

## Arquitetura Sismotectônica de um Rifte Oblíquo: Exemplo da Porção Centro-Norte da *Bacia Potiguar Offshore*

Araújo, A.J.D.\*<sup>1</sup>; Antunes, A.F.<sup>1,2</sup>. (1) Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica/UFRN, (2) Departamento de Geologia/UFRN

Copyright 2023, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 18<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 16-19 October 2023.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 18<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 Potiguar Basin is marked by two distinct tectonic stages, similar to what is observed in other basins on the Brazilian Equatorial Margin. The basin filling consists of three depositional supersequences called syn-rift (I and II), post-rift and drift. Although, in general, the origin and tectonic evolution of the Potiguar Basin are relatively well covered in several publications, details regarding the geometric and kinematic arrangement of its main faults and its control in the deposition of deposits related to the syn and post-rift supersequences, still are the focus of further studies. In the present work, a 3D seismic volume and related wells positioned in the central-north portion of the offshore Potiguar Basin have been analyzed. Filters and attributes were applied to the seismic volume to attenuate noise and enhance geological-geophysical features, and then the correlation between seismic and well data was performed to define the stratigraphic intervals to be analyzed. The seismostructural interpretation has shown that the studied area is architected by a main framework of NW-trending normal faults, dipping both to NE and to SW. These faults affect syn and post-rift deposits and are rooted in the underlying basement, and exerted strong control on the deposition and geometry of syn and post-rift deposits. It is expected that the results of the seismostructural analysis of the area will contribute to the advancement of geological knowledge of the offshore Potiguar Basin.

### Introdução

A Bacia Potiguar (BP) localiza-se no extremo leste da Margem Equatorial Brasileira (MEB; Figura 1), que se desenvolveu como uma margem continental, caracterizada por tectonismo do tipo transformante, tendo a sua evolução sido dominada por distensão oblíqua e movimentos transcorrentes puros, ambos de caráter dextral (Zalán, 2012). A BP formou-se nesse contexto e tem seu registro estratigráfico dividido em três superseqüências desenvolvidas do “Neocomiano” ao recente, denominadas: Rifte – do “Neocomiano” ao Aptiano; Pós-Rifte – do Aptiano superior ao Albiano inferior; e Drifte – do Albiano ao recente (Pessoa Neto *et al.*, 2007). A Superseqüência Rifte é dividida em Rifte I e

Rifte II, sendo a primeira fase caracterizada por um regime tectônico de estiramento crustal, e uma segunda fase marcada por tectonismo transcorrente/transformante. Essa mudança no caráter tectônico provocou um deslocamento do eixo de rifteamento para a porção submersa, mudando a direção de transporte tectônico de NW-SE para E-W, em resposta ao início do processo de deriva continental. As rochas depositadas após essa seqüência correspondem à Formação Alagamar. Essa unidade é representativa das primeiras incursões marinhas na bacia, porém seu contexto tectônico é complexo e susceptível de discussão, uma vez que as interpretações atribuídas são relacionadas a um estágio de quiescência tectônica, representativas de estiramento crustal arrefecido de forma dúctil e sem falhas associadas (Zalán, 2012). No entanto, tem-se registro da presença de rochas com forte controle tectônico que sugerem que algumas falhas herdadas da fase rifte continuaram ativas durante o Aptiano superior, inclusive em unidades correlatas na Bacia do Ceará (*Condé et al.*, 2007).

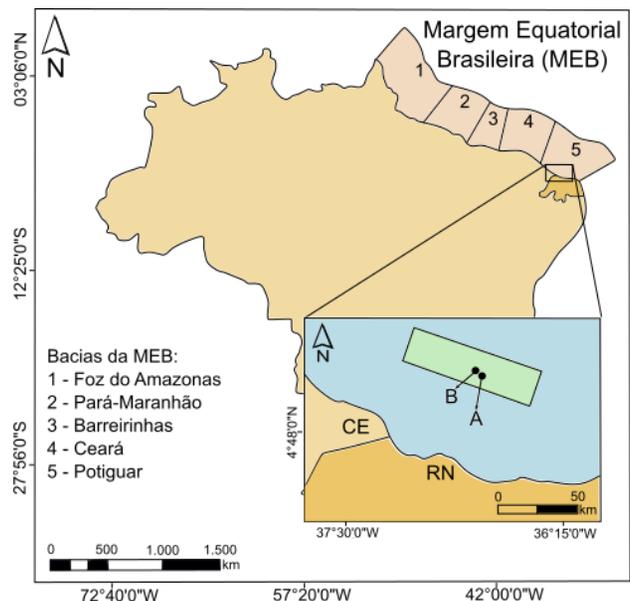


Figura 1 – Mapa de localização da área de trabalho, referente ao levantamento R0276\_BM\_POT\_17\_PSDM (retângulo verde) na Bacia Potiguar, Margem Equatorial Brasileira. Na imagem também estão marcados os poços 1-BRSA-1205-RNS (A) e 3-BRSA-1317-RNS (B). Adaptado de Batista (2017).

A Formação Alagamar, relativa à Sequência Pós-Rifte, corresponde às rochas geradoras de um sistema petrolífero reconhecido na bacia. Esse fator é bastante importante, tendo em vista que as bacias de margens transformantes têm recebido bastante atenção desde a descoberta do Campo de Jubilee, na porção submersa da Bacia de Tano, oeste africano (Dailly *et al.*, 2013), trazendo crescente interesse econômico em bacias formadas nesse contexto, como a Bacia Potiguar, o que reforça a necessidade de estudos mais detalhados.

### Método

O dado, fornecido pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), consiste de sísmica 3D *post-stack* e poços da Bacia Potiguar *offshore* numa área chamada Campo de Pitu (Figura 1). A sísmica pertence ao levantamento R0276\_BM\_POT\_17\_PSDM, que tem 1210 *crosslines* (NW-SE) e 6800 *inlines* (NE-SW), resultando em uma área total de 1,853.25 km<sup>2</sup>. Na área do levantamento sísmico há apenas dois poços. Para o presente estudo foi analisado um subvoluma no qual os poços 1-BRSA-1205-RNS e 3-BRSA-1317-RNS estão posicionados.

O método usado nesse estudo iniciou com o processamento *post-stack* do dado pela aplicação de atributos sísmicos a fim de melhorar a resolução das seções sísmicas e realçar feições geológico-geofísicas importantes. Primeiramente foi feito um *dip-steering* com *planarity*. O *dip-steering* é um processo que acompanha o refletor a partir de um rastreamento automático de mergulho pré-calculado em qualquer posição inicial. Pode ser calculado com um fator de planaridade (*planarity*), cujo valor, que varia de 0 a 1, indica a planaridade dos refletores, sendo os valores mais baixos associados a proximidades de falhas e regiões com ruído (Banes, 2006; Groot, 2017). Em seguida foi feita a filtragem com o *dip-steering median filter*, pois oferece uma melhora significativa na resolução do dado, reduzindo o ruído e realçando a continuidade lateral dos refletores, e por isso foi utilizado como *input* para aplicação de alguns atributos (Figura 2). Os atributos usados foram: similaridade; controle de ganho automático (AGC); 1ª derivada vertical do traço sísmico; e pseudo-relevo.

De posse do dado processado, foi feita a correlação dos dados de poços com o volume sísmico, sendo possível reconhecer o topo das formações Pescada, Alagamar e Quebradas, garantindo maior confiabilidade à interpretação dos dados. Foram mapeados dois horizontes, correspondentes ao topo da Formação Pescada (fim do Rifte II) e ao topo das Camadas Ponta do Tubarão, delimitando assim o intervalo referente à Formação Alagamar. Em seguida, deu-se início o mapeamento das falhas. *A priori*, foi feito o mapeamento manual das falhas, dentro do volume pré-carregado. Como auxílio para o mapeamento das falhas, foram utilizados *z-slices* em diferentes profundidades, com o atributo *similarity*. Outro recurso utilizado foi o atributo *fault likelihood*, necessário para a extração automática de falhas.

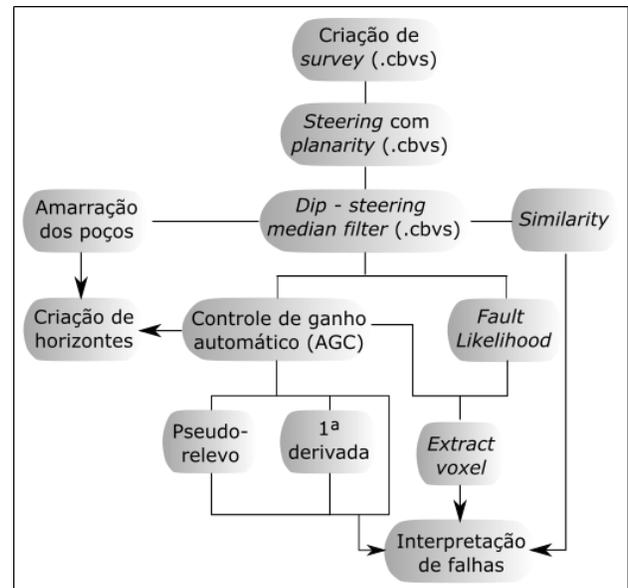


Figura 2 – Fluxograma de processamento pós-stack (filtros e atributos) e interpretação sísmica.

### Resultados

A partir da delimitação da sequência Pós-Rifte, por meio do mapeamento das superfícies de topo das formações Pescada e Alagamar, observa-se que esse volume sedimentar apresenta espessamento geral para norte. No poço 1-BRSA-1205-RNS a Formação Alagamar compreende um intervalo de 807 m, mas a unidade apresenta-se mais espessa em outras áreas. Essa é uma característica observável em outros trabalhos, mesmo que na porção *onshore* (Melo *et al.*, 2020).

O arcabouço estrutural da área é dominado por um conjunto de falhas com direção geral WNW-ESE com mergulhos para NNE e que se arranjam em um sistema imbricado com componente de rejeito normal predominante. Falhas de segunda ordem, também de direção WNW-ESE apresentam mergulho para SSW, constituindo localmente estruturas em grabén com as falhas com mergulho para NE.

De forma geral as falhas apresentam perfil lístrico e traço sinuoso em cortes horizontais e nos horizontes mapeados (Figura 4). Esse conjunto de falhas afeta todo o pacote da Sequência Pós-Rifte, atingindo em profundidade a Formação Pescada, da Sequência Sinrifte, e por vezes se propagando para unidades superiores (Figura 3).

Uma característica observada, bastante importante, é a presença de cunhas de espessamento contra as falhas, em unidades interpretadas como pertencentes à Formação Alagamar (Figura 3).

## Conclusões

A necessidade de melhor compreensão do intervalo Pós-Rifte da Bacia Potiguar, é evidente. O reconhecimento do arcabouço estrutural dessa sequência é de significativa importância para o entendimento do seu contexto tectônico. Também é importante para o entendimento da história evolutiva da BP, que vem sendo considerada como duas bacias distintas, classicamente referenciadas como BP *onshore* e BP *offshore*, em virtude do tectonismo atuante em suas fases de rifteamento. Além disso, esse entendimento é de total relevância do ponto de vista exploratório, dado o histórico de descobertas de reservatórios em bacias de margem transformante e a evidência de óleo nos poços perfurados no campo de Pitu.

## Agradecimentos

Esse estudo faz parte do projeto de doutorado, executado pela primeira autora, no Programa de Pós-Graduação em Geologia e Geotectônica na Universidade Federal do Rio Grande do Norte, financiado pelo Programa de Recursos Humanos em Geociências e Informática (PRH 42.1). O PRH é um programa da ANP, agência fornecedora dos dados utilizados na pesquisa.

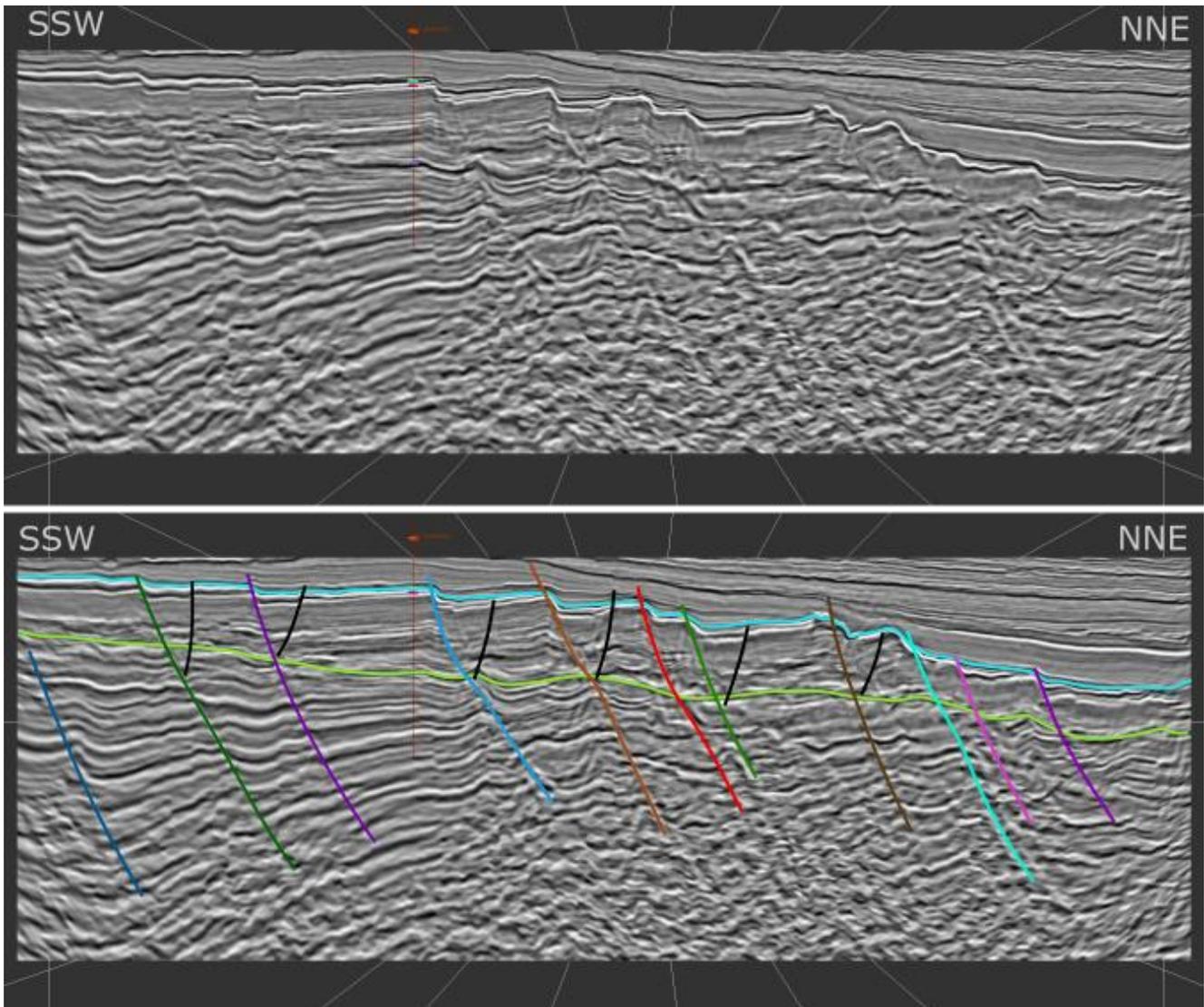


Figura 3 – Imagem da linha 6050, pela qual passa o poço 1-BRSA-1205-RNS. Nessa linha estão as 11 falhas sintéticas principais, mergulhando para NE, e as falhas antitéticas, em preto. Também está marcado, em azul ciano, o topo da Formação Alagamar e o topo da Formação Pescada, em verde claro.

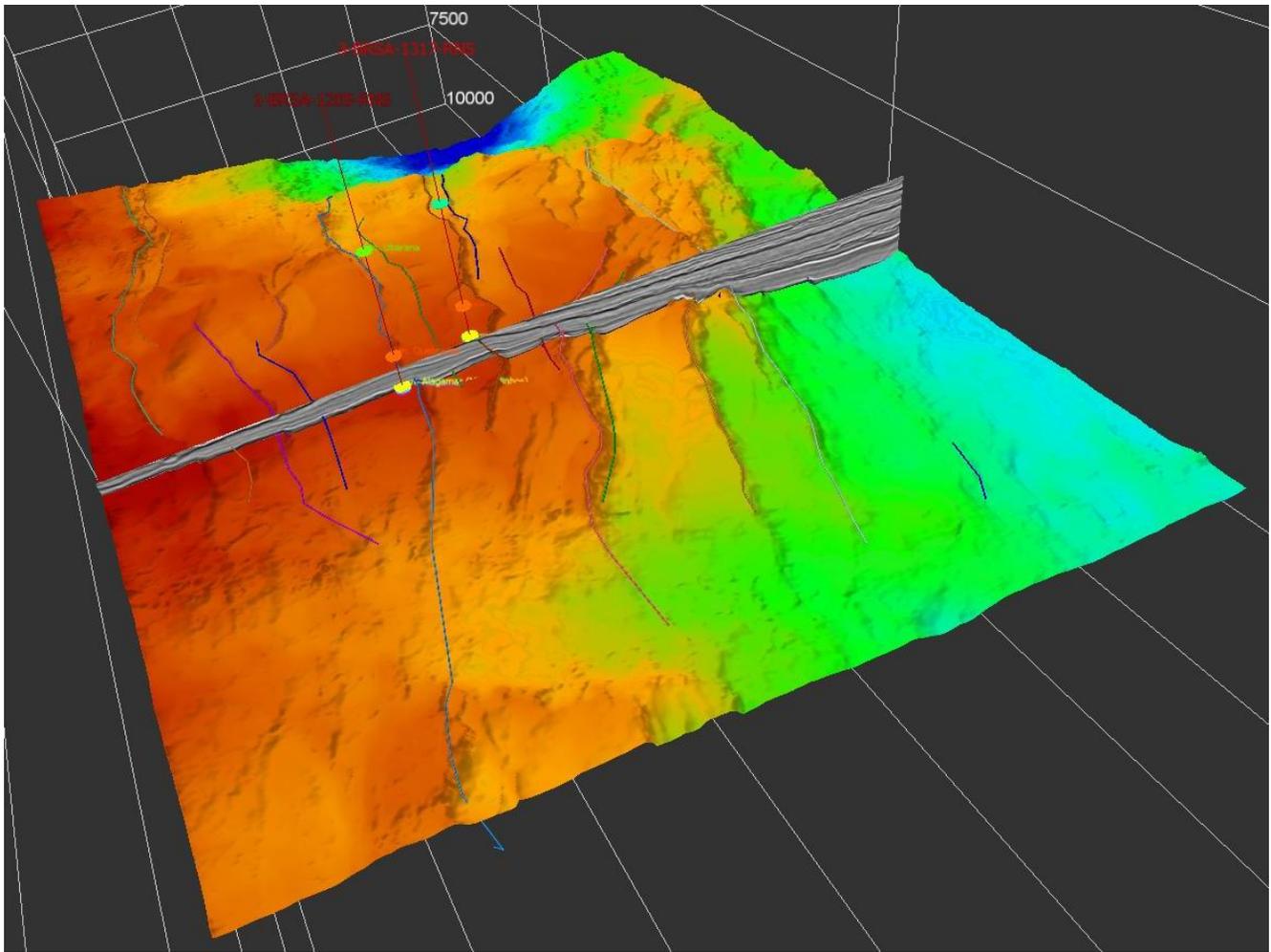


Figura 4 – Visualização tridimensional do horizonte topo da Formação Alagamar, mapeado pela função automática *Treck using Inversion* do *OpendTect*. Na superfície estão marcados os traços de algumas falhas.

## Referências

Barnes, A. E. 2006. A filter to improve seismic discontinuity data for fault interpretation. *Geophysics*, 71(3): 1-4.

Batista, C. M. A. 2017. Bacia Potiguar - Sumário geológico e setores em oferta - 15ª rodada. Disponível em [https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/15a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferecidas/sumario\\_geologico\\_r15\\_potiguar.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/15a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferecidas/sumario_geologico_r15_potiguar.pdf). Acesso em 20 de maio de 2023.

Condé, V.C., Lana, C.C., Pessoa Neto, O.C., Roesner, E.H., Moraes Neto, J.M. & Dutra, D.C. 2007. Bacia do Ceará. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(2): 347–355.

Dailly, P., Henderson, T., Hudgens, E., Kanschat, K. & Lowry, P. 2013. Exploration for Cretaceous stratigraphic traps in the Gulf of Guinea, West Africa and the discovery of the Jubilee Field: a play opening discovery in the Tano Basin, Offshore Ghana. *The Geological Society of London, Special Publications*, 369: 235-248.

Groot, M.V.H. 2017. PCA Steering Cube makes dip-steering much simpler and faster! Disponível em <https://www.linkedin.com/pulse/pca-steering-cube-makes-dip-steering-much-simpler-marieke/>. Acesso em 20 de maio de 2023.

Melo, A. H.; Andrade, P. R. O.; Magalhães, A. J. C.; Fragoso, D.G.C. & Lima-Filho, F.P. 2020. Stratigraphic evolution from the early Albian to late Campanian of the Potiguar Basin, Northeast Brazil: An approach in seismic scale. *Basin Research*, 32:1054-1080.

Pessoa Neto, O.C., Soares, U.M., Silva, J.G.F., Roesner, E.H., Florencio, C.P. & Souza, C.A.V. 2007. Bacia potiguar. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(2): 357-369.

Petrobras. 2018. Resultado da Petrobras na 15ª Rodada de Licitações da ANP. Disponível em: [https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p\\_materia=980128](https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980128). Acesso em 08 de maio de 2021.

Zalán, P.V. 2012. Bacias sedimentares da Margem Equatorial. In: Hasui, Y; Carneiro, C.D.R.; Almeida, F.F.M. & Bartorelli, A. 2012. *Geologia do Brasil*. São Paulo, Beca, 900p.