

Interpretação Estrutural de Dados Sísmicos 3D e de Poços da Bacia Pará-Maranhão

LUZ JUNIOR, Luiz Otavio da Silva¹ e Cruz, João Carlos Ribeiro¹, ¹ FAGEOF/UFGA

Copyright 2023, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 18th 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 18th 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

This work aims at analyzing and structurally describing 3D seismic data and correlating it with data from wells in the Pará-Maranhão basin. And carry out a reading of the area with the help of the opendtect software for the detection of possible seismic faults and through the geology of the basin characterize favorable structures to the presence of hydrocarbons.

Introdução

A busca por novas fontes de hidrocarbonetos vem alcançando novos horizontes até então pouco explorados devido a fatores, sociais, ambientais e até mesmo tecnológicos (BARROS FILHO,2020). A Margem Equatorial Brasileira é a “nova menina de ouro” no ramo de hidrocarbonetos, o mundo industrial e acadêmico direcionou as suas atenções para essa área. O grande potencial petrolífero das margens continentais Africana, especialmente Gana, Costa do Marfim, Guiana, Suriname intensificaram mais ainda os estudo sobre a Margem Equatorial Brasileira, a qual também é composta pela bacia Pará – Maranhão (CONTE,2021). O petróleo pode ser analisado conforme a exploração de interesse, porém em uma mesma região pode ter diferentes estruturas, devido a propriedades distintas é necessário fazer uma classificação quanto as suas composições (BENVENUTTI,2012). A bacia Pará-Maranhão é a região de interesse para esse estudo e através da interpretação sísmica será possível tentar comprovar a presença de hidrocarboneto na área estudada.

O objetivo desse trabalho é relacionar a possíveis falhas sísmicas através das características estruturais da região e correlacionar com os relatórios dos poços, visando contribuir para a o conhecimento da bacia.

Materiais e Métodos

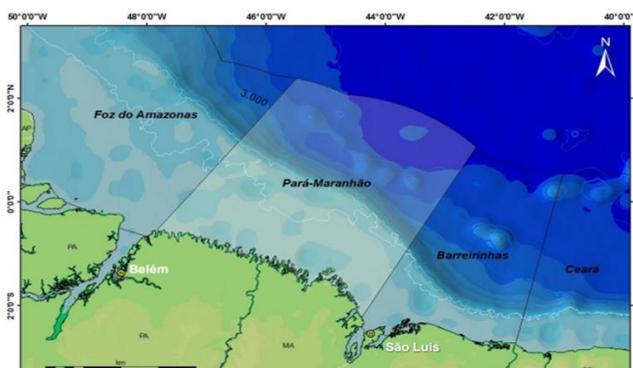


Figura 1 Mapa da Bacia Pará-Maranhão ao lado das Bacias da foz do Amazonas, Barreirinhas e Ceará.

A localização da Bacia Pará- Maranhão fica na porção norte da plataforma continental brasileira, na costa do estado do Pará e do Maranhão, e é exclusivamente marítima, seu meridiano está aproximadamente 47°W e 44°W e os paralelos 11°S e 10°N (FARIAS, 2021), faz divisa com as Bacias Foz do Amazonas e Barreirinhas, sua batimetria varia entre 400m a 3000m com uma área total 48.000 m², seus limites noroeste com a Bacia foz do amazonas e a sudeste da Bacia de Barreirinhas são imprecisos visto que não se conhece configuração tectônica considerável que segmente tais Bacias (SOARES *et al.*, 2007). É uma bacia de muito interesse para o mundo energético devido a sua relevância exploratória. O interesse na área é devido a grande quantidade de óleo leve. Segundo a classificação API (American Petroleum Institute), tem-se uma classificação para os tipos de óleos, os menores de 22°API são considerados pesados e os maiores que 30°API são leves com menores viscosidade e baixa

densidade, sendo mais acessível sua exploração (ROCHA, 2017).

Os métodos utilizados para esse estudo foram correlações entre os relatórios dos poços (Banco de dados da ANP) com o dado 3D carregado no software OpendTect para facilitar a leitura das características estruturais da área de estudo.

O dado sísmico do levantamento "0268_BM_PAMA1_2" tem o tamanho 30.6 gb, com 2315 linhas na direção espacial *in-line*, 1109 linhas na direção espacial *crossline*, e 2026 ms na direção Z, projeção EPSG`5533 e datum SAD69(96) / UTM, com uma área total de 1604.51 km². Já o relatório do poço foi dividido em sete poços, sendo quatro dentro do levantamento e três adjacentes ao levantamento

Os Poços analisados são: 1MAS 0005 MA, 1MAS 0008 MA, 1MAS 0011 MA, 1MAS 0017 MA, 1MAS 0022 MA, 1MAS 0026 MA, 1MAS,0031MA (Banco de dados da ANP).

Geotectônica da Bacia Pará-Maranhão

A Bacia Pará-Maranhão formou-se no terceiro momento distensivo logo após a abertura do oceano atlântico equatorial a partir do extremo Leste da placa Sul - Americana no sentido Sudeste (SE)- Noroeste (NW) (CONTE,2021). O preenchimento sedimentar da Bacia é bem complexo devido a ter duas etapas de rifteamento da idade Aptiana e Albiana; no intervalo dessas etapas ocorreram um crescimento de espessuras homogêneas formada por refletores plano-paralelas.

Soares et al (2007) acredita através de suas pesquisas que a formação da Bacia Pará – Maranhão originou-se através de dois eventos de rifteamento, em idades distintas de formação; no primeiro momento no período Aptiana (onde aconteceu a sequência de rifte II) em outro no período Albiana (onde ocorreu a sequência de rifte III). A geometria da Bacia possui uma geometria de meio-gráben com borda flexural a sudoeste e borda falhada ao Nordeste sendo simétrica as bacias conjugadas Africana, na costa do Marfim.

Resultados

O carregamento do dado 3D, no domínio do tempo, no software, foi realizado para fazer a caracterização estrutural da bacia e assim tentar identificar possíveis falhas sísmicas e/ou horizontes sísmicos na região, e assim realizando uma correlação com os relatórios dos poços sísmicos. A presença de falhas sísmicas identificadas no dado tanto na linha *in-line* como na linha *crossline*, demonstrou a presença dessa descontinuidade que pode ter ocorrido durante a formação da área.

Em todos os poços estudados fora e dentro do levantamento sísmico (Banco de Dados ANP). Um destaque para a ausência de sal nas regiões perfuradas, além de arenito, siltitos e folhelhos, e da forte presença de perfis de porosidade e baixas densidade gerando um forte indicativo para a presença de hidrocarbonetos (GIRÃO,2000).

As análises do dado no software, foram divididas em dados carregado na direção **in line**, onde as resoluções não ficaram eficaz para a realização de uma boa análise e a direção **crossline** o qual foi obtido uma melhor resolução e foi possível a marcação de possíveis falhas sísmicas em ambos.

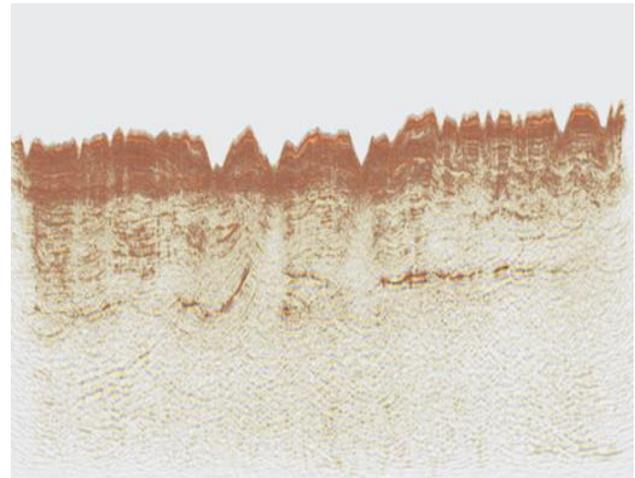


Figura 2 Seção sísmica 5394 carregado na direção crossline no software opendtect, com barra de cores seismic.

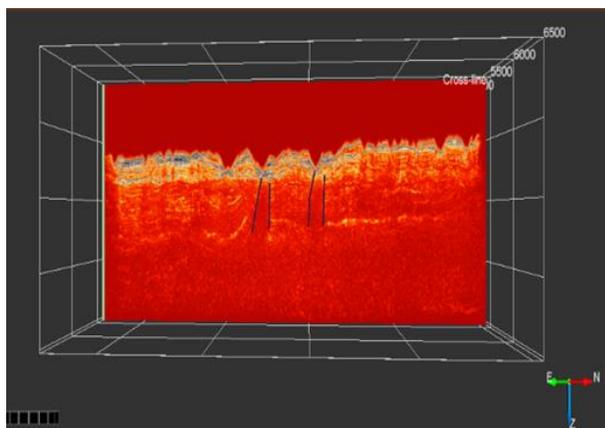


Figura 3 Seção sísmica 5394 carregado na direção crossline no software opendtect, com a barra de cores seismic, com a marcação de possíveis falhas sísmicas e utilizando o atributo amplitude instantânea

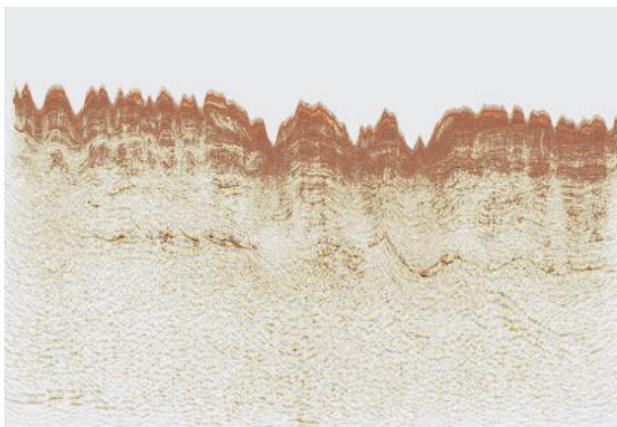


Figura 4 Seção sísmica 5294 carregado na direção crossline no software opendtect, com barra de cores seismic.

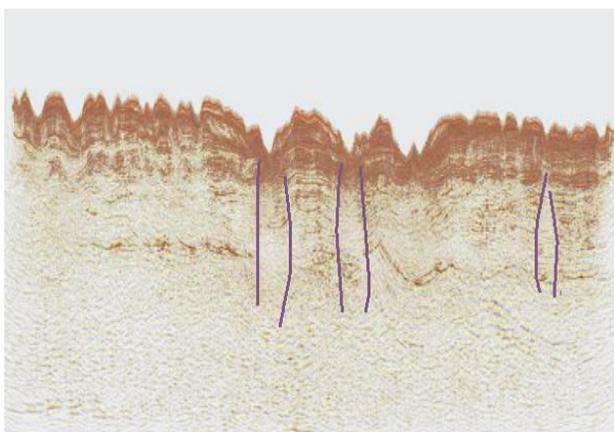


Figura 5 Seção sísmica 5294 carregado na direção crossline no software opendtect, com barra de cores seismic, com a marcação de possíveis falhas sísmicas

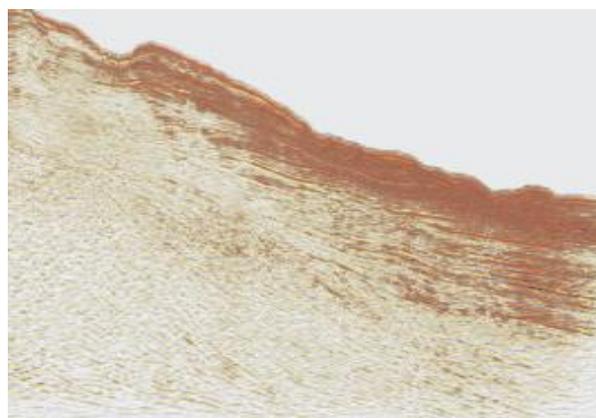


Figura 6 Seção sísmica 2112 carregado na direção Inline no software opendtect, com barra de cores seismic.

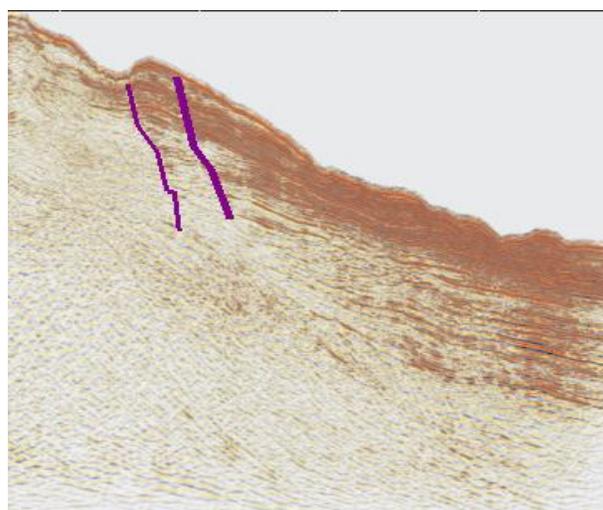


Figura 7 Seção sísmica 2112, carregado na direção Inline no software opendtect, com barra de cores seismic, com a marcação de possíveis falhas sísmicas.

Na direção *crossline*, foram utilizadas duas seções sísmicas para uma melhor visualização das características estruturais da bacia. Foi possível uma melhor identificação de regiões de falhas, devido a presença de pontos com grandes quantidades de energias. No dado bruto carregado nessa direção é possível visualizar pontos de destaques no modelo interpretativo sísmico e a utilização do atributo amplitude realça as localidades as quais estão sendo analisadas. Na direção *in-line*, foi utilizado apenas uma seção sísmica, que teve uma melhor qualidade de imagem, também foi possível visualizar uma região de possível falha sísmica.

O modelo litológico e mais a união com os dados de poços foram fundamentais para a interpretação sísmica

da região. Devido a formação da bacia Pará-Maranhão ter ocorrido após rifteamento e a ocorrência de três momentos distensivos e nas falhas geralmente ficam armazenados hidrocarbonetos (CONTE, 2021).

Poços Perfurados Dentro levantamento.

No poço 1Ma-0005-Ma, essas características foram identificadas nas demarcações das metragens de 2600 a 2750 metros de profundidade, onde verificou-se granulometria muito fina e fino, e sub arredondados, com altas taxas de porosidades e baixa resistividades, e o espaço entre esses perfis sugere a presença de óleo, onde no mesmo perfil de 3000 a 3500 metros de profundidade a leitura de porosidade apresentou uma alta taxa e a de densidade uma baixa leitura mantendo os espaçamentos largos entre eles, com as mesmas características das aferições acima registradas. Potencializando as chances de presenças de hidrocarbonetos.

No poço 1-Ma-0011-Ma, foi possível registrar leitura de interesse em algumas profundidades, de 2090 a 3000 metros, 3000 a 3100 metros, 3180 a 3700 metros e de 3900 a 3950 metros. Durante análises minuciosa nessas regiões foi possível constatar praticamente as mesmas propriedades com a presença marcante de siltito, arenito e folhelhos, em alguns casos grãos finos ou muito finos e com a forte presença de porosidade e baixa resistividade, e o possível indicativo da presença de óleo. em alguns casos calcarenito, mas com características similares entres elas.

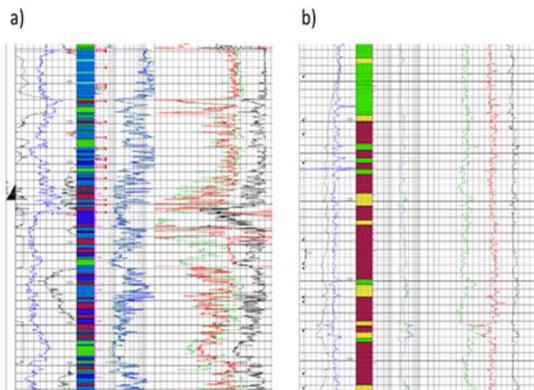


Figura 8 Perfis compostos dos poços perfurados dentro do levantamento, sendo eles o poço a) 1Mas - 0005- Ma e b) 1Mas 0011- Ma.

Na análise do poço 1-Ma-0017-Ma, chegou-se as seguintes conclusões os registros com possíveis indicativos de hidrocarbonetos aconteceram nas profundidades, 2700 a 2750 metros, 2800 a 2830 metros e 3330 a 3620 metros. Suas características demonstraram-se muito comum nessas profundidades citadas acima, com a presença de arenitos, folhelhos e siltito, além de um alto perfil de porosidade.

Durante as intepreções do poço 1Ma-0026-Ma, constatou-se diversos perímetros com grande riqueza porosa em variadas profundidades a partir de 2000 metros até 4250 metros, intercalando propriedades física e químicas nesses espaços, com a forte presença de arenitos, folhelhos, siltito em algumas áreas calcarenitos e marga. Um dos poços mais ricos em porosidades e baixa resistência, existindo potencial locais com óleo e outros com gás.

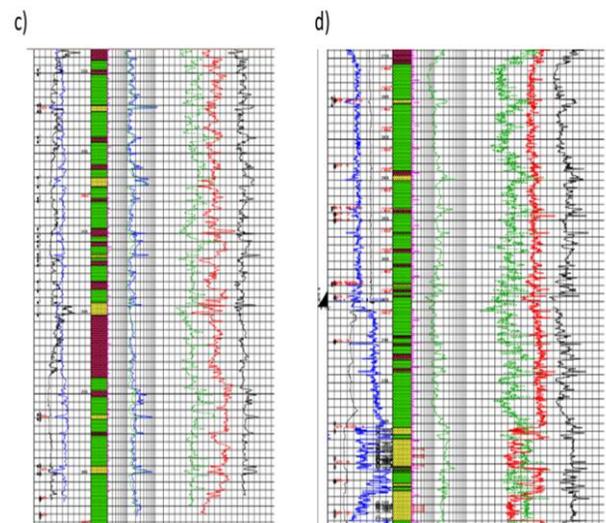


Figura 9 Perfis compostos dos poços perfurados dentro do levantamento, sendo eles o poço a) 1Mas - 0017- Ma e b) 1Mas 0026- Ma

Poços Perfurados adjacentes ao levantamento.

O poço 1Mas-0008-Ma, durante sua perfilagem foi identificado uma grande resistência em praticamente toda a perfuração, entretanto manteve-se as rochas e profundidade análogas as dos poços dentro do levantamento, a exemplo da presença de arenitos, folhelhos e siltitos com grão finos e sub arredondados. o destaque fica de 2350 a 2500 metros os espaços entre

os perfis de densidade e porosidade sugere a presença de óleo.

O poço 1Mas 0022-Ma, encontrou-se a presença de arenitos, folhelhos e siltitos, todavia não foi identificado ou na época não existia tecnologia suficiente para a descrição mais avançada.

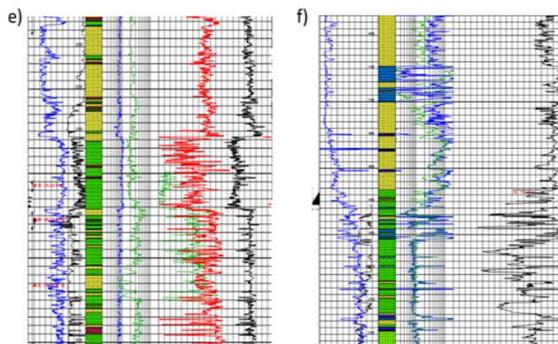


Figura 10. Perfis de poços perfurados adjacentes ao levantamento sísmico da Bacia Pará-Maranhão, sendo eles: 1MA- 0008 -MA e 1MA-0022- MA

E o último poço próximo ao levantamento o 1Mas 0031-Ma, foram identificadas em variadas profundidades altas taxas de porosidades em boa parte da sua perfuração, com a existência de folhelhos, arenitos, e siltitos com uma granulometria crescente. Mas no geral do poço, muitas áreas com possíveis regiões de gás devido a característica dos perfis de densidade e porosidades com pequenos espaços.

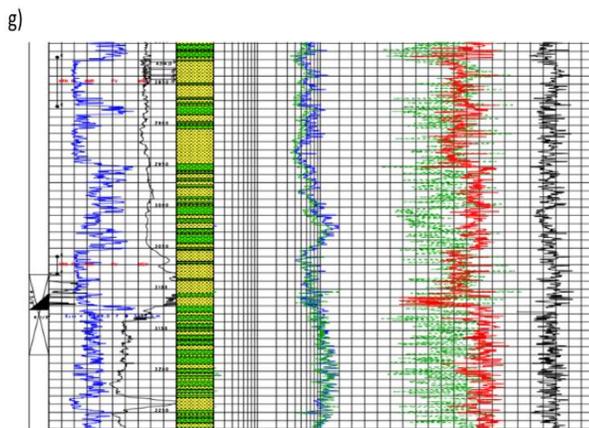


Figura 11 perfis do poço g) 1MAS – 00031 -MA, perfurado próximo ao levantamento sísmico de interesse na Bacia Pará-Maranhão

Conclusão

A análise das estruturas geológicas e estruturais da bacia Pará – Maranhão, usando tanto o modelo criado (Opendetec,2023) como os relatórios dos poços fornecidos, buscou a possível comprovação da existência de hidrocarbonetos. Algumas observações devem ser levadas em conta, como o relatório do poço, não foi possível carregar o poço no opendetec o qual dificultou um pouco mais o trabalho, entretanto o deixou mais minucioso, com a possível existência de falhas sísmicas nas regiões perfuradas. Foi identificado um horizonte sísmico na área isso ocorre devido a distinção de litologia encontrada (Banco de dados ANP).

Utilizando o trabalho de BENVENUTTI (2012), O contexto histórico sedimentar da Margem equatorial se dividiu em margem equatorial Sul - Americano e Africano. O sucesso exploratório na margem Africana, ajuda nas respostas positivas por buscar de hidrocarbonetos (BARROS FILHO,2020).

As características estruturais na região e as propriedades das distintas camadas sedimentares ajudaram na interpretação de provavelmente existir a presença de hidrocarbonetos (SOARES *et al.*, 2007; BARROS FILHO,2020).

A Bacia Pará- Maranhão tem forte indicio de óleo e gás em suas estruturas, foi possível chegar a essa definição devido a constatação da presença de arenito e folhelho fino escuro, característica da presença de restos orgânicos, além da alta densidade e resistividade do arenito (GIRÃO,2000). A importância dessa Bacia alcança diversos setores da sociedade local e mundial (CARMO,2017). Mesmo com estudos mais recente da Margem Equatorial Brasileira, é preciso intensificar mais tecnologias e investimento para novas perfurações da região da Bacia Pará-Maranhão.

Acknowledgments

Gostaria de agradecer a ANP (Agencia Nacional do Petróleo), por ceder dados tanto para o software como o relatório do poço para a realização desse trabalho.

Grato a UFPA, pela oportunidade de realizar ao trabalho e também a SBGF, pela prostração de oportunidades de novos trabalhos buscando sempre os avanços científicos.

Referências Bibliográficas

ASSAAD, F. A. Surface Geophysical Petroleum Exploration Methods. Field **Methods for Petroleum Geologists**. p. 21–23, 2009

BARRO FILHO, A. K. D.; CARMONA, R. G.; ZALÁN, P. V. Um Novo “Pré-Sal”¹ No Arco Norte Do Território Brasileiro? **Nota Técnica Sobre a Margem Equatorial Brasileira**, 2020.

BENVENUTTI, C. F. **Estudo da porção offshore da bacia do benin e o seu potencial no armazenamento de hidrocarbonetos, margem equatorial Africana**. 105 f. Dissertação de Mestrado (Mestre em Geologia Regional) Universidade Estadual Paulista, Rio Claro, 2012.

CARMO, M. C. **Correlação dos Sistemas Petrolíferos das Bacias Sedimentares da Margem Equatorial Brasileira**. 2017. 70 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geofísica) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2017.

CONTE, K. G; OLIVA, P. A. C. Interpretação Sísmica e Modelagens 3D Estrutural na Bacia de Barreirinhas (Maranhão, Brasil), **Revista de Geociências do Nordeste**, Caicó, v. 7, n. 2, p. 80-91, jul./dez. 2021.

FARIAS, K. C. C. Grupo de Trabalho Petróleo e Gás natural. Fiepa. **Nota Técnica Sobre a Margem Equatorial Brasileira**, 2021.

GIRÃO NERY, G. Perfilagem Geofísica Aplicada à Água Subterrânea, Capítulo 10, in: FEITOSA, F.A.C; MANOEL Fo., J. Hidrogeologia, Conceitos e Aplicações, CPRM, 2000

LAVERGNE, M. **Seismic Methods**. Paris: Éditions Technip, 1989. 173 p.

Opendtect. Dgb Earth Sciences. Versão 7.0 Beta,2023

SOARES, E. F. *et al.* Bacia Pará-Maranhão, **B. Geoci. Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 321-329, maio/nov. 2007.

ROCHA, J. W. S. **Investigação das Propriedades elétricas em petróleo por espectroscopia de impedância**. 138 f. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Energia) – Universidade Federal do Espírito Santo, São Mateus,2017.