



## Quantificação da anisotropia sísmica de folhelhos antes, durante e após a geração de hidrocarbonetos

Margareth da Silva Brasil Guimarães\* - Departamento de Geologia – U FRJ

José Agnelo Soares - Departamento de Geologia – U FRJ

João Graciano Mendonça Filho - Departamento de Geologia – U FRJ

Copyright 2005, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 9<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, 11-14 September 2005.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 9<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Ideas and concepts of the text are authors' responsibility 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

Shales represent an important parameter in the discovery of oil accumulation. They are however a lithological type not often studied in terms of the relationships between the petrophysical properties and the velocity of seismic waves. The main objective of this work is to understand the influence of the hydrocarbon generation process in the seismic velocities (shale anisotropy). The elastic velocities have been measured in samples plugged in directions parallel and perpendicular to the bedding and, whenever possible, 45 degrees to the bedding. The anisotropy simulation of hydrocarbon generation process was made using the combination of Thomsen's petrophysical model and the effective media theory. The combined analysis of anisotropy and mineral composition indicates a more significant contribution of the expansive clay minerals in the anisotropy values. The simulation of the presence of gas inside of organic matter affects in a substantial way the spread of the P wave, which has its velocity reduced when going through organic matter with gas. Therefore, although anisotropies observed in the shales samples studied are not strongly related with the contents of organic matter in the low and high degrees of thermal maturity samples, the simulation of the hydrocarbon generation process indicates that, during the generation process, the contribution of organic matter is as relevant as the presence of oriented clay minerals.

### Introdução

Os folhelhos desempenham papel importante na propagação de ondas sísmicas em bacias sedimentares, no entanto são ainda raros os estudos que quantificam a anisotropia neste tipo litológico. No entanto, seus efeitos podem resultar em riscos no posicionamento dos refletores sísmicos e na restauração de amplitudes (Vasquez *et al.*, 2003). O conhecimento das propriedades físicas dos folhelhos se constitui numa importante contribuição para a correta interpretação dos dados sísmicos, especialmente nos estudos que demandam informação petrofísica, tais como análise de atributos sísmicos e AVO.

Os folhelhos apresentam anisotropia vertical transversalmente isotrópica (VTI) por possuírem planos horizontais de acamamento. Em um meio VTI, todas as direções normais ao eixo de simetria, neste caso representado pelo eixo perpendicular ao acamamento, têm velocidades equivalentes. Tais meios são governados por cinco constantes elásticas independentes ( $C_{11}$ ,  $C_{33}$ ,  $C_{44}$ ,  $C_{12}$  e  $C_{13}$ ) que podem ser determinadas pela medição das velocidades das ondas P e S, em laboratório, nas direções perpendicular e paralela ao acamamento e adicionalmente, a medição da onda P a 45° do plano de acamamento (Hornby, 1995).

Estudos recentes acerca das velocidades sísmicas em folhelhos têm apontado a presença dos minerais de argila e da matéria orgânica como principais causadores da anisotropia sísmica (Vernik & Liu, 1997; Guimarães, 2004). No entanto, as propriedades sísmicas dos fluidos presentes nos poros das rochas também provocam efeitos relevantes nas velocidades (Batzle & Wang, 1992). A presença de hidrocarbonetos, por possuírem módulos elásticos muito diferentes da matriz rochosa, provoca uma diminuição substancial nas velocidades sísmicas, acarretando um aumento da anisotropia destas rochas.

O objetivo deste trabalho é entender a influência da geração de hidrocarbonetos nas velocidades sísmicas, quantificando a anisotropia dos folhelhos sob diversas condições de maturação térmica.

### Método

Foram coletadas amostras de folhelhos da Formação Irati, bacia do Paraná, em diferentes estágios de maturação térmica. Para as amostras coletadas foram confeccionados plugues cilíndricos de 1 e 1,5 polegadas de diâmetro, nas direções perpendicular, paralela e quando possível, a 45° do acamamento. Após esta etapa, os plugues foram submetidos a ensaios de medição de velocidades, em alta frequência, no Laboratório de Física de Rochas da PETROBRAS.

A análise composicional dos folhelhos estudados foi realizada através de difratometria de raios X da rocha total e da fração argila. Adicionalmente, foram feitas imagens, em microscopia eletrônica de varredura (MEV), em seções nas direções paralela e perpendicular ao acamamento dos folhelhos.

A etapa de petrografia orgânica foi realizada com o objetivo de quantificar a matéria orgânica presente nas amostras estudadas. Paralelamente foi determinado o grau de maturação térmica através do poder refletor da vitrinite (%Ro).

Os parâmetros de anisotropia foram calculados a partir das constantes elásticas medidas em laboratório. Em seguida, foram determinadas as velocidades de fase para diversas direções, utilizando o modelo de Thomsen (Thomsen, 1986).

A partir das velocidades de fase obtidas, foram quantificadas as anisotropias das ondas P, SH e SV através da equação:

$$\text{Anis \%} = \frac{(V_{\max} - V_{\min})}{V_{\max}} \times 100 \quad (1)$$

A utilização do modelo petrofísico de Thomsen (Thomsen, 1995) foi feita com o intuito de determinar o módulo de compressão dos fluidos. A metodologia utilizada foi descrita por Soares & Guimarães (2003) que, a partir de alguma manipulação algébrica, descreveram a seguinte equação:

$$K_f = \frac{2R_c - \pi \varepsilon^*}{\varepsilon^* \left[ \frac{4(1 - v_s^2)}{3(c/a)(1 - 2v_s)} - \pi \right] + 2R_c}, \quad (2)$$

onde:

$$K_f = K_f / K_s, \quad (3)$$

$$R_c = \phi_c / (c/a). \quad (4)$$

A etapa seguinte consistiu na determinação da incompressibilidade da matriz mineral ( $K_s$ ) a partir da utilização dos limites de Hashin-Shtrikman (Mavko *et al*, 1996). Estes limites foram calculados em função da composição mineralógica dos folhelhos, sendo somente descontados os teores de matéria orgânica, que neste trabalho é tratada como fluido. A determinação do  $K_f$  foi feita a partir da equação 3.

A simulação da influência das propriedades sísmicas dos hidrocarbonetos sobre as velocidades foi determinada matematicamente através do modelo de Kuster-Toksöz (Mavko *et al*, 1996). Este modelo fornece valores dos módulos de compressão para meios que apresentam pequenas concentrações de inclusões elásticas. Neste trabalho, o  $K_m$  (módulo de compressão do arcabouço mineral) foi representado pelo  $K_f$  obtido no modelo petrofísico de Thomsen (equação 3) e o fluido considerado foi o gás, ou seja, as inclusões definidas no modelo de Kuster-Toksöz foram representadas pelo gás, cujas propriedades foram estimadas a partir do modelo de Batzle & Wang (1992). Optou-se pelo gás como fluido saturante porque a análise do modelo de Batzle & Wang (1992), para os principais tipos de fluidos, indicou que, em condições de exploração geofísica, a influência das propriedades do gás na velocidade das ondas P é semelhante à do óleo vivo. Utilizando-se a porosidade de fraturas obtida no modelo de Thomsen, associada aos módulos K e  $\mu$  da matriz (neste caso o conteúdo orgânico) e do fluido saturante (gás), e assumindo as inclusões de matéria orgânica como fraturas em forma de elipsóides achatados, foi estimada a incompressibilidade do conteúdo orgânico associado ao gás que servirá de parâmetro para quantificar a anisotropia em rochas durante o processo de geração de hidrocarbonetos.

## Resultados

As constantes elásticas medidas em laboratório estão apresentadas na Figura 1. A partir destas constantes, foram calculados os parâmetros de anisotropia (Figura 2) assim como as velocidades de fase para as amostras estudadas.

Os resultados de anisotropia (figuras 3, 4 e 5) revelam uma forte influência dos minerais de argila (Figura 6), principalmente das argilas expansivas (esmectita, illita-esmectita e illita), com orientação preferencial bem desenvolvida. De modo geral, os altos teores de silte, representados por quartzo e feldspato, e ainda a presença de carbonatos, contribuem para a diminuição da anisotropia nos folhelhos estudados. Outro aspecto importante a ser considerado é o arranjo espacial desses argilominerais, sendo observada uma maior anisotropia de velocidade naquelas amostras com argilominerais predominantemente arranjados em forma planar.

Observa-se também que o aumento da anisotropia elástica com o querogênio é especialmente forte para os folhelhos orgânicos com conteúdo de argila moderado. A análise das amostras estudadas indica que a presença dos minerais de argila exerce uma contribuição marcante na anisotropia que pode estar mascarando parcialmente o efeito da matéria orgânica.

As amostras III-1A e III-1E apresentam conteúdo orgânico semelhante, o que revela uma maior influência dos minerais de argila na anisotropia. No entanto, a anisotropia na amostra III-1E é menor embora a quantidade de minerais de argila anisotrópicos seja maior. Este fato pode estar relacionado com a presença de concreções calcíticas, presentes nas duas amostras, que deve estar contribuindo para o decréscimo da anisotropia na amostra III-1E, atenuando o efeito das partículas orientadas sobre as velocidades sísmicas.

A diferença de anisotropia entre as amostras SM-1 e SM-2 está claramente associada aos teores de minerais de argila. A amostra SM-1 possui um conteúdo orgânico aproximadamente 4 vezes maior, porém o teor de argilas expansivas é consideravelmente menor. Por outro lado, embora a SM-2 possua menos matéria orgânica, esta amostra apresenta porcentagens elevadas de illita e de illita-esmectita. Embora a matéria orgânica seja reconhecidamente um constituinte anisotrópico, é notável que para estas amostras a influência dos argilominerais é mais proeminente.

A amostra VII-1B registra baixa anisotropia para as ondas P, SH e SV. A análise mineralógica desta amostra revela que a mesma apresenta grandes quantidades de material síltico e pouquíssimo conteúdo orgânico, o que explica a baixa anisotropia. Por outro lado, a amostra VI-F apresenta anisotropia forte (17% para a onda P, 20% para VSH e 15% para VSV), possivelmente relacionada aos altos teores de matéria orgânica (aproximadamente 16%) e de illita.

Os parâmetros petrofísicos encontram-se sumarizados na Tabela 1. Estes foram calculados através do modelo de Thomsen, com  $c/a$  estimado das imagens de MEV e as incompressibilidades da matriz mineral, determinadas pelos limites de Hashin-Shtrikman. A análise da

incompressibilidade dos fluidos revela uma forte correlação entre  $K_f$  e o grau de maturação das amostras determinado pelo %Ro (Figura 7 e Tabela 2). As amostras SM-1 e SM-2, imaturas, apresentam os menores valores de  $K_f$  (4,71 GPa e 5,61 GPa, respectivamente). À medida que as amostras tornam-se mais alteradas termicamente, os valores de  $K_f$  tendem a aumentar, atingindo um máximo para a amostra VI-F (9,28 GPa), supermatura. Os módulos de  $K_f$  mais baixos nas rochas imaturas podem estar relacionados à composição da matéria orgânica. Isto porque, nesta situação, os diferentes componentes (C, H, O, N, S) formam uma trama mais aberta devido à diferença dos seus raios iônicos. À medida que o material se transforma, tende a acumular carbono, tornando a trama mais fechada e, conseqüentemente, mais incompressível. A modelagem de gás nas inclusões orgânicas, simulando o processo de geração de hidrocarbonetos nos folhelhos revela uma diminuição relevante da incompressibilidade da matéria orgânica, ocorrida devido a diferença substancial entre as propriedades do gás e da matéria orgânica.

Os parâmetros de anisotropia, calculados para as novas condições de  $K_f$  (matéria orgânica com gás) estão representados na Figura 8. A comparação com os resultados observados na Figura 2 revela que o parâmetro  $\gamma$  é invariável e independente de  $K_f$ . Por estar associado à velocidade da onda Sh,  $\gamma$  não é afetado pela presença do gás, uma vez que as inclusões de matéria orgânica com gás associado encontram-se dispostas paralelamente ao acamamento. Por outro lado, o parâmetro  $\varepsilon$  é substancialmente afetado pelo processo de geração de hidrocarbonetos. O aumento na anisotropia de  $\varepsilon$  se traduz num aumento da anisotropia da onda P. Isto ocorre porque o gás tem propriedades muito diferentes da matriz mineral, provocando um decréscimo na velocidade na direção de propagação vertical, afetada pela presença das inclusões de matéria orgânica. As novas velocidades da onda P em função dos novos parâmetros de anisotropia estão expressos figuras 9 a 14. A variação entre as anisotropias antes e depois da simulação com gás alcança valores de 140% para a amostra III-1E e 33% para a amostra SM-1. Os resultados apontam variações de anisotropia muito diferentes para as amostras originalmente imaturas e supermaturas. Os valores de anisotropia registrados nas amostras supermaturas podem estar superestimados uma vez que estas amostras já passaram pela janela de geração de hidrocarbonetos. No entanto, estes resultados devem, de forma aproximada, indicar a anisotropia destas rochas quando no estágio de maturação térmica, confirmando a influência da geração de hidrocarbonetos na anisotropia elástica dos folhelhos.

### Conclusões

A análise combinada das anisotropias com a composição dos folhelhos aponta um predomínio da contribuição dos minerais de argila expansivas, quando orientadas, nas anisotropias. Embora o conteúdo orgânico seja reconhecidamente um causador de anisotropia, sua contribuição nas amostras estudadas é secundária. No entanto, a simulação da presença de gás no interior das inclusões orgânicas indica que o gás afeta de maneira substancial a velocidade da onda P, a qual é reduzida.

Portanto, embora as anisotropias nas amostras estudadas não sejam fortemente correlacionadas com os teores de matéria orgânica, tanto nas amostras imaturas quanto nas supermaturas, a simulação do processo de geração de hidrocarbonetos indica que, nesta condição, sua contribuição é tão relevante quanto a presença de minerais de argila orientados.

### Referências

- Batzle M. & Wang Z.**, 1992, Seismic properties of pore fluids: *Geophysics*, Vol. 57, p1396-1408.
- Guimarães, M. S. B.**, 2004, Análise integrada de propriedades petrofísicas, petrográficas e geoquímicas de folhelhos. Dissertação de mestrado, Instituto de Geociências, UFRJ, 200p.
- Hornby, B. E.**, 1995, The elastic properties of shales: laboratory experiments: Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro. Resumos Expandidos, Vol. 2, p793-796.
- Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J.**, 1996, *Rock Physics Handbook*. Stanford University, 323 p.
- Soares, J. A. & Guimarães, M. S. B.**, 2003, Usando o modelo de Thomsen para analisar a composição e a estrutura interna de folhelhos: Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro. In CD-ROM.
- Thomsen, L. A.**, 1986, Weak elastic anisotropy: *Geophysics*, Vol. 51, p1954-1966.
- Thomsen, L. A.**, 1995, Elastic anisotropy due to aligned cracks in porous rock: *Geophysical Prospecting*, Vol. 43, p805-829.
- Vasquez, G. F., Dillon, L. D., e Borges, A. F.**, 2003, Shales, interbedded lithologies and its anisotropic properties: Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro. In CD-ROM.
- Vernik, L. & Liu, X.**, 1997, Velocity anisotropy in shales: a petrophysical study: *Geophysics*, Vol. 62, p521-532.

### Agradecimentos

Este trabalho foi realizado como parte integrante do projeto CTPETRO "Análise Petrofísica Integrada de Folhelhos", financiado por PETROBRAS/FINEP e sob a coordenação do professor Carlos Jorge de Abreu. Os autores agradecem ao Laboratório de Física de Rochas da PETROBRAS e aos professores André Ribeiro, Isabel Ludka e Helena Polivanov pelos ensaios e análises realizadas.

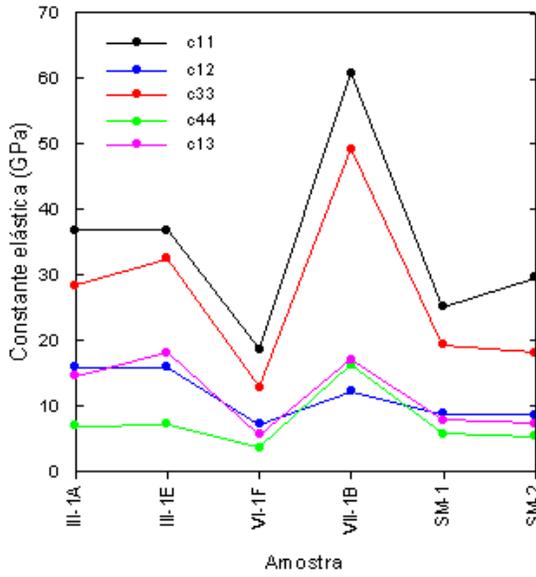


Figura 1 - Constantes elásticas medidas à pressão de 34,5MPa.

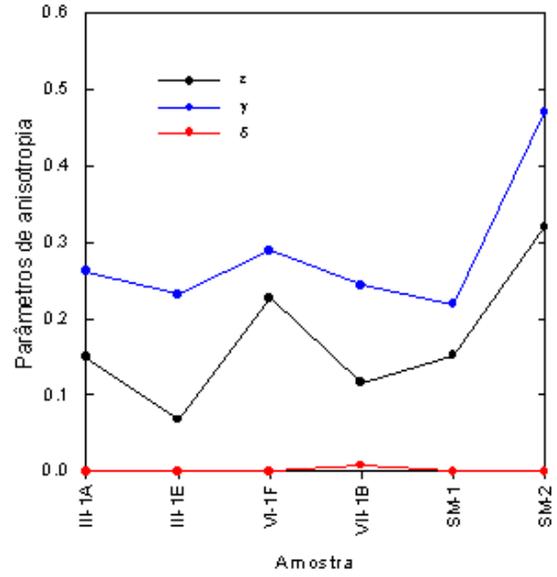


Figura 2 - Parâmetros de anisotropia definidos por Thomsen, à pressão de 34,5MPa.

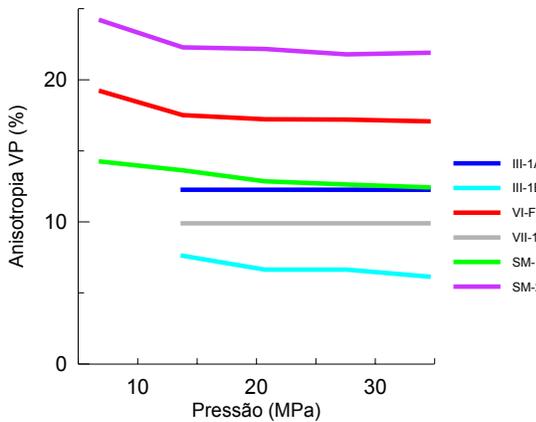


Figura 3 - Anisotropia da onda P em função da pressão.

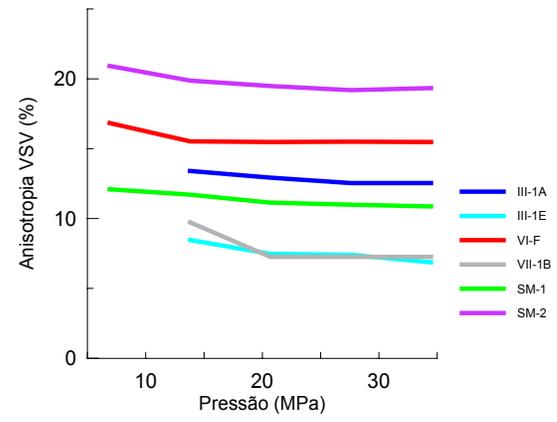


Figura 5 - Anisotropia da onda SV em função da pressão.

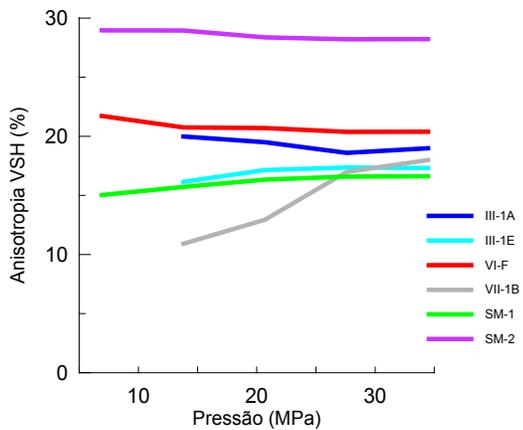


Figura 4 - Anisotropia da onda SH em função da pressão.

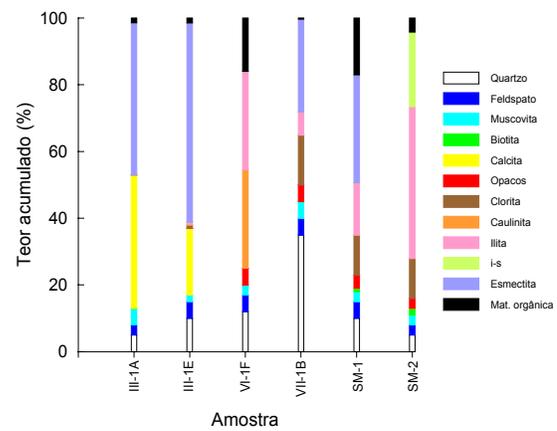


Figura 6 - Composição mineralógica dos folhelhos estudados.

Tabela 1 – Parâmetros petrofísicos de Thomsen e incompressibilidade da matriz mineral.

Amostra	Pressão (MPa)	vs	$K_f / K_s$	$\phi_c$ (%)	c/a	$K_s$ (GPa)
III-1A	34,5	0,40	0,170	11,0	0,1	44,2
	27,6	0,39	0,176	10,5		
	20,7	0,40	0,177	11,4		
	13,8	0,41	0,171	11,9		
III-1E	34,5	0,46	0,173	10,4	0,1	39,0
	27,6	0,45	0,189	10,3		
	20,7	0,45	0,186	10,1		
	13,8	0,43	0,189	9,1		
VI-1F	34,5	0,32	0,168	11,2	0,1	55,1
	27,6	0,31	0,171	11,1		
	20,7	0,32	0,170	11,4		
	13,8	0,31	0,171	11,4		
	6,9	0,28	0,171	11,9		
VII-1B	34,5	0,43	0,162	10,5	0,1	48,0
	27,6	0,42	0,164	9,6		
	20,7	0,36	0,161	6,4		
	6,9	0,28	0,171	11,9		
SM-1	34,5	0,36	0,093	4,4	0,05	50,8
	27,6	0,35	0,094	4,3		
	20,7	0,34	0,092	4,2		
	13,8	0,29	0,092	3,8		
	6,9	0,21	0,093	3,4		
SM-2	34,5	0,36	0,095	9,4	0,05	59,1
	27,6	0,36	0,096	9,5		
	20,7	0,36	0,094	9,5		
	13,8	0,37	0,092	10,0		
	6,9	0,33	0,094	9,6		

Tabela 2- Comparação entre a incompressibilidade da matéria orgânica antes e após a entrada do gás.

Amostra	Pressão (MPa)	$K_f$ (sem o gás) (GPa)	$K_f$ (com o gás) (GPa)
III-1A	34,5	7,55	2,62
	27,6	7,78	2,80
	20,7	7,84	2,61
	13,8	7,58	2,41
III-1E	34,5	6,76	2,52
	27,6	7,38	2,74
	20,7	7,27	2,75
	13,8	7,40	3,06
VI-F	34,5	9,28	3,07
	27,6	9,43	3,15
	20,7	9,40	3,03
	13,8	9,45	3,07
	6,9	9,45	2,93
VII-1B	34,5	7,79	2,81
	27,6	7,89	3,09
	20,7	7,72	4,08
	6,9	4,71	3,11
SM-1	34,5	4,71	3,11
	27,6	4,78	3,17
	20,7	4,72	3,16
	13,8	4,69	3,26
	6,9	4,71	3,39
SM-2	34,5	5,61	2,33
	27,6	5,66	2,35
	20,7	5,55	2,29
	13,8	5,47	2,18
	6,9	5,56	2,28

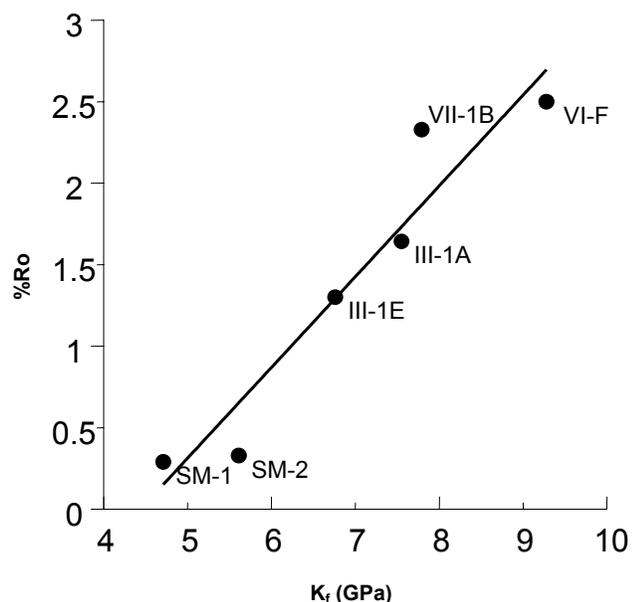


Figura 7 - Relação entre os módulos de incompressibilidade do fluido ( $K_f$ ) e o grau de maturação térmica

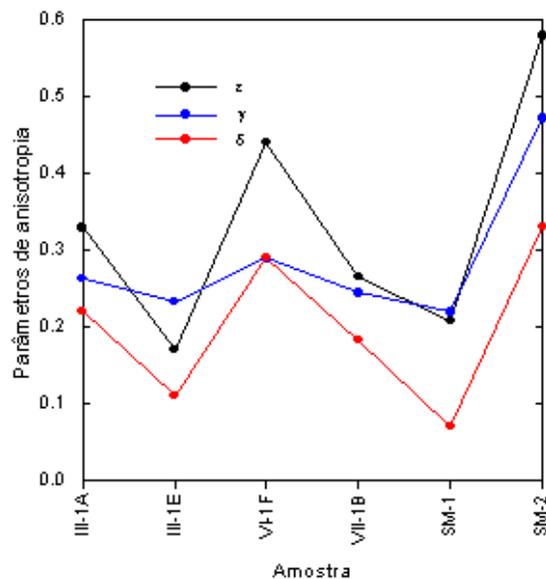


Figura 8 - Parâmetros de anisotropia de Thomsen, à pressão de 34,5MPa, após simulação de geração de gás.

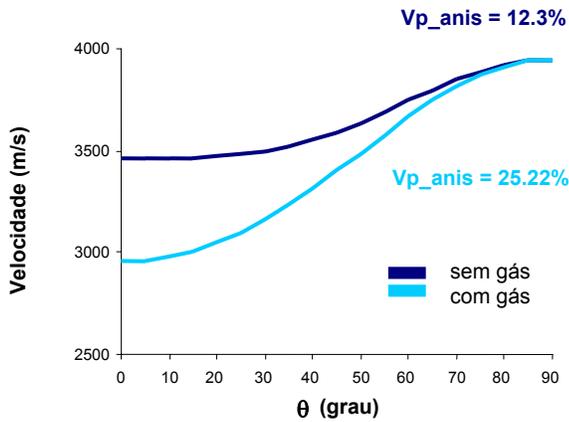


Figura 9 - Variação da velocidade da onda P, à pressão de 34,5 MPa, em resposta à presença de gás na amostra III-1A.

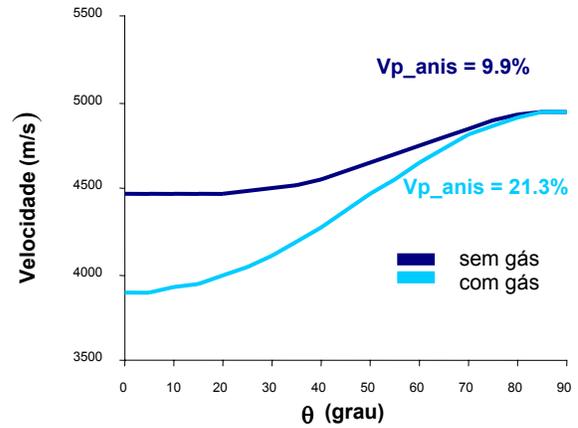


Figura 12 - Variação da velocidade da onda P, à pressão de 34,5 MPa, em resposta à presença de gás na amostra VII-1B.

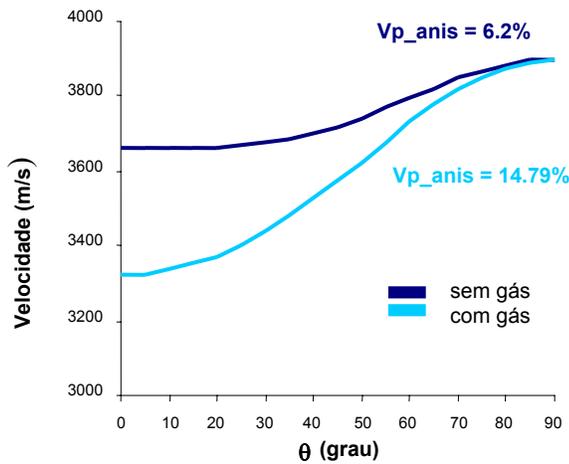


Figura 10 - Variação da velocidade da onda P, à pressão de 34,5 MPa, em resposta à presença de gás na amostra III-1E.

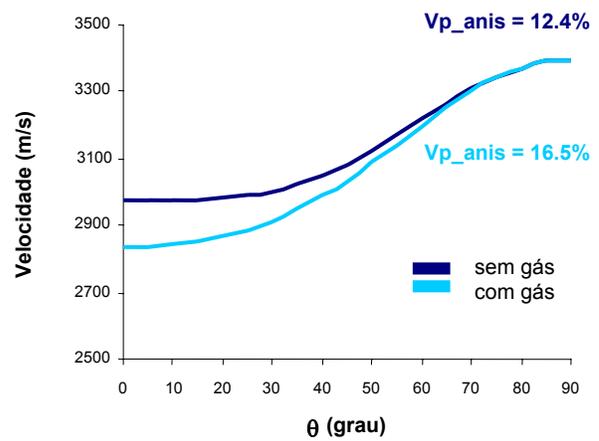


Figura 13 - Variação da anisotropia da onda P, a pressão de 34,5 MPa, em resposta à presença de gás na amostra SM-1.

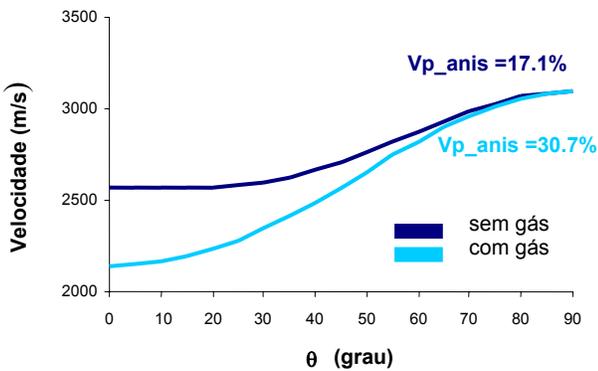


Figura 11 - Variação da velocidade da onda P, à pressão de 34,5 MPa, em resposta à presença de gás na amostra VI-F.

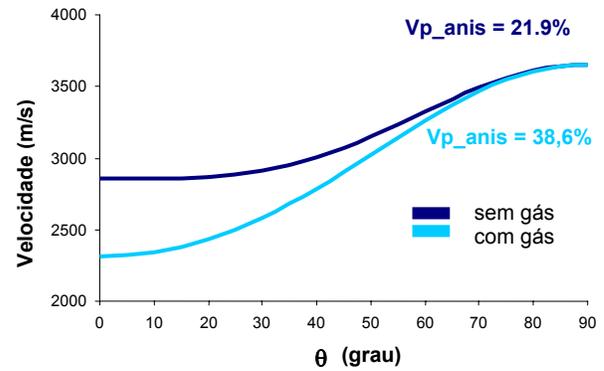


Figura 14 - Variação da velocidade da onda P, à pressão de 34,5 MPa, em resposta à presença de gás na amostra SM-2.