

UTILIZAÇÃO DO MÉTODO MAGNETOTELÚRICO PARA PROSPECÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO CAMPO DE CARMÓPOLIS – SE.

Elenizio Dantas de Souza Neto; (elenizio.dantas@souunit.com.br); Elsa Pereira Sampaio Ramos; (elsa.pereira@souunit.com.br); Professor Dr. Anderson da Conceição Santos Sobral;(anderson.conceicao@souunit.com.br).

RESUMO

O método magnetotelúrico (MT) é uma ferramenta geofísica eletromagnética, a qual utiliza o domínio da frequência com o intuito de adquirir conhecimentos através dos dados obtidos da resistividade das rochas na subsuperfície e atua a partir de alternâncias temporais do campo magnético terrestre. Esse método tem avançado e considerado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) do Brasil como vantajoso, devido ser menos caro, não invasivo e não apresenta impacto ambiental. Neste trabalho, foi apresentado a utilização desse método com dados sintéticos e aplicação de exemplos reais de aquisição. O estudo obteve o processamento da prospecção de hidrocarbonetos e interpretação no Campo de Carmópolis - Sergipe. O modelo de resistividade foi adquirido em configuração 2-D o qual foi coerente ao modelo estrutural presente na área, por meio dele foi possível definir os importantes contrastes entre as estruturas regionais e, na área do campo de produção, assim como também definiu um controle sobre reservatório, onde percebeu-se uma estrutura condutora, onde foi possível detectar hidrocarbonetos. Diante dessas informações e na seção elaborada, foi possível prever plays exploratórios em condições semelhantes a esta porção do reservatório e ter novas ideias em relação ao método magnetotelúrico em diferentes escalas de exploração. Comprovando que o método MT é uma ferramenta poderosa na exploração de petróleo e gás no campo (onshore).

Palavras-chave: magnetotelúrico, MT, Campo de Carmópolis, onshore.

ABSTRACT

The magnetotelluric method (MT) is an electromagnetic geophysical tool, which uses the frequency domain in order to acquire knowledge through data obtained from the resistivity of rocks in the subsurface and acts from temporal alternations of the terrestrial magnetic field. This method has advanced and is considered by the National Petroleum Agency (ANP) of Brazil as advantageous, as it is less expensive, non-invasive and has no environmental impact. In this work, the use of this method with synthetic data and application of real examples of acquisition was presented. The study obtained the processing of hydrocarbon prospecting and interpretation in Campo de Carmópolis - Sergipe. The resistivity model was acquired in a 2-D configuration, which was consistent with the structural model present in the area, through which it was possible to define the important contrasts between the regional structures and, in the area of the production field, as well as define a control over the reservoir, where a conductive structure was noticed, where it was possible to detect hydrocarbons. In view of this information and in the prepared section, it was possible to predict exploratory plays in conditions similar to this portion of the reservoir and to have new ideas regarding the magnetotelluric method at different exploration scales. Proving that the MT method is a powerful tool in oil and gas exploration in the field (onshore).

Keywords: magnetotelluric, MT, Field the Carmópolis, onshore.

1 INTRODUÇÃO

1 A Bacia sedimentar de Sergipe-Alagoas localiza-se no litoral nordestino do
2 Brasil, fica situada nos estados homônimos, envolve cerca de 35.000 km², sendo
3 alongada na direção NE, tem seus limites a nordeste com a Bacia Pernambuco-
4 Paraíba pelo alto de Maragogi e a Sudoeste, com a Bacia de Jacuípe. A porção em
5 terra desta Bacia pode ser dividida por um conjunto de altos estruturais, a norte a
6 sub-bacia de Alagoas e, a sul, a sub-bacia de Sergipe (CAMPOS NETO, 2007).

7 O Campo Carmópolis, localiza-se na parte terrestre da Sub-bacia de Sergipe,
8 descoberto em agosto de 1963, chegou a ser um dos maiores campos petrolíferos
9 da América Latina. Atualmente, Carmópolis alcança uma produção média de 10 mil
10 barris/dia (bpd) e de 67 mil m³/dia de gás, apesar de ser um campo maduro, o que
11 demonstra a moderna tecnologia empregada na recuperação e produção durante
12 todos esses anos. Esse campo destaca-se como marco inicial dos trabalhos de
13 prospecção, exploração e distribuição de petróleo e gás, por ser alvo como um
14 verdadeiro centro de pesquisas e formação técnica de muitos profissionais
15 (PETROBRAS, 2006; RIBEIRO et al., 2005).

16 Segundo Feijó (1991) esse campo é composto pela Formação Riachuelo e
17 Muribeca. A Formação Riachuelo é subdividida em três membros: Angico, Taquari e
18 Maruim. Conforme Lana (1994) o Membro Angico é formado por conglomerados e
19 arenitos. O Membro Taquari são áreas de deposição lagunar e o membro Maruim
20 são áreas de bancos carbonáticos de águas rasas, controladas por altos estruturais.

21 O Campo de Carmópolis está envolvido no sistema petrolífero Muribeca. A
22 formação Muribeca possui características, tais como: clásticos grossos, evaporitos e
23 carbonatos de baixa energia (presentes no bloco alto da Linha de Charneira, divisão
24 entre a sub-bacia Alagoas a sub-bacia de Sergipe). Sendo reconhecidos três
25 membros, Carmópolis, Ibura e Oiteirinhos. O primeiro, o qual é o objeto deste
26 estudo, possui conglomerados policompostos de cor cinza a castanho e por
27 litoarenitos de granulometria média a grossa. O Membro Ibura apresenta uma
28 sequência evaporítica, caracterizada a calcarenitos e calciruditos de origem
29 predominantemente algálica e o membro Oiteirinhos apresenta calcilutito maciço a
30 laminado, folhelho e siltito castanho (FEIJÓ, 1991).

31 O petróleo, caracterizado no seu estado líquido, é uma substância escura,
32 oleosa e inflamável. É formado por hidrocarbonetos, os quais se originam da matéria
33 orgânica decomposta através da ação de bactérias em ambientes com baixo nível
34 de oxigênio. Após milhões de anos esse composto foi se acumulando nas camadas
35 sedimentares que compõem a bacia sedimentar com a pressão causada pelos
36 movimentos da crosta terrestre e pressão litostática, tornando assim, uma
37 substância oleosa, conhecida como petróleo (ANP, 2005).

38 Segundo Vitória (2015) a prospecção tem como objetivo localizar dentro de
39 uma bacia sedimentar possíveis formações com depósitos de hidrocarbonetos. Isso
40 é possível a partir de estudos geológicos e geofísicos, formulando, um programa de
41 perfuração que apresenta segurança e custo mínimo, viabilizando assim o processo
42 utilizado.

43 De acordo com Vozoff (1991) existem vários métodos geofísicos que são
44 utilizados para prospecção de hidrocarbonetos. Porém o método magnetotelúrico
45 (MT) destaca-se por ser uma ferramenta geofísica eletromagnética, a qual utiliza o
46 domínio da frequência com o intuito de adquirir conhecimentos através dos dados
47 obtidos da resistividade das rochas na subsuperfície e atua a partir de
48 alternâncias temporais do campo magnético terrestre. O campo eletromagnético

1 que é o responsável por gerar o dado MT surge da magnetosfera terrestre, vento
2 solar, cargas presentes na ionosfera e fenômenos atmosféricos. Este campo está
3 diretamente ligado à formação de correntes telúricas que se propagam no interior da
4 Terra e retornam para superfície na forma de campos eletromagnéticos secundários,
5 que podem ser captados através de sensores que detectam o dado MT.

6 Ainda nesse contexto, de acordo com Tikhonov (1950) e Cagniard (1953) esse
7 método pertence aos métodos geofísicos eletromagnéticos e tem o objetivo de obter
8 estimativas das resistividades, condutividades a partir da determinação de
9 impedâncias (que é uma expressão da oposição que um circuito elétrico faz à
10 passagem de corrente elétrica quando é submetido a uma tensão) associadas ao
11 meio geológico de subsuperfície, sendo assim, bastante empregado na área da
12 engenharia, devido as vantagens de poder ser empregado em vários ramos, dentre
13 eles: petróleo, prospecção mineral, água subterrânea, investigação de bacias
14 sedimentares, regiões cratônicas (área de estudo), identificação de
15 descontinuidades geológicas, geotectônica, dentre outras. Além disso, mapeia a
16 distribuição da resistividade elétrica das rochas de subsuperfície, através da medida
17 das variações temporais das componentes horizontais dos campos elétrico e
18 magnético naturais sobre a superfície da Terra (Wannamaker & Hohmann, 1991).
19 Dessa forma, devido a essas características, a utilização desse método vem
20 aumentando consideravelmente com o passar dos anos (SANTOS, 2012; BORAH et
21 al., 2015; DALY et al., 2018).

22 A área estudada neste estudo tem sido alvo de explorações há mais de 50
23 anos e com isso atingiu um vasto conhecimento acerca da sua potência petrolífera e
24 da sua formação litológica, geológica. São mais de 2400 poços perfurados, 820
25 poços exploratórios, 93000 km de linhas sísmicas, mapeamentos de superfície e
26 levantamentos gravimétricos e magnetométricos, o que determinou mais confiança
27 para execução desse segundo passo da metodologia e as escolhas das ferramentas
28 a serem utilizadas durante todo o processo de perfuração (PETROBRAS, 2006).

29 Assim, os objetivos do presente trabalho foram caracterizar
30 geofisicamente uma área do Campo de Carmópolis com o intuito de verificar a
31 possibilidade de prospecção, utilizando o Método Magnetotelúrico e realizar estudos
32 geológicos no poço de petróleo onshore A, por meio de avaliação litológica e
33 petrográfica.

34 **2 METODOLOGIA**

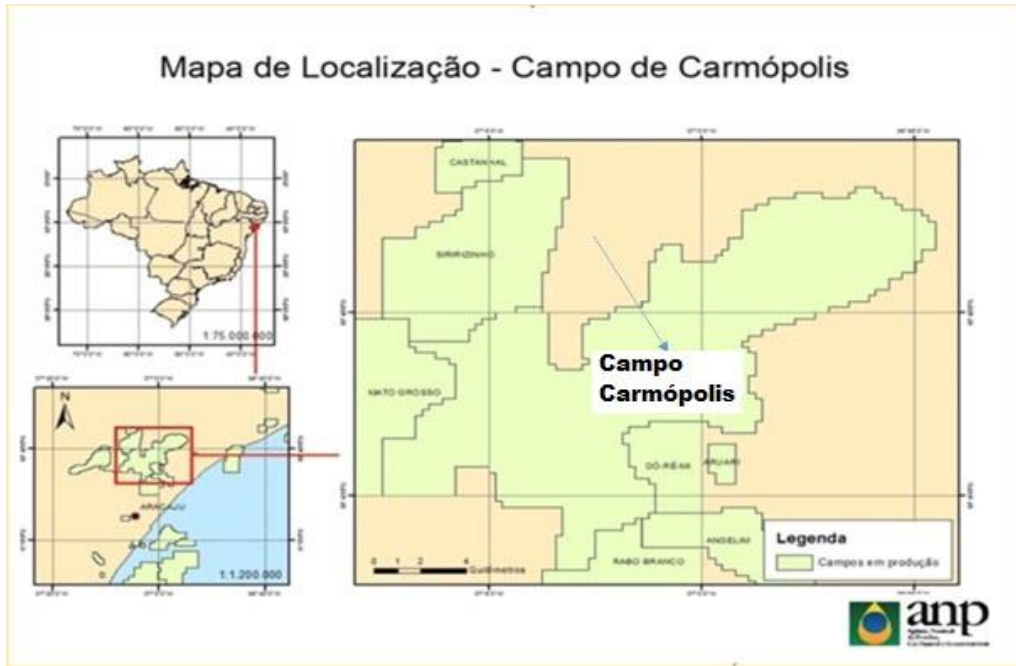
35 **2.1 Caracterização da área de estudo**

36 A área onde esse estudo foi realizado está localizada no estado de Sergipe no
37 campo de Carmópolis, cerca de 50 km ao norte da cidade de Aracaju, com a
38 localização ilustrada na Figura 1. A estação de petróleo é pertencente à UN-SEAL
39 (Unidade de Operação de Exploração e Produção de Sergipe-Alagoas) da
40 PETROBRAS.

41
42
43
44
45

1
2
3
4
5

Figura 1: Localização da área de estudo



6
7

Fonte: Adaptado de ANP (2015)

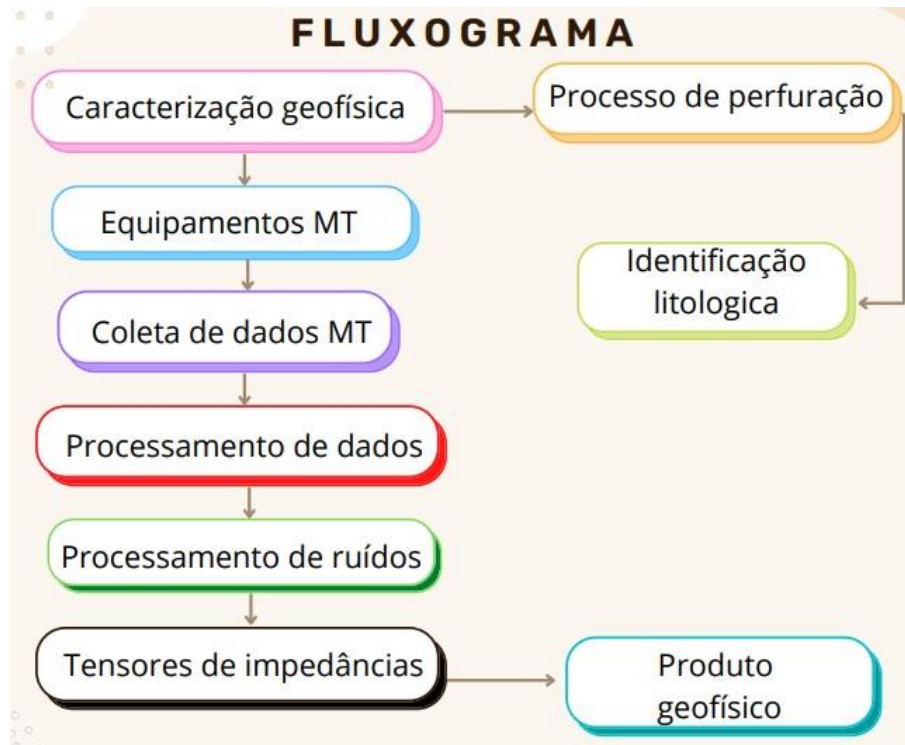
8 2.2 Procedimentos metodológicos

9 A sequência de procedimentos realizados na elaboração do trabalho foi
10 composta pela caracterização geofísica que envolve os equipamentos MT, coleta de
11 dados MT, processamento de dados, processamentos de ruídos, tensores de
12 impedâncias e produto geofísico. Além disso, a caracterização geofísica foi
13 fundamental para obter o processo de perfuração de forma adequada, assim como a
14 identificação da litológica, conforme estão apresentados na Figura 2 e serão
15 detalhados posteriormente.

16
17
18
19
20
21
22
23
24
25

1
2
3
4
5

Figura 2 – Fluxograma Metodológico



6
7

Fonte: Autoria própria

8 2.2.1 Caracterização geofísica

9 A metodologia deste trabalho pautou-se na realização de um projeto de
10 aquisição de dados (MT) no perfil SE1, que abrange a porção nordeste do campo de
11 Carmópolis na direção NW-SE e possui 22 estações ao longo de 48 km, com
12 espaçamento em torno de 2.0 km. Neste trabalho constam os dados coletados na
13 estação (SE-1) que pertence ao domínio *onshore* da Sub-Bacia de Sergipe e foi feita
14 uma correlação de novos dados de resistividade com as informações existentes.

15 Para a utilização desse método foi necessário seguir as etapas de
16 instrumentação MT, conforme Uchoa *et al.* (2021) como: coleta do dado,
17 processamento dos ruídos, cálculo dos tensores de impedâncias e produtos de
18 saída. Dessa forma, a instrumentação MT foi caracterizada pelos equipamentos
19 necessários em uma campanha MT, onde foram necessários *hardwares* e *softwares*
20 para o tratamento, transformação e saída dos dados.

21 O primeiro passo foi elaborar o plano de desenvolvimento em concordância
22 com as leis nacional referentes à prospecção, exploração do petróleo para não
23 danificar o meio ambiente, assim foi avaliada a caracterização geofísica do local de
24 estudo, como também para o processo de perfuração (item 2.3) e a identificação
25 litológica (2.3.1) em concordância com as leis: nº 6.938, de 31 de Agosto de 1981

1 dispõe sobre a política nacional do meio ambiente, seus fins e mecanismos de
2 formulação e aplicação. Nº 9.478, de 06 de agosto de 1997; no inciso XIII do art. 29
3 da Lei 22 nº 12.351, dispõe sobre a política energética nacional, as atividades
4 relativas ao monopólio do petróleo, institui o conselho nacional de política energética
5 e a agência nacional do petróleo e dá outras providências. Nº 11.909 de 04 de março
6 23 de 2009, no art. 58 do Decreto nº 7.382, institui normas para a exploração das
7 atividades econômicas de hidrocarbonetos.

8 2.2.2 Equipamentos utilizados (MT)

9 Os equipamentos utilizados para a realização desse projeto de levantamento
10 de aquisição de dados (MT) foram divididos em duas partes: instrumentação de
11 campo e laboratório. Para a execução do trabalho em campo foram utilizados: duas
12 bobinas de indução que foram empregadas para medir as variações da intensidade
13 do campo magnético (H_x e H_y), quatro eletrodos não polarizados a base de PbCl
14 para as componentes do campo elétrico (E_x e E_y) e duas baterias automotivas de 60
15 Ah que alimentava a central ADU-07e.

16 Para o laboratório foi necessário o uso do computador do tipo *workstation* com
17 *softwares* para tratamentos de dados MT, ex: TSPlotter (para manipulação das
18 séries temporais) e ProcMT (para cálculo das funções de transferências – tensores
19 de impedâncias).

20 Segundo Chave e Jones (2012) o principal instrumento em um levantamento
21 MT é o Sistema de Aquisição de Dados Magnetotelúricos (SADMT), onde pode ser
22 encontrada toda a programação eletrônica para este tipo de coleta.

23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39

1 contatos dos eletrodos foram realizados utilizando o multímetro digital. A
2 metodologia da instalação do equipamento para a coleta de dados em campo foi, de
3 acordo com Gomes, et al. (2018).

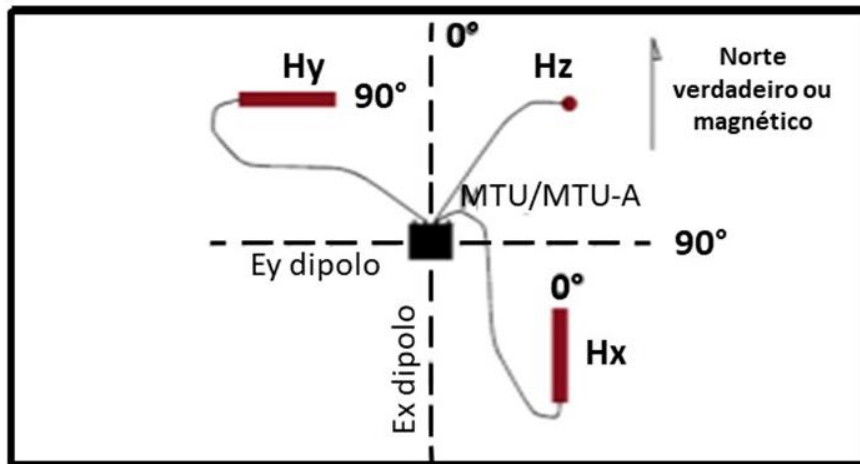
4 Em seguida, após a instalação do equipamento foram inseridas as frequências
5 na central ADU, as quais foram adquiridas de acordo com os tempos de aquisição.
6 Além disso, as bandas de frequências utilizadas foram divididas em HF do inglês
7 High Frequency (alta frequência) e LF do inglês Low Frequency. As frequências de
8 amostragem dependem do modelo de SADMT que foi empregado, nesse caso foi
9 o ADU-07e. Já o tempo de aquisição pode ser alterado pelo operador, contudo as
10 frequências altas levam menos tempo para serem obtidas e não necessitam de
11 tempos prolongados.

12

13 A Figura 4 detalha a configuração do sistema magnetotelúrico de uma estação em
14 campo para aquisição.

15

Figura 4 – Arranjo de uma Estação MT



16

17

Fonte: Adaptado de GOMES, et al., (2018)

18 2.2.4 Processamento de dados

19 Nessa etapa a série temporal passou por decréscimo dos ruídos e cálculo dos
20 tensores de impedâncias do meio (Z), suas resistividades aparentes e ângulos de
21 fase associados.

22 2.2.5 Processamento dos ruídos

23 O objetivo desta etapa foi reduzir os ruídos antropogênicos e meteorológicos
24 de acordo com a literatura (KAO & RANKIN 1977, GAMBLE et al., 1979, FONTES et
25 al., 1988, EGBERT 1997, NAGATA et al., 2012; BORAH et al., 2015). Sendo assim,
26 a série temporal que é uma coleção de observações feitas sequencialmente ao
27 longo do tempo, foi submetida a uma filtragem TSMP do inglês Time Series
28 Manipulation Process (Processo de Manipulação de Séries Temporais), para reduzir
29 o máximo possível a contribuição da rede elétrica (60 Hz e harmônicas).

30 2.2.6. Tensores de impedâncias

1 Após a filtragem das séries temporais, os dados MT foram processados com a
2 finalidade de obter os tensores de Impedância (Z). Durante esse processo os
3 arquivos das séries temporais foram convertidos para o domínio da frequência,
4 através da FFT do inglês Fast Fourier Transform (rápida Transformada de Fourier) e
5 foram adquiridas as funções transferências MT, das quais foram geradas os dados
6 de resistividade aparente e fase. Dessa forma, os processamentos foram feitos
7 através do software ProcMT, que possui função de evitar a presença de ruídos.
8 Além disso, foi utilizado o parâmetro de window length FFT para fornecer o número
9 de pontos contidos em uma janela durante a transformada de Fourier (FFT) (domínio
10 da frequência).

11 2.2.7 Produto geofísico

12 Depois da obtenção dos valores das frequências e resistividade aparente
13 alcançados pelas funções de transferência foi elaborado o produto geofísico de
14 resistividade 2D para a caracterização geoeletrica de subsuperfície.

15 2.3 Processo de perfuração

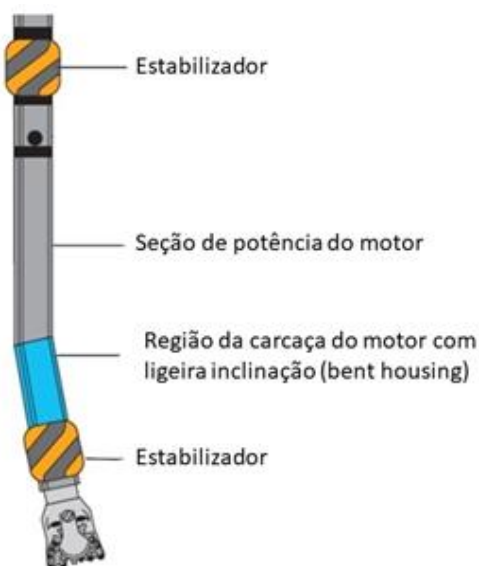
16 A perfuração foi feita no poço A, em terra (*onshore*), produtor de óleo e está
17 localizado na sub-bacia de Sergipe, conforme apresentado no tópico 3.2. A
18 perfuração foi direcional que é definida como a ciência de se perfurar um poço com
19 uma trajetória predefinida para atingir um alvo ou objetivo no subsolo (Inteq/Baker
20 Hughes, 1995).

21 Para a perfuração foi utilizado o sistema orientável que é formado por uma
22 composição de coluna de fundo. O sistema de perfuração orientável permite
23 mudanças nas características direcionais do poço, como por exemplo, a inclinação e
24 o azimute, sem que haja a retirada da coluna de perfuração para modificação da
25 composição de coluna de fundo, assim como na perfuração com BHA simplificada
26 ou associada a algum outro equipamento. O sistema é composto por: um motor
27 orientável, um estabilizador, uma broca de perfuração é uma ferramenta de medição
28 direcional, que monitora e transmite para a superfície, em tempo real, o azimute e a
29 inclinação do poço. A atribuição de uma pequena angulação à carcaça do motor de
30 fundo, na altura da junta universal, possibilita converter um motor de fundo
31 convencional em um motor orientável. Essa região da carcaça do motor modificada
32 exerce o mesmo papel do substituto de deflexão mencionado anteriormente.

33
34
35
36
37
38
39
40
41
42

1

A Figura 5 Ilustra o motor steerable.



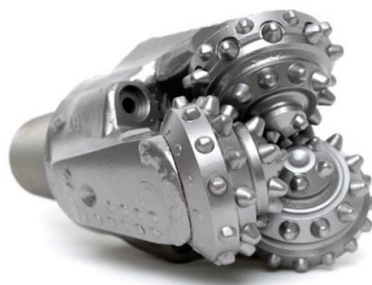
2
3

Fonte: Adaptado de Anadrill/Schlumberge (1996)

4 Para a perfuração foi utilizado broca do tipo tricônica (Figura 6) que são as
5 mais utilizadas para poços direcionais. Esse elemento possui a função de remoção
6 do material do fundo do poço. Ela fica localizada na extremidade de uma coluna de
7 perfuração e pode ser rotacionada pela ação de um motor de superfície que
8 transmite a rotação através da coluna, ou pelo motor de fundo.

9

Figura 6: Exemplo de broca tricônica. utilizada para poços direcionais



10

11

12

Fonte: Straightline, 2013

13 2.3.1 Identificação litológica

14 Para a identificação litológica foram realizados ao longo do poço A estudos
15 geológicos, por meio de avaliação litológica e petrográfica em uma sequência
16 Aptiana-Albiana caracterizada por sedimentos de um sistema plataformal raso misto
17 (carbonato-siliciclasto), correspondendo às formações Riachuelo e Muribeca
18 equivalentes à fase de transição do rifte ao começo da abertura do Oceano
19 Atlântico.

20 Para o desenvolvimento dessa metodologia foram utilizados estudos de alguns
21 autores, Milani & Araújo (2003) que identificaram a bacia de Sergipe como umas das
22 mais antigas em termos de produção e os reservatórios dessa formação e

1 perceberam que apresentam grande variabilidade litológica e de parâmetros
2 petrofísicos.

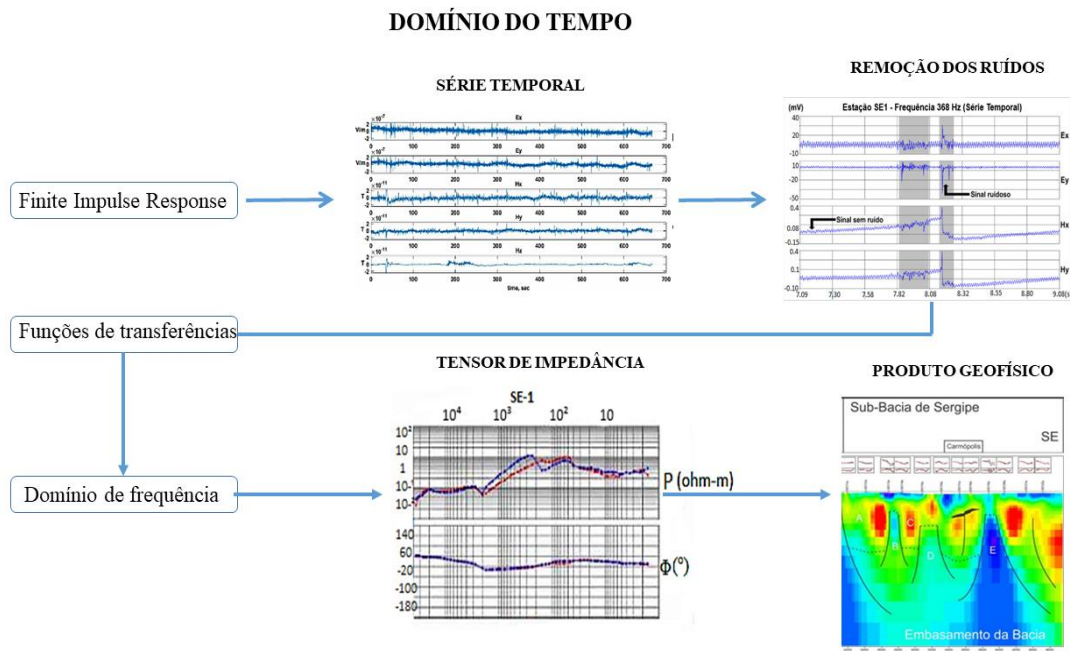
3 E de acordo com Feijó & Vieira (1991) que descrevem as rochas da Formação
4 Riachuelo e Muribeca segundo as suas características de sedimentação carbonática
5 e mostram evidências de deposição que ocorre em ambientes.

6 3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

7 3.1 Caracterização geofísica

8 A Figura 7 apresenta o fluxograma referente ao MT, indicando a sequência de
9 procedimentos a partir das séries temporais obtidas na área de estudo. No domínio
10 do tempo foi aplicado filtragens para remoção de ruídos, enquanto no domínio da
11 frequência foram calculadas as funções de transferências, os tensores de
12 impedância e obtido o produto geofísico.

13 Figura 7: Fluxograma das etapas de procedimento para a obtenção do
14 produtogeofísico utilizando o MT



15
16 Fonte: Autoria própria

17 3.1.1 Coleta de dados

18 A Tabela 1 apresenta os valores das altas e baixas frequências em HF (*High*
19 *Frequency*) e LF (*Low Frequency*) e o tempo utilizado na aquisição dos dados MT.
20 As frequências exibidas dependem do tipo de SADMT que foi empregado, cada
21 equipamento contém internamente placas elétricas para cada modelo de frequência,
22 neste trabalho foi empregado o ADU-07e, o tempo de aquisição pode ser
23 alterado pelo operador, sendo que as frequências altas levam menos tempo para
24 serem obtidas, dessa forma não precisam de tempos prolongados. Ao final da
25 coleta da frequência de 368 Hz, realizou uma análise prévia do sinal do dado

1 coletado, bem como uma descrição detalhada das características do local de coleta.
2 A frequência de 184 Hz foi obtida através da dizimação da frequência de 368 Hz.

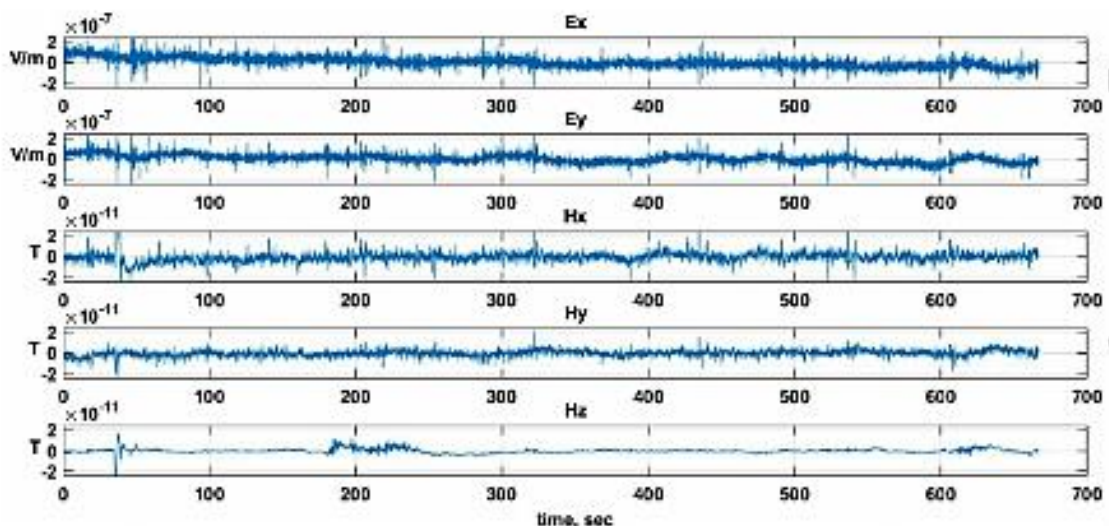
3 Tabela 1 – Valores das bandas de frequências em HF (High Frequency) e LF (Low
4 Frequency), utilizadas na aplicação dos dados MT e o tempo estimado

Bandas de Frequências	Frequência (Hz)	Tempo
HF	15052	1 min e 50 s
	87734	2 min
	18364	2 min
LF	5074	17 min
	368	3 h
	184	Decimação

5 Fonte: Autoria própria

6 Neste contexto, os dados MT são adquiridos no domínio do tempo podendo ser
7 acessados a partir da ADU em arquivos de extensão (.ats) denominados de séries
8 temporais. A Figura 8 mostra um exemplo de dados brutos MT como séries
9 temporais das componentes dos campos E e H.

10 Figura 8: Dados brutos MT como séries temporais das componentes dos campos
11 magnético e telúrico.



12
13 Fonte: Adaptado de Bataleva et al., (2019)

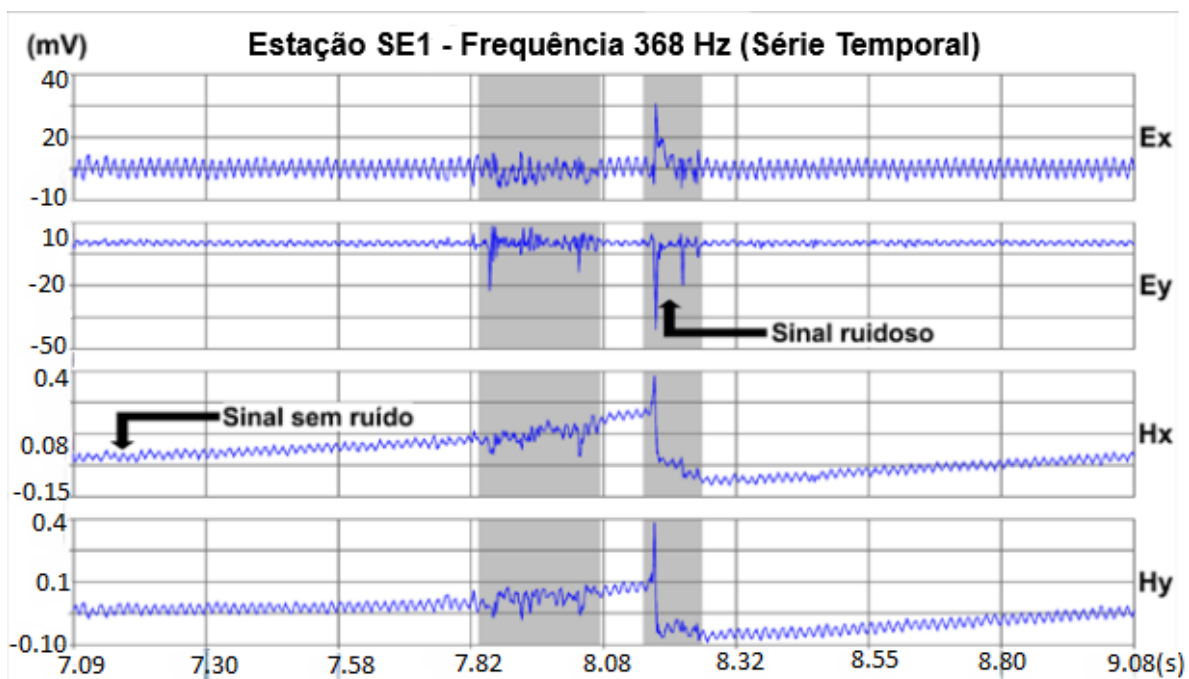
14

3.1.2 Processamento de ruídos

A Figura 9 mostra uma série temporal depois de se submeter a retirada de ruídos. O processamento apresentado mostra um recorte da série temporal da frequência de 368 Hz. Os eixos y e x são respectivamente, a diferença de potencial do campo elétrico (Ex e Ey) e magnético (Hx e Hy) dado em mV (milivolts) e o período dado em (segundos).

Grande parte dos ruídos presentes nessa estação foram removidos dos processamentos seguintes. Essa remoção das séries temporais requer uma análise criteriosa, pois tal atividade também implica perda de dados, prejudicando a análise de informações. Logo, o objetivo foi obter uma maior razão sinal/ ruído. A figura 9 mostra os ruídos removidos da série temporal.

Figura 9: Seleção de ruídos nas séries temporais da estação SE1 para serem subtraídos dos processamentos. Visualização de uma porção da série temporal em uma janela de 1 kHz, mostrando sinal com e sem ruído



15
16

Fonte: Adaptado de Uchoa et al., (2021)

3.1.3 Cálculo dos tensores de impedâncias

As séries temporais foram transformadas para o domínio da frequência através de Transformada de Fourier, das quais foram gerados os dados de resistividade aparente e fase. Na Tabela 2, observa-se os valores da frequência (mínimo e máximo) e resistividade aparente (mínima e máxima) para o tensor de impedância.

22
23
24
25
26

1

2
3

Tabela 2 – Valores da frequência e resistividade aparente das rochas para o tensor de impedância obtido

Estação	Frequência (Hz)		Resistividade Aparente (ohm.m)	
	Min	Max	Min	Max
MT1	2,16	35,877	0,002675	24

4

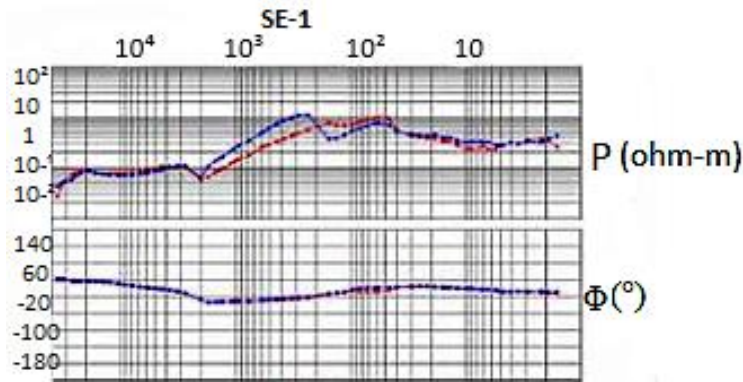
Fonte: Autoria própria

5
6
7
8

A Figura 10 mostra o tensor de impedância (Z), onde estão sendo exibidas as curvas de resistividade (porção superior do gráfico) e fase (porção inferior do gráfico). As curvas vermelhas e azuis representam, respectivamente, as componentes XY (TE) e YX (TM) do tensor de impedância.

9
10

Figura 10: Séries temporais obtidas na área de estudo. No domínio de frequência foram calculadas as funções de transferência, os tensores de impedância da estação MT



11
12

Fonte: Adaptado de Uchoa et al., (2021)

13
14
15

Os tensores de impedância de uma sondagem MT indicam as características geolétricas de subsuperfície, observa-se que apresentou o resultado de resistividade aparente baixa, indicando um meio condutivo alto.

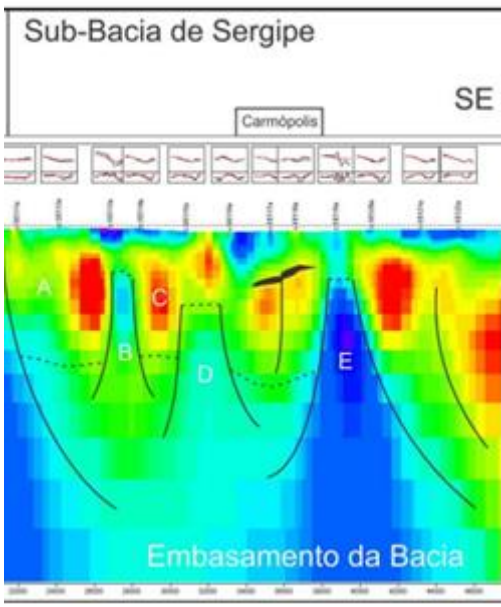
16 3.1.4 Produto geofísico

17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27

Através do modelo geofísico é possível ter as primeiras impressões das características geofísicas da área investigada em termos qualitativos, ou seja, exibe um preâmbulo das características internas da crosta. As porções superficiais condutivas (tons vermelhos) até uma profundidade de 2 km foram interpretadas como sedimentos e rochas sedimentares com probabilidade de hidrocarboneto. Na Figura 11 observa-se o produto geofísico de resistividade 2-D interpretado na Sub-Bacia de Sergipe de acordo com cada região representada pelas letras (A até E).

1
2
3
4
5
6
7

Figura 11: Produto geofísico de resistividade 2-D interpretado na Sub-Bacia de Sergipe, com as principais estruturas da região, sendo A , o baixo de Japarutuba, B a Zona de cruzamento entre as falhas do Baixo de Japarutuba com o Alto de Carmópolis, C a Zona de Interferência entre as falhas do Baixo de Japarutuba e Alto de Carmópolis, D, o Alto de Carmópolis e E, a linha de charneira da Bacia de Sergipe-Alagoas.



8
9

Fonte: Adaptado de SBGf (2018)

10 Através do método magnetotelúrico foi identificado também as relações entre
11 as seqüências sedimentares da bacia, a interação tectônica entre a borda da bacia
12 com embasamento e o seu arcabouço estrutural para reforçar uma melhor
13 compreensão das condições no Campo de Carmópolis. Assim, o local foi
14 caracterizado, ponderando as suas diversidades, em relação às rochas reservatório
15 e características estruturais mapeadas pela resposta do método geofísico.

16 Além disso, foi possível determinar o embasamento e o contexto sedimentar
17 que está envolvido. A base da seção indicada pelas cores azuis, apresentou valores
18 altos de resistividade compõe o embasamento Proterozóico da sub-bacia de
19 Sergipe, caracterizado por rochas metamórficas da Faixa Sergipana apresentando-
20 se, de forma rugosa, fraturado e com zonas clássicas. Atinge uma profundidade
21 máxima de 3.500 m.

22 A Ressalta-se nesta região a falha de borda entre as estações SE1-10 e SE1-
23 11, um traço de falha entre as estações SE1-13 e SE1-14 exibido como uma
24 anomalia resistiva e a linha de charneira da bacia, exibida na estação SE1-19.
25 Ressalta-se a excelente correlação com os mapas estruturais da bacia.

26 A figura 12 mostra onde a seção atravessa, e marca, as regiões da falha de
27 borda, do Baixo de Japarutuba, do cruzamento de falhas com o Alto de Carmópolis e
28 a charneira da bacia, apresentando uma boa correlação com o trabalho de Lana
29 (1994).

30

1
2
3

Figura 12: Principais estruturas da bacia sobrepostas com a seção MT amostrada



4
5

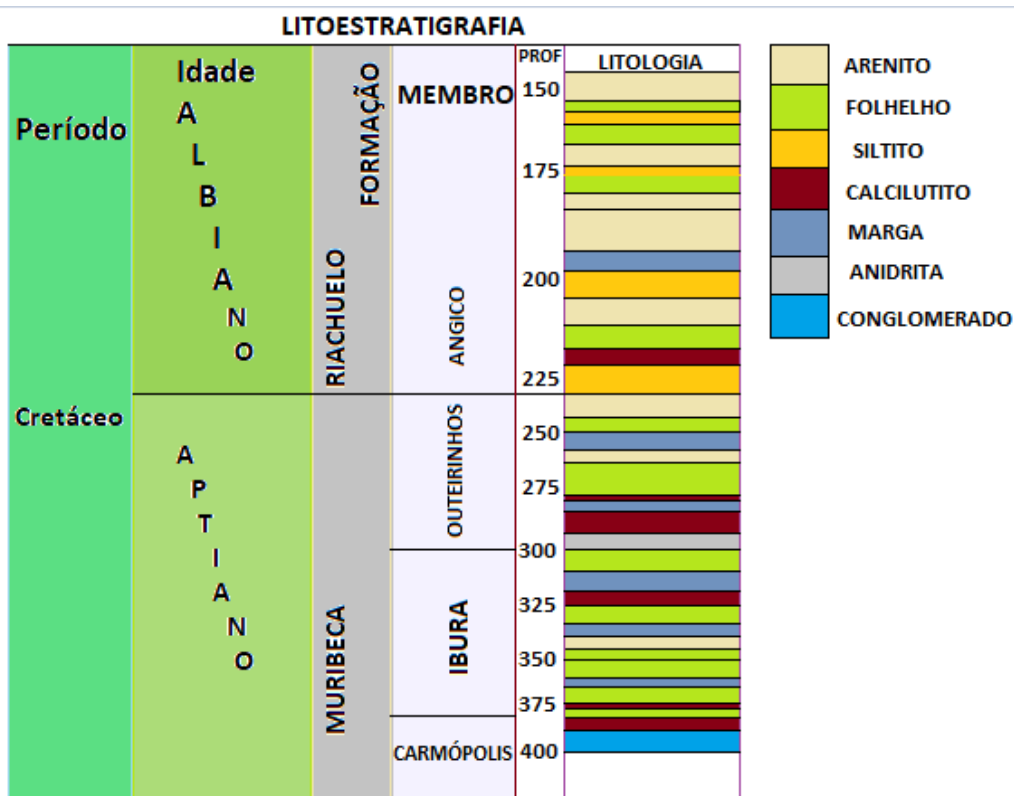
Fonte: Adaptado de Lana (1994)

6 3.2 Processo de perfuração

7
8
9
10
11
12
13

A partir das interpretações dos dados fornecidos pelo produto geofísico, foi possível determinar a área a ser perfurada. A figura 13 mostra o poço A, foi perfurado e chegou ao seu objetivo final, alcançou o reservatório no membro Carmópolis pertencente à formação Muribeca, onde está concentrando o hidrocarboneto.

Figura 13: poço A tem profundidade de 400 metros



1
2

Fonte: Autoria própria

3.3 Identificação litológica

4 De acordo com as etapas anteriores, após os estudos geofísicos foi possível
5 identificar as informações detalhadas sobre a litologia do poço A, conhecendo as
6 formações.

7 Os primeiros 75 metros pertencem à formação Riachuelo. Ambientes
8 essencialmente siliciclásticos, às vezes misto, representados pelas litologias do
9 Membro Angico, sendo esse o primeiro a ser identificado.

10 Os primeiros metros foram caracterizados pela presença de arenitos muito
11 finos de coloração cinza amarelada a conglomerados intercalados com folhelhos.
12 Posteriormente, foi possível identificar a presença de siltitos intercalados com
13 arenitos e folhelhos e assim houve uma grande intercalação de folhelhos com
14 arenitos, margas, siltitos e calcilutitos.

15 Tal resultado está em concordância com Lanna (1994) que caracterizou o
16 Membro Angico como sendo composto por conglomerados e arenitos siliciclásticos e
17 bioclásticos, com uma transição quase completa entre rochas essencialmente
18 siliciclásticas predominantemente bioclásticas. O ambiente deposicional na
19 oportunidade foi interpretado como leques subaquosos, porém ambientes costeiros
20 rasos também podem ser inferidos. A distribuição do Membro Angico possui forte
21 controle tectônico.

22 Os carbonatos dessa formação apresentaram características petrográficas
23 variadas, condicionadas provavelmente à sua evolução estratigráfica e à complexa
24 evolução do oceano Atlântico Sul nesta localidade. Dessa forma, o entendimento
25 das unidades estratigráficas a partir de estudos de poços pode corroborar

1 com questões sobre os aspectos diagenéticos que ajudam a explicar a evolução
2 estratigráfica da Formação Riachuelo.

3 Dando continuidade, a segunda formação que foi identificada foi Muribeca,
4 caracterizada por um grande sistema petrolífero, pois nela está contido os
5 folhelhos geradores de hidrocarboneto. A formação Muribeca abrange três
6 membros, sendo 75 metros no Oiteirinhos, 75 metros no Membro Ibura e tem seu
7 final no Membro Carmópolis, onde encontra-se o reservatório de hidrocarbonetos.

8 Esses resultados estão de acordo com Milani e Araújo (2003), que registraram
9 os reservatórios dessa formação e perceberam que apresentaram grande
10 variabilidade litológica e de parâmetros petrofísicos. Possuem fácies
11 conglomeráticas, areno-conglomeráticas e arenosas, que intercalam pacotes
12 pelíticos e são divididos em dois tipos, um composto pelo reservatório sendo
13 embasamento fraturado e outro composto por reservatórios na Formação Muribeca,
14 na presença de arenitos e folhelhos.

15 Assim, como também estão de acordo com Mendes (1994), os principais
16 sistemas petrolíferos da bacia são registrados na Formação Muribeca (Aptiano).

17 **4. CONCLUSÕES**

18 Este trabalho apresentou a aplicação do método MT, para obtenção de dados
19 geofísicos magnetotélúricos na exploração de hidrocarbonetos em área geológica
20 localizada no estado de Sergipe no Campo de Carmópolis, cerca de 50 km ao norte
21 da cidade de Aracaju. Os resultados dos dados sintéticos e da área de estudo
22 apresentados neste artigo, embora muito limitados devido aos números reais fazer
23 parte de informações sigilosas da Petrobras, forneceram uma perspectiva
24 promissora da aplicação do método MT para exploração de petróleo no Campo de
25 Carmópolis. De acordo com os resultados apresentados foi possível obter as
26 informações necessárias para a obtenção do produto geofísico, o modelo de
27 resistividade 2D, o qual é totalmente coerente no que diz respeito ao modelo
28 estrutural presente na área, por meio dele foi possível definir os importantes
29 contrastes entre as estruturas regionais e, na área do campo de produção, assim
30 como também definir um controle sobre reservatório, onde percebeu-se uma
31 estrutura condutora com descontinuidade lateral. Diante dessas informações e na
32 seção elaborada, foi possível prever plays exploratórios em condições semelhantes
33 a esta porção do reservatório e ter novas ideias em relação ao uso do
34 magnetotélúrico em diferentes escalas de exploração.

35 **REFERÊNCIAS**

- 36 AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP).
37 Bacia de Sergipe-Alagoas. 2005. Disponível em: <[https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-
38 anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/14a-rodada-licitacoes-
39 blocos/arquivos/areas-oferta/sumario-sergipe-alagoas-terra.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/14a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferta/sumario-sergipe-alagoas-terra.pdf)>. Acesso em: 04 de maio.
40 2022.
- 41 AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP).
42 Bacia de Sergipe-Alagoas. 2015. Disponível em: <[https://www.gov.br/anp/pt-
43 br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-
44 producao/pd/carmopolis.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/carmopolis.pdf)>. Acesso em: 04 de maio. 2022.

- 1 AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP).
2 Bacia de Sergipe-Alagoas. 2008. Disponível em:
3 <[http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/seminarios/STA_8 Bacia de Sergipe Alagoas po](http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/seminarios/STA_8_Bacia_de_Sergipe_Alagoas_por_tugues.pdf)
4 <[rtugues.pdf](http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/seminarios/STA_8_Bacia_de_Sergipe_Alagoas_por_tugues.pdf)>. Acesso em: 09 de maio. 2022.
- 5 BATALEVA, E.; RYBIN, A.; MATYUKOV, V. System for Collecting, Processing, Visualization,
6 and Storage of the MT-Monitoring Data. MDPI, 2019, 4: 99 p.
- 7 BORAH, U.K.; PRASANTA, K.P. & VADDEBOINA, S. 2015. Processing of noisy
8 magnetotelluric time series from Koyna-Warna seismic region, India: a systematic approach.
9 Annals of Geophysics, 2015, 58(2): 1-17 p.
- 10 DALY, M.C.; FUCK, R.A.; JULIA, J.; MACDONALD, D.I.M. & WATTS, A.B. Cratonic basin
11 formation: a case study of the Parnaíba Basin of Brazil. Geological society of London, 2018,
12 472: 1-15 p.
- 13 FEIJÓ F.J. & VIEIRA R.A.B. Sequências cretáceas das bacias de Sergipe e Alagoas.
14 Revista Brasileira de Geociências, 1991, 10:153-168.
- 15 INTEQ/BAKER HUGHES. Drilling Engineering Workbook, EUA, 1995.
- 16 LANA, M.C. 1994. Bacia de Sergipe Alagoas: Uma hipótese de evolução tectono-
17 sedimentar. In: Gabaglia, R. & Milani, E.J. (eds.) Origem e evolução das bacias
18 sedimentares, Petrobrás, p. 311-332.
- 19 MILANI, E.J.; ARAÚJO, L.M. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo. In: BIZZI, L. A.;
20 SCHOBENHAUS C.; VIDOTTI R. M.; GONÇALVES J. H. Geologia, Tectônica e Recursos
21 Minerais do Brasil. Brasília: CPRM – Serviço Geológico do Brasil, 2003. Cap. X, p.553.
- 22 PETROBRAS. *O petróleo de Sergipe*. Agência Petrobras, 2006. Disponível em: <
23 https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=1316>. Acesso em
24 06 abr. 2022.
- 25 SANTOS, A.C.L. Imageamento magnetotelúrico de estruturas da litosfera na porção SE da
26 Província Borborema. Instituto de Geociências, Universidade de Brasília, Tese de
27 Doutorado, 2012, 160 p.
- 28 SIMPSON, F. & BAHR, K. Practical Magnetotellurics. Cambridge University, Press
29 Cambridge, 2005, 270 p.
- 30 STRAIGHTLINE, Professional Drilling Solutions. Tri-Cone Rock Bits, 2022.