

# Compensación del efecto de anomalías someras en datos de aguas profundas del Golfo de México con tomografía y migración Q

*Ibrahim Zoukaneri*

*Paola Godínez*

*Andrés Peña*

**CGG**

*Otila Mayes Mellado*

*José Rodolfo Rocha Ruiz*

***Pemex Exploración Producción***

Información del artículo: Recibido: junio de 2014-aceptado: diciembre de 2014

## Resumen

Los medios viscoacústicos, tipo lentes de gas someros y/o hidratos de gas atenúan las ondas sísmicas causando disminución de la amplitud y atenuación de frecuencias, resultando a su vez en cambios de fase de la señal y limitando el análisis de atributos de física de rocas: porosidad, permeabilidad e indicadores de AVO. Para resolver ese problema CGG desarrolló recientemente un algoritmo robusto basado sobre una inversión tomografía Q. La inversión considera dos pasos importantes: estimar los tiempos disipativos a partir de los cambios espectrales del dato, y luego integrar esos tiempos en una malla tomográfica basada sobre trazado de rayos para obtener un modelo volumétrico del factor Q.

La técnica presentada en ese trabajo aborda en primera instancia la construcción del modelo Q de *background* y en segundo lugar el modelo Q residual, la suma de ambos modelos permite obtener un modelo total de Q del medio disipativo.

La aplicación de la compensación con la QPSDM se probó en datos del Golfo de México resultando ser una solución muy eficiente para compensar los efectos de las anomalías someras observadas en el área sin comprometer el análisis de AVO.

**Palabras clave:** Anomalías someras, aguas profundas, Golfo de México, tomografía, migración Q.

## Compensation of shallow anomalies effects in deep water of GOM using Q tomography and Q migration

### Abstract

When the seismic waves propagate in a viscoelastic medium, such as gas cloud and hydrates, it suffer from an amplitude attenuation, the frequency loss and phase distortion; as consequence the analysis of the rock properties such as porosity, permeability and AVO is limited. To overcome this issue CGG has developed a robust algorithm based on the Q tomography inversion. The inversion include two key steps: the first step is to estimate a dissipative time from the spectral changes of the data, and the second step is to integrate the dissipative time in a tomographic grid where the Q is accumulated along ray path, and as result a 3D volume of Q is obtained.

This paper presents the construction of the background Q and residual Q to obtain a total Q model. The application of our method to the shallow gas anomalies in deep water of Gulf of Mexico, shows its efficiency to recover the amplitude and phase of the deep reflectors below the gas clouds without compromise the AVO analysis.

**Keywords:** Shallow anomalies, deep water, tomography, migration.

## Introducción

La propagación de ondas sísmicas a través de medios viscoelásticos está afectada por el problema de atenuación caracterizado por la pérdida de amplitudes, de frecuencia y modificación de la fase. Ese fenómeno es más evidente con la presencia de anomalías de gas someras en datos marinos de aguas profundas del Golfo de México.

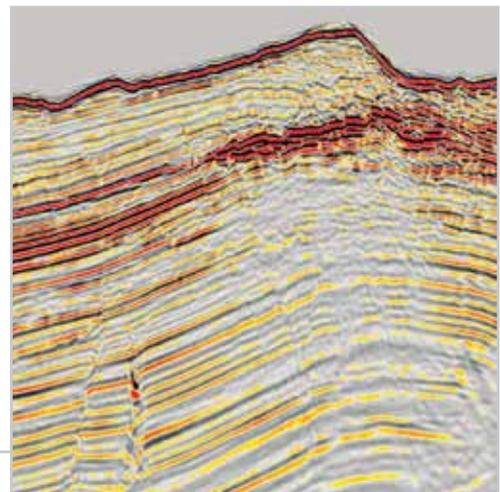
En la **Figura 1** se muestra una sección migrada en profundidad donde la atenuación es causada por la anomalía somera de gas/hidrato. Se observa que las estructuras geológicas debajo de la anomalía sufren una degradación de la resolución y pérdida de amplitud. Esto evidencia el límite del uso de procesamiento sísmico convencional para la generación de una correcta imagen sísmica y consecuentemente, dificultando los procesos posteriores de inversión sísmica y análisis de AVO en los niveles estratigráficos de interés subyacentes a las anomalías sísmicas someras. Como consecuencia se dificulta la interpretación y caracterización de yacimientos.

La metodología QPSDM ha demostrado ser una herramienta robusta para superar eficientemente el problema. En los recientes años, CGG desarrolló algoritmos de estimativa del factor Q basado sobre métodos de inversión tomográfica con trazado de rayos (Xie et al., 2009). Una vez determinado el modelo de Q, la compensación del efecto es realizada durante el proceso de migración en profundidad donde las distorsiones de fase, disminución de amplitud y frecuencias son compensadas usando trazado de rayos. (Xin and Hung, 2009).

La atenuación puede ser dividida en dos partes importantes, la atenuación intrínseca debido a absorción de medios viscoelásticos tales como gas/hidrato, y la atenuación aparente debido a pérdida de energía en las interfaces del medio geológico. El factor Q relacionado al primer tipo de atenuación es conocida como Q residual y el último como Q *background* o aparente. La suma de ambos produce el Q total o Q efectivo.

$$\frac{1}{q(\text{total})} = \frac{1}{q(\text{residual})} + \frac{1}{q(\text{background})}$$

Una compensación eficiente del efecto de atenuación depende entonces de la habilidad para estimar directamente el Q efectivo o los componentes del Q total. En ese trabajo mostramos la metodología para estimar cada uno de los componentes para creación del modelo de Q total.



**Figura 1.** PSDM de una sección sísmica mostrando atenuación por anomalía somera.

## Metodología

### Estimación del modelo de Q *background*

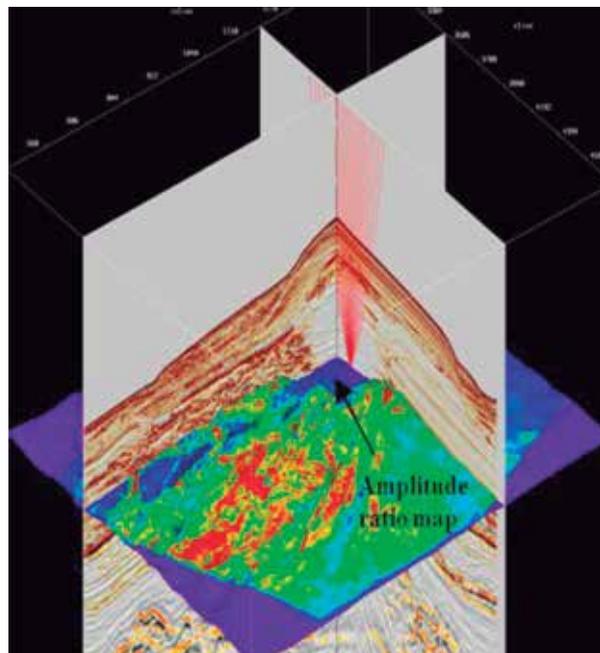
En un medio visco elástico la absorción afecta el contenido de frecuencias, las frecuencias más altas sufren mayor y más rápida atenuación que las frecuencias bajas. El método propuesto para estimar el Q *background* está basado en la medición del cambio de frecuencia a lo largo del trayecto del rayo sísmico. Considerando una onda emitida desde la fuente sísmica con cierta frecuencia, esa onda se transmite a través del medio disipativo y llega al objetivo, luego será registrada en la superficie con una frecuencia diferente, resultado de la atenuación sufrida en la trayectoria de los rayos. Esta variación de frecuencia de la onda de la fuente y receptor puede ser relacionada al tiempo disipativo (Quan and Harry, 1997). Una vez estimado el tiempo disipativo de cada trayectoria del rayo, el factor de atenuación puede ser estimada utilizando el método de inversión de tipo tomográfica:

$$Fm=a \quad (1)$$

Donde, **a** es el vector de tiempos disipativos, **F** es la matriz que contiene los rayos y el modelo de velocidad, **m** es el vector del factor Q. La ecuación (1) es resuelta por algoritmos de optimización por ejemplo el método de conjugado gradiente.

### Estimación del modelo de Q residual

La estimación de Q residual es hecha a partir de la variación de amplitudes sobre un horizonte de referencia. La **Figura 2** resume el proceso donde se muestra un cubo de un plano de offset a cierta frecuencia. Asumiendo que se ha picado un horizonte apropiadamente escogido, un mapa de razón de amplitudes puede ser estimado utilizando la parte no afectada como amplitud de referencia.



**Figura 2.** Esquema de la tomografía Q utilizando la razón de amplitudes.

Posteriormente, a partir del trazado de rayos, el efecto de la atenuación puede ser acumulado a lo largo de la trayectoria de los rayos desde el horizonte hacia la superficie. Repitiendo el proceso para otros planos de offset y a diferentes bandas de frecuencias, el modelo de Q residual puede ser estimado a través de la inversión tomográfica utilizando la ecuación (1). En ese caso el vector  $\mathbf{a}$  contiene la razón de amplitudes.

La escogencia de las bandas de frecuencias es de suma importancia en el proceso. Esas bandas de frecuencias deben caracterizar mejor las anomalías observadas, además la forma geométrica de los cuerpos anómalos puede servir para ser incluida como información a priori para la inversión. Para lograr ese objetivo, se hace uso de una descomposición espectral de alta resolución (Ibrahim and Porsani, 2013) a fin de caracterizar el contenido de frecuencia, así como obtener la forma geometría de los cuerpos anómalos.

### Compensación

Una vez obtenido el volumen de Q total, es decir, la suma de los modelos Q *background* Q residual, los efectos de atenuación de amplitud como también de pérdida de frecuencia y distorsión de fase son mitigados a través de la migración QPSDM; durante ese proceso un operador anti-disipativo es generado usando el modelo Q, y la

compensación es hecha durante la propagación de la onda para así restaurar la respuesta sísmica, (Xie et al, 2009).

El uso de un operador anti-disipativo durante la QPSDM es equivalente a tratar el modelo de velocidad como un número complejo que es función de Q. Por otro lado, la anisotropía como resultado de la propiedad de roca puede ser fácilmente incorporada en el modelo de velocidad, por lo que nuestro método es capaz de compensar por los efectos de atenuación y simultáneamente tomar en consideración la anisotropía, lo que resulta en una mejor iluminación y un posicionamiento correcto de los reflectores del subsuelo. Tanto el modelo de velocidad como de Q son actualizados iterativamente durante el proceso.

### Resultados

Las Figuras 3-a), b), c) muestran los modelos de Q, así como la suma de Q total. En las Figuras 4-a), b), c), se muestran los resultados de la QPSDM. A través de la aplicación del proceso de tomografía Q y QPSDM, las amplitudes, frecuencias y fase de los datos, afectadas por la anomalía fueron significativamente compensadas mejorando la continuidad estructural y la resolución de la imagen al corregir simultáneamente la fase y recuperar el contenido de frecuencias.

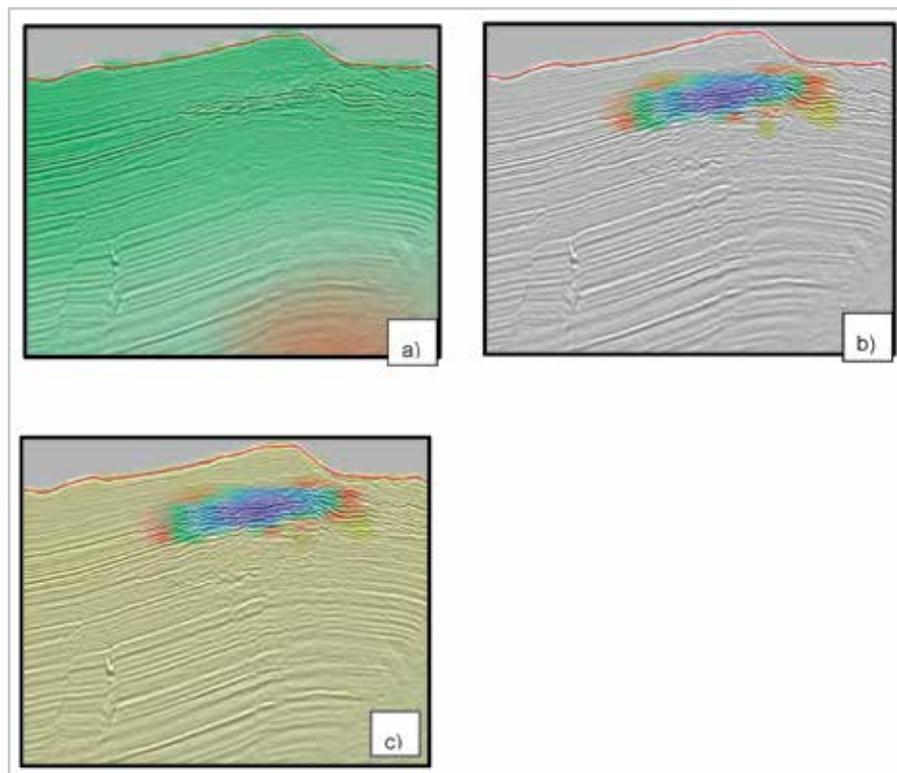


Figura 3. Modelos de a) Q *background*, b) Q residual y c) Q total.

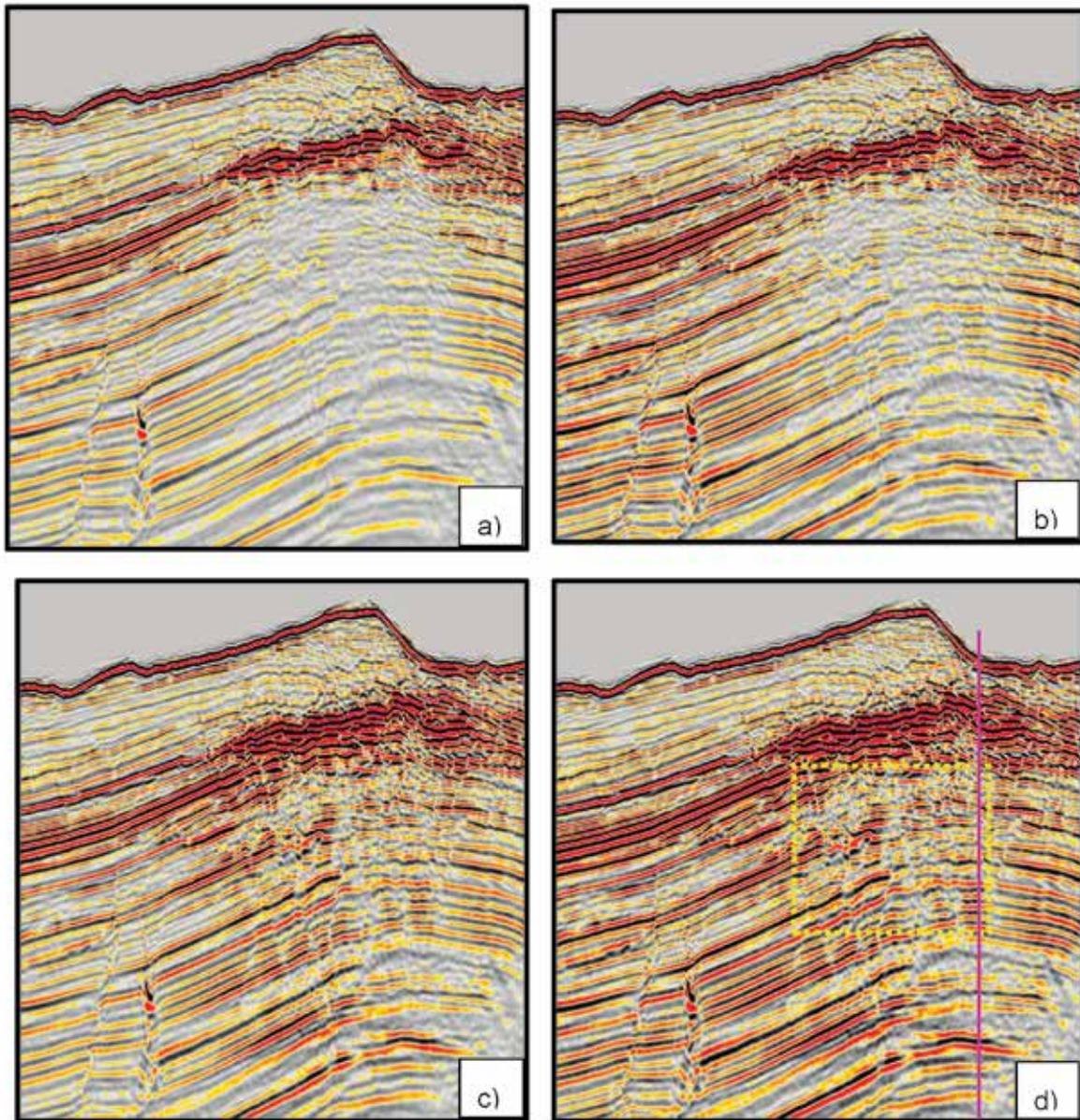
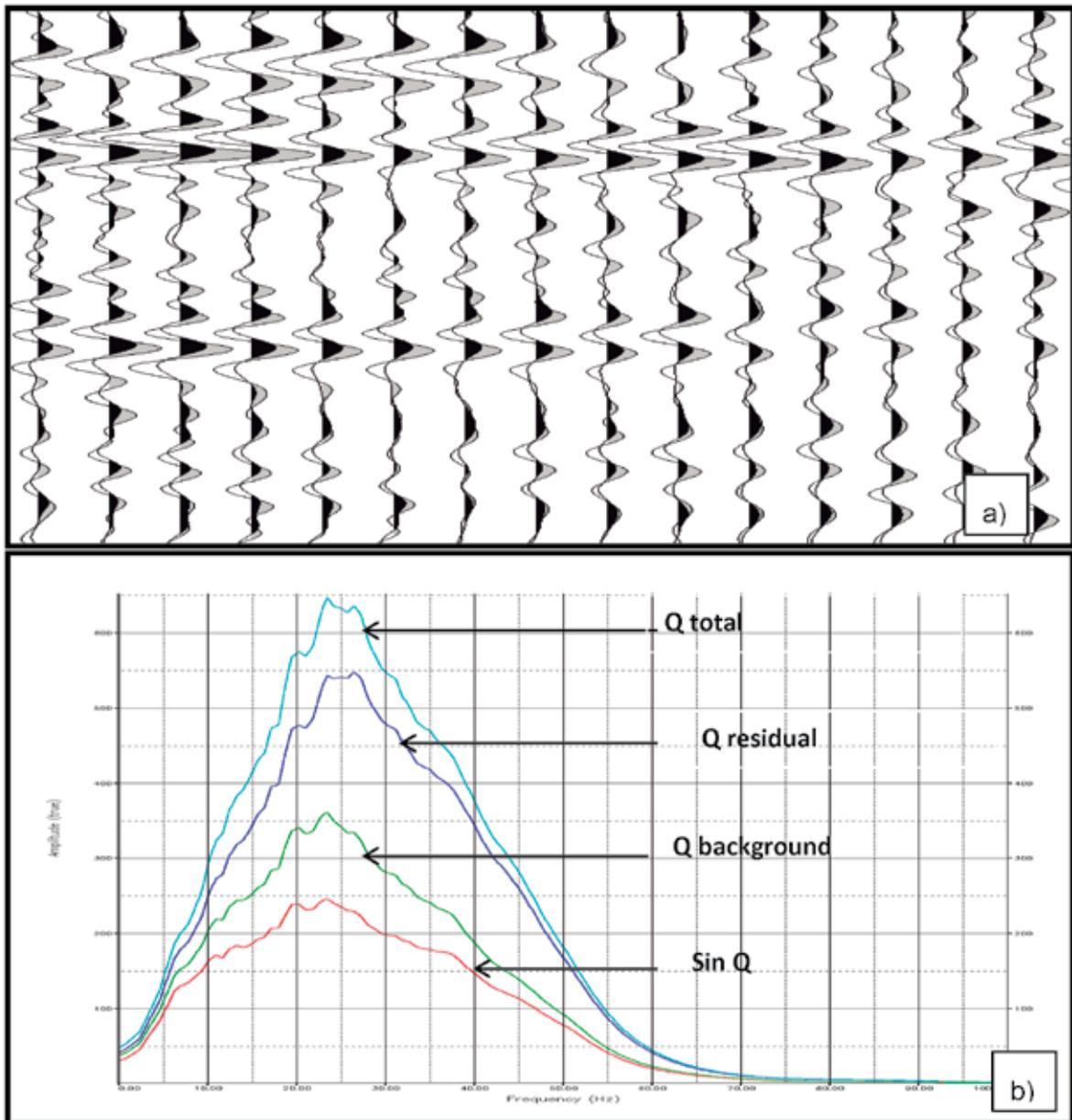


Figura 4. Compensación con QPSDM utilizando a) el modelo de  $Q_{background}$ , b) el modelo de  $Q_{residual}$ , y c) el modelo de  $Q_{total}$ .

En la **Figura 5-a)** y **b)**, se observa la restauración de la fase y la recuperación de las frecuencias.



**Figura 5.** a) Display de la sísmica antes (en color negro) y después de QPSDM  
b) Espectros de amplitudes sin Q y con diferentes modelos de Q.

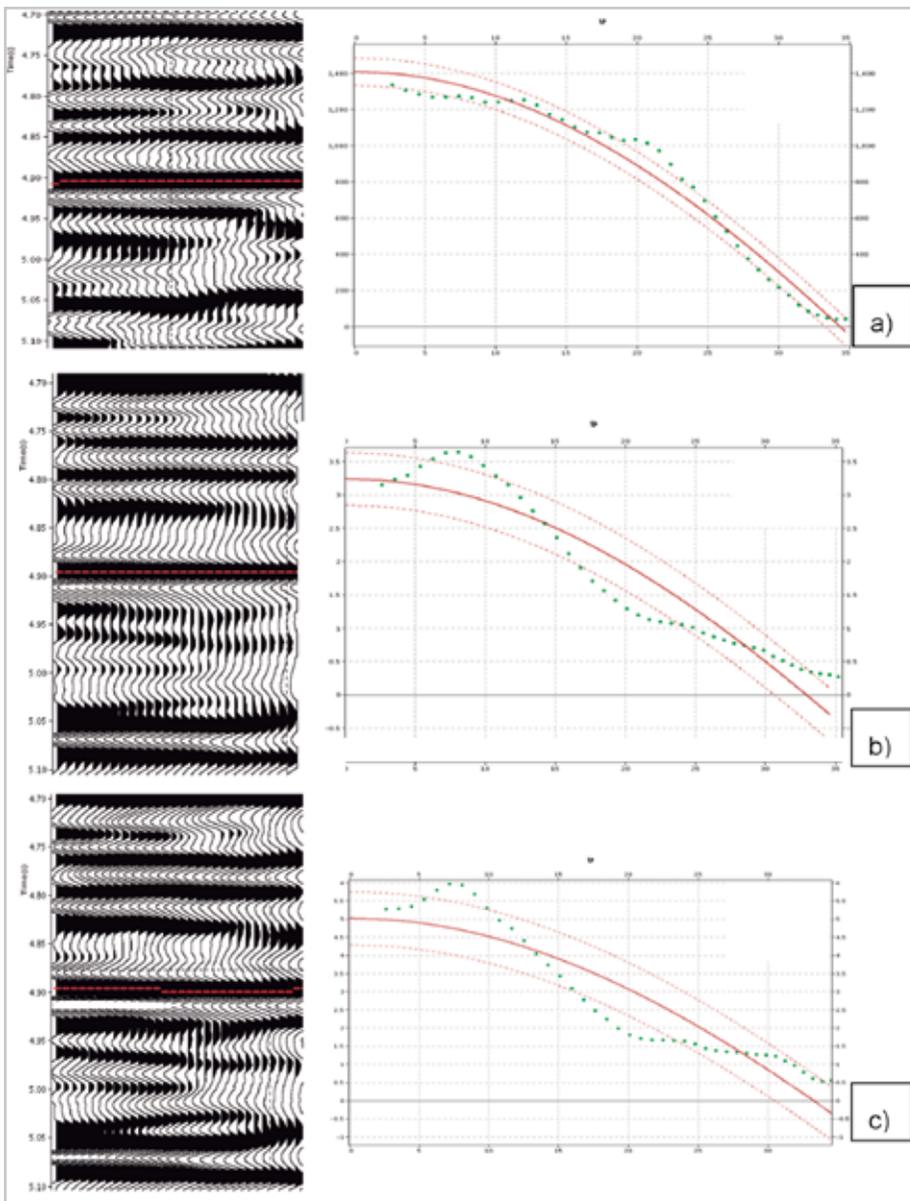
## Análisis de AVO

Una pregunta que puede hacerse es, cuál sería el efecto de la compensación Q sobre la respuesta AVO? Para responder a esa pregunta, fue escogido un *gather* en una zona de interés en datos PSTM correspondiente al dato compensado anteriormente. El análisis de AVO fue realizado en un evento ubicado al tiempo  $t=4.9$  s.

Para analizar el efecto de la QPSDM el mismo *gather* fue escogido en datos de PSDM y QPSDM respectivamente, **Figura 6-b) y c)**, la ubicación del *gather* está indicada en la **Figura 4 -D)**.

Los *gathers* fueron escalados en tiempo para facilitar la comparación con la respuesta del dato PSTM.

Podemos observar que la respuesta del AVO sigue siendo el mismo en los dos casos tanto en la PSDM como en la QPSDM, siendo que el evento analizado es más continuo en la QPSDM debido a la compensación de la amplitud y la corrección de la fase que caracteriza el proceso. Es decir, la QPSDM ayuda a obtener eventos más continuos y consistentes con la geología, lo que a su vez beneficia al análisis de AVO.



**Figura 6.** Análisis de AVO en *gathers* de a) PSTM, b) PSDM (escalado en tiempo) y c) QPSDM (escalado en tiempo).

## Conclusiones

La combinación de la tecnología descrita aunada a la adecuada actualización de los modelos de velocidad y Factor Q, demostró ser una herramienta útil en la compensación de los efectos de las anomalías sísmicas someras.

Los eventos a nivel de objetivos exploratorios, afectados principalmente por la presencia de posibles cuerpos de hidratos de gas y/o gas, tienen una mejor resolución y continuidad después de aplicar la metodología QPSDM.

La metodología QPSDM favorece el análisis de AVO debido a que ayuda a obtener eventos de mayor continuidad y a corregir las distorsiones de la fase.

## Agradecimientos

Los autores agradecen a Pemex y CGG por permitir el uso de los datos y la publicación de este trabajo.

## Referencias

Ibrahim, Z. y Porsani, M.J. 2013. Instantaneous Frequency and Wigner-Ville Distribution Using the Maximum Entropy Method: Application for Gas and Hydrates Identification. 83<sup>rd</sup> Annual Meeting, SEG, Expanded Abstracts. <http://dx.doi.org/10.1190/segam2013-0919.1>.

Quan, Y. y Harris, J.M. 1997. Seismic Attenuation Tomography Using Frequency Shift Method. *Geophysics* **62** (3): 895–905. <http://dx.doi.org/10.1190/1.1444197>.

Xie, Y., Xin, K.F., Sun, J., et al. 2009. 3D Prestack Depth Migration with Compensation for Frequency Dependent Absorption and Dispersion. 79th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts. <http://dx.doi.org/10.1190/1.3255457>.

Xin, K.F. y Hung, B. 2009. 3D Tomographic Q Inversion for Compensating Frequency-Dependent Attenuation and Dispersion. 79th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts. <http://dx.doi.org/10.1190/1.3255707>.

## Semblanza del autor

### Zoukaneri Ibrahim

Maestro y Doctor en Geofísica aplicada por la Universidad Federal de Bahía–Brasil. Desde 2010 comenzó como Geofísico de procesamiento de dato sísmico en CGG, Villahermosa, a partir de 2012 es el encargado de la investigación en la misma compañía.