frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_m}{K_i + \frac{4}{3}\mu_m} \quad ; \quad Q^{mi} = \frac{\mu_m + \xi_m}{\mu_i + \xi_m}$$

donde K_{KT} y μ_{KT} son los módulos elásticos efectivos de volumen y de corte de la roca, K_m y μ_m son los módulos elásticos de la matriz homogénea, N es el número de inclusiones distintas, x_i la fracción volumétrica del tipo de inclusión i -ésima, K_i y μ_i los módulos elásticos de las inclusiones i -ésimas, ξ_m es función de los módulos elásticos de la matriz o medio de fondo, P^{mi} y Q^{mi} dependen de la geometría de las inclusiones i -ésimas y de los parámetros elásticos del medio de fondo, además definen el efecto de las inclusiones de un material i en un medio de fondo homogéneo m , en este caso están definidas suponiendo que las inclusiones son esféricas y corresponden a los poros saturados, ya que es el caso que consideraremos en este trabajo de tesis debido a que no conocemos la relación de aspecto de los poros (información necesaria para la aplicación de otra geometría de las inclusiones).

Hipótesis del modelo:

- Cada conjunto de inclusiones se supone distribuido de forma aleatoria y se considera que su efecto es isotrópico.
- Supone que las inclusiones se encuentran en cavidades aisladas.
- Para inclusiones esféricas los módulos de volumen y de corte obtenidos mediante este modelo coinciden con las cotas superiores de Hashin-Shtrikman.

Para las secciones siguientes a este modelo lo llamaremos KT.

3.2 Modelos Poroelásticos

3.2.1 Teoría de Gassmann

Uno de los problemas más importantes en el análisis de física de rocas de registros, muestras de pozo y datos sísmicos es el uso de las velocidades en rocas saturadas con un fluido para predecir las velocidades de esas mismas rocas saturadas con otro fluido diferente al anterior, o de forma equivalente predecir las velocidades en rocas saturadas a partir de las velocidades en rocas secas y viceversa. Este problema es conocido como *sustitución de fluidos*. La aproximación teórica más usada para este problema es la teoría de baja frecuencia de Gassmann (Gassmann 1951). Las ecuaciones de Gassmann permiten relacionar los módulos elásticos de la roca seca con los módulos elásticos de la misma roca saturada por un fluido, a partir de las siguientes ecuaciones:

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{(1-K_{dry}/K_0)^2}{\varphi/K_{fl} + (1-\varphi)/K_0 - K_{dry}/K_0^2} \quad (3.9)$$

$$K_{dry} = \frac{K_{sat}(\varphi K_0/K_{fl} + 1 - \varphi) - K_0}{\varphi K_0/K_{fl} + K_{sat}/K_0 - 1 - \varphi} \quad (3.10)$$

$$\mu_{sat} = \mu_{dry} \quad (3.11)$$

donde K_{sat} es el módulo de volumen de la roca totalmente saturada, K_{dry} es el módulo de volumen de la roca seca, K_0 es el módulo de volumen de los granos sólidos, K_{fl} es el módulo de volumen del fluido saturante, φ es la porosidad, μ_{sat} es el módulo de corte de la roca totalmente saturada y μ_{dry} es el módulo de corte de la roca seca.

Estas ecuaciones se pueden aplicar asumiendo que:

- La roca es homogénea e isótropa
- El espacio poral está totalmente conectado permitiendo el equilibrio de presiones
- La roca está totalmente saturada, es decir el espacio poral se encuentra completamente lleno de fluido
- No importa la geometría del espacio poral
- Estas ecuaciones son válidas para frecuencias lo suficientemente bajas. Funcionan bien para frecuencias sísmicas (<100 Hz), disminuyendo su aplicabilidad para frecuencias sónicas ($\approx 10^4$ Hz) y ultrasónicas ($\approx 10^6$ Hz)

3.2.2 Modelo de Porosidad Crítica

Como es sabido la porosidad es uno de los parámetros petrofísicos que rigen el comportamiento mecánico de las rocas. A medida que esta aumenta, los granos van perdiendo contacto entre ellos y la roca disminuye su rigidez, generando una disminución en las velocidades y en los módulos elásticos de la misma. Lo cual ha despertado el interés de diversos autores.

Para estudiar este efecto (Nur et al. 1991, 1995) introducen el concepto de porosidad crítica, φ_c , definiéndola como la máxima porosidad que puede tener una roca consolidada. Una vez superado este umbral de porosidad crítica la roca pasa a ser una mezcla de granos en suspensión en un fluido, por lo tanto la porosidad crítica define un límite entre dos dominios:

- el *dominio en suspensión* cuando $\varphi > \varphi_c$, los módulos de volumen y de corte efectivos de la roca pueden ser determinados con precisión a partir de la cota de Reuss.
- el *dominio consolidado* cuando $\varphi < \varphi_c$, los módulos elásticos efectivos de la roca decrecen rápidamente conforme aumenta la porosidad desde valores de porosidad nulos hasta alcanzar la porosidad crítica.

La Figura 3.3 muestra el comportamiento para arenas a las cuales se le realizaron estudios ultrasónicos en laboratorio (Han, 1986).

A partir de estas ideas, Nur et al. proponen un modelo lineal para los módulos de volumen y el módulo de corte en rocas secas, de la forma:

$$K_{dry} = K_0 \left(1 - \frac{\varphi}{\varphi_c}\right) \quad (3.12)$$

$$\mu_{dry} = \mu_0 \left(1 - \frac{\varphi}{\varphi_c}\right) \quad (3.13)$$

donde K_0 y μ_0 son el módulo de volumen y de corte respectivamente de los granos sólidos y φ la porosidad. Entonces los módulos de volumen y de corte de la roca seca varían linealmente entre K_0 , μ_0 cuando $\varphi = 0$ y $K_{dry} = \mu_{dry} = 0$ cuando $\varphi = \varphi_c$.

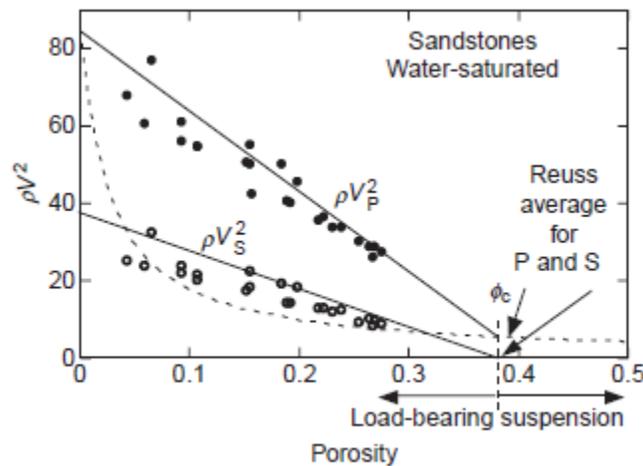


Figura 3.3: Comportamiento en arenas saturadas con agua según la porosidad. ρV_p^2 (módulo de onda P) versus porosidad y ρV_s^2 (módulo de corte) versus porosidad. La línea punteada corresponde a la cota de Reuss. Ambos módulos se encuentran acotados entre los valores de la roca con porosidad cero y la cota de Reuss con porosidad crítica. Figura extraída de Mavko et al. 2009.

Material	Critical porosity
Natural rocks	
Sandstones	40%
Limestones	60%
Dolomites	40%
Pumice	80%
Chalks	65%
Rock salt	40%
Cracked igneous rocks	5%
Oceanic basalts	20%
Artificial rocks	
Sintered glass beads	40%
Glass foam	90%

Tabla 3.1: Valores típicos de porosidad crítica para distintas rocas. Figura extraída de *Mavko et al. 2009*)

El valor de porosidad crítica de una roca depende de su estructura interna. Ejemplos de porosidad crítica para distintas rocas se muestran en la Tabla 3.1. Cabe aclarar que no se encontró información clara en la literatura sobre porosidad crítica en rocas tipo shales orgánicas.

3.2.3 Modelo de Krief

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. El mismo parte de la definición del coeficiente de Biot y Willis:

$$\beta = 1 - \frac{K_{dry}}{K_0} \quad (3.14)$$

el que nos permite escribir

$$K_{dry} = K_0(1 - \beta) \quad (3.15)$$

siendo K_0 y K_{dry} los módulos de volumen ya descriptos. *Krief et al. (1990)* usando datos de *Raymer et al. (1980)* encontró una relación empírica para β versus φ :

$$(1 - \beta) = (1 - \varphi)^{m(\varphi)} \quad (3.16)$$

$$\text{con } m(\varphi) = A/(1 - \varphi) \quad (3.17)$$

siendo $A = 3$ el exponente encontrado por Krief para arenas limpias, aunque su valor dependerá del tipo de litología. Luego utilizaron los resultados empíricos obtenidos por Pickett (1963), quién encontró:

$$\mu_{dry}/K_{dry} = \mu_0/K_0 \quad (3.18)$$

Combinando estos dos resultados empíricos obtuvieron:

$$K_{dry} = K_0(1 - \varphi)^{m(\varphi)} \quad (3.19)$$

$$\mu_{dry} = \mu_0(1 - \varphi)^{m(\varphi)} \quad (3.20)$$

Finalmente aplicando estas expresiones con las ecuaciones de Gassmann, es posible obtener los módulos elásticos para rocas saturadas con cualquier fluido.

3.2.4 Modelo de Goldberg and Gurevich

Goldberg and Gurevich (1998) proponen una extensión del modelo de Krief et al. (1990) introduciendo una dependencia en las propiedades de la matriz de la roca y en el exponente con el contenido de arcillas C , en la forma:

$$A = A_0 + A_1 C^2 \quad (3.21)$$

donde A_0 y A_1 son constantes empíricas y C es la fracción volumétrica de arcillas.

Esto permite calcular los módulos elásticos de la matriz seca de una roca con contenido de arcillas mediante las siguientes ecuaciones:

$$K_{dry} = K_0(1 - \varphi)^{n(\varphi)} \quad (3.22)$$

$$\mu_{dry} = \mu_0(1 - \varphi)^{n(\varphi)} \quad (3.23)$$

$$\text{con } n(\varphi) = \frac{A_0 + A_1 C^2}{(1 - \varphi)} \quad (3.24)$$

donde además K_0 y μ_0 también dependen de la fracción volumétrica de arcillas.

Los modelos descriptos en este capítulo serán utilizados, en los capítulos siguientes, para el modelado y ajuste de las velocidades de propagación de onda a distintas escalas (ultrasónicas y sónicas) en un pozo de la formación Vaca Muerta.

Para los capítulos siguientes a los modelos poroelásticos de matriz combinados con la teoría de Gassmann los llamaremos GPC (modelo de porosidad crítica), GK (modelo de Krief) y GG (modelo de Goldberg and Gurevich).

3.3 Hipótesis Generales

A continuación, se detallan las hipótesis utilizadas en el ajuste de las velocidades:

- 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 de isotropía

(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 ultrasónicas y sónicas. 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 y poros) son inferiores a las longitudes de las ondas empleadas en las mediciones (de decenas de cm en el rango sónico y del orden de los milímetros en el rango ultrasónico). 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. 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). Por lo tanto, el volumen poral no conectado (por ej. micro/nano poros de arcilla y de querógeno) se considerará 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.

Para el cálculo de las velocidades utilizaremos las ecuaciones clásicas válidas para un medio elásticos, isótropo y homogéneo, dadas por:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad \text{y} \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.25)$$

Siendo V_p la velocidad de propagación de onda P, V_s la velocidad de propagación de onda S, K y μ los módulos elásticos de volumen y de corte del medio, y ρ la densidad del medio.

Capítulo 4. Ajuste de velocidades ultrasónicas

Como primer análisis nos restringiremos a los datos de laboratorio, por lo tanto estudiaremos un intervalo específico de Vaca Muerta, que va desde los 2700 metros a los 2740 metros de profundidad aproximadamente, ya que en este intervalo fue donde se extrajeron los testigos corona a los cuales se les realizaron los diferentes estudios en el laboratorio.

Realizaremos un análisis comparativo entre los distintos modelos propuestos, calculando las velocidades de propagación de onda y comparándolas con las velocidades medidas en laboratorio a escala ultrasónica. Esto nos servirá como un análisis preliminar para determinar la validez de los distintos modelos en la shale de Vaca Muerta y luego, con los modelos más adecuados, extender el análisis a escala de pozo.

4.1 Selección de datos

De todo el conjunto de datos de laboratorio se seleccionan aquellos de utilidad para la aplicación de los distintos modelos y el cálculo de las velocidades ultrasónicas.

- Velocidades Ultrasónicas compresionales y de corte unidimensionales medidas a presión de confinamiento (Tabla 2.1)
- Densidad bulk y de granos sólidos (Tabla 2.1, Tabla 2.3)
- Propiedades de los hidrocarburos a partir de análisis PVT: gravedad API del petróleo y gravedad específica del gas. (Tabla 2.6)
- Fracciones mineralógicas de masa medidas por difracción de rayos X (Tabla 2.2)
- Contenido de TOC (Total Organic Carbon) mediante experimento de pirólisis (Tabla 2.5)
- Saturación de fluidos y porosidad (Tabla 2.4)

4.2 Flujo de trabajo

Teniendo en cuenta los modelos y datos previos, a continuación pasamos a describir el flujo de trabajo a utilizar en el ajuste de las velocidades ultrasónicas.

Como se observa en la Tabla 2.1, se cuenta con información de las velocidades ultrasónicas compresional y de corte para siete muestras, pero no se tiene la descripción mineralógica de las mismas. En consecuencia, se le asigna a cada una de las siete muestras la mineralogía de la muestra más cercana presente en la Tabla 2.2. A pesar de esta limitación en la caracterización de las muestras, al final de este capítulo veremos, que el ajuste logrado en el modelado de las velocidades es bueno.

Luego se procede a transformar las fracciones mineralógicas de masa, obtenidas por difracción RX, de cada muestra en fracciones mineralógicas volumétricas, ya que son las requeridas para la aplicación de los modelos de física de rocas. Para eso es necesario asumir una densidad de granos representativa de cada muestra, que se extrae de la Tabla 2.3, y la

densidad de cada mineral, obtenidas de valores estándar de la bibliografía, Tabla 4.1 (Mavko et al., 2009, Vernik and Landis, 1996, Wang et al., 2001). La transformación se realiza a través de la siguiente relación:

$$f_{v_i} = f_{m_i} \frac{\rho_g}{\rho_i} \quad (4.1)$$

donde f_{v_i} es la fracción volumétrica del mineral i-ésimo, f_{m_i} es la fracción de masa del mineral i-ésimo, ρ_g es la densidad de granos de la muestra y ρ_i es la densidad del mineral i-ésimo.

Estas fracciones mineralógicas volumétricas no incluyen la fracción de TOC, por lo tanto es necesario modificarlas agregando dicha fracción, permitiéndonos tener una descripción completa de la composición de la roca. Ahora bien, el TOC no representa la materia orgánica total presente en la roca, por lo que para tener una estimación más acertada de la misma, es necesario calcular la fracción volumétrica de querógeno. Siguiendo las ideas de Vernik, 2016 y Vernik and Landis, 1996 se calcula la fracción volumétrica de querógeno de cada muestra a partir del contenido de TOC y luego una corrección que es necesaria aplicar a la fracción volumétrica de cada mineral.

$$f_{v_{ker}} = \frac{f_{TOC} \rho_g}{C_k \rho_{ker}} \quad (4.2)$$

$$X = 1 - (f_{TOC}/C_k) \quad (4.3)$$

siendo $f_{v_{ker}}$ la fracción volumétrica de querógeno, f_{TOC} es la fracción de masa de TOC, $C_k = 0.8$ es un factor empírico, ρ_{ker} la densidad del querógeno y X es el factor de corrección.

Una vez obtenido el factor de corrección se modifican las fracciones volumétricas de los minerales multiplicándolas por este factor.

$$f_{v_i}^c = f_{v_i} * X \quad (4.4)$$

con $f_{v_i}^c$ la fracción volumétrica del mineral i-ésimo corregida por el contenido de TOC. Y además se comprueba que la suma de las fracciones volumétricas corregidas, incluyendo la fracción volumétrica del querógeno, sea igual a uno. En la Figura 4.1 se muestra la composición mineralógica por grupos corregida de cada muestra.

Definida entonces la composición de cada muestra, se extrae de la bibliografía los parámetros elásticos, módulo de volumen y módulo de corte, de cada componente de la roca, minerales y querógeno (Tabla 4.1).

Las propiedades físicas de los fluidos (Tabla 4.1) se estimaron usando la calculadora *on-line* del proyecto CREWES (www.crewes.org), 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 estándar de laboratorio, 16°C y 1 atmósfera de presión.

Fases	K (GPa)	μ (GPa)	ρ (kg/m ³)
Kaolinita	1.5	1.4	1580
Illita	23.5	21.86	2600
Illita/Smectita	37	18.2	2550
Clorita	54.3	30.2	2690
Calcita	70.76	30.34	2710
Dolomita	80.23	48.76	2870
Cuarzo	37	44.72	2650
Feldespato potásico	37.5	15	2620
Plagioclasas	75.6	25.6	2630
Pirita	143	121.15	4870
Apatita	83.9	60.7	3220
Querógeno	5.53	3.2	1250
Petróleo	1.526	-	822
Gas	0.0000134	-	0.887
Agua	3.3	-	1114

Tabla 4.1: Parámetros físicos de los minerales y querógeno que componen la roca., extraídos de la bibliografía (Mavko et al., 2009, Vernik and Landis, 1996, Wang et al., 2001), y parámetros físicos de los fluidos calculados mediante la calculadora online del proyecto CREWES.

Definidas las fracciones volumétricas y los parámetros físicos de las componentes de cada muestra se procede a modelar a la roca suponiendo que está constituida por dos fases, una matriz sólida que incluye a todos los minerales y el querógeno, y el volumen poral saturado con fluidos (agua, gas y petróleo). Se calculan entonces los módulos elásticos efectivos, a partir del promedio de Hill, para la matriz sólida, y el módulo de volumen efectivo para el fluido poral, a partir de la cota de Reuss. Asimismo, se calcula la densidad efectiva de los granos sólidos y del fluido poral a partir de un promedio pesado para cada muestra, de la siguiente forma:

$$\rho_s = \sum_{i=1}^N \rho_i * f_{v_i}^c \quad (4.5)$$

$$\rho_{fl} = S_{oil} * \rho_{oil} + S_{gas} * \rho_{gas} + S_w * \rho_w \quad (4.6)$$

$$\text{con } S_{oil} + S_{gas} + S_w = 1 \quad (4.7)$$

siendo ρ_s la densidad efectiva de los granos sólidos de la roca, N es el número de componentes sólidos de la roca (minerales y querógeno), ρ_i y $f_{v_i}^c$ son la densidad y la fracción volumétrica de la componente sólida i -ésima respectivamente. ρ_{fl} es la densidad del fluido efectivo, S_{oil} , S_{gas} y S_w son las saturaciones de petróleo, gas y agua respectivamente, y ρ_{oil} , ρ_{gas} y ρ_w sus densidades respectivas.

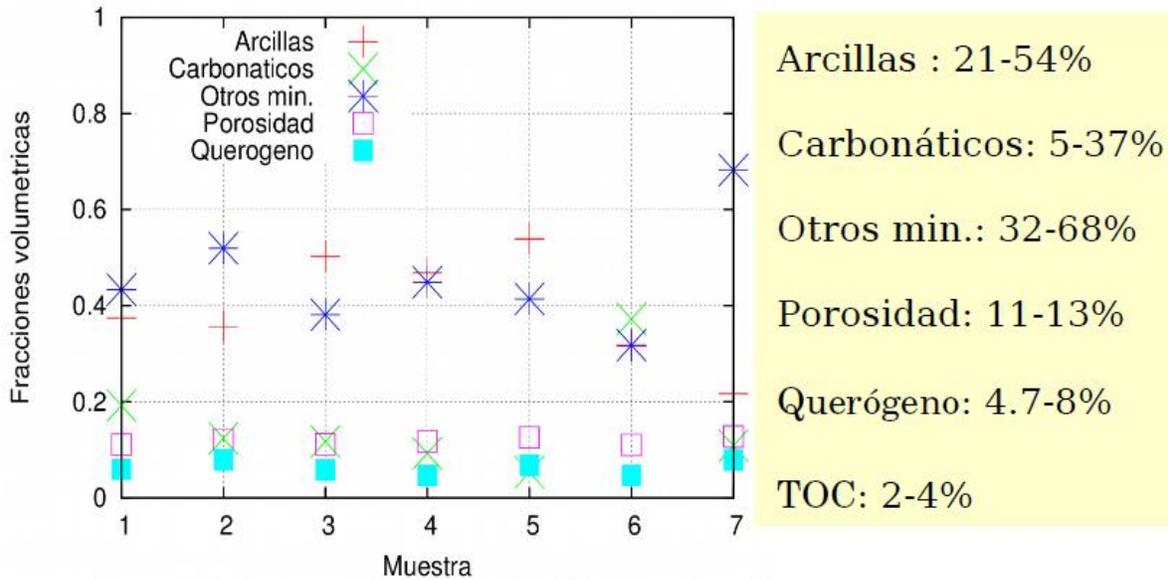


Figura 4.1: Fracciones volumétricas por grupos minerales de cada muestra, corregidas por TOC, y rango de variación de los grupos minerales y contenido orgánico.

Obtenidas las propiedades físicas efectivas de los granos sólidos y del fluido poral se procede a obtener las propiedades físicas efectivas de la roca porosa saturada para cada muestra (granos sólidos más poros rellenos con fluido) a partir de los diferentes modelos descritos en el Capítulo 3, y luego se calculan las velocidades. Para la aplicación de los modelos necesitamos definir la fracción volumétrica del espacio poral, que viene dada por la porosidad de Helio, ϕ , obtenida de la Tabla 2.4 y la fracción volumétrica de los granos sólidos que viene dada por $(1-\phi)$.

El cálculo de los parámetros elásticos efectivos de cada muestra, utilizando el promedio de Hill y el promedio de las cotas de HS, se realiza directamente aplicando las ecuaciones de cada modelo (3.3 y 3.6 respectivamente). Con el modelo de Kuster y Toksöz es necesario considerar una geometría para las inclusiones, en este caso consideramos que el medio de fondo es la matriz sólida de la roca, y que las inclusiones son esféricas y corresponden a los poros rellenos con fluidos.

En el caso de los modelos poroelásticos es necesario combinarlos con la teoría de Gassmann para agregar el efecto del fluido, ya que son modelos que no consideran los fluidos porales y solo permiten calcular los módulos elásticos efectivos de la roca porosa no saturada, además requieren ajustar uno o varios coeficientes empíricos. Para esto se programó una rutina simple, dada la poca cantidad de datos a utilizar, en el lenguaje de programación *Matlab*, que mediante un proceso de modelado inverso encuentra los coeficientes empíricos de cada modelo que mejor ajustan las velocidades en las siete muestras. Este proceso de inversión es el mismo para cada modelo y se define a continuación:

1. Se define un rango de búsqueda para los coeficientes de cada modelo:

$$\begin{aligned}
 &0.05 < \phi_c < 0.5, \text{ porosidad crítica} \\
 &0.05 < A < 10, \text{ exponente de Krief} \\
 &0.05 < A_0 < 10, \quad 0.05 < A_1 < 10, \text{ coeficientes de Goldberg and Gurevich}
 \end{aligned}$$

2. Se asume un modelo directo.a
3. Se define una función de costo Q a minimizar:

$$Q = \sum_{i=1}^M \left[\left(\frac{V_{p_i}^d - V_{p_i}^m}{V_{p_i}^d} \right)^2 + \left(\frac{V_{S_i}^d - V_{S_i}^m}{V_{S_i}^d} \right)^2 \right] \quad (4.8)$$

donde $V_{p_i}^d$ y $V_{S_i}^d$ son las velocidades ultrasónicas compresional y de corte de la muestra i -ésima medidas en el laboratorio, $V_{p_i}^m$ y $V_{S_i}^m$ son las velocidades compresionales y de corte de la muestra i -ésima calculadas a partir del modelo y $M = 7$ el número de muestras.

4. Mediante una rutina de optimización programada para minimizar Q se obtienen los coeficientes empíricos que mejor ajustan las velocidades. Esta rutina, en cada iteración, hace variar el o los coeficientes empíricos del modelo una cantidad fija Δx , y obtiene un valor de Q , que es guardado. Una vez se haya “barrido” todo el rango definido para los coeficientes, se adoptan aquellos que hayan minimizado Q . Esta función de costo Q será un vector, si el modelo requiere ajustar un solo coeficiente (Porosidad crítica y modelo de Krief), o una matriz si el modelo requiere el ajuste de dos coeficientes (modelo de Goldberg and Gurevich).

Una vez encontrados los coeficientes de cada modelo, se calculan las velocidades y se cuantifica el grado de ajuste de las mismas respecto de los datos reales, a partir del cálculo del error medio cuadrático (RMS) dado por:

$$RMS_{V_p} = \sqrt{\sum_{i=1}^M \left(\frac{V_{p_i}^d - V_{p_i}^m}{V_{p_i}^d} \right)^2} \frac{1}{M} * 100 \quad (4.9)$$

$$RMS_{V_s} = \sqrt{\sum_{i=1}^M \left(\frac{V_{S_i}^d - V_{S_i}^m}{V_{S_i}^d} \right)^2} \frac{1}{M} * 100 \quad (4.10)$$

4.3 Resultados y conclusiones

El ajuste de las velocidades ultrasónicas con los modelos basados en EMT muestran resultados muy variados. El ajuste a partir del promedio de Hill (Figura 4.2) presenta un error RMS por debajo del 4.6% para ambas velocidades. El modelo de HS (Figura 4.3) presenta un RMS similar al del promedio de Hill para la velocidad de onda P de un 4.19% pero el modelado de la velocidad de onda S no presenta un grado de ajuste tan alto, con un RMS de casi un 8.5%. Los resultados del ajuste del modelo de Kuster y Toksöz no fueron buenos, con un RMS por encima del 30% para ambas velocidades (Figura 4.4).

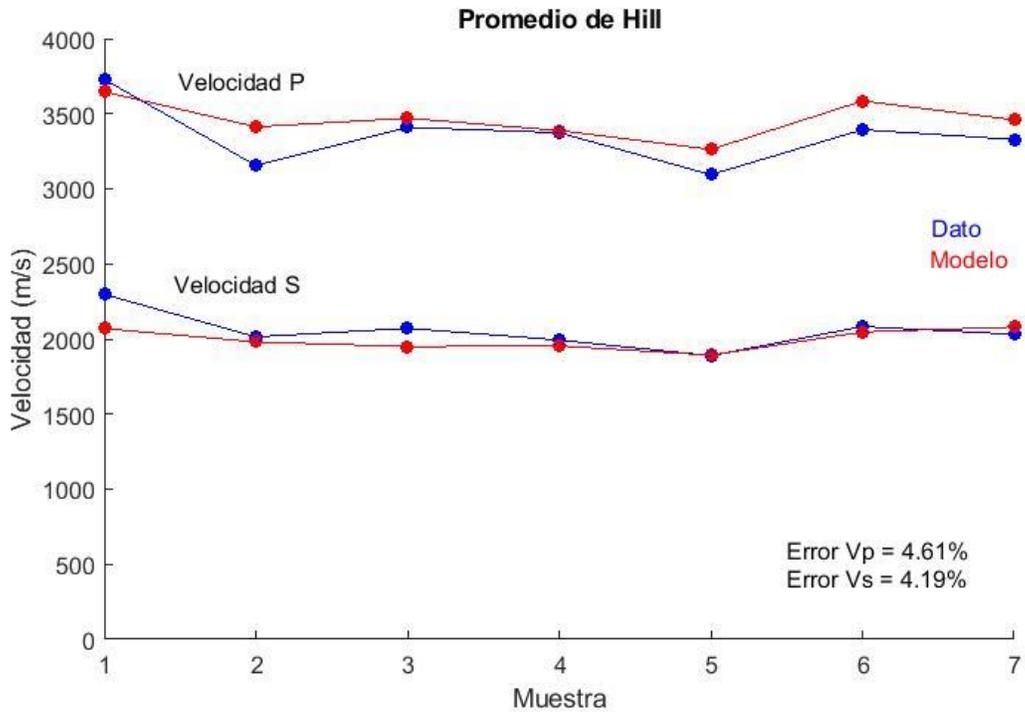


Figura 4.2: En rojo se muestra el ajuste de las velocidades ultrasónicas de onda P y onda S a partir del promedio de Hill y en azul las velocidades ultrasónicas medidas en el laboratorio para las siete muestras. También se presentan los errores RMS de cada ajuste.

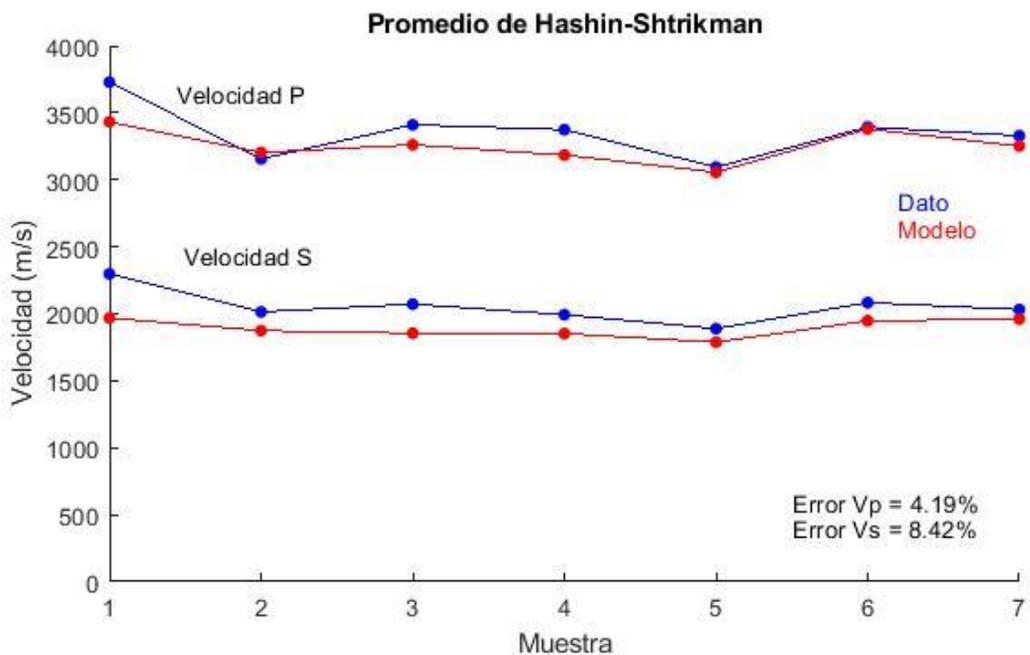


Figura 4.3: En rojo se muestra el ajuste de las velocidades ultrasónicas de onda P y onda S a partir del modelo de HS y en azul las velocidades ultrasónicas medidas en el laboratorio para las siete muestras. También se presentan los errores RMS de cada ajuste.

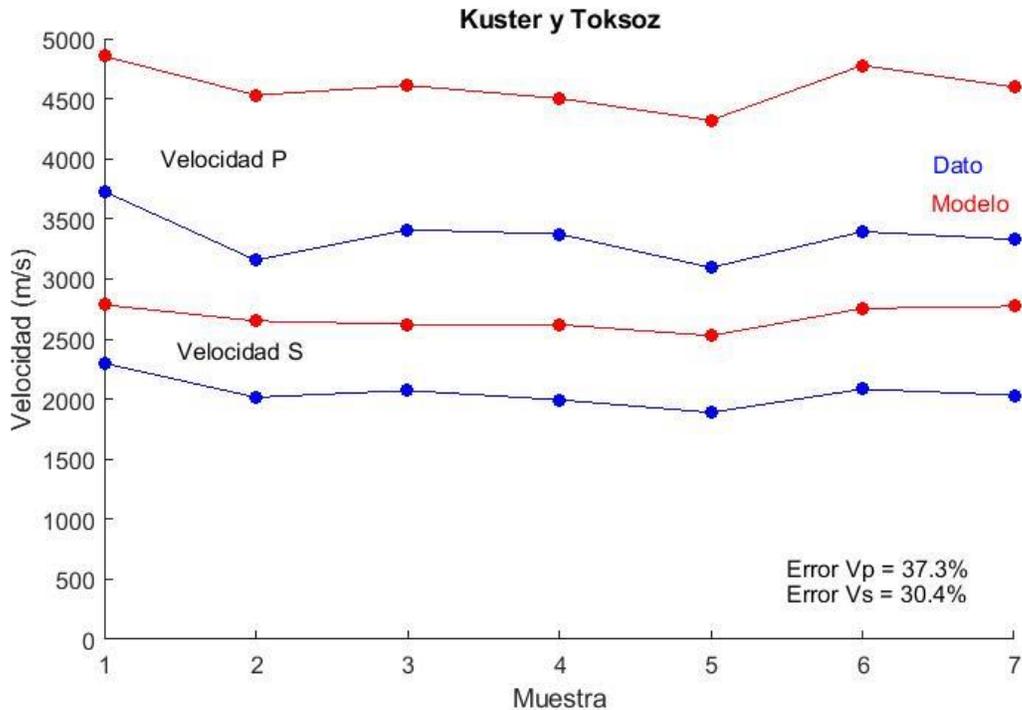


Figura 4.4: En rojo se muestra el ajuste de las velocidades ultrasónicas de onda P y onda S a partir del modelo de KT y en azul las velocidades ultrasónicas medidas en el laboratorio para las siete muestras. También se presentan los errores RMS de cada ajuste.

Pese a que la diferencia entre las cotas superior e inferior de HS es menor con respecto a las cotas del promedio de Hill (cota superior de Voigt y cota inferior de Reuss), el ajuste logrado por el promedio de Hill es mejor teniendo en cuenta tanto a la onda P como a la onda S.

Con respecto al modelo de KT el ajuste muestra una fuerte sobreestimación de las velocidades de onda, que se podría estar generando por elegir una mala geometría para las inclusiones o simplemente por no ser un modelo apropiado para el modelado de las shales orgánicas de Vaca Muerta, pero muestra una excelente correlación en el comportamiento de las velocidades medidas. Notar en la Figura 4.4 que las velocidades modeladas acompañan siempre la tendencia a aumentar o disminuir su módulo con respecto a las velocidades medidas en laboratorio, con coeficientes de correlación de 0.85 y de 0.75 para la velocidad de onda P y onda S respectivamente, cosa que no ocurre siempre en los modelos de HS y promedio de Hill.

Los modelos poroelásticos combinados con la teoría de Gassmann mostraron resultados similares entre sí para el ajuste de las velocidades, con un RMS menor al 3.5% para el ajuste de la onda compresional y un RMS menor al 6% para el ajuste de la velocidad de la onda de corte. Logrando un mayor grado de ajuste que los alcanzados por los modelos de EMT, excepto en el caso del ajuste de la velocidad de la onda de corte mediante el promedio de Hill.

El error RMS del ajuste para cada modelo se muestra resumido en la Tabla 4.2.

Se obtuvo una porosidad crítica igual a 0.203 (Figura 4.5), siendo un valor demasiado bajo, por lo que significado petrofísico no es concluyente. No se encontraron antecedentes en la literatura para shales orgánicas.

En cuanto al modelo de Gassmann combinado con Krief (Figura 4.6) se obtuvo un exponente $A = 6.02$, siendo un valor muy distinto al encontrado por el autor para arenas limpias ($A = 3$) pero muy consistente con los reportados para otras shales orgánicas (Bakken y Kimmeridge por [Carcione et al., 2011](#)).

El modelo de Gassmann combinado con el de Goldberg and Gurevich (Figura 4.7) no muestra mejoras significativas respecto al modelo de Krief, pese a agregar una dependencia con la fracción volumétrica de minerales de arcillas, obteniéndose los coeficientes $A_0 = 6.02$ y $A_1 = 0.05$. El coeficiente A_1 , que es el encargado de cuantificar el efecto de los minerales de arcillas, es casi nulo y A_0 tiene el mismo valor que el exponente A del modelo de Krief. Por lo tanto, aplicar el modelo de Krief tiene el mismo resultado que utilizar el modelo de Goldberg and Gurevich y requiere calibrar un solo exponente.

Los modelos de EMT logran un ajuste con mayor error, pero no requieren ajustar un modelo de matriz. Pese a que el modelo de Hill presenta mejor ajuste para la velocidad de Onda S que el resto de los modelos, no lo tendremos en cuenta para el ajuste de las velocidades sónicas a lo largo del pozo dado que para calcular el μ de la roca estamos promediando dos cotas muy diferentes, la de la fase fluida y la fase sólida, optamos seguir con las cotas de Hashin-Shtrikman que son más estrechas y más elegantes.

Por lo tanto, la calidad de los ajustes logrados permite concluir la conveniencia de adoptar el enfoque de calibración poroelástico para el modelado

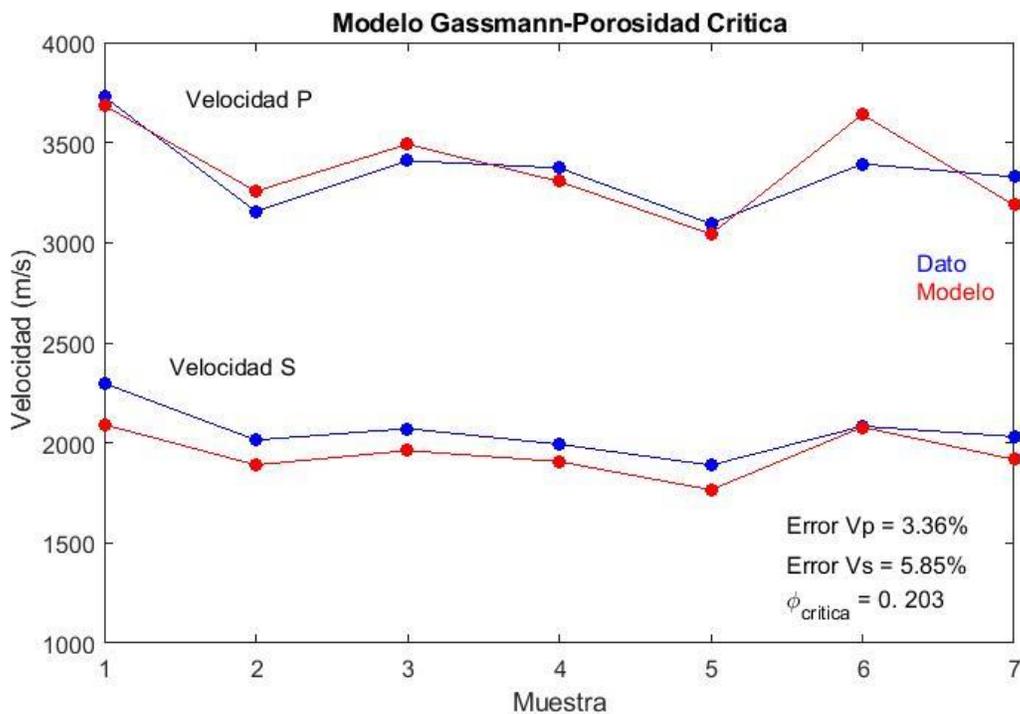


Figura 4.5: En rojo se muestra el ajuste de las velocidades ultrasónicas de onda P y onda S a partir del modelo de Porosidad Crítica combinado con Gassmann, y en azul las velocidades ultrasónicas medidas en el laboratorio para las siete muestras. Además, se grafican los errores RMS de los ajustes y la porosidad crítica obtenida.

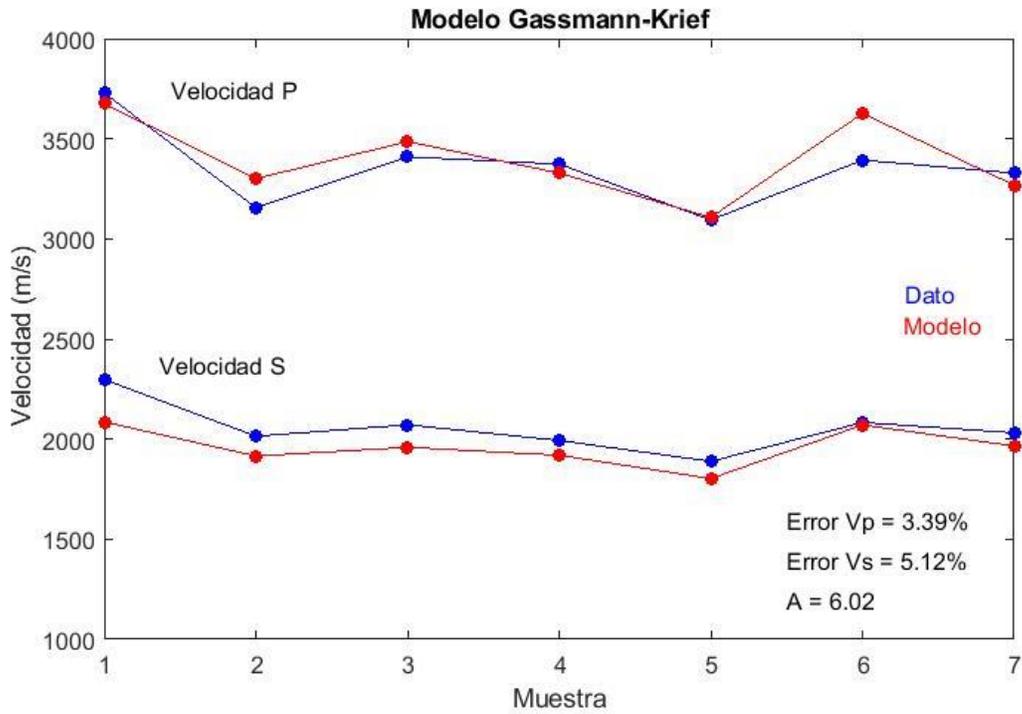


Figura 4.6: En rojo se muestra el ajuste de las velocidades ultrasónicas de onda P y onda S a partir del modelo de Krief combinado con Gassmann y en azul las velocidades ultrasónicas medidas en el laboratorio para las siete muestras. Además, se detallan los errores RMS de los ajustes y el exponente de Krief obtenido.

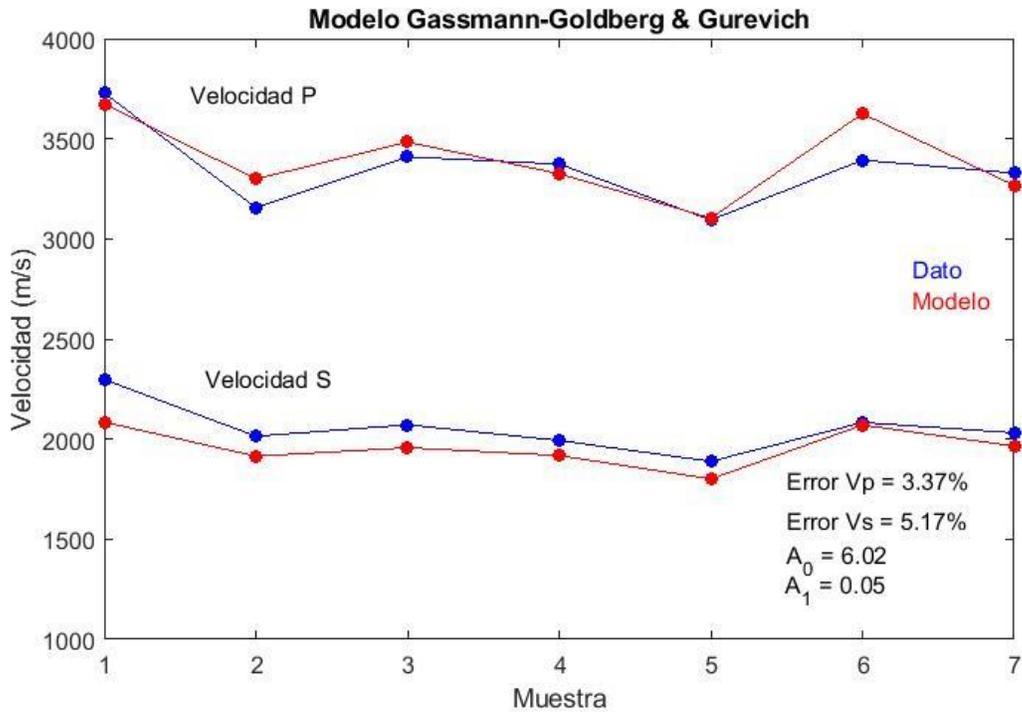


Figura 4.7: En rojo se muestra el ajuste de las velocidades ultrasónicas de onda P y onda S a partir del modelo de Goldberg and Gurevich combinado con Gassmann y en azul las velocidades ultrasónicas medidas en el laboratorio para las siete muestras. Además, se detallan los errores RMS del ajuste y los coeficientes obtenidos.

RMS	Hill	HS	KT	GPC	GK	GG
V_p	4.61%	4.19%	37.3%	3.36%	3.39%	3.37%
V_s	4.19%	8.42%	30.4%	5.85%	5.12%	5.17%

Tabla 4.2: Errores RMS del ajuste de cada modelo, de izquierda a derecha, promedio de Hill (Hill), promedio de las cotas de Hashin-Shtrikman (HS), Kuster y Toksöz (TK), y los modelos combinados con la teoría de Gassmann, porosidad crítica (GPC), Krief (GK) y Goldberg and Gurevich (GG).

Capítulo 5. Ajuste de velocidades sínicas

El objetivo de este capítulo consiste en ajustar las velocidades sínicas medidas en el pozo para la formación Vaca Muerta y además determinar como varían los parámetros físicos efectivos del grupo de minerales de arcillas y del querógeno en profundidad. Para esto se utilizarán tanto los datos de laboratorio como los datos de pozo, junto con los resultados obtenidos durante el ajuste de las velocidades ultrasónicas en el Capítulo 4, lo que permitirá una mejor calibración de los modelos.

El modelado de las velocidades sínicas se realiza en dos etapas, en ambas se calculan las velocidades y mediante un proceso de inversión se obtienen las propiedades físicas efectivas del grupo de minerales de arcillas y del querógeno. En la primera etapa se modelan las velocidades en un intervalo de 35 metros de Vaca Muerta, ya que en el mismo se extrajeron los testigos corona que luego fueron analizados en el laboratorio, por lo tanto, contamos no solo con datos de pozo sino también con datos de laboratorio. Luego en una segunda etapa se extiende el modelado para todo el intervalo de la formación Vaca Muerta.

5.1 Ajuste de las velocidades sínicas en un intervalo específico

En esta sección se analiza el ajuste de las velocidades sínicas y la variación de los parámetros físicos efectivos del grupo de minerales de arcillas y del querógeno en un intervalo de 35 metros, comprendido entre los 2703.5 metros y los 2738.5 metros, de la formación Vaca Muerta.

Para lograr esto se procederá de una forma similar a la descrita en el Capítulo 4 para el ajuste de las velocidades ultrasónicas:

- 1) Selección de datos y análisis de correlaciones
- 2) Modelos a utilizar
- 3) Flujo de trabajo
- 4) Análisis de los resultados y conclusiones

5.1.1 Selección de datos y análisis de correlaciones

De todo el conjunto de datos, de pozo y de laboratorio, se seleccionan los de utilidad para el ajuste de las velocidades sínicas.

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) y querógeno, saturación de agua, porosidad efectiva y porosidad total. Cada perfil consta de 220 muestras espaciadas cada 15 cm.

Datos de laboratorio: se van a utilizar los datos de las siete muestras analizadas en el Capítulo 4, para las cuales se realizó el ajuste de las velocidades ultrasónicas. También se utilizará información de profundidad, fracciones mineralógicas volumétricas, propiedades físicas efectivas del fluido poral y saturación de agua, gas y petróleo.

En la Figura 5.1 se presentan las fracciones mineralógicas por grupos minerales en el intervalo de estudio, obtenidas del perfil de litología (Figura 2.3). La formación presenta seis fases o componentes: minerales de arcillas (principalmente illita/smectita), minerales carbonáticos (principalmente calcita y dolomita), minerales de arenas (principalmente cuarzo, feldespato potásico y plagioclasas), en menor medida pirita, querógeno y porosidad efectiva.

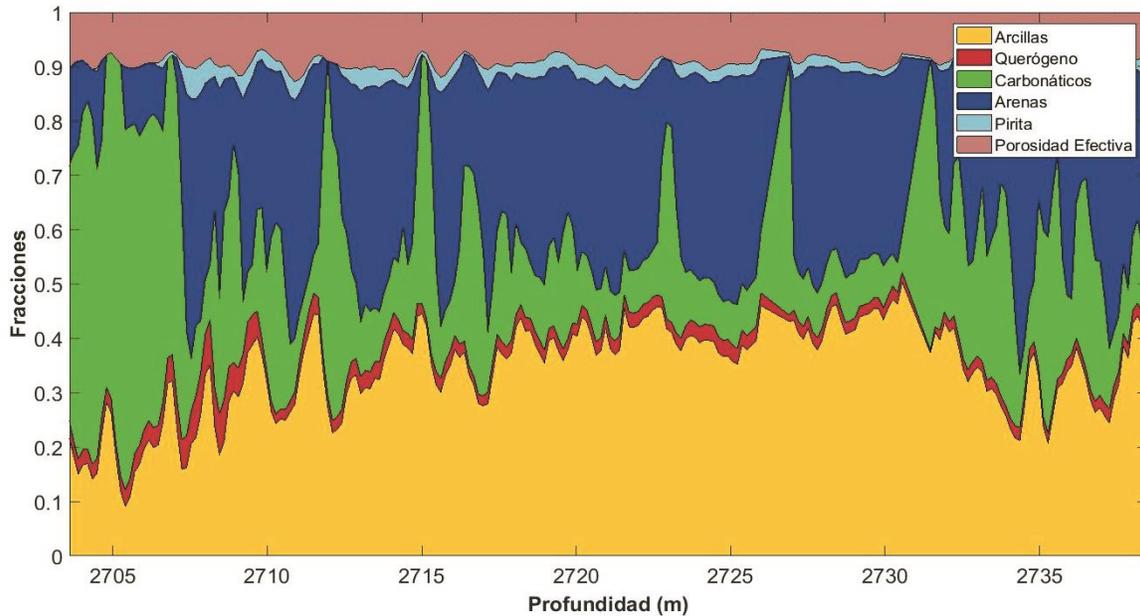


Figura 5.1: Fracciones mineralógicas simplificadas por grupos minerales (arcillas, carbonáticos, arenas, pirita), querógeno y porosidad efectiva en el intervalo de profundidades estudiado.

Con el objetivo de determinar que componentes de la roca tienen más influencia sobre las velocidades sísmicas a continuación se presentan una serie de gráficos de las velocidades sísmicas versus distintas componentes de la formación, lo que nos permitirá elegir de forma adecuada los mejores modelos para el ajuste de las velocidades.

En la Figura 5.2 se grafican las velocidades sísmicas versus la porosidad efectiva (junto con su coeficiente de correlación R), y su relación con la fracción volumétrica de arcillas. A pesar de la dispersión atribuida a la presencia de minerales de arcillas (señalada por [Xu and White, 1995](#), [Goldberg and Gurevich, 1998](#)) se aprecia la típica correlación para rocas sedimentarias clásticas, es decir, un marcado descenso de las velocidades con el aumento de la porosidad. Cabe destacar el reducido rango de porosidad efectiva y por ende la baja permeabilidad del intervalo de estudio.

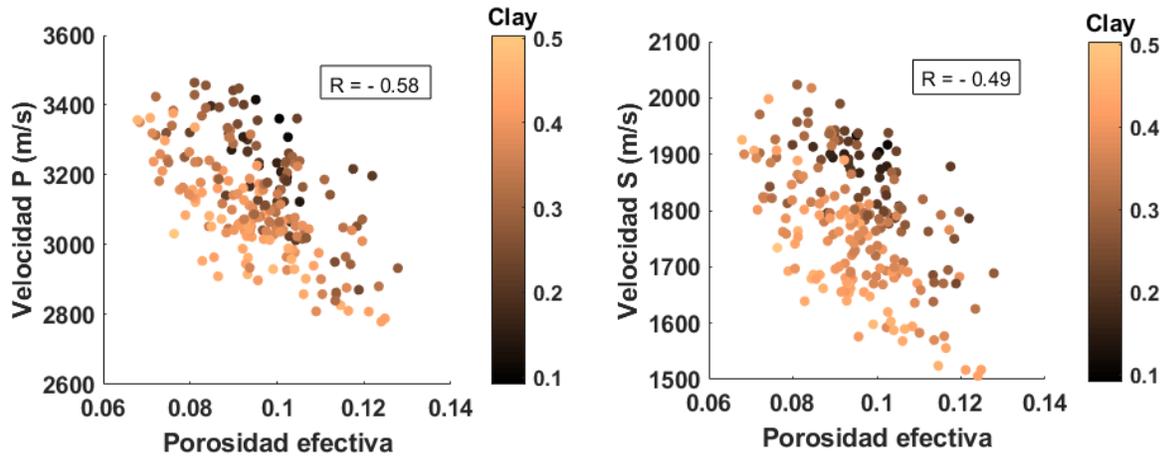


Figura 5.2: Izquierda, velocidad sónica P versus porosidad efectiva. Derecha, velocidad sónica S versus porosidad efectiva.

En la Figura 5.3 se observa el decaimiento de las velocidades con el contenido de arcillas (junto con su coeficiente de correlación R) y su relación con la porosidad efectiva (ϕ_e). Ambos gráficos muestran que tanto la porosidad efectiva como la fracción de arcillas tienen una fuerte influencia en las velocidades en este tipo de rocas. Desde hace años esto ha motivado el interés de distintos autores con el fin de lograr relaciones empíricas entre velocidad y porosidad en rocas arcillosas (Han et al., 1986, Xu and White, 1995, Goldberg and Gurevich, 1998, entre otros). Por lo tanto, dichas fracciones serán especialmente tenidas en cuenta a la hora de elegir los modelos para el ajuste de las velocidades sísmicas.

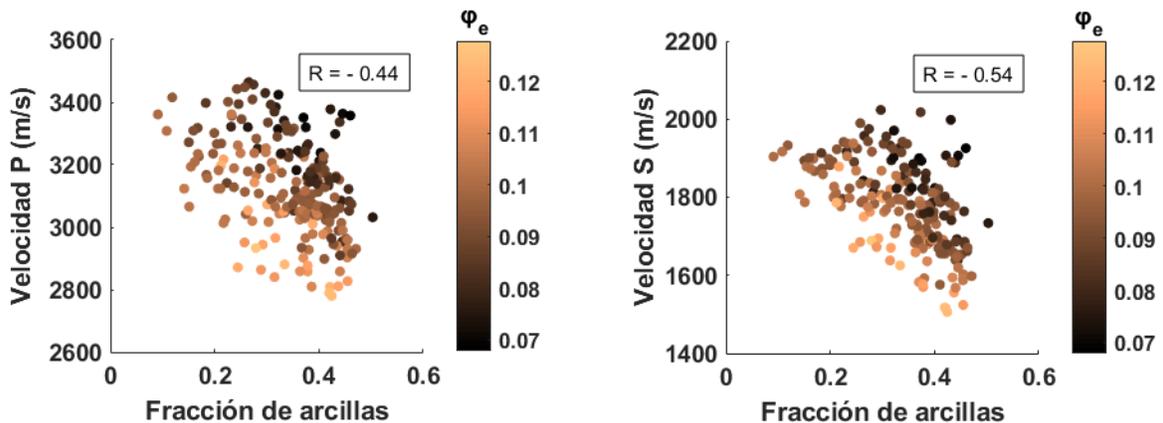


Figura 5.3: Izquierda, velocidad sónica P versus fracción de arcillas. Derecha, velocidad sónica S versus fracción de arcillas.

Teniendo en cuenta el alto contraste entre las propiedades físicas del querógeno y los minerales de la formación, en la Figura 5.4 se muestran las velocidades sísmicas versus la fracción de querógeno (junto con su coeficiente de correlación R) y su relación con la porosidad efectiva. Los datos no muestran una tendencia clara, para encontrar conclusiones valideras respecto del contenido de querógeno es necesario analizar un intervalo de estudio más amplio y con mayor contenido del mismo.

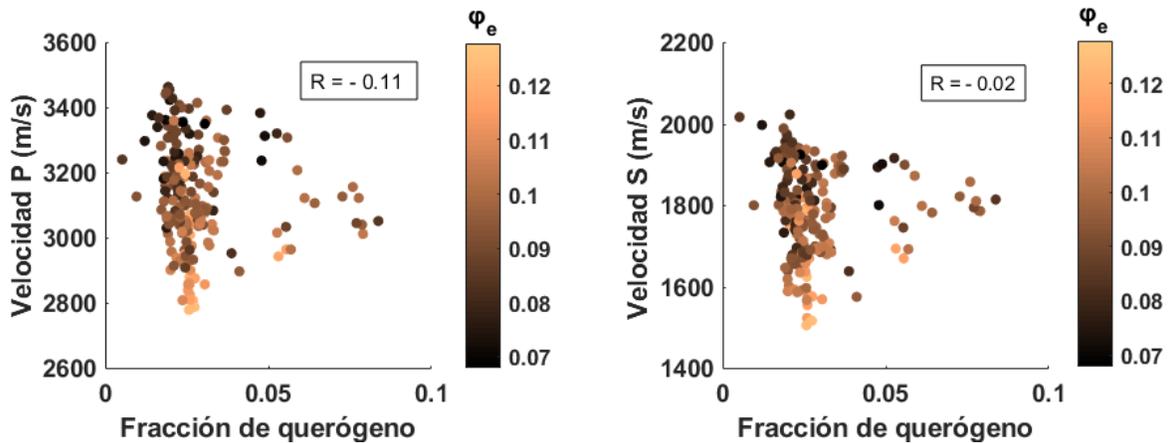


Figura 5.4: Izquierda, velocidad sónica P versus fracción de querógeno. Derecha, velocidad sónica S versus fracción de querógeno.

Con respecto al comportamiento de las velocidades con el contenido de minerales de arenas y carbonáticos, no se incluyen las figuras por no mostrar una tendencia clara y no aportar mayor información.

5.1.2 Modelos a utilizar

Para el ajuste de las velocidades sísmicas y modelado de los parámetros físicos efectivos también utilizaremos modelos basados en teorías de medios elásticos efectivos (EMT) y modelos poroelásticos de matriz. Dados los resultados obtenidos en el ajuste de las velocidades ultrasónicas y en el análisis de correlaciones de la sección anterior se descartan algunos modelos. Para el enfoque basado en teorías de medios efectivos utilizaremos la cota de Reuss, el promedio de Hill y el promedio de las cotas de Hashin-Shtrikman, descartando el modelo de Kuster y Toksöz dado que sobreestima las velocidades ultrasónicas y por lo tanto tampoco será adecuado para el modelado de las velocidades sísmicas.

De los modelos poroelásticos utilizaremos el de Krief ya que lo consideramos razonable para el modelado de velocidades en Vaca Muerta. Esta elección se basa en la dependencia decreciente de las velocidades con la porosidad efectiva (Figura 5.2), lo que implica un comportamiento similar para los parámetros elásticos. Cabe remarcar que este modelo también fue utilizado y extendido heurísticamente por [Carcione, Helle y Avseth \(2011\)](#) para shales orgánicas anisótropas y más recientemente por [Panizza y Ravazzoli \(2019\)](#), logrando ajustar velocidades ultrasónicas anisótropas reportadas por [Vernik y Nur \(1992\)](#), [Vernik y Liu \(1997\)](#) en las lutitas negras Bakken, Kimmeridge y Bazhenov.

Como ya se mencionó, distintos autores encontraron que el contenido de minerales de arcillas en rocas clásticas introduce dispersión en la relación velocidad-porosidad, con lo cual la utilización del modelo de Krief podría no ser la adecuada, por lo tanto, también utilizaremos el modelo de Goldberg and Gurevich por tener en cuenta el contenido de arcillas. El modelo de porosidad crítica no será utilizado debido al bajo valor de porosidad crítica obtenido durante el ajuste de las velocidades ultrasónicas.

Estos modelos poroelásticos serán combinados con la Teoría de Gassmann para agregarles el efecto del fluido poral, lo que nos permitirá calcular las velocidades de propagación de onda en la roca saturada.

A la roca la vamos a suponer compuesta por seis fases dadas por el perfil litológico (Figura 2.3), donde cada fase tendrá sus parámetros físicos efectivos que la caracterizan, cuya notación se detalla en la Figura 5.5.

Grupo Arenas	Grupo Carbonático	Grupo Pirita	Grupo Arcillas	Querógeno	Poros Saturados
ρ_{sand}	ρ_{carb}	ρ_{pir}	ρ_{clay}	ρ_{quer}	ϕ_e
f_{sand}	f_{carb}	f_{pir}	f_{clay}	f_{quer}	ρ_{fl}
K_{sand}	K_{carb}	K_{pir}	K_{clay}	K_{quer}	K_{fl}
μ_{sand}	μ_{carb}	μ_{pir}	μ_{clay}	μ_{quer}	
			Φ_{clay}	Φ_{quer}	

Figura 5.5: Modelo conceptual de roca compuesto por seis fases, de izquierda a derecha minerales de arenas, carbonáticos, pirita, arcillas, querógeno y poros saturados interconectados. Cada fase tiene sus parámetros físicos efectivos y porosidad que la caracterizan.

5.1.3 Flujo de Trabajo

PASO 1: Definición de ventanas y parámetros físicos

En el perfil litológico (Figura 2.3) se observan las fracciones volumétricas por grupos minerales, pero no contamos con la descripción mineralógica de cada grupo. Por esta razón se va a dividir al intervalo de estudio de 35 metros en siete ventanas o sub-intervalos de 5 metros de espesor, centrandó cada ventana en una de las muestras de laboratorio analizadas en el Capítulo 4 durante el ajuste de las velocidades ultrasónicas, ya que para las mismas disponemos de la descripción mineralógica exacta dada por DRX y también información de los fluidos que saturan la roca (agua, gas y petróleo). Para cada ventana se toma como válida la composición mineralógica dada por la muestra de laboratorio en la cual está centrada y se extrapolan las proporciones minerales para cada grupo mineralógico. Se supone también que dicha información se mantiene constante en toda la ventana. De esta manera los parámetros físicos efectivos de cada grupo mineral se reducirán a siete valores, uno para cada ventana o sub-intervalo. Los módulos elásticos efectivos de cada grupo mineral se calculan a través del promedio de Hill y las densidades efectivas a través de un promedio pesado (Tabla 5.1). Para esto se utilizan los valores de los parámetros elásticos y densidades de los minerales más estudiados y de menor incertidumbre (carbonáticos, arenas y pirita) utilizados previamente para el modelado de las velocidades ultrasónicas. Además, se eligen rangos aceptables para el grupo de minerales de arcilla y para el querógeno, cuyos valores serán determinados durante el ajuste de las velocidades mediante un proceso de inversión numérica (Mavko et al. 2009, Vernik y Nur, 1992, Vernik y Liu, 1997, Mondol et al. 2008, Vanorio et al., 2003).

Un procedimiento similar se adoptó para la saturación de agua gas y petróleo. Se cuenta con un perfil de saturación de agua y se lo combina con la información de saturación de fluidos de las muestras de laboratorio, permitiendo obtener para cada punto de cada

intervalo la fracción de fluidos que saturan el espacio poral. Las propiedades físicas de los fluidos utilizadas fueron las mismas que para el ajuste de las velocidades ultrasónicas y se estimaron usando la calculadora *on-line* del proyecto CREWES (Tabla 4.1), 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.

	<i>Arenas</i>			<i>Carbonáticos</i>			<i>Pirita</i>		
	<i>K</i>	μ	ρ	<i>K</i>	μ	ρ	<i>K</i>	μ	ρ
Intervalo 1	52.2	33.3	2677	73.2	34.6	2753	143	121	4870
Intervalo 2	50.4	33.8	2660	72.6	33.4	2742	143	121	4870
Intervalo 3	49	29.4	2650	72	32.5	2733	143	121	4870
Intervalo 4	50.9	31.1	2649	71.6	31.7	2725	143	121	4870
Intervalo 5	47	32.6	2652	72.2	32.7	2735	143	121	4870
Intervalo 6	48.5	34.3	2658	72.9	34	2748	143	121	4870
Intervalo 7	44.1	37.8	2651	70.7	30.3	2710	143	121	4870
Promedio	48.9	33.2	2657	72.2	32.7	2735	143	121	4870
Desvío estándar	2.72	2.35	10	0.86	1.44	14.5	-	-	-

Tabla 5.1: módulos elásticos (GPa) y densidad efectiva (kg/m³) para los grupos de minerales de arenas, carbonáticos y pirita en cada ventana o sub-intervalo.

PASO 2: Ajuste del perfil de densidad. Inversión de la densidad efectiva del grupo de minerales de arcillas y querógeno.

A partir de los datos del perfil de densidad, y de los valores de densidad para los grupos minerales y fluidos calculados en el paso previo, se ajusta la densidad bulk y se calcula la densidad efectiva de las arcillas y del querógeno para cada ventana a partir de un proceso de inversión, que se describe a continuación:

- I. Datos observados: Perfil de densidad (ρ_b).
- II. Modelo directo: cálculo de la densidad bulk (ρ_c) a partir de un promedio pesado de cada componente de la roca.

$$\rho_c = \rho_s * (1 - \varphi_e) + \rho_{fl} * \varphi_e \quad (5.1)$$

Siendo ρ_s la densidad efectiva de los granos sólidos calculada mediante la Ec. 4.5, φ_e es la porosidad efectiva y ρ_{fl} la densidad efectiva del fluido poral calculada mediante la Ec. 4.6.

- III. Se define una función de costo Q de norma L_2 a minimizar para cada ventana

$$Q = \sum_{i=1}^N \left(\frac{\rho_{b_i} - \rho_{c_i}}{\rho_{b_i}} \right)^2 \quad (5.2)$$

Siendo ρ_{b_i} la densidad bulk dada por el perfil a la profundidad i-ésima, ρ_{c_i} la densidad bulk calculada a la profundidad i-ésima y N el número de datos.

- IV. Se utiliza el algoritmo de optimización *GlobalSearch*, definido dentro del lenguaje de programación *Matlab*, para minimizar Q y obtener las densidades efectivas del grupo de minerales de arcillas (ρ_{clay}) y del querógeno (ρ_{ker}). Para eso es necesario definir un rango de búsqueda para estos parámetros.

$$\begin{aligned} 1500 \text{ kg/m}^3 &< \rho_{clay} < 3500 \text{ kg/m}^3 \\ 1000 \text{ kg/m}^3 &< \rho_{ker} < 2000 \text{ kg/m}^3 \end{aligned}$$

Estos rangos fueron definidos a partir de los valores máximos y mínimos encontrados en la bibliografía (Mavko et al. 2009, Vernik y Nur, 1992, Vernik y Liu 1997, Mondol et al. 2008, Vanorio et al. 2003).

- V. Una vez determinadas las densidades del grupo de arcillas y querógeno se calcula la densidad bulk y se cuantifica el ajuste mediante el error cuadrático medio.

PASO 3: Ajuste de los perfiles de velocidades sínicas. Inversión de los módulos elásticos efectivos del grupo de minerales de arcillas y querógeno.

Una vez ajustadas las densidades efectivas del grupo de minerales de arcillas y del querógeno, sus valores se mantienen fijos en cada ventana y se realiza un procedimiento de inversión análogo al anterior para determinar los módulos elásticos efectivos de los mismos en cada ventana, junto con el ajuste de las velocidades, empleando como datos las velocidades dadas por el perfil sínico. Este procedimiento requiere adoptar un modelo directo. Como ya se mencionó las opciones son:

- Promedio de cotas de Hashin-Shtrikman (1963), lo llamaremos modelo HS.
- Gassmann (1951) combinado con el modelo de Krief et. al (1990), lo llamaremos modelo GK. En este caso es necesario también agregar como incógnita a invertir el exponente empírico, A , de Krief.
- Gassmann (1951) combinado con el modelo de Goldberg and Gurevich (1998), lo llamaremos modelo GG. En este caso es necesario también agregar como incógnitas a invertir los coeficientes A_0 y A_1 .

La función de costo a minimizar Q para cada ventana, viene dada por:

$$Q = \sum_{i=1}^N \left(\frac{v_{p_i}^d - v_{p_i}^m}{v_{p_i}^d} \right)^2 + \left(\frac{v_{s_i}^d - v_{s_i}^m}{v_{s_i}^d} \right)^2 \quad (5.3)$$

siendo $V_{p_i}^d$ y $V_{S_i}^d$, las velocidades compresional y de corte a la profundidad i-ésima dada por el perfil sísmico, $V_{p_i}^m$ y $V_{S_i}^m$ las velocidades de onda compresional y de corte a la profundidad i-ésima calculadas con el modelo, y N el número de datos por ventana.

Nuevamente se define un rango de búsqueda para los parámetros elásticos efectivos y se utiliza el algoritmo de optimización *GlobalSearch* (Mavko et al. 2009, Vernik y Nur, 1992, Vernik y Liu 1997, Mondol et al. 2008, Vanorio et al. 2003), dados por:

$$\begin{aligned} 4 \text{ GPa} &< K_{clay} < 36 \text{ GPa} \\ 2 \text{ GPa} &< \mu_{clay} < 18 \text{ GPa} \\ 2 \text{ GPa} &< K_{ker} < 9 \text{ GPa} \\ 2 \text{ GPa} &< \mu_{ker} < 5 \text{ GPa} \end{aligned}$$

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

Obtenidos los parámetros elásticos efectivos del grupo de minerales de arcillas y del querógeno se calculan las velocidades compresional y de corte del modelo y se cuantifica el error a partir del cálculo del error medio cuadrático (RMS).

5.1.4 Análisis de los resultados

En la Figura 5.6 se grafican, en azul, el perfil de densidad medido en el pozo versus la profundidad; y en rojo el perfil de densidad calculado a partir del proceso de inversión, logrando un ajuste con un RMS del 15%.

Las densidades ajustadas para cada ventana se muestran en la Tabla 5.2, donde puede apreciarse que las arcillas muestran valores razonables a los reportados en la bibliografía, 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.

	Arcillas	Querógeno
	$\rho(\text{kg/m}^3)$	$\rho(\text{kg/m}^3)$
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 5.2: Estimación de las densidades del grupo de minerales de arcillas y del querógeno para cada ventana.

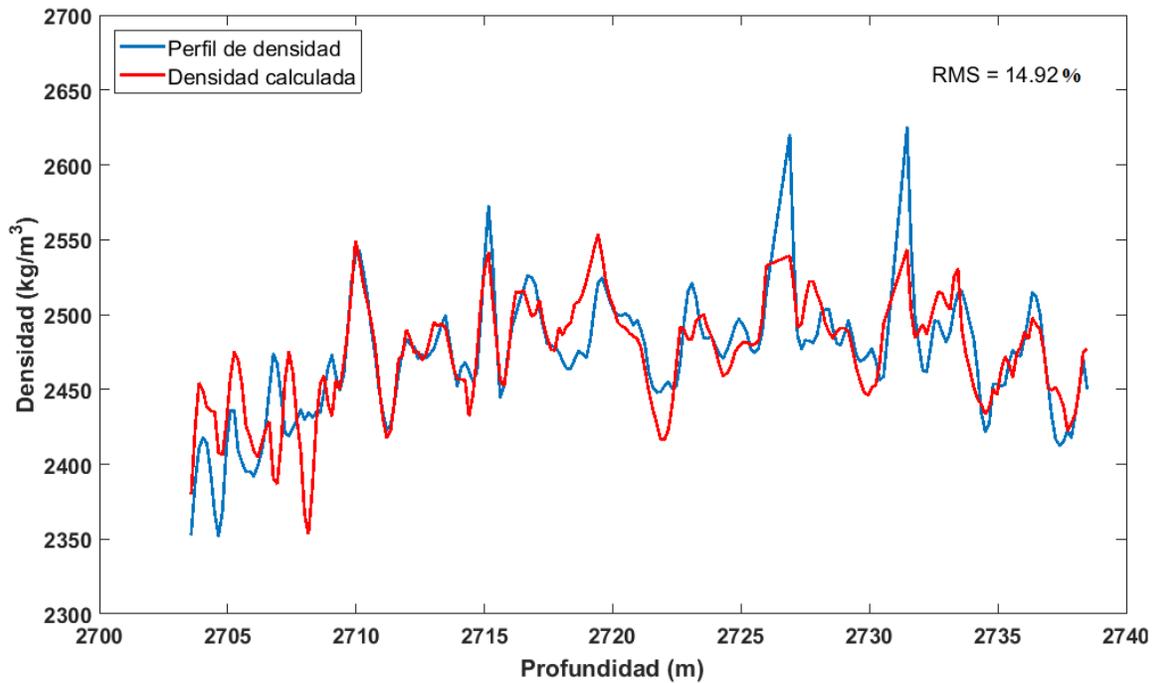


Figura 5.6: Densidad versus profundidad. En azul, perfil de densidad medido en el pozo; en rojo, perfil de densidad calculado.

En cuanto al ajuste de las velocidades sónicas, en primer lugar, utilizamos el promedio de las cotas de Hashin-Shtrikman (1963) ajustando para este modelo los módulos elásticos efectivos del grupo de minerales de arcillas y del querógeno. Los resultados se muestran en la Tabla 5.3 donde, por completitud, se agregan los valores de densidad obtenidos de la Tabla 5.2.

	Arcillas			Querógeno		
	$K(\text{GPa})$	$\mu(\text{GPa})$	$\rho(\text{kg/m}^3)$	$K(\text{GPa})$	$\mu(\text{GPa})$	$\rho(\text{kg/m}^3)$
Intervalo 1	8.35	6.56	2146	2	2	1743
Intervalo 2	25.1	7.56	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 5.3: Módulos elásticos efectivos para el grupo de minerales de arcillas y querógeno obtenidos mediante el modelo HS para cada ventana. También se muestra la densidad efectiva de cada grupo en cada ventana.

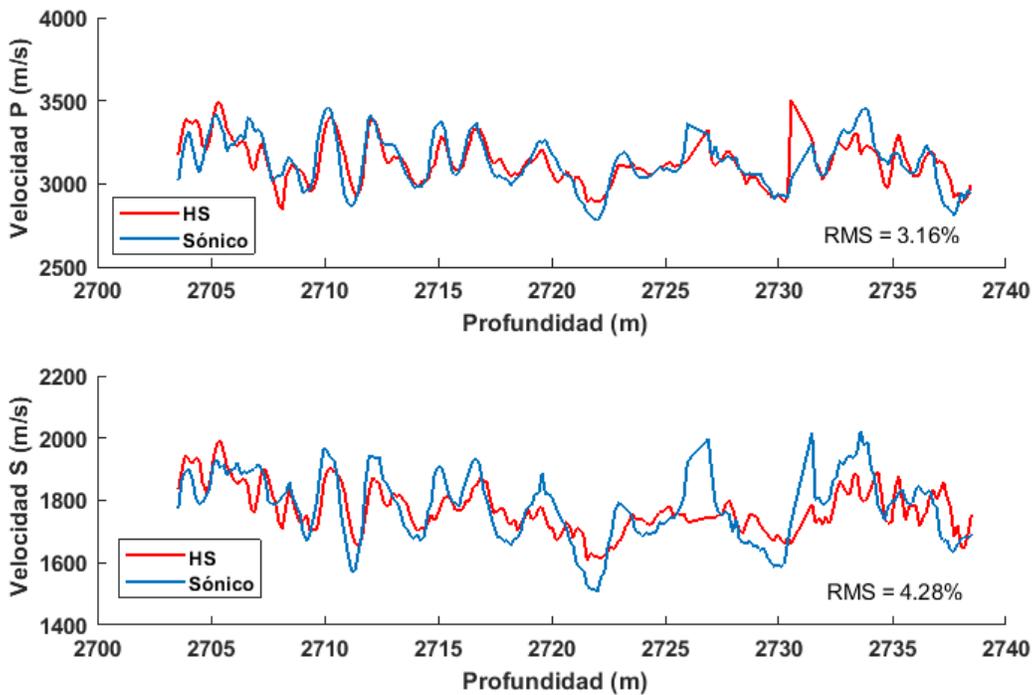


Figura 5.7: Velocidades sónicas calculadas con el modelo de HS (curva roja) y perfil sónico (curva azul). En el panel superior se observan ambas curvas para la onda compresional y en el panel inferior para la onda de corte.

Las velocidades modeladas mediante HS se grafican en la Figura 5.7, donde puede observarse la buena calidad de los ajustes logrados, con un RMS para la velocidad compresional de 3.16% y de 4.28% para la onda de corte.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos utilizando los modelos poroelásticos combinados con la teoría de Gassmann. En la Tabla 5.4 se observan los módulos elásticos efectivos y el exponente A ajustados para el modelo GK junto con las densidades efectivas de cada grupo.

	Arcillas			Querógeno			Exp
	$K(GPa)$	$\mu(Gpa)$	$\rho(kg/m^3)$	$K(Gpa)$	$\mu(Gpa)$	$\rho(kg/m^3)$	A
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	2523	9	2	1000	6.41

Tabla 5.4: Módulos elásticos efectivos, para el grupo de minerales de arcillas y querógeno, y el exponente obtenidos mediante el modelo GK para cada ventana. También, por completitud, se muestra la densidad efectiva de cada grupo para cada ventana.

Los módulos elásticos efectivos para el modelo GG se presentan en la Tabla 5.5 junto con los exponentes A_0 y A_1 calibrados para este modelo, donde por completitud también se agregan las densidades efectivas de cada grupo.

	Arcillas			Querógeno			Coeficientes	
	$K(GPa)$	$\mu(GPa)$	$\rho(kg/m^3)$	$K(GPa)$	$\mu(GPa)$	$\rho(kg/m^3)$	A_0	A_1
Intervalo 1	5.56	5.68	2146	9	5	1743	8.5	1
Intervalo 2	8.21	3.42	2526	2.04	2.19	1000	5.9	2.18
Intervalo 3	14	8.09	2614	9	5	1000	6.5	7
Intervalo 4	8.62	3.3	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 5.5: Módulos elásticos efectivos, para el grupo de minerales de arcillas y querógeno, y los exponentes obtenidos mediante el modelo GG para cada ventana. También, por completitud, se muestra la densidad efectiva de cada grupo en cada ventana.

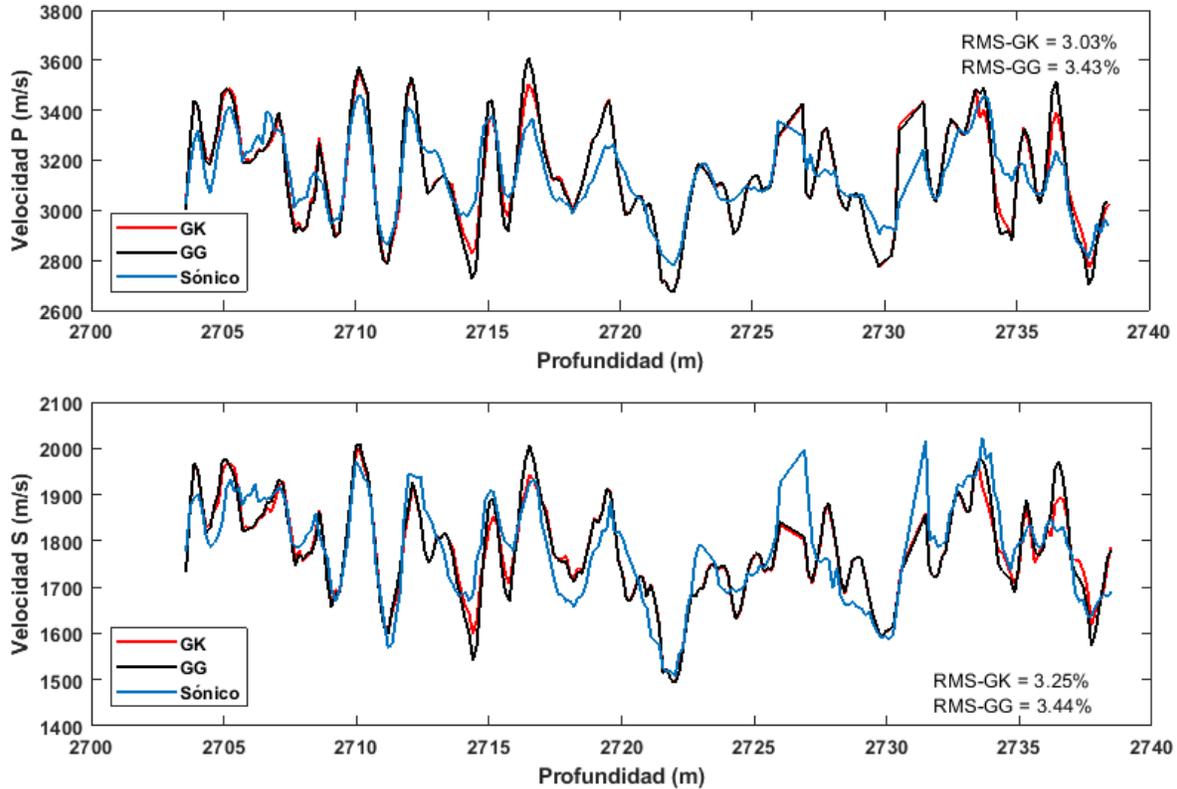


Figura 5.8: Velocidades sónicas calculadas con el modelo GK (curva roja), modelo GG (curva negra) y perfil sónico (curva azul). En el panel superior se observan las curvas para la onda compresional y en el panel inferior para la onda de corte.

El ajuste de las velocidades para ambos modelos (GK y GG) se presentan en la Figura 5.8. El ajuste se logró con un RMS menor al 3.5% para ambas velocidades en ambos modelos. El modelo GG, pese a tener en cuenta la fracción de arcillas en el exponente, no muestra una mejora con respecto al modelo GK, es más, el ajuste logrado con el modelo GK es levemente mejor y requiere calibrar un solo exponente.

De la comparación de los módulos elásticos de las arcillas en las Tablas 5.3, 5.4 y 5.5 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. Estos cambios podrían deberse a las variaciones de (micro) porosidad asociada a este grupo y el consecuente contenido de agua, lo que será analizado a continuación.

Con respecto a las propiedades físicas 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, siendo en general muy similares con los obtenidos con el modelo GG.

Los exponentes A y A_0 obtenidos con ambos modelos son altamente consistentes entre sí, mientras que A_1 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.

Sobre los módulos elásticos de las arcillas

Los módulos elásticos del grupo de minerales de arcillas obtenidos en cada ventana para cada modelo a partir del proceso de inversión (Tablas 5.3, 5.4 y 5.5) se grafican en la Figura 5.9.

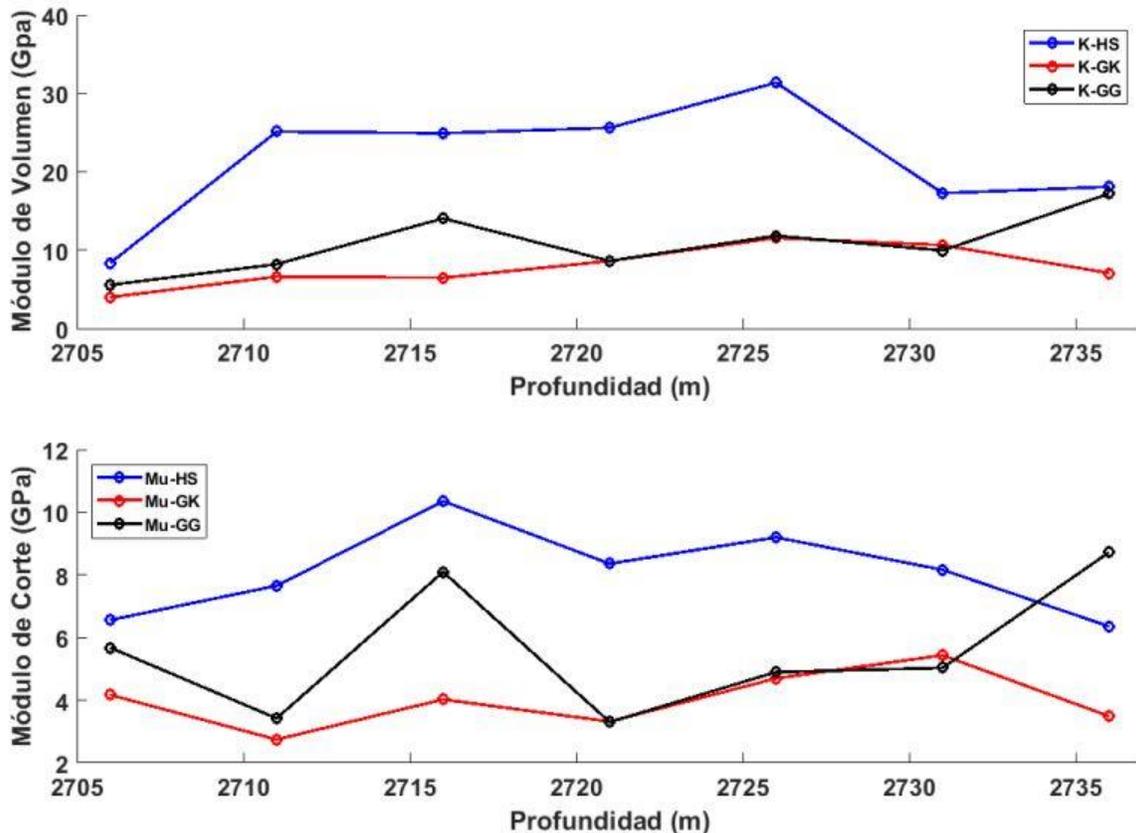


Figura 5.9: Módulo de Volumen (Panel Superior) y módulo de corte (Panel inferior) del grupo de minerales de arcillas para los distintos modelos, en azul HS, en rojo GK y en negro GG.

Para interpretar los resultados obtenidos, graficamos además en la Fig. 5.10 (panel superior) la fracción de arcillas vs. profundidad en el intervalo de estudio, 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 agua ligada (*bound water*). Suponiendo por simplicidad, despreciable la porosidad del querógeno e intracristalina, dicha diferencia la asociamos a las arcillas y la denominamos 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 las ideas de Dvorkin et al. (2007), introducimos además la porosidad intrínseca de las arcillas ϕ_{clay}^i , definida como el cociente entre el volumen poral de las arcillas y el volumen total del grupo de minerales de arcillas, la que satisface la relación:

$$\phi_{clay}^i = \frac{\phi_{clay}}{C} \quad (5.4)$$

siendo C la fracción volumétrica del grupo de minerales de arcillas.

Observamos para el modelo de HS en la Fig. 5.9 (línea azul), que los módulos de las arcillas muestran cierto grado de correlación (directa) con su fracción volumétrica y una correlación inversa con su porosidad (ϕ_{clay}), lo cual es razonable teniendo en cuenta que a mayor C y menor ϕ_{clay} menor será 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. 5.9 (superior), donde en todos los casos los módulos de volumen resultan mínimos cuando ϕ_{clay} es mayor y C es menor (Fig. 5.10).

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.

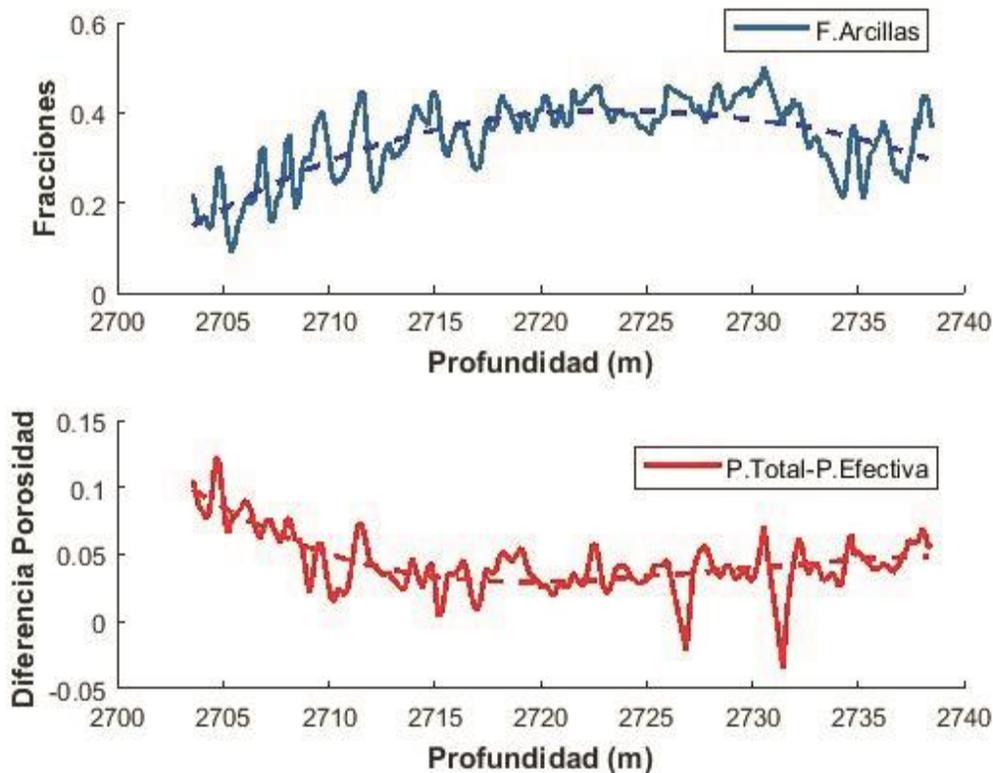


Figura 5.10: Panel superior, la curva sólida representa la fracción volumétrica de arcillas versus profundidad y la línea punteada su tendencia. Panel inferior, la curva sólida muestra la diferencia entre porosidad total y porosidad efectiva versus profundidad, y la línea punteada su tendencia.

5.2 Ajuste de las Velocidades Sónicas en todo el intervalo

Con el objetivo de modelar las velocidades sónicas de propagación de onda para toda la formación Vaca Muerta y caracterizar elásticamente al grupo de minerales de arcillas y al querógeno, en este capítulo se extenderá, con algunas modificaciones, la metodología utilizada hacia todo el intervalo de Vaca Muerta.

En este sector de la cuenca, la formación Vaca Muerta tiene un espesor cercano a los 330 metros, comprendido entre los 2630 metros y los 2960 metros de profundidad, dentro del cual, contamos con datos de laboratorio entre los 2700 metros y los 2740 metros. Por lo tanto, la metodología que aplicamos en la sección 5.1 para el modelado de las velocidades sónicas en ese intervalo, ya no será directamente aplicable para toda la formación, pero servirá como base y guía para extender los modelos.

Dados los resultados obtenidos para el intervalo de 35 metros, nos centraremos en la aplicación de dos modelos, uno basado en EMT y un modelo poroelástico de matriz:

- El promedio de las cotas de Hashin-Shtrikman (modelo HS).
- El modelo poroelástico de Krief combinado con Gassmann (modelo GK).

Supondremos que las hipótesis propuestas para el modelado de las velocidades en el intervalo de 35 metros, descrito en la sección 5.1, son válidas para toda la formación.

Utilizaremos los mismos datos que se usaron para el ajuste en el intervalo de 35 metros, pero esta vez extendidos para los 330 metros de la formación:

- Perfil litológico por grupos minerales y porosidad efectiva.
- Perfil de saturación de agua.
- Perfiles sónicos de onda compresional y de corte.
- Parámetros elásticos efectivos de cada grupo mineral y fluidos obtenidos durante el modelado en el intervalo de 35 metros de espesor.

5.2.1 Flujo de trabajo

El flujo de trabajo es similar al descrito en la sección 5.1.3 para el intervalo de 35 metros de espesor, con algunas pequeñas modificaciones en cada paso.

PASO 1: Definición de parámetros elásticos efectivos

Al igual que en la sección 5.1.3, necesitamos definir los parámetros elásticos efectivos de cada grupo mineral. Para eso sería necesario conocer la composición mineralógica de cada grupo para toda la formación y a partir de ella calcular los módulos elásticos efectivos de cada grupo en cada profundidad. Esa información se obtiene en laboratorio mediante difracción de rayos X por lo que está restringida al intervalo de 35 metros de espesor, de donde se extrajeron testigos coronas. Por este motivo utilizaremos los módulos elásticos efectivos de cada grupo mineral calculados durante el modelado en el intervalo previo.

Recordemos que, durante el análisis anterior, dividimos al intervalo de 35 metros en 7 ventanas o sub-intervalos, y en cada uno de ellos, calculamos los parámetros físicos efectivos (módulo de volumen, módulo de corte y densidad) de los grupos minerales de carbonatos, arenas y pirita, por lo que contamos con 7 valores para los parámetros físicos efectivos de esos grupos minerales (Tabla 5.1). En consecuencia, para tener un único valor

representativo, supondremos que los parámetros físicos efectivos de estos grupos minerales se mantienen constantes en toda la formación y vienen dados por el promedio simple de estos 7 valores. Consideramos válida esta aproximación dada la escasa dispersión de las propiedades físicas calculadas (Tabla 5.1)

Lo mismo para la saturación de hidrocarburos, contamos con un perfil de saturación de agua para toda la formación, pero desconocemos, de la saturación de hidrocarburos, la fracción de gas y petróleo. Se supondrá que la relación petróleo-gas se mantendrá constante en toda la formación, y se calcula a partir del promedio simple entre las 7 ventanas.

Los parámetros físicos del fluido efectivo se calculan de la misma forma que en la sección 5.1.3.

PASO 2: Ajuste del perfil de densidad. Inversión de la densidad efectiva del grupo de minerales de arcillas y querógeno.

A partir de los datos del perfil de densidad, y de los valores de densidad para los grupos minerales y fluidos calculados en el paso previo, se ajusta la densidad bulk y se calcula la densidad efectiva de las arcillas y del querógeno para cada profundidad a partir de un proceso de inversión similar al descrito en la sección 5.1.3, con una única diferencia, la densidad efectiva del grupo de minerales de arcillas y del querógeno se obtienen para cada profundidad, es decir “punto a punto”, y no para una ventana o sub intervalo. Esto permitirá un mejor ajuste del perfil de densidad.

La función de costo a minimizar en este caso viene dada por:

$$Q = \left(\frac{\rho_{b_i} - \rho_{c_i}}{\rho_{b_i}} \right)^2 \quad (5.5)$$

Siendo ρ_{b_i} la densidad bulk dada por el perfil a la profundidad i-ésima y ρ_{c_i} la densidad bulk calculada a la profundidad i-ésima.

Tanto el algoritmo de optimización como los rangos definidos para las densidades son los definidos en la sección 5.1.3.

PASO 3: Ajuste de los perfiles de velocidades sínicas. Inversión de los módulos elásticos efectivos del grupo de minerales de arcillas y querógeno.

El procedimiento de inversión es similar al de la sección 5.1.3, excepto por el hecho de que los módulos elásticos efectivos del grupo de minerales de arcillas y del querógeno se obtendrán para cada profundidad, es decir “punto a punto” y no para una ventana o sub-intervalo.

Los modelos directos a utilizar serán: el promedio de las cotas de HS, y el modelo poroelástico GK (este modelo requiere además la inversión del exponente A).

La función de costo a minimizar, se define para cada profundidad y viene dada por:

$$Q = \left(\frac{V_{p_i}^d - V_{p_i}^m}{V_{p_i}^d} \right)^2 + \left(\frac{V_{S_i}^d - V_{S_i}^m}{V_{S_i}^d} \right)^2 \quad (5.6)$$

siendo $V_{p_i}^d$ y $V_{S_i}^d$, las velocidades compresional y de corte a la profundidad i -ésima dada por el perfil sísmico, $V_{p_i}^m$ y $V_{S_i}^m$ las velocidades de onda compresional y de corte a la profundidad i -ésima calculadas con el modelo.

El algoritmo de optimización será el mismo que se venía utilizando, es decir *GlobalSearch*.

PASO 4: Cálculo de errores medios cuadráticos para cada modelo de velocidad (RMS) y análisis de sensibilidad.

Obtenidos los parámetros elásticos efectivos del grupo de minerales de arcillas y querógeno, y el exponente A del modelo GK, se calculan las velocidades compresional y de corte del modelo, se cuantifica la calidad del ajuste a partir del cálculo del error medio cuadrático (RMS) y del coeficiente de correlación (R) y se realiza un breve análisis de sensibilidad para las velocidades.

5.2.2 Análisis de los resultados

Las fracciones volumétricas de las distintas fases que componen la formación presentan grandes variaciones dentro de la misma. La fracción volumétrica del grupo de minerales de arcillas varía entre un 5% y un 60%, la fracción volumétrica de querógeno entre un 1% y un 23% y la porosidad efectiva entre un 1% y un 15%.

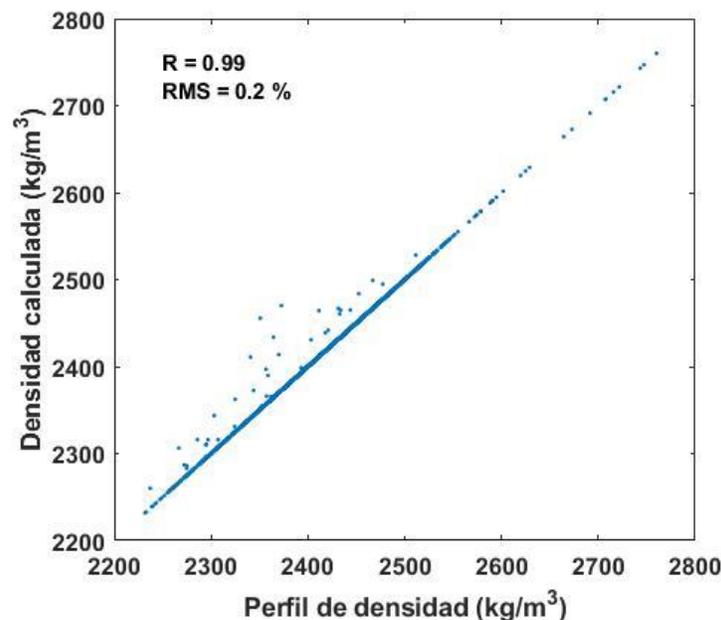


Figura 5.11: Crossplot densidad calculada versus perfil de densidad. Se muestra además el error RMS y el coeficiente de correlación R del ajuste logrado.

La Figura 5.11 muestra la correlación (R) y el RMS obtenido para el perfil de densidad. Como se observa el ajuste es muy bueno, con un coeficiente de correlación cercano a 1 y un RMS de 0.2%. Las densidades obtenidas para el grupo de minerales de arcillas y querógeno muestran grandes variaciones dentro del intervalo, entre $1700\ kg/m^3$ y $3200\ kg/m^3$ para las arcillas y entre $1200\ kg/m^3$ y $1800\ kg/m^3$ para el querógeno, estas

variaciones pueden observarse en la Figura 5.12. Con una densidad promedio de 2300 kg/m^3 y 1300 kg/m^3 respectivamente.

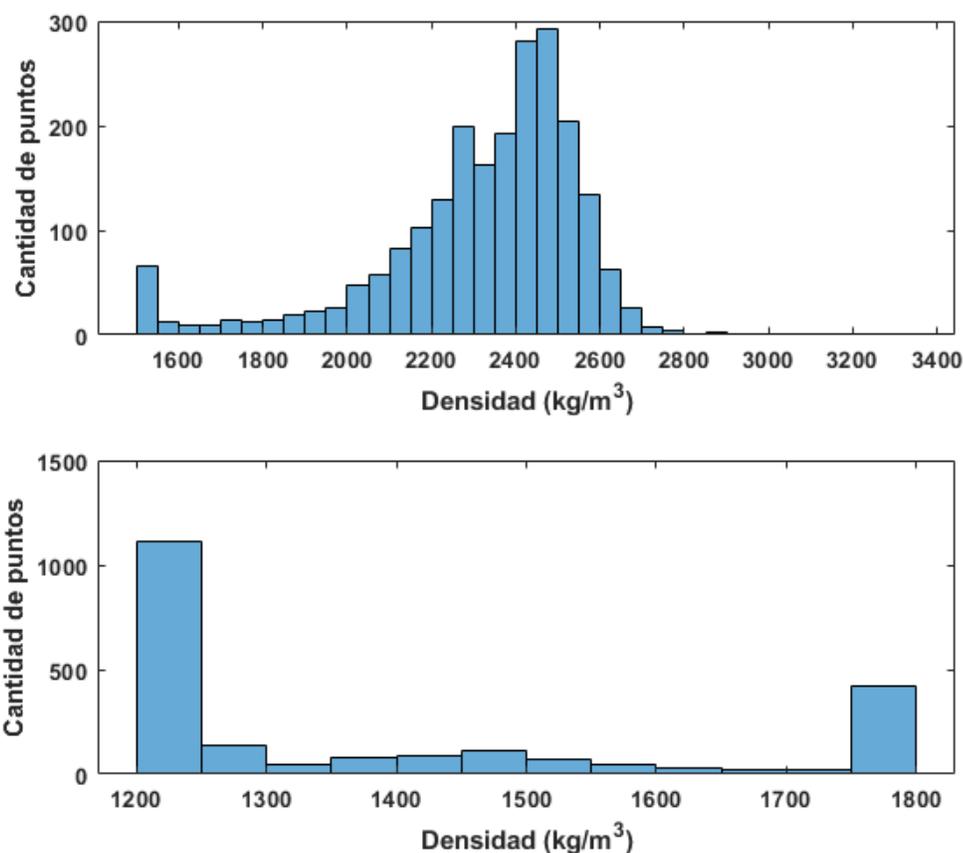


Figura 5.12: Histogramas de las densidades efectivas del grupo de minerales de arcillas y del querógeno.

En las Figuras 5.13 y 5.14 se muestran el ajuste de las velocidades para ambos modelos (HS y GK). Ambos resultados muestran alto coeficiente de correlación cercano a 1 y un bajo RMS inferior a 1.02%. El ajuste con el modelo HS presenta mayor dispersión en los resultados que el modelo GK y un RMS superior para ambas velocidades.

Se obtuvo que los módulos elásticos efectivos del grupo de minerales de arcillas varían, a lo largo de la formación, entre los 8 GPa y los 36 GPa. Mientras que los módulos del querógeno presentan variaciones en el rango de los 2 GPa a los 9 GPa. Estas variaciones se muestran en la tabla 5.6 mediante el cálculo de los desvíos estándar.

<i>HS</i>				<i>GK</i>			
<i>Arcillas</i>		<i>Querógeno</i>		<i>Arcillas</i>		<i>Querógeno</i>	
<i>K</i>	μ	<i>K</i>	μ	<i>K</i>	μ	<i>K</i>	μ
8.5	4.9	1.9	0.6	8.3	3.6	1.6	0.3

Tabla 5.6: Desvíos estándar, en GPa, de los módulos elásticos efectivos del grupo de minerales de arcillas y querógeno obtenidos durante el proceso de inversión numérica.

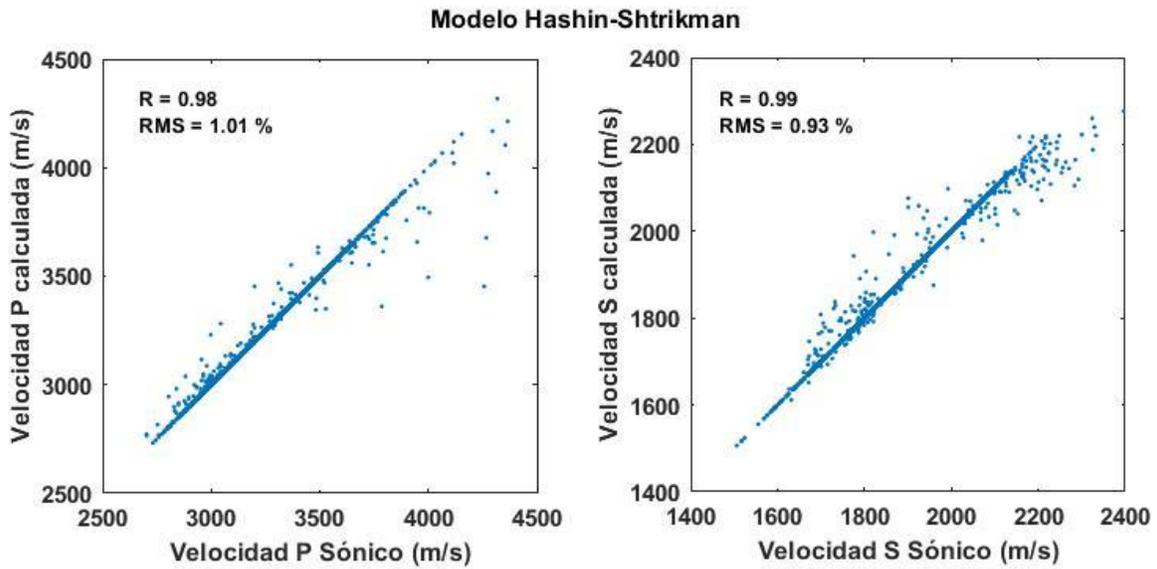


Figura 5.13: Crossplot de las velocidades con el modelo HS y los perfiles sónicos. Izquierda, velocidad P calculada versus velocidad P del perfil. Derecha, velocidad S calculada versus velocidad S del perfil.

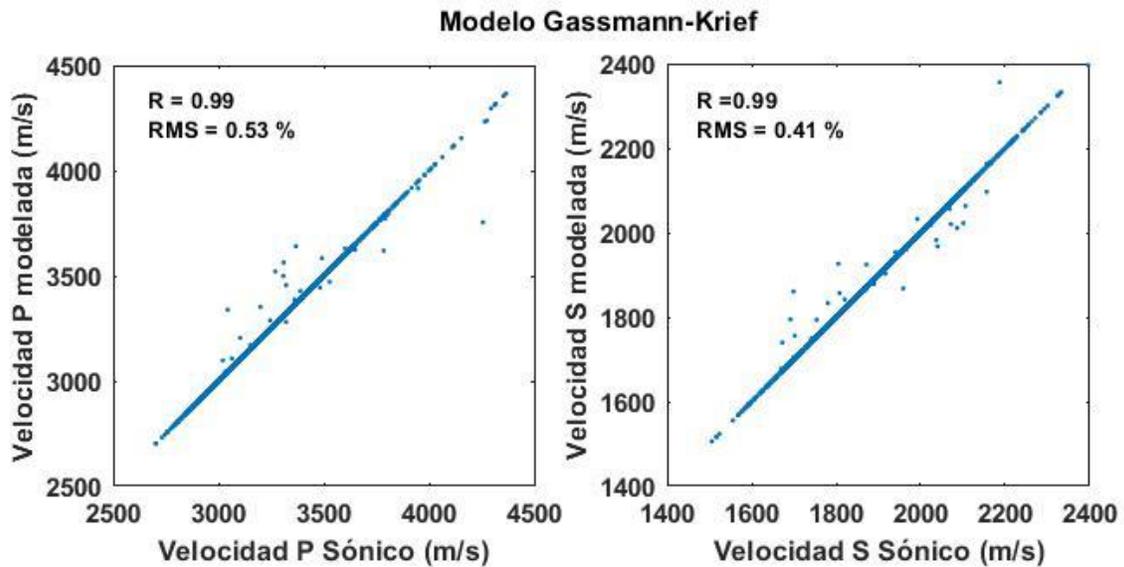


Figura 5.14: Crossplot de las velocidades con el modelo GK y los perfiles sónicos. Izquierda, velocidad P calculada versus velocidad P del perfil. Derecha, velocidad S calculada versus velocidad S del perfil.

Clay	Ker	0%	+10%	+30%	+50%	+70%
0%		1.01	1.11	1.61	2.15	2.64
+10%		1.42	1.75	2.43	3.04	3.58
+30%		3.04	3.46	4.24	4.90	5.47
+50%		4.62	5.09	5.92	6.62	7.22
+70%		6.07	6.57	7.45	8.19	8.82
Clay	Ker	0%	-10%	-30%	-50%	-70%
0%		1.01	1.15	2.12	3.86	6.68
-10%		1.52	1.86	2.92	4.59	7.30
-30%		3.83	4.16	5.06	6.46	8.79
-50%		6.95	7.20	7.88	8.93	10.76
-70%		11.11	11.27	11.7	12.36	13.53

Tabla 5.7: Análisis del error RMS de la onda P (en verde), para el modelo HS, a los cambios en los parámetros elásticos del grupo de minerales de arcillas y del querógeno.

Clay	Ker	0%	+10%	+30%	+50%	+70%
0%		0.93	1.07	1.61	2.17	2.66
+10%		1.35	1.71	2.43	3.05	3.59
+30%		3.02	3.46	4.25	4.92	5.49
+50%		4.64	5.12	5.96	6.66	7.26
+70%		6.12	6.63	7.51	8.25	8.87
Clay	Ker	0%	-10%	-30%	-50%	-70%
0%		0.93	1.04	2.04	3.84	6.78
-10%		1.52	1.85	2.91	4.61	7.42
-30%		3.94	4.26	5.15	6.56	8.98
-50%		7.16	7.41	8.08	9.15	11.03
-70%		11.72	11.94	12.53	13.44	15.06

Tabla 5.8: Análisis del error RMS de la onda S (en verde), para el modelo HS, ante los cambios en los parámetros elásticos del grupo de minerales de arcillas y del querógeno.

La sensibilidad de las velocidades de onda P y onda S, modelada con HS, frente las variaciones de los módulos elásticos efectivos del grupo de minerales de arcillas y querógeno se muestran en las tablas 5.7 y 5.8. El 0% representa los valores de los módulos elásticos efectivos obtenidos mediante el proceso de inversión, es decir, aquellos que mejor ajustan las velocidades. En rojo se muestran las variaciones porcentuales de los parámetros elásticos efectivos del querógeno respecto de dicho valor. En negro, se muestran las variaciones porcentuales de los parámetros elásticos efectivos del grupo de minerales de arcillas respecto del valor obtenido en la inversión.

Puede apreciarse que ambas velocidades son más sensibles a los cambios porcentuales en los módulos elásticos de las arcillas que respecto a los cambios porcentuales en los módulos elásticos del querógeno.

Notar que el incremento en el error RMS es mayor cuando los módulos elásticos, tanto del grupo de minerales de arcillas como del querógeno, decrecen. Por lo tanto si se desconocen los parámetros elásticos de estos grupos, a la hora de elegir un valor para los mismos es preferible sobreestimarlos.

Las velocidades de onda compresional y de corte para el modelo GK muestran resultados similares a los de las tablas 5.7 y 5.8, por lo cual, sus tablas respectivas no son presentadas.

El exponente de Krief presenta valores entre 5.5 y 10, con un promedio de 8.7, siendo consistente con el valor encontrado por [Carcione et al. \(2011\)](#) para otras shales orgánicas.

Dado que las velocidades se ven poco afectadas, variaciones de alrededor de un 5%, si los parámetros elásticos de las arcillas y del querógeno varían poco (menos de un 30%) respecto de su valor ideal obtenido durante la inversión, se calcularon los valores promedios de los mismos para cada modelo (en el caso de GK también se calculó el promedio del exponente) y se cuantificó el ajuste logrado. Para el modelo HS se obtuvo para las arcillas un módulo de volumen de 14 GPa y un módulo de corte de 9.3 GPa, para el querógeno un módulo de volumen de 4.8 GPa y 3.2 GPa para el módulo de corte, y un RMS en el ajuste de las velocidades de 5.72% para velocidad P y 6.24% para velocidad S.

Para el modelo GK los promedios obtenidos fueron 16 GPa y 12 GPa (arcillas), 5.18 GPa y 3.1 GPa (querógeno) y 8.73 para el exponente, logrando un RMS de 6.55% y 6.69% para velocidad P y S respectivamente. Cabe destacar que los módulos elásticos obtenidos para cada modelo son muy similares.

Con estos simples modelos obtuvimos un muy buen ajuste, inferior al 5%, de las velocidades sísmicas y una caracterización elástica local para el pozo de estudio, obteniendo valores representativos para Vaca Muerta (Tabla 5.9), sin necesidad de modelar o realizar hipótesis complejas sobre la microestructura de la roca.

	Arcillas	Querógeno	Carbonatos	Arenas	Pirita
$K(GPa)$	14 - 16	4.8 – 5.2	72.2	48.9	143
$\mu(GPa)$	9 – 12	3.1 – 3.2	32.75	33.2	121
$\rho(kg/m^3)$	2300	1300	2735	2656	4870

Tabla 5.9: Parámetros físicos efectivos para los grupos minerales y querógeno en todo el intervalo de la formación Vaca Muerta. Para el grupo de minerales de arcillas y querógeno se presentan los rangos de variación definidos por los valores obtenidos del proceso de inversión con los modelos HS y GK.

Capítulo 6. Conclusiones

En el presente trabajo se utilizaron diferentes modelos de física de rocas para modelar el comportamiento elástico y ajustar velocidades ultrasónicas y sónicas en un pozo de la formación Vaca Muerta. Con ese objetivo se procedió a la calibración de diferentes modelos isotropos a partir del uso de datos de laboratorio y perfiles de pozo, lo que además incluyó procedimientos de inversión paramétrica.

Como estudio preliminar se realizó un análisis comparativo de los distintos modelos sobre siete muestras de pozo, utilizando únicamente información de estudios de laboratorio, arrojando las siguientes conclusiones:

- El modelo de Hill y el modelo Hashin-Shtrikman mostraron un buen ajuste de las velocidades ultrasónicas con un error RMS inferior al 8% para ambas velocidades.
- El modelo Kuster y Toksöz con inclusiones esféricas mostró una sobrestimación de las velocidades, con un RMS superior al 30%, resultando poco adecuado para aplicarlo en este contexto, por lo que no fue utilizado posteriormente para el modelado en todo el pozo.
- Los modelos Poroelásticos de Krief, Goldberg and Gurevich y de Porosidad Crítica combinados con la teoría de Gassmann mostraron resultados en el ajuste de las velocidades con errores RMS inferiores al 6%.
- Para el conjunto de muestras se obtuvo una porosidad crítica del 20.6%, resultando ser un valor demasiado bajo, por lo que su significado petrofísico no es concluyente.
- En cuanto al modelo de Krief se obtuvo un exponente $A = 6.02$, muy consistente con los valores reportados por otros autores para otras shales orgánicas del mundo.
- El modelo de Goldberg and Gurevich no mostró una mejora respecto del modelo de Krief, pese a tener en cuenta la fracción de arcillas y depender de un parámetro adicional.
- La teoría de Gassmann, aun siendo en rigor válida en el rango de bajas frecuencias, arrojó buenos resultados en el ajuste de las velocidades ultrasónicas al combinarla con los modelos poroelásticos de matriz seca.

Luego, en base a estos resultados, se combinaron los datos de laboratorio con los perfiles de pozo para ajustar las velocidades sónicas y, mediante un proceso de inversión, se determinaron los parámetros físicos del grupo de minerales de arcillas y del querógeno en un intervalo de 35 metros de espesor de la formación Vaca Muerta. De los resultados obtenidos, las conclusiones son:

- El modelo de Kuster y Toksöz y el de Porosidad Crítica, como consecuencia de los resultados preliminares, no fueron tenidos en cuenta para el modelado de las velocidades sónicas.
- Se ajustó el perfil de densidad con un error RMS del 15%.
- Las densidades obtenidas para el grupo de minerales de arcillas presentan variaciones dentro del intervalo, con valores razonables comparados con los reportados en la bibliografía.
- La densidad del querógeno, se mantiene casi constante, excepto en la primera ventana del intervalo. Sus valores son poco consistentes con los reportados en la bibliografía

por lo que su validez debería corroborarse, repitiendo este estudio para una mayor cantidad de datos y en otros pozos, o mediante estudios en laboratorio lo que en general es dificultoso.

- El ajuste de las velocidades sísmicas obtenido con los tres modelos (HS, GK y GG) fue muy bueno, con errores RMS por debajo del 5% en todos los casos. Permittiéndonos afirmar que el modelo de baja frecuencia de Gassmann fue aplicado con éxito en combinación con los modelos de Krief y Goldberg and Gurevich para el ajuste de las velocidades sísmicas con los modelos
- Los módulos elásticos de las arcillas obtenidos con los tres modelos muestran resultados razonables y coherentes con los reportados en la bibliografía.
- Se observó cierta correlación entre los módulos elásticos del grupo de minerales de arcillas obtenidos mediante el modelo HS y el volumen poral no conectado, que como primera aproximación puede asociarse a la porosidad de las arcillas, siendo este resultado de carácter preliminar.
- Los valores de las propiedades físicas del querógeno obtenidos con los distintos modelos propuestos consideramos que son 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, por lo que el estudio debería ampliarse a un número mayor de datos y a otros pozos.
- Como en el análisis preliminar, se observó que el modelo de Goldberg and Gurevich no mostró mejoras con respecto al modelo de Krief, a pesar de requerir la calibración de un coeficiente adicional.

En función de estos resultados se extendieron algunos de los modelos para todo el espesor de la formación Vaca Muerta, con el objetivo de ajustar las velocidades sísmicas a una escala mayor. A su vez, para analizar cómo se comportan las mismas en función de los parámetros elásticos del grupo de minerales de arcillas y del querógeno se realizó un análisis de sensibilidad, concluyendo que:

- El modelo GG no se utilizó por no mostrar mejores resultados respecto al modelo GK.
- Se obtuvo un ajuste del perfil de densidad con un coeficiente de correlación cercano a 1 y un error RMS del 1%.
- Se determinaron densidades efectivas para Vaca Muerta, siendo 2300 kg/m^3 para el grupo de minerales de arcillas y 1300 kg/m^3 para el querógeno.
- El ajuste de las velocidades con los modelos HS y GK mostraron un coeficiente de correlación cercano a 1 y errores RMS debajo del 1% para ambos modelos.
- El modelo de HS presenta mayor dispersión y en consecuencia mayor error RMS en el ajuste de las velocidades sísmicas.
- Se realizó un análisis de sensibilidad para las velocidades de onda, mostrando que una variación de un 30% en los parámetros elásticos del grupo de minerales de arcillas y del querógeno, respecto de los valores ideales obtenidos en la inversión, generan un error RMS de alrededor de 5% en el ajuste de las velocidades sísmicas.
- También se concluyó que los errores RMS son mayores si se subestiman los valores de los parámetros elásticos que si se los sobreestiman, con respecto al valor ideal.

- Se obtuvieron parámetros elásticos efectivos para el grupo de minerales de arcillas y del querógeno para todo el espesor de la formación Vaca Muerta, siendo muy similares entre sí para ambos modelos.
- Se utilizaron estos parámetros elásticos efectivos para calcular las velocidades sísmicas y se obtuvieron errores RMS cercanos al 6% para ambos modelos.

Como conclusión general de esta Tesis de Grado podemos destacar que mediante los procedimientos descritos se logró un buen ajuste de las velocidades y una caracterización elástica local de Vaca Muerta sin necesidad de introducir hipótesis sobre la microestructura de la roca (es decir, sobre el arreglo de minerales, la geometría de los micro y nano poros o sus relaciones de aspecto). A pesar de la simplicidad de los modelos utilizados, concluimos que tanto el modelo de HS basado en EMT como el modelo semi-empírico de Krief combinado con la teoría de Gassmann con una calibración adecuada son útiles para el modelado de las velocidades en la formación Vaca Muerta o en otras margas y lutitas orgánicas. No obstante, cabe señalar que de contar con información petrofísica más detallada, los modelos conceptuales utilizados podrían ser reformulados y refinados.

Los modelos de física de rocas presentados y calibrados en este estudio pueden ser de utilidad para diversas aplicaciones tales como estimación de coeficientes geomecánicos (dinámicos), modelado de impedancias elásticas, sustitución de fluidos y sólidos, cálculo de sismogramas sintéticos y otros atributos de interés, en tanto los efectos de anisotropía puedan despreciarse.

Referencias citadas

Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., Montenegro, S., Moreno, M., 2013. "Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/OilPlays de EEUU": SPE International.

Batzle, M. and Wang, Z., 1992. "Seismic properties of pore fluids". *Geophysics*, 57, 1396–1408.

Berryman, J.G., 1980. "Long-wavelength propagation in composite elastic media". *J. Acoust. Soc. Am.*, 68, 1809–1831.

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.

Fluid Properties calculator online.
<https://www.crewes.org/ResearchLinks/ExplorerPrograms/FIProp/index.html>

Gassmann, F., 1951. "Über die elastizitätporöser 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., 1986. "Effects of Porosity and Clay Content on Acoustic Properties of Sandstones and Unconsolidated Sediments". Ph.D. dissertation, Stanford University.

Han, D.-H., Nur, A., and Morgan, D., 1986. "Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones". *Geophys.*, 51, 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 and 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.

- Kuster, G.T. and Toksöz, M.N., 1974. "Velocity and attenuation of seismic waves in two phase media". *Geophys.*, 39, 587–618.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K. and Stankiewicz, A, 2011. "Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation", *Oilfield Review Summer 2011*: 23, no. 2.
- 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.
- Nur, A, Marion, D., and Yin, H., 1991. "Wave velocities in sediment. In *Shear Waves in Marine Sediments*", ed. J.M. Hovem, M.D. Richardson, and R.D. Stoll Dordrecht Kluwer Academic Publishers, pp. 131-140.
- Nur, A., Mavko, G., Dvorkin, J., and Gal, D., 1995. "Critical porosity: the key to relating physical properties to porosity in rocks". In *Proc. 65th Ann. Int. Meeting, Soc. Expl. Geophys.*, vol. 878. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists.
- 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.
- Panizza, G., Ravazzoli, L. C., 2019. "An efficient Rock-physics workflow for modeling and inversion in anisotropic organic-shales". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 180, 1101-1111.
- Perez, M. 2013. "Seismic modelling of unconventional reservoir", *CSEG Recorder*, Abril 2015, 54-62.
- Pickett, G.R., 1963. "Acoustic character logs and their applications in formation evaluation". *J. Petrol. Technol.*, 15, 650–667.
- 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 XXVIII Reunión Científica de la AAGG, La Plata, 17-21 de Abril de 2017*(res. Exp. 4 pags.). Libro de Resúmenes, pag.84.
- Raymer, L.L., Hunt, E.R., and Gardner, J.S., 1980. "An improved sonic transit time-to-porosity transform". *Trans. Soc. Prof. Well Log Analysts, 21st Annual Logging Symposium, Paper P.*

Robles D. 2012. "Sobre el hallazgo de Vaca Muerta, su origen y la terminología usada incorrectamente". *Petrotecnia*, 40-42, agosto 2012.

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 Lev and Charles Landis, 1996. "Elastic Anisotropy of Source Rocks: implications for Hydrocarbon Generation and Primary Migration". *AAPG Bulletin*, V. 80, No. 4 (April 1996), P. 531–544.

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.

Wang Z., Wang H., Michael E.Cates, 2001. "Effective elastic properties of solid clays". *Geophysics*, Vol. 66, NO 2

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 self-resourcing reservoirs", *Geophysics*, 78(4), D223-D235.

Agradecimientos

Deseamos expresar nuestro agradecimiento al Dr. Juan Carlos Soldo (ex YPF Tecnología) por facilitarnos el acceso al conjunto de datos utilizados en esta tesis, bajo condición de confidencialidad.

Agradezco a mi familia y a mis amigos por acompañarme durante toda esta etapa.

A mi directora, Claudia Ravazzoli, por el esfuerzo, el tiempo dedicado y por su guía durante todo este trabajo de Tesis.