

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/306092024>

# Aplicación de la Transformada-S para el análisis tiempo-frecuencia de sismogramas acústicos en ambientes de reservorio

Poster · August 2016

CITATIONS

0

READS

474

2 authors:



[Liliana Guevara](#)

Universidad Nacional de La Plata

1 PUBLICATION 0 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



[Claudia L. Ravazzoli](#)

Universidad Nacional de La Plata

56 PUBLICATIONS 701 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)

# Aplicación de la Transformada-S para el análisis tiempo-frecuencia de sismogramas acústicos en ambientes de reservorio

Liliana Guevara <sup>1</sup>, Claudia L. Ravazzoli <sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas (UNLP), <sup>2</sup>CONICET

## Resumen

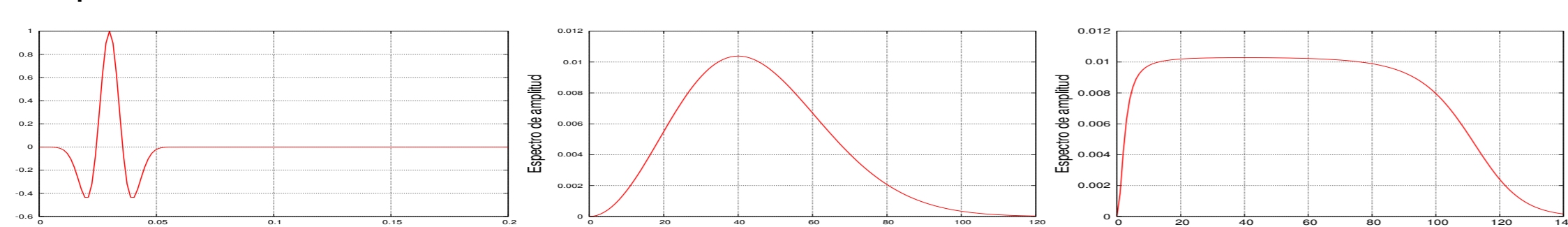
La amplitud y el contenido espectral de las ondas sísmicas reflejadas son sensibles a diversos factores tales como el tipo de rocas del subsuelo, su reología, la presencia y dimensión de heterogeneidades, propiedades petrofísicas, contenido de fluidos porales y tipo de ondícula sísmica, entre otros. Por ende su análisis cuantitativo constituye un problema de interés en el campo de la exploración geofísica y la caracterización de reservorios de hidrocarburos. En dicho contexto, diversos autores han observado la ocurrencia de amplitudes anómalas de bajas frecuencias, en general a frecuencias menores de 20 Hz, asociadas a reservorios de gas y condensados ([4], [6],[2] y otras). Sin embargo, estos efectos aún no han sido del todo entendidos, en especial para el caso de reservorios finos (de espesor inferior a la longitud de onda sísmica principal).

Con esta idea, en este trabajo se utilizan herramientas de modelado y de física de rocas para la generación de sismogramas sintéticos de reflexión acústicos y su análisis mediante métodos de descomposición tiempo-frecuencia. En particular se mostrará que la transformación propuesta por Stockwell et al. (1996)[5], basada en la *Transformada Wavelet Continua*, permite una localización precisa de los picos espectrales, sin las limitaciones de la transformada de Fourier clásica aplicadas en ventanas.

Se presenta un análisis paramétrico considerando un modelo simplificado de reservorio, para diferentes espesores, tipos de fluido y grados de saturación, con el objetivo de analizar los factores de mayor influencia y los escenarios más probables para la ocurrencia de picos espectrales en bajas frecuencias [3].

## Descripción metodológica

- El análisis está basado en teorías de medio efectivo: Gassmann (1951) y White et al. (1975).
- Hipótesis de comportamiento acústico: propagación de ondas compresionales.
- Saturación parcial de fluido: agua de formación, gas, petróleo.
- Se enfatiza el análisis en capas finas para reservorio no consolidado.
- Reflectividad acústica generalizada [1],  $R(\theta, \omega)$ : incluye múltiples e interferencias y es de carácter periódico y dispersivo.
  - Para un modelo de una capa la frecuencia pico,  $f_p$ , es directamente proporcional a la velocidad acústica e inversamente al espesor.



- El modelo matemático de la onda incidente utilizado es la Ondícula de Ricker con una frecuencia central de 40 Hz (Con y sin balance espectral) y con espectro  $G(\omega)$ .
- Sismogramas de onda plana:  $P^R(x, z, t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} G(\omega) R(\theta, \omega) e^{i(k_x x + k_z z - \omega t)} d\omega$ .

## Transformada Stockwell (TS)

A partir de un corrimiento de fase de la CWT (Continuous Wavelet Transform) [5] obtiene la transformada S, que es un muy buen método de descomposición espectral debido a que muestra buena resolución en tiempo y en frecuencia por usar ventanas variables en tiempo (anchas para bajas frecuencias y angostas para altas frecuencias), establece una relación directa con la transformada de Fourier (TF) (lo que permite recuperar la señal en tiempo a partir de su transformada S) y mediante un sencillo cambio de variable, puede ser escrita usando la TF, optimizando el costo numérico del método.

Para la señal  $h(t)$  su CWT (donde  $CW(\tau, d) = \int_{-\infty}^{\infty} h(t) W(t - \tau, d) dt$ , para una ondícula madre específica) multiplicada por un factor de fase nos permitirá obtener su TS:

$$S(\tau, d) = e^{i2\pi f \tau} CW(\tau, d)$$

La ondícula madre tiene la forma Gaussiana:  $W(t, f) = \frac{|f|}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\tau)^2 f^2}{2}} e^{i2\pi f t}$  con  $d = 1/f$

$$S(\tau, f) = \int_{-\infty}^{\infty} h(t) \frac{|f|}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\tau)^2 f^2}{2}} e^{i2\pi f t} dt \quad \text{donde} \quad \int_{-\infty}^{\infty} S(\tau, f) d\tau = H(f)$$

TS puede pensarse como la generalización de TF para señales no estacionarias.

$$S(\tau, f) = \int_{-\infty}^{\infty} H(\alpha + f) e^{-\frac{2\pi^2 \alpha^2}{f^2}} e^{-i2\pi \alpha \tau} d\alpha \quad \text{para } f \neq 0$$

## Análisis tiempo-frecuencia de sismogramas

La figura 1 esquematiza el modelo de reservorio de una capa (Sup.) y dos capas (Inf.). Se muestran las propiedades de la roca encajante (esquisto) así como las de los fluidos saturantes, las cuales fueron obtenidas de la calculadora on-line del proyecto CREWES.

Esquistos: $V_p=2372.6$ m/s $\rho=2.116$ gr/cm <sup>3</sup>		
Arenisca con agua Agua: $K=3.302$ GPa $\rho=1.148$ gr/cm <sup>3</sup> $\eta=0.496$ cP	Arenisca con gas Gas: $K=0.0526$ GPa $\rho=0.186$ gr/cm <sup>3</sup> $\eta=0.0239$ cP	Arenisca con petróleo Petróleo: $K=1.328$ GPa $\rho=0.827$ gr/cm <sup>3</sup> $\eta=3.53$ cP
Esquistos: $V_p=2372.6$ m/s $\rho=2.116$ gr/cm <sup>3</sup>		
Medio 4: esquisto		
Capa 3: arenisca saturada 70% gas - 30% agua		
Capa 2: arenisca saturada 90% agua - 10% gas		
Medio 1: esquisto		

Parámetros para los fluidos

- Grav. específica del gas  $G = 0.6$
- Grav. del petróleo  $API = 30$
- salinidad de 200000 ppm
- $P = 25$  MPa
- $T = 100^\circ C$

Parámetros arenisca Utsira

- Sand
- $K_s [GPa] = 37$
- $K_m [GPa] = 2.7$
- $\mu [GPa] = 0.857$
- $\rho_s [gr/cm^3] = 2.65$
- $\phi = 0.37$
- $\kappa [Darcy] = 1.0$

Figura 1: Modelos y parámetros.

En las figuras 2 y 4 se muestra la reflectividad, el espectro de amplitud y el espectro de amplitud balanceado para el modelo de una capa y para el modelo de dos capas, respectivamente. En la figura 4 se muestra además la descomposición tiempo-frecuencia obtenida mediante TS. El espesor del reservorio toma los valores  $\lambda/8$ ,  $\lambda/4$  y  $\lambda/2$  de arriba hacia abajo en 2. En 4 el espesor de la capa 3 es  $\lambda_3/4$ , y el de la capa 2 es  $\lambda_2/2$  y  $\lambda_2/4$  de izquierda a derecha.

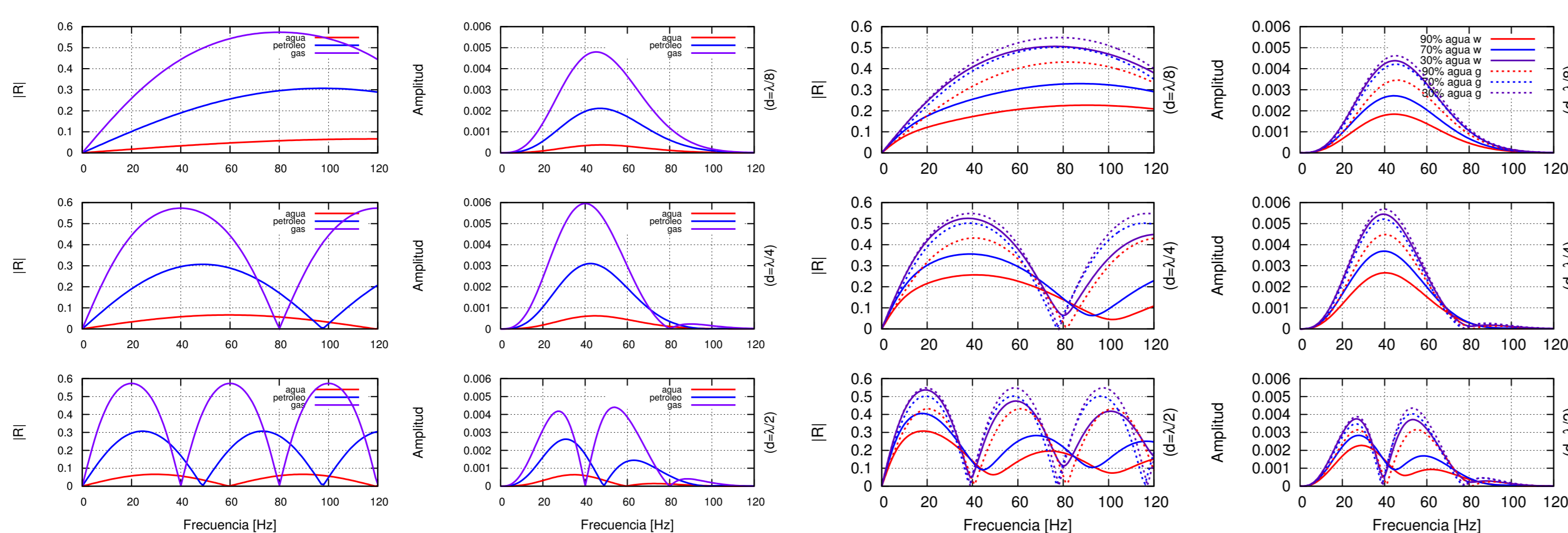


Figura 2: Izq: Saturación total con agua, gas y petróleo. Der.: Saturación parcial gas-agua.

$S_g$	$f_p$	$f_p^{TS}$	$\Delta f_p$	$S_g$	$f_p$	$f_p^{TS}$	$\Delta f_p$	$S_g$	$f_p$	$f_p^{TS}$	$\Delta f_p$	$S_g$	$f_p$	$f_p^{TS}$	$\Delta f_p$
0.0	45	46	0	0.0	45	46	0	0.0	42	44	0	0.0	42	44	0
0.1	40	41	-5	0.1	40	42	-5	0.1	40	41	-2	0.1	42	43	0
0.3	40	40	-5	0.3	40	41	-5	0.3	40	41	-2	0.3	41	42	-1
0.7	40	41	-5	0.7	39	41	-6	0.7	40	41	-2	0.7	40	41	-2
1.0	40	41	-5	1.0	40	41	-5	1.0	40	41	-2	1.0	40	41	-2

Tablas de  $f_p$  teórica y aproximada con TS,  $f_p^{TS}$  vs. saturación de gas,  $S_g$ . La cuarta columna muestra la variación de  $f_p$  al variar  $S_g$  respecto del reservorio saturado totalmente con agua o petróleo, según corresponda.

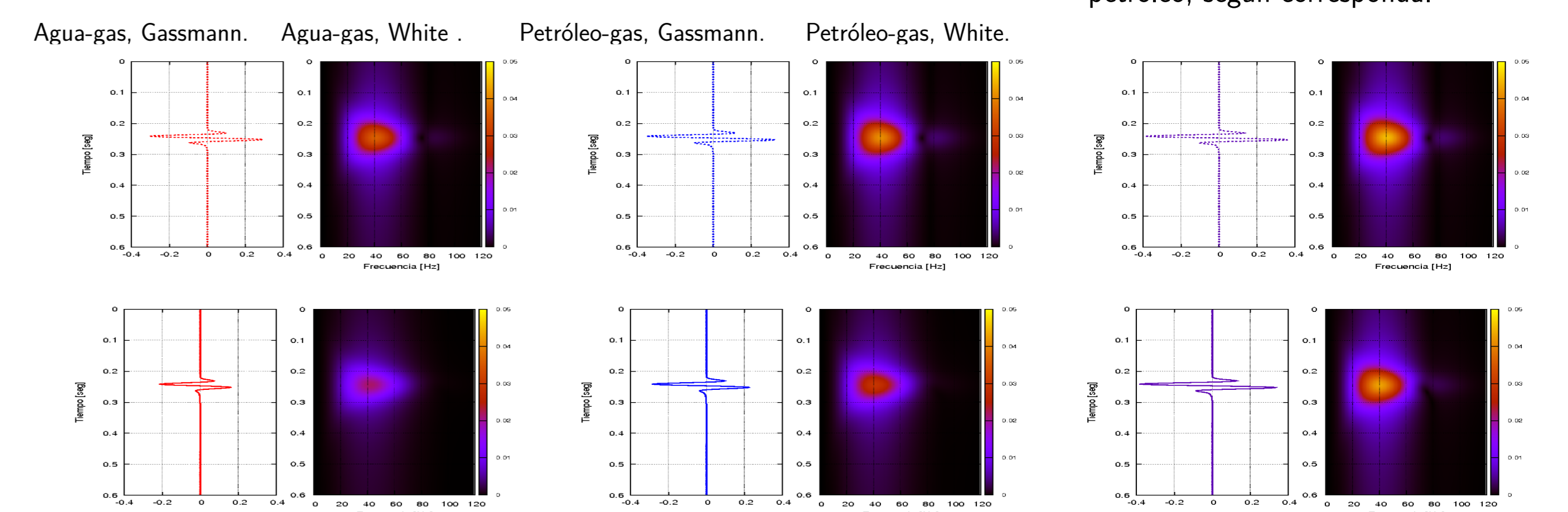


Figura 3: Trazas y espectro de amplitud. Sup: Gassmann. Inf: White. Izq: Sat agua:0.9. Centro: Sat agua: 0.7. Der.: Sat agua: 0.3.

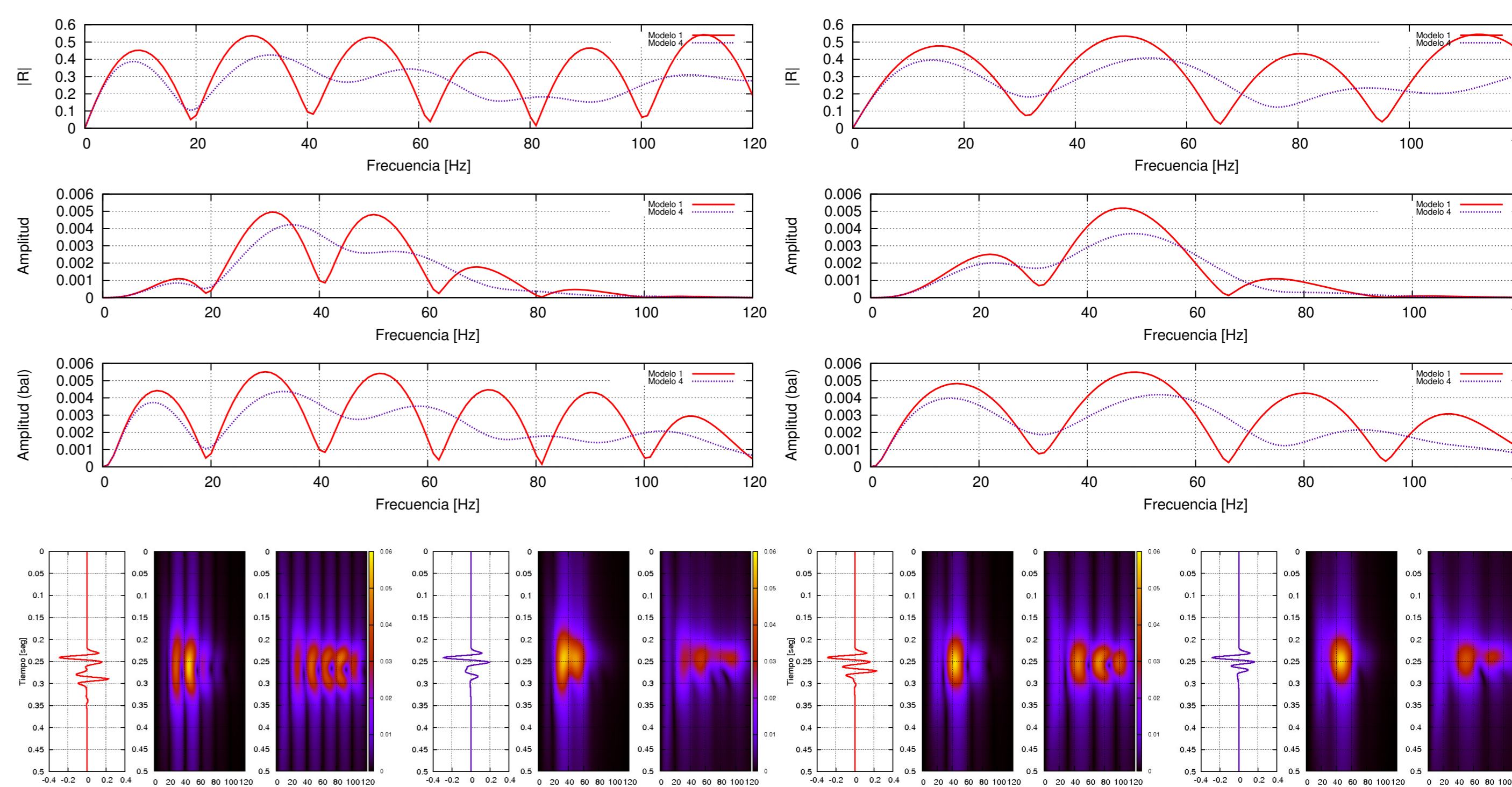


Figura 4: Sup: Espectros para diferentes espesores. Inf: Trazas (der.), TS (centro) y TS balanceado (izq.) para Gassmann y White, respectivamente.

## Conclusiones

En este trabajo se analizó el contenido en frecuencia de las reflexiones acústicas en modelos de reservorio tipo *capa fina* usando la *Transformada S* como herramienta para la detección de picos espectrales. El estudio tendió a entender la ocurrencia de amplitudes anómalas en bajas frecuencias, habiendo llegado a las siguientes conclusiones [3]:

- Respecto del funcionamiento de la Transformada S para la localización de picos de amplitud, la comparación con los espectros verdaderos nos permite destacar la buena calidad de las estimaciones con errores no mayores a los 3 Hz para los espesores considerados en estos ejemplos.
- Los espesores y los efectos de interferencia asociados, controlan fuertemente la localización de los máximos espectrales.
- La reflectividad y el espectro de amplitud de las trazas sufren variaciones significativas con el tipo de fluido no así con el grado de saturación.
- Al considerar fenómenos de dispersión - atenuación se observan pérdidas de amplitud, pero no una modificación sustancial en la posición de los picos.
- El modelo de una capa fina no parece suficiente para explicar amplitudes importantes a frecuencias bajas.
- No obstante, aún para una ondícula sísmica de frecuencia central relativamente alta y en presencia de atenuación, la ocurrencia de amplitudes apreciables en el rango de las bajas frecuencias es posible para un modelo de dos capas.
- Los resultados a su vez ponen de manifiesto la conveniencia de utilizar balance espectral para realzar amplitudes y posibilitar su detección.
- La utilización de estos efectos como indicadores directos de hidrocarburos debiera complementarse y correlacionarse con otros atributos que tengan en cuenta las amplitudes para una mayor confiabilidad.

## Referencias

- L. Brekhovskikh *Waves in Layered Media*, 2nd Edition, Academic Press New York, 1980.
- E. Chabyshova and G. Golshubin, *Seismic modeling of low-frequency shadows beneath gas reservoirs*, *Geophysics*, 79(6), (2014), D417-D423.
- L. Guevara, *Comportamiento espectral y frecuencia pico en sismogramas de reflexión en ambientes de reservorio*, Tesis de Grado en Geofísica, FCAGLP, UNLP, 2016.
- E. Odebeatu, J. Zhang, M. Chapman, E. Liu and X. Li, *Application of spectral decomposition to detection of dispersion anomalies associated with gas saturation*, *The Leading Edge*, 25(2), (2006), 206-210.
- R.G. Stockwell, L. Mansinha and R.P. Lowe, *Localization of the complex spectrum: The S Transform*, *IEEE Transactions on signal processing*, 44(4) (1996), 998-1001.
- S. Tai, C. Puryear and J.P. Castagna, *Local frequency as a direct hydrocarbon indicator*, SEG Houston 2009, 2160- 2163.