



Utilização da técnica de raio imagem na conversão em profundidade para melhorar o posicionamento de falhas

Georges Waisman, PETROBRAS, S.A. (UN-BC/ATEX/ABIG)
Jorge Nicolas Hounie, PETROBRAS, S.A. (UN-BC/ATEX/PS)

Copyright 2005, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 9th 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 9th 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

The correct imaging of subsurface layers, as others structural features, like faults, is one of the main challenges of the seismic method. This problem becomes more critical when an extension or a development program is taking place in highly faulted and tilted reservoirs. In the studied area these characteristics are presents, due to the intense salt tectonics.

A best placement of faults was gotten after a time to depth conversion based on a ray-tracing algorithm. The increased fitting between the log data and seismic conduced to a better understanding of the geology.

The new structural interpretation carried-out on a ray tracing volume showed important displacements of the main faults previously mapped on the pre-stack time migration data. These spatial shifts can be as great as 200 meters, and were caused by the dip of the sea floor. Coincidentally the studied area is localized below the actual slope zone of the continental shelf.

Introdução

O correto posicionamento em profundidade de camadas, assim como de elementos estruturais, tais como falhas, é um dos grandes desafios do método sísmico. Este problema torna-se particularmente crítico quando de uma campanha de delimitação ou exploração em reservatórios intensamente basculados e compartimentados. Na área do presente estudo estas características estruturais se fazem presentes, fruto da intensa movimentação de sal.

Utilizando-se um algoritmo de conversão de tempo para profundidade por raio-imagem conseguiu-se, um melhor posicionamento das falhas conduzindo a uma interpretação geológica mais ajustada aos dados de poços. Quando confrontada com a interpretação prévia, efetuada no volume sísmico migrado em tempo (*pre-stack time migration*), foram observados deslocamentos

superiores a 100m, entre as falhas mapeadas em ambos volumes. A magnitude destes deslocamentos está intimamente relacionada ao declive do fundo do mar, tornando-se maiores em regiões situadas sob o talude continental, coincidentemente localizado na área deste estudo (fig. 1).

Método

A constatação de deslocamentos de falhas e de refletores mapeados nos volumes migrados em tempo e os convertidos para profundidade por raio-imagem (figs. 1 e 2), causou profundo impacto no entendimento da geologia da área em apreço. Alguns marcos estratigráficos definidos nos poços que não se ajustavam aos refletores mapeados no volume sísmico migrado em tempo, passaram a fazê-lo após a utilização do volume convertido por raio-imagem.

Afim de se quantificar a magnitude destes deslocamentos, construiu-se um modelo sísmico sintético a partir de uma seção geológica transversal às principais falhas. Para tanto, foram adotadas algumas simplificações. A principal delas foi a utilização de um campo de velocidades intervalares em profundidade com um gradiente constante de 800m/s/km, a partir do fundo do mar. Este campo é semelhante ao de velocidades intervalares em profundidade utilizado para a conversão por raio-imagem, em torno de 900 a 1000m/s/km. Foram inseridas então 6 interfaces, correspondentes aos seguintes refletores: fundo do mar, discordância interna ao Mioceno médio, topo do marco azul, topo do Cretáceo sísmico, topo do reservatório Albiano, topo e base dos evaporitos (fig.1). Para reproduzir as reflexões observadas nos dados sísmicos reais criou-se um degrau de velocidades de 100m/s em cada interface. Esse modelo foi usado para gerar uma seção sintética de afastamentos nulos, utilizando um programa de modelagem por diferenças finitas em meio acústico. Essa seção foi migrada em tempo com um algoritmo de migração por diferenças finitas. Para efeito de comparação, a seção migrada em tempo foi convertida em profundidade com uma algoritmo de conversão utilizando raio vertical. (fig 4a e 4b).

Quando comparadas as seções migradas em tempo e a convertida por raio-imagem observou-se deslocamentos semelhantes aos constatados nos dados reais.

Afim de se verificar a robustez do algoritmo de conversão por raio-imagem, esta mesma seção foi ainda comparada com uma migrada em profundidade por diferenças finitas utilizando-se o modelo de velocidades

correto para a migração (o mesmo campo utilizado na modelagem). Conforme observado nas figuras 5a e 5b não foram constatados deslocamentos horizontais significativos entre as duas seções. Observou-se somente diferentes posicionamentos em profundidade de alguns refletores, fruto da utilização de um campo de velocidades suavizado na conversão por raio-imagem.

Exemplos

Nas figuras 6, 7, 10 e 11 são exibidas seções sísmicas em tempo e profundidade, escolhidas nas proximidades dos poços A e C. Ambos possuíam como objetivo principal, arenitos turbidíticos do Albiano, associados a uma expressiva anomalia de amplitudes negativas (refletor laranja). A locação destes poços foi definida a partir da interpretação de dados sísmicos migrados em tempo pós empilhamento, no caso do poço A, e pré-empilhamento no caso do poço C.

Após a perfuração dos poços foram observados alguns desajustes entre as colunas geológicas previstas e as constatadas. Os sismogramas sintéticos não se ajustavam adequadamente aos dados sísmicos em tempo, ao longo de grande parte da trajetória dos poços. Estas diferenças se tornavam mais acentuadas nos níveis mais profundos, onde o mergulho das camadas se acentuava.

A seguir, serão descritas pormenorizadamente algumas das incongruências constatadas ao longo da interpretação dos dados, principalmente na região dos poços A e C. Algumas dizem respeito a problemas de amarração sísmica-poço, enquanto outras relacionam-se a informações extraídas da interpretação de perfis, descrições litológicas, ou mesmo de testes de formação.

Nas seções em tempo (figs. 7 e 11), observa-se o posicionamento dos poços em blocos baixos de falhas normais a distâncias relativamente grandes das mesmas. O poço A, confirmou a presença de reservatório saturado por óleo com espessura total de 31m e *netpay* de 16m.

Após a confecção do sismograma sintético, a partir das curvas do sônico e densidade, calibrados pelo *check-shot*, constatou-se o desajuste entre os marcos estratigráficos definidos no poço e os respectivos refletores sísmicos. Esta diferença entre os tempos, torna-se mais acentuada abaixo do marco azul, onde os refletores passam a adquirir mergulhos mais acentuados. O topo do Cretáceo definido no poço (traço verde) e o do reservatório (traço laranja) encontram-se cerca de 78ms e 72ms acima dos respectivos refletores (fig. 7). Muito embora, valores tão dissonantes entre os tempos do *checkshot* e da sísmica sejam incomuns, gerando sintéticos tão inconsistentes com a seção sísmica, associou-se estes erros constatados às incertezas do campo de velocidades sísmicas.

Além das discrepâncias relatadas acima, a ausência de um pacote expressivo e contínuo de calcilitos, sotoposto ao reservatório, indicava incompatibilidades entre as descrições litológicas

realizadas no poço e o previsto sísmicamente. A presença de forte refletor positivo acima do reservatório indica a ocorrência desta camada carbonática em vários poços da área.

Outra feição incomum observada principalmente nos perfis de densidade e sônico, está associada à presença de arenitos cimentados com cerca de 15m de espessura no topo do reservatório (fig. 8). Reveste-se de importância tal feição, por se tratar de fato incomum a incidência de cimentação no topo de um reservatório com óleo, onde geralmente, os processos diagenéticos são inibidos. Interpreta-se-a portanto, como sendo a zona de falha atravessada pelo poço acima do reservatório (figs. 7 e 8).

A indicação de barreiras laterais, a partir da reinterpretção do teste de formação realizado no intervalo portador de hidrocarbonetos, também apontava para uma maior complexidade estrutural nas proximidades do poço, do que a sugerida pela sísmica.

Quando observada a seção em profundidade correspondente (fig 7), constata-se que há uma migração dos planos de falhas da esquerda para a direita, ou em direção a águas mais profundas, conforme demonstrado pelos dados modelados. O ajuste entre os marcos estratigráficos do poço e os refletores sísmicos torna-se mais preciso, enquanto um melhor posicionamento em profundidade do dado sísmico esclarece algumas questões levantadas anteriormente. A falha situada a esquerda do poço A, sofre um deslocamento de 200m, provocando uma mudança na interpretação estrutural da área em questão, cujo maior impacto está no deslocamento do reservatório do bloco baixo para o bloco alto da referida falha. O intervalo cimentado acima do reservatório, associa-se possivelmente à zona de falha atravessada pelo poço (figs. 7 e 8). Na figura 9 pode-se ver uma representação esquemática com a nova interpretação para a área do poço A.

Com relação ao poço C, o impacto do deslocamento das falhas é ainda mais grave, tendo gerado o insucesso do mesmo. Conforme indicado pela seção sísmica da figura 11 e pelos perfis do poço, o mesmo parece ter sido perfurado ao longo da zona de falha não tendo encontrado o reservatório. A coincidência entre a trajetória do poço e a direção das principais falhas N/NW) que afetam o pacote sedimentar criou as condições ideais para o aprisionamento do mesmo ao longo da zona de fraqueza criada pela falha.

Conclusões

A conversão de tempo para profundidade com um algoritmo de raio-imagem, permitiu um melhor posicionamento de refletores e de falhas, produzindo uma interpretação estrutural mais ajustada aos dados de poços na área deste estudo.

Os deslocamentos das falhas observados no volume em profundidade podem atingir distâncias de até 200m, podendo comprometer o sucesso de poços.

Agradecimentos

A Petrobras S.A. pela liberação dos dados aqui publicados. Aos colegas Christiana Pinho T. Rittershausen e Emanuel Fonseca da Costa pelas sugestões e discussões sobre o trabalho.

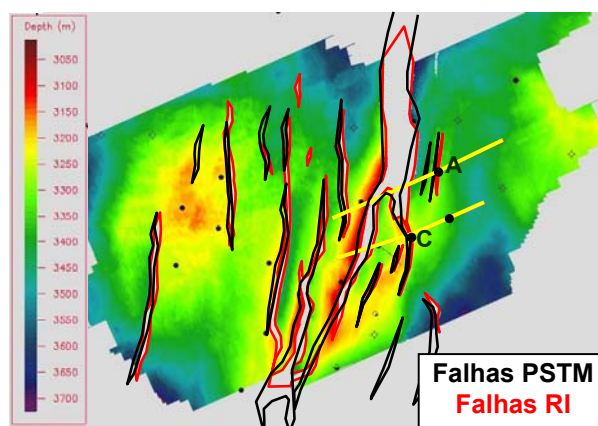


Fig. 2 – Mapa estrutural do topo dos reservatórios do Albiano. Observar os deslocamento das falhas mapeadas no volume PSTM (em preto) no volume convertido por raio-imagem (vermelho).

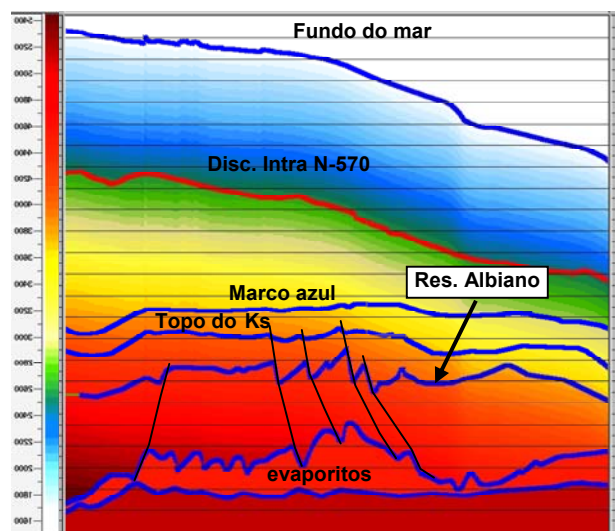


Fig. 1 – Seção de velocidades intervalares em profundidade utilizada para modelagem sísmica. Observar o mergulho acentuado do fundo do mar.

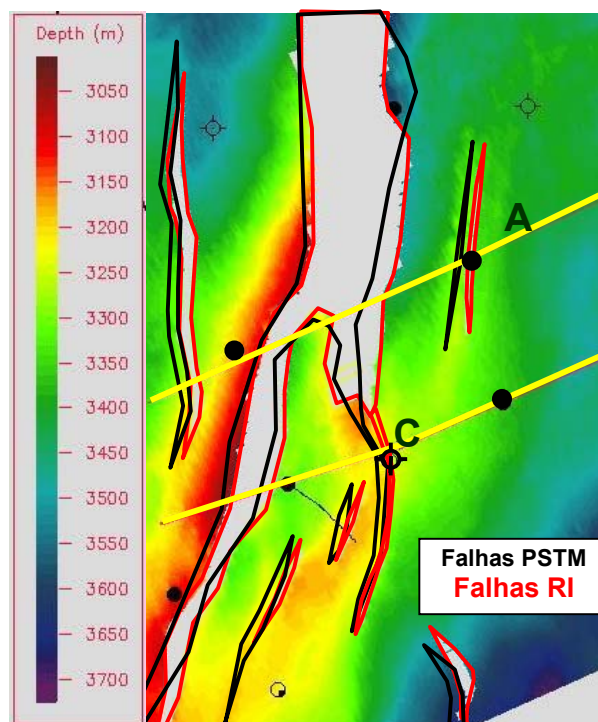


Fig. 3 – Zoom do mapa estrutural do topo dos reservatórios do Albiano. Observar os deslocamento das falhas mapeadas no volume PSTM (em preto) no volume convertido por raio-imagem (vermelho).

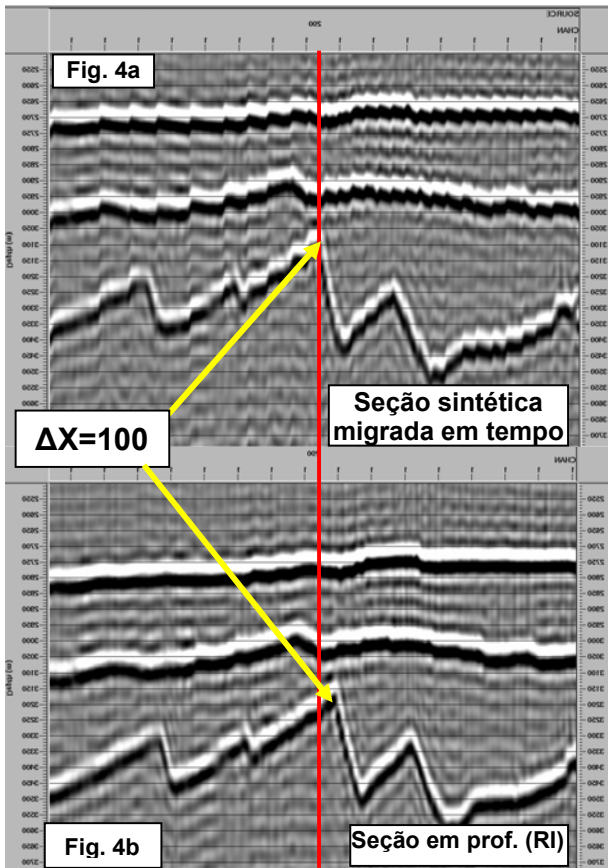


Fig. 4a e 4b – Seções sísmicas sintéticas em profundidade migrada em tempo (superior) e convertida por raio-imagem (inferior). Observar deslocamentos das falhas compatíveis com os dos dados reais.

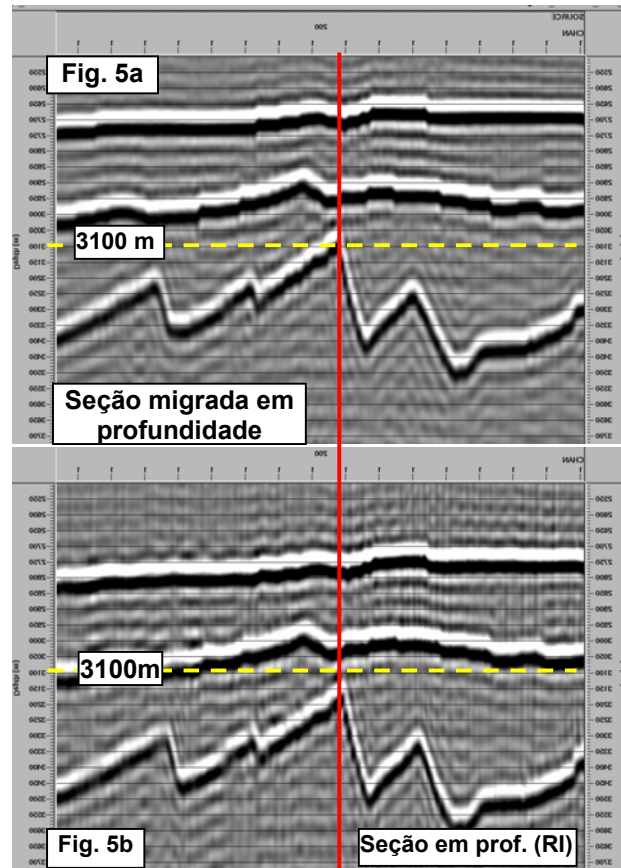


Fig. 5a e 5b – Seções sísmicas sintéticas migrada em profundidade (superior) e convertida por raio-imagem (inferior). A orientação das seções é contrária a dos dados sísmicos reais. Notar que as duas imagens são muito semelhantes, apesar das diferenças de profundidades dos refletos.

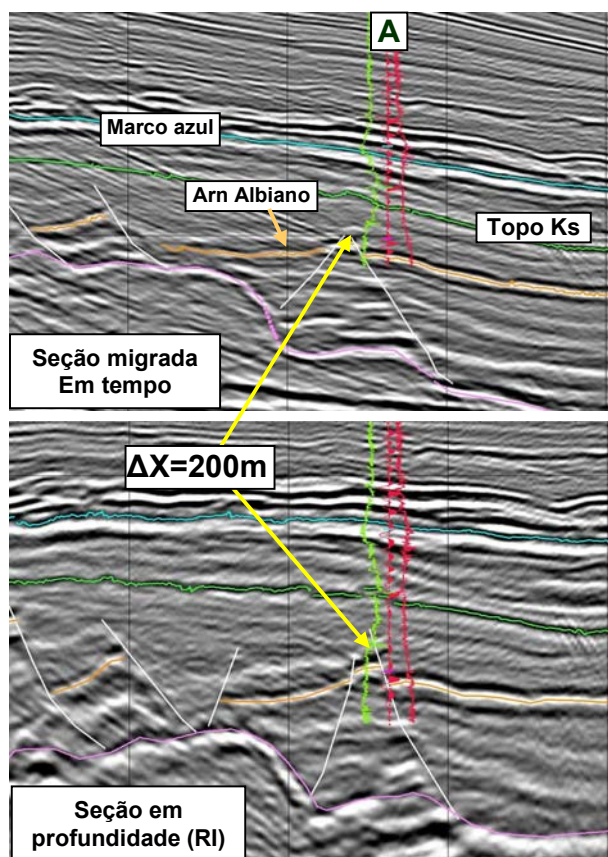


Fig. 6 – Seções sísmicas em tempo (superior) e em profundidade (inferior), passando pelo poço A. Observar o deslocamento das falhas de oeste para leste.

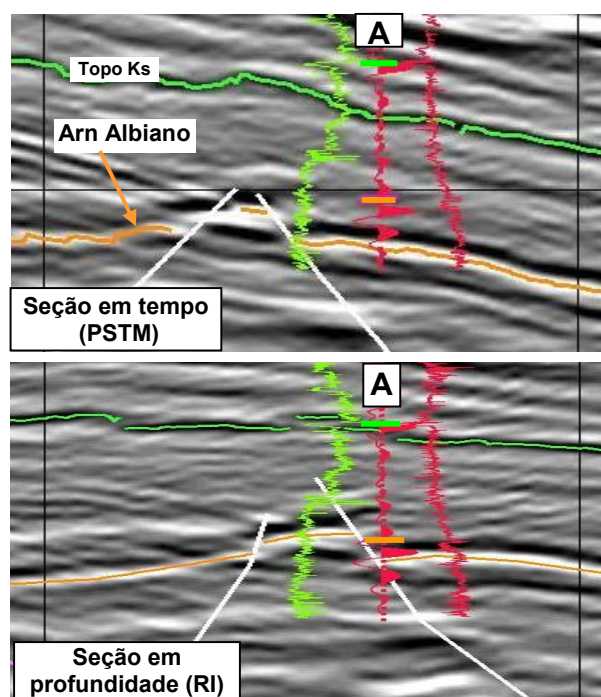


Fig. 7 – Seção sísmica em tempo mostrando o desajuste entre os marcos estratigráficos definidos no poço e os refletores (seção superior). Na seção em profundidade (inferior) os marcos e refletores ajustam-se melhor. (ver localização das seções na figura 2).

GR	DT	ILD	Rhob_Nphi	eVersion_4	Depth (m)
0	150	140	40	0.4	3258
					3267
					3276
					3285
					3294
					3303
					3312
					3321
					3330
					3339
					3348
					3357
					3366

Fig. 8 – Suíte de perfis do poço A, mostrando o posicionamento da falha acima do reservatório Albiano. Notar a presença de intervalo com arenitos cimentados no topo do reservatório (faixa avermelhada).

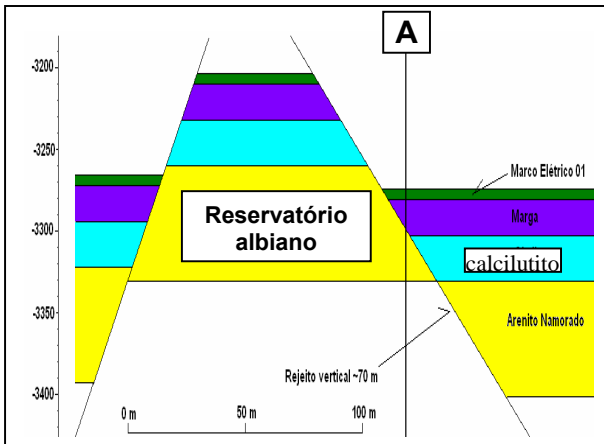


Fig. 9 – Seção geológica esquemática mostrando o reservatório Albiano do poço A posicionado no bloco alto da falha.

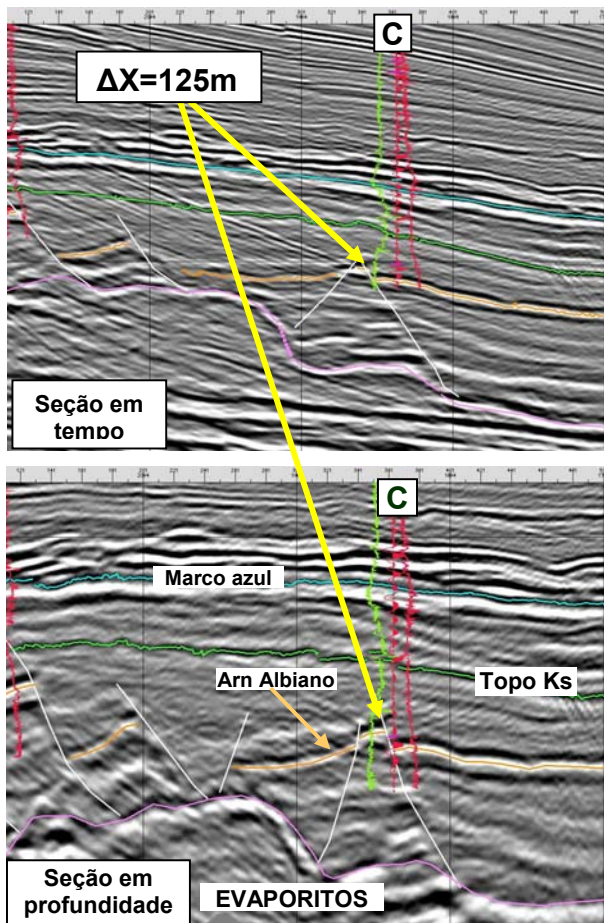


Fig. 10 – Seções sísmicas em tempo (superior) e em profundidade (inferior), passando pelo poço C. Observar o deslocamento das falhas da esquerda para a direita.

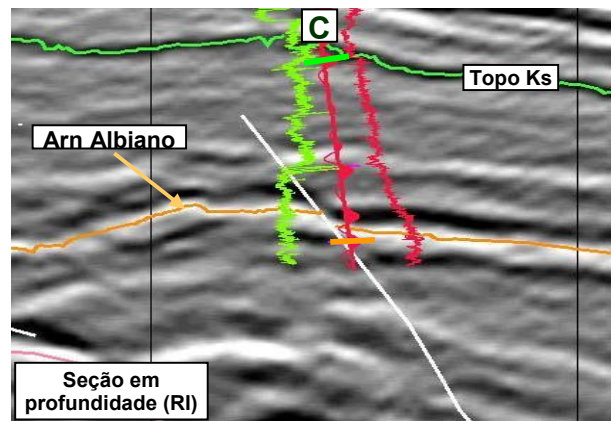
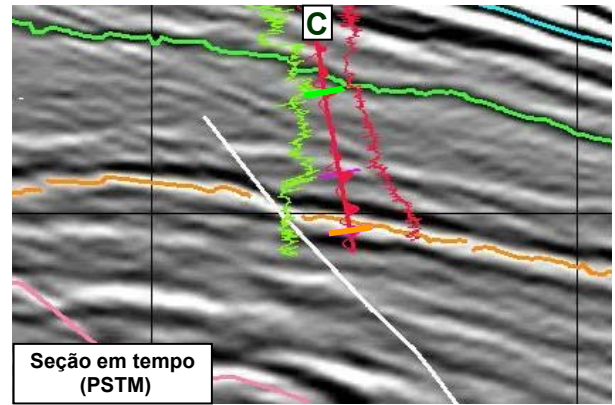


Fig. 11 – Seção sísmica em tempo mostrando o desajuste entre os marcos estratigráficos definidos no poço e os refletores (seção superior). Na seção em profundidade (embaixo) os marcos e refletores ajustam-se melhor. (ver localização das seções na figura 2).