



## Modelagem Estrutural Tridimensional de um Campo Produtor do Pré-Sal Brasileiro, Águas Profundas da Bacia de Santos

Edcleison Cacao Ferreira, UFC; Francisco Nepomuceno Filho, UFC; Karen M. Leopoldino Oliveira, UFC; Matheus Edson Mendes Medeiros, UFC; Narelle Maia de Almeida, UFC; Thiago H. S. Barbosa, UFC; Yoe A. R. Perez, UFRN.

Copyright 2022, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

*Este texto foi preparado para a apresentação no IX Simpósio Brasileiro de Geofísica, Curitiba, 04 a 06 de outubro de 2022. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do IX SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.*

### Resumo

O Pré-sal apresenta heterogeneidades estruturais que influenciam diretamente na produção de petróleo de cada campo produtor. Este trabalho utilizou um conjunto de dados sísmicos e de poços fornecidos pela companhia Petrogal Brasil S.A. Foram mapeados os topos das formações e as falhas geológicas presentes no intervalo pré-sal através da interpretação sísmica e amarração poço-sísmica, resultando em um modelo 3D do campo. O modelo estrutural traz informações geológicas importantes para o conhecimento das configurações do campo e suas regiões mais favoráveis ao acúmulo de petróleo. Observou-se que as principais zonas reservatório estão localizadas em altos estruturais influenciados por falhas geológicas. Este modelo alimenta simuladores de reservatórios e subsidia no gerenciamento e na tomada de decisões.

### Introdução

As descobertas no Pré-Sal estão entre as mais importantes em todo o mundo. Essa província é composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial (Petrobras, 2022).

O petróleo do Pré-sal está alojado em reservatórios situados abaixo de uma extensa e espessa camada de sal que ocorre na região costa-afora do Espírito Santo até Santa Catarina, em águas profundas e ultra profundas, localizados sob 3 a 4 km de rochas abaixo do fundo marinho (Riccommi et al., 2012).

A exploração offshore do Pré-sal no Brasil apresenta um cenário multifacetado de águas profundas que está trazendo novos desafios para a interpretação sísmica na exploração e produção offshore brasileira. Os reservatórios neste domínio são complexos, heterogêneos com carbonatos em fácies distintas, o que torna a caracterização precisa do reservatório muito desafiadora (Iacopine et al., 2018).

Nas últimas décadas houve um crescente aprimoramento dos conhecimentos e métodos para aquisição e processamento de dados sísmicos, permitindo o

reconhecimento de feições geológicas em várias escalas através da interpretação dos padrões de reflexão sísmica (Veeken e van Moerkerken, 2013).

Segundo Armstrong et al. (2003), o objetivo da modelagem geológica de reservatório é construir um grid, contendo propriedades petrofísicas, como porosidade, permeabilidade e pressão capilar, determinantes no comportamento do reservatório durante a simulação de produção. A etapa inicial da construção deste grid é referente à interpretação sísmica e à construção do modelo estrutural tridimensional.

A geração de modelos estáticos e dinâmicos adequados fornece melhor subsídio para o processo de tomada de decisão, especialmente na produção aprimorada de recuperação de petróleo. Para qualquer equipe de ativos que trabalhe em ambientes geológicos complexos, como os carbonatos do pré-sal brasileiro, uma descrição assertiva da heterogeneidade do reservatório e do comportamento do fluxo em termos de movimento de fluidos é crucial (Penna et al., 2020).

Este trabalho tem como objetivo fundamental a modelagem estrutural tridimensional de um campo produtor de petróleo do Pré-sal brasileiro, localizado em águas profundas na Bacia de Santos, utilizando dados de poços e técnicas de interpretação sísmica. O modelo busca ser o mais próximo possível da realidade, levando em conta as características do campo, características observáveis de forma direta e indireta. Este modelo foi gerado a fim de alimentar simuladores de reservatórios e subsidiar no gerenciamento e na tomada de decisões.

### Metodologia/ Problema Investigado

Para o desenvolvimento do presente trabalho foram utilizados dados disponibilizados pela empresa Petrogal-Brasil, S.A., que possui poços em produção no Campo estudado. Tal empresa disponibilizou volumes sísmicos do Campo com diferentes processamentos bem como dados de poços (e.g. perfilagem geofísica e fácies). Foi utilizado o programa Petrel E&P Software Platform, da empresa Schlumberger, para integração e interpretação dos dados.

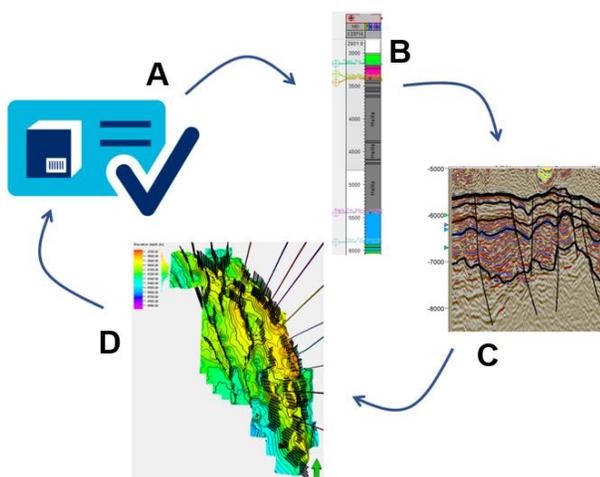


Figura 1 – Fluxo de Trabalho para a Modelagem Estrutural. A) Controle de qualidade dos dados e construção da fundamentação teórica referente ao modelo conceitual. B) Inserção e interpretação dos dados de poços. C) Interpretação sísmica integrada aos dados de poços. D) Avaliação da interpretação dos dados, compreensão e descrição dos resultados.

Foram utilizados neste estudo dados de 10 poços e um volume de reflexão sísmica tridimensional no domínio da profundidade. O volume sísmico interpretado consiste em 1597 inlines espaçadas em 12,5 m e 2.266 crosslines espaçadas em 12,5 m. O comprimento das inlines é de ~28,2 km e as crosslines têm ~19,8 km, atingindo uma área total de ~558,36 km<sup>2</sup>.

Seguindo o fluxograma planejado (Figura 1), após controle de qualidade dos dados e a construção da fundamentação teórica, foram inseridos no Petrel os dados de poços e os dados sísmicos. Os dados de poços incluem as coordenadas da cabeça do poço, a trajetória do poço, os marcadores estratigráficos, os perfis geofísicos, dados de fácies retirados dos relatórios e/ou arquivos dos perfis compostos.

Com a amarração dos dados sísmicos aos dados de poços, foi possível mapear com uma maior acurácia os horizontes das formações presentes no campo. Utilizou-se os preceitos da sismoestratigrafia para a interpretação. Foram mapeados os principais horizontes e falhas presentes no volume. Utilizou-se a ferramenta 3D Autotracking com supervisão criteriosa e ajustes manuais, levando em consideração a análise das sismo fácies. Foram utilizados volumes de diferentes atributos sísmicos (e.g. variância, antitracking) os quais eram selecionados de acordo com sua contribuição na interpretação sísmica, evidenciando feições importantes no mapeamento.

## Resultados

Identificou-se variações nos padrões sísmicos que podem mudar de acordo com as formações (Figura 4).

Cada fácies foi enumerada em ordem crescente de acordo com a profundidade, sendo a fácies 6 o embasamento. A formação Barra Velha apresenta três diferentes fácies que diferem também em espessura. Cada fácies sísmica corresponde a uma subdivisão desta formação, Barra Velha 100, 200 e 300. As formações Itapema e Piçarras apresentam fácies sísmicas distintas por variações de amplitude e frequência. O embasamento possui características muito contrastantes com as rochas sedimentares.

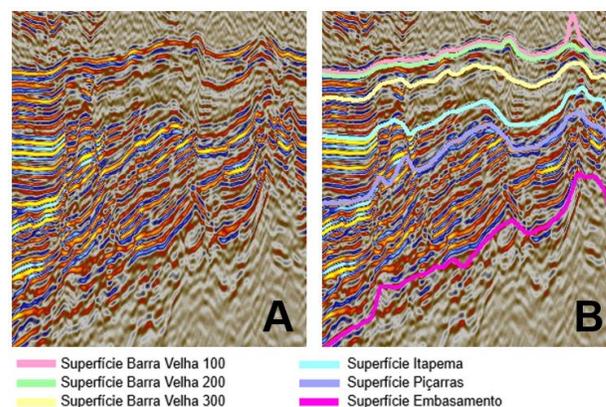


Figura 2 – A) Linha sísmica arbitrária do campo. B) Mesma linha sísmica com as interpretações dos horizontes correspondentes aos topos das formações e o embasamento.

Mapeou-se o topo da Formação Barra Velha 100, 200 e 300, a Fm. Barra Velha 100 corresponde a base do sal, esta superfície é o limite superior do pré-sal. Possui poucos refletores por sua espessura estar em torno de 150 m, possui alta amplitude e uma fácies sísmica plano-paralela. A Fm. Barra Velha 200 possui maior espessura, em torno de 500 m. Possui baixa amplitude e refletores plano paralelos. A Fm. Barra Velha 300 apresenta fácies sísmica equivalente a Fm. Barra Velha 200, a identificação de seu refletor de baixa amplitude deu-se com o auxílio dos dados de poços. A Formação Itapema possui refletores de alta amplitude e baixa frequência, sua espessura está em torno de 400 m. A Formação Piçarras possui refletores de alta amplitude e frequência, possui rochas ígneas e sedimentares. As rochas ígneas presentes nesta formação causam uma descontinuidade dos refletores plano paralelos e apresentam fácies caótica em algumas regiões, os dados de poços auxiliaram na distinção entre esta Formação e o embasamento ígneo, pois as rochas ígneas desta formação podem ser confundidas com o embasamento por apresentarem a mesma fácies caótica. O embasamento apresenta refletores caóticos e não são bem definidos, característica marcante em rochas ígneas. Seu mapeamento baseou-se no contraste de fácies sísmica com a Formação Piçarras que se encontra em contato com o embasamento e possui fácies sísmica plano-paralela (figura 2).

As principais falhas também foram mapeadas em toda a área de estudo, totalizando 27 falhas (Figura 3). A maioria das falhas mapeadas são normais e apresentam

strike NW-SE. Quanto a direção de mergulho, pode-se dividir em dois grupos principais que são o conjunto de falhas que mergulham para NE e o conjunto que mergulha para SW. Grande parte das falhas mapeadas influenciam na espessura das formações, todas as formações mapeadas tendem a possuir maior espessura para SW onde encontra-se o maior número de falhas. Todas as falhas mapeadas abrangem o intervalo Pré-sal, do embasamento a base do sal. Algumas falhas ultrapassam este intervalo influenciando o Pós-sal. Os altos estruturais do embasamento são caracterizados por conterem falhas normais que mergulham para quadrantes opostos. Também foram feitas análises de rejeito nas superfícies das falhas com a inserção dos horizontes mapeados para compreender a evolução das mesmas.

### Discussão e Conclusões

Foi possível mapear e compreender o comportamento estrutural ao longo de toda área estudada, e com isso, perceber a influência estrutural na configuração do reservatório. Porções mais a leste da área tem uma presença maior de altos estruturais, os quais são delimitados por falhas normais de mergulhos opostos e são grandes influenciadoras na migração dos fluidos. Nestes altos estruturais, a presença de falhas torna o mapeamento das superfícies um desafio, as superfícies das subdivisões da formação Barra Velha cruzam-se nas regiões de maior cota. Estas regiões de maior cota são, por sua vez, onde encontra-se os reservatórios. Através da análise de rejeito notou-se que todas as falhas mapeadas influenciaram na evolução tectono-sedimentar da bacia. Pelo número de falhas com rejeito considerável e de planos que possuem dezenas de quilômetros quadrados, é possível afirmar que haja conectividade entre as zonas reservatório deste campo.

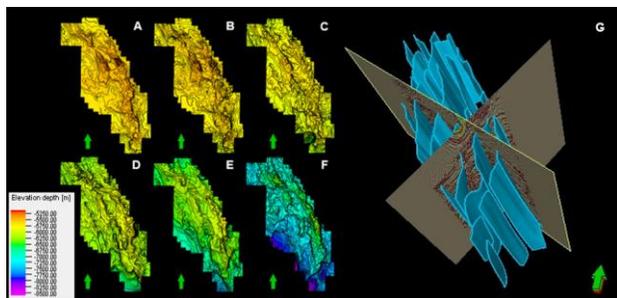


Figura 3 – Superfícies e falhas observadas em três dimensões. A) Superfície Barra Velha 100. B) Superfície Barra Velha 200. C) Superfície Barra Velha 300. D) Superfície Itapema. E) Superfície Piçarras. F) Superfície embasamento. G) Falhas mapeadas observadas com uma inline e uma crossline.

O número de isópacas em cada superfície é variável, as irregularidades do embasamento, juntamente com as falhas, influenciam na disposição das superfícies subjacentes (Figura 4), porém a evolução tectônica e os elementos de sedimentação favorecem o

aplainamento das superfícies, o topo da Formação Barra Velha possui uma variação de profundidade muito menor que o embasamento. É importante ressaltar que as construções carbonáticas influenciaram na disposição das superfícies. As zonas carbonáticas as quais os reservatórios fazem parte possuem diferentes fácies carbonáticas. Neste campo as falhas podem ter alimentado regiões propícias a formação de estruturas carbonáticas com fluidos hidrotermais. Por fim, a integração das informações estudadas permitiu a representação morfológica-estrutural do campo em questão, bem como a compreensão da origem e evolução da bacia.

### Agradecimentos

Os autores agradecem à Petrogal Brasil S.A pelo financiamento de projeto de R&D e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Os autores também são gratos a Schlumberger pelas licenças do Petrel, à Universidade Federal do Ceará e ao Centro de Excelência em Geofísica do Petróleo.

### Referências

- Armstrong, A.; Galli, A. G.; Le Loc'h, G.; Geffroy, F. & Eschard, R. 2003. Plurigaussian Simulations in Geosciences, Springer, Berlin. 147p.
- Iacopine, D; Alvarenga, R. S.; Kuchle, J.; Cawood A. J.; Goldberg K.; Kneller, B. Seismic and structural characterization of a pre-salt rifted section: the Lagoa Feia Group, Campos Basin, offshore Brazil. Porto Alegre, Instituto de Geociências, BG Rift Lab, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2018.
- Penna, Rodrigo; Lupinacci, Wagner Moreira. 3D modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian presalt carbonate. Rio de Janeiro, Marine and Petroleum Geology, 2020.
- Petrobras, 2021. O pré-sal. Acessado em: 10 de junho de 2022. <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>
- Riccomini, C; Sant'Anna, L. G; Tassinari, C. C.G. Pré Sal: Geologia e Exploração. Revista USP, São Paulo, N.95, 2012.
- Veeken, Paul C.H.; Van Moerkerken, Bruno. Sismic Stratigraphy and Depositional Facies Models. Amsterdam: EAGE Publications bv, 2013. 7p.

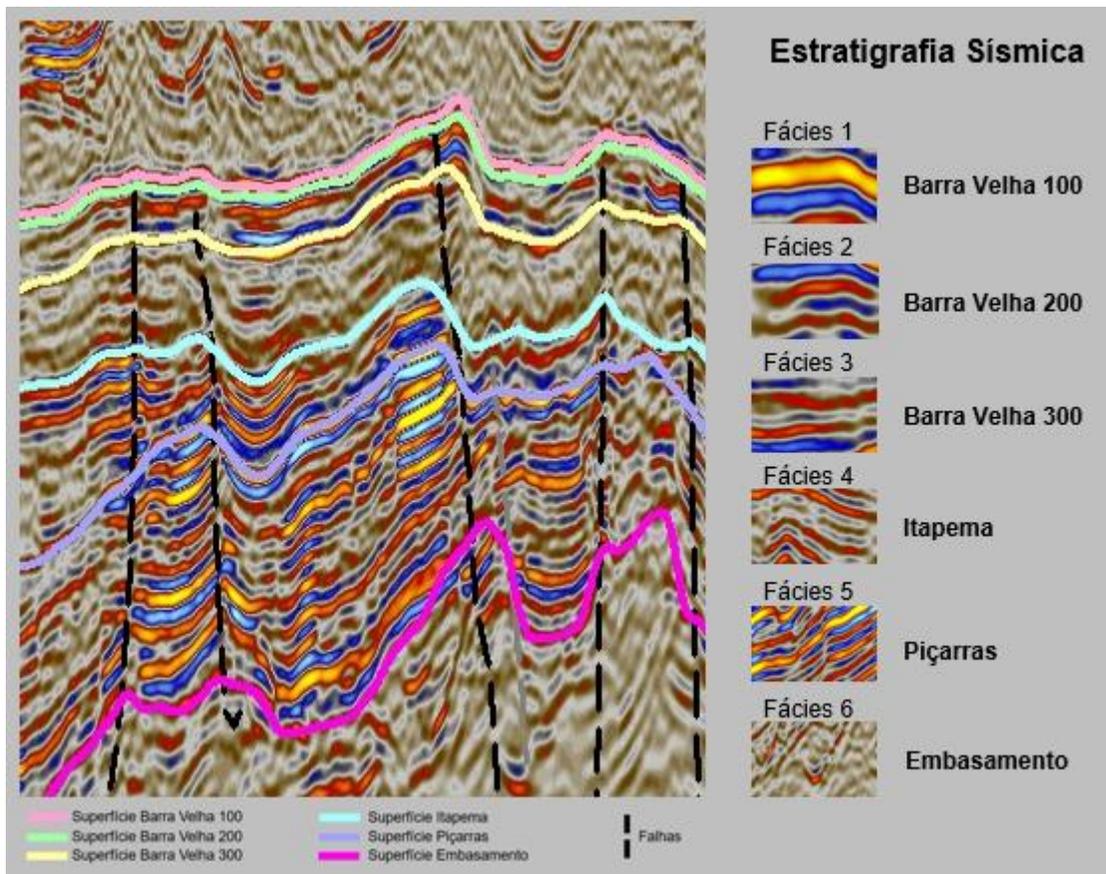


Figura 4 – A) Linha sísmica arbitrária do campo com sua estratigrafia sísmica dividida em seis fácies distintas.