



## Recuperação da Amplitude do Sinal Sísmico pela Filtragem Inversa Q.

Adalto O. da Silva e Roseane M. Misságia (LENEP/UENF)

Copyright 2011, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 12<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 15-18, 2011.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 12<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

### Abstract (Font: Arial Bold, 9)

In this paper we propose a workflow to calculate the quality factor  $Q$  and an inverse filter  $Q$ . The motivation for this work is due to the importance of the quality factor  $Q$  and its inverse ( $1/Q$  - attenuation factor) in identifying the presence of fluid in the pores, the degree of saturation, porosity and permeability of the reservoir. It also is used as a filter to improve seismic resolution image, and analysis of the amplitude. Through numerical modeling, we analyze the results obtained considering a reservoir saturated with water, oil and gas, and tested the efficiency of a computer program developed for this purpose. These results show the different values of quality factor  $Q$  and the restoration of amplitude and frequency in two synthetic traces.

### Introdução

Este artigo propõe um fluxo de trabalho para o cálculo do fator de qualidade  $Q$  e implementação de um filtro inverso para melhorar a resolução do dado sísmico. As ondas sísmicas diminuem em amplitude ao se propagar através do meio em subsuperfície como resultado de vários fatores, dentre eles devem ser considerados os efeitos da atenuação sísmica por causa do seu valor potencial como um parâmetro diagnóstico sensível a mudanças nas fácies da subsuperfície. O termo atenuação sísmica, pode ser utilizado para descrever qualquer perda irreversível de energia. Esta definição descreve a energia perdida devido ao atrito entre as partículas da rocha em movimento, ou devido ao movimento de fluidos dentro dos poros. A dispersão das perdas e efeitos de frequência introduzida dentro da camada, também pode ser inserida nesta definição de atenuação da onda sísmica.

A atenuação é uma importante propriedade física das rochas sedimentares saturadas com hidrocarbonetos, e raramente é levada em consideração nos procedimentos de caracterização de tais rochas, quando os dados sísmicos são de superfície (Yang, 2009).

Segundo Chopra (2004) a compreensão das propriedades da atenuação é importante por duas razões. Primeiro, porque as amplitudes das ondas sísmicas propagadas através do meio poroso saturado por fluidos variados são drasticamente reduzida.

Segundo, porque as características da atenuação, quando determinadas, revelam informações úteis, tais como, a litologia e o grau de saturação da rocha.

As medidas de atenuação são sensíveis a variação da frequência, fase e amplitude do sinal. Consequentemente, se considerarmos que através da configuração VSP a onda viaja somente uma vez pela zona de intemperismo, os dados sísmicos VSP conterão mais altas frequências e maior razão sinal/ruído, quando comparados aos dados sísmicos de superfície, e por isto, terão potencial para fornecer informações mais precisas. Desta forma, os dados VSP são úteis para estimar as propriedades da rocha próxima ao poço, além do imageamento ao redor deste.

A atenuação da amplitude do sinal sísmico pode ser expressa pela equação (Aki and Richards, 1980):

$$A(\omega) = A_0(\omega) e^{-\alpha x} = A_0(\omega) e^{-\left[\frac{\omega(t-t_0)}{2Q}\right]} \quad (1)$$

onde:

$A(\omega)$  é o espectro de amplitude do sinal sísmico registrado no receptor na profundidade  $z$ , e *offset*  $x$  da fonte;

$A_0(\omega)$  é a amplitude do sinal sísmico em  $z_0$ ;

$A(\omega)$  representa o decaimento exponencial de  $A_0(\omega)$ ;

$$\alpha = \frac{\pi f}{QV}, \quad (2)$$

sendo  $\alpha$  o coeficiente de atenuação,  $f$  a frequência da onda,  $V$  a velocidade, e  $Q$  o fator de qualidade.

Podemos reescrever a equação (1), considerando  $\omega = 2\pi f$ , e obtemos:

$$A(t, f) = A_0(t_0, f) e^{-\frac{\pi f(t-t_0)}{Q}} \quad (3)$$

$$\frac{A(t, f)}{A_0(t_0, f)} = e^{-\left(\frac{\pi f(t-t_0)}{Q}\right)} \quad (4)$$

A medida de decaimento utilizando o método da razão espectral:

$$\ln\left(\frac{A(t, f)}{A_0(t_0, f)}\right) = -\frac{\pi f (t - t_0)}{Q} \quad (5)$$

Note que nesta equação  $t$  e  $t_0$  são os tempos da chegada direta nos níveis de profundidade  $z$  e  $z_0$ , respectivamente.

**Cálculo do Fator de Qualidade Q**

A solução analítica para o cálculo do fator de qualidade Q e do seu inverso ( $1/Q$  – fator de atenuação) é utilizado para identificar a presença de fluidos nos poros, o grau de saturação, porosidade e permeabilidade do reservatório (Yang, 2009). Além disso, também é utilizado como um filtro para melhorar a resolução sísmica da imagem, e análise da amplitude. Sendo considerado um parâmetro geofísico adicional (Haase et al., 2004).

A equação (5), em função do fator de qualidade Q, pode ser expressa como:

$$Q = -\frac{\pi f (t - t_0)}{\ln\left(\frac{A(t, f)}{A_0(t_0, f)}\right)}$$

$$\frac{\ln\left(\frac{A(t, f)}{A_0(t_0, f)}\right)}{f} = -\frac{\pi (t - t_0)}{Q} \quad (6)$$

$$Q = -\pi f (t - t_0) \times \left(\ln\left(\frac{A(t, f)}{A_0(t_0, f)}\right)\right)^{-1} \quad (7)$$

$$\frac{1}{Q} = -\frac{\ln(A/A_0)}{\pi f (t - t_0)} \quad (8)$$

A Figura 1 mostra o comportamento do fator Q em função da razão da amplitude  $A/A_0$ , de acordo com a equação (5), e considerando  $(t - t_0)=0,098s$ ,  $f = 30$  Hz. A Figura 2 é uma imagem ampliada da Figura 1.

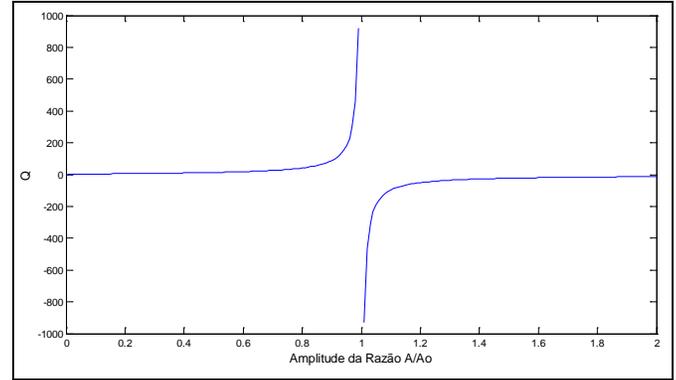


Figura 1 – Fator Q em função da razão da amplitude.

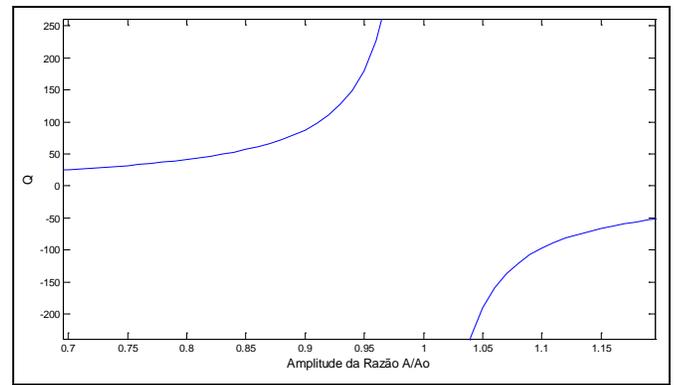


Figura 2 – Imagem ampliada da Figura 1.

Utilizando a equação (7) podemos calcular o valor aproximado do fator de qualidade Q. Considerando,  $(t - t_0) = 0,098s$ , a frequência  $f = 30$  Hz e  $A/A_0 = 0,91$ , conforme a equação (7), temos:

$$Q = -\pi (30)(0,098) \times (\ln(0,91))^{-1}$$

$$Q = 97,9$$

Através da equação (7), calcula-se diretamente o fator de atenuação da onda sísmica:

$$\frac{1}{Q} = -\frac{\ln(0,91)}{\pi (30)(0,098)}$$

$$\frac{1}{Q} = 0,01$$

A tabela 01 mostra a variação da razão  $A/A_0$  do sinal sísmico em um reservatório com três diferentes saturações: água, gás e óleo. Nota-se que a razão da amplitude no reservatório saturado com gás é menor do que nos outros dois tipos de saturação, e por isto, a atenuação do sinal sísmico é mais acentuada.

Saturação	V (m/s)	$\Delta z$	Q	1/Q	A/A <sub>0</sub>
Água	2393	200	150	0.007	0.94
Gás	1283	200	50	0.02	0.74
Óleo	2036	200	100	0.01	0.91

Tabela 01 – Variação da razão da amplitude em relação à saturação do reservatório.

### Estimativa do Fator de Qualidade Q pelo Método da Razão Espectral

O método da Razão Espectral se baseia na definição dos espectros da amplitude de duas ondas de referência, no caso VSP, registradas em receptores em duas profundidades distintas.

Segundo Hauge (1981); Kan *et al* (1981); Tullos and Reid (1969), o método da razão espectral a partir de dados VSP representa uma técnica de análise útil para recuperar informações de atenuações.

Os passos seguintes ilustram o procedimento para estimar o coeficiente de atenuação e fator de qualidade pelo método da razão espectral:

1. A transformada de Fourier é usada para calcular os espectros da amplitude no domínio da frequência.
2. No intervalo de frequência de interesse, calcula-se o Logaritmo Neperiano da razão entre os dois espectros de amplitude das ondas de referência.
3. Aplica-se o ajuste por mínimos quadrados ao gráfico do Logaritmo Neperiano da razão de espectros de amplitude em função da frequência.
4. A medida da inclinação da reta (*slope*) da razão espectral é obtida por:

$$slope = \frac{\ln\left(\frac{A(t, f)}{A(t_0, f)}\right)}{f}, \quad (9)$$

o tempo de decaimento

$$\tau = t - t_0, \quad (10)$$

5. Reescrevendo a equação (6) e função do *slope* da equação (9), temos:

$$slope = -\frac{\pi(t - t_0)}{Q}$$

$$Q = -\frac{\pi\tau}{slope} \quad (11)$$

Por fim, através da equação (11), estima-se o fator de qualidade Q entre as profundidades z e z<sub>0</sub>.

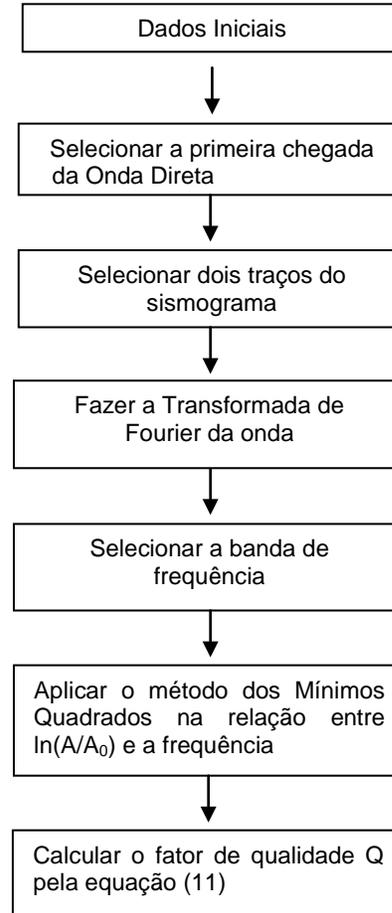


Figura 3 – Fluxograma para a estimativa do fator de qualidade Q.

### Filtragem Inversa Q

A atenuação degrada a resolução dos dados sísmicos, e prejudica a interpretação sísmica. Através da quantificação do fator de qualidade Q do meio, pode-se deduzir um filtro inverso, para recuperar os componentes de alta frequência da onda sísmica.

A filtragem inversa Q é um processamento inverso da propagação da onda sísmica que tenta compensar a absorção da onda sísmica pelo meio, sendo importante no processo de melhoramento da resolução da imagem sísmica.

O espectro da amplitude do filtro inverso Q é dado pela função (Yilmaz, 2008)

$$P(\tau, f) = e^{(\pi f \tau) \frac{1}{Q}} \quad (12)$$

A função (12) é utilizada para suprimir o fator de atenuação da equação (4), que pode ser reescrita em função de  $\tau = t - t_0$

$$A(\tau, f) = A_0(t_0, f) e^{-(\pi f \tau) \frac{1}{Q}} \quad (13)$$

A matriz  $A_Q$  é definida em função do fator de qualidade Q, tendo como base a equação (13), da seguinte forma:

$$A_Q = \begin{cases} e^{(\pi \tau f_i) \frac{1}{Q}}, & i = j \\ 0, & i \neq j \end{cases} \quad (14)$$

Sendo  $i = 1, \dots, n$  e  $j = 1, \dots, n$ . Considerando  $n$  o número de amostras. Aplicando a matriz na equação (14), obtemos a matriz  $B(\tau, f)$ .

$$B(\tau, f) = A_Q(\tau, f) A(\tau, f) \quad (15)$$

A próxima etapa é calcular a transformada inversa de Fourier de  $B(\tau, f)$ , retornando para o domínio do tempo e assim restaurar a amplitude do sinal.

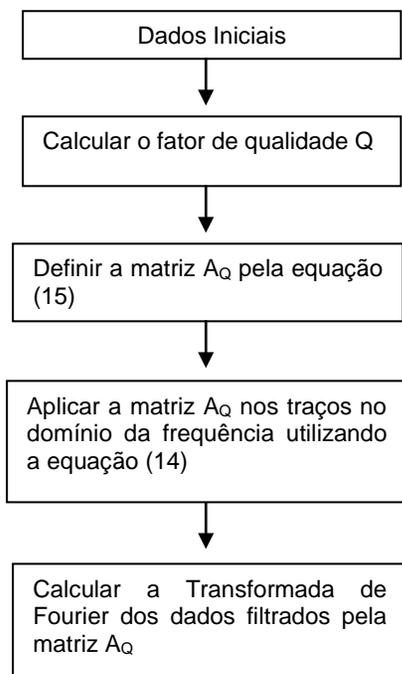


Figura 4 – Fluxograma para a restauração da amplitude.

### Resultados

Figuras 5 e 6 mostram a primeira chegada de dois traços de um sismograma sintético. Os traços registram a onda direta que incide sobre uma camada de um reservatório modelo, tendo um coeficiente de refletividade  $R = -48$ , fator de qualidade constante  $Q = 50$ , conforme proposto por Kjartansson (1979). Nota-se a atenuação da amplitude entre o traço não atenuado e os outros dois traços considerados. A Figura 7 ilustra o espectro de frequência dos traços. Observa-se o decaimento da amplitude entre os dois traços. A Figura 8 mostra o cálculo da inclinação da reta (*slope*) pela equação (11). Neste caso o valor do *slope* = -0.0108.

### Conclusões

Levando-se em conta que o objetivo principal era testar a eficiência do filtro inverso Q na restauração da frequência do sinal sísmico. O filtro mostrou-se capaz de aumentar a frequência do sinal. Restaurando a amplitude dos traços e melhorando a resolução do imageamento sísmico em subsuperfície. A equação (11) é utilizada para o cálculo do fator de qualidade Q, estimado neste exemplo em  $Q = 52,2131$ , valor bem próximo do  $Q = 50$ , de entrada no sismograma sintético. As Figuras 7 e 8 mostram claramente um aumento da amplitude do sinal sísmico e da frequência com a utilização da Filtragem Inversa Q. As Figuras 3 e 4 representam o fluxograma para a estimativa do fator de qualidade Q e do filtro inverso Q respectivamente.

### Agradecimentos

Os autores agradecem ao Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP/UENF) pela infraestrutura disponibilizada.

### Referências

Carcione, J. M., 2007. Wavefields in real media: Elsevier Publishing Co., New York, NY.

Carcione, J., and S. Picotti, 2006, P- Wave Seismic Attenuation by Slow-Wave Diffusion: Effects of Inhomogeneous Rock Properties: Geophysics, 71, no. 3, 01-08.

Chopra, S., Alexeev, V., Manerikar, A., Krysan, A., 2004. Processing/Integration of Simultaneously Acquired 3D surface Seismic and 3D VSP Data: The Leading Edge, 422-430.

Hardage, B. A., 2000. Vertical Seismic Profiling: Principles. Handbook of Geophysical Exploration, Seismic Exploration. Third Update and Revised Edition, USA.

Hauge, P.S., 1981, measurements of attenuation from vertical seismic profiles: Geophysics, v. 46, p. 1548-1558.

Kan, T.K., Corrigan, D., and Huddleston, P.D., 1981, Attenuation measurement from vertical seismic profiles: Tech. Paper S5.3, p. 1950-1989, 51<sup>st</sup> Annual International Meeting of SEG.

Kjartansson, E, 1979. Constant Q-Wave Propagation and Attenuation: Journal of Geophysical Research, 84, 4737-4748.

Tullos, F.N. and Reid, A.C., 1969, Seismic Attenuation of Gulf Coast sediments: Geophysics, v. 34, p. 516-528.

Yang, Y., Li, Y., Liu, T.,2009. 1D Viscoelastic waveform inversion for Q strutures from the surface seismic and zero-offset VSP data: Geophysics, 74, no 6, 141-148.

Ylmaz, O. Seismic Data Analysis: Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data 2. ed. Tulsa: Society of Exploration Geophysics, 2001. 2v.

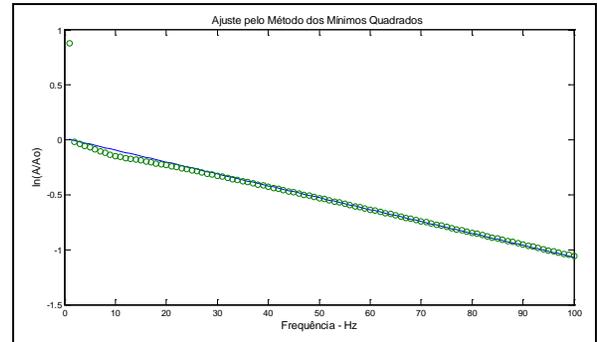


Figura 8 - Cálculo do *slope* pelo método dos mínimos quadrados.

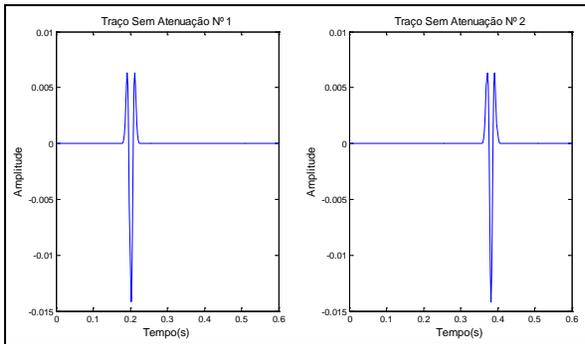
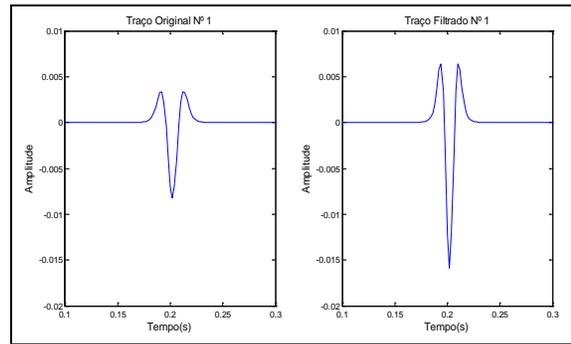


Figura 5 - Primeira chegada de dois traços de um sismograma sintético (sem atenuação).



(a)

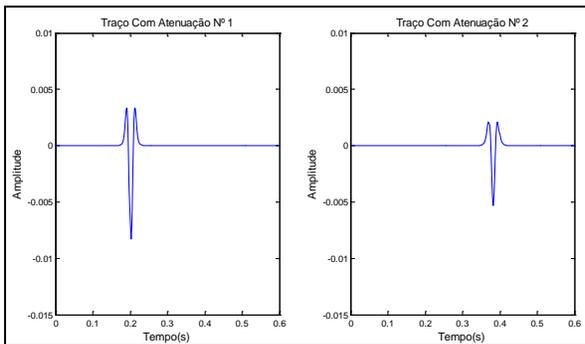
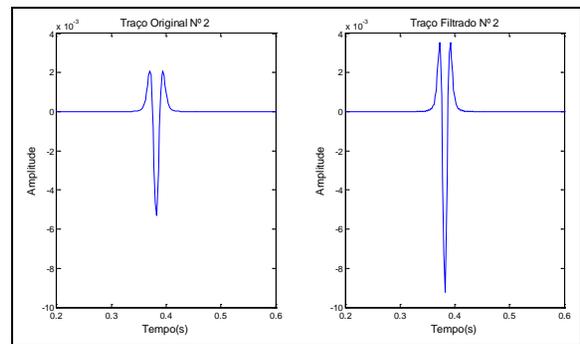


Figura 6 - Primeira chegada de dois traços de um sismograma sintético (com atenuação).



(b)

Figura 9 – Filtragem Inversa Q: (a)Traço nº 1; (b)Traço nº 2.

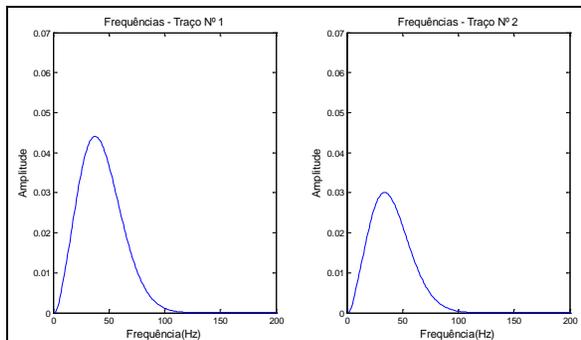


Figura 7 - Espectro de Frequência dos traços atenuados das Figuras 3 e 4.

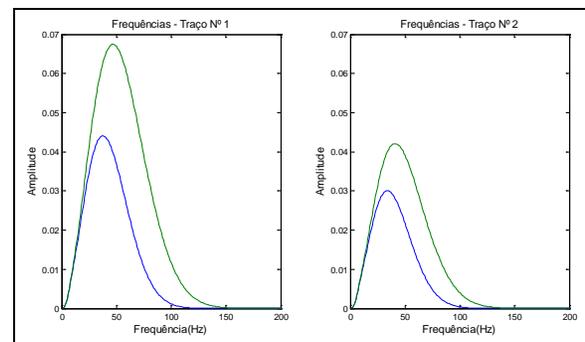


Figura 10 – Comparação entre os espectro de frequência do traço original com seu respectivo filtrado.