



## Análise de AVO 4D para monitoramento de reservatórios siliciclásticos

Marcelo Nascimento dos Santos, Felipe Soares Fernandes Coelho, Henrique Aita Fraquelli, Marcella Rapini Braga, Jan Maurice Brandão Vieira, Álvaro Henrique Arouca de Castro, Anderson Luiz Pimentel (Petrobras)

Copyright 2019, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 16<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 19-22 August 2019.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 16<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

The main objective of this work is, through AVO approach, verify if the differences between the anomalies in the BASE and MONITOR surveys can be related to the production of hydrocarbons and water injection for a siliciclastic reservoir in the Brazilian continental margin. Modeling involving fluid replacement in the reservoir was performed to understand its AVO behavior and to correlate the changes of the anomalies observed with the tested scenarios. The analysis were performed separately in the BASE and MONITOR data, involving the comparison of their Orthogonal Deviations, in order to refine and validate the observed 4D anomalies in the reservoir.

### Introdução

Um estudo sísmico 4D refere-se à análise de levantamentos sísmicos 3D realizados em tempos distintos, com o intuito de monitorar, através da resposta sísmica, alterações em reservatórios decorrentes de atividades da produção de hidrocarbonetos em um campo. A ideia é comparar as respostas sísmicas obtidas de dois levantamentos, BASE e MONITOR, buscando discrepâncias que forneçam informações importantes sobre a geologia e o fluxo de fluidos nos reservatórios, na busca por um gerenciamento mais eficaz da produção. Uma questão crucial para essas análises é a repetibilidade, ou seja, os dados utilizados devem ser comparáveis. Para isso, os parâmetros de aquisição e processamento desses dados devem manter uma certa similaridade. Cada vez mais utilizadas em concessões da Petrobras, análises 4D geralmente consideram comparações diretas entre volumes sísmicos empilhados após equalização ou calibração. O presente trabalho mostra que informações de AVO (i.e., *Amplitude Versus Offset*) podem enriquecer essas análises, além de minimizar a questão da repetibilidade, já que compara atributos estatísticos extraídos dos dois dados. Esse artifício pode ser generalizado para qualquer técnica fundamentada em 4D.

As análises deste trabalho foram realizadas com dados de um reservatório siliciclástico da margem brasileira. Avanços no processamento sísmico permitiram o

processamento em paralelo para estudos 4D de dois levantamentos realizados: um Streamer e um OBC, aqui considerados BASE e MONITOR, respectivamente. Apesar das diferenças na geometria de aquisição, a repetibilidade entre eles é considerada satisfatória, como atesta o nível NRMS da resposta sísmica para a seção sedimentar sobreposta aos reservatórios. Entretanto, para enriquecer as análises 4D e aumentar o grau de confiabilidade das anomalias observadas, o presente trabalho considera análises de AVO em separado nos volumes BASE e MONITOR e compara os Desvios Ortogonais (DO) resultantes, com o objetivo de detectar variações potencialmente vinculadas à produção de hidrocarbonetos e injeção de água no reservatório. Modelagens envolvendo substituição de fluido para o reservatório foram também realizadas para entender sua sensibilidade a fluidos e seu comportamento em termos de resposta de AVO, com o intuito de entender as anomalias 4D observadas.

### Fundamento Teórico - AVO

A análise de AVO busca extrair atributos sísmicos correlacionáveis com propriedades de rocha a partir da análise da variação de amplitude sísmica como função do *offset* ou do ângulo de reflexão em uma interface. O coeficiente de reflexão para ondas planas como função do ângulo de reflexão em uma interface é teoricamente descrito pelas equações de Zoeppritz (Rosa, 2018). Devido à complexidade dessas equações, análises corriqueiras de AVO assumem algumas aproximações simplificadoras. Para o coeficiente de reflexão das ondas P, duas aproximações são comumente utilizadas (as quais assumem pequenos contrastes das propriedades de rochas e pequenos ângulos de incidência nas interfaces): Aki-Richards (1980)

$$R_p(\theta) \approx A + B \sin^2(\theta) + C \sin^2(\theta) \tan^2(\theta) \quad (\text{Eq. 1})$$

e Fatti (1994)

$$R_p(\theta) \approx A(1 + \tan^2(\theta)) + D \sin^2(\theta) - E \sin^2(\theta) \tan^2(\theta) \quad (\text{Eq. 2})$$

onde os termos A, B, C, D, E são denominados parâmetros de AVO, e podem ser expressos nas equações acima em termos das propriedades de rocha

relativas à velocidade da onda P ( $V_P$ ), velocidade da onda S ( $V_S$ ), e densidade ( $\rho$ )

$$A = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right), \quad B = A - k \left[ \frac{\Delta V_S}{V_S} + \left( \frac{1+k}{2k} \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} \right],$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{V_P}, \quad k = 4 \left( \frac{V_S}{V_P} \right)^2, \quad D = -k \left[ \frac{\Delta V_S}{V_S} + \left( \frac{1+k}{2k} \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$$

e

$$E = \frac{1}{2} \frac{\Delta \rho}{\rho}.$$

(Eqs. 3)

Os termos  $\Delta V_P$ ,  $\Delta V_S$  e  $\Delta \rho$  correspondem a contrastes na interface, enquanto que  $\overline{V_P}$ ,  $\overline{V_S}$  e  $\overline{\rho}$  a propriedades médias dos meios acima e abaixo da interface.

As equações acima permitem observar que quaisquer modificações nas propriedades elásticas das rochas, causadas por variações no conteúdo de fluido ou características litológicas, podem alterar os correspondentes atributos de AVO. Por exemplo, sob condições adequadas, podemos inferir modificações na característica dos fluidos associadas a rochas reservatório, seja por variações na saturação do fluido ou na pressão de poros, a partir de atributos de AVO extraídos de dados sísmicos (Landrø, 2001).

A técnica AVO tem em geral um caráter qualitativo, baseado no conceito de anomalia de AVO. A ideia por trás desse conceito é distinguir a presença de eventos anômalos em relação ao comportamento esperado, denominado tendência de fundo ou *background*. Esse comportamento é definido em *crossplots* entre atributos de AVO apropriados, através de um ajuste linear aos eventos que compõem a janela sísmica de interesse. A caracterização das anomalias é realizada em função da sua distância estatística em número de desvios padrões em relação à reta ajustada ou tendência de fundo. Dois tipos de distâncias estatísticas são geralmente utilizados nessas análises: desvio vertical e desvio ortogonal, ambos medidos entre os pontos amostrais do *crossplot* e a tendência de fundo.

O presente trabalho utiliza a análise de AVO, conforme descrita acima, para um monitoramento 4D do reservatório em questão. A vantagem para utilização de análises de AVO, como a aqui proposta, reside na premissa básica que a relação estatística entre eventos anômalos e os que compõem a tendência de fundo (ou comportamento esperado) é relativamente independente de problemas causados por diferenças na aquisição e/ou no processamento dos dados (repetibilidade). Sendo assim, eventuais diferenças na calibração das amplitudes sísmicas entre BASE e MONITOR, não associadas a resposta 4D, podem ser minimizadas nas análises, uma vez que estes resultados são obtidos de comparações estatísticas ao invés de comparações diretas entre atributos calibrados. Essa característica confere maior

robustez ao monitoramento 4D, como será mostrado mais adiante.

### Análise de AVO

Estudos de viabilidade, com base em dados de poço, foram realizados para verificar o efeito da substituição de fluidos sobre a resposta de AVO do reservatório. Substituições do óleo por água (100% óleo, 50% óleo, 20% óleo e 0% óleo), permitiram não só observar a variação no desvio ortogonal (DO), mas também as variações no intercepto e no gradiente dos dados sísmicos sintéticos gerados.

Para verificar a exequibilidade das análises de AVO, empregou-se a correlação móvel entre os volumes *Near* e *Far*, que apontou para um alinhamento satisfatório. Outra etapa de controle de qualidade, importante para avaliar a repetibilidade exigida para estudos 4D, envolve a geração do atributo NRMS para os volumes *Near* e *Far* dos levantamentos MONITOR e BASE, dado por:

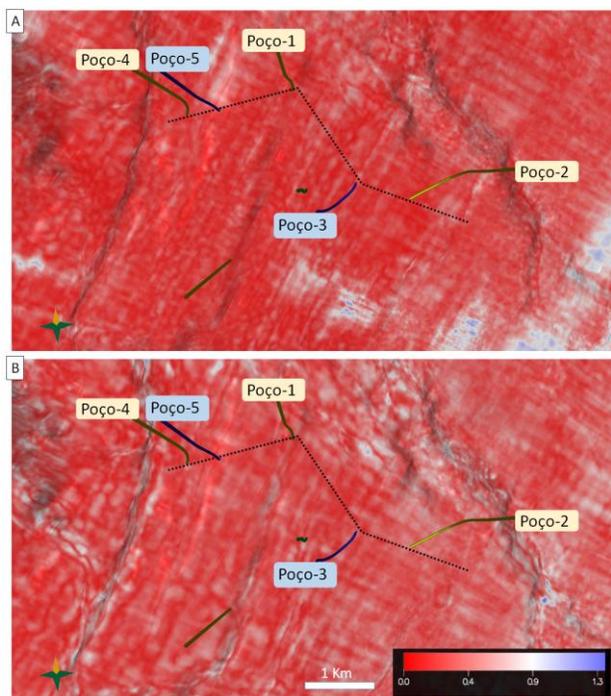
$$NRMS = 2 * RMS(Monitor-Base) / (RMS(Monitor) + RMS(Base))$$

(Eq. 4)

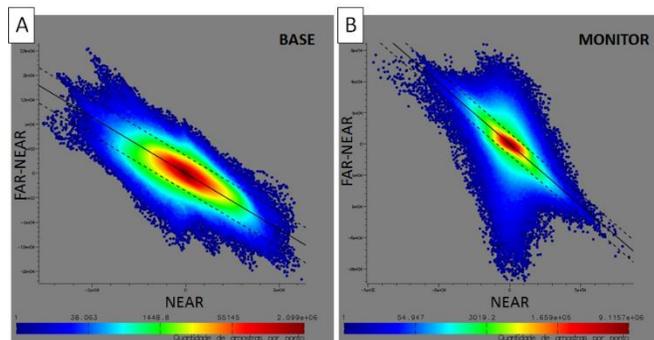
Os mapas gerados em um horizonte regional para os empilhamentos *Near* e *Far* (Figura 1A e Figura 1B) apresentam baixos valores de NRMS, indicando moderada a boa repetibilidade.

As análises de AVO consideraram o volume *Near* integrado como intercepto e a diferença entre o *Far* integrado e o *Near* integrado como gradiente. O intervalo entre 200 m acima e 700 m abaixo do reservatório foi empregado nas análises por representar o contexto geológico em que esse reservatório está inserido, ou seja, seu *background*. Dos *crossplots* Intercepto vs. Gradiente, para os dados BASE e MONITOR (Figura 2), foram obtidos os coeficientes angulares das retas de *background* e os correspondentes volumes de desvio ortogonal calculados.

Um atributo interessante para comparar os mapas de desvio ortogonal BASE e MONITOR, com o intuito de identificar anomalias 4D, consiste na geração de um mapa de desvio vertical extraído do *crossplot* desses mapas (Figura 3). O mapa resultante representa o quanto o dado MONITOR diverge do BASE em termos de desvio padrão. Como o reservatório está originalmente saturado por óleo, a substituição por gás tende a afastar o evento associado ao reservatório da reta de *background*, enquanto que por água tende a aproximar. Desse modo, valores positivos sugerem a ocorrência de zonas onde houve a substituição de óleo por água, enquanto que negativos a substituição de óleo por gás.



**Figura 1:** Mapa NRMS do NEAR (A) e Far (B) para o topo de um marco regional. Em pontilhado está a localização das seções apresentadas na Erro! Fonte de referência não encontrada..



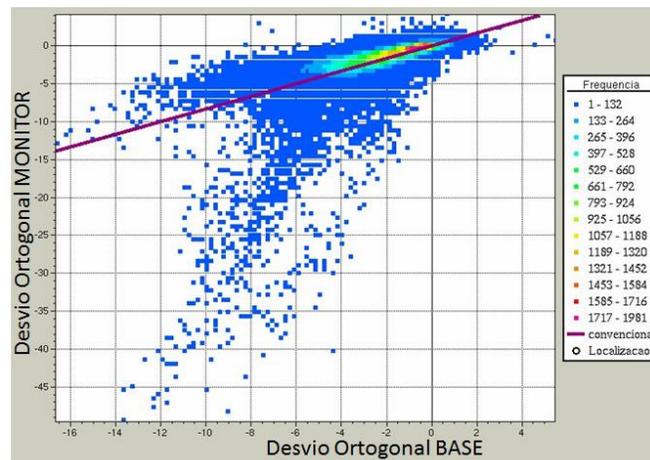
**Figura 2:** Crossplots Near vs. Far-Near para o dado BASE (A) e MONITOR (B). As retas tracejadas representam 4 desvios padrões na direção ortogonal. A partir do desvio ortogonal gerado para cada um dos dados, gera-se o *crossplot* da **Figura 3**.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS

### Modelagem 1D

Por meio da análise de AVO 1D foi possível verificar que os poços do campo estudado, que amostraram o reservatório saturado por óleo com API muito baixo (e.g., Poço-F com 12° API), praticamente não mostraram alterações sensíveis pela substituição de óleo por água (Figura 4). Nos demais poços que constataram óleo de maior grau API, as anomalias de desvio ortogonal estão na ordem de 2 a 3 desvios padrões. A entrada dos

intervalos areníticos é caracterizada por DO negativo. À medida que se aumenta a proporção de água em relação ao óleo, há uma diminuição progressiva da anomalia de DO.

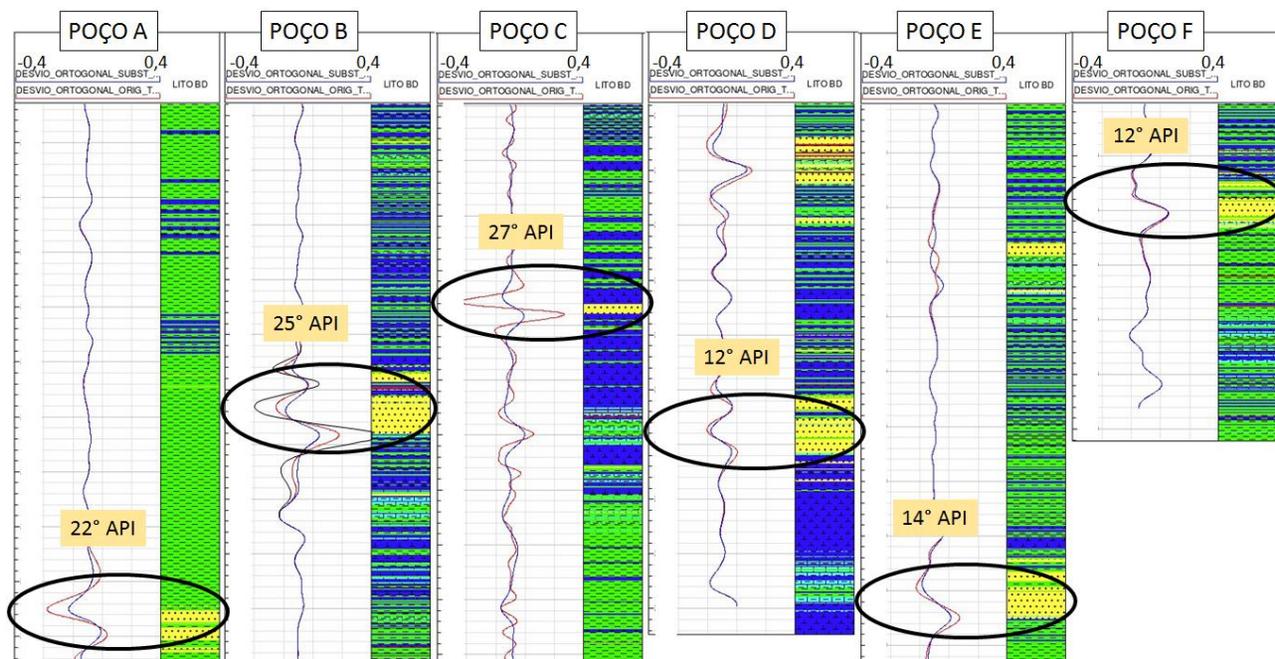


**Figura 3:** Crossplot do desvio ortogonal do dado BASE vs. desvio ortogonal do dado MONITOR para o cálculo do mapa de desvio vertical.

Tanto o intercepto quanto o gradiente aumentam em valores absolutos com o incremento de água no reservatório. Existe, por conseguinte, a possibilidade de mudança de classe de AVO quando se substitui o óleo por água, como observado, por exemplo, em uma modelagem realizada no poço na região. Nesse caso, a classe III (intercepto e gradiente negativos) para as condições originais passa à classe IV (intercepto negativo e gradiente positivo) para 100% de água. Logo, é possível que mudanças de classe de AVO dessa natureza possam representar efeitos 4D associados à substituição do óleo por água de injeção no reservatório, por exemplo.

### Análise de AVO 4D

A inclinação da reta de background ajustada ao dado BASE ( $\alpha = -0,57$ ) é diferente da ajustada ao dado MONITOR ( $\alpha = -0,78$ ). Isso pode ser devido a uma série de fatores, como, por exemplo, a diferença no nível de ruído entre os dois dados sísmicos (Rosa, 2018). Isso indica que um mesmo evento pode ter sua posição no *crossplot* alterada simplesmente pela presença de ruído, o que reduz a relevância das classes em estudos como o presente. Optou-se, portanto, em não levar em consideração as possíveis mudanças nas classes de AVO. A abordagem apresentada no presente trabalho trata das anomalias essencialmente em função do desvio ortogonal medido em números de desvios padrões a partir da reta de tendência dos dados. O conceito de amostras anômalas em um conjunto de amostras é o fator considerado relevante para comparar tais dados, mesmo que estes sejam fruto de aquisições sísmicas completamente distintas, como é o caso do 4D em questão. Nesse sentido, a análise de AVO traz flexibilidade para o entendimento de reservatórios produtores, principalmente em situações em que



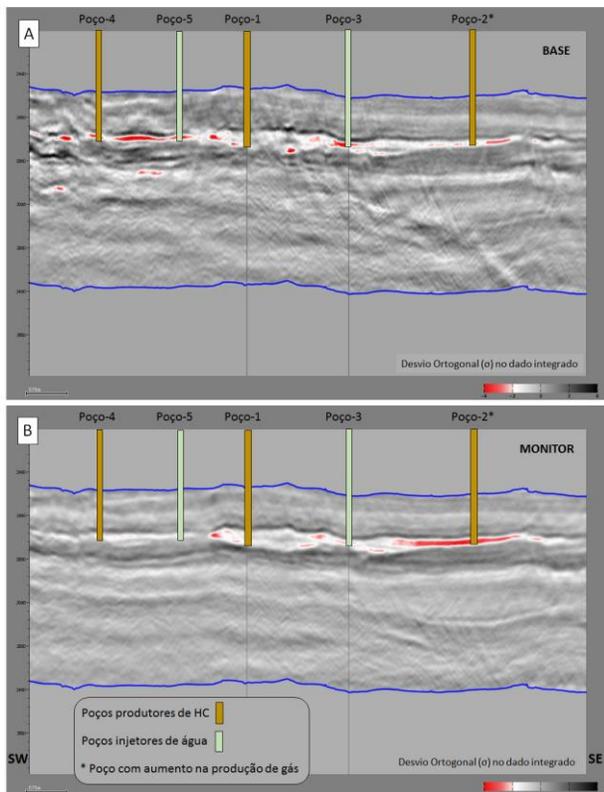
**Figura 4:** Modelagem 1D. A primeira pista dos poços acima representa o desvio ortogonal (DO) modelado. Em vermelho está o DO do reservatório com óleo, enquanto que o perfil azul representa o DO após a substituição por 100% água e o preto por 100% gás (Poco-B).

dificilmente se consegue reproduzir exatamente as mesmas condições de aquisição, como no caso em que obstáculos operacionais são progressivamente posicionados sobre campos produtores.

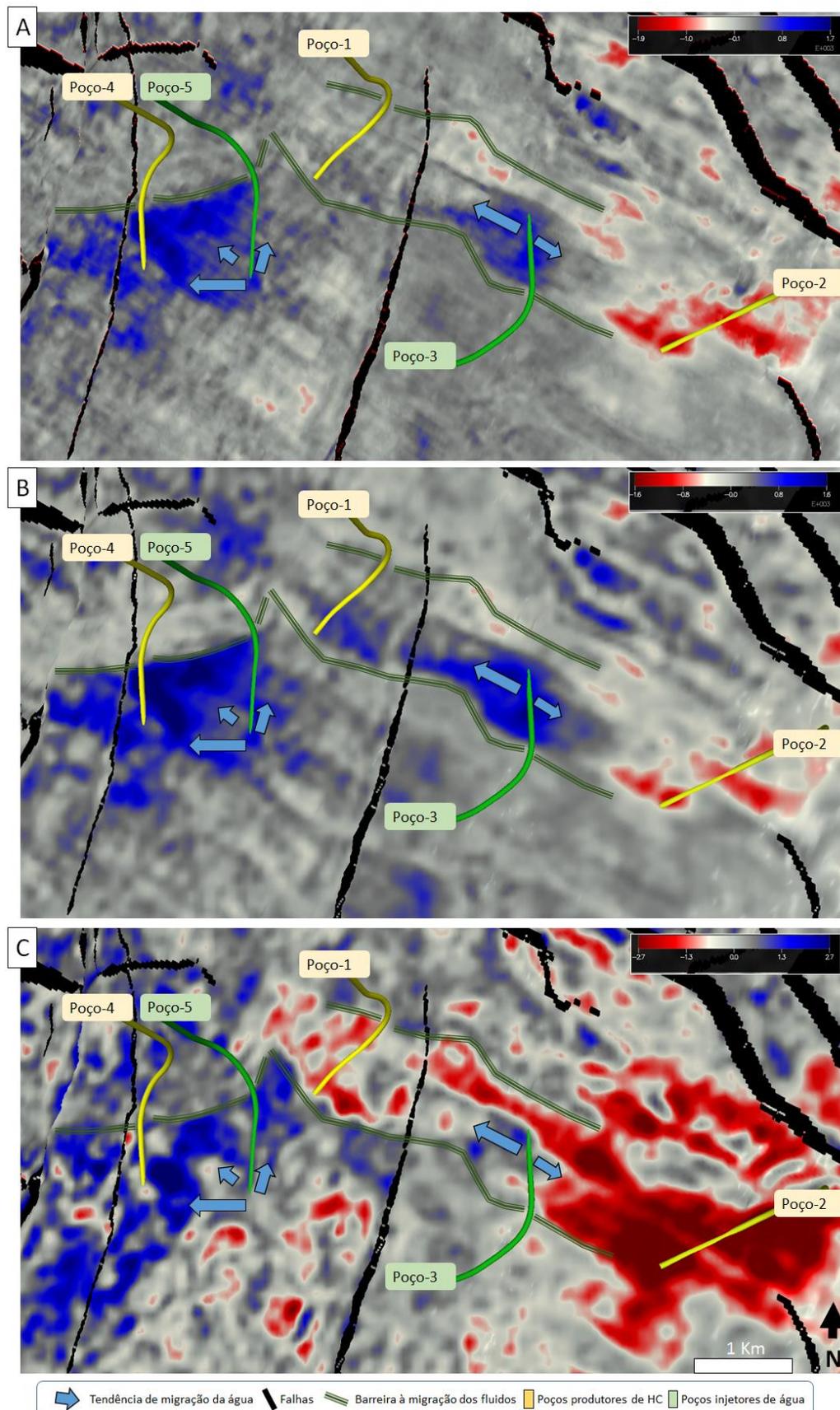
As seções sísmicas de desvio ortogonal da **Erro! Fonte de referência não encontrada.** permitem observar feições que podem estar relacionadas à produção e injeção nos poços do campo. Quando comparamos o dado BASE com o dado MONITOR, os resultados obtidos com a técnica AVO sugerem que há significativa diminuição areal das anomalias de desvio ortogonal no entorno dos poços injetores e de parte dos poços produtores, semelhante ao previsto pela modelagem 1D. Tal efeito também pode ser inferido pela análise convencional 4D, utilizando a diferença entre o dado Full MONITOR e o Full BASE, bem como no desvio vertical entre Full BASE vs. Full MONITOR (anomalias em azul na Figura 6A e Figura 6B).

Nas adjacências do poço produtor Poço-2, entretanto, ocorre um aumento das anomalias de desvio ortogonal do dado BASE para o MONITOR (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**), ou seja, as anomalias coloridas em vermelho nessas figuras ficam intensificadas e expandem-se em área ao longo do alto estrutural. Isso pode estar relacionado à dissociação do gás no reservatório, conforme registrado no poço Poço-2 por meio de um significativo aumento na razão gás/óleo, podendo eventualmente ter formado uma capa de gás. A diferença entre o dado Full MONITOR e o Full BASE também permite identificar essa feição (pintado em vermelho na Figura 6A e Figura 6B), mas sua área de ocorrência é significativamente menor e apresenta mais descontinuidades do que o apontado pelo AVO 4D (Figura 6C). Como o reservatório siliciclástico é

relativamente homogêneo ao longo do canal turbidítico e há indícios de que tais anomalias estejam vinculadas à presença de gás, acreditamos que o AVO esteja caracterizando melhor o efeito 4D neste caso.



**Figura 5:** Seções arbitrárias de desvio ortogonal do dado BASE (A) e MONITOR (B). Localização das seções na Figura 1.



**Figura 6:** Mapa da diferença entre o dado Full MONITOR e o Full BASE (A), comumente utilizado nas análises 4D, e seu respectivo desvio vertical (B). Mapa do desvio vertical entre o DO BASE e DO MONITOR.

Quando analisamos o contexto de relação entre os poços produtores e injetores, podemos inferir que a água injetada pelo poço Poço-5 tende a migrar principalmente para sudoeste, em direção ao poço produtor Poço-4, e, secundariamente, na direção sudeste. A oeste do poço Poço-4 há uma falha de direção NNE-SSW, destacada na Figura 6, que aparentemente não representa uma barreira ao fluxo dos fluidos, uma vez que as anomalias de DO localizadas em sua porção ocidental também tendem a se reduzir. No entanto, a água injetada pelo poço Poço-5 parece não migrar em direção ao norte e nordeste, indicando uma barreira de permeabilidade entre este e o poço produtor Poço-1. Tal compartimentação do reservatório é confirmada pelo próprio histórico de produção do poço Poço-1, o qual indica que este é afetado essencialmente pela injeção do poço Poço-3, mesmo que a distância entre eles seja duas a três vezes maior do que a para o Poço-5.

O mapa que representa as anomalias de AVO 4D, ou seja, o mapa de DV, que mostra o quanto as anomalias de DO do dado MONITOR estão diferentes do dado BASE, é mostrado na Figura 6C. Esse mapa sugere que os maiores efeitos sísmicos da substituição de óleo por injeção de água ocorreram na região localizada entre o poço injetor Poço-5 e produtor Poço-4 e também na base do poço injetor Poço-3, cujos valores anormalmente positivos de DV estão ressaltados pela cor azul.

A assimetria da anomalia positiva de DV no poço Poço-3 sugere maior permeabilidade local do reservatório na direção noroeste e sudeste. O caminho preferencial da água injetada (i.e., NW-SE) provavelmente reflete a direção da própria canalização dos corpos de arenito no complexo turbidítico, tendendo a mudar lateralmente para fácies mais finas e, por conseguinte, menos permoporosas. O poço Poço-3, que está em um baixo estrutural, injeta água para pressurizar os poços produtores Poço-1 e Poço-2. O Poço-3 começou a operar quando a pressão do reservatório já havia caído para abaixo da pressão de bolha. Essa queda de pressão provocou uma dissociação do gás com o óleo e uma provável capa de gás na região, que é evidenciada sísmicamente pela diminuição no DV (Figura 6C). Os efeitos 4D observados estão em concordância com os resultados das modelagens 1D baseadas em dados de poço (e.g., Poço-B; Figura 4).

O DV entre as respostas BASE e MONITOR mostrou-se o melhor atributo de análise de AVO para o estudo 4D em questão. Quando comparamos a análise tradicional 4D com a análise de AVO 4D no campo estudado (Figura 6A vs. Figura 6C), podemos perceber que esta tem uma tendência em apontar as anomalias 4D mais claramente e contornar problemas intrínsecos à repetibilidade, atenuando, por exemplo, artefatos/alinhamentos causados pela aquisição sísmica, observados na Figura 6A e na Figura 6B.

## CONCLUSÕES

Estudos de viabilidade, baseados em modelagens de substituição de fluido 1D em poços do campo estudado

atestaram a viabilidade de estudos 4D para o reservatório.

A abordagem estatística proposta para as análises de AVO 4D, baseadas no atributo DO, permitiu minimizar problemas de repetibilidade provenientes da aquisição e do processamento. Através da comparação entre dados de DO extraídos dos levantamentos BASE e MONITOR foi possível identificar efeitos 4D concentrados no entorno dos poços produtores e injetores. A integração dessas informações com dados de poço (i.e., dados de produção e modelagem 1D) e atributos sísmicos como o *Semblance* orientado por estrutura (Machado et al., 2016), permitiu estimar a direção de migração de fluidos no reservatório e identificar barreiras de permeabilidade, sejam elas estruturais ou faciológicas.

Em relação a análises convencionais, a utilização do AVO de cunho estatístico como ferramenta de análise 4D mostrou-se importante para a elucidação e detalhamento de questões relacionadas à produção de reservatórios siliciclásticos. Também permitiu contornar parte dos problemas de repetibilidade, comum a campos produtores, atenuando significativamente marcas de aquisição sísmica. Se a repetibilidade for baixa, mas o NRMS for relativamente homogêneo e o dado apresentar boa qualidade, ainda assim é possível analisar estatisticamente o dado 4D. Análises estatísticas, como a realizada no presente trabalho, não se restringem ao AVO, mas podem ser empregadas com outros atributos 4D, como, por exemplo, a variação de espessura em um reservatório para informações geomecânicas (i.e., compactação), desde que o conteúdo de frequência seja homogêneo e se faça um tratamento estatístico diferenciado.

É importante salientar que a análise de AVO 4D apresentada neste trabalho é uma primeira aproximação, na tentativa de testar a ferramenta em depósitos siliciclásticos. Logo, espera-se que no futuro haja uma evolução quanto ao melhor fluxo de trabalho para cada objetivo geológico em questão.

## AGRADECIMENTOS

Agradecemos aos geofísicos André Luiz Romanelli Rosa, Carlos Lopo Varela, Marcos Hexsel Grochau, Leonardo de Magalhães Alvim e Alexandre Kolisnyk pelas sugestões e revisões.

## REFERÊNCIAS

Aki, K. and Richards, P., 1980, Quantitative Seismology. Theory and Methods. Freeman, San Francisco.

Fatti et al, 1994, Geophysics, Detection of Gas in Sandstone Reservoirs Using AVO Analysis: A 3-D Seismic Case History Using the Geostack Technique, vol 59, p. 1362.

Landrø, M., 2001, Geophysics, Discrimination between pressure and fluid saturation changes from time-lapse seismic data, vol 66, p. 836.

Machado, M., Filpo, E., Cunha, C., 2016, Usos do Tensor de Estrutura no Processamento e Cálculo de Atributos de Imagens Sísmicas, XV SIMGEF - XV Simpósio de Geofísica da Petrobras.

Rosa, A. L. R., 2018, Análise do sinal sísmico. SBGF, 713 pp.