

**UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA  
CURSO DE GEOFÍSICA**

**CAROLINA ANTONIOLI MEIRIM COUTINHO**

**O SISTEMA PETROLÍFERO MUNDAÚ-PARACURU NO CAMPO DE  
XARÉU, BACIA DO CEARÁ: REVISÃO E INTERPRETAÇÃO DO  
ESTILO ESTRUTURAL**

**NITERÓI,  
Janeiro de 2014**

**CAROLINA ANTONIOLI MEIRIM COUTINHO**

**O SISTEMA PETROLÍFERO MUNDAÚ-PARACURU NO CAMPO DE  
XARÉU, BACIA DO CEARÁ: REVISÃO E INTERPRETAÇÃO DO  
ESTILO ESTRUTURAL**

**Monografia referente ao Projeto Final II,  
apresentada ao curso de graduação em  
Geofísica da Universidade Federal  
Fluminense, como requisito para obtenção do  
grau de Bacharel em Geofísica.**

**Orientador: Prof. Dr. André Luiz Ferrari**

**Coorientador: Geofísico Sênior Carlos Alberto Oliveira Fontes, M.Sc.**

**NITERÓI,  
Janeiro de 2014**

**CAROLINA ANTONIOLI MEIRIM COUTINHO**

**O SISTEMA PETROLÍFERO MUNDAÚ-PARACURU NO CAMPO DE  
XARÉU, BACIA DO CEARÁ: REVISÃO E INTERPRETAÇÃO DO  
ESTILO ESTRUTURAL**

**Monografia referente ao Projeto Final II,  
apresentada ao curso de graduação em  
Geofísica da Universidade Federal  
Fluminense, como requisito para obtenção do  
grau de Bacharel em Geofísica.**

**Aprovada em janeiro de 2014**

**BANCA EXAMINADORA**

---

**Prof. Dr. André Luiz Ferrari – LAGEMAR/UFF**

---

**Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Eliane da Costa Alves – LAGEMAR/UFF**

---

**Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva – LAGEMAR/UFF**

**NITERÓI**

**Janeiro de 2014**



## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço à Deus por todas as oportunidades que Ele me proporcionou.

Agradeço, também, ao meu orientador André Ferrari e meu coorientador Carlos Fontes, por compartilharem seus conhecimentos e experiências. Suas orientações e ensinamentos foram de suma importância para a conclusão deste projeto.

Ao LAGEMAR-UFF e seu corpo docente, por todo conhecimento adquirido durante esses cinco anos de curso, em particular, aos professores Cleverson Silva e Eliane Alves.

À empresa *GEOHUB*, pela contribuição dos dados utilizados no projeto, especialmente ao Luiz Neves, ao Christiano Lopes, à Glauce Lima, à Lila Johansen e ao Rafael Rocha, e ao Pedro Zalán, por todo apoio e colaboração para realização deste trabalho.

Agradeço, também, à minha família, especialmente aos meus avós maternos, Edithe e Reni, aos meus avós paternos, Heloneide e Nelson, aos meus pais, Renilda e Nelson, e aos meus irmãos, Lucas e Laura, e amigos por todo apoio e ajuda.

E à todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste projeto final.

## RESUMO

A Bacia do Ceará tem sua gênese relacionada à separação do paleocontinente Gondwana durante o Eocretáceo. Sua evolução tectono-sedimentar iniciou-se no Eoaptiano e seu preenchimento pode ser dividido em três sequências principais: Rifte, Pós-Rifte e Drifte.

O presente trabalho visa descrever a evolução tectônica e sedimentar da Bacia do Ceará, caracterizar suas sequências estratigráficas e fazer a análise do sistema petrolífero Mundaú-Paracuru no Campo de Xaréu, localizado na sub-bacia de Mundaú, utilizando dados sísmicos de reflexão 2D e dados de perfis de poços. A área foi escolhida por apresentar um preenchimento sedimentar bastante completo em relação às três demais sub-bacias (Icaraí, Acaraú e Piauí-Camocim) e por se tratar do principal sistema petrolífero da Bacia do Ceará.

Os sedimentos presentes nessa bacia são constituintes das unidades litoestratigráficas denominadas de Formação Mundaú, Paracuru, Ubarana, Guamaré, Tibau e Barreiras. Tratam-se de pacotes rochosos compostos, principalmente, por arenitos, folhelhos e carbonatos, depositados nas fases rifte, pós-rifte e de margem passiva, durante a evolução tectono-sedimentar da Margem Equatorial Brasileira. A análise ficou restrita às formações Mundaú e Paracuru, pacote representativo dos andares Alagoas/Albiano na bacia, em razão do mesmo apresentar as rochas geradoras, selantes e reservatório, que caracterizam o principal sistema petrolífero da Bacia do Ceará – Sub-Bacia do Mundaú.

**Palavras chave:** Sistema Petrolífero, Formação Mundaú, Formação Paracuru, Campo de Xaréu, Sub-bacia de Mundaú, Bacia do Ceará.

## ABSTRACT

The Ceará Basin has its genesis related to the separation of paleocontinent Gondwana during the Early Cretaceous. Its tectono-sedimentary evolution began in Eoaptiano and its fill can be divided into three main sequences: Rift, Post-Rift and Drift.

This paper aims to describe the tectonic and sedimentary evolution of Ceará Basin, characterize its stratigraphic sequences and do analysis to Mundaú-Paracuru petroleum system in Xaréu Field, located in the sub-basin Mundaú, using 2D seismic reflection data and well profiles. The area was chosen to present a fairly complete sedimentary deposits compared to the three other sub-basins (Icaraí, Acaraú and Piauí-Camocim ), and also have the main petroleum system Ceará Basin.

The sediments in this basin are constituents of lithostratigraphic units called Formations Mundaú, Paracuru, Ubarana, Guamaré, Tibau and Barreiras. It is rocky packages compounds mainly by sandstones, shales and carbonates deposited in phases rift, transitional and passive margin during the tectono-sedimentary evolution of the Brazilian Equatorial Margin. The analysis was restricted to the formations Mundaú and Paracuru, representative package of age Alagoas/Albian in the basin, because the same contains the generators, sealants and reservoir rocks, featuring the main petroleum system Ceará Basin - Sub-Basin Mundaú.

**Keywords:** Petroleum System, Mundaú Formation, Paracuru Formation, Xaréu Field, Mundaú Sub-basin, Ceará Basin.

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1- Nomenclatura dos dados sísmicos utilizados no projeto.....	34
Tabela 2 - Intervalos de teste de formação e suas características.....	45
Tabela 3 – Parâmetros de reservatório associados à produtividade do pacote sedimentar do intervalo T3. ....	45

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Localização e limites da Bacia do Ceará (modificada de ANP, 2013). ....	3
Figura 2 - Localização, limites e arcabouço estrutural da Bacia do Ceará (Morais Neto <i>et al.</i> , 2003).....	4
Figura 3 - Mapa de localização da Sub-Bacia de Mundaú, com os campos de petróleo já descobertos na região. Destaque para o Campo de Xaréu (modificado de Milani & Araújo, 2003).....	4
Figura 4 - Mapa paleogeográfico do Neotriássico.....	6
Figura 5 - Mapa paleogeográfico do Eocretáceo (Valanginiano).....	6
Figura 6 - Mapa paleogeográfico do Eocretáceo (final do Albiano).....	7
Figura 7 - Modelo de evolução tectônica proposto para a abertura do Oceano Atlântico equatorial durante a transição Aptiano/Albiano (Pindell 1985 apud Antunes 2004). ....	8
Figura 8 - Mapa de anomalia free-air, com destaque para as falhas transformantes Chain, Romanche e São Paulo (Zalán, 2012) .....	8
Figura 9 - Mapa estrutural simplificado da Sub-Bacia de Mundaú (modificado de Matos <i>et al.</i> 1996).....	9
Figura 10 – Modelo estrutural proposto (a) para definição da cinemática da estrutura-em-flor negativa mapeada à sudeste do Campo de Xaréu. (b) Modelo alternativo para a orientação da estrutura-em-flor, comparável às fraturas do tipo P relacionadas a falhas transcorrentes dextrais E-W. (c) Geometria tridimensional para a estrutura (Antunes, 2004). ....	10
Figura 11 – Estrutura-em-flor negativa localizada à sudeste da área do Campo de Xaréu. É interpretado que sua origem tenha sido condicionada pelos movimentos transcorrentes/transformantes relacionados à ruptura do Oceano Atlântico Equatorial. (Antunes, 2004) .....	10
Figura 12 - Carta estratigráfica da Bacia do Ceará (Condé <i>et al.</i> , 2007).....	11
Figura 13 - Seção geológica esquemática da Sub-Bacia de Mundaú (ANP, 2002). ....	14
Figura 14 - Carta estratigráfica das sub-bacias de Piauí-Camocim, Acaraú-Icarai e Mundaú (Morais Neto <i>et al.</i> , 2003). ....	15
Figura 15 - Sequência rifte da Bacia do Ceará (modificado de Beltrami <i>et al.</i> , 1994). ....	16
Figura 16 - Sequência transicional da Bacia do Ceará (modificado de Beltrami <i>et al.</i> , 1994). ....	17

Figura 17 - Sequência drifte da Bacia do Ceará, ciclo transgressivo (modificado de Beltrami <i>et al.</i> 1994).....	18
Figura 18 - Sequência drifte da Bacia do Ceará, ciclo regressivo (modificado de Beltrami <i>et al.</i> 1994).....	19
Figura 19 - Seção sísmica <i>dip</i> da sub-bacia de Mundaú (Costa <i>et. al.</i> , 1990).....	20
Figura 20 – Seção sísmica transversal à estruturação principal do Campo de Xaréu (área delimitada pelo quadro azul), mostrando a geometria de falhas que tipifica o Campo (Antunes, 2004).....	22
Figura 21 – Seção geológica regional na Bacia do Ceará, mostrando a configuração estrutural-estratigráfica do Campo de Xaréu (Milani & Araújo, 2003).....	26
Figura 22– Esquema dos padrões de terminação de reflexões/estratos nos limites superior e inferior de uma sequência sísmica/deposicional (Antunes, 2004 modificado de Mitchum Jr., 1977).....	28
Figura 23 – Padrões de terminação de reflexões dentro de uma sequência sísmica idealizada, ressaltando os padrões em <i>offlap</i> e a convergência interna (Franz 2012 modificado de Vail, 1987).....	29
Figura 24– Padrões de configurações internas de sismofácies (Mitchum Jr <i>et al.</i> 1977 <i>apud</i> Antunes, 2004). .....	31
Figura 25 – Localização das seis linhas sísmicas de reflexão 2D. Fonte: <i>GEOHUB Processamento e Gerência de Dados LTDA.</i> ....	33
Figura 26 - Aproximação da área do Campo de Xaréu (azul) com identificação do poço (laranja) e das linhas sísmicas de reflexão 2D (preto) utilizados no projeto. ....	33
Figura 27 - Interpretação da seção sísmica <i>dip</i> D-1, em tempo duplo TWT (s), de direção SW-NE. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas. ....	35
Figura 28 - Interpretação da seção sísmica <i>dip</i> D-2, em tempo duplo TWT (s), de direção SW-NE. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas. ....	36
Figura 29 - Interpretação da seção sísmica <i>dip</i> D-3, em tempo duplo TWT (s), de direção SW-NE. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas. ....	37
Figura 30 - Interpretação da seção sísmica <i>strike</i> S-1, em tempo duplo TWT (s), de direção NW-SE. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas. ....	38
Figura 31 - Interpretação da seção sísmica <i>strike</i> S-2, em tempo duplo TWT (s), de direção NW-SE. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas. ....	39
Figura 32 - Interpretação da seção sísmica <i>strike</i> S-3, em tempo duplo TWT (s), de direção NW-SE. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas. ....	40
Figura 33 - Mapa de isócrona do topo do embasamento. O mapa está em coordenadas UTM e a escala de cores em tempo duplo TWT (s).....	41
Figura 34 - Mapa de isócrona do topo da Formação Mundaú. O mapa está em coordenadas UTM e a escala de cores em tempo duplo TWT (s).....	42
Figura 35 - Mapa de isócrona do topo da Formação Paracuru. O mapa está em coordenadas UTM e a escala de cores em tempo duplo TWT (s).....	43
Figura 36 - Mapa de isócrona do topo da Formação Ubarana. O mapa está em coordenadas UTM e a escala de cores em tempo duplo TWT (s).....	44

Figura 37 - Intervalos T1, T2 e T3 da Formação Paracuru, indicados no perfil composto do poço 1-CES-8. Legenda da litologia e perfil composto completo do poço apresentados no anexo.....	46
Figura 38 – Seção sísmica <i>dip</i> D-1, em tempo (s), com destaque para o sistema petrolífero Mundaú-Paracuru. A linha pontilhada em vermelho indica os limites do Campo de Xaréu e em amarelo as possíveis acumulações de hidrocarbonetos. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas.....	48
Figura 39 - Seção sísmica <i>dip</i> D-2, em tempo (s), com destaque para o sistema petrolífero Mundaú-Paracuru. A linha pontilhada em vermelho indica os limites do Campo de Xaréu e em amarelo as possíveis acumulações de hidrocarbonetos. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas.....	48
Figura 40 - Seção sísmica <i>dip</i> D-3, em tempo (s), com destaque para o sistema petrolífero Mundaú-Paracuru. A linha pontilhada em vermelho indica os limites do Campo de Xaréu e em amarelo as possíveis acumulações de hidrocarbonetos. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas.....	49
Figura 41 - Mapa de isócrona do topo da Formação Paracuru. O polígono amarelo indica a região de alto estrutural e, em vermelho, a região de baixo estrutural, resultantes da movimentação dos blocos. O mapa está em coordenadas UTM e a escala de cores em tempo duplo TWT (s). .....	51

## SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS .....	i
RESUMO .....	ii
ABSTRACT .....	iii
ÍNDICE DE TABELAS .....	iv
ÍNDICE DE FIGURAS .....	iv
1 INTRODUÇÃO .....	1
2 OBJETIVO.....	2
3 ÁREA DE ESTUDO .....	2
4 GEOLOGIA REGIONAL DA BACIA DO CEARÁ .....	5
4.1 Arcabouço estrutural.....	5
4.2 Evolução tectono-sedimentar da Bacia do Ceará .....	11
4.2.1 Fase Rifte.....	12
4.2.2 Fase Transicional (ou Pós-Rifte).....	12
4.2.3 Fase Drifte .....	13
4.3 Litoestratigrafia da Bacia do Ceará.....	14
4.3.1 Estágio Rifte .....	16
4.3.2 Estágio Transicional (ou Pós-Rifte) .....	16
4.3.3 Estágio Drifte.....	18
4.4 Arcabouço estrutural do Campo de Xaréu.....	20
5 SISTEMA PETROLÍFERO .....	23
5.1 Conceito de sistema petrolífero e seus elementos .....	23
5.2 Sistema petrolífero da Sub-bacia de Mundaú .....	25
6 MATERIAIS E MÉTODOS DO TRABALHO.....	26
6.1 Princípios da sismoestratigrafia .....	26
6.1.1 Reflexões Sísmicas .....	27
6.1.2 Padrões de Terminações de Reflexões .....	28
6.1.3 Análise de Sismofácies .....	30
6.2 Base de dados.....	32
6.2.1 Dados de poço .....	32
6.2.2 Dados sísmicos .....	32

7	RESULTADOS .....	34
8	ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	45
8.1	Análise do poço .....	45
8.2	Análise das linhas sísmicas .....	47
8.3	Análise dos mapas de isócronas.....	50
9	CONCLUSÃO .....	52
10	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	53
	ANEXOS .....	56

# 1 INTRODUÇÃO

A atual dependência econômica mundial nos combustíveis fósseis estimula investimentos milionários de empresas multinacionais do setor de óleo e gás. Para minimizar esses gastos e diminuir os riscos relacionados à exploração de hidrocarbonetos, torna-se indispensável o entendimento prévio da evolução tectono-sedimentar das bacias sedimentares e o conhecimento de seu sistema petrolífero, adquiridos com o auxílio de técnicas e ferramentas geológicas e geofísicas.

Dentre essas principais ferramentas estão a sísmica de reflexão (2D e 3D) e a perfilagem de poços. No mundo, atualmente, cerca de 90% dos métodos de investigação na prospecção de petróleo correspondem a essas técnicas, devido em grande parte ao baixo custo de sua utilização, uma vez que possibilita o conhecimento de estruturas em subsuperfície sem a necessidade de métodos invasivos, e aos excelentes resultados alcançados com a sua aplicação.

O presente trabalho propõe-se a utilizar as ferramentas de interpretação de sísmica de reflexão 2D e dados de perfilagem de poço para ampliar o conhecimento nos campos estrutural e estratigráfico presentes na Bacia do Ceará, especificamente no Campo de Xaréu, na Sub-bacia de Mundaú. A escolha relaciona-se ao fato da Margem Equatorial Brasileira ser uma promissora nova fronteira de exploração na margem brasileira e objeto de recente rodada de concessões para exploração por parte da Agência Nacional do Petróleo – ANP. Recentes descobertas na contraparte africana tem atraído a atenção de importantes players nacionais e internacionais para este segmento transformante da margem brasileira.

Esta monografia é parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica da Universidade Federal Fluminense. O projeto foi orientado pelo Professor Doutor André Luiz Ferrari, do LAGEMAR - Departamento de Geofísica e Geologia Marinha da UFF, e coorientado pelo Geofísico Sênior Carlos Alberto Oliveira Fontes, da empresa *GEOHUB Processamento e Gerência de Dados Ltda.*

## **2 OBJETIVO**

O presente trabalho descreve, a partir de dados secundários publicados, de relatórios técnicos e de teses e dissertações, a evolução tectono-sedimentar, o arcabouço estrutural e litoestratigrafia da Bacia do Ceará, o sistema petrolífero atuante no Campo de Xaréu e a ferramenta de análise sismoestratigráfica que auxiliará na interpretação dos dados de sísmica de reflexão 2D, em conjunto com os dados de perfis do poço localizado na região.

O objetivo principal do tema proposto é descrever e analisar os principais processos tectono-sedimentares atuantes na acumulação dos hidrocarbonetos na região do Campo de Xaréu, na Sub-bacia de Mundaú, e sua cronologia, a partir de interpretação sísmica realizada na área de estudo.

Para a consecução do objetivo principal serão realizados os seguintes procedimentos:

- Interpretação sísmica de seis linhas sísmicas 2D localizadas no Campo de Xaréu;
- Reconhecimento das unidades litoestratigráficas envolvidas no sistema petrolífero do Campo de Xaréu;
- Identificação de potenciais acumulações de hidrocarbonetos nas seções sísmicas;
- Geração de mapas de isócronas dos topos do embasamento e das formações Mundaú, Paracuru e Ubarana.

## **3 ÁREA DE ESTUDO**

A Bacia do Ceará está localizada na plataforma continental da Margem Equatorial Brasileira entre os meridianos 42° W e 38° W e os paralelos 2° S e 4° S. Ocupa uma área total de 61.180 km<sup>2</sup>, sendo 30.950 km<sup>2</sup> até a batimetria de 400 metros e 30.230 km<sup>2</sup> entre 400 e 3.000 metros (ANP, 2002) (Figura 1). Esta bacia acompanha a linha de costa brasileira em uma extensão de aproximadamente 450 km, abrangendo os estados do Ceará, Piauí e parte do Maranhão. É limitada ao sul pelo embasamento cristalino e ao norte pela Falha Transformante do Ceará, associada à Zona de Fratura Romanche (Costa *et al.*, 1990). Limita-se a oeste com a Bacia de Barreirinhas, pelo Alto de Tutoia, e a leste com a Bacia de Potiguar, pelo Alto de Fortaleza (Figura 1 e Figura 2).

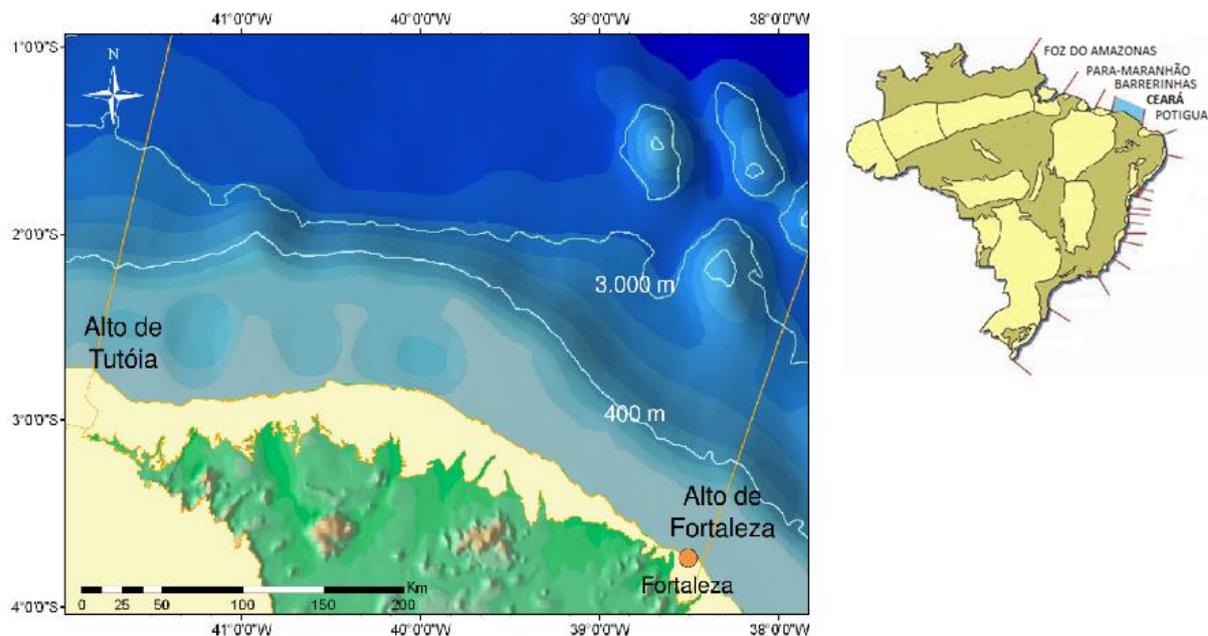


Figura 1 – Localização e limites da Bacia do Ceará (modificada de ANP, 2013).

De acordo com suas características tectônicas e estruturais distintas, a Bacia do Ceará foi subdividida de oeste para leste em quatro segmentos ou sub-bacias: Piauí-Camocim, Acaraú, Icarai e Mundaú (Beltrami *et al.*, 1994). O Alto do Ceará separa as sub-bacias de Piauí-Camocim e Acaraú. A sub-bacia de Icarai, por sua vez, está separada da sub-bacia de Acaraú pelo prolongamento norte do Lineamento de Sobral-Pedro II, segmento norte do Lineamento Transbrasileiro. As sub-bacias de Mundaú e Icarai estão separadas por uma inflexão da falha de borda da bacia, no prolongamento nordeste da falha de Forquilha (Morais Neto *et al.*, 2003) (Figura 2).

A Sub-bacia de Mundaú compreende, até a batimetria de 1000 metros, quatro campos de petróleo, atualmente em produção: Xaréu, Atum, Curimã, Espada. O Campo de Xaréu, área objeto de estudo, localiza-se na porção centro-oeste da Sub-bacia de Mundaú, entre os meridianos 40° e 39° W e os paralelos 2° e 3° S e possui área de aproximadamente 80 km<sup>2</sup> (Figura 3).

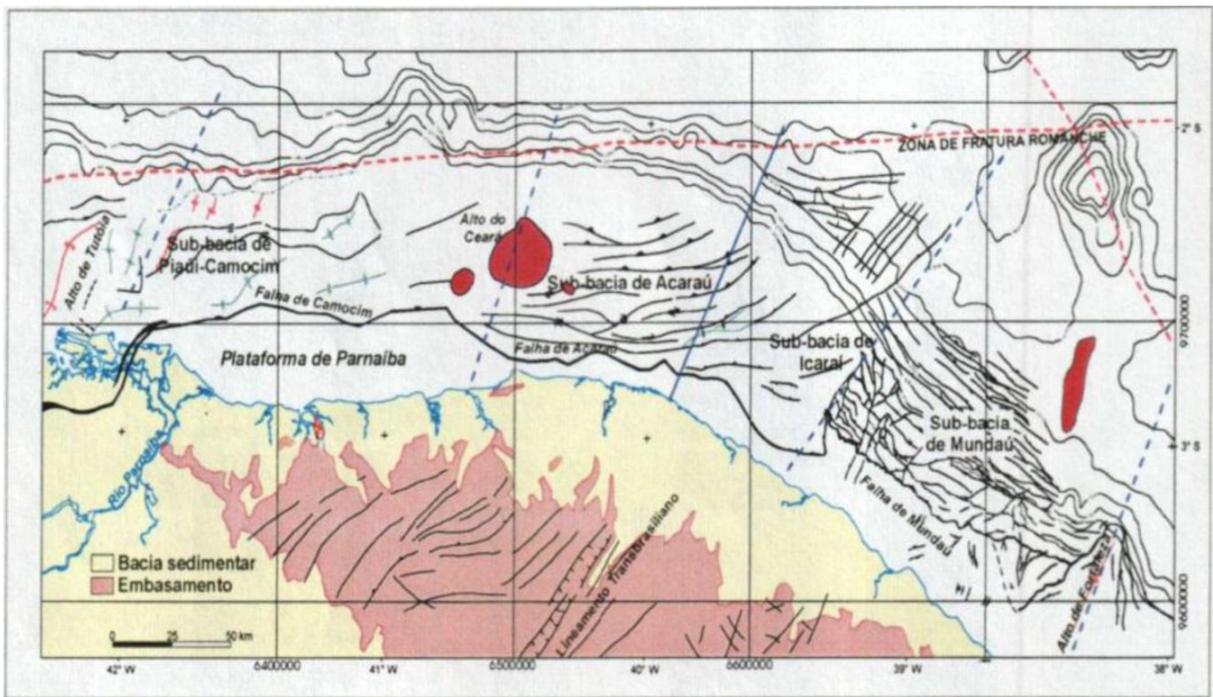


Figura 2 - Localização, limites e arcabouço estrutural da Bacia do Ceará (Morais Neto *et al.*, 2003)

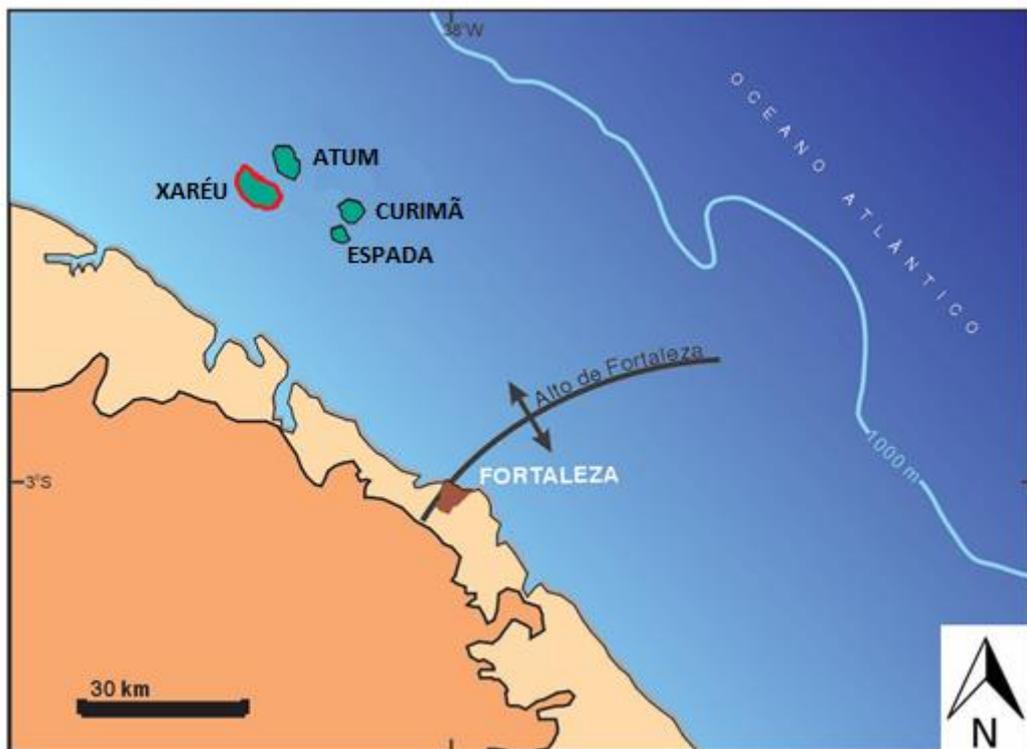


Figura 3 - Mapa de localização da Sub-Bacia de Mundaú, com os campos de petróleo já descobertos na região. Destaque para o Campo de Xaréu (modificado de Milani & Araújo, 2003).

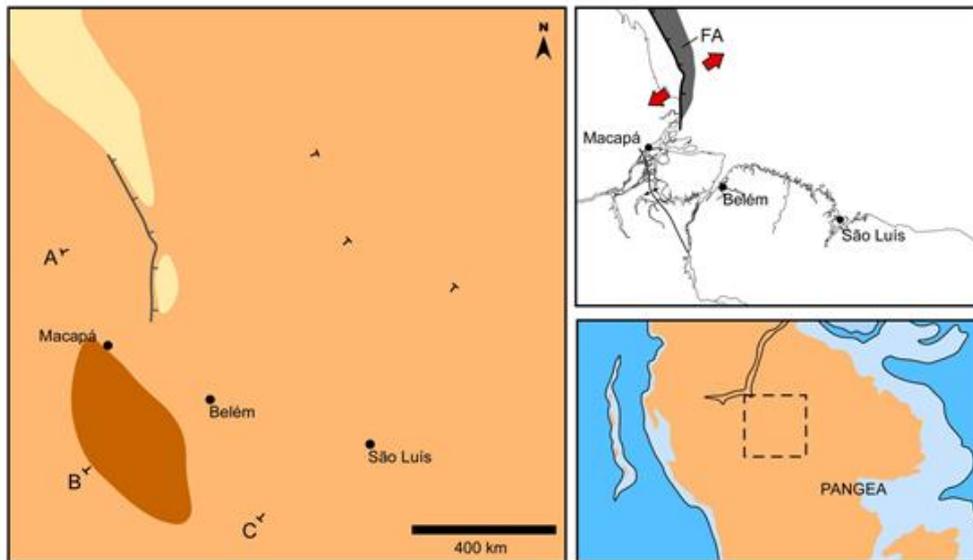
## 4 GEOLOGIA REGIONAL DA BACIA DO CEARÁ

### 4.1 Arcabouço estrutural

Todo o conhecimento geológico acumulado ao longo dos anos de exploração da Margem Equatorial Brasileira (MEB) está materializado em diversos trabalhos publicados, dissertações de mestrado e teses de doutorado, principalmente nos campos da estratigrafia e geologia estrutural. Nestas áreas, destacam-se Zalán (1983), Zalán *et al.* (1985), Françolin & Szatmari (1987), Costa *et al.* (1990), Azevedo (1991), Beltrami *et al.* (1994) e Matos *et al.* (1996). Moraes Neto *et al.* (2003), Soares Junior *et al.* (2008), Soares Junior *et al.* (2011), Carneiro *et al.* (2012) e Zalán (2012) compreendem os estudos mais recentes direcionados à MEB.

Soares Junior *et al.* (2011) inferem que a Margem Atlântica Equatorial se formou em três eventos distensivos, desde o Neotriássico até o Eocretáceo (Albiano), denominados por Carneiro *et al.* (2012) como Rifteamento I, Rifteamento II e Rifteamento III.

No Neotriássico, soerguimentos com magmatismo associado e instalação de junções tríplexes desenvolvidos a partir de esforços distensivos no interior do paleocontinente Pangea resultaram na formação do Oceano Atlântico Central – Rifteamento I (Soares Junior *et al.*, 2008; Soares Júnior *et al.*, 2011) (Figura 4). O Rifteamento II se originou no Eocretáceo (Valanginiano), quando ocorreu um novo rifteamento que resultou, principalmente, na ampliação da Bacia da Foz do Amazonas. Estruturas desta bacia foram reativadas e novas falhas normais, com direção N-S, foram formadas na região. Este evento representa o início da separação dos continentes sul-americano e africano. (Figura 5) (Soares Junior *et al.* 2008). Ainda segundo esses autores, o terceiro evento (Rifteamento III) ocorreu ainda no Eocretáceo (Albiano), com o avanço para noroeste do rifteamento, gerando as bacias Potiguar, Ceará, Barreirinhas e Pará-Maranhão, e ampliando a Bacia da Foz do Amazonas. No final do Eocretáceo, os esforços distensivos levam à ruptura dos continentes sul-americano e africano com a formação de crosta oceânica (Soares Junior *et al.*, 2008) (Figura 6).

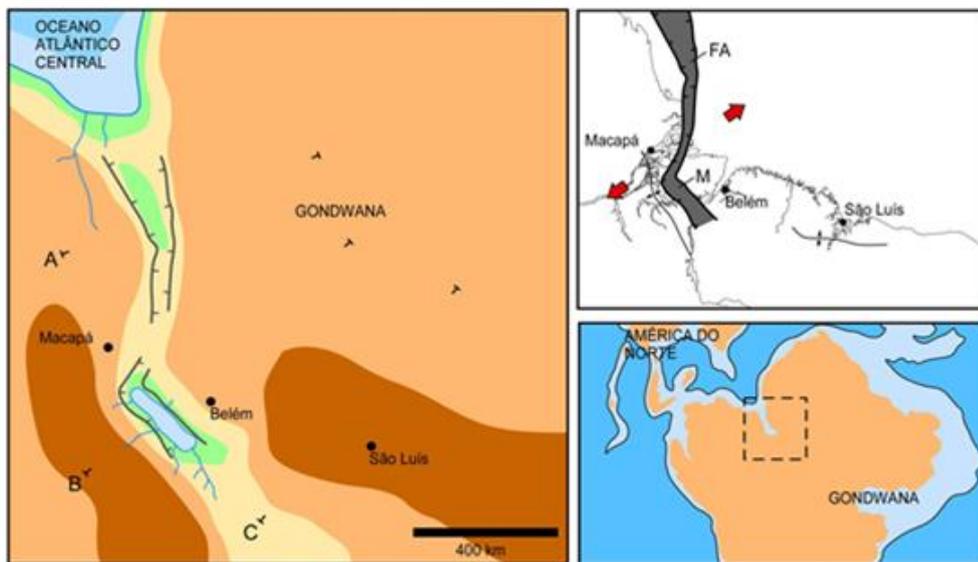


**Legenda (mapas)**

- |                 |                        |              |                  |
|-----------------|------------------------|--------------|------------------|
| ● Cidades       | ✂ Arco estrutural      | Paleo relevo | Paleo batimetria |
| ⊠ Área estudada | Riftes ativos          |              |                  |
| ↘ Falha normal  | ↔ Direção da distensão |              |                  |

Figura 4 - Mapa paleogeográfico do Neotriássico.

FA – Bacia da Foz do Amazonas (modificado de Soares Junior *et al.*, 2011)



**Legenda (mapas)**

- |                 |                        |               |              |                  |
|-----------------|------------------------|---------------|--------------|------------------|
| ● Cidades       | ✂ Arco estrutural      | Borda marinha | Paleo relevo | Paleo batimetria |
| ⊠ Área estudada | Riftes ativos          | Lagos         |              |                  |
| ↘ Falha normal  | ↔ Direção da distensão | Drenagem      |              |                  |

Figura 5 - Mapa paleogeográfico do Eocretáceo (Valanginiano).

FA – Bacia da Foz do Amazonas, M – Bacia de Marajó. (modificado de Soares Júnior *et al.* 2011)

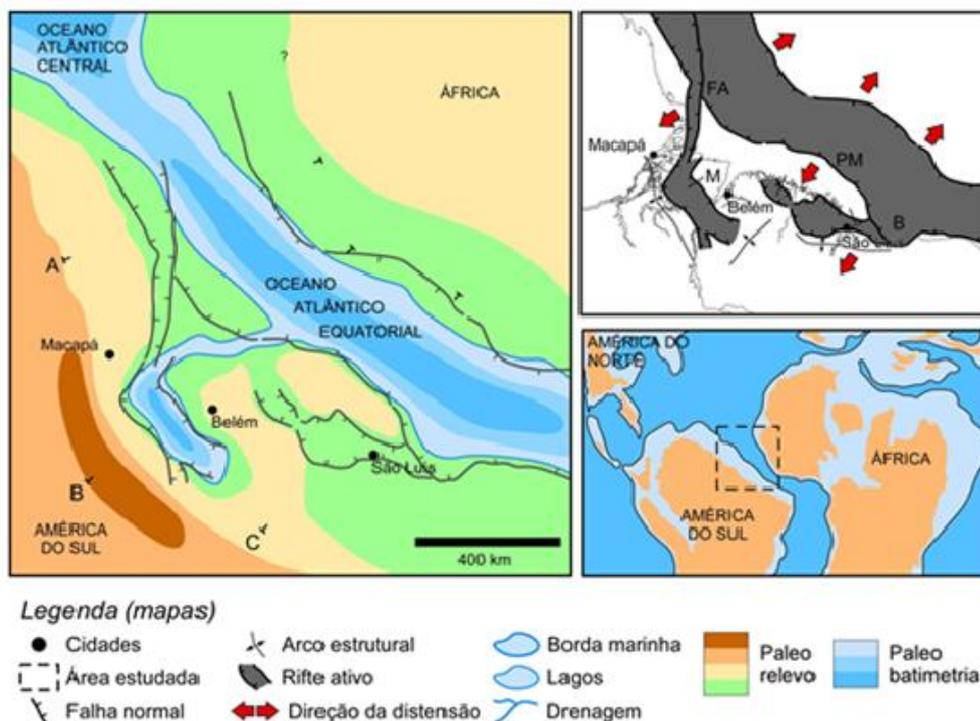


Figura 6 - Mapa paleogeográfico do Eocretáceo (final do Albiano).

FA – Bacia da Foz do Amazonas; M – Bacia de Marajó; B – Bacia de Barreirinhas; PM – Bacia do Pará-Maranhão. (modificado de Soares Júnior *et al.* 2011)

Segundo Zalán (2012), o campo de paleotensão principal durante a ruptura do paleocontinente Gondwana possuiu direção principal E-W. Conforme os continentes africano e sul-americano se separavam, movimentos transcorrentes/transpressivos e distensivos/transtensivos, de direções E-W e NW-SE, respectivamente, formaram as bacias que constituem a MEB (Figura 7). Os trechos de direção E-W são conectados em crosta oceânica, com as zonas de fraturas oceânicas em áreas mais fracas da crosta continental (Figura 8), enquanto os trechos NW-SE refletem a ruptura oblíqua dos crátons pré-cambrianos durante a separação continental.

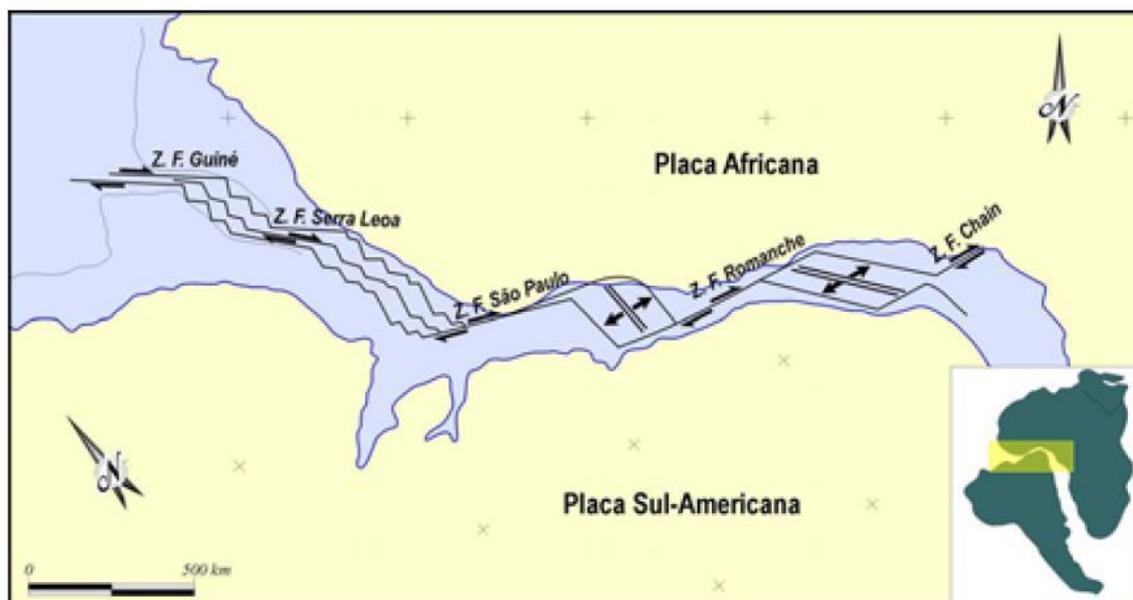


Figura 7 - Modelo de evolução tectônica proposto para a abertura do Oceano Atlântico equatorial durante a transição Aptiano/Albiano (Pindell 1985 apud Antunes 2004).

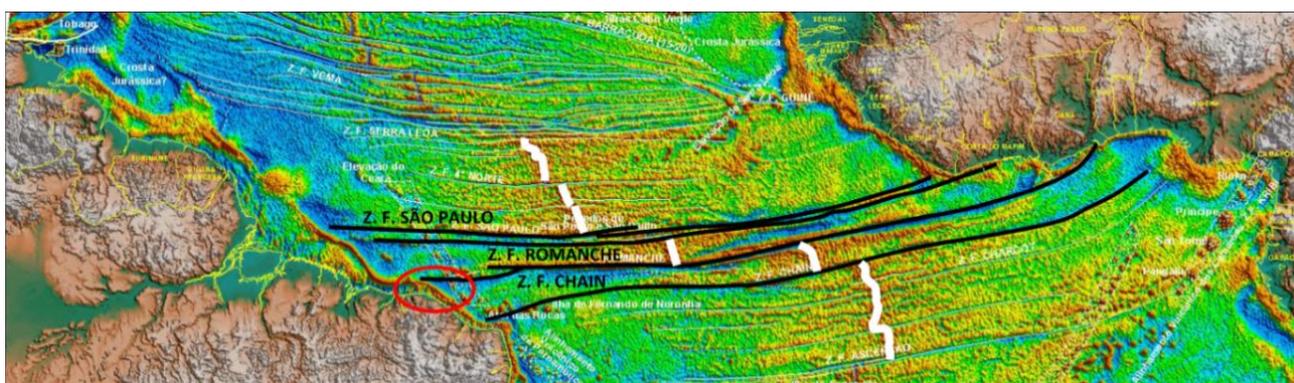


Figura 8 - Mapa de anomalia free-air, com destaque para as falhas transformantes Chain, Romanche e São Paulo (Zalán, 2012)

A sub-bacia de Mundaú é interpretada como um rifte não-convencional de natureza transpressiva e/ou transtrativa ao longo da evolução da bacia (Zalán *et al.* 1985, Matos *et al.* 1996). Conforme Moraes Neto *et al.* (2003), o padrão de falhamentos é predominantemente NW-SE, com blocos basculados e escalonados por falhas sintéticas de mesma direção. Lineamentos de direção NE-SW cortam o principal *trend* estrutural, podendo estar relacionado a zonas de transferência transcorrentes, que teriam acomodado diferentes taxas de deformação (Figura 9).

As sub-bacias Piauí-Camocim, Acaraú e Icarai estariam situadas no domínio transpressivo, com traços estruturais alinhados na direção E-W e NE-SW, associados à tectônica transcorrente dextral, gerando estruturas como falhas de cavalgamento, falhas

reversas, falhas normais e oblíquas e estruturas em flor positiva e negativa (Morais Neto *et al.*, 2003). Segundo os autores, esses traços parecem compor um par conjugado nas direções NW-SE e NE-SW ao longo da Bacia do Ceará, com altos e baixos estruturais dispostos *en échelon*, decorrentes dessa movimentação transcorrente dextral na margem transformante.

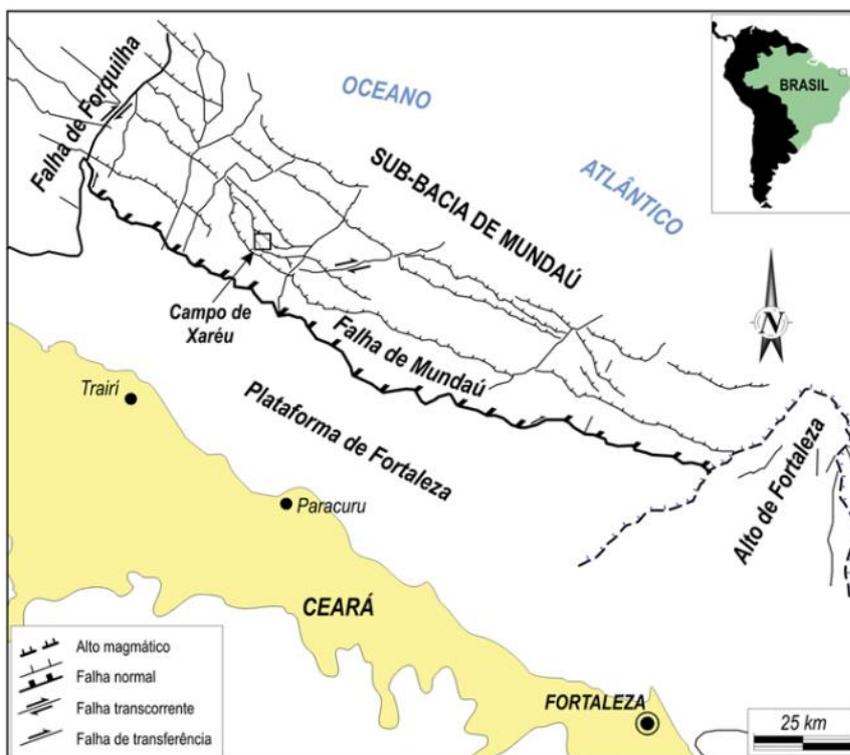


Figura 9 - Mapa estrutural simplificado da Sub-Bacia de Mundaú (modificado de Matos *et al.* 1996)

Falhas normais de direção NW-SE e mergulho para NE são as principais estruturas encontradas na Sub-bacia de Mundaú (Antunes, 2004), com destaque para a Falha de Mundaú, que separa as seções rifte e transicional da Sub-bacia. Antunes (2004) cita, ainda, falhas de direção NE-SW, possivelmente representando estruturas de transferência, associadas às falhas principais, segmentando a Sub-bacia de Mundaú em blocos menores, como o Campo de Xaréu.

Segundo o autor, à sudeste do campo ocorrem as falhas de direção NE-SW que se arranjam de maneira similar às estruturas-em-flor negativas (Figura 10). Estas falhas, que afetam principalmente o embasamento e as formações Mundaú e Paracuru (podendo atingir as porções basais do Membro Uruburetama), possuem altos mergulhos em profundidade, diminuindo o ângulo em direção à superfície, com mergulho para SE ou para NW (Figura 11).

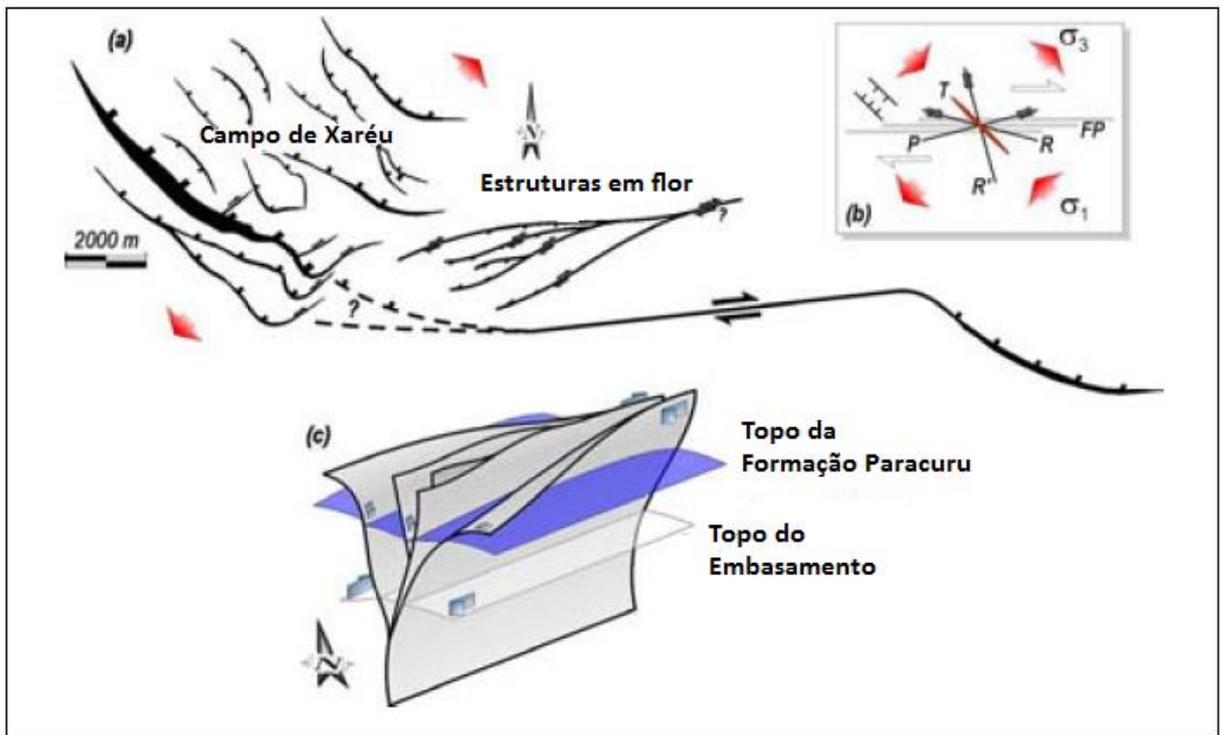


Figura 10 – Modelo estrutural proposto (a) para definição da cinemática da estrutura-em-flor negativa mapeada à sudeste do Campo de Xaréu. (b) Modelo alternativo para a orientação da estrutura-em-flor, comparável às fraturas do tipo P relacionadas a falhas transcorrentes dextrais E-W. (c) Geometria tridimensional para a estrutura (Antunes, 2004).

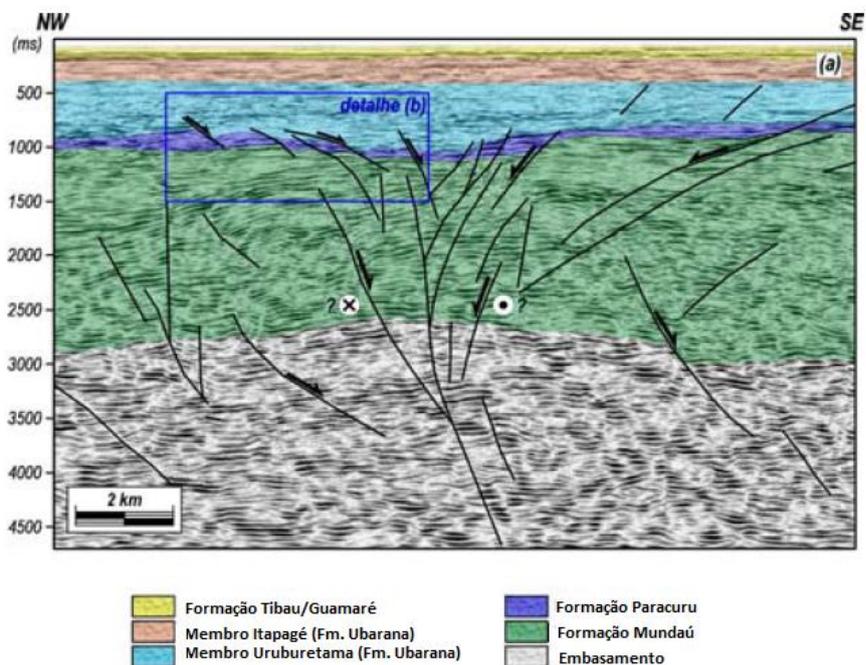


Figura 11 – Estrutura-em-flor negativa localizada à sudeste da área do Campo de Xaréu. É interpretado que sua origem tenha sido condicionada pelos movimentos transcorrentes/transformatantes relacionados à ruptura do Oceano Atlântico Equatorial. (Antunes, 2004)

## 4.2 Evolução tectono-sedimentar da Bacia do Ceará

A Bacia do Ceará tem sua origem relacionada ao rompimento do supercontinente Gondwana e, provavelmente, iniciou sua evolução no Eoaptiano (Costa *et al.*, 1990; Beltrami *et al.*, 1994; Condé *et al.*, 2007). Apesar dos poços perfurados na bacia não atingirem nenhuma seção anterior a essa idade, acredita-se que depósitos mais antigos estejam presentes devido à grande espessura de sedimentos existente, ao caráter sísmico distinto dessa seção, pela considerável coluna de rochas sedimentares paleozoicas e mesozoicas - presente na Bacia de Keta, em Gana (África), a qual corresponde à contraparte da Bacia do Ceará antes da separação continental - e à possibilidade da presença de um pacote sin-rifte, de idade barremiana, correlacionável à Formação Pendência na Bacia Potiguar (Costa *et al.*, 1990; Beltrami *et al.*, 1994; Morais Neto *et al.*, 2003; Condé *et al.*, 2007). Esses sedimentos pré-Alagoas, de existência ainda não comprovada, poderiam estar associados à Bacia do Parnaíba, de caráter intracratônico, e/ou ao desenvolvimento de uma fase pré-rifte.

Costa *et al.* (1990), Beltrami *et al.* (1994) e Condé *et al.* (2007) reconhecem três estágios tectono-sedimentares apresentados na carta estratigráfica da bacia (Figura 12) e descritos a seguir.



#### 4.2.1 Fase Rifte

De acordo com Costa *et al.* (1990) o modelo mais aceito para explicar o início do rifte propõe que sua formação seja uma resposta ao processo de estiramento litosférico que atuou durante a fragmentação do paleocontinente Gondwana, que neste segmento da margem brasileira se deu no Eoaptiano. Françolin & Szatimari (1987), Morais Neto *et al.* (2003) e Zalán (2012) inferem que a Margem Equatorial Brasileira desenvolveu-se como uma margem continental transformante, com evolução geológica de domínios distensivos oblíquos (transtensivos) e domínios de movimentos transcorrentes puros, ambos de caráter dextral.

Esta sequência sedimentar é caracterizada por discontinuidades bem marcadas em perfis elétricos, denominadas marcos 700, 800 e 1000 (Condé *et al.*, 2007). Os marcos 700 e 800 delimitam eventos de transgressão e regressão, respectivamente. O Marco 1000, denominada por Costa *et al.* (1990) e Beltrami *et al.* (1994) de Marco 100, corresponde litologicamente a uma discordância erosiva e representa o topo da Formação Mundaú.

O preenchimento desta fase inicia-se no andar Alagoas com a deposição de sedimentos continentais, provenientes de leques aluviais, rios entrelaçados e lagos, que compõem a Formação Mundaú.

#### 4.2.2 Fase Transicional (ou Pós-Rifte)

Sucedendo a fase rifte, foi instalado um ciclo deposicional em ambiente transicional, que representa as primeiras incursões marinhas na bacia (Costa *et al.* 1990; Beltrami *et al.* 1994). Esta sequência tradicionalmente é posicionada como representante do estágio *sag* da evolução da bacia. No entanto, análises recentes de dados sísmicos indicam crescimento de seção sedimentar junto às falhas normais, revelando a influência de subsidência tectônica ativa durante a sua deposição no Neoaptiano (Condé *et al.* 2007) (Figura 13).

Inicialmente foram depositados sedimentos fluviais, deltaicos e lacustres, que constituem a Formação Paracuru, representada na sísmica por fácies plano-paralelas. Este ciclo deposicional prossegue com a deposição de carbonatos do Membro Trairí e ocorrências localizadas de evaporitos (Della Fávera *et al.*, 1984 *apud* Costa *et al.*, 1990). Análises de dados sísmicos indicam provável presença de evaporitos na área de águas profundas-ultraprofundas da bacia, sugerida através de feições dômicas (Condé *et al.* 2007). A fase transicional tem seu término no Neo-Alagoas, em ambiente marinho, com deposição predominante de sedimentos pelíticos.

### 4.2.3 Fase Drifte

A fase final de evolução tectono-sedimentar da Bacia do Ceará inicia-se no Albiano como consequência da deriva continental, do resfriamento crustal e da subsidência generalizada (Costa *et al.*, 1990; Morais Neto *et al.*, 2003).

Em seu estágio inicial de ambiente marinho franco, com transgressão, depositaram-se na bacia os folhelhos do Membro Uruburetama da Formação Ubarana. Neste intervalo, entre o Albiano e o Eocenomaniano, ocorreu movimentação transcorrente dextral relacionada à separação dos continentes africano e sul-americano, já com a implantação de falhas transformantes, que afetou as deposições pretéritas (Zalán, 1983; Costa *et al.*, 1990; Morais Neto *et al.*, 2003), provocando o aparecimento de diversas estruturas. O arcabouço estrutural pré-existente, o formato e a posição de diversas sub-bacias e a própria natureza diferenciada da movimentação permitiram o aparecimento de domínios transtensionais e transpressionais ao longo da atual Margem Equatorial Brasileira (Costa *et al.*, 1990; Soares Junior *et al.*, 2011). Na sub-bacia de Mundaú este evento foi fundamentalmente transtensivo, enquanto que nas sub-bacias de Icaraiá, Acaraú e Piauí-Camocim, o mesmo evento foi transpressivo (Zalán, 1983; Costa *et al.*, 1990; Morais Neto *et al.*, 2003).

Ao final do Santoniano, algumas áreas da sub-bacia de Mundaú apresentam erosão resultante da variação do nível do mar, assinalando o final do ciclo transgressivo. Segundo Costa *et al.* (1990), o ciclo regressivo teve início no Campaniano-Maastrichtiano com deposição de folhelhos e arenitos turbidíticos do Membro Itapagé da Formação Ubarana. Este ciclo é facilmente reconhecido em dados sísmicos como a linha de base de progradações (Costa *et al.*, 1990). Condé *et al.* (2007) indica uma importante discordância erosiva facilmente identificada nas seções sísmicas, principalmente nas áreas dos campos de Espada e Xaréu, de idade Maastrichtiano superior/Paleoceno.

No Terciário, ocorreram derrames de rochas basálticas que constituem a Formação Macau (34 Ma) (Beltrami *et al.*, 1994) ou Magmatismo Mecejana de Condé *et al.* (2007). Nesse mesmo período, depositaram-se os carbonatos da Formação Guamaré e aos arenitos da Formação Tibau.

Nas porções mais proximais da bacia, ocorreu a deposição dos arenitos da Formação Barreiras, que na maior parte da sua área de ocorrência repousam diretamente sobre o embasamento cristalino pré-cambriano (Costa *et al.*, 1990).

### 4.3 Litoestratigrafia da Bacia do Ceará

Os dados mais utilizados para caracterizar a litoestratigrafia da Bacia do Ceará foram publicados por Beltrami *et al.* (1994), onde os autores publicam três diferentes colunas estratigráficas para as sub-bacias de Piauí-Camocim, Acaraú-Icarai e Mundaú (Figura 14). Nesse trabalho, os autores evidenciam as diferenças no registro sedimentar de cada sub-bacia, onde se observa que a sub-bacia de Piauí-Camocim é a que apresenta menor preenchimento sedimentar, com discordâncias de maior magnitude.

A coluna mais completa é a da sub-bacia de Mundaú (Beltrami *et al.*, 1994). O pacote sedimentar da bacia compreende depósitos que se estendem do Cretáceo Inferior até o Recente (Figura 13). Observa-se que a sedimentação encontra-se interrompida por discordâncias erosivas regionais de magnitudes variadas. Uma análise dos dados de poços e seções sísmicas pré-existentes revela que a coluna sedimentar dessa bacia se espessa em direção ao mar aberto. Contudo, os poços perfurados até o momento não atingiram o embasamento e os sedimentos mais antigos atingidos datam do Eoaptiano (Morais Neto *et al.* 2003). De modo análogo às outras bacias marginais brasileiras, a Bacia do Ceará encontra-se afetada pelo vulcanismo básico terciário, representado, principalmente, sob a forma de derrames.

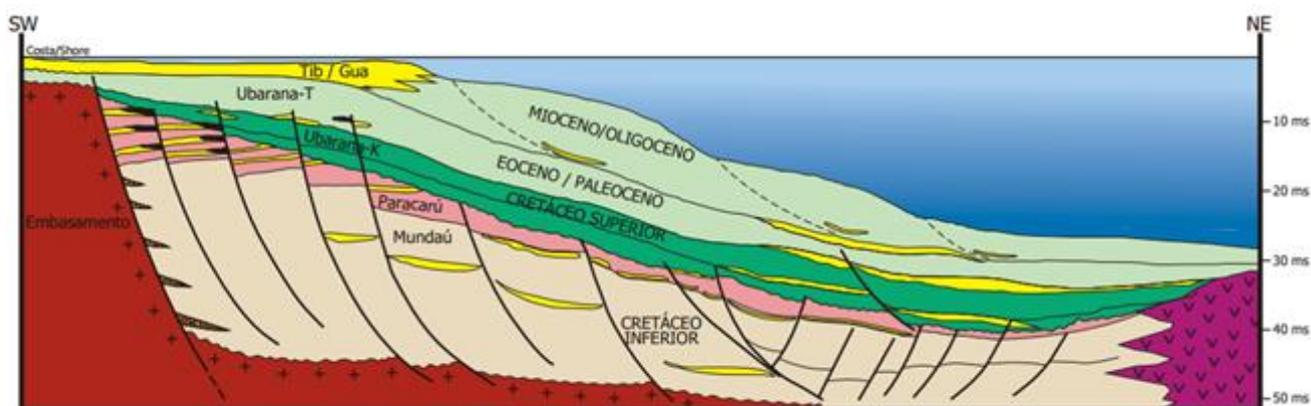


Figura 13 - Seção geológica esquemática da Sub-Bacia de Mundaú (ANP, 2002).

Três sequências estratigráficas caracterizam o preenchimento sedimentar da bacia e podem ser divididas segundo sua evolução tectono-sedimentar em continental (rifte), transicional (ou pós-rifte), com presença de evaporitos, e marinha (drifte), sendo esta última subdividida em transgressiva e regressiva.

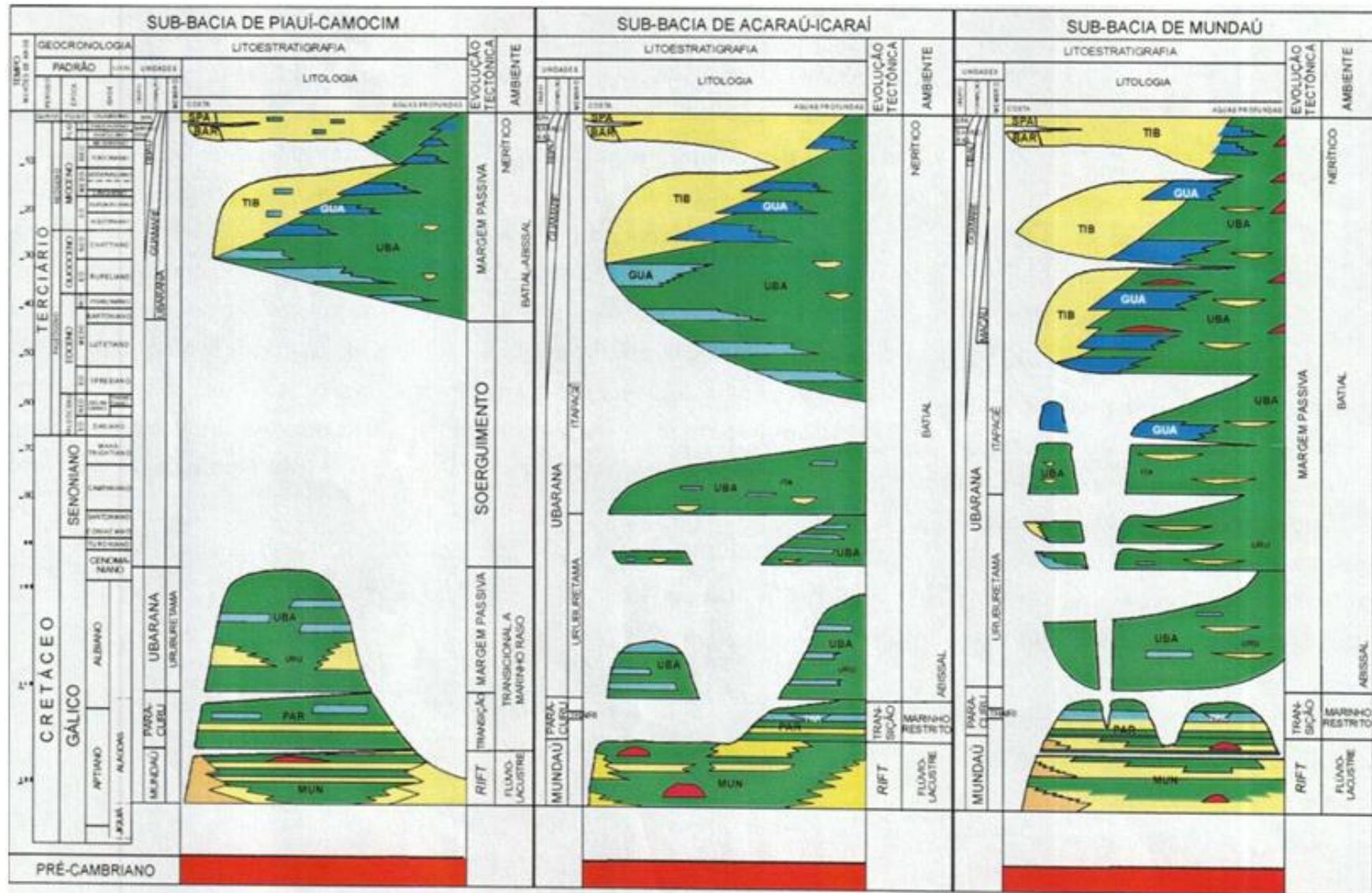


Figura 14 - Carta estratigráfica das sub-bacias de Piauí-Camocim, Acaraú-Icarai e Mundaú (Morais Neto *et al.*, 2003).

### 4.3.1 Estágio Rifte

Os sedimentos presentes neste estágio de evolução da bacia correspondem à Formação Mundaú e são constituídos principalmente de arenito cinza-médio, fino a grosso, intercalado com folhelho cinza-escuro, laminado, carbonoso (Beltrami *et al.*, 1994) (Figura 15). Igualmente ocorrem conglomerados, siltitos e raros diabásios e basaltos.

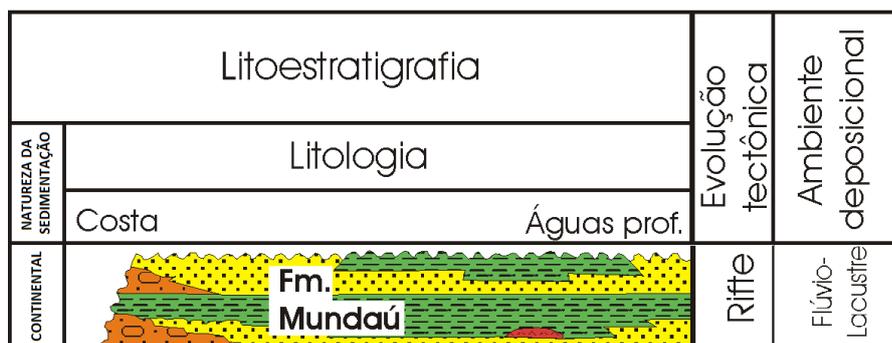


Figura 15 - Sequência rifte da Bacia do Ceará (modificado de Beltrami *et al.*, 1994).

A maior espessura já amostrada por poços é de 2400 metros (Condé *et al.*, 2007). Entretanto, a análise de seções sísmicas pode inferir espessuras de até 4000 metros (Beltrami *et al.*, 1994, Morais Neto *et al.*, 2003). Sistemas deposicionais como leques aluviais, rios entrelaçados e meandantes e lagos caracterizam um ambiente de sedimentação continental.

A partir de análises bioestratigráficas com base em palinomorfos continentais, foi possível datar a idade da Formação Mundaú entre o Barremiano e o Aptiano (Antunes, 2004).

A Formação Mundaú pode ser correlacionada com a Formação Pescada, da Bacia Potiguar, e com as formações Coqueiro Seco, Ponta Verde e parte da Formação Maceió da Bacia de Alagoas (Beltrami *et al.*, 1994).

A discordância regional, denominada Marco 100 segundo Costa *et al.* (1990) e Beltrami *et al.* (1994) e Marco 1000 segundo Condé *et al.* (2007), representa o topo da Formação Mundaú. Esta descontinuidade é bem marcada em perfis elétricos e delimita ambientes predominantemente não marinhos, de idade Alagoas, e tipicamente marinhos transgressivos, de idade albiana a campaniana.

### 4.3.2 Estágio Transicional (ou Pós-Rifte)

É representado pela Formação Paracuru e caracteriza-se por três sequências deposicionais distintas (Beltrami *et al.*, 1994; Morais Neto *et al.*, 2003; Condé *et al.*, 2007).

Segundo Beltrami *et al.* (1994), na base desta formação dominam arenitos de granulação variável, com laminação sigmoidal e ondulações cavalgantes, interdigitados por folhelhos cinzas intensamente bioturbados. Na parte média da seção, distingue-se uma camada carbonática rica em calcilutito, ostracoides, dolomito e calcário nodular, com folhelhos carbonosos que correspondem ao Membro Trairí e, localmente, halita. A parte superior da unidade é composta por folhelhos siltosos cinzentos, com raras intercalações de calcilutitos e arenitos turbidíticos finos (Figura 16). Existe uma boa correlação desta formação com a Formação Alagamar, da Bacia Potiguar.

Ressalta-se que a presença das camadas de sal está registrada apenas nas sub-bacias de Mundaú e Icarai e estas têm sua origem possivelmente relacionada a ciclos de entradas do mar na bacia. Elas representam os únicos depósitos salíferos em toda a Margem Equatorial Brasileira.

Litoestratigrafia		Evolução tectônica	Ambiente deposicional
NATUREZA DA SEDIMENTAÇÃO	Litologia		
	Costa	Águas prof.	
TRANSICIONAL			Trans. Marinho restrito

Figura 16 - Sequência transicional da Bacia do Ceará (modificado de Beltrami *et al.*, 1994).

Os dados obtidos a partir de análise bioestratigráfica em palinóforos, ostracoides, dinoflagelados e foraminíferos indicam idade Neo-Alagoas para esta formação (Beltrami *et al.*, 1994).

Morais Neto *et al.* (2003) inferem que a espessura máxima da Formação Paracuru situa-se em torno dos 1000 metros, quando os sedimentos estão preservados pelo evento erosional que os separa da seção pós-rifte da bacia. Beltrami *et al.* (1989) aponta que os folhelhos e arenitos fluviais e deltaicos desta formação têm sido os melhores reservatórios produtores.

### 4.3.3 Estágio Drifte

O terceiro estágio, de fase marinha, é subdividido em dois ciclos, transgressivo e regressivo. O primeiro ciclo (Figura 17) corresponde ao Membro Uruburetama da Formação Ubarana, constituído por folhelhos cinza-esverdeados, calcíferos, com intercalações de calcarenitos e calcilutitos, e raras ocorrências de arenitos turbidíticos finos e siltitos argilosos cinzentos (Beltrami *et al.* 1994). Segundo os autores, este membro é datado como Albiano a Eocampaniano através de análises bioestratigráficas baseadas em foraminíferos plantônicos, nanofósseis calcários e palinomorfos.

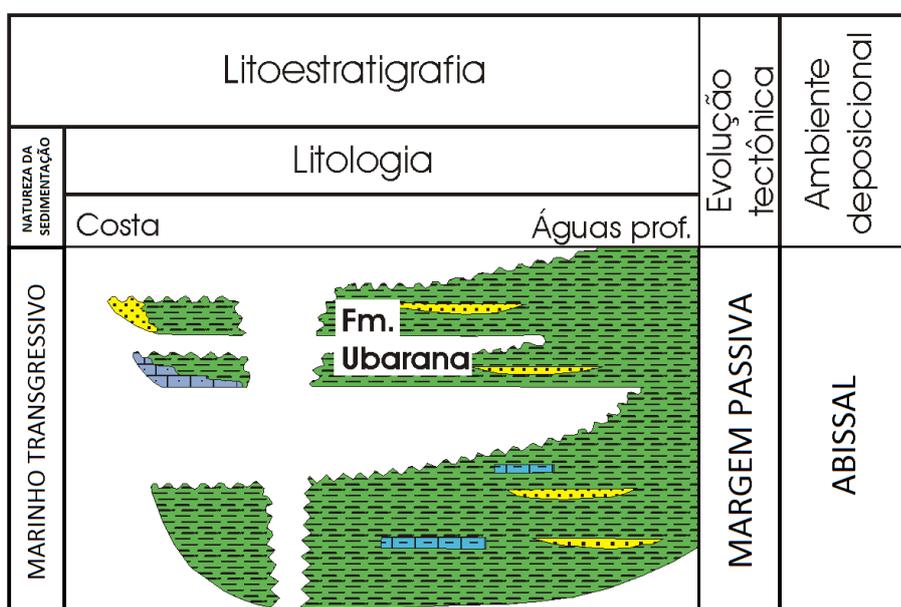


Figura 17 - Sequência drifte da Bacia do Ceará, ciclo transgressivo (modificado de Beltrami *et al.* 1994).

O segundo ciclo é composto por uma sequência marinha regressiva que se estende do Cretáceo Superior ao Holoceno (Figura 18). O primeiro pacote sedimentar depositado corresponde ao Membro Itapagé (Cretáceo Superior/Eoceno Inferior) da Formação Ubarana e é composto por folhelhos e margas cinzentos, calcilutitos e várias camadas de arenitos turbidíticos finos a grossos (Antunes, 2004). O autor infere que a Formação Ubarana ocorre por toda a Bacia do Ceará e Bacia do Potiguar, desde suas bordas até as porções mais distais, podendo atingir espessuras de até 3000 metros. O contato inferior desta formação é discordante com a Formação Paracuru, e o superior é interdigitado com as formações Guamaré e Tibau (Beltrami *et al.*, 1994).

As rochas das formações Guamaré e Tibau foram depositadas entre o Eoceno e o Holoceno. Originalmente definidas na Bacia de Potiguar por Souza (1982), estas formações

foram estendidas para a Bacia do Ceará por Beltrami (1985 *apud* Beltrami *et al.*, 1994) devido a características litoestratigráficas semelhantes. A Formação Guamaré é uma sequência carbonática interdigidada às Formações Ubarana e Tibau. Segundo Antunes (2004), ela é constituída por calcarenitos bioclásticos, indicando ambiente de deposição de alta energia, com intercalações de calcilitos, folhelhos e arenitos depositados em plataforma e talude.

As rochas da Formação Tibau, encontradas principalmente nas porções submersas das bacias Potiguar e Ceará, compreendem essencialmente arenitos finos a muito grossos, com finas intercalações de argilitos e de níveis conglomeráticos depositados em ambiente de leques costeiros (Antunes, 2004).

A última unidade litoestratigráfica foi depositada no Mioceno superior e compreende as rochas sedimentares que caracterizam a Formação Barreiras (Figura 18). Sistemas de leques aluviais, canais entrelaçados e planícies flúvio-lagunares revelam um ambiente de deposição continental para esta formação. Suas datações, feitas a partir de palinomorfos, denotam uma idade pliocênica para a porção superior da formação (Lima Filho *et al.* 1991 *apud* Antunes 2004).

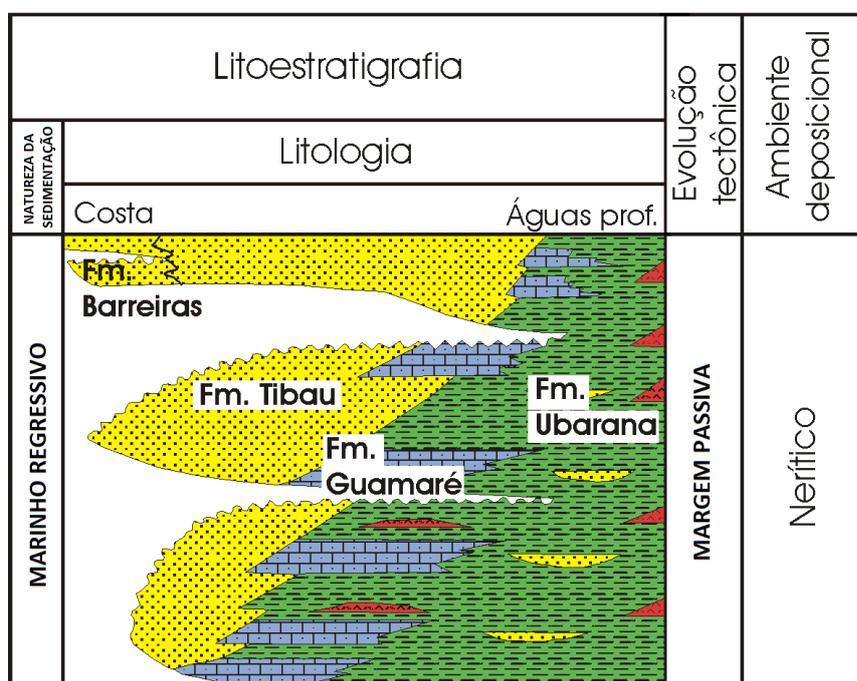


Figura 18 - Sequência drifte da Bacia do Ceará, ciclo regressivo (modificado de Beltrami *et al.* 1994).

Ocorrem, intercalados aos sedimentos desta sequência regressiva, corpos intrusivos de diabásio e extrusivos de basalto (Beltrami *et al.*, 1994). Este magmatismo, de idade Mesoeoceno a Neo-oligoceno, compõe a Formação Macau. Localmente, próximo ao Campo de Xaréu, um diabásio forneceu idade K-Ar em torno de 83 Ma, podendo estar relacionado ao “Magmatismo de Cuó”, restrito a Bacia de Potiguar e ativo no intervalo Santoniano-Turoniano (Morais Neto *et al.*, 2003; Condé *et al.*, 2007).

#### 4.4 Arcabouço estrutural do Campo de Xaréu

Seções sísmicas interpretadas por Costa *et al.* (1990) (Figura 19) e Antunes (2004) mostram a geometria de falhas e deposição das unidades litoestratigráficas presentes no Campo de Xaréu. Segundo Antunes (2004), na área do campo, ocorre um arranjo principal de falhas normais, com mesma orientação (NW-SE) e mergulho (NE) da Falha de Mundaú e que se dispõe conforme um leque lítrico distensional (Figura 20). O campo é delimitado a sul pela Falha de Xaréu, que afeta principalmente as formações Mundaú e Paracuru (Antunes, 2004). O autor identifica falhas sintéticas de pequeno porte, limitadas à Formação Mundaú, que ocorrem enraizadas à Falha de Xaréu, caracterizando-se como estruturas-em-dominó.

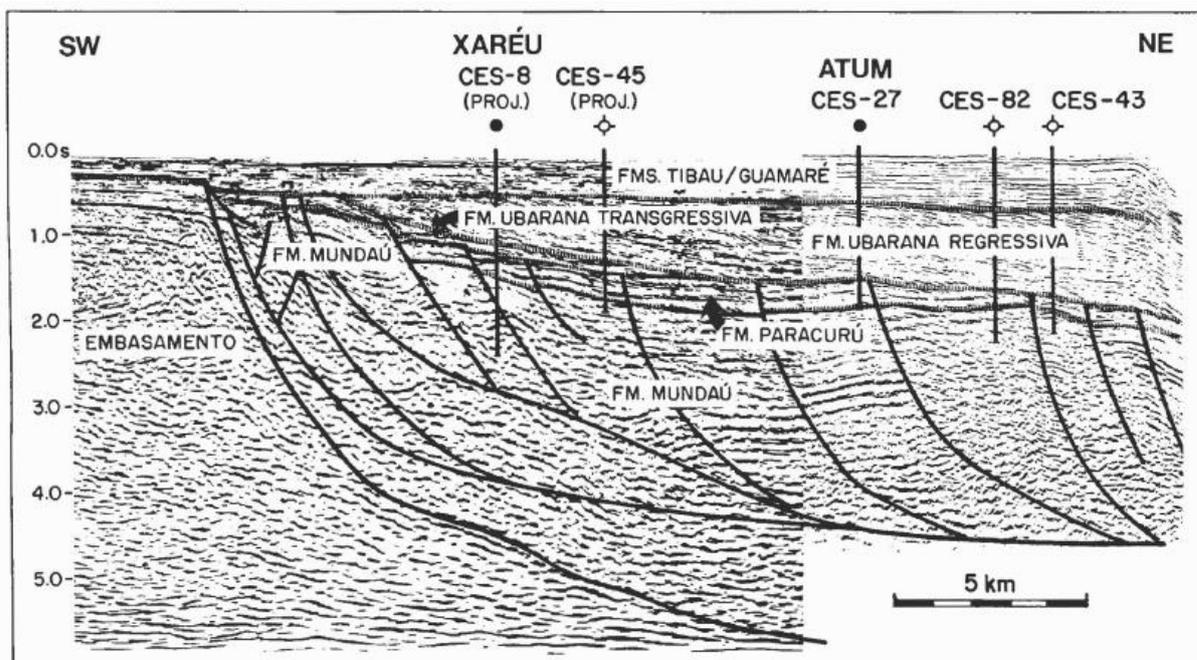


Figura 19 - Seção sísmica *dip* da sub-bacia de Mundaú (Costa *et al.*, 1990).

As falhas normais antitéticas ocorrem principalmente na porção oeste do Campo de Xaréu, e apresentam mergulhos mais elevados que as falhas principais da região, o que pode ser reflexo do desenvolvimento do anticlinal *rollover* (Antunes, 2004). Segundo o autor, as falhas de alto ângulo, de direção NE-SW e com um pequeno rejeito vertical normal, aparecem relacionadas às falhas lístricas, podendo estar atuando como falhas de transferência.

A primeira fase de ativação das falhas está relacionada à própria origem do Campo de Xaréu e da Sub-bacia de Mundaú, no Eoaptiano. Esta fase rifte afeta a Formação Mundaú e/ou o embasamento (Antunes, 2004). O autor afirma que as falhas apresentaram atividade simultânea a deposição da Formação Mundaú, como observado pelo espessamento do pacote sedimentar presente nesta unidade.

Antunes (2004) infere que a fase de reativação ocorreu, pelo menos, logo em seguida à deposição da Formação Paracuru, pelo espessamento dos pacotes controlados por falhas, observado na seção sísmica (Figura 20). A última etapa de ativação/reactivação, segundo o autor, teria ocorrido após a deposição dos sedimentos do Membro Uruburetama, da Formação Ubarana, uma vez que este se encontra afetado por falhas (Figura 20).

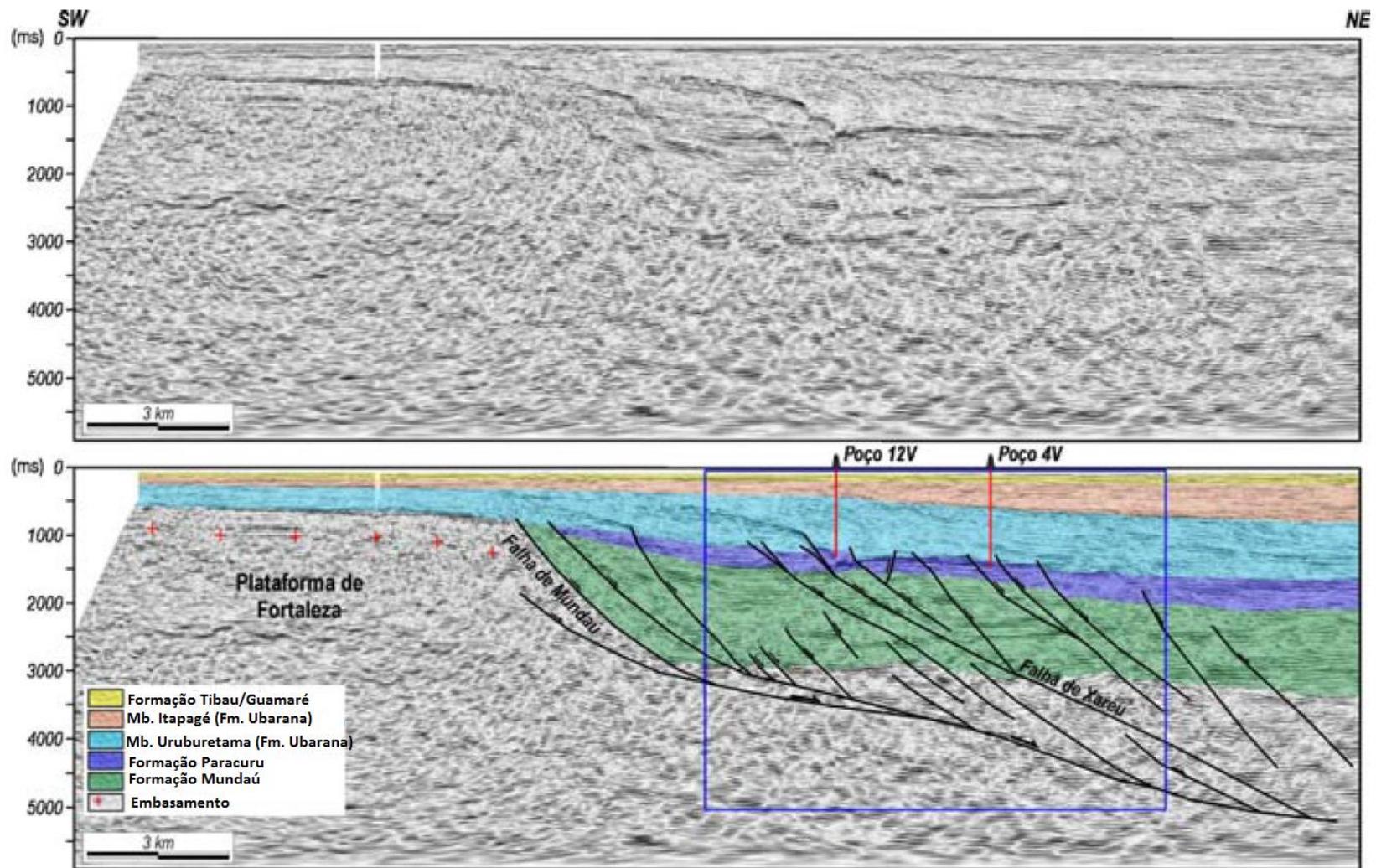


Figura 20 – Seção sísmica transversal à estruturação principal do Campo de Xaréu (área delimitada pelo quadro azul), mostrando a geometria de falhas que tipifica o Campo (Antunes, 2004).

## 5 SISTEMA PETROLÍFERO

### 5.1 Conceito de sistema petrolífero e seus elementos

Magoon & Dow (1994) *apud* Milani *et al.* (2001) conceituaram o sistema petrolífero a partir da necessidade da indústria petrolífera de diminuir o risco exploratório envolvido nas perfurações de poço. Percebeu-se que um determinado número de fenômenos geológicos precisaria ocorrer simultaneamente para que se formassem jazidas de hidrocarbonetos de volume significativo nas bacias sedimentares.

Em um sistema petrolífero ativo há quatro elementos que devem funcionar concomitantemente (rochas geradoras maduras, rochas reservatório, rochas selante e trapas) e dois fenômenos geológicos dependentes do tempo (migração e sincronismo) (Milani *et al.*, 2001).

As rochas sedimentares que possuem grandes volumes de matéria orgânica, acumulada durante sua deposição, constituem potenciais rochas geradoras. Estas rochas necessitam estar submetidas a adequadas temperaturas e pressões para gerar petróleo em subsuperfície. Segundo Milani *et al.* (2001), essas rochas normalmente são constituídas de material detrítico de granulometria muito fina, tais como folhelhos ou calcilutitos, que representam paleoambientes de baixa energia. De acordo com os autores, a incorporação da matéria orgânica na rocha deve preservar o seu conteúdo rico em compostos de C e H. Para tanto, o ambiente de deposição deve ser anóxico, pois favorece a preservação desses elementos.

O tipo de petróleo gerado depende da origem da matéria orgânica e da temperatura na qual esta se encontra. Matérias orgânicas derivadas de vegetais superiores tendem a gerar gás, enquanto material derivado de zooplâncton e fitoplâncton, marinho ou lacustre, tende a gerar óleo (Milani *et al.* 2001).

Para uma rocha ser considerada geradora seu teor de Carbono Orgânico Total (COT) deve ser superior ao limite de 1% das rochas sedimentares comuns (Milani *et al.* 2001). Geralmente estes teores encontram-se na faixa de 2%-8%, não sendo incomuns valores até 14%, mas raramente alcançando 24%.

O petróleo ocupará um volume maior do que o querogênio original na rocha geradora. Este aumento do volume inicial provoca fraturamentos na rocha-fonte devido à pressão excessiva, gerando canais de migração para regiões de baixa pressão. A migração é o processo de mobilização dos fluidos da sua zona de geração até um local apto a aprisioná-lo,

com espaço poroso de menor pressão (Milani *et al.*, 2001). Os caminhos de migração usuais de uma bacia sedimentar são fraturas, falhas e rochas porosas, que possuem porosidade e permeabilidade suficientes para permitir o transporte dos fluidos (rochas carreadoras).

Rochas-reservatório são normalmente compostas por material detrítico de granulometria fração areia a seixo, oriundos de ambientes de alta energia, com porosidade variando de 5% a 35%, tendo em média de 15% a 30%. Geralmente são arenitos, calcarenitos e conglomerados. No entanto, rochas que contenham porosidade que não seja intergranular - como fraturas ou dissolução - também podem armazenar hidrocarbonetos, como rochas ígneas e metamórficas cristalinas fraturadas ou mármorex lixiviados (Milani *et al.*, 2001). Os autores citam os arenitos, rochas calcárias porosas depositadas em praias e planícies carbonáticas, calcários de recifes e calcários afetados por dissolução por águas meteóricas, como sendo as rochas-reservatório mais comuns.

Milani *et al.* (2001) descreve as rochas selantes como sendo rochas sedimentares de baixa permeabilidade, situadas acima das rochas-reservatório, que impedem o escape dos fluidos, aprisionando-os e formando assim uma acumulação petrolífera. Normalmente são rochas de granulometria fina, como folhelhos, siltitos e calcilitos. Eventualmente, mudanças diagenéticas ou faciológicas dentro da própria rocha reservatório, ou até mesmo estruturas como falhamentos, poderão atuar como selo.

De acordo com os autores, as configurações geométricas de estruturas de rochas sedimentares que acumulam o petróleo, associadas às rochas selantes, são denominadas de trapas e armadilhas, estruturais ou estratigráficas. A maior parte dos reservatórios apresenta armadilha do tipo estrutural, aprisionando os fluidos em flanco de homoclinais ou domos salinos, ou, mais comumente, em ápice de dobras anticlinais/arcos/domos salinos, ou ainda em situações como superposição de dobras e falhas. Eventualmente, o petróleo pode ser retido por acunhamento da camada transportadora, ou por uma barreira impermeável ou diagenética. Neste caso, teremos um trapeamento estratigráfico (Milani *et al.*, 2001).

Para que todos os elementos que compõem o sistema petrolífero se originem e se desenvolvam em uma escala de tempo adequada para que haja a formação de acumulações de petróleo, deve haver sincronismo (Milani *et al.*, 2001). Se estes elementos e fenômenos não seguirem uma ordem favorável ao longo do tempo, não adiantará a existência de grandes estruturas, abundantes reservatórios e rochas geradoras com alto teor de matéria orgânica na bacia sedimentar. A falta de sincronismo tem sido uma das causas mais comuns do insucesso nas pesquisas exploratórias do mundo.

## 5.2 Sistema petrolífero da Sub-bacia de Mundaú

A Sub-bacia de Mundaú abrange uma área de aproximadamente 12.000 km<sup>2</sup> e é limitada a oeste com a Sub-bacia de Icarai na Plataforma de Atacati e a leste com a Bacia de Potiguar pelo Alto de Fortaleza. O histórico de exploração petrolífera nesta sub-bacia iniciou-se no final dos anos 60, com a primeira acumulação comercial de óleo descoberta em 1977 pelo poço 1-CES-8 (Milani & Araújo, 2003).

Segundo Costa *et al.* (1990) os folhelhos da Formação Mundaú são geradores ao longo de um alinhamento NW-SE, sub-paralelo e próximo a falha de borda da bacia. Possuem COT alto e potencial gerador de médio a bom. Milani & Araújo (2003) citam esses folhelhos aptianos como os geradores do petróleo na Bacia do Ceará, com matéria orgânica do tipo I e II e COT acima de 3%. Em contrapartida, Costa *et al.* (1990) e Pessoa Neto (2004) inferem que os folhelhos de ambiente marinho-evaporítico da Formação Paracuru são as principais rochas geradoras da bacia, com ampla área de ocorrência, matéria orgânica dos tipos I e II, altos valores de COT e potencial gerador excelente.

Segundo Milani & Araújo (2003), os principais reservatórios são os arenitos flúvio-deltaicos e marinhos da Formação Paracuru, de idade aptiana, capeados por folhelhos de mesma idade, e areias turbidíticas da Formação Ubarana.

A migração ocorre por fluxo direto de hidrocarbonetos dos folhelhos geradores para os reservatórios ou ao longo das falhas (Costa *et al.*, 1990). De acordo com os autores, as discordâncias regionais também podem ter importância neste processo, principalmente a que representa o topo da Formação Paracuru. A geração de hidrocarbonetos teve início no Eo-mioceno e acredita-se que a migração tenha começado na mesma idade (Costa *et al.*, 1990).

Os campos já descobertos na Sub-Bacia de Mundaú são: Xaréu, Curimã, Espada e Atum. O principal campo é o de Xaréu (Figura 21), descoberto em 1977 pelo pioneiro 1-CES-8. A acumulação ocorre em arenitos e carbonatos do Membro Trairí, da Formação Paracuru, de idade aptiana, e em turbiditos da Formação Ubarana. A densidade do óleo varia entre 13° e 19° API nos reservatórios carbonáticos e 41° API nos arenitos aptianos (Milani & Araújo, 2003). Segundo Antunes (2003), o Membro Trairí detém cerca de 44% do volume original do Campo de Xaréu, porém o fator de recuperação de óleo neste sistema é muito baixo (cerca de 5%), devido a distribuição da trama de faturamento natural no reservatório que é pouco conhecida.

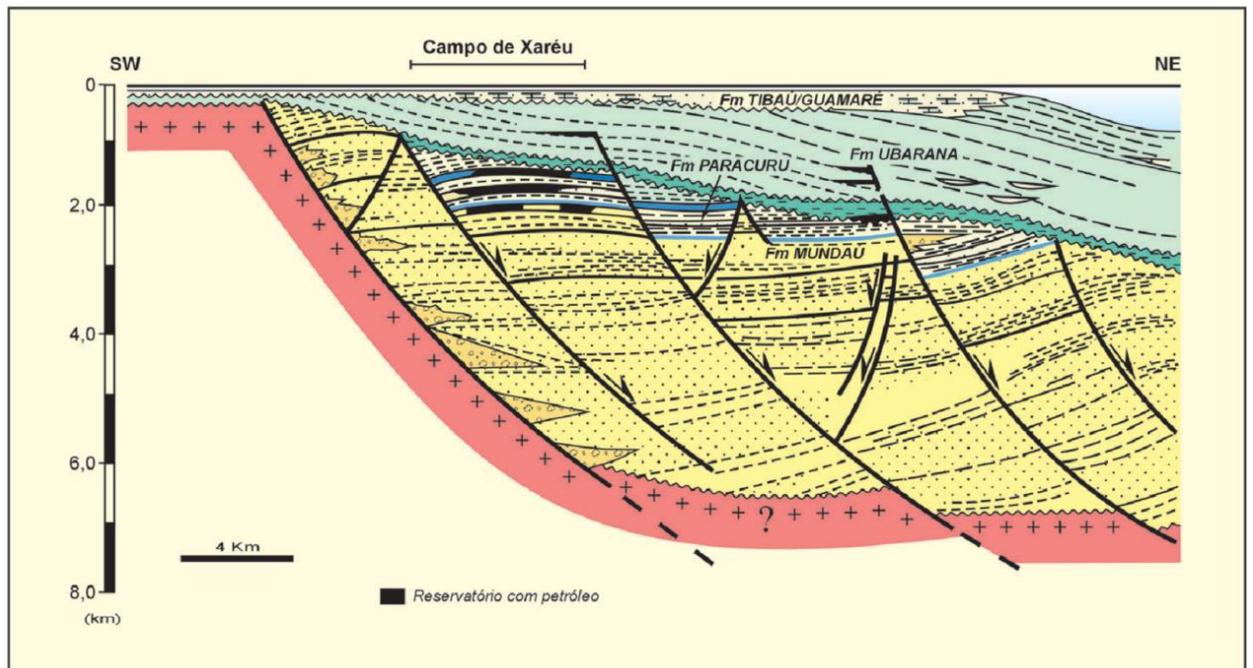


Figura 21 – Seção geológica regional na Bacia do Ceará, mostrando a configuração estrutural-estratigráfica do Campo de Xaréu (Milani & Araújo, 2003).

## 6 MATERIAIS E MÉTODOS DO TRABALHO

### 6.1 Princípios da sismoestratigrafia

A estratigrafia sísmica ou sismoestratigrafia é um método de interpretação estratigráfica de dados sísmicos que permite uma melhor compreensão da evolução tectono-sedimentar de uma bacia. Esse método foi implementado graças ao aperfeiçoamento das técnicas de aquisição e processamento sísmicos, o que melhorou consideravelmente a resolução dos dados, permitindo a observação dos detalhes das feições deposicionais e estratigráficas (Ribeiro, 2001).

As técnicas de interpretação sismoestratigráfica aplicada à análise de bacias sedimentares resultaram em uma nova maneira de correlacionar e mapear as rochas sedimentares (Della Fávera, 2001). Através delas obtém-se informações sobre o preenchimento da bacia, da sua tectônica deformadora, identificam-se discordâncias e define-se as sequências deposicionais.

A aplicação da técnica em uma seção sísmica permite agrupar refletores sísmicos em pacotes sedimentares cronoestratigráficos, chamados de sequências e suas subdivisões, os

tratos de sistemas deposicionais, que ao serem identificados nos dados sísmicos fornecem informações sobre os ambientes de deposição.

A sismoestratigrafia possui uma importância fundamental na prospecção de hidrocarbonetos. A partir dela, podem ser identificados os ambientes e litofácies deposicionais da bacia, as rochas-reservatório, geradora e selante, além de caminhos de migração dos fluidos (Franz, 2012).

### **6.1.1 Reflexões Sísmicas**

Segundo Ribeiro (2001), as reflexões sísmicas são o registro do tempo de percurso (ida e volta) de ondas sísmicas geradas artificialmente na superfície e refletidas em interfaces físicas das rochas. Essas interfaces demarcam o contraste de impedância acústica (produto da velocidade sísmica de uma determinada camada pela sua densidade) entre dois pacotes rochosos.

Ribeiro (2001) informa que muitas vezes os contatos litológicos são gradacionais e esse fenômeno influencia na impedância acústica das camadas. Por essa razão, refletores sísmicos não necessariamente correspondem aos limites das unidades estratigráficas formais (Formação, Membro, etc).

Conforme Vail *et al.* (1977), as interfaces causadoras das reflexões entre dois pacotes de camadas correspondem, principalmente, às superfícies estratais e às discordâncias. As superfícies estratais traduzem-se em níveis de acamamento, que representam paleossuperfícies deposicionais, quase sempre síncronas em toda sua extensão. As discordâncias são superfícies de erosão ou não deposição, ou seja, não possuem sedimentação em um significativo intervalo cronoestratigráfico. Tal evento, apesar de não constituir uma superfície síncrona, delimita estratos de idades distintas.

Além desses casos, existem reflexões que efetivamente cortam linhas do tempo (diácronas). Pode-se citar as múltiplas, que são efeitos indesejáveis oriundos do método sísmico; os contatos entre fluidos (gás/água, gás/óleo e óleo/água), chamados *bright spots*; e também as mudanças diagenéticas proporcionadas pela cimentação do espaço poroso causada pela substituição do fluido por calcita e/ou sílica, alterando a impedância acústica do intervalo (Della Fávera, 2001).

Desta maneira, o reconhecimento e mapeamento das superfícies e discordâncias são fundamentais na elaboração do arcabouço cronoestratigráfico de uma bacia sedimentar, principalmente, quando se propõe subdividi-la em sequências deposicionais.

### 6.1.2 Padrões de Terminações de Reflexões

Sequência sísmica é um pacote de reflexões concordantes em uma seção sísmica e tem seus limites reconhecidos através das relações de terminações dos refletores, que seriam dispostos em paralelo ou em angulosidade em relação aos limites da sequência, ou seja, concordante ou discordantemente. No entanto, na moderna estratigrafia de sequências, os padrões de terminação de reflexões também indicam superfícies que irão delimitar unidades sísmicas que, em última análise, serão interpretadas como os tratos de sistema deposicionais (Emery & Myers, 1996 *apud* Ribeiro, 2001).

Nas interpretações sismoestratigráficas os principais padrões de terminação de reflexões mais comumente utilizados são: *lapout*, *onlap*, *downlap*, *toplap*, truncamento erosional/estrutural e concordância ou conformidade, apresentados na Figura 22 e Figura 23 (Ribeiro, 2001).

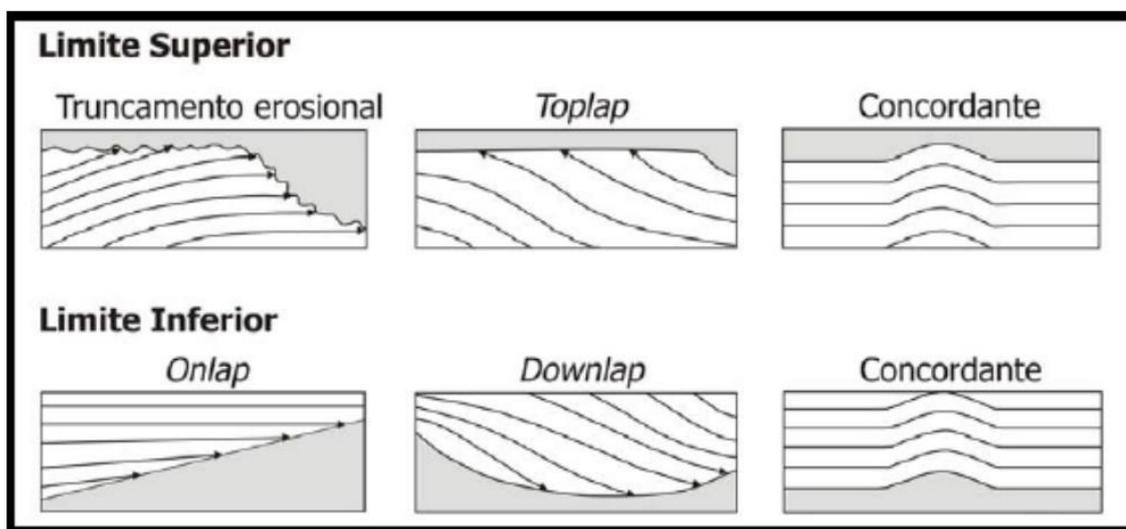


Figura 22– Esquema dos padrões de terminação de reflexões/estratos nos limites superior e inferior de uma sequência sísmica/deposicional (Antunes, 2004 modificado de Mitchum Jr., 1977).

*Lapout* é um termo geral que engloba terminações de reflexões sísmicas nos limites inferior e superior da unidade sísmica estudada. Quando as terminações ocorrem no limite

inferior, denomina-se *baselap*, e quando ocorrem na porção superior, é utilizado o termo *toplap*. O *baselap* pode ser separado em dois tipos: (i) *onlap*, quando a reflexão inicialmente horizontal termina contra uma superfície mais inclinada, e (ii) *downlap*, quando uma reflexão mais inclinada termina mergulho abaixo contra uma superfície horizontal (Ribeiro, 2001).

Segundo o autor, no *toplap*, as reflexões terminam lateralmente, diminuindo gradualmente de espessura mergulho acima, evidenciando um hiato não-deposicional. No truncamento erosional ou estrutural, as reflexões terminam lateralmente por terem sido separadas de seu limite deposicional original. O truncamento erosional situa-se na porção superior da sequência, podendo abranger uma ampla área ou ficar restrito a canais. Já no estrutural, as reflexões podem terminar lateralmente em razão de ruptura estrutural, deslizamento gravitacional, fluxo de sal, intrusão ígnea, etc. Por fim, na concordância ou conformidade, as reflexões de duas unidades sísmicas adjacentes se apresentam paralelas com a superfície que as delimitam, podendo ocorrer no topo ou na base da unidade.

Além das terminações citadas acima, o autor cita ainda (i) o *offlap*, que é um padrão de terminações das reflexões *onlap*, *toplap* ou *downlap*, dentro da unidade sísmica, utilizado para designar o padrão de reflexão progradante dentro da bacia; (ii) a convergência interna, que ocorre devido ao afinamento dos estratos no interior de uma unidade; e (iii) o truncamento aparente, que se formam quando as reflexões de uma unidade sísmica terminam abaixo de uma superfície pouco inclinada (Figura 23). Conforme Mitchum *et al.* (1977 *apud* Ribeiro, 2001), esses três tipos de padrão de terminação não irão representar necessariamente limites de sequências sísmicas.

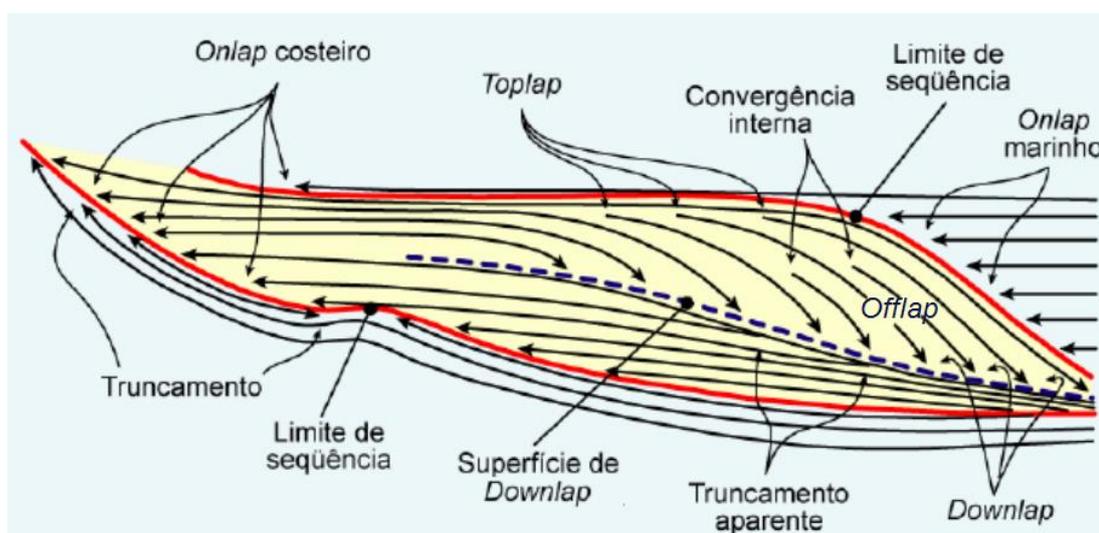


Figura 23 – Padrões de terminação de reflexões dentro de uma sequência sísmica idealizada, ressaltando os padrões em *offlap* e a convergência interna (Franz 2012 modificado de Vail, 1987).

### 6.1.3 Análise de Sismofácies

A análise de sismofácies visa o reconhecimento dos padrões de reflexões sísmicas e suas inter-relações no interior das unidades sísmicas, interpretando os seus significados geológicos (Vail *et al.*, 1977).

Brown Jr. & Fisher (1980 *apud* Ribeiro, 2001) definem fácies sísmica (ou sismofácies) como uma unidade tridimensional, com uma área definida, constituída por reflexões sísmicas cujos parâmetros inerentes diferem das fácies adjacentes. Uma sismofácies é o registro nas reflexões sísmicas dos fatores geológicos que as geram, tais como variação litológica, estratificação, estruturas deposicionais, etc.

Os parâmetros sísmicos observados em uma unidade sísmica durante a interpretação sismoestratigráfica são: a configuração das reflexões, que está associada ao padrão de estratificação, ao processo deposicional, a erosão, a paleotopografia e ao contato dos fluidos; a continuidade das reflexões, que se relaciona à continuidade dos estratos e ao processo deposicional; a amplitude, que define contrastes de velocidade e densidade entre os estratos, seu espaçamento e conteúdo em fluidos; a frequência, associada à espessura de estratos e a presença de fluidos; a velocidade intervalar, que possibilita estimativas litológicas, de porosidade e de fluidos; e a forma externa e associação espacial das fácies sísmicas, que refletem o ambiente deposicional e a fonte sedimentar (Ribeiro, 2001). O parâmetro que melhor caracteriza as reflexões é a configuração interna. Por essa razão, segundo o autor, ele é o mais comumente utilizado na técnica de interpretação sismoestratigráfica.

As configurações paralelas/subparalelas (Figura 24) indicam uma taxa de deposição uniforme para os estratos, sobre uma superfície estável ou uniformemente subsidente. Já a configuração divergente pode indicar uma variação em área na taxa de deposição, inclinação progressiva do substrato por controle tectônico ou os dois fatores juntos (Ribeiro, 2001).

Ribeiro (2001) descreve as configurações progradantes como estratos depositados em superfícies inclinadas, em que a sua superposição lateral gera cliniformas, podendo ser oblíquas (paralelas e tangenciais), sigmoidais, complexo sigmoidal-oblínquo e *shingled* (Figura 24).

O autor identifica a configuração oblínqua como indicativo de um alto suprimento sedimentar, baixa taxa de subsidência e nível de mar estacionário, caracterizando um ambiente de águas rasas e alta energia de deposição. Em contrapartida, cliniformas sigmoidais sugerem um baixo suprimento sedimentar, taxa de subsidência contínua ou subida do nível relativo do mar, caracteriza um ambiente de baixa energia de deposição. O complexo

sigmoidal-oblínquo é uma combinação dos padrões dessas configurações, originado em ambiente de alta energia. Por fim, a configuração *shingled* é um padrão progradante de pequena espessura, com refletores internos terminando em *toplap* e *downlap*, e associado a unidades deposicionais de águas rasas.

As configurações caóticas são reflexões discordantes e descontínuas, dispostas em arranjos desordenados, podendo indicar um ambiente de deposição de energia alta e variável e deformações sin- ou pós-sedimentares (dobramentos, falhas, estruturas de escorregamento) (Ribeiro, 2001).

A configuração *hummocky* é formada por refletores descontínuos, irregulares, subparalelos, formando um padrão segmentado com terminações não-sistemáticas, segundo Ribeiro (2001). Este padrão, normalmente, é interpretado como fluxos gravitacionais em sistemas deltaicos ou de leques submarinos.

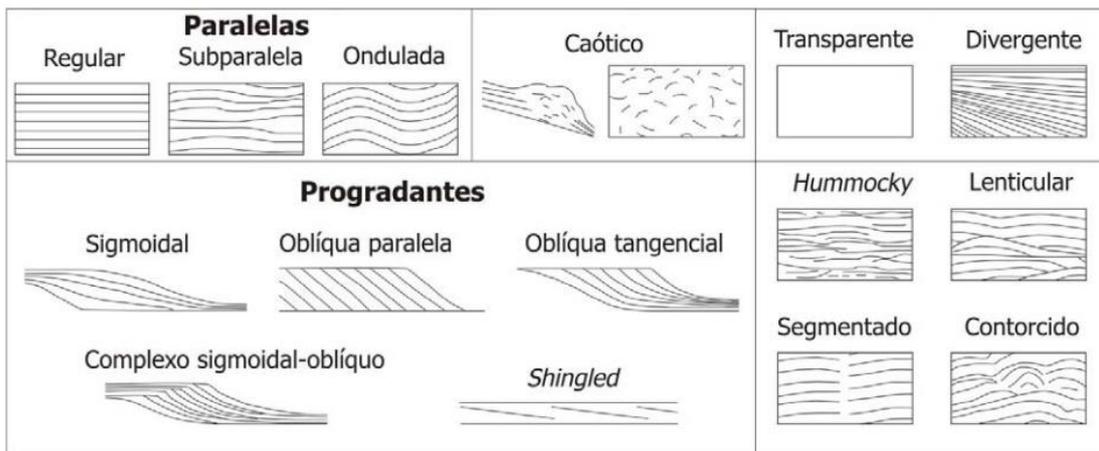


Figura 24– Padrões de configurações internas de sismofácies (Mitchum Jr *et al.* 1977 *apud* Antunes, 2004).

## 6.2 Base de dados

Toda a pesquisa desenvolvida contou com o apoio e colaboração da empresa *GEOHUB Processamento e Gerência de Dados LTDA*, que contribuiu com as linhas sísmicas de reflexão 2D e dados do poço 1-CES-8 (pioneiro) localizados na sub-bacia de Mundaú, bem como com a disponibilidade do *software* IHS KINGDOM, que auxiliou na interpretação dos dados sísmicos e geração dos mapas de isócronas.

Inicialmente foi realizada uma revisão bibliográfica com trabalhos, livros e artigos referentes à área de estudo, sistemas petrolíferos e sismoestratigrafia, para obter o conhecimento necessário para a realização deste trabalho. A proposta inicial é interpretar os horizontes das linhas sísmicas 2D para definir o sistema deposicional da Sub-bacia de Mundaú e gerar os mapas de isócronas referentes às formações Mundaú, Paracuru e Ubarana (geradora e reservatórios, respectivamente) e ao embasamento.

### 6.2.1 Dados de poço

O poço 1-CES-8-CE utilizado no projeto se localiza na parte leste da plataforma continental do Ceará, nas coordenadas UTM 9664824 m (E) e 495550 m (N), datum ARATU, a 100 km a NW da cidade de Fortaleza, e foi o pioneiro da região. Com lâmina d'água de 30 metros, o poço alcançou uma coluna sedimentar de 3532 metros.

De acordo com o relatório do poço, a perfuração do 1-CES-8-CE tinha por finalidade principal investigar os reservatórios do andar Alagoas, e como objetivos secundários, possíveis carbonatos albianos e turbiditos de idade Cretáceo Superior/Terciário, previstos para 2000 a 3500 metros e 700 a 1900 metros, respectivamente.

Esta seção atravessou unidades arenosas, síltico-argilosa, argilo-carbonática, deltaica e parcialmente a unidade pró-deltaica, e atingiu o topo da Formação Mundaú, de idade aptiana.

### 6.2.2 Dados sísmicos

No total, foram selecionadas seis linhas sísmicas 2D migradas em tempo (3 seções *dip* de direção SW-NE e 3 seções *strike* de direção NW-SE) cedidas pela *GEOHUB Processamento e Gerência de Dados LTDA*, situadas na sub-bacia de Mundaú. Essas linhas

compreendem a área do Campo de Xaréu e suas imediações, e imageiam as principais estruturas atuantes para a acumulação de hidrocarboneto na região.

A localização das linhas do projeto está apresentada na Figura 25 e sua aproximação no Campo de Xaréu, na Figura 26.

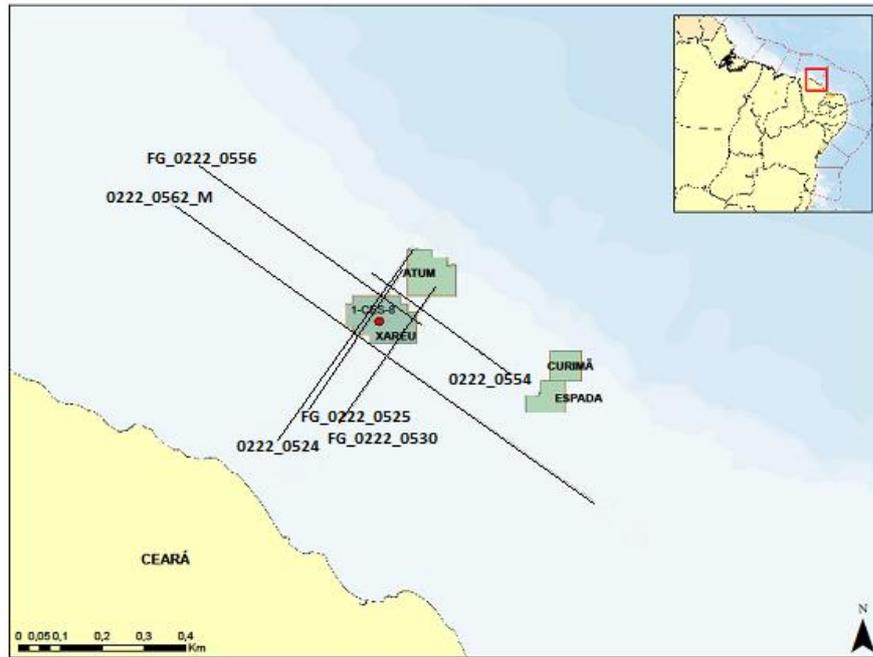


Figura 25 – Localização das seis linhas sísmicas de reflexão 2D. Fonte: *GEOHUB Processamento e Gerência de Dados LTDA.*



Figura 26 - Aproximação da área do Campo de Xaréu (azul) com identificação do poço (laranja) e das linhas sísmicas de reflexão 2D (preto) utilizados no projeto.

Para melhor apresentação das figuras no trabalho, as linhas foram nomeadas segundo a Tabela 1 a seguir.

NOME DA LINHA		NOMENCLATURA
<b>DIP</b>	0222_0524	<b>D-1</b>
	FG_0222_0525	<b>D-2</b>
	FG_0222_0530	<b>D-3</b>
<b>STRIKE</b>	0222_0554	<b>S-1</b>
	FG_0222_0556	<b>S-2</b>
	0222_0562_M	<b>S-3</b>

Tabela 1- Nomenclatura dos dados sísmicos utilizados no projeto.

Nenhuma linha sísmica adotada no projeto atravessa o poço 1-CES-8. A linha FG\_0222\_0525 (D-2) é a mais próxima do poço e distancia-se deste por, aproximadamente, 1km (a mais distante está a 5 km do poço). Por esta razão, essa foi utilizada como a linha principal para correlacionar o topo das unidades litoestratigráficas com os refletores sísmicos que correspondem ao mesmo evento geológico. Com base na sua interpretação, os horizontes mapeados foram conduzidos para as demais linhas sísmicas do projeto. A partir da interpretação desses principais horizontes sísmicos, foram gerados seus respectivos mapas de topo, em tempo (s).

## 7 RESULTADOS

Neste capítulo estão exibidos os resultados das interpretações das seis linhas sísmicas de reflexão 2D (3 *dip* e 3 *strike*) (Figuras Figura 27 a Figura 32) e os quatro mapas de isócronas referentes aos horizontes de embasamento e formações Mundaú, Paracuru e Ubarana (Figuras Figura 33 a Figura 36). Em função da distância das linhas para o poço, nas seções S-2 e S-3 os topos dos horizontes sísmicos interpretados não coincidem com os topos das formações indicados no poço.

### SEÇÃO SÍSMICA D-1

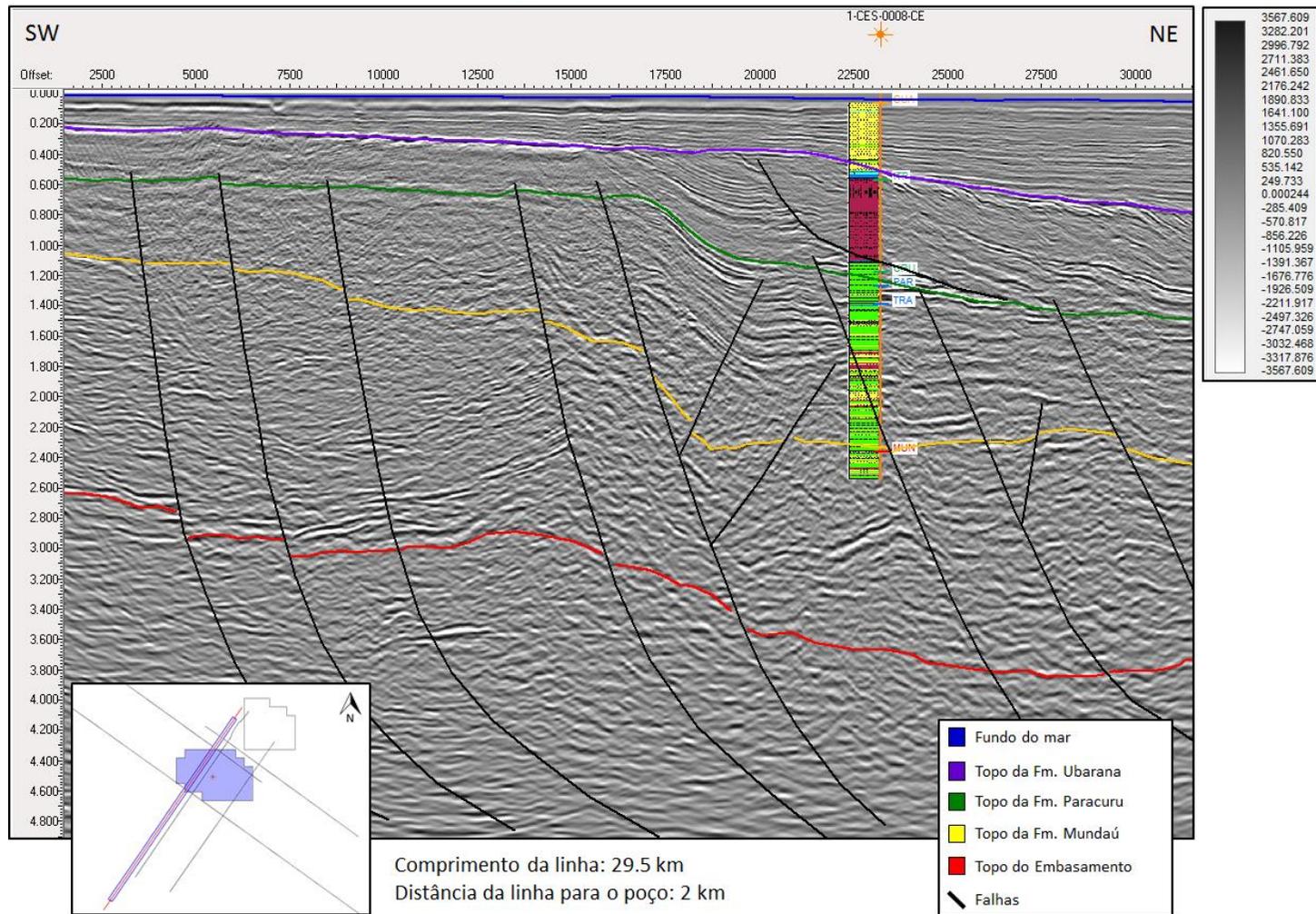


Figura 27 - Interpretação da seção sísmica *dip* D-1, em tempo duplo TWT (s), de direção SW-NE. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas.

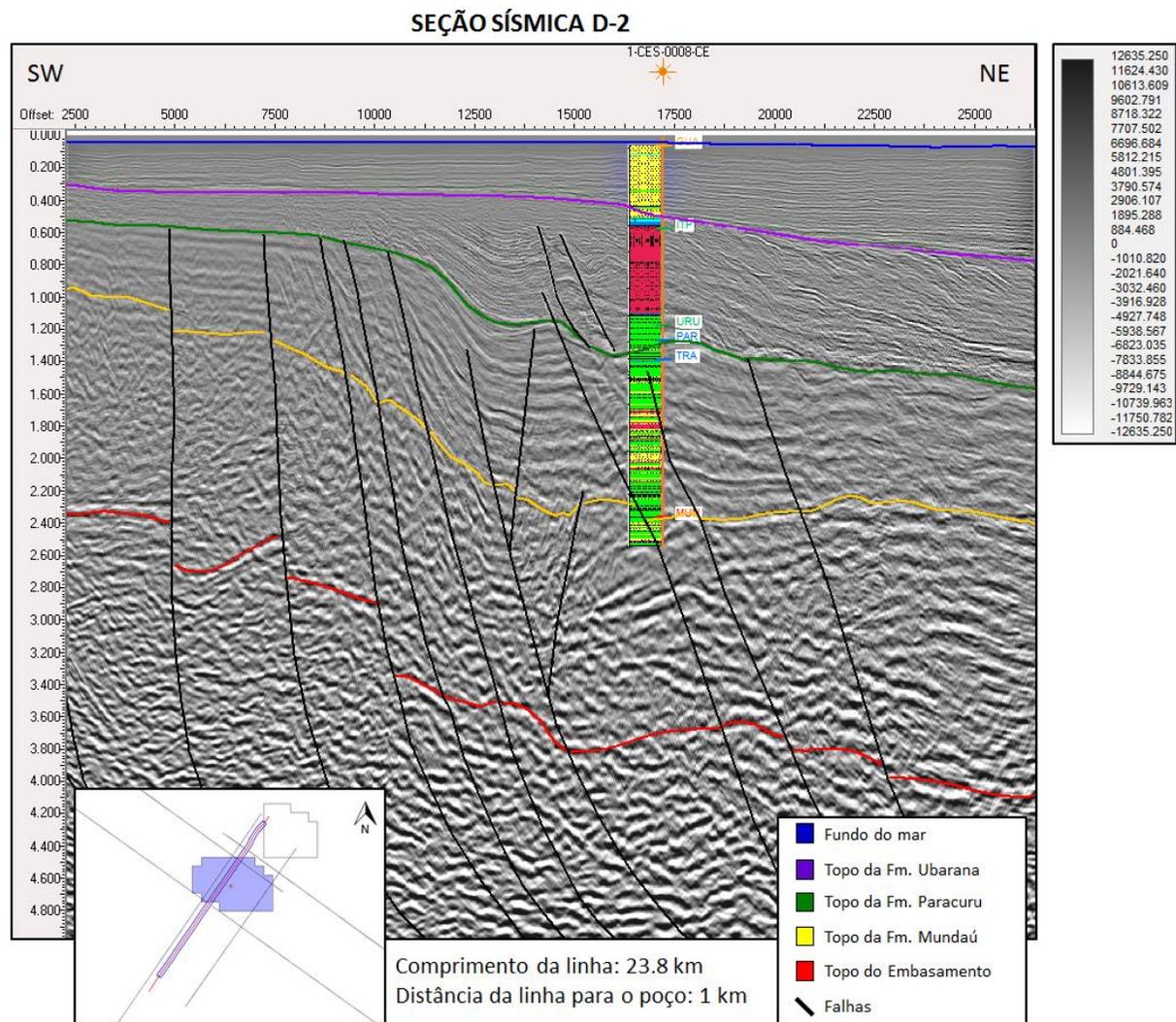


Figura 28 - Interpretação da seção sísmica *dip* D-2, em tempo duplo TWT (s), de direção SW-NE. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas.

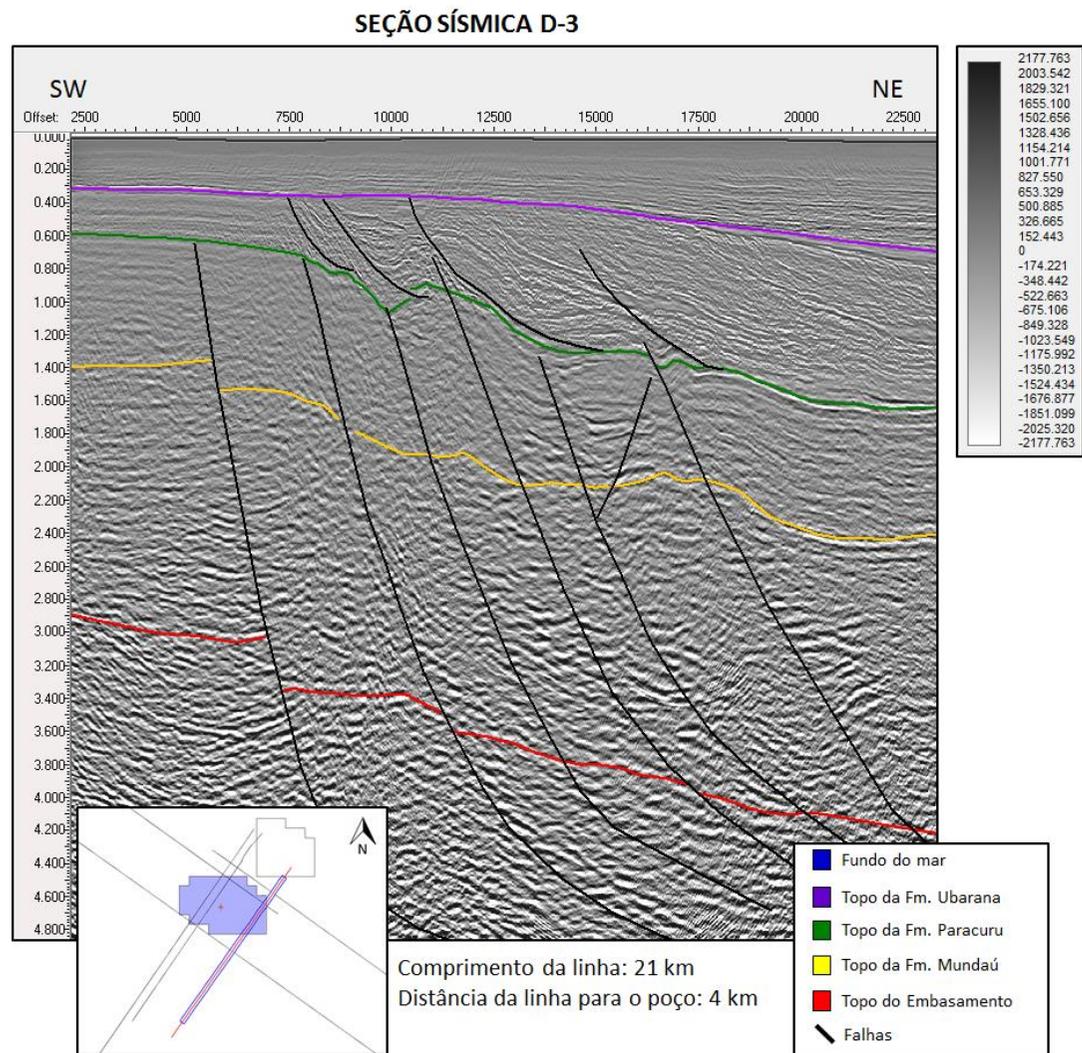


Figura 29 - Interpretação da seção sísmica *dip* D-3, em tempo duplo TWT (s), de direção SW-NE. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas.

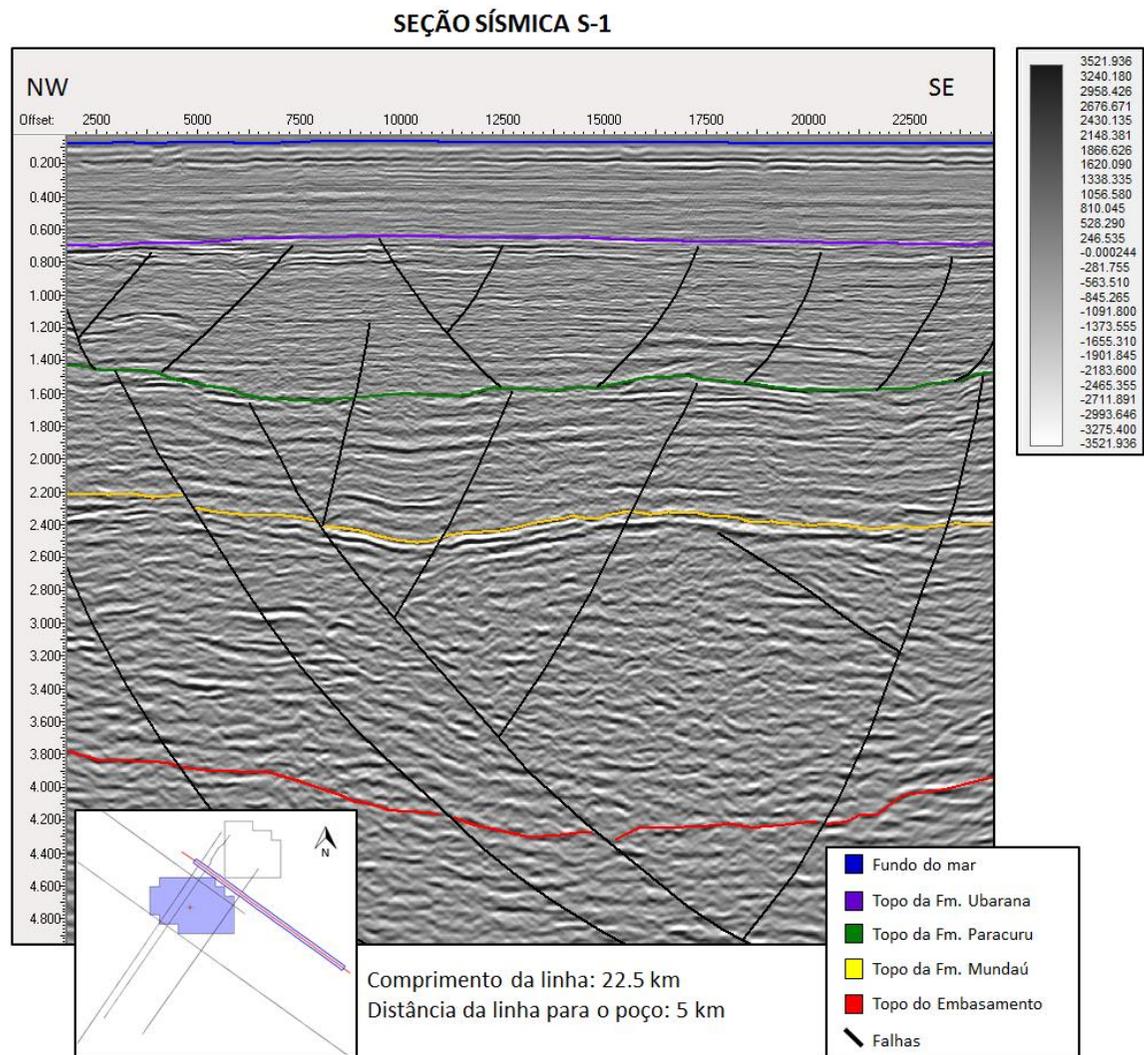


Figura 30 - Interpretação da seção sísmica *strike* S-1, em tempo duplo TWT (s), de direção NW-SE. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas.

### SEÇÃO SÍSMICA S-2

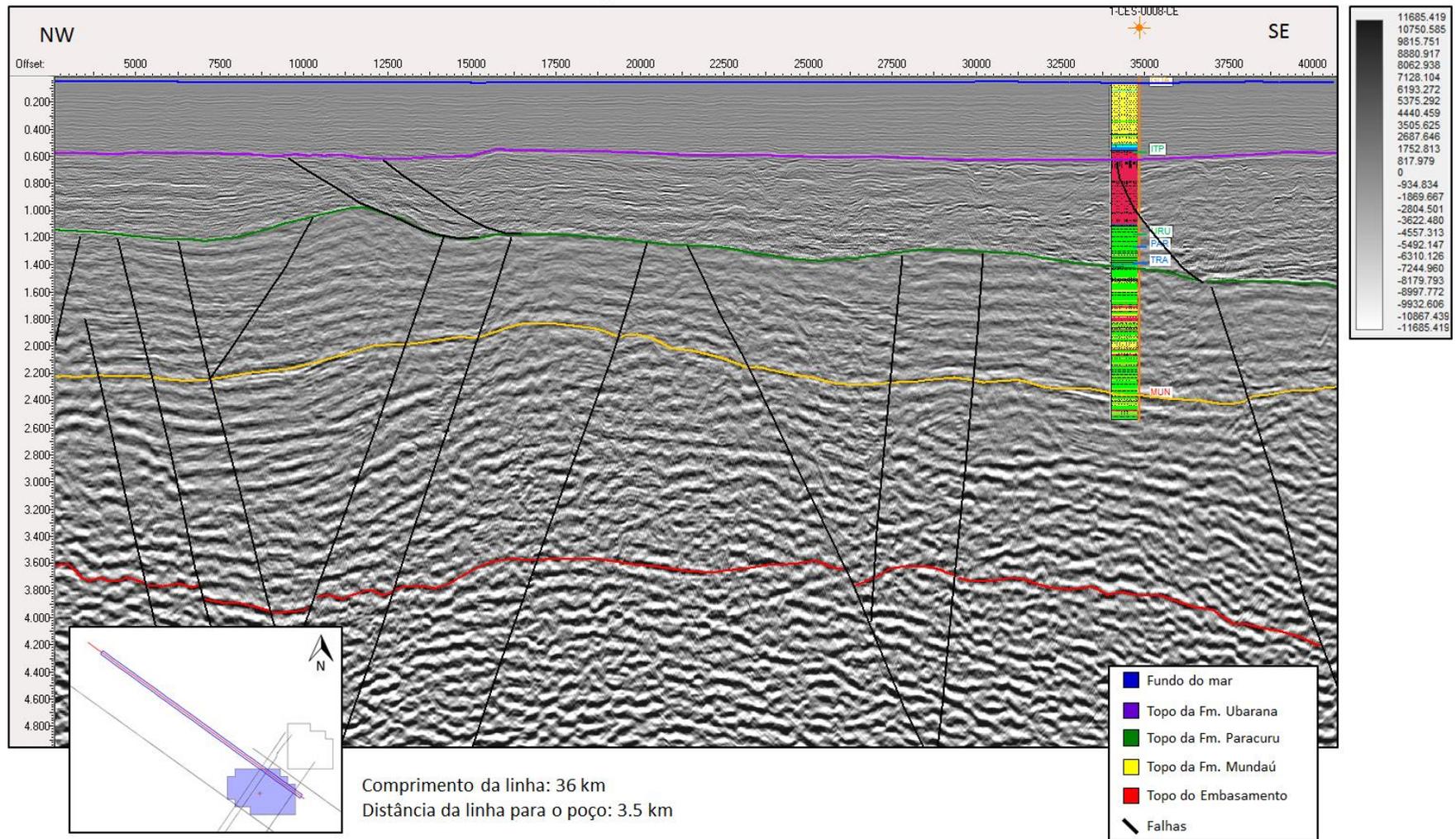


Figura 31 - Interpretação da seção sísmica *strike* S-2, em tempo duplo TWT (s), de direção NW-SE. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas.

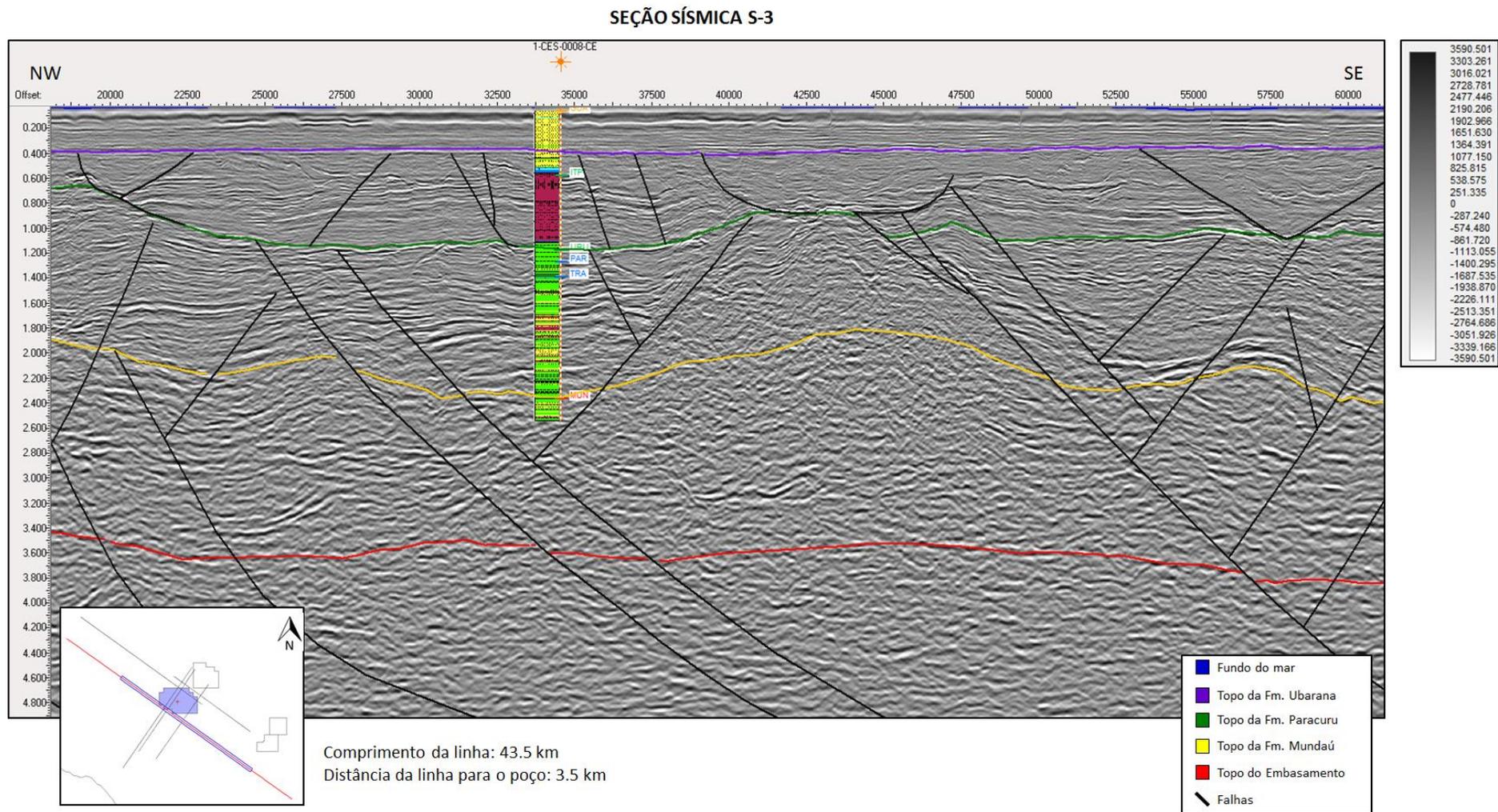


Figura 32 - Interpretação da seção sísmica *strike* S-3, em tempo duplo TWT (s), de direção NW-SE. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas.

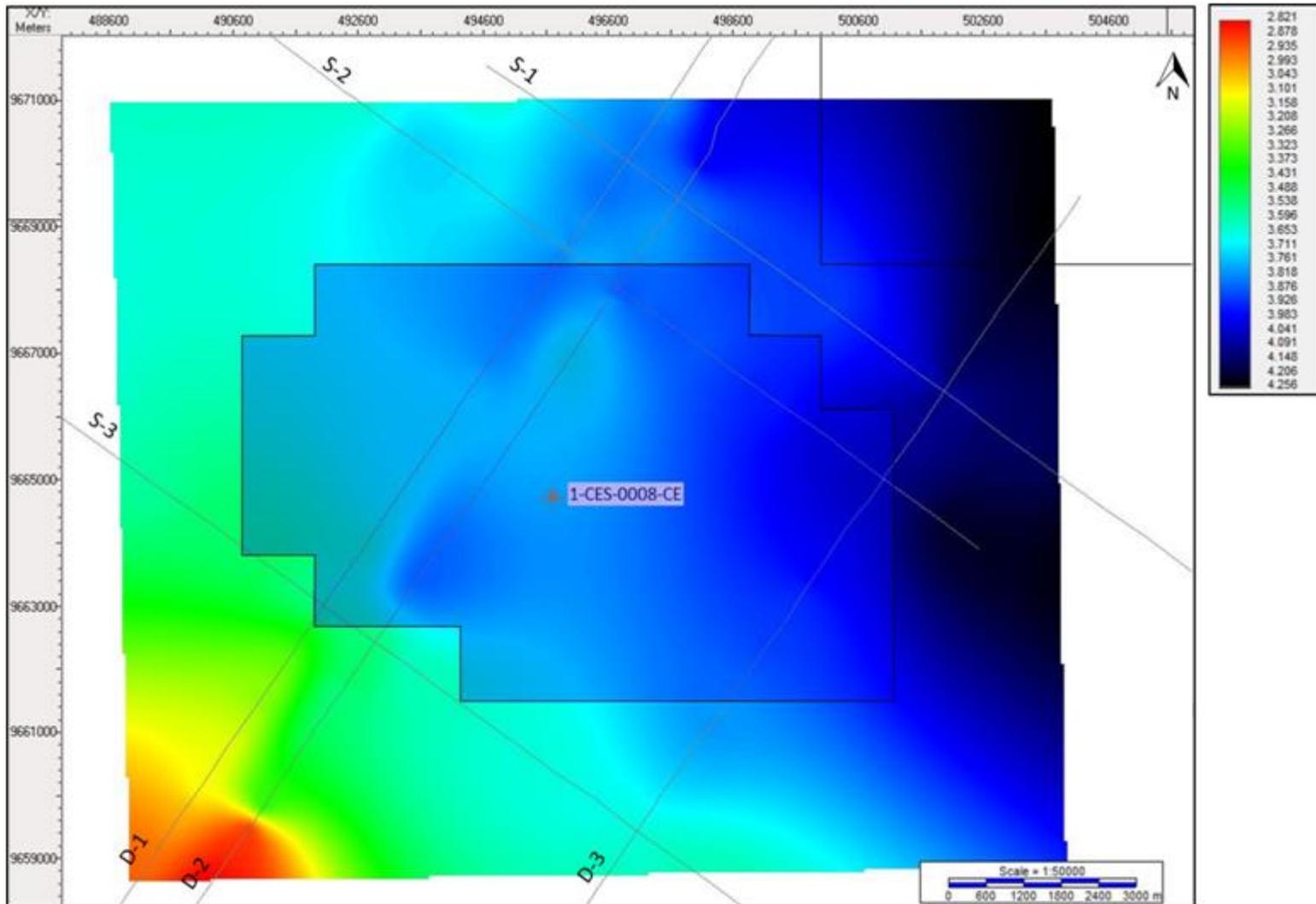


Figura 33 - Mapa de isócrona do topo do embasamento. O mapa está em coordenadas UTM e a escala de cores em tempo duplo TWT (s).

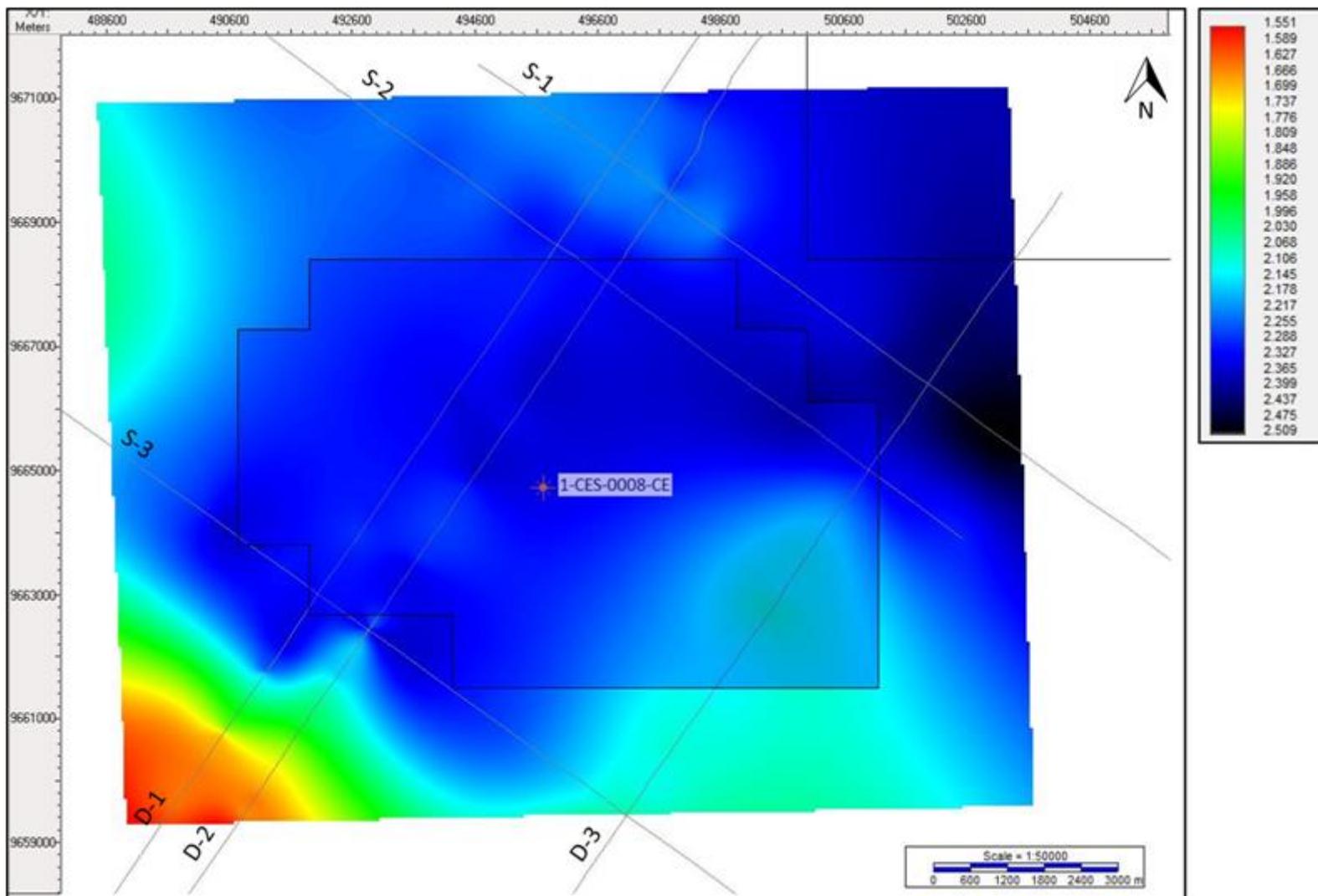


Figura 34 - Mapa de isócrona do topo da Formação Mundaú. O mapa está em coordenadas UTM e a escala de cores em tempo duplo TWT (s).

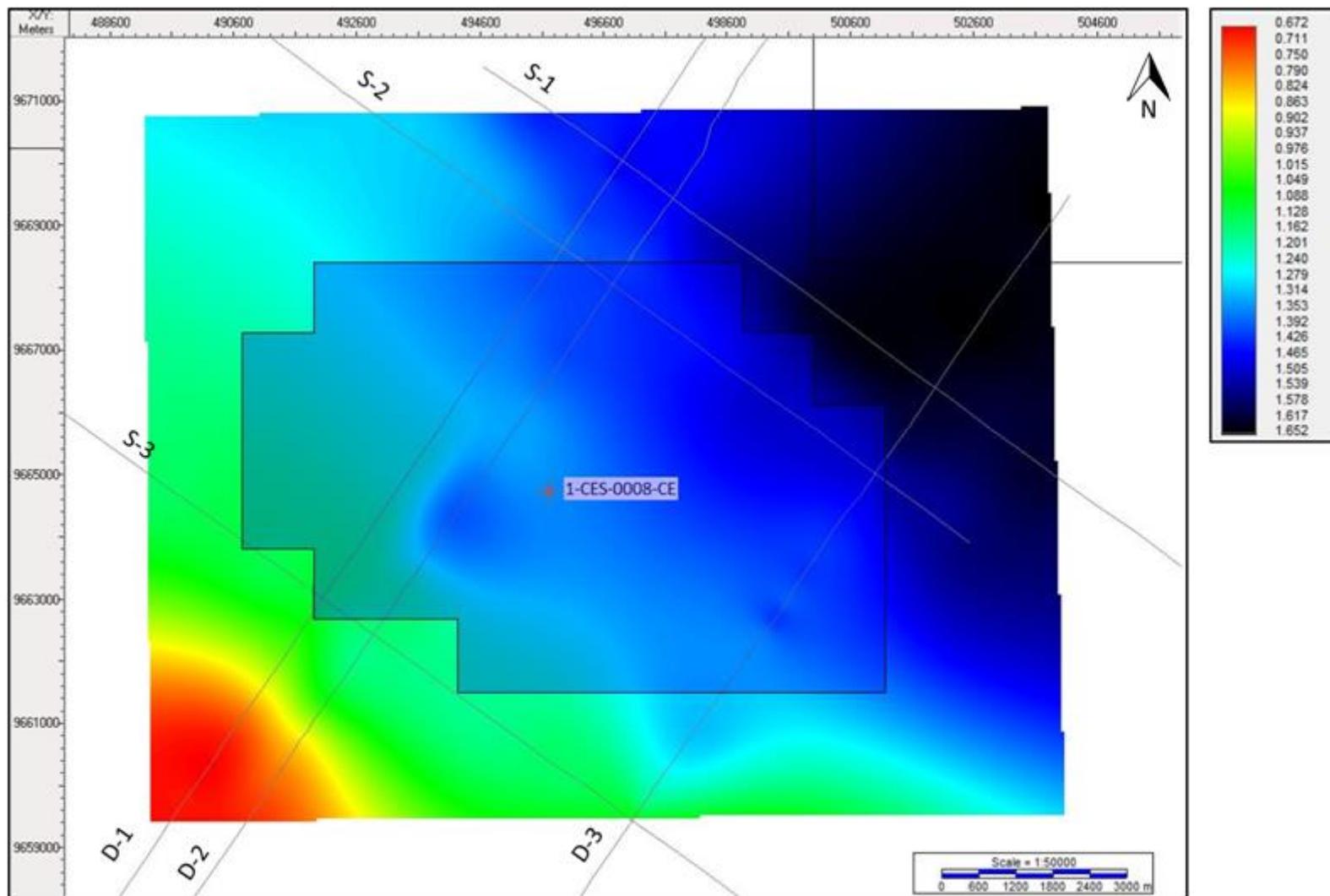


Figura 35 - Mapa de isócrona do topo da Formação Paracuru. O mapa está em coordenadas UTM e a escala de cores em tempo duplo TWT (s).

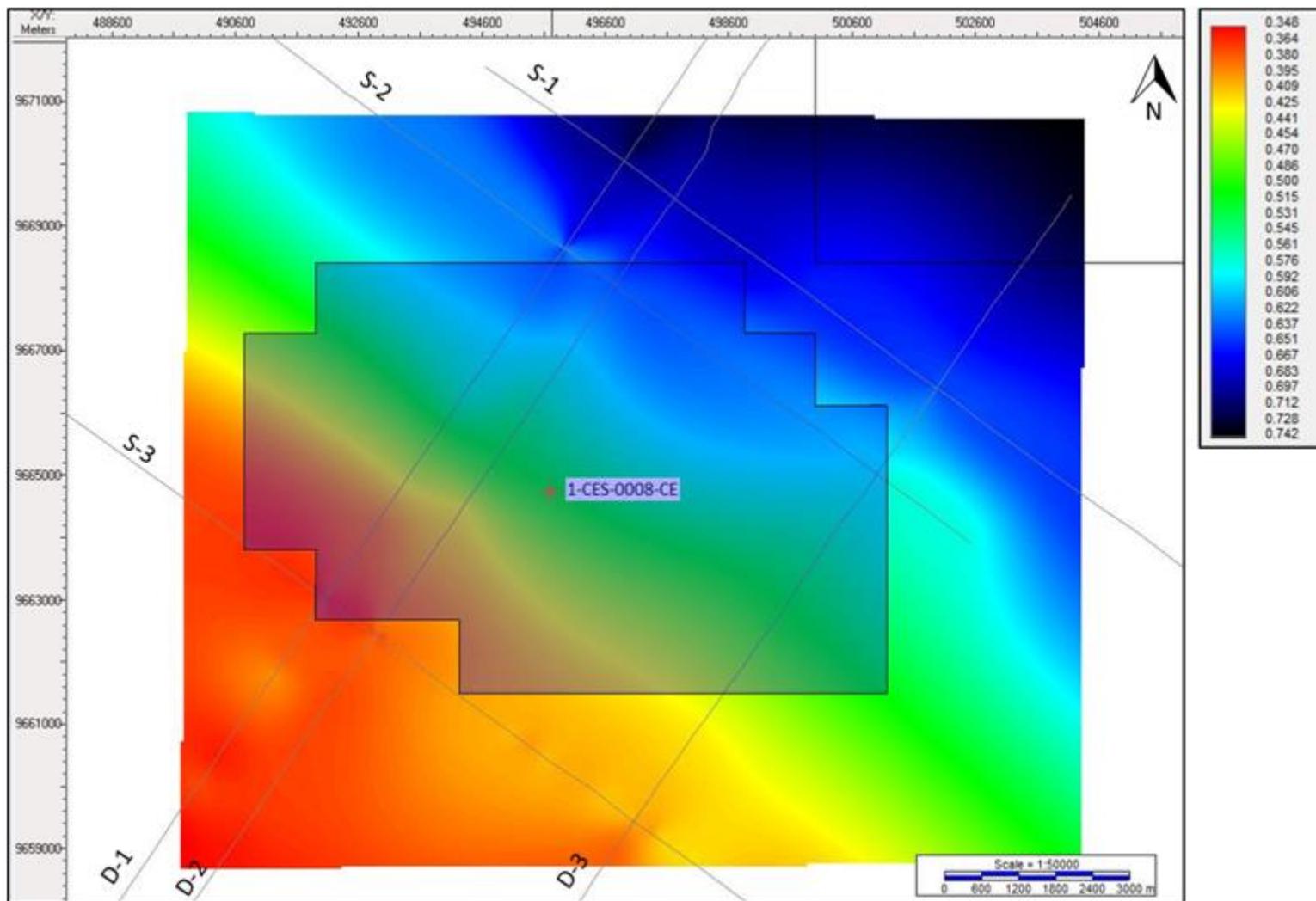


Figura 36 - Mapa de isócrona do topo da Formação Ubarana. O mapa está em coordenadas UTM e a escala de cores em tempo duplo TWT (s).

## 8 ANÁLISE DOS RESULTADOS

### 8.1 Análise do poço

De acordo com a pasta do poço 1-CES-8-CE, foram realizados testes de formação em oito intervalos dentro da Formação Paracuru, mas apenas três apresentaram resultados satisfatórios (Figura 37), denominados neste trabalho de T1, T2 e T3. As principais características observadas em cada intervalo estão presentes na Tabela 2. Por definição, os testes de formação têm como objetivo identificar os fluidos, determinar os parâmetros de reservatório associados à produtividade e avaliar a extensão da jazida.

NOME	INTERVALO (m)	“NET PAY” (m)	RESERVATÓRIO	CARACTERÍSTICAS
<b>T1</b>	1475-1503	12.5	Calcarenito	Óleo viscoso, não surgente Boa permeabilidade Baixa razão gás/óleo
<b>T2</b>	1696-1710	11.0	Arenito	Óleo Razão gás/óleo = 59 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> Vazão do teste = 296 m <sup>3</sup> /dia Produtividade = 5.4 m <sup>3</sup> /d/kg/cm <sup>2</sup> Boa permeabilidade
<b>T3</b>	1702-1705	-	Arenito	Óleo Razão gás/óleo = 57 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> Vazão do teste = 198 m <sup>3</sup> /dia Produtividade = 6.4 m <sup>3</sup> /d/kg/cm <sup>2</sup> Boa permeabilidade

Tabela 2 - Intervalos de teste de formação e suas características.

O intervalo T3 (contido no intervalo T2) mostrou-se o mais importante reservatório testado no poço, apresentando os parâmetros presentes na Tabela 3.

VAZÃO DE TESTE (m <sup>3</sup> /dia)	PRESSÃO CABEÇA (kg/cm <sup>3</sup> )	TRANSMISSIBILIDADE (mDm/cp)	MOBILIDADE (mD/cp)	PERM. EFETIVA (mD)	PERM. MÉDIA (mD)
198	33	933	87	87	112

Tabela 3 – Parâmetros de reservatório associados à produtividade do pacote sedimentar do intervalo T3.

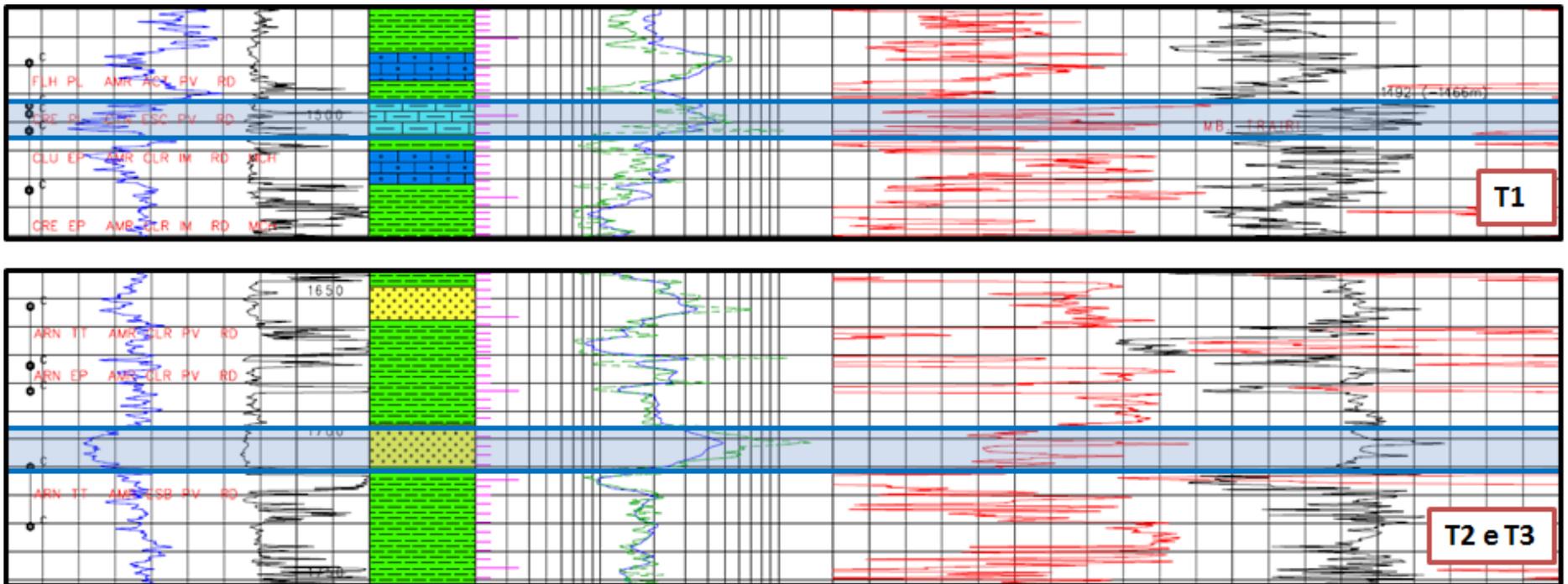
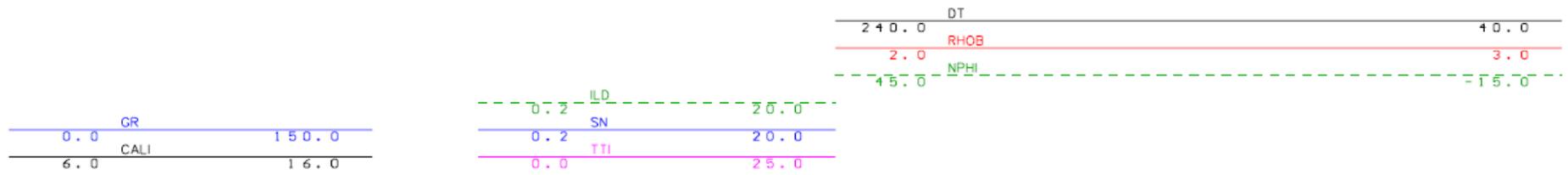


Figura 37 - Intervalos T1, T2 e T3 da Formação Paracuru, indicados no perfil composto do poço 1-CES-8. Legenda da litologia e perfil composto completo do poço apresentados no anexo.

Conforme os dados apresentados nas tabelas, os arenitos flúvio-deltaicos e marinhos aptianos/albianos da Formação Paracuru e os calcários do Membro Trairi são as principais rochas-reservatório do sistema petrolífero Mundaú-Paracuru. Todavia, o poço atingiu apenas o topo da Formação Mundaú e, segundo a apresentação da 3ª Rodada de Licitações da Agência Nacional de Petróleo - ANP, os arenitos flúvio-deltaicos desta formação também são reservatórios, mesmo que em menor magnitude, com porosidade maior que 20% e permeabilidade entre 40 e 500 mD.

A Formação Mundaú, de idade aptiana, contém os folhelhos cinza-escuros, laminados e carbonosos - principais rochas geradoras do sistema petrolífero Mundaú-Paracuru -, com COT de 2%.

Os folhelhos intraformacionais aptianos e os folhelhos do Cretáceo Superior capeiam as rochas-reservatório. Algumas falhas podem atuar como selo, impedindo o escapamento do óleo. Apesar disso, em sua maioria, as falhas tem função de escape dos fluidos para as rochas-reservatório, migrando o óleo das rochas geradoras para regiões de menor pressão.

## 8.2 Análise das linhas sísmicas

As linhas sísmicas 2D utilizadas no projeto, adquiridas nos anos 80 e 90, não dispõem de uma boa qualidade, o que prejudica a interpretação sísmica e apresentação dos dados. Ao mesmo tempo, a distância das linhas para o poço também dificulta a interpretação, pois quanto mais distante deste, os topos das reflexões sísmicas não corresponderão ao topo das formações apresentadas no perfil composto.

A linha sísmica de reflexão D-1 é a mais próxima do poço 1-CES-8-CE (aproximadamente, 1 km de distância). Por essa razão, esta foi utilizada como “linha-chave” para a interpretação dos horizontes e, a partir dela, a interpretação foi estendida para as demais seções. Somente as linhas *dip* D-1, D-2, D-3, e a *strike* S-2, atravessam a área do Campo de Xaréu.

A partir da correlação do poço na sísmica, inferiu-se valores de TWT (tempo duplo), 1.36s, 1.42s e 1.44s, para os intervalos T1, T2 e T3, respectivamente. Esses dados foram usados para deprender os locais de acumulações de óleo nas seções sísmicas *dip*.

As Figura 38 a Figura 40 delimitam a área do Campo de Xaréu (em vermelho pontilhado) nas seções *dip*, destacando o sistema petrolífero Mundaú-Paracuru e esses possíveis locais de acumulação (em amarelo).

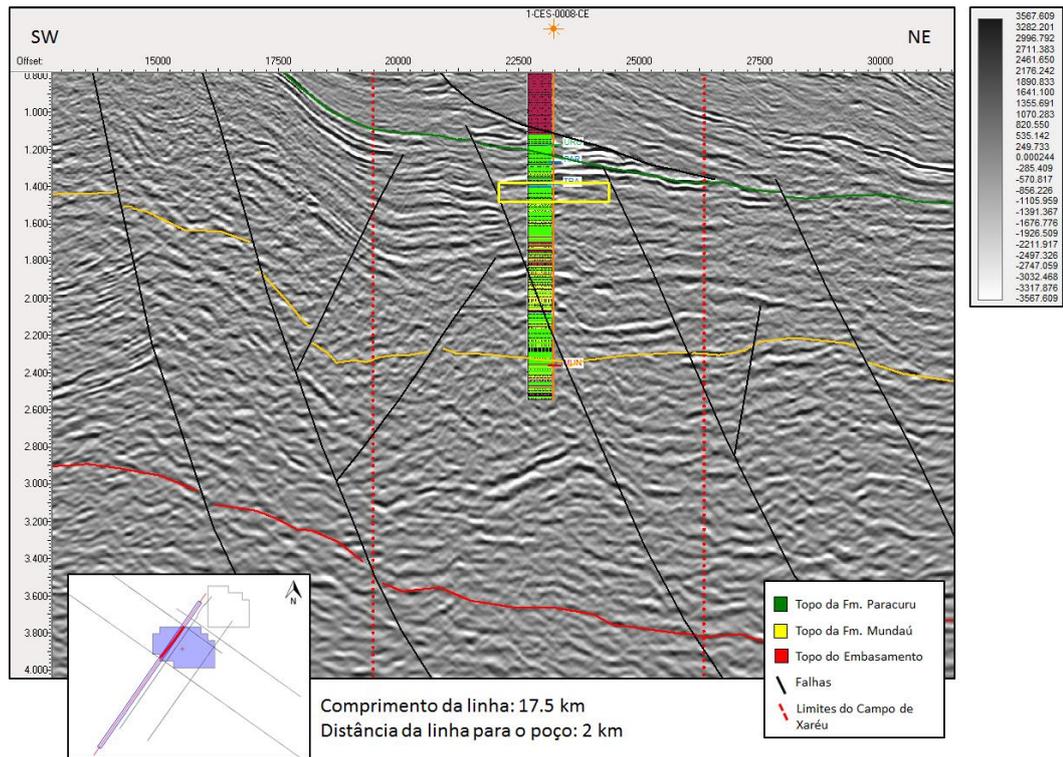


Figura 38 – Seção sísmica *dip* D-1, em tempo (s), com destaque para o sistema petrolífero Mundaú-Paracuru. A linha pontilhada em vermelho indica os limites do Campo de Xaréu e em amarelo as possíveis acumulações de hidrocarbonetos. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas.

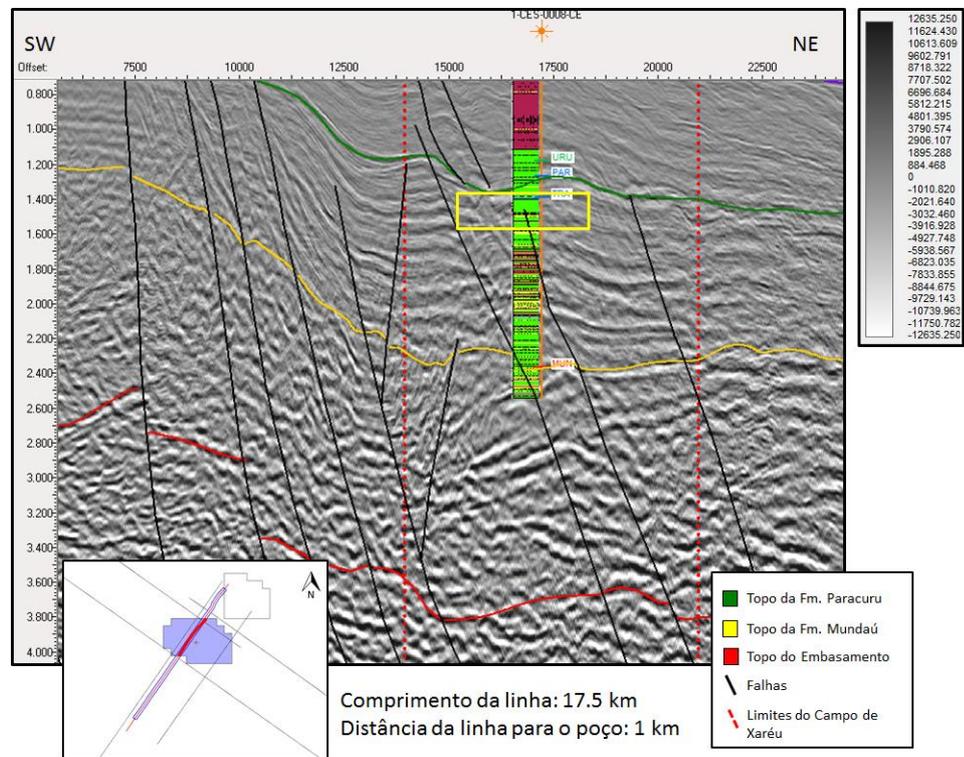


Figura 39 - Seção sísmica *dip* D-2, em tempo (s), com destaque para o sistema petrolífero Mundaú-Paracuru. A linha pontilhada em vermelho indica os limites do Campo de Xaréu e em amarelo as possíveis acumulações de hidrocarbonetos. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas.

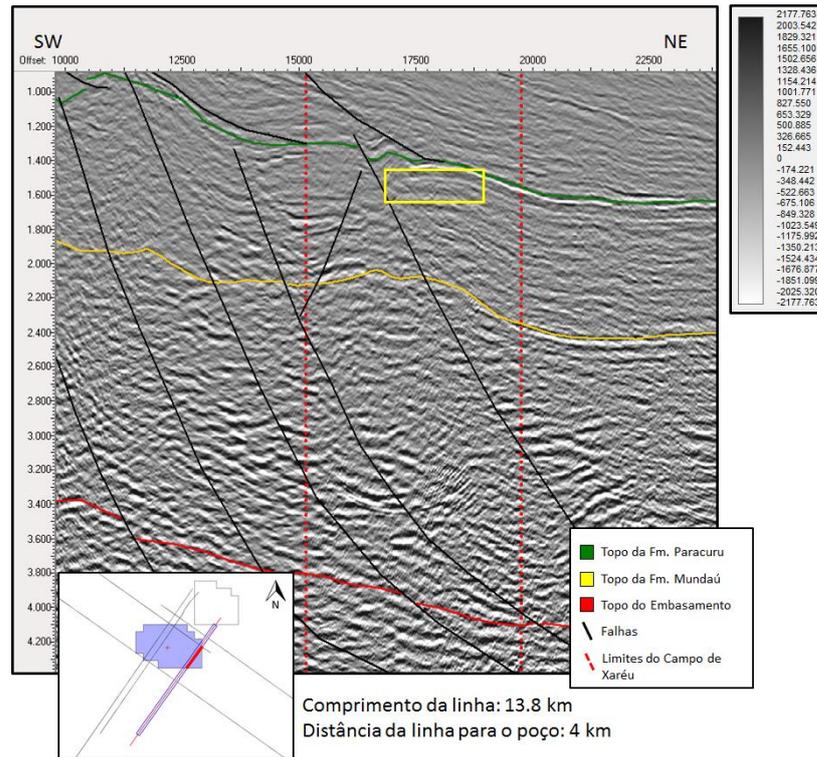


Figura 40 - Seção sísmica *dip* D-3, em tempo (s), com destaque para o sistema petrolífero Mundaú-Paracuru. A linha pontilhada em vermelho indica os limites do Campo de Xaréu e em amarelo as possíveis acumulações de hidrocarbonetos. A escala de cores informa a amplitude das reflexões sísmicas.

As informações retiradas dos documentos do perfil do poço 1-CES-8 permitiram localizar as jazidas de óleo, sinalizadas em amarelo, e obter conhecimento da litostratigrafia das formações. Apesar da baixa qualidade das linhas sísmicas, as seções interpretadas mostraram, além do estilo de deposição das unidades sedimentares, a geometria de falhas do Campo de Xaréu.

Com base nas interpretações, pode-se observar falhas normais lístricas de direção NW-SE e mergulho para NE controlando a deposição dos pacotes sedimentares. Estes falhamentos fazem parte do principal *trend* estrutural da bacia, conforme Zalán (2012). Essas falhas afetam principalmente as rochas das formações Mundaú e Paracuru, muito embora possam ser observadas afetando a Formação Ubarana, no início do Eoceno, podendo indicar uma reativação ou formação de novas falhas.

A interpretação da linha *strike* S-3 à sudeste do Campo de Xaréu (Figura 32) apresenta estruturas-em-flor negativas, relacionadas à movimentação transtensiva da sub-bacia, representando prováveis estruturas P que deslocam as falhas lístricas de direção NW-SE e afetam principalmente o embasamento e as Formações Mundaú e Paracuru.

O topo da Formação Paracuru indica o final do estágio transicional ou pós-rifte. A partir desta fase, do Albiano ao Paleoceno, aparecem as falhas lítricas atuando em toda a extensão da Formação Ubarana.

A porção superior da seção, de idade Maastrichtiano superior/Paleoceno, representa as formações Tibau e Guamaré divididas em ciclo regressivo com pouco ou nenhum tectonismo, característica observada pelo padrão de reflexões plano-paralelas pouco influenciadas por falhamentos.

### **8.3 Análise dos mapas de isócronas**

Apesar da considerável distância entre as linhas sísmicas e a precariedade de dados na área do Campo de Xaréu, os *grids* gerados para o embasamento e para as Formações Mundaú, Paracuru e Ubarana, exibidos nas figuras Figura 33 a Figura 36, apresentaram resultados satisfatórios. Pode-se observar no mapa de isócrona do topo da Formação Paracuru uma tendência de altos nas regiões onde há acumulação de óleo, indicado na Figura 41 pelo polígono amarelo, podendo inferir a presença das trapas estruturais, proveniente da movimentação de blocos junto aos planos de falha de direção NW-SE e mergulho para NE, como esquematizado na Figura 21.

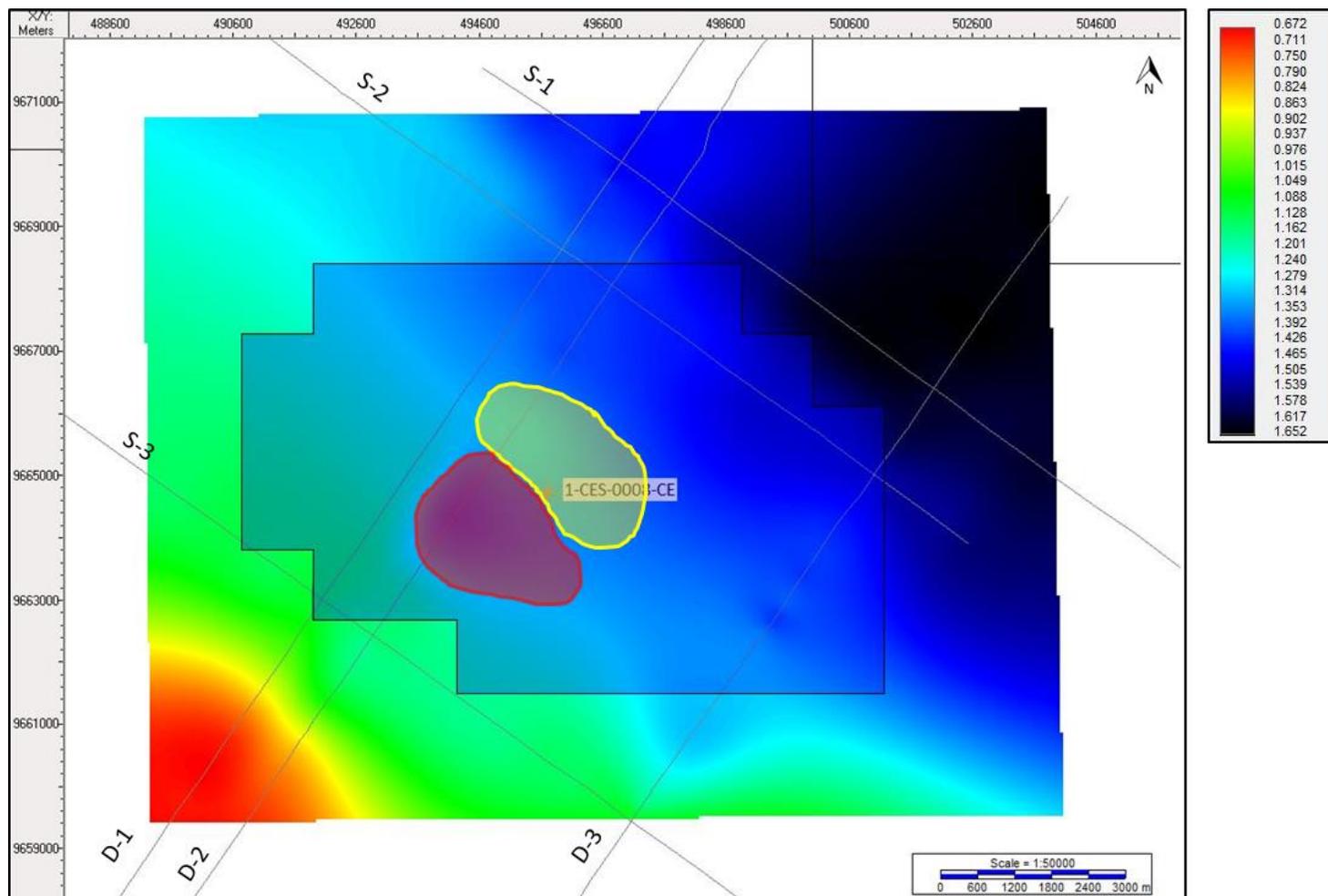


Figura 41 - Mapa de isócrona do topo da Formação Paracuru. O polígono amarelo indica a região de alto estrutural e, em vermelho, a região de baixo estrutural, resultantes da movimentação dos blocos. O mapa está em coordenadas UTM e a escala de cores em tempo duplo TWT (s).

## 9 CONCLUSÃO

Considerando o objetivo proposto por este projeto, a compilação bibliográfica realizada previamente integrada às ferramentas de sísmica de reflexão e perfilagem de poço utilizadas na pesquisa possibilitou compreender estruturalmente a região do Campo de Xaréu em subsuperfície e sua área adjacente.

O Campo de Xaréu localiza-se na porção central da Sub-bacia de Mundaú (Bacia do Ceará, nordeste do Brasil) e área de aproximadamente 80 km<sup>2</sup>. Possui uma arquitetura controlada por falhas normais de idade aptiana de direção NW-SE e mergulho NE que constituem o principal *trend* estrutural da sub-bacia de Mundaú. As falhas exibem um padrão listrico e imprimem uma geometria em anticlinal *roll-over* nas rochas da seção transicional ou pós-rifte (Formação Paracuru) da sub-bacia. Algumas falhas também afetam camadas da Formação Ubarana (drifte), que pode caracterizar uma reativação ou formação de novas falhas. À sudeste do Campo é possível observar estruturas-em-flor negativas, resultado esperado ao comparado à pesquisa de Antunes (2004).

Do ponto de vista econômico, as principais rochas-reservatório do sistema petrolífero Mundaú-Paracuru são os arenitos fluvio-deltaicos e marinhos da Formação Paracuru e os calcários do Membro Trairi, que apresentam boa permeabilidade e alta produtividade. No entanto, os arenitos flúvio-deltaicos da Formação Mundaú também são reservatórios, mesmo que em menor magnitude. Os elementos que atuam como selo são, principalmente, os folhelhos aptianos. Algumas falhas também atuam como selo, impedindo o escapamento dos hidrocarbonetos. As rochas geradoras desse sistema são os folhelhos da Formação Mundaú, provenientes de ambientes de baixa energia, como leques aluviais, rios entrelaçados e lagos, e a migração dos fluidos dá-se através dos falhamentos.

A correlação do poço com a sísmica permitiu inferir as possíveis jazidas de óleo das rochas-reservatório da Formação Paracuru nas seções *dip* que atravessam o Campo de Xaréu. A comparação entre esta inferência e o resultado do mapa de isócrona do topo desta mesma formação retifica o controle de trapas estruturais na acumulação desses hidrocarbonetos.

## 10 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). **Bacia do Ceará**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round3/pdocs/pbacias/pceara/pcearaframe.htm>>

Acesso em: 12 de junho de 2013.

ANTUNES, F.A. 2004. Evolução tectono-estrutural do Campo de Xaréu (sub-bacia de Mundaú, Bacia do Ceará – NE do Brasil): abordagem multiescala e pluriferramental. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, Tese, 376p.

AZEVEDO, R.P. 1991. Tectonic evolution of Brazilian equatorial continental margin basins. University of London, UK. PhD Thesis, 455p.

BELTRAMI, C.V.; CALDEIRA, J.L.; FREITAS, R.W. 1989. Análise sismoestratigráfica dos sedimentos Oligo/ Miocênicos da Bacia do Ceará águas profundas. SINTEX – I Seminário de Interpretação Exploratória. Rio de Janeiro, PETROBRAS/DEPEX. p. 185 – 194.

BELTRAMI, C.V., ALVES, L.E.M. & FEIJÓ, F.J. 1994. **Bacia do Ceará**. In: Bol. Geoc. Petrobras, v.8, n.1, p. 117-125.

CARNEIRO, C.D.R.; ALMEIDA, F.F.M.; HASUI, Y.; ZALÁN, P.V.; TEIXEIRA, J.B.G. 2012. Estágios evolutivos do Brasil fanerozoico. In: HASUI, Y.; CARNEIRO, C.D.R.; ALMEIDA, F.F.M.; BARTORELLI, A. **Geologia do Brasil**. São Paulo, Ed. Beca, p. 131-136.

CLAUDINO SALES, V.; PEULVAST, J. 2007. Evolução morfoestrutural do relevo da margem continental do Estado do Ceará, nordeste do Brasil. Caminhos de Geografia, Uberlândia, SP, v. 7, n. 20, p. 1-21.

CONDÉ, V.C.; LANA, C.C.; PESSOA NETO, O.C.; ROESNER, E.H.; MORAIS NETO, J.M.; DUTRA, D.C. 2007. **Bacia do Ceará**. In: B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n.2, p. 347-355, maio/nov. 2007

COSTA, I.G.; BELTRAMI, C.V. & ALVES, L.E.M. 1990. A evolução tectono-sedimentar e o “habitat” do óleo na Bacia do Ceará. Bol. Geoc. Petrobras, v.4, n.1, p. 65-74.

DELLA FÁVERA, J.C. 2001. Estratigrafia de sequências. **Fundamentos de estratigrafia moderna**. Rio de Janeiro: EdUERJ, p. 63-70, p. 116-118.

FRANÇOLIN, J.B.L & SZATMARI, P. 1987. Mecanismo de rifteamento da porção oriental da margem norte brasileira. *Rev. Bras. Geoc.*, v. 17, n. 2, p. 196-207.

FRANZ, A.P. 2012. Análise sismoestratigráfica da seção rifte da Bacia de Campos. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 98p.

KLEMME, H. D. 1984. Petroleum basin - Classification and characteristics. *J. Petr. Geol.*, v. 3, n. 2, p. 187-207.

MATOS, R. M. D.; WAICK, R. N.; PIMENTEL, V. P. C. 1996. Bacia do Ceará (Mundaú): uma fase rifte convencional? *In: SBG/Núcleo Bahia-Sergipe, Congr. Bras. Geol.*, 39, Salvador/BA, Anais, n.5, p. 358-362.

MORAIS NETO, J. M.; PESSOA NETO, O. C. P.; LANA, C. C. & ZALÁN, P. V. 2003. Bacias Sedimentares Brasileiras: Bacia do Ceará. Fundação Paleontológica Phoenix, Aracaju. v. 57, p. 1-6.

PESSOA NETO, O.C. 2004. Blocos basculados truncados por discordância angular: lições aprendidas em trapeamento combinado de hidrocarbonetos, Bacia do Ceará, Nordeste do Brasil. *Bol. Geoc. Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 12, n. 1, p. 59-71, nov. 2003/maio 2004.

REGALI, M.S.P. 1989. A idade dos evaporitos da plataforma continental do Ceará, Brasil e sua relação com os outros evaporitos das bacias nordestinas. *Bol. Inst. Geoc.-USP*, São Paulo, n.7, p.139-143. Publ. Esp.

RIBEIRO, H.J.P.S. 2001. Sismo-estratigrafia. *In: RIBEIRO, H.J.P.S. Estratigrafia de sequências: fundamentos e aplicações*. São Leopoldo, RS: Editora da Universidade do Vale do Rio dos Sinos, p. 73-85.

SOARES JUNIOR, A.V.; COSTA, J.B.S.; HASUI, Y. 2008. Evolução da Margem Atlântica Equatorial do Brasil: três fases distensivas. São Paulo, UNESP, *Geociências*, v. 27, n. 4, p. 427-437.

SOARES JUNIOR, A.V.; HASUI, Y.; COSTA, J.B.S.; MACHADO, F.B. 2011. Evolução do rifteamento e paleogeografia da Margem Atlântica Equatorial do Brasil: Triássico ao Holoceno. São Paulo, UNESP, Geociências, v. 30, n. 4, p. 669-692.

SOUZA, S.M. 1982. Atualização da litoestratigrafia da Bacia de Potiguar. *In*: SBG/Núcleo Bahia-Sergipe, Congr. Bras. Geol., 32, Salvador/BA, Anais, n.5, p.2392-2406.

VAIL, P.R.; MITCHUM JR., R.M.; TODD, R.G.; WIDMEIR, J.M.; THOMPSON III, S.; SANGREE, J.B.; BUBB, J.N.; HATLELID, W.G. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. *In*: PAYTON, C.E. (ed). **Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration**. Tulsa, AAPG, p. 49-212, (Memoir #26).

ZALÁN, P.V. 1983. Stratigraphy and Petroleum Potential of the Acaraú and Piauí-Camocim Sub-basins, Ceará Basin, Offshore Northeastern Brazil. Colorado School of Mines. Golden, Colorado, USA. M.S. These. 154p.

ZALÁN, P.V.; NELSON, E.P.; WARME, J.E.; DAVIS, T.L. 1985. The Piauí Basin: rifting and wrenching in an Equatorial Atlantic transform basin. *In*: BLICK, N. C. & BIDDLE, K. T. (eds.). **Strike-Slip Deformation, Basin Formation and Sedimentation**. SEPM Special Publication, n. 37, p. 177-192.

ZALÁN, P.V. 2012. Bacias sedimentares da Margem Equatorial. *In*: HASUI, Y.; CARNEIRO, C.D.R.; ALMEIDA, F.F.M.; BARTORELLI, A. **Geologia do Brasil**. São Paulo, Ed. Beca, p. 497-501.

# ANEXOS

OCORRENCIAS DE PETROLEO		TESTES DE FORMACAO	REVESTIMENTOS CANNHOEIOS	TESTEMUNHOS	ZONAS PALEONTOLOGICAS E CRONOESTRATIGRAFIA	CONTATOS
INDICIOS	ZONAS POTENC. PRODUTORAS					
<p>AMOSTRA TESTEMUNHO</p> <p>CALHA AW LATERAL</p> <p>OLEO ● C T GAS</p> <p>GAS ☼ C T CONDENSADO</p> <p>LAMA DETETOR</p> <p>● L UNID OLEO</p> <p>☼ L D GT-GP AGUA</p> <p>CROMATOGRAMA</p> <p>0 / C<sub>1</sub>-C<sub>2</sub>-C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub>-C<sub>5</sub></p>		<p>PRE-TESTE</p> <p>OW SWM</p> <p>TUBULACAO</p> <p>TP</p> <p>TF</p> <p>TFR</p> <p>CONCLUSIVO</p> <p>FALSO</p>	<p>TESTE DE ABORCAGAO COM INDICACAO SEM INDICACAO</p> <p>TAMPAO CIMENTO</p> <p>PERDA DE CIRCULACAO</p> <p>PERDA DE CIRCULACAO (TIPO)</p> <p>SOQUEZADO (VOLUME)</p> <p>ABERTO</p> <p>REVESTIM. DIRECCIONAIS</p> <p>INCLINACAO ZENITIC</p>	<p>CONVENCIONAL</p> <p>AMOSTRA LATERAL</p> <p>RECUPERADA</p> <p>NAO RECUPERADA</p>	<p>NORMAL</p> <p>FM</p> <p>DISCORDANTES</p> <p>FM</p> <p>FALHA</p>	<p>CONTACTOS</p>

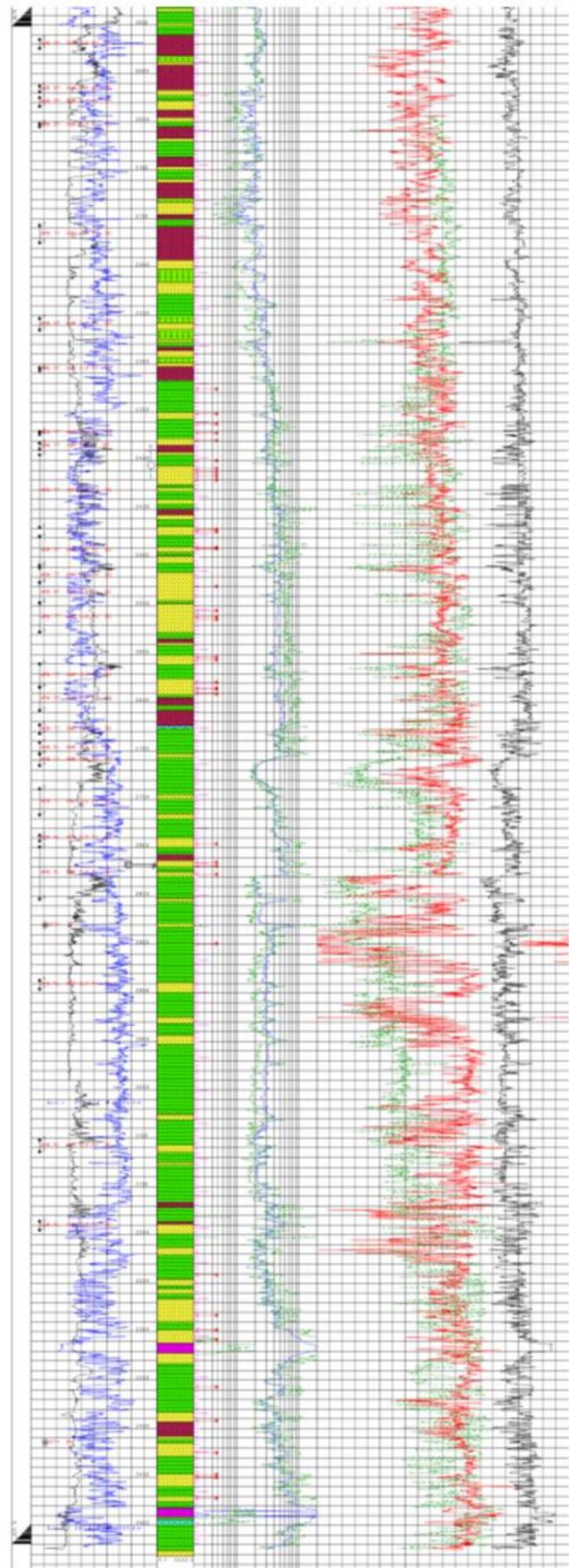
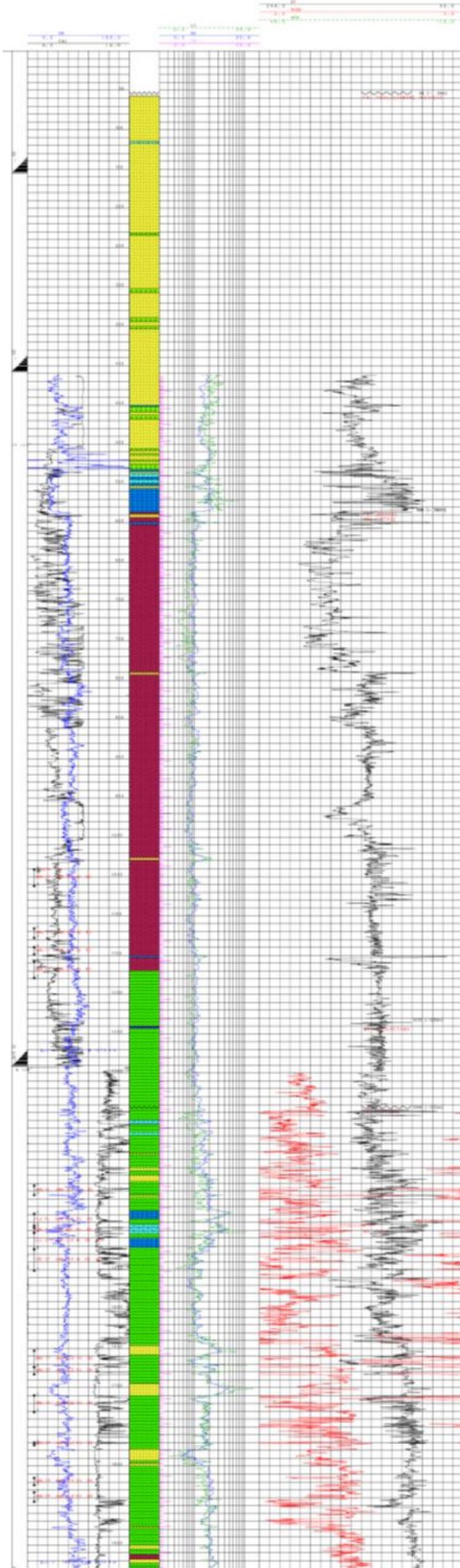
Litologia / Lithology	
	conglomerado/conglomerate
	arenito/sandstone
	silito/siltstone
	argilito/mudstone
	folhelho/shale
	basalto/basalt
	rufo/tuff
	rochas metamórficas metamorphic rocks
	igneas/igneous rocks
	brechas/breccia
	tilito/tillite
	diamicito/diamictite
	dolomita/dolomite
	sal/salt
	halita/halite
	carnalita/carnallite
	anidrita/anhydrite
	silvinita/sylvinite
	diabásio/diabase
	calcuridito/calcuridite
	calcarenito/calcarenite
	coquina/coquina
	calcissilito/calcsiltite
	calclutito/calclutite
	marga/marl
	calcáreo/limestone

fonte: PETROBRAS

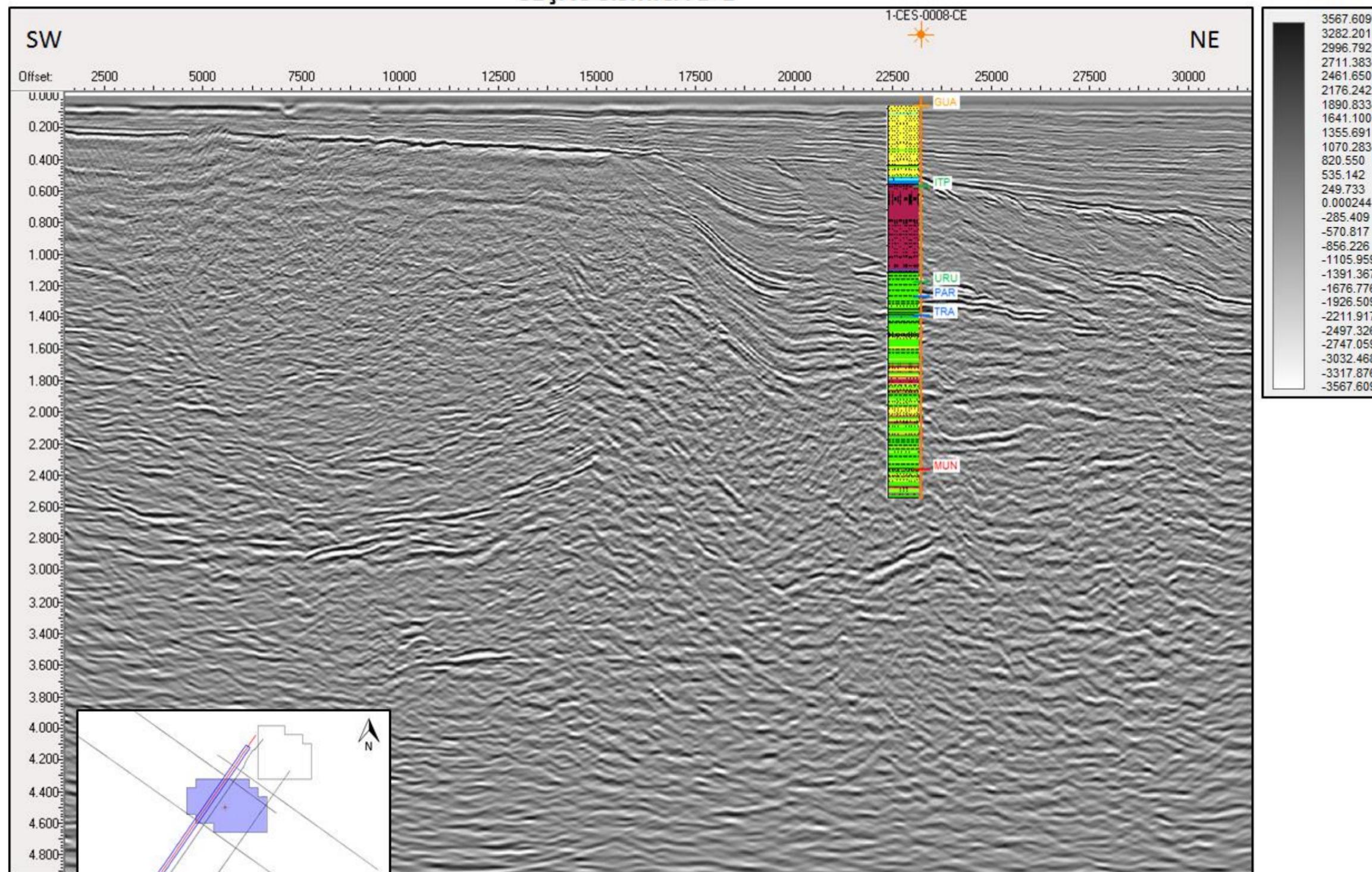
escala 1:2000

# POÇO 1-CES-8-CE – PERFIL COMPOSTO

Operador: Reading Bates    Profundidade: 35325m    Data: 17.03.1977

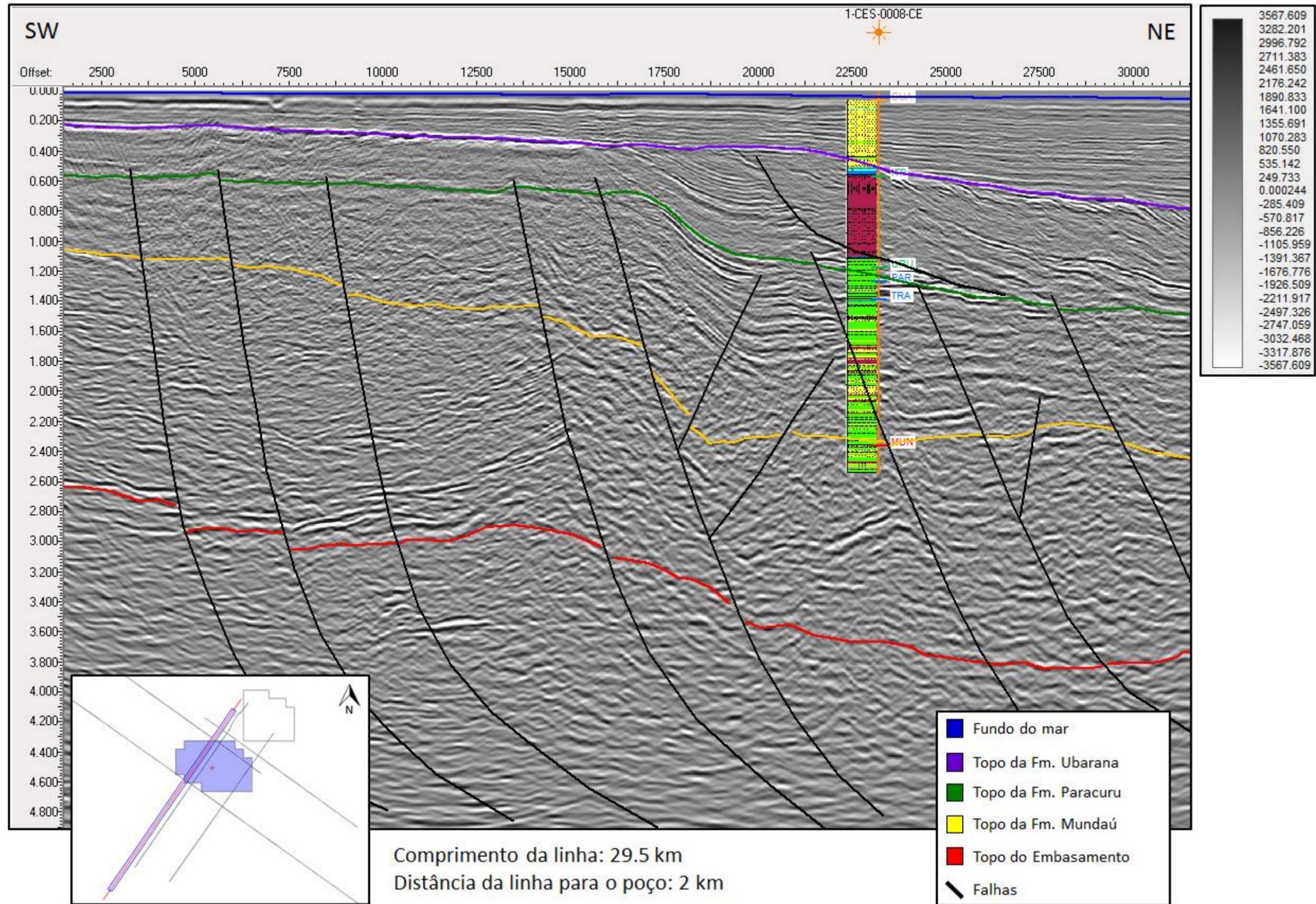


# SEÇÃO SÍSMICA D-1

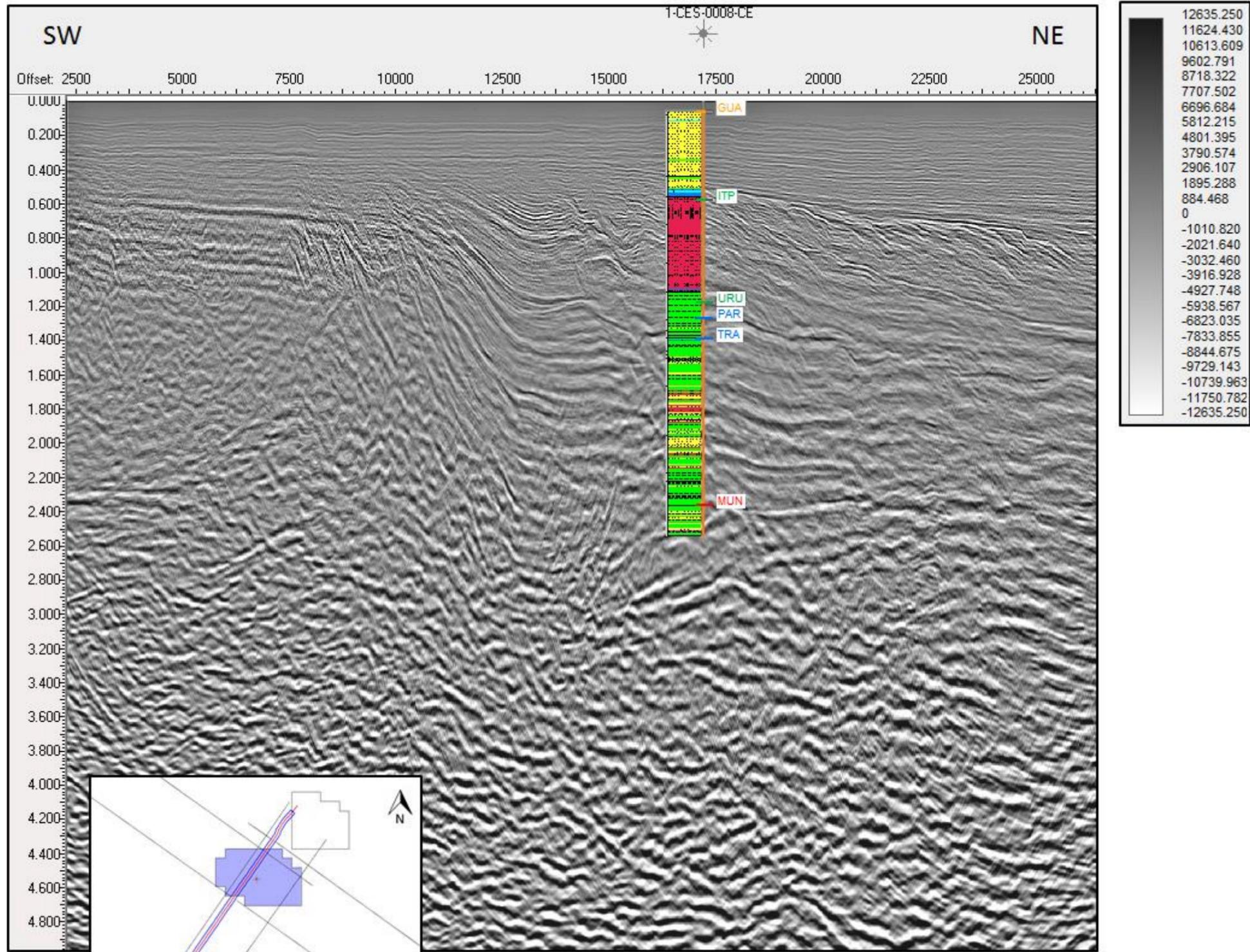


Comprimento da linha: 29.5 km  
 Distância da linha para o poço: 2 km

# SEÇÃO SÍSMICA D-1

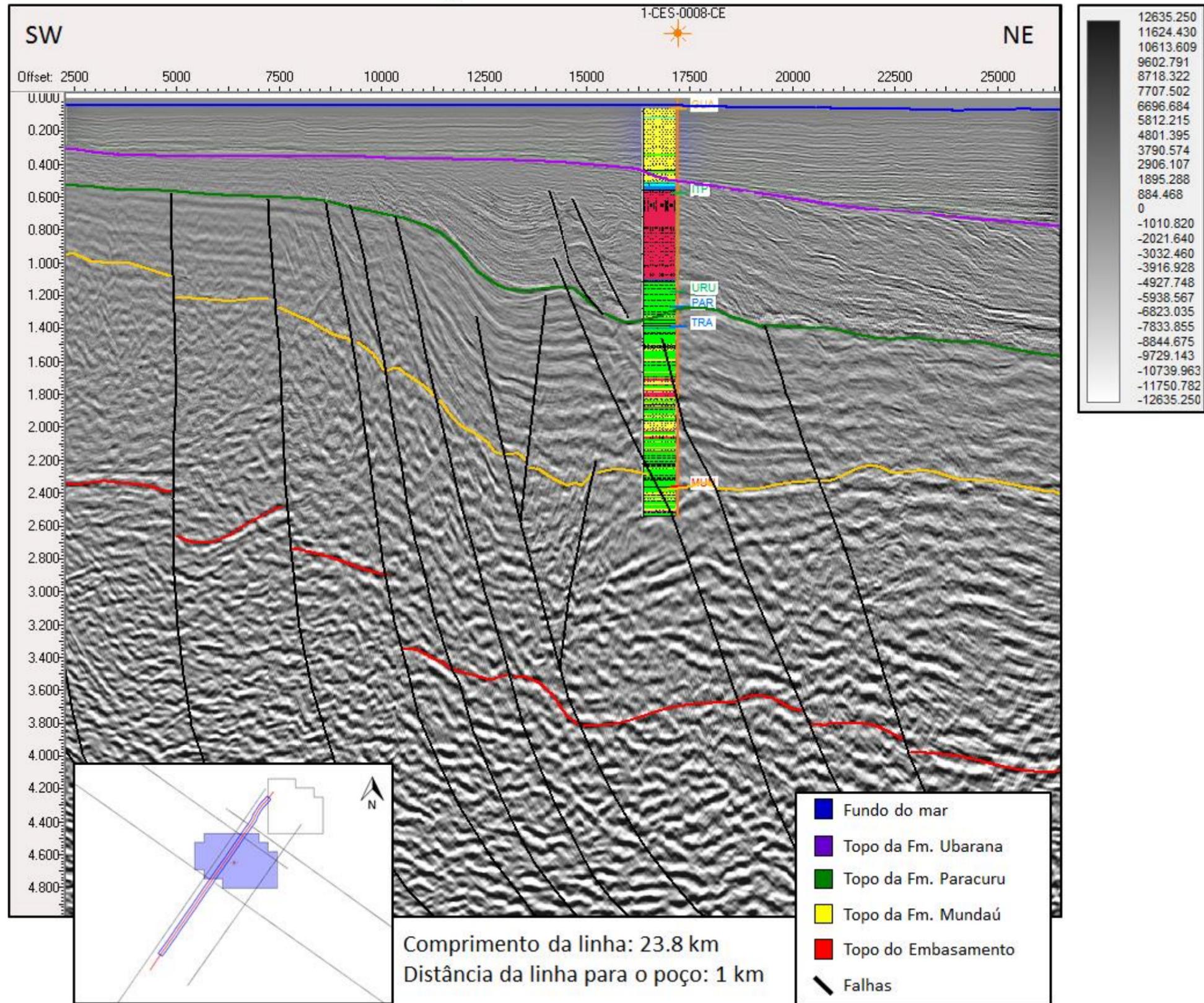


## SEÇÃO SÍSMICA D-2

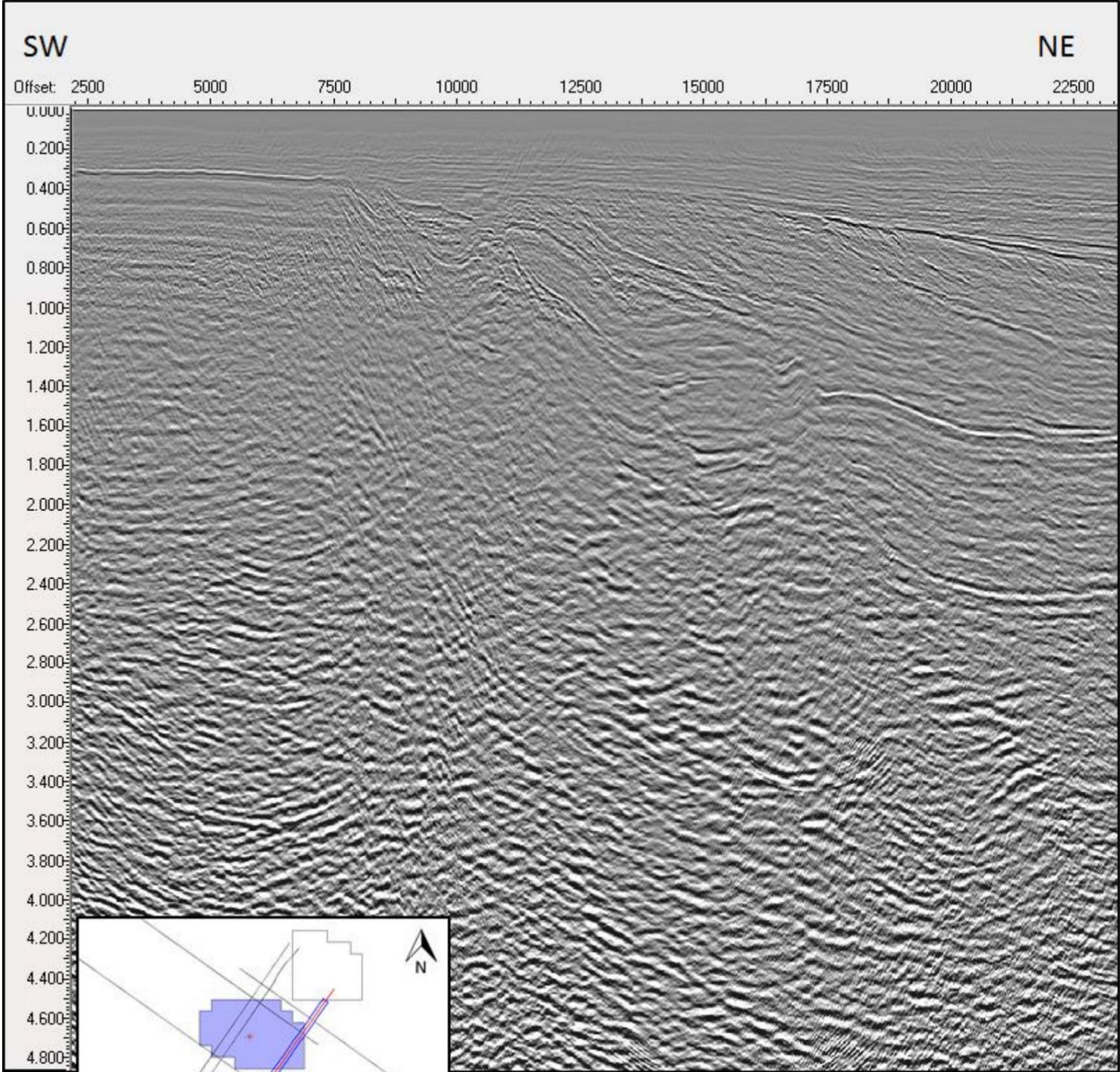


Comprimento da linha: 23.8 km  
 Distância da linha para o poço: 1 km

## SEÇÃO SÍSMICA D-2

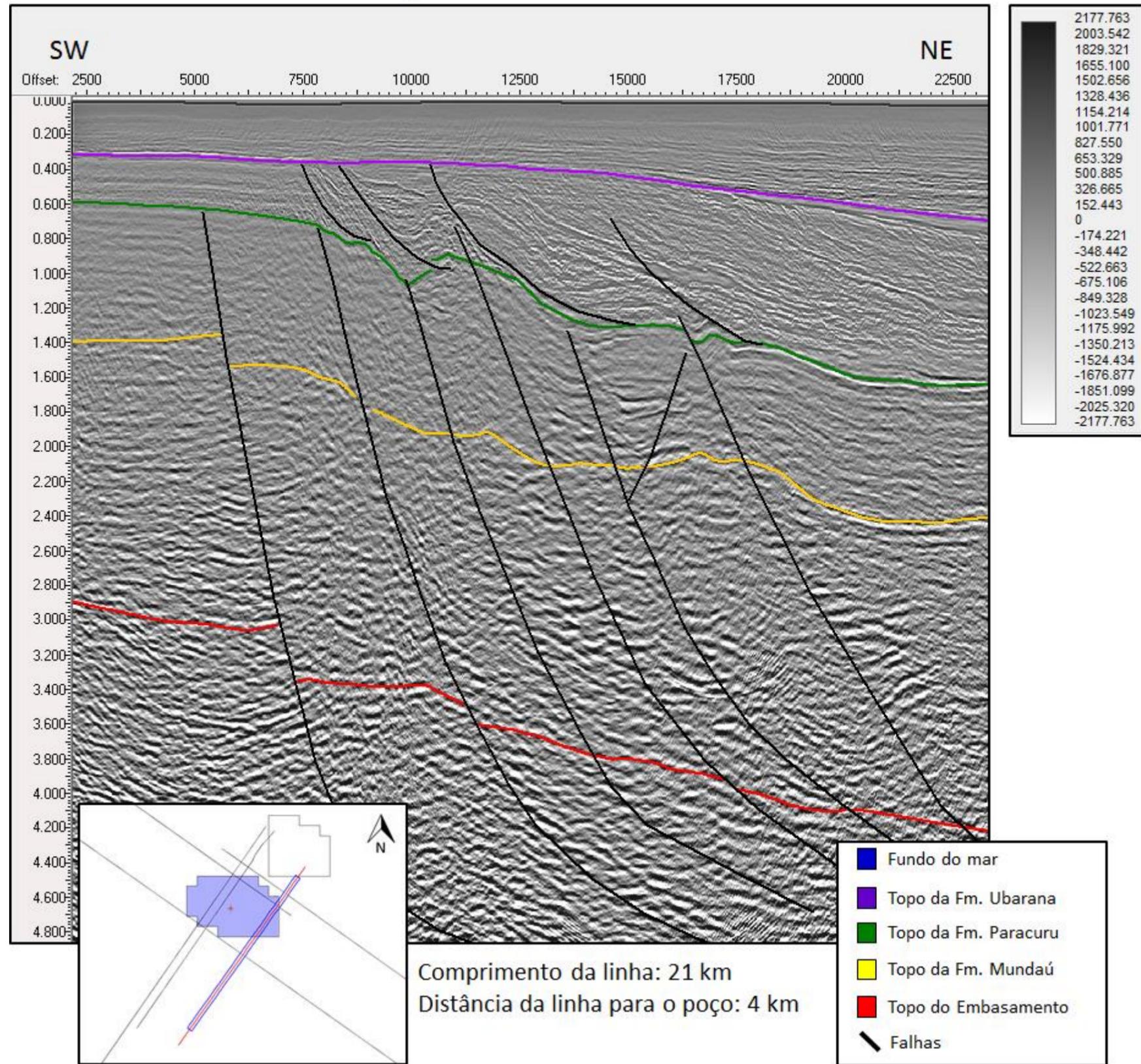


### SEÇÃO SÍSMICA D-3

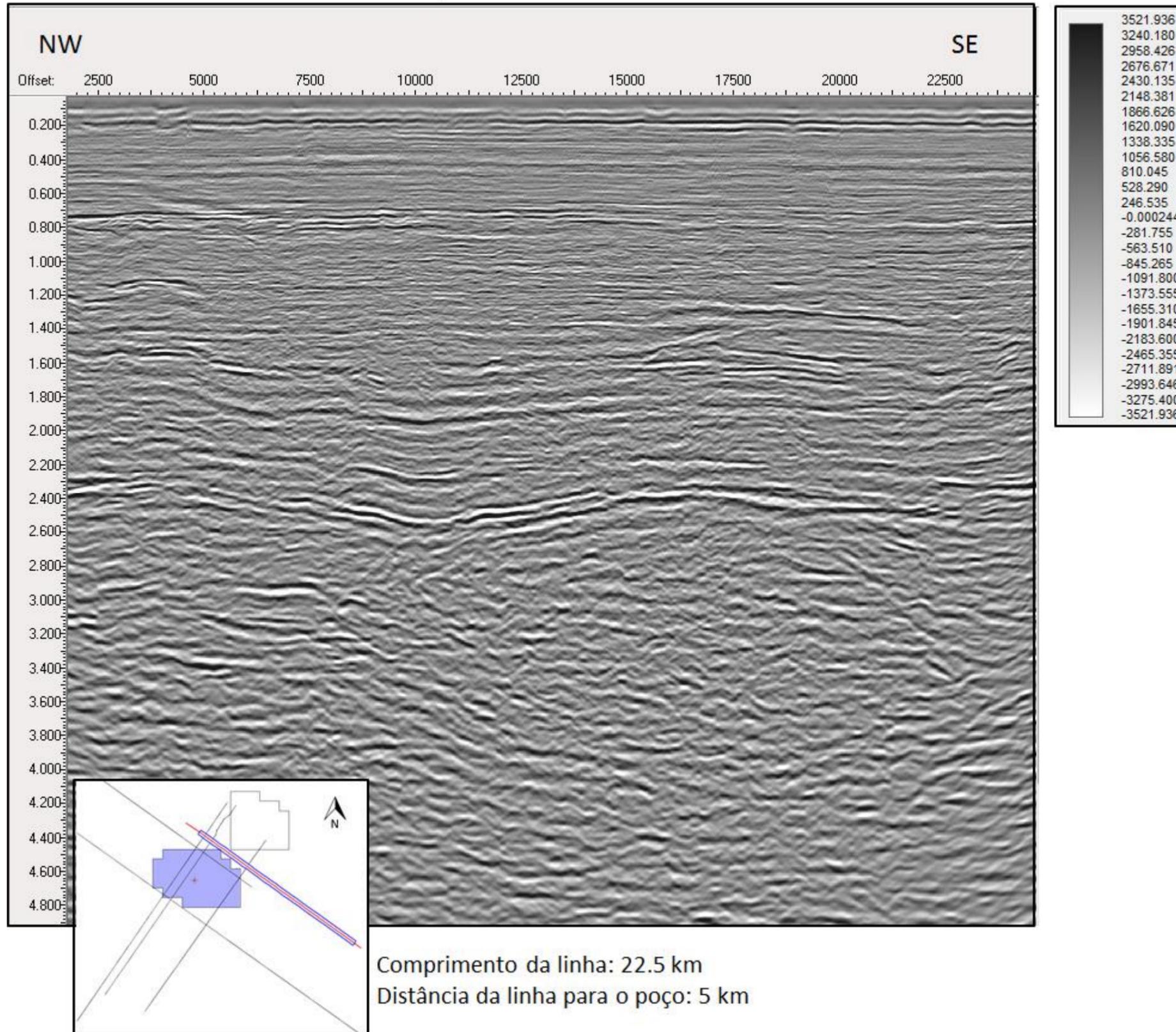


Comprimento da linha: 21 km  
Distância da linha para o poço: 4 km

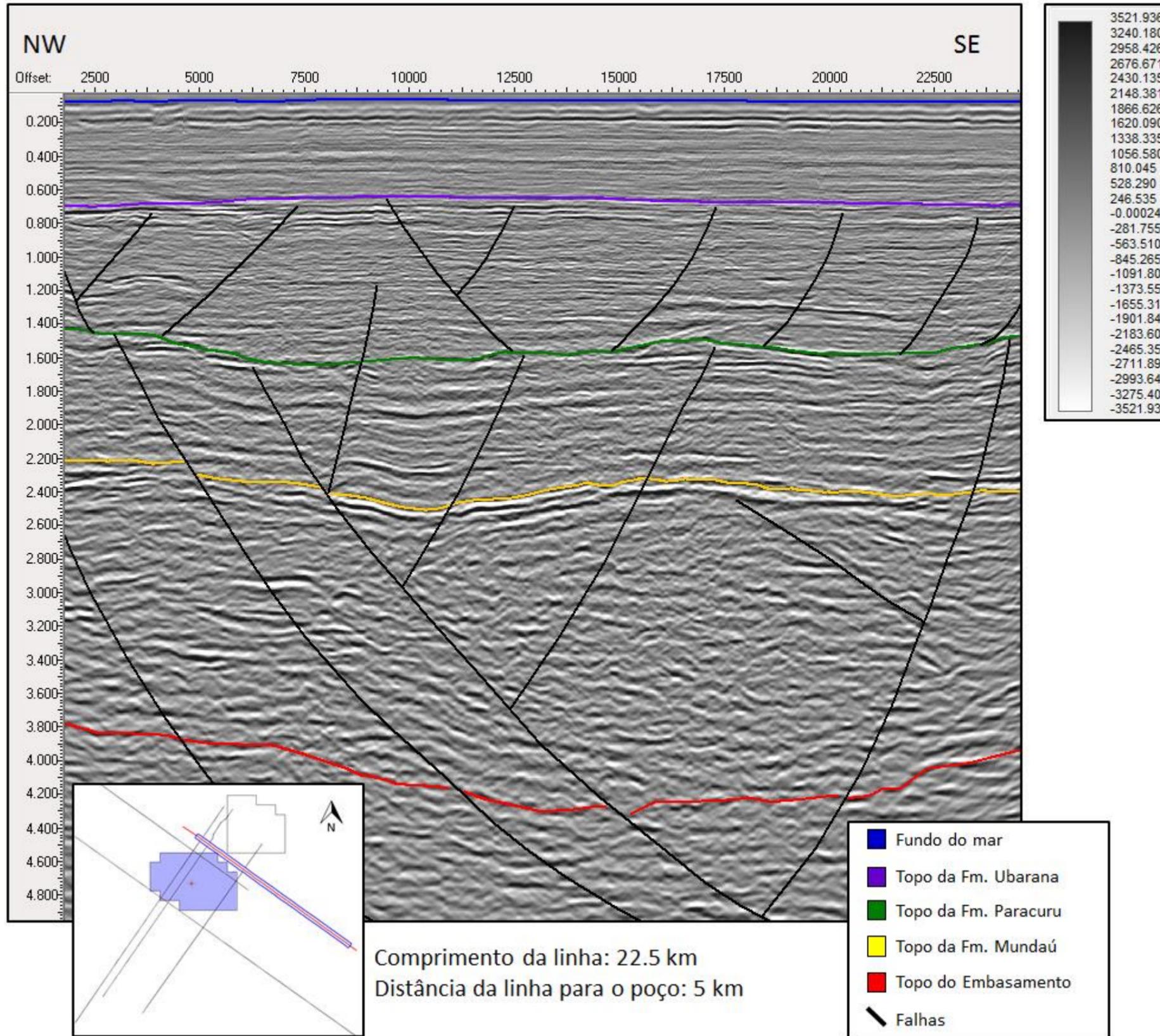
### SEÇÃO SÍSMICA D-3



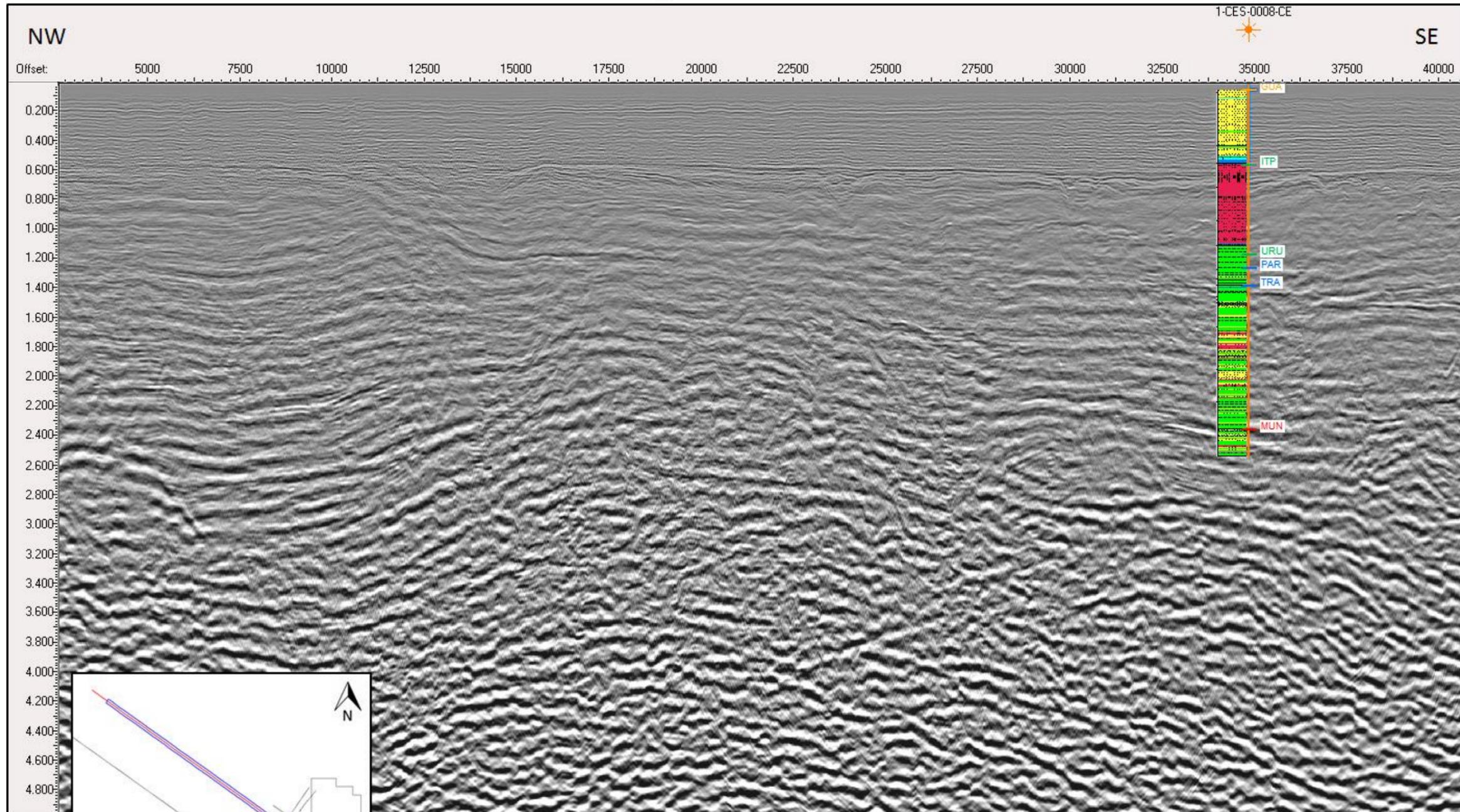
# SEÇÃO SÍSMICA S-1



# SEÇÃO SÍSMICA S-1



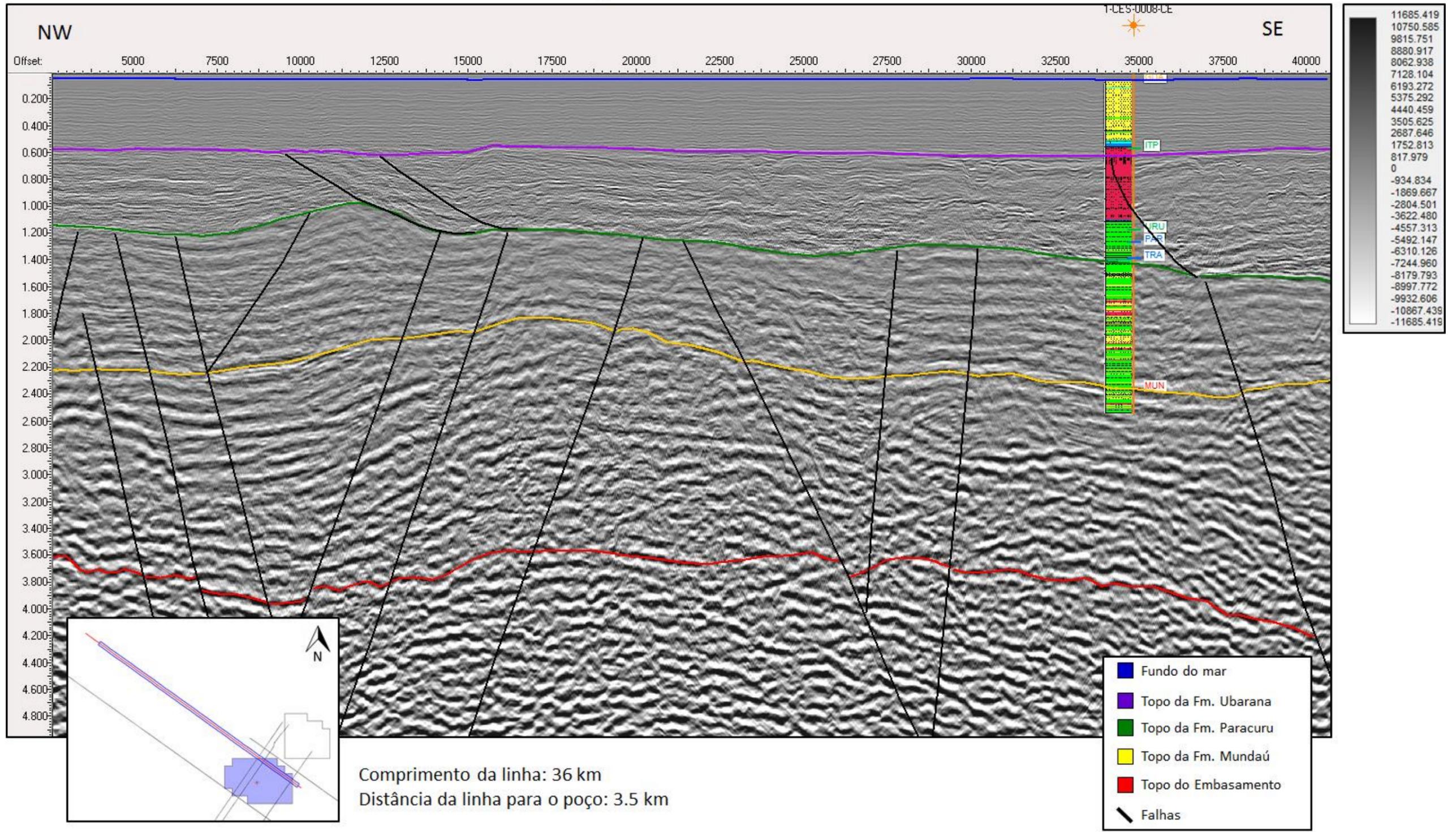
# SEÇÃO SÍSMICA S-2



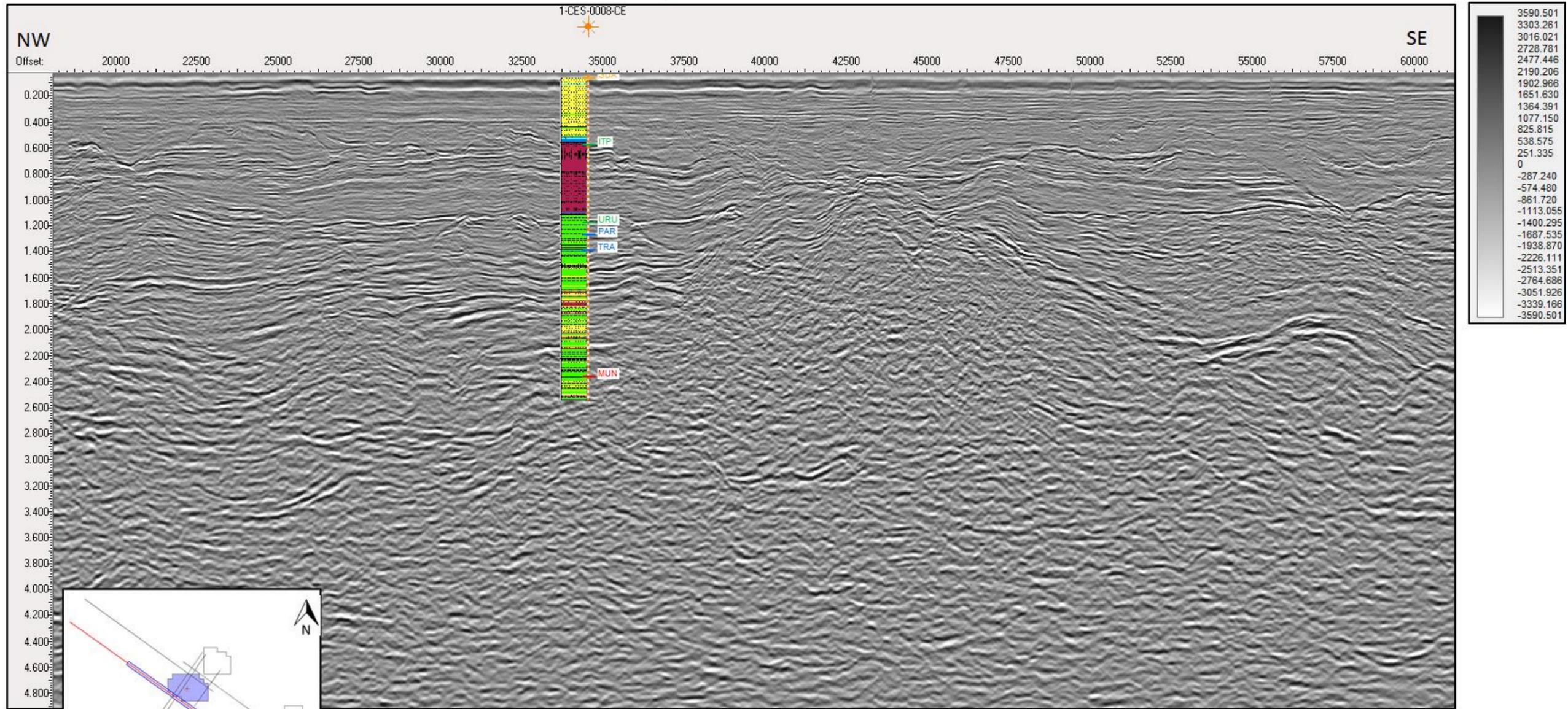
11685.419
10750.585
9815.751
8880.917
8062.938
7128.104
6193.272
5375.292
4440.459
3505.625
2687.646
1752.813
817.979
0
-934.834
-1869.667
-2804.501
-3622.480
-4557.313
-5492.147
-6310.126
-7244.960
-8179.793
-8997.772
-9932.606
-10867.439
-11685.419

Comprimento da linha: 36 km  
 Distância da linha para o poço: 3.5 km

# SEÇÃO SÍSMICA S-2



### SEÇÃO SÍSMICA S-3



Comprimento da linha: 43.5 km  
 Distância da linha para o poço: 3.5 km

### SEÇÃO SÍSMICA S-3

