Fluxograma para delimitação de sismofácies aplicado aos reservatórios turbidíticos da Formação Carapebus, Campo de Albacora Leste, Bacia de Campos.

Byanca Cristiane Cristo Junior Cardoso[1,3]; Francisco Romério Abrantes Junior[1,2,3]; Matheus Nilo de Oliveira[1,2,3]; Marcus Vinicius Melanes Lima[1,3]; Gabriel Zidane de Oliveira Batista[1,3], Jorge Nadir[1,2,3]; Wagner Moreira Lupinacci[1,2,3].

[1] Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios, Universidade Federal Fluminense (GIECAR–UFF)
[2] Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra (DOT–UFF)
[3] Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Geofísica do Petróleo (INCT–GP/CNPQ)

Copyright 2024, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no IX Simpósio Brasileiro de Geofísica, Salvador, 08 a 10 de outubro de 2024. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do X 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

No Brasil, os reservatórios turbidíticos foram as principais fontes de hidrocarbonetos na indústria petrolífera por décadas. Dentre esses, os turbiditos da Bacia de Campos correspondem aos principais reservatórios do pós-sal brasileiro, tendo destaque por ainda representarem um dos maiores polos de exploração da indústria de óleo e gás devido à sua capacidade de produção. Apesar de sua relevância, existe uma lacuna nas publicações acerca da geometria das sismofácies do sistema turbidítico da Formação Carapebus. Portanto, o presente estudo buscou delimitar as feições deposicionais do sistema turbidítico da Formação Carapebus no Campo de Albacora Leste, por meio de recursos de pré-condicionamento sísmico e da análise sísmica, para auxiliar no melhor aproveitamento desse tipo de reservatório.

1. Introdução

Em operação desde 1970, a Bacia de Campos se estende do litoral norte do Estado do Rio de Janeiro, partindo do Arco de Cabo Frio, até a parte Sul do Estado do Espírito Santos, delimitada pelo Arco de Vitória (Winter et al., 2007; Bastos e Bastos, 2017). Segundo a Agência Nacional de Petróleo (ANP, 2023), a Bacia de Campos representa atualmente cerca de 23% de toda a produção de óleo brasileira e 8,5% da produção nacional de gás, com 28 campos produtores em operação.

O sistema petrolífero presente na região de estudo é o Lagoa Feia-Carapebus (ANP, 2016), caracterizado por ter como reservatórios os arenitos turbidíticos de dezenas a centenas de metros de espessura pertencentes à Formação Carapebus (Contreras et al., 2011). O desenvolvimento desta unidade é decorrência do colapso gravitacional dos sedimentos depositados na plataforma e no talude continental, como consequência de regressões marinhas relacionadas ao soerguimento da Serra do Mar durante a Megassequência Marinha (Rangel et al., 1994; Cainelli e Mohriak, 1998; Machado et al., 2004).

Nos tratos de sistemas de estágio de queda (Modica e Brush, 2004), o intenso aporte sedimentar permite a acumulação de grandes lobos turbidíticos arenosos amalgamados, geralmente dominados por turbiditos de alta densidade (Catuneanu, 2006) intercalados a folhelhos e margas pertencentes à Formação Ubatuba do Grupo Campos (Milani et al., 2000).

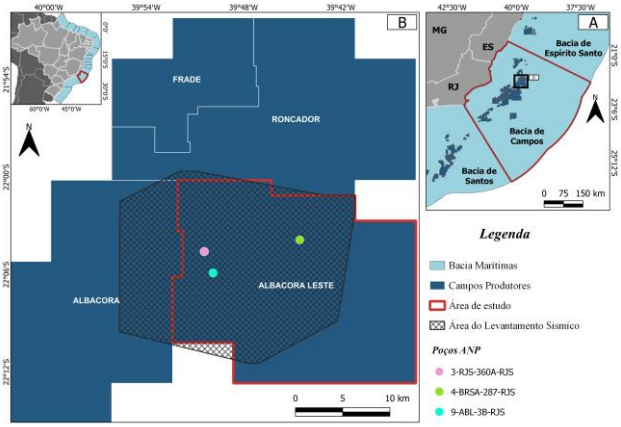

Figura 1 - Mapa de Localização da região de estudo com destaque para a Bacia de Campos, o campo de Albacora Leste, a área do levantamento sísmico e a localização dos poços da ANP. Base de dados: IBGE (2023) e GeoMaps - ANP (2024).

A porção moderna da Formação Carapebus é caracterizada por um sistema turbidítico de canais entrelaçados arenosos que se repetem em níveis estratigráficos mais antigos da formação (Machado et al., 2004). Esse sistema atual é alimentado pelo Cânion Almirante Câmara, no Platô de São Paulo, que apresenta uma configuração em “V”, indicando diferentes eventos de formação de correntes de turbidez e limitando a carga de sedimentos transportada para águas profundas (Demercian et al., 1993; Machado et al., 2004). Dessa forma, o reservatório final é formado pela sucessão desses eventos deposicionais ao longo do tempo, marcados pela intercalação de sedimentos finos e grossos, relacionados as variações da intensidade no fluxo de sedimentos (Machado et al., 2004).

Os modelos de deposição dos sistemas turbidíticos da Formação Carapebus mostram que esta sucessão é fortemente controlada pela halocinese, que origina mini bacias sedimentares, formadas entre as estruturas salinas, como domos/diápiros (Zalán, 2001). Nesse cenário, a deposição dos fluxos turbulentos ocorre preferencialmente nos depocentros dessas minis bacias (Chang et al., 1992; Moraes et al., 2006; Contreras et al., 2011). Ademais, especialmente em intervalos mais antigos da Formação Carapebus, datados do Albiano e do Cenomaniano, o controle da deposição dos turbiditos

também ocorre por meio da reativação de falhas pré-existentes (Guardado et al., 1989).

Portanto, além da complexidade característica dos depósitos turbidíticos, os reservatórios da Formação Carapebus apresentam complexidade arquitetural e composicional oriunda dos padrões de deposição. Torna-se então essencial a análise sísmica a fim de mapear a disposição estrutural das camadas geológicas em subsuperfície para possibilitar a exploração de reservatórios *offshore* e a otimizar a produção em campos maduros (e.g.; Pinheiro, 2020; Mayall e Kneller; 2021).

2. Metodologia

O método sísmico de reflexão fornece o mapeamento estrutural/geométrico da geologia de subsuperfície por meio da observação do tempo de percurso de ondas sísmicas desde sua geração por uma fonte conhecida até a reflexão das ondas por contrastes de impedância acústica entre as camadas e estruturas geológicas (Sheriff, 2002).Da etapa de carregamento do dado sísmico processado até a etapa de delimitação das sismofácies, existe um fluxo de trabalho adotado para otimizar a caracterização sísmica do intervalo de interesse (Figura 2).

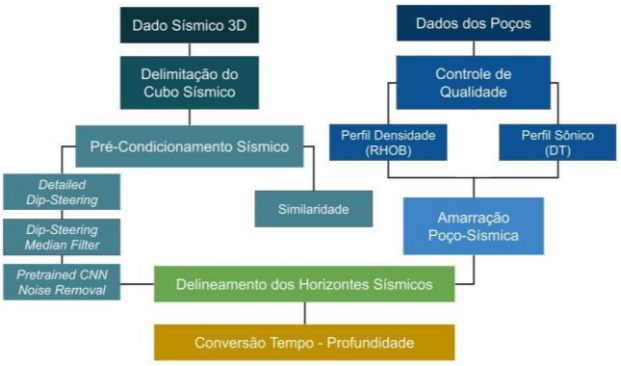

Figura 2 - Fluxograma das etapas da metodologia adotada.

2.1 Pré-Condicionamento

No que tange a etapa de pré-condicionamento de dados sísmicos, o objetivo foi realçar a visualização de aspectos qualitativos existentes nos dados sísmicos de forma a refinar a interpretação sísmica. Em geral, a base do pré-condicionamento é a utilização de filtros de realce que atuam em determinados parâmetros do dado sísmico, como o aumento da amplitude das ondas para destacar refletores ou a retirada de ruídos para auxiliar na interpretação (Chopra e Marfurt, 2007).

Outro recurso da etapa de pré-condicionamento são os atributos sísmicos que ressaltam relações e padrões que estão mascarados pelo volume de informações contidas no dado sísmico original por meio de processos matemáticos, da análise das ondas sísmicas ou dos parâmetros dos refletores (Chopra e Marfurt, 2007).Juntos, os filtros de realce e os atributos possuem grande predominância no âmbito da interpretação exploratória, desde identificação de feições estruturais e estratigráficas até a predição de litologias.

Dentro da metodologia adotada neste trabalho foi utilizado o filtro de mediana *dip-steered median* que substitui a amplitude central em uma amostra pela amplitude mediana das amostras (Tingdahl et al., 2003). Dessa forma, o efeito foi uma suavização dos dados sísmicos que preservam as bordas do dado, removendo ruídos aleatórios e aprimorando a continuidade lateral de eventos sísmicos (*dGB Earth Sciences*, 2021).

Entretanto, para utilizar esse filtro é necessário fornecer como dados de entrada, além do cubo sísmico, os valores do mergulho na direção *inline* e do mergulho na direção da *crossline*. Para obter esses parâmetros foi gerado um cubo de *dip-steering*, que é resultado do rastreamento automático do campo de mergulho calculado a partir de uma determinada posição inicial em refletores sísmicos (Tingdahl, 1999; Tingdahl et al., 2001).

Visando dar ganho aos refletores, foi aplicado o filtro *Lundin GeoLab* (AJAX) que é um modelo de redes neurais convolucionais (CNN) que se propõe a atenuar o ruído estruturalmente consistente dependente da frequência enquanto aprimora a largura de banda para melhor interpretabilidade de um volume sísmico (*dGB Earth Sciences*, 2023; Ilesanmi et al., 2024).

Para auxiliar a demarcação de descontinuidades nos refletores, que podem ser indicativos de falhas, canais ou da existência de lobos turbidíticos, foi utilizado sobre o cubo sísmico original o atributo da similaridade. Esse atributo parte da análise da correlação de segmentos do traço sísmico em relação a uma determinada janela de traços vizinhos, buscando quantificar a coerência entre eles. O fundamento matemático do atributo sísmico da similaridade advém da possibilidade de analisar as amostras do traço sísmico como componentes de um vetor em um hiperespaço, e nessa visão, a similaridade seria definida como a menor distância euclidiana entre os vetores (Chopra e Marfurt, 2007).

2.2 Amarração Sísmica-Poço

A integração entre dados sísmicos e de poços permitiu relacionar horizontes identificados nos poços com reflexões específicas na seção sísmica, auxiliando na demarcação de feições e embasando a interpretação sísmica (Ewing, 1997). A amarração sísmica-poço ocorre pela comparação entre o traço sísmico real com o traço sintético, gerado pelo modelo convolucional aplicado à impedância acústica obtida dos perfis de densidade e sônico fornecidos pelo dado de poço (Ellis e Singer, 2007).

O perfil densidade (RHOB) é uma ferramenta de perfilagem responsável por fornecer a densidade média das formações de acordo com a profundidade (Schön, 2011). É obtido usando uma fonte radioativa de Césio-137 que emite raios gama de média energia que vão colidir com os elétrons da parede do poço. Em cada colisão o raio Gama perde energia para os elétrons, no fenômeno conhecido como espalhamento Compton. A quantidade de raios gama espalhados que são registrados no detector é proporcional a densidade da formação, em razão do número de colisões estar relacionado com o número de elétrons contidos na rocha (Schön, 2011).

O perfil sônico (DT), ou perfil acústico, é responsável por fornecer os valores da vagarosidade, o inverso da velocidade, de uma onda mecânica que se propaga na formação paralela ao poço (Silva e Beneduzi, 2018). Na aquisição a onda é produzida por uma fonte que se

encontra imersa no fluido de perfuração dentro do poço, e a velocidade da onda na formação dependerá da composição da matriz, do tipo de fluido existente, da porosidade, da geometria dos poros e da pressão a que a rocha está submetida (Silva e Beneduzi, 2018).
Como os dados sísmicos estão no domínio do tempo e os dados de poço são registrados em profundidade, para que o poço possa ser utilizado na amarração sísmica foi necessária a curva de *check-shot*, que estabeleceu a relação entre a profundidade e o tempo duplo da onda sísmica.

3. *Database*

O desenvolvimento do projeto sísmico foi realizado no software Opendtect 6.6 da desenvolvedora *dGB Earth Sciences.* A licença utilizada foi cedida pelo Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios (GIECAR).
O dado sísmico foi disponibilizado pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) e se refere ao levantamento sísmico R0321_4D_ALBALESTE_2005_2012_PSTM. O volume sísmico original foi delimitado a fim de restringir a área de estudo à área de interesse, que são os reservatórios turbidíticos associados à Formação Carapebus no Campo de Albacora Leste.
Na amarração sísmica-poço foram utilizados os poços verticais 3-RJS-360A-RJS e 4-BRSA-287-RJS, operados pela Petrobras e disponibilizados por meio da ANP.

4. Resultados e Discussão

A análise primária dos dados originais envolveu a amarração sísmica-poço com a geração dos marcadores estratigráficos oriundos dos perfis compostos (Figura 3). Nessa fase foi diagnosticado o “embaçamento” de algumas regiões dentro da área de interesse, que poderiam se tornar empecilhos na realização das etapas posteriores. Dentre as possíveis explicações para esse efeito estão a existência de ruídos que não foram retirados na etapa de processamento do dado, baixas amplitudes registradas nas ondas refletidas ou problemas de imageamento oriundos da aquisição sísmica.

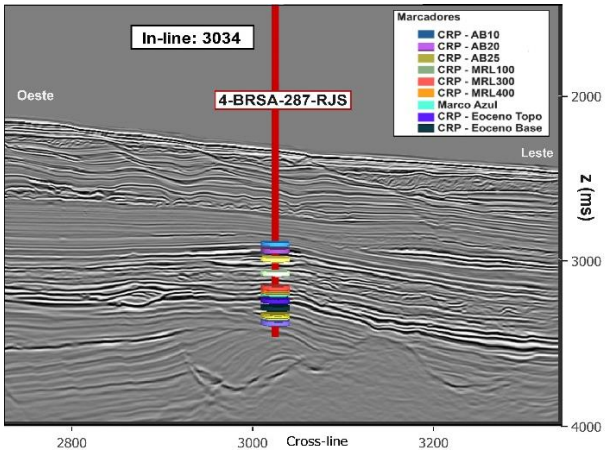

Figura 3 – Inline do dado original com o poço 4-BRSA-287-RJS e seus marcadores estratigráficos em torno da região de interesse.

Buscando contornar esse problema, foram aplicados durante a etapa de condicionamento os filtros de realce descritos anteriormente. Após essa etapa foi verificada a melhora do imageamento sísmico, consequência direta do aumento na amplitude das ondas originais que levou ao realce do contraste entre os refletores (Figura 4).

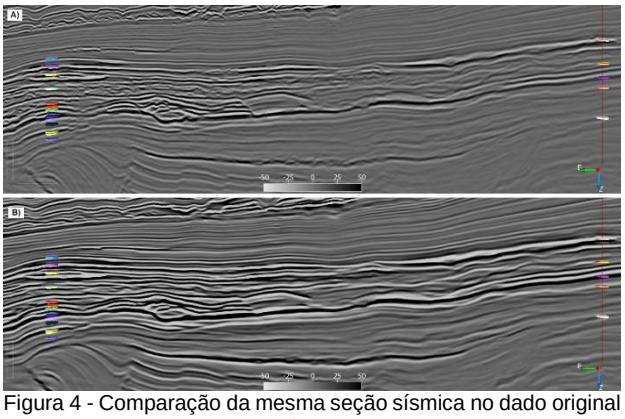

Figura 4 - Comparação da mesma seção sísmica no dado original (A) e no cubo resultante do pré-condicionamento (B).

Em contrapartida, em razão da natureza do funcionamento dos filtros, em especial do AJAX que rastreia o ruído estruturalmente consistente a partir das frequências semelhantes em regiões no entorno da aplicação do filtro, foi observado que os filtros suavizaram algumas feições associadas aos lobos turbidíticos e falhamentos (Figura 5). Isso decorre da estruturação complexa dos depósitos turbidíticos, caracterizados pela sua face sísmica caótica e do rearranjo espacial dos refletores em razão da ação das falhas.

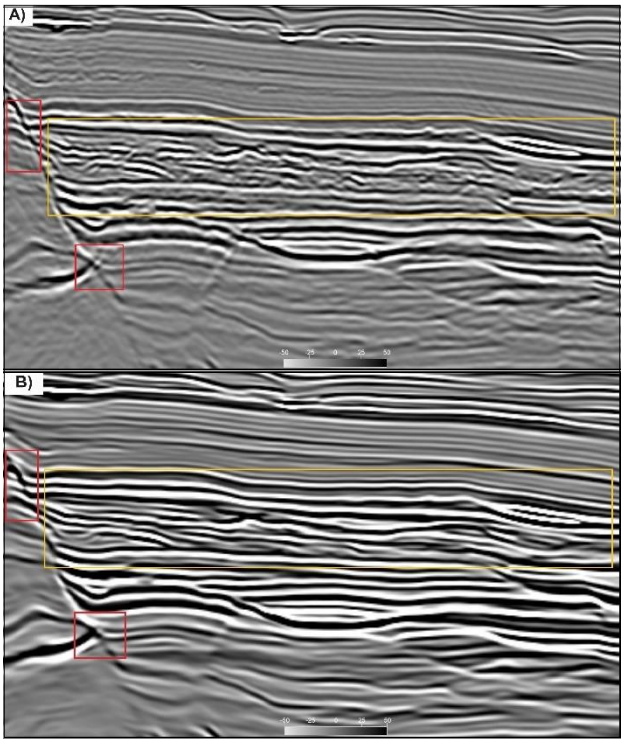

Figura 5 – Comparação do mesmo trecho sísmico no dado original (A) e no cubo resultante do pré-condicionamento (B). Em amarelo

estão destacados as sismofácies caóticas associadas ao sistema turbidítico, e em vermelho os refletores afetados pela ação da falha. Pela comparação é possível observar a suavização das sismofácies turbidíticas e da demarcação da falha, por conta da continuidade dos refletores provocada pela ação do filtro AJAX.

A fim de minimizar esse efeito e embasar a etapa de delineamento do reservatório, o atributo da similaridade foi usado no dado sísmico original (Figura 6). Como já mencionado, em razão do próprio contexto da deposição dos turbiditos, o sistema dos arenitos turbidíticos da Formação Carapebus apresenta sismofácies de similaridade caracterizadas como seção de pouca coerência no seu entorno (Mayall e Kneller, 2021; Xu e Haq, 2022), com feições mais escuras. Essa característica permite identificar com precisão os lobos formados pela ação da deposição de fluxos de alta densidade carregados pelas correntes de turbidez.

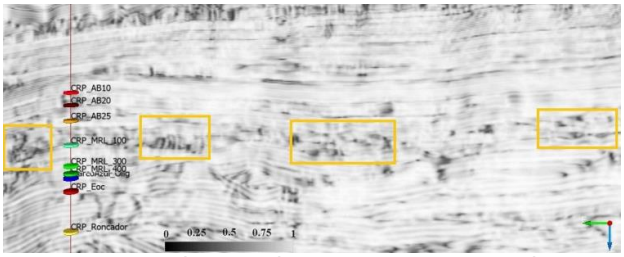

Figura 6 – Seção sísmica após a aplicação do atributo sísmico da Similaridade. Com contorno em amarelo, o destaque está nas zonas de baixa coerência associadas aos reservatórios turbidíticos.

No estágio de delineamento dos horizontes sísmicos e feições geológicas, foram combinadas as interpretações provenientes dos refletores e sismofácies observados no pré-condicionamento com os marcadores estratigráficos advindos dos poços para caracterizar o reservatório da Formação Carapebus (Figura 7).

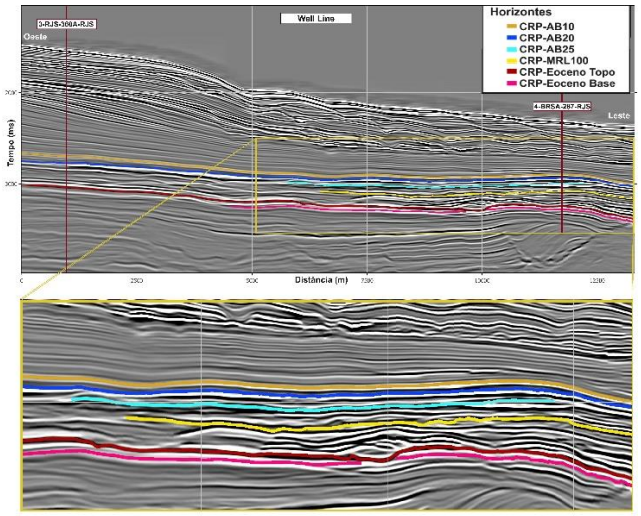

Figura 7 – Seção Sísmica entre os dois poços utilizados, com os horizontes estratigráficos delimitados.

5. Conclusões

O presente estudo utilizou técnicas avançadas de pré-condicionamento de dados sísmicos em conjunto com a análise sísmica para aprimorar a visualização e, por consequência, a interpretação das estruturas geológicas dos reservatórios turbidíticos da Formação Carapebus no Campo de Albacora Leste, na Bacia de Campos.

Como resultado da aplicação dos filtros de pré-condicionamento, o *dip-steered median* e o AJAX, obteve-se um aprimoramento significativo no imageamento do cubo sísmico. Tal melhora contribuiu na definição de horizontes sísmicos, fundamentais para a compreensão tridimensional das estruturas geológicas. Entretanto, pelos depósitos turbidíticos serem estruturas complexas caracterizadas pela sua face sísmica caótica, os filtros de realce encobriram algumas feições associadas aos lobos turbidíticos.

Diante dessa realidade, o atributo de Similaridade foi especialmente útil na identificação da distribuição dos corpos turbidíticos, proporcionando uma base sólida para a distinção das sismofácies dos complexos de canal/*levee* e lobos, e contribuindo para um entendimento mais detalhado da disposição espacial dos reservatórios.

Por essa razão, os filtros e o atributo sísmico foram usados em conjunto como ferramenta para delimitação dos horizontes sísmicos e para a interpretação sísmica, com a delimitação dessas estruturas sendo realizada sobre o dado sísmico original.

A caracterização geofísica e geológica, envolvendo a individualização e definição da distribuição vertical e lateral dos refletores associados aos depósitos turbidíticos, demonstrou-se coerente com as descrições da literatura, validando os resultados obtidos. Portanto, o fluxo de proposto demonstrou-se eficiente na definição dos refletores relacionados aos reservatórios turbidíticos da Formação Carapebus, no Campo de Albacora Leste da Bacia de Campos.

Para etapas futuras, a continuidade da integração de atributos sísmicos com a análise de fácies sísmicas será crucial. Esse processo permitirá uma caracterização mais detalhada dos reservatórios e a identificação de suas estruturas, otimizando a exploração e produção de hidrocarbonetos na região. As técnicas empregadas e os resultados obtidos oferecem um caminho promissor para futuras pesquisas e aplicações da sísmica como ferramenta de auxílio à interpretação geológica na indústria petrolífera brasileira.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Geofísica do Petróleo (INCT-GP) pelo financiamento do projeto de pesquisa, ao Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios (GIECAR-UFF) por disponibilizar a estrutura e o apoio necessário para a realização do presente trabalho, e à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pela disponibilização dos dados.

Referências

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Plano de Desenvolvimento 2016. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-

producao/pd/albacora_leste.pdf. Acesso em: 13 de abril de 2024.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. 2023. Consolidado dos dados de produção. Boletim da produção de petróleo e gás natural. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). GeoMaps. Disponível em: https://geomaps.anp.gov.br/geoanp/. Acesso em: 15 de dezembro de 2023.

BASTOS, G.; BASTOS, I. P. Bacia de Campos: Sumário Geológico e Setores em Oferta. Superintendência de Definição de Blocos - SDB. Agência Nacional do Petróleo (ANP), 2017.

CAINELLI, C.; MOHRIAK, W. U. Geology of Atlantic Eastern Brazilian basins. In: AAPG, International Conference & Exhibition Short Course – Brazilian Geology Part II, Rio de Janeiro, Brazil, 67 p. + figures, 1998.

CATUNEANU, O. Principles of Sequence Stratigraphy. Amsterdam: Elsevier, 2006. 375 p.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F. e BENDER, A.A. 1992. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift System: an Overview. Tectonophysics, 213 (1-2): 97138.

CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. Volumetric curvature attributes add value to 3d seismic data interpretation. The Leading Edge, Society of Exploration Geophysicists, v. 26, n. 7, p. 856–867, 2007.

CONTRERAS, J.; ZUEHLKE, R.; BECHSTÄDT, T.; BOWMAN, S. Seismic stratigraphy and numerical basin modeling of the southern Brazilian margin (Campos, Santos, and Pelotas basins). 7. 2011.

DEMERCIAN, S.; SZATMARI, P.; COBBOLD, P. R., 1993. Styleand pattern of salt diapirs due to thin-skinned gravitational gliding, Campos and Santos basins,offshore Brazil. Tectonophysics, Amsterdam, v. 228.

DGB EARTH SCIENCES, 2023. Dip-Steered Median Filter. Acesso em: 15 de março de 2024. Disponível em: <https://doc.opendtect.org/6.6.0/doc/dgb_userdoc/content/default_attribute_sets/dip-steered_median_filter.htm>

DGB EARTH SCIENCES. 2023 OpendTect Pro and Plugins User Documentation v6.6, Chapter 1.4, Thalweg Tracker. Acesso em: 06 de maio de 2024. Disponível em: <https://doc.opendtect.org/6.6.0/doc/dgb_userdoc/Default.htm#opendtect_pro/thalweg_tracker.htm>

ELLIS, D. V., SINGER, J., 2007. Well logging for Earth scientists, 2 ed.: Springer.

EWING, T. E., 1997. Synthetic Helps Spot the Target. Geophysical Corner, AAPG. 25

GUARDADO, L. R; GAMBOA, LAP e LUCCHESI, C. T Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin. AAPG Memoir 48. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists. p. 3-79, 1989.

ILESANMI, A.E., Ilesanmi, T.O., Ajayi, B.O. Reviewing 3D convolutional neural network approaches for medical image segmentation. Heliyon. 2024 Mar 6;10(6):e27398. doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e27398

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE), 2023. Base Cartográfica Contínua. Acesso em: 15 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/downloads-geociencias.html?caminho=cartas_e_mapas/bases_cartograficas_continuas/bc250/versao2023/>

MACHADO, L. C. R. et al. Geometria da porção proximal do sistema deposicional turbidítico moderno da Formação Carapebus, Bacia de Campos; modelo para heterogeneidades de reservatório. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 12, n. 12, p. 287-315, 2004.

MAYALL, Mike; KNELLER, Ben. Seismic interpretation workflows for deep-water systems: A practical guide for the subsurface. AAPG Bulletin, v. 105, n. 11, p. 2127-2157, nov. 2021. DOI: 10.1306/05262120094.

MILANI, E. J. et al. Petróleo na margem continental brasileira: Geologia, exploração, resultados e perspectivas. Brazilian Journal of Geophysics, Volume 18(3), 2000.

MODICA, C. J.; BRUSH, E. R. Postrift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deep-water Santos Basin, offshore southeast Brazil. AAPG Bulletin, v. 88, n. 7, p. 923-945. 2004.

MORAES, A. S.; BLASKVSKI, P. R.; PARAIZO, P. L. B. 2006. Arquitetura de Reservatórios de Águas Profundas. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 14, n. 1, p. 7-25.

PINHEIRO, Ana Carla dos Santos. Caracterização dos reservatórios dos Campos de Baúna e Piracaba, Bacia de Santos. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica) - Universidade Federal Fluminense, Instituto de Geociências, Niterói, 2020.

PETROBRAS. 2002. Atividade de produção: Bacia de Campos - Campo de Albacora Leste. Estudo de Impacto Ambiental. HABTEC Engenharia Ambiental Ltda, v III.

POSAMENTIER, H. W.; WALKER, R. G. Facies Models Revisited, SEPM, chapter Deepwater turbidites and submarine fans', pp. 403-450, 2006.

RANGEL, H.D., MARTINS, F.A.L., ESTEVES, F.R., FEIJÓ, F.J. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobras, v.8 (1), p. 203-217, 1994.

SCHÖN, J. 2011. Physical properties of rocks. A workbook. Elsevier, Amsterdam, 461p.

SHERIFF, R., 2002. Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics. In Seismic survey (p. 325). Society of Exploration Geophysicists (SEG).

SILVA, F.; BENEDUZI, C. Física de Rochas - O Perfil Sônico e a Identificação de Fluidos em Reservatórios Siliciclásticos - Boletim SBGf Número 103. 2018.

TINGDAHL KM, BRIL AH & DE GROOT PFM. 2001. Improving seismic chimney detection using directional attributes. Journal of Petroleum Science and Engineering, 29: 205–211. TINGDAHL KM. 1999. Improving seismic detectability using intrinsic directionality. Paper B194, Earth Sciences Centre, Goteborg University.

TINGDAHL, KRISTOFER M.; DE GROOT, PAUL FM. Post-stack dip-and azimuth processing. Journal of Seismic Exploration, v. 12, n. 2, p. 113-126, 2003.

WINTER, W.R.; JAHNERT, R.J. e FRANÇA, A.B. 2007. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás, 15 (2): 511-529.

XU, G., e HAQ, B. U. Seismic facies analysis: Past, present and future. Earth-Science Reviews, 224, 103876. ISSN 0012-8252. DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103876. 2022.

ZALÁN, P. V., 2001. Tectonic styles in Sedimentary Basins. In: 7th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Salvador, Brazil. 28p.