

## INTERPRETAÇÃO DE DADOS SÍSMICOS E DE PERFIS DE POÇOS PARA CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS DO PRÉ-SAL NO CAMPO DE TUPI, BACIA DE SANTOS

**Palavras-Chave:** Sísmica Campo de Tupi, Atributos estruturais, Caracterização reservatório.

**Autora:** Eloise Cristina Santos

**Orientador:** Prof. Dr. Emilson Pereira Leite

**[Universidade Estadual de Campinas]**

### INTRODUÇÃO:

No estudo de campos de hidrocarbonetos, a caracterização de reservatórios é uma etapa essencial para o gerenciamento e exploração de campos petrolíferos. Os dados sísmicos e perfis de poços são utilizados para esta finalidade porque, quando integrados, permitem a obtenção de informações sobre propriedades físicas e geológicas, que são utilizadas na construção de modelos e identificação de novos alvos para a exploração de óleo e gás (CHOPRA, 2007).

A área de estudo consiste no Campo de Tupi, situado na porção central distal da Bacia de Santos, cerca 230 km da margem costeira do município do Rio de Janeiro (Figura 1). Este local corresponde a um dos primeiros prospectos do pré-sal e seu maior produtor de hidrocarbonetos. Os reservatórios estão contidos em profundidade de 4.700 a 6.000 metros abaixo do nível do mar, sobreposto por uma camada de sal de até 2.000 metros e lâmina d'água de 2.126 metros (ANP, 2018). O sistema petrolífero é composto pelas rochas geradoras da Formação Piçarras e carbonatos das formações Itapema e Barra Velha, que atuam como reservatórios (SOUZA, 2019).

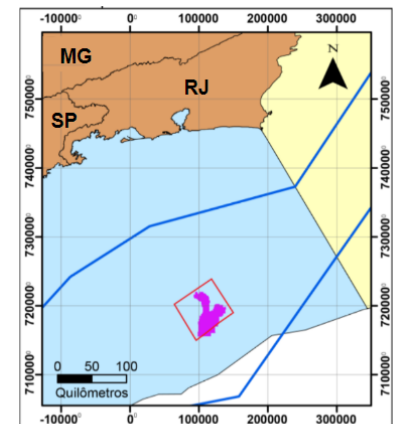


Figura 1: Localização Campo de Tupi

O objetivo do projeto consiste na caracterização geológicas e geofísicas dos carbonatos que compõem os reservatórios do Campo de Tupi em escala sísmica. Além da extração de horizontes, estruturas e comparação de diferentes atributos sísmicos com foco em apontar vantagens e limitações de cada um no contexto do pré-sal.

## METODOLOGIA:

Os materiais utilizados neste trabalho foram dados sísmicos 3D e 2D, que representam a área de estudo situada na porção sudoeste do Campo de Tupi, além de 30 perfis de poços geofísicos. Todos os arquivos foram fornecidos pela Agência Nacional de Petróleo (ANP).

O fluxo de trabalho compreendeu o carregamento do volume sísmico no software Petrel 2019 (Schlumberger), do qual foi extraído o intervalo do reservatório carbonático. Em seguida, o volume 3D foi submetido a aplicação de filtros que realçam as a visualização da densidade de estruturas e descontinuidades ao longo das sessões em análise, tais como *Dip Steered Median Filter* (DSMF), *Fault Enhancement Filter* (FEF) e *Thinned Fault Likelihood* (TLF). Com o intuito de investigar a performance dos atributos sísmicos no realce da geometria do reservatório, aplicou-se todos os atributos estruturais disponíveis no Petrel.

Concomitantemente, o carregamento dos poços permitiu a introdução dos topos das formações geológicas, assim como os perfis geofísicos com propriedades tais como: porosidade, sônico, raios gama (GR), densidade (RHOB), ressonância nuclear magnética (NMR) e nêutrons (NPHI). Logo, foi realizada a interpretação e avaliação dos atributos sísmicos e dos poços, mutuamente, para a extração dos horizontes e falhas por meio dos inlines, crosslines e time slices. Esta visualização simultânea e composta permite que o processo de interpretação estrutural seja mais confiável (Figura 2).

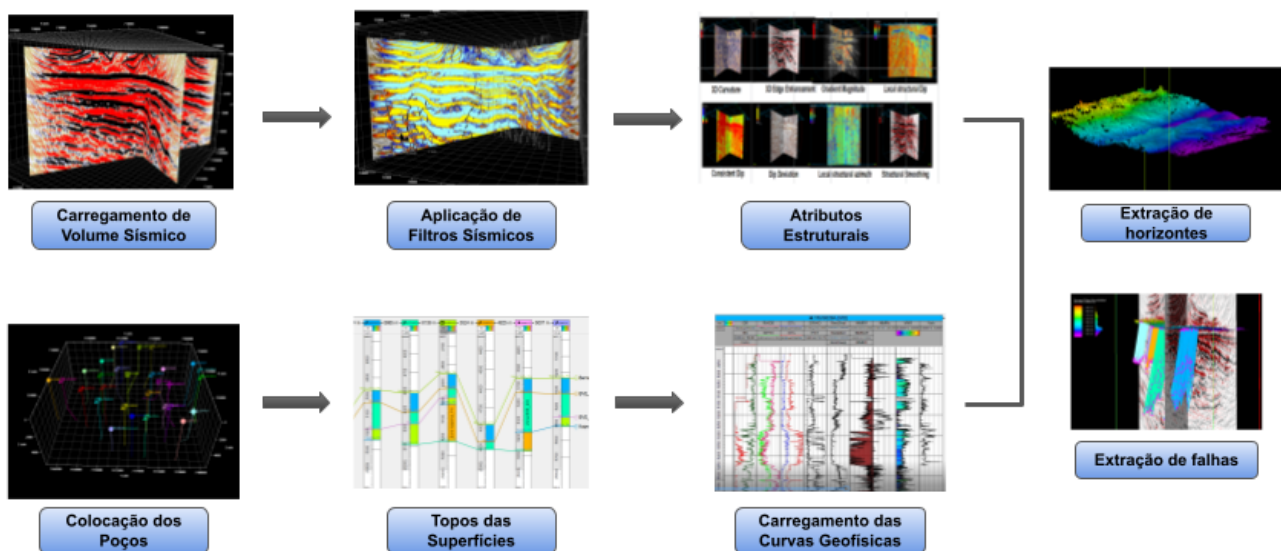
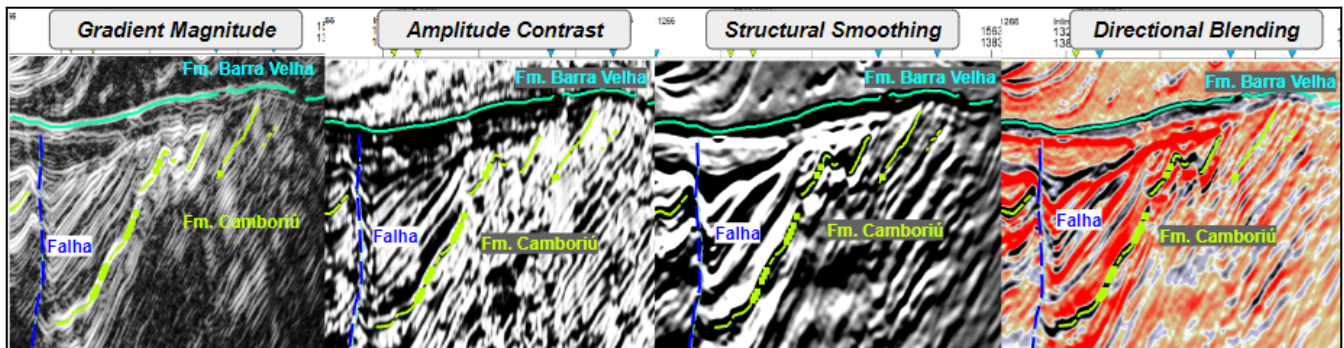


Figura 2: Fluxo de trabalho para caracterização do reservatório do pré-sal.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO:

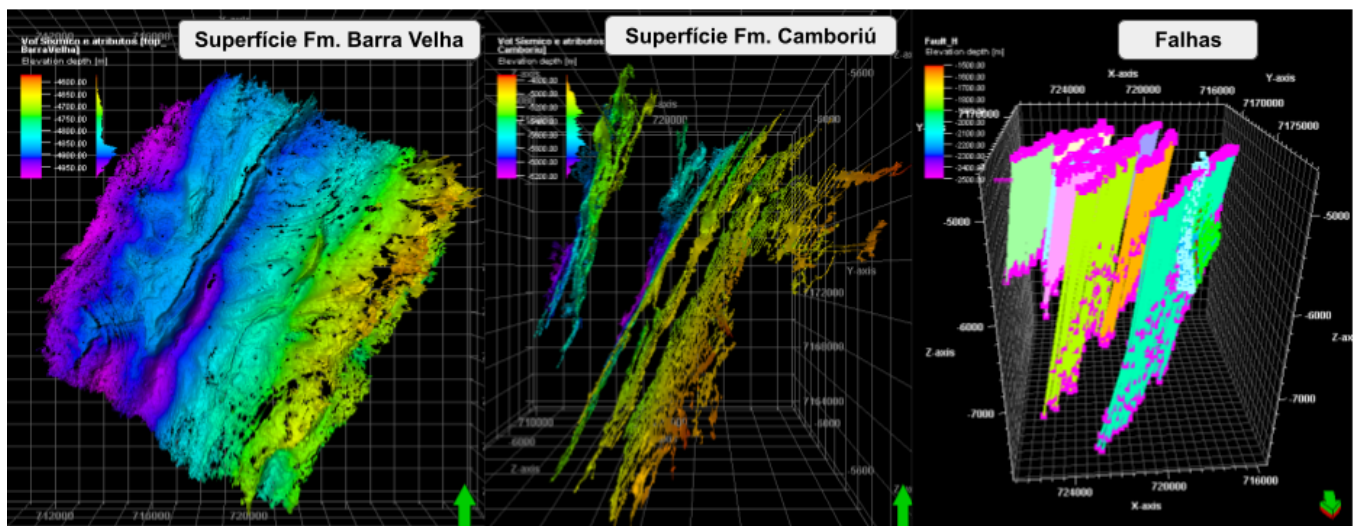
Para delimitação das estruturas no intervalo do reservatório foram aplicados diferentes atributos sísmicos de caráter geométrico focados em feições como curvatura, mergulho, azimute e variação de amplitude e gradiente. Assim, avaliando a performance dos atributos, para a determinação dos horizontes e falhas, o *Amplitude Contrast*, *Gradient Magnitude*, *Structural Smoothing* e *Directional*

*blending* foram os que se demonstraram mais eficientes no destaque das feições. Conforme observa-se na figura 3, nas seções crosslines NW-SE, os horizontes são demarcados por linhas de alta amplitude, sendo que a Fm. Barra Velha ocorre de forma subparalela, enquanto a Fm. Camboriú é mais irregular e em alguns trechos apresenta inclinação subvertical.



**Figura 3:** Atributos geométricos usados na interpretação dos horizontes e falhas.

Com isso, foi possível extrair o horizonte representante do embasamento, Fm. Camboriú, no qual a elevação varia entre -4.800 m a -6.200 m. Ainda sobre o embasamento, existe uma alta densidade de falhas no sentido NE-SW, o alto topográfico situa-se na porção SE e as zonas mais baixas estão a NW. Em relação à Fm. Barra Velha, a elevação varia entre -4.600 m a -5.000 m e apresenta menor densidade de falhas, sendo que o padrão da elevação também segue decrescendo de SE para NW. No caso do mergulho, os atributos *Local Dip Structural* e *Consistent Dip* demonstraram-se mais efetivos para a sua determinação. De maneira geral, as falhas apresentam direção NE-SW e mergulho de 45° a 75° (Figura 3).



**Figura 3:** Horizontes Fm. Barra Velha e Fm. Camburiú e falhas interpretadas.

## BIBLIOGRAFIA

ANP (Agência Nacional De Petróleo). RTAA - Relatório Técnico de Avaliação Ambiental (2018). Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima na Área Denominada Área Geográfica da Bacia de Santos – Poço Lula-Iracema - IN1. Disponível em:

[https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/sites/default/files/RTAA\\_LL\\_IRA\\_IN1\\_C3\\_BSD\\_07022\\_018-01.pdf](https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/sites/default/files/RTAA_LL_IRA_IN1_C3_BSD_07022_018-01.pdf). Acesso em: 20 de julho de 2022.

CHOPRA, Satinder; MARFURT, Kurt J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers, 2007.

SOUZA, Leonardo Silveira; CHAVES SGARBI, Geraldo Norberto. Bacia de Santos no Brasil: geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural. Boletín de Geología, v. 41, n. 1, p. 175-195, 2019. Universidad Industrial de Santander. <http://dx.doi.org/10.18273/revbol.v41n1>.