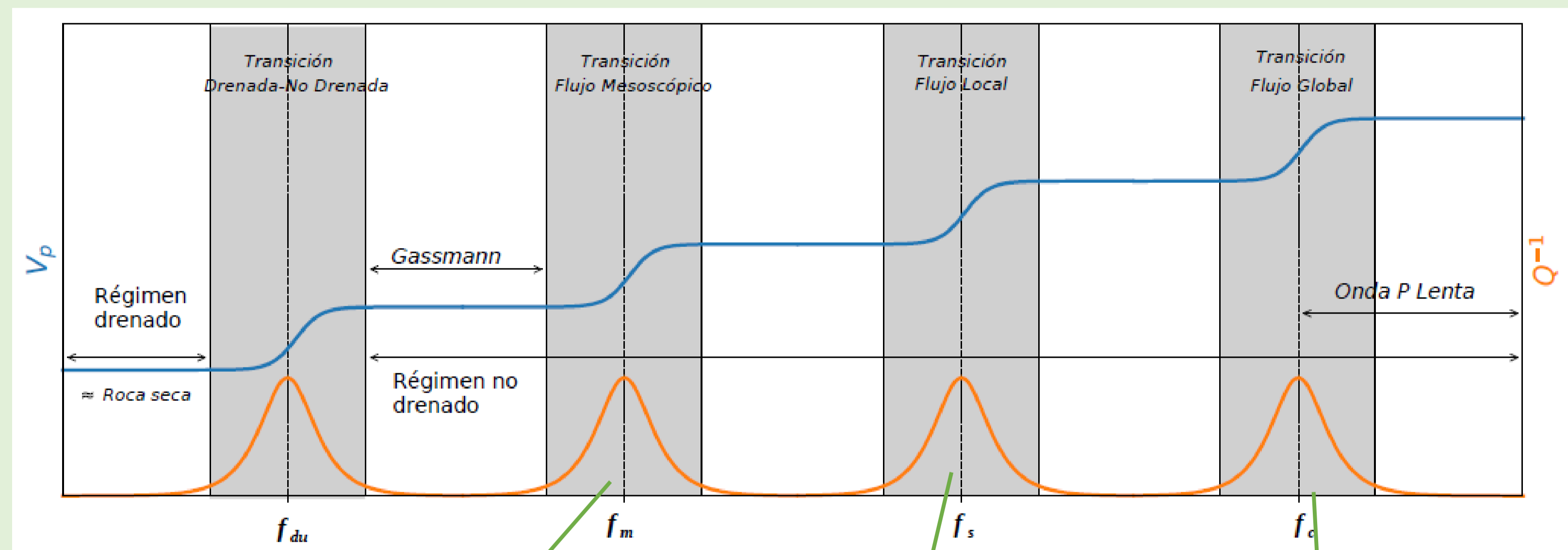


Dr. Guido Panizza<sup>(1)</sup>; Dra. Claudia L. Ravazzoli<sup>(2)(3)</sup>; Dr. Emilio Camilión<sup>(1)</sup>

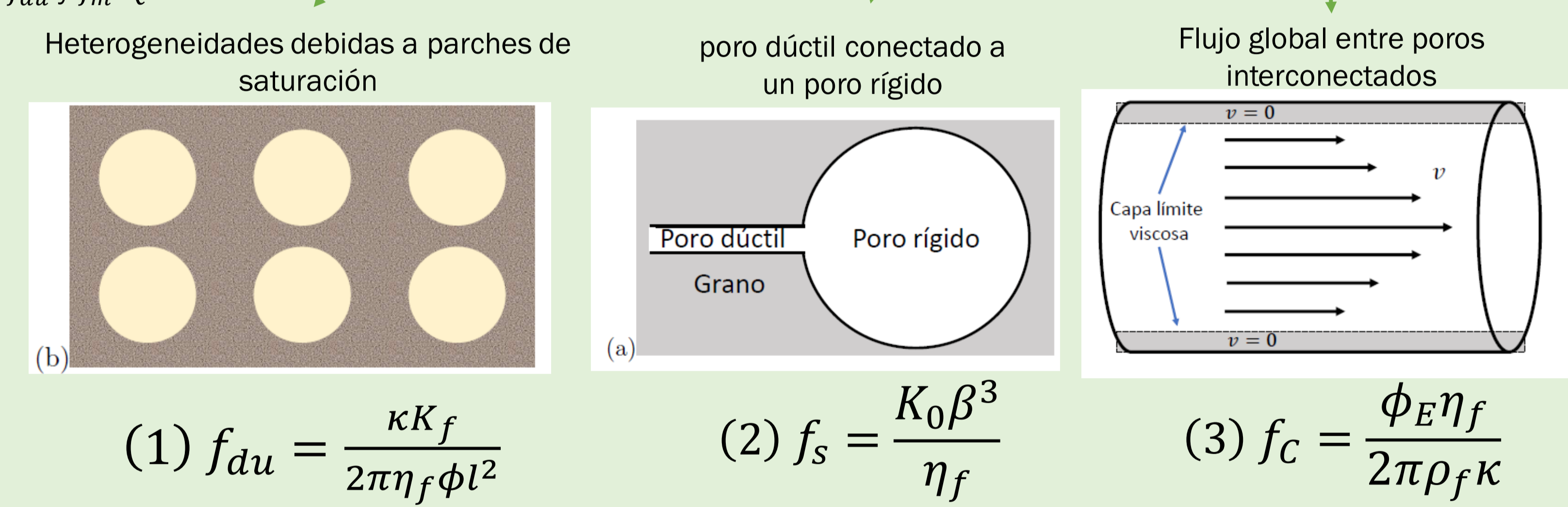
(1) YPF Tecnología S.A. (Y-TEC)  
(2) Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas (UNLP)  
(3) CONICET

### RESUMEN

Las rocas del subsuelo resultan ser medios disipativos debido a que las ondas sísmicas que las atraviesan sufren decaimiento exponencial de su amplitud (atenuación) y además exhiben cambios en la velocidad de propagación con la frecuencia (dispersión) [Ravazzoli, 1995; Müller et al., 2010]. Las causas físicas de estos fenómenos son variadas y su estudio es aún un tema de sumo interés en la comunidad geofísica. Se sabe que pueden deberse a procesos elásticos (como divergencia esférica o efectos de diseminación) o bien anelásticos en los que la energía de la onda se convierte en calor [Klimentos y McCann, 1990], en cuyo caso se los denomina intrínsecos. Entre los procesos anelásticos intrínsecos están los debidos a la inelasticidad propia de la matriz sólida (por ej. fricción intergranular) y aquellos asociados a la presencia de fluidos viscosos en el espacio poroso de las rocas, los cuales causan atenuación y dispersión



Esquema conceptual de los cambios en la velocidad de onda P (curva azul) y de la atenuación (curva naranja) con la frecuencia. Se observan las frecuencias relativas a las que se producen las transiciones entre los distintos mecanismos dispersivos,  $f_{du}$ : transición drenada-no drenada,  $f_m$ : frecuencia característica del fenómeno de flujo mesoscópico,  $f_s$ : frecuencia característica del flujo local,  $f_c$ : frecuencia característica del flujo global (gentileza del Dr. Emilio Camilión, inspirado en la Figura 1 de Pimienta et al. [2016]). La fórmula de Gassmann es válida en el intervalo comprendido entre  $f_{du}$  y  $f_m$ .  $Q^{-1}$  indica la inversa del factor de calidad.



Para los principales mecanismos causantes de fenómenos dispersivos en medios porosos saturados pueden calcularse las frecuencias características de ocurrencia en función de las propiedades de la roca bajo estudio. Según la bibliografía de referencia la dispersión y atenuación en shales puede explicarse por dos mecanismos principalmente, estos son:

1. La anelasticidad intrínseca de la shale, o bien, de algunos de sus constituyentes como por ej. materia orgánica (querógeno) y de las arcillas Carcione [2000b]; Ciz y Shapiro [2007]; Sone y Zoback [2013b]. Si consideramos la shale rellena por un sólido viscoelástico (por ej. querógeno o un petróleo pesado) este mecanismo recibe el nombre de shear relaxation.
2. El denominado clay squirt flow en el que las ondas que pasan comprimen la arcilla blanda e inducen un flujo local entre los microporos de la arcilla y los macroporos de la roca [Best y McCann, 1995].

También se ha mencionado el mecanismo de flujo de mesoescala como posible causante de la atenuación y dispersión, pero debido a su poca evidencia experimental no se considerará un mecanismo fundamental. Sin embargo, podría ser importante en presencia de shales fracturadas [Delle Piane et al., 2014]. A pesar de los antecedentes aquí expuestos, algunos autores consideran poco significativa la dispersión y atenuación en shales por lo que la desprecian [Dellinger y Vernik, 1994]. En efecto, en un esfuerzo por cuantificarlas, recientemente Omovie et al. [2022] realizaron un análisis estadístico basado en un gran número de mediciones de laboratorio, datos de perfiles y estimaciones teóricas. A partir de este estudio, realizado sobre cuatro formaciones diferentes y considerando diferentes estados de esfuerzos, encontraron que la dispersión intrínseca relacionada con fluidos no es significativa. Estas conclusiones demuestran que no hay un total acuerdo en la literatura sobre la importancia de los efectos dispersivos en shales y que el tema ciertamente requiere más trabajo experimental y teórico.

### CONCLUSIONES

El análisis de los mecanismos de dispersión arrojó que para las ondas P en el rango sónico-ultrasónico en la fm. Margas Verdes la dispersión es despreciable pero no así en la fm. Pampa Rincón. Respecto a las ondas S en el mismo rango de frecuencias la dispersión es significativa en ambas formaciones. Esto puede deberse a la presencia de micro y meso fracturas las cuales podrían ser también las causantes de los derrumbes en ambos pozos en la fm. Pampa Rincón. Los mismos efectos pueden deberse también a la presencia de regiones de heterogeneidades de mesoescala como, por ejemplo, parches de saturación. Ante la ausencia de heterogeneidades, sin embargo, sería esperable que no hubiera dispersión en el rango sónico-ultrasónico. Con lo cual, podría usarse un modelo tipo Gassmann en todo el rango de frecuencias. La explicación física de esta ausencia de dispersión sería que todos los mecanismos clásicos de dispersión y atenuación, para shales consolidadas, ocurrirían a frecuencias demasiado altas, aún más altas que el ultrasonido o bien a frecuencias demasiado bajas.

### Modelo Poroelástico (Gassmann con relleno sólido + PDA)

[Panizza G., 2023]

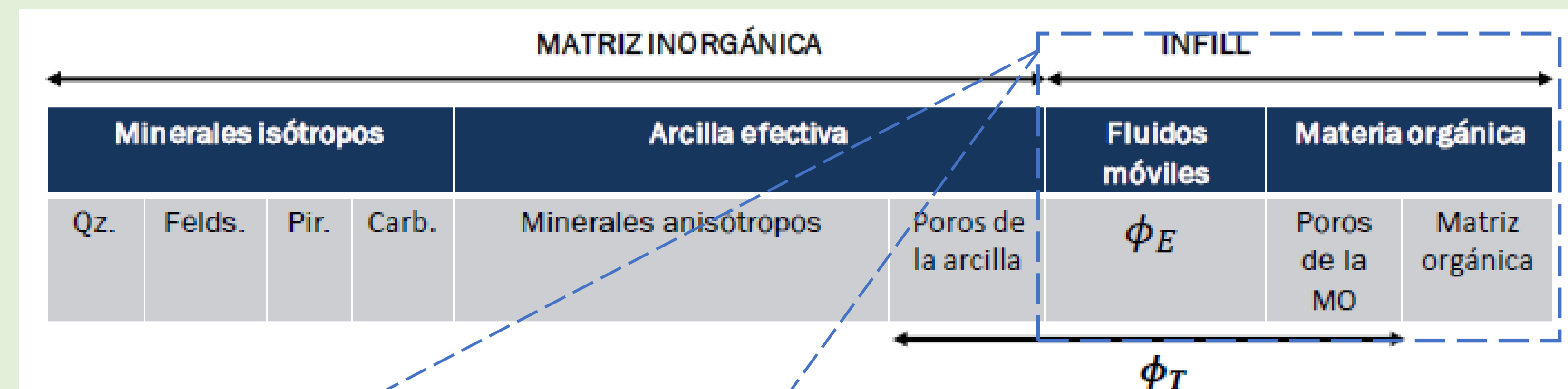
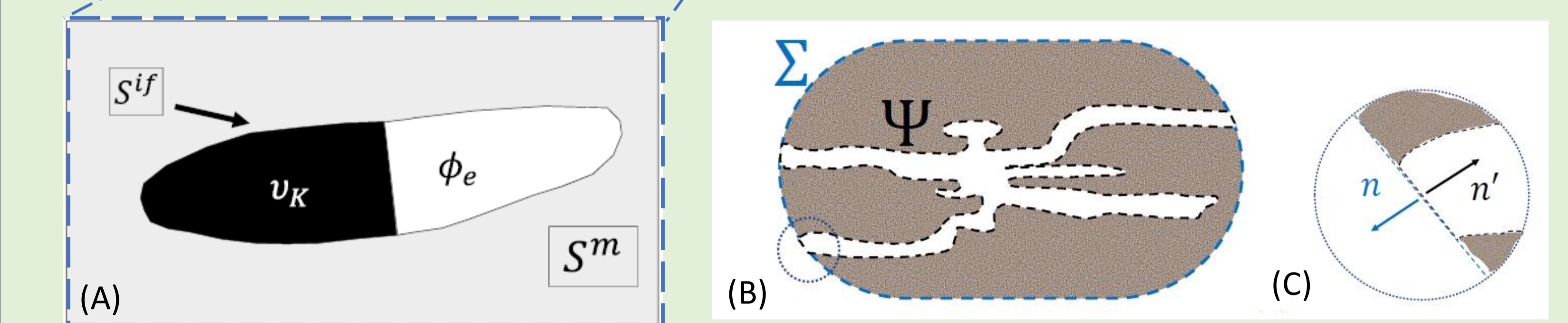
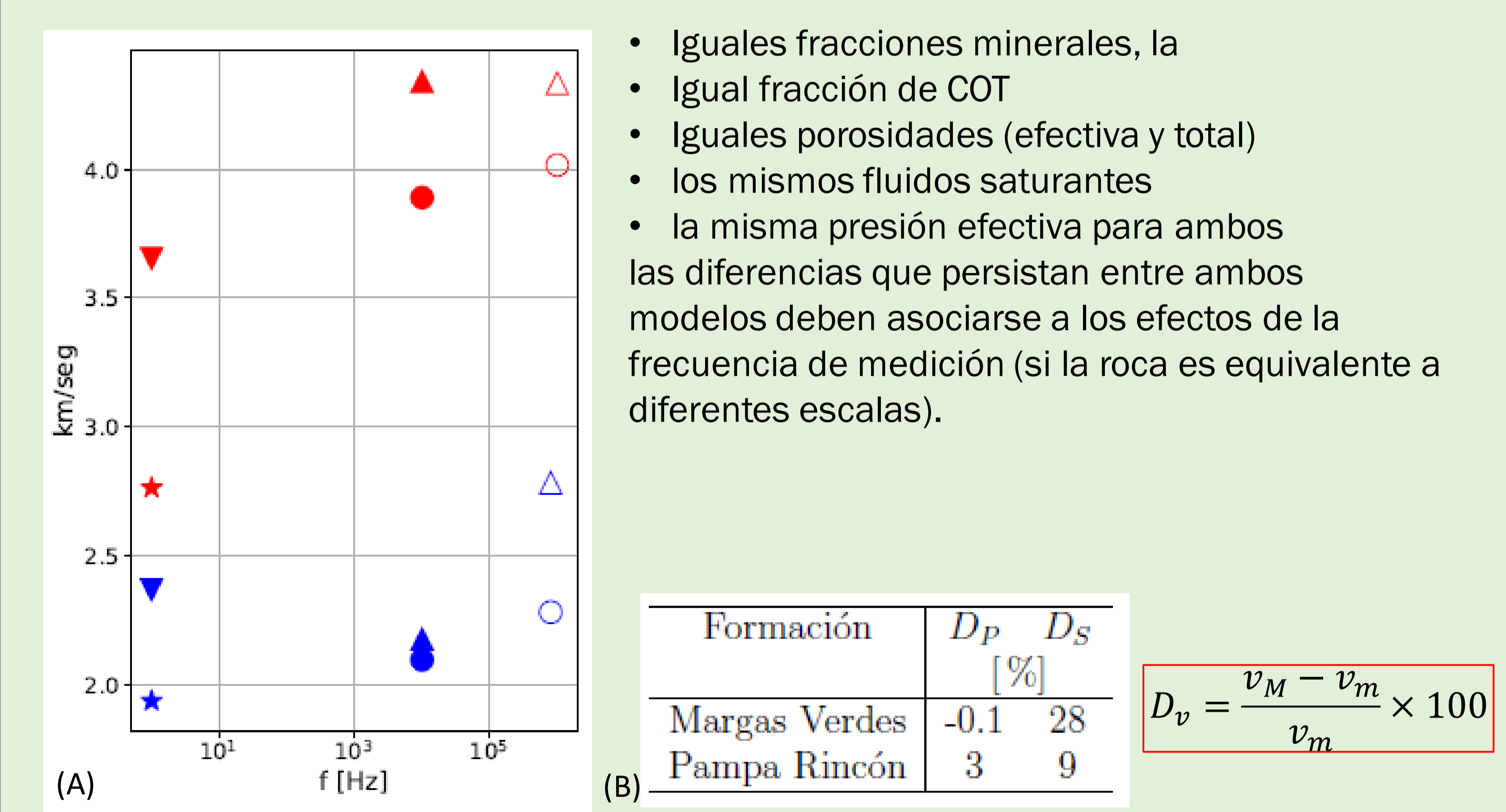


Diagrama conceptual completo de la shale, donde pueden observarse cómo se consideran los diferentes volúmenes y porosidades



(A) Fábrica esquemática de la roca compuesta para el modelo de shale con relleno sólido y fluido.  $S_{if}$  es la compliancia del relleno, mientras que  $S_m$  es la compliancia de la matriz. Los poros se consideran totalmente saturados por una mezcla de querógeno/fluidos libres. (B) Roca con porosidad interconectada. En (B) se observan las superficies  $\Sigma$  y  $\Psi$ , siendo la primera la que envuelve a la roca y sella los poros, y la segunda la superficie del espacio poral. La figura (C) es una ampliación (indicado en (B) con una circunferencia en el extremo inferior izquierdo) de una región donde la superficie  $\Sigma$  coincide con la superficie  $\Psi$ , que muestra que las normales a ambas superficies son opuestas en estos puntos, es decir  $n_j = -n_j$ .

Para poder analizar los efectos dispersivos sobre las predicciones del modelado, debemos excluir primero los efectos de los fluidos saturantes y de la presión efectiva. Para ello, se considerará una roca promedio como representativa de la formación en la región de la corona para el modelo de pozo y para el modelo de laboratorio. Es decir, se toman:



(A) Velocidades de onda P (en rojo) y de onda S (en azul) para la fm. Pampa Rincón (círculos y estrellas) y para la fm. Margas Verdes (triángulos). A 0 Hz se grafican las velocidades invertidas de las mediciones estáticas (triángulos hacia abajo y estrellas), a 104 Hz se grafican las estimaciones del modelo de pozo (círculos y triángulos hacia arriba rellenos) mientras que a  $f = 1 \times 10^6$  Hz se grafican las velocidades de laboratorio ( $f = 1 \times 10^6$  Hz para ondas P y  $f = 0.8 \times 10^6$  Hz para ondas S). El hecho de que la fm. Margas Verdes no presente dispersión apreciable en el rango sónico-ultrasónico para las ondas P nos motivó a realizar el análisis sobre la fm. Pampa Rincón. (B) Porcentaje de dispersión por formación y para cada modo de propagación ( $D_P$ : onda P y  $D_S$ : onda S).

Los cálculos hechos usando las ecuaciones (1), (2) y (3) arrojan los siguientes valores de frecuencias características.

$f_{du} = 6.5 \times 10^{-4}$  Hz → Demasiado baja para el rango sónico-ultrasónico  
 $f_c = 95 \times 10^2$  Hz → Demasiado alta para el rango sónico-ultrasónico  
 $f_s = [10^3 - 10^6]$  Hz → Dentro del rango sónico-ultrasónico

### Referencias

Ravazzoli, C. L., 1995, Modelado de fenómenos de propagación de ondas en medios disipativos: Ph.D. thesis, Universidad Nacional de La Plata.  
Müller, T. M., Gurevich, B., y Lebedev, M., 2010, Seismic wave attenuation and dispersion resulting from wave-induced flow in porous rocks—a review: Geophysics, 75, no. 5, 75A147–75A164.  
Klimentos, T., y McCann, C., 1990, Relationships among compressional wave attenuation, porosity, clay content, and permeability in sandstones: Geophysics, 55, no. 8, 998–1014.  
Carcione, J. M., 2000b, A model for seismic velocity and attenuation in petroleum source rocks: Geophysics, 65, no. 4, 1080–1092.  
Ciz, R., y Shapiro, S. A., 2007, Generalization of Gassmann equations for porous media saturated with a solid material: Geophysics, 72, no. 6, A75–A79.  
Sone, H., y Zoback, M. D., 2013b, Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks—part 2: Ductile creep, brittle strength, and their relation to the elastic modulus: Geophysics, 78, no. 5, D393–D402.  
Best, A. I., y McCann, C., 1995, Seismic attenuation and pore-fluid viscosity in clay-rich reservoir sandstones: Geophysics, 60, no. 5, 1386–1397.  
Delle Piane, C., Sarout, J., Madonna, C., Saenger, E. H., Dewhurst, D. N., y Raven, M., 2014, Frequency-dependent seismic attenuation in shales: Experimental results and theoretical analysis: Geophysical Journal International, 198, no. 1, 504–515.  
Dellinger, J., y Vernik, L., 1994, Do traveltimes in pulse-transmission experiments yield anisotropic group or phase velocities?: Geophysics, 59, no. 11, 1774–1779.  
Omovie, S. J., Myers, M., y Castagna, J. P., 2022, Acoustic dispersion in low permeability unconventional reservoir rocks and shales at in situ stress conditions: Minerals, 12, no. 10, 1180.  
PANIZZA, G. O. Calibración de modelos de física de rocas poroelásticas en shales orgánicas argentinas y aplicaciones. 2023. Tesis Doctoral. Universidad Nacional de La Plata.