



**Universidade Federal do Rio de Janeiro
Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza
Instituto de Geociências**

Rebeca de Oliveira Ribeiro Benitez Pereira

**CORRELAÇÃO DE POÇOS E ANÁLISE SÍSMICA DO GRUPO AREIA
BRANCA, BACIA POTIGUAR**

**Trabalho Final de Curso
(Geologia)**

**UFRJ
Rio de Janeiro
2013**



UFRJ

Rebeca de Oliveira Ribeiro Benitez Pereira

**CORRELAÇÃO DE POÇOS E ANÁLISE SÍSMICA DO GRUPO AREIA
BRANCA, BACIA POTIGUAR**

Trabalho Final do Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientador(es):

Prof. Dr. Claudio Limeira Mello
M.Sc. Stevenson Hall

UFRJ
Rio de Janeiro
2013

REBECA, Oliveira Ribeiro Benitez Pereira

Correlação de Poços e Análise Sísmica do Grupo Areia Branca, Bacia Potiguar / Rebeca de Oliveira Ribeiro Benitez Pereira – Rio de Janeiro: UFRJ / IGEO, 2013.

xi, 56 p.

Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2013.

Orientador: Claudio Limeira Mello

1. Geologia. 2. Mapeamento Sísmico. 3. Correlação de Poços. 4. Bacia Potiguar. 5. Grupo Areia Branca

Rebeca de Oliveira Ribeiro Benitez Pereira

CORRELAÇÃO DE POÇOS E ANÁLISE SÍSMICA DO GRUPO AREIA BRANCA,
BACIA POTIGUAR.

Trabalho Final do Curso de Graduação em
Geologia do Instituto de Geociências,
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
UFRJ, apresentado como requisito necessário
para obtenção do grau de Geólogo.

Orientador:

Prof. Dr. Claudio Limeira Mello

M.Sc. Stevenson Hall

Aprovada em:

Por:

Prof. Dr. Claudio Limeira Mello (UFRJ)

M.Sc. Stevenson Hall (Maersk Oil)

Prof. Dr. Ismar de Souza Carvalho (UFRJ)

Prof. MSc. Thiago Gonçalves Carelli (UFRJ)

Dedico este trabalho a meus pais Nilza e Paulo Cesar, por todo o apoio, coragem, dedicação e compreensão durante todos os anos de minha formação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, inicialmente, a todos os meus colegas da Maersk Oil, em especial ao Geólogo Paulo Eduardo de Lemos Menezes, pela oportunidade que tive de aprender e crescer dia após dia, tanto como profissional, como pessoa.

Agradeço ao Físico Stevenson Hall (Maersk Oil), que co-orientou essa monografia, por não ter medido esforços para me ajudar sempre que precisei. A ele, devo grande parte desta monografia.

Agradeço, também, ao meu orientador Prof. Claudio Limeira Mello, que me deu a liberdade necessária para a confecção deste trabalho, mas que ao mesmo tempo se pôs à disposição, sendo considerado por mim um grande suporte e inspiração.

Aproveito para agradecer igualmente a Geóloga Juliana Ferreira Gomes Sampol, que foi uma das responsáveis por hoje eu ser tão realizada na escolha que me ajudou a fazer.

Resumo

PEREIRA, Rebeca de Oliveira Ribeiro Benitez. **CORRELAÇÃO DE POÇOS E ANÁLISE SÍSMICA DO GRUPO AREIA BRANCA, BACIA POTIGUAR.** 2013. 56 p. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

O presente trabalho tem como objetivo a correlação de poços, com base em perfisagens geofísicas, e a análise e interpretação de linhas sísmicas, do Grupo Areia Branca, sequências rifte e pós-rifte da Bacia Potiguar. O Grupo Areia Branca é composto pelas formações Pendência, Pescada e Alagamar, esta última corresponde aos arenitos reservatórios do sistema petrolífero Alagamar-Açu. Como exemplo de exploração deste sistema petrolífero, podemos citar o Campo de Ubarana que é conhecido por ter, em seus arenitos das formações Alagamar e Açu (esta não pertencente ao Grupo Areia Branca), uma estimativa de reserva de 82 milhões de barris de óleo. O estudo foi desenvolvido através da correlação de cinco poços e interpretação de sete linhas sísmicas 2D. Este conjunto de dados foi adquirido no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP)/ANP. Para a correlação entre os poços, os mesmos foram calibrados às linhas sísmicas escolhidas conforme suas relações de tempo e profundidades. Posteriormente, os intervalos de interesse - topo e base das formações Pendência, Pescada e Alagamar - foram interpretados com base nos resultados obtidos através dos perfis geofísicos Raio-Gama (GR) e Sônico (DT), podendo ser caracterizados dois padrões de refletores, que por sua vez serviram de base para a interpretação. Após o mapeamento foi possível a criação de superfícies no *software Geoprobe*, integrando os intervalos mapeados nos cinco poços utilizados e sua visualização. A interpretação, criação de superfícies e a visualização das linhas sísmicas, possibilitou uma melhor compreensão das relações entre os estratos, e uma avaliação regional inicial, confirmando a eficácia do trabalho, porém, para melhores resultados constatou-se a necessidade de dados adicionais.

Abstract

PEREIRA, Rebeca de Oliveira Ribeiro Benitez. **WELL CORRELATION AND SEISMIC ANALYSIS OF THE AREIA BRANCA GROUP CLOSER TO THE UBARANA FIELD, POTIGUAR BASIN**. 2013. 56 p. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

The objective of this work is the well correlation based on geophysics logs, analysis and interpretation of seismic lines, emphasizing in Areia Branca Group, rift and post-rift sequences of Potiguar Basin. The Areia Branca Group consists of Pendência, Pescada and Alagamar formations, the last one related to the reservoirs sandstones of Alagamar-Açu oil system. As an example of this oil system we can choose Ubarana Field known for having 82 million barrels of oil estimative reserve in the Alagamar and Açu formations sandstones (Açu is not included in Areia Branca Group). The work was developed as a correlation of five wells and interpretation of seven 2D seismic lines. The data was obtained in the Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP)/ANP. For the wells correlation, the five wells were calibrated to the chosen seismic lines by time/depth relations. After that the intervals of interest – top and base of Pendência, Pescada and Alagamar formations – were interpreted based on the results of the Gamma-Ray (GR) and Sonic (DT) logs, two reflector sequences were described and utilized in the interpretation. With the horizons mapping the creation of surfaces became possible using Geoprobe software to integrate and visualize the intervals mapped in the five wells. The interpretation, creation of surfaces and seismic lines visualization gave us a better understanding of the relations between the formations and a first regional evaluation, confirming the efficiency of the technique. But for more and better results additional data are necessary.

Lista de Figuras

Figura 1 – Mapa de localização da Bacia Potiguar (Soares <i>et al.</i> , 2003).....	1
Figura 2 – Mapa de localização do Campo de Ubarana, Bacia Potiguar, apresentando os poços utilizados no estudo (ANP, 2013).....	3
Figura 3 – Sistema de Riftes Cretáceos do Nordeste Brasileiro originados em resposta ao processo de estiramento e afinamento crustal atuante na região durante a separação dos continentes sul-americano e africano – consequente abertura da Bacia Potiguar (Soares <i>et al.</i> , 2003).....	4
Figura 4 – Bacias que compõem o Sistema de Riftes do Nordeste Brasileiro. (modificado de Matos, 1992).....	5
Figura 5 – Principais domínios geológicos da Província Borborema (adaptado de Bizzi <i>et al.</i> , 2003).....	6
Figura 6 – Mapa de localização e arcabouço tectônico da Bacia Potiguar, evidenciando as plataformas de Aracati e de Touros e o Rifte Potiguar, e ainda os altos internos. (Soares <i>et al.</i> , 2003).....	7
Figura 7 – Coluna estratigráfica da Bacia Potiguar (Pessoa Neto <i>et al.</i> , 2007).....	12
Figura 8 – Distribuição da produção de petróleo por bacia no Brasil, retirado do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Novembro 2012, ANP.....	13
Figura 9 – Distribuição da produção de gás natural por bacia no Brasil, retirado do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Novembro 2012, ANP.....	13
Figura 10 – Coluna estratigráfica da Bacia Potiguar, com indicação dos sistemas petrolíferos atuantes na área e destaque para o sistema Alagamar-Açu, (Bizzi <i>et al.</i> , 2003).....	14
Figura 11 – Mapa de localização dos poços e linhas sísmicas utilizadas para o estudo.....	16
Figura 12 – Exemplo de criação de perfil sintético no aplicativo <i>Syntool</i> para amarração entre dados de poço e linha sísmica.....	18
Figura 13 – Técnica de interpretação por loops visualizada em linhas de cor verde, editada do aplicativo <i>PowerView</i>	19
Figura 14 – Resultado de criação de perfil sintético do poço 1-RNS-024-RNS.....	21
Figura 15 – Resultado de criação de perfil sintético do poço 1-RNS-037-RNS.....	22
Figura 16 – Resultado de criação de perfil sintético do poço 1-RNS-062-RNS.....	23
Figura 17 – Resultado de criação de perfil sintético do poço 1-RNS-133-RNS.....	24
Figura 18 – Resultado de criação de perfil sintético do poço 1-RNS-139-RNS.....	25

Figura 19 – Perfil composto do poço 1-RNS-024-RNS recortado e editado.....	28
Figura 20 – Linha sísmica 0222-0382 apresentando as formações interpretadas com base na plotagem do poço 1-RNS-024-RNS.....	29
Figura 21 – Perfil composto do poço 1-RNS-037-RNS recortado e editado.....	32
Figura 22 – Linha sísmica 0222-0368_A apresentando as formações interpretadas com base na plotagem dos poços 1-RNS-024-RNS e 1-RNS-037-RNS.....	33
Figura 23 – Perfil composto do poço 1-RNS-062-RNS recortado e editado.....	36
Figura 24 – Linha sísmica 0222-0417 apresentando as formações interpretadas com base na plotagem do poço 1-RNS-062-RNS.....	37
Figura 25 – Perfil composto do poço 1-RNS-133-RNS recortado e editado.....	40
Figura 26 – Linha sísmica 0222-0360 apresentando as formações interpretadas com base na plotagem dos poços 1-RNS-133-RNS e 1-RNS-139-RNS.....	41
Figura 27 – Perfil composto do poço 1-RNS-139-RNS recortado e editado.....	44
Figura 28 – Linha sísmica 0222-0396 apresentando as formações interpretadas com base na plotagem do poço 1-RNS-139-RNS.....	45
Figura 29 – Grid da ocorrência e profundidades da Formação Pendência na área de estudo.	46
Figura 30 – Grid da ocorrência e profundidades da Formação Pescada na área de estudo....	47
Figura 31 – Grid da ocorrência e profundidades da Formação Alagamar na área de estudo.	47
Figura 32 – Linhas sísmicas 2D com suas localizações carregadas no software Geoprobe...	48
Figura 33 – Superfície criada a partir do mapeamento da Formação Pendência integrada às linhas sísmicas 2D.....	49
Figura 34 – Superfície criada a partir do mapeamento da Formação Pescada integrada às linhas sísmicas 2D.....	50
Figura 35 – Superfície criada a partir do mapeamento da Formação Alagamar integrada às linhas sísmicas 2D.....	51
Figura 36 – Todas as superfícies criadas integradas às linhas sísmicas 2D.....	52
Figura 37 – Superfícies criadas referentes às formações Pendência, Pescada e Alagamar integradas às linhas sísmicas 2D.....	53

Sumário

Agradecimentos	vi
Resumo	vii
Abstract	viii
Lista de Figuras	ix
1 INTRODUÇÃO	1
2 CONTEXTO GEOLÓGICO	4
2.1 Rifte Potiguar	7
2.2 Megassequências Sedimentares	8
2.2.1 Megassequência Continental	8
2.2.2 Megassequência Transicional	9
2.2.3 Megassequência Flúvio-Marinha	9
2.3 Estratigrafia da Bacia Potiguar	10
2.3.1 Grupo Areia Branca	10
3 SISTEMAS PETROLÍFEROS DA BACIA POTIGUAR	13
3.1 Sistema Petrolífero Alagamar-Açu	14
2.2 Campo de Ubarana	15
4 MATERIAL E MÉTODOS	16
4.1 Perfis Geofísicos	17
4.2 Calibragem e Amarração de Dados	18
4.3 Mapeamento Sísmico de Horizontes	19
5 RESULTADOS	20
5.1 Criação de Perfis Sintéticos	20
5.2 Mapeamento Sísmico	26
5.2.1 Poço 1-RNS-024-RNS	26
5.2.2 Poço 1-RNS-037-RNS	30
5.2.3 Poço 1-RNS-062-RNS	34
5.2.4 Poço 1-RNS-133-RNS	38
5.2.5 Poço 1-RNS-139-RNS	42
5.3 Gridagem e Criação de Superfícies de Mapeamento	46
5.4 Visualização de Elementos Integrados	48
6 CONCLUSÃO	54
Referências Bibliográficas	55

A história da exploração de petróleo na Bacia Potiguar seguiu um caminho inverso ao que aconteceu com a maioria das outras bacias brasileiras, isto é, as primeiras perfurações foram feitas na plataforma continental, sendo o primeiro campo, campo de Ubarana, descoberto em 1973. O início da exploração na parte terrestre da bacia ocorreu acidentalmente durante a perfuração de um poço de água para um hotel da cidade de Mossoró, no qual se encontrou óleo em reservatórios rasos (Anjos *et al.*, 1990).

A evolução tectonossedimentar da bacia teve início no Cretáceo Inferior, a partir do fraturamento do Supercontinente Gondwana, que resultou na separação das placas Sul-Americana e Africana. Sua evolução pode ser dividida em três estágios distintos, identificados por Bertani *et al.* (1990), sendo eles Rifte, Pós-rifte e Drifte. O foco deste trabalho, o Grupo Areia Branca, constitui as fases Rifte e Pós-rifte da bacia, e nele está localizada a Formação Alagamar, carbonatos lagunares intercalados por arenitos deltaicos, principal reservatório do Campo de Ubarana (que inclui também, como reservatórios arenitos da Formação Açú, não pertencente ao Grupo Areia Branca) (Pessoa Neto *et al.* 2007).

Devido à proximidade da 11ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratório, coordenada pela ANP com foco na nova fronteira de exploração, a Margem Equatorial Brasileira, estudos vêm sendo requeridos para o maior entendimento e avaliação da mesma. Sendo a Bacia Potiguar umas das bacias inclusas neste portfólio, e uma possível opção para a exploração de hidrocarbonetos, já que nela já foram descobertos campos de produção de grande relevância – Campo de Ubarana na porção *offshore* e Campo de Santo Amaro na porção *onshore* – esta foi escolhida como objeto deste estudo.

Este trabalho tem como objetivo a correlação de poços e análise e interpretação de linhas sísmicas 2D com ênfase no Grupo Areia Branca – formações Pendência, Pescada e Alagamar, sendo esta última a principal rocha reservatório (em conjunto com a Formação Açú, não pertencente a este grupo) do sistema petrolífero Alagamar-Açú, de grande relevância para a exploração da Bacia Potiguar. Como exemplo de exploração deste sistema petrolífero *offshore*, foi citado neste trabalho o Campo de Ubarana. Os poços e as linhas sísmicas foram distribuídos estrategicamente por uma área próxima ao campo e de grande disponibilidade de dados à serem estudados. Dentre os poços selecionados, está incluso em nossos dados o poço pioneiro do campo de gás natural de Guajá (1-RNS-139-RNS), declarado comercial em janeiro de 2003, não tendo, porém entrado em operação até o momento.

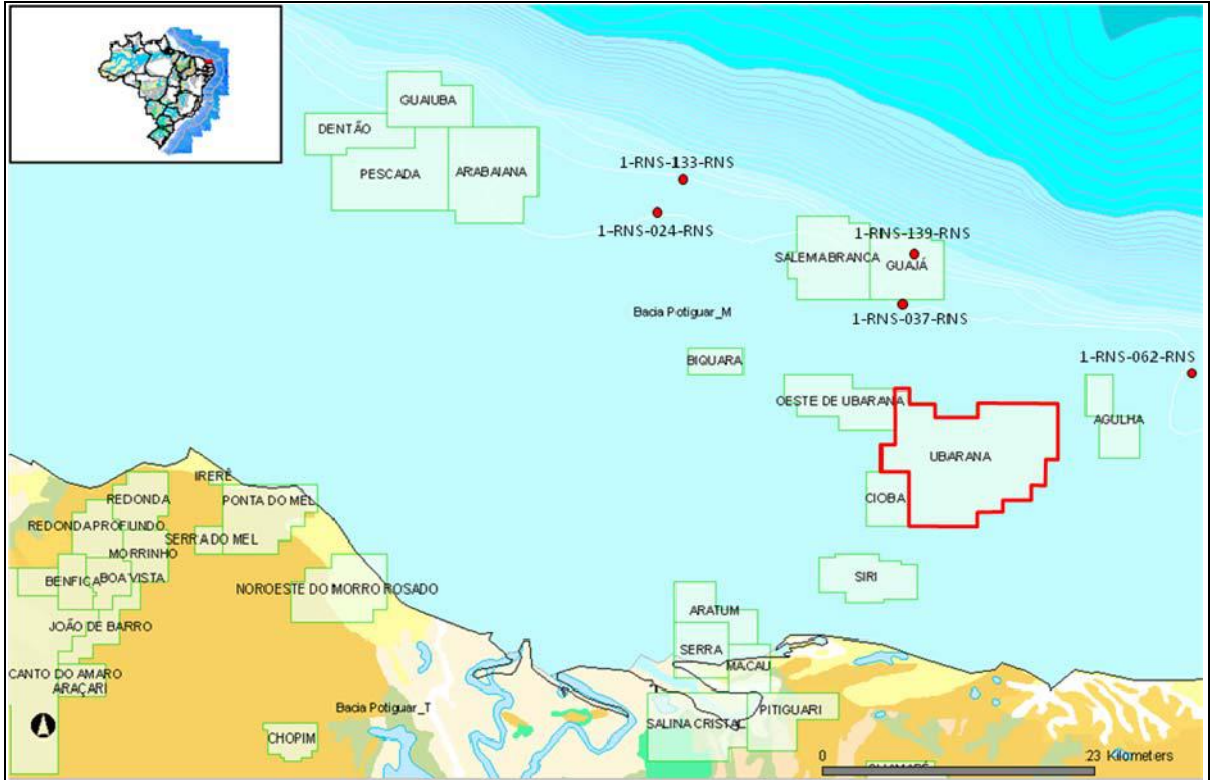


Figura 2 - Mapa de localização do Campo de Ubarana, Bacia Potiguar, apresentando os poços utilizados no estudo (ANP, 2013).

2 CONTEXTO GEOLÓGICO DA BACIA POTIGUAR

A Bacia Potiguar caracteriza-se como uma bacia de margem divergente, formada durante a separação das placas sul-americana e africana (Figura 3), com registro estratigráfico a partir do Neocomiano. Sua origem está relacionada com a abertura do oceano Atlântico Sul, evento o qual corresponde ao mesmo que caracterizou a instalação das bacias do Recôncavo, Tucano, Jatobá, Rio do Peixe, Araripe e Sergipe-Alagoas. Estas bacias, juntamente com a Bacia Potiguar, compõem o “Sistema de Riftes do Nordeste Brasileiro”, segundo Matos (1992) – Figura 4.

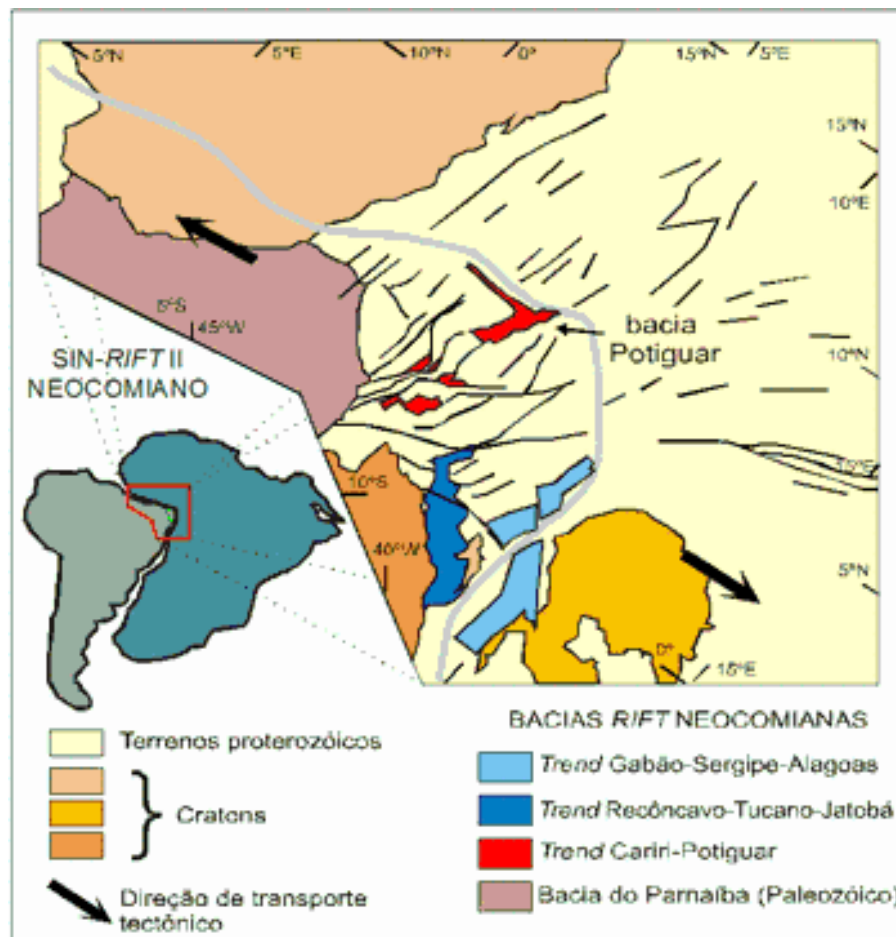


Figura 3 - Sistema de rifts cretáceos do Nordeste brasileiro originados em resposta ao processo de estiramento e afinamento crustal atuante na região durante a separação dos continentes sul-americano e africano – consequente abertura da Bacia Potiguar (Soares et al., 2003).

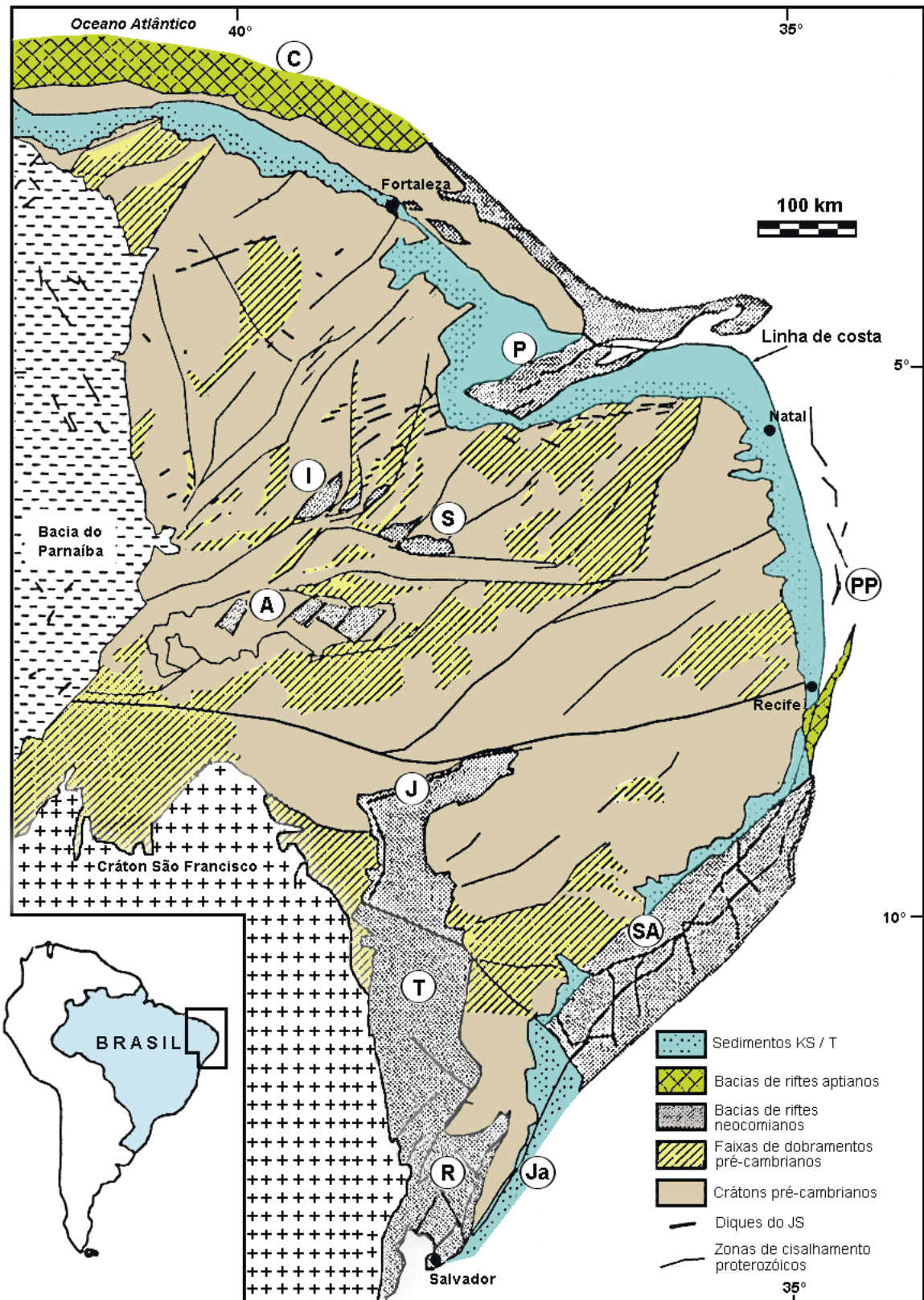


Figura 4 - Bacias que compõem o Sistema de Riftes do Nordeste Brasileiro (modificado de Matos, 1992). C - Ceará. P - Potiguar. I - Iguatu. S - Sousa. A - Araripe. R - Recôncavo. T - Tucano. J - Jatobá. SA - Sergipe-Alagoas. PP - Pernambuco-Paraíba. Ja - Jacuípe. Ca - Cabo.

As bacias que compõem o “Sistema de Riftes do Nordeste Brasileiro” desenvolveram-se sobre a Província Borborema, a qual é considerada como parte integrante do extenso sistema orogênico Brasileiro/Pan-Africano (Cassab, 2003), gerado pela convergência dos crátons Amazônico, São Luiz-Oeste Africano e São Francisco-Congo durante o Neoproterozoico e responsável pelo amalgamento do continente Gondwana (Figura 5) (Mabessone, 2002).

De acordo com Van Schmus *et al.* (1996), a Província Borborema é formada por um conjunto de grandes segmentos crustais geralmente limitados por extensas zonas de cisalhamento preferencialmente transcorrentes, os quais comportam proporções variadas de rochas do embasamento paleoproterozoico com núcleos arqueanos preservados, rochas supracrustais meso a neoproterozoicas e granitoides neoproterozoicos. Ao longo dos limites entre a Província Borborema e os crátons adjacentes, encontram-se zonas de distensão nas quais se desenvolveram bacias sedimentares, que foram ativas durante sucessivos períodos tectônicos, com uma certa superposição dos seus pacotes sedimentares acumulados (Mabessone, 2002).

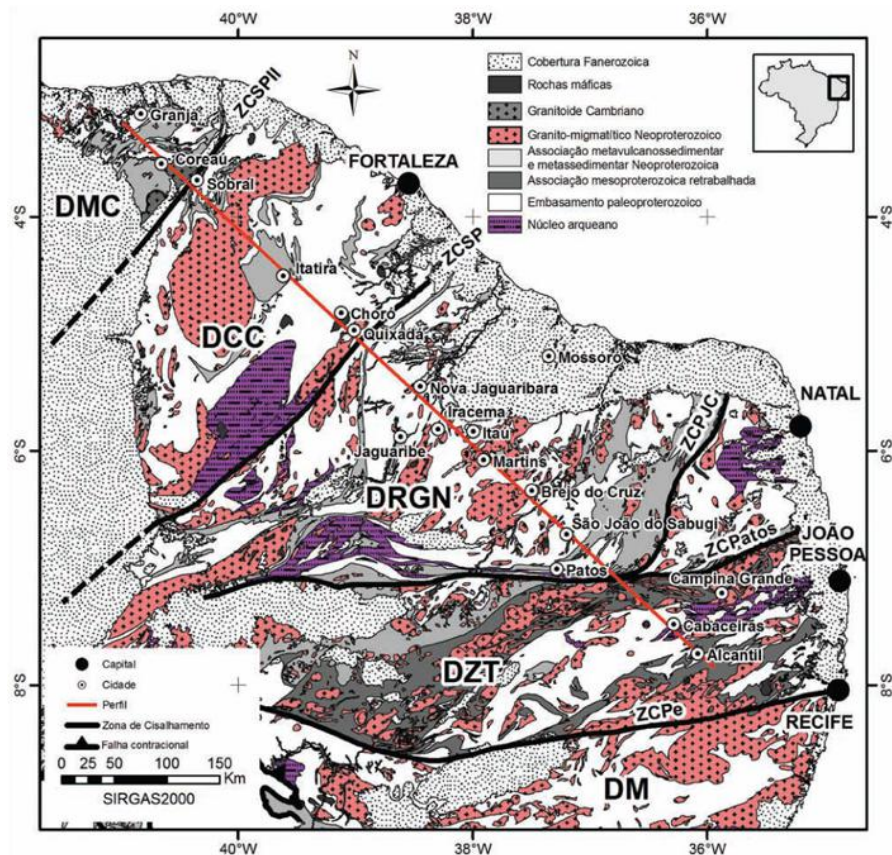


Figura 5 - Principais domínios geológicos da Província Borborema (Adaptado de Bizzi *et al.*, 2003). Domínios Tectônicos: DMC - Médio Coreaú; DCC - Ceará Central; DRGN - Rio Grande do Norte; DZT - Zona Transversal; e DM - Meridional. Zonas de Cisalhamento: ZCSPII – Sobral-Pedro II; ZCPJC – Picuí-João Câmara; ZCSP – Senador Pompeu; ZCPe – Pernambuco.

O padrão evolutivo geral dessas bacias que compõem o Sistema de Riftes do Nordeste Brasileiro, conforme Matos (1992) é o resultado do estiramento da litosfera associado à subsidência em dois estágios: rifteamento mecânico seguido de contração térmica.

No contexto da abertura do Atlântico Sul, a rotação diferencial dextral entre América do Sul e África gerou, na Província Borborema, um regime de esforços com distensão norte-sul e compressão leste-oeste, propiciando o desenvolvimento de diversas bacias de rifte sobre regimes transtrativo (caso do rifte Potiguar) e transpressivo (Soares *et al.*, 2003). De acordo com esses autores, são reconhecidos pelo menos três importantes estágios tectônicos em resposta à dinâmica das placas tectônicas durante o início da fragmentação de Gondwana, denominados de Sin-Rifte I, Sin-Rifte II e Sin-Rifte III. Acrescido a este conhecimento, três megassequências sedimentares caracterizam a evolução das bacias marginais e intracratônicas do Nordeste Brasileiro durante o Cretáceo: uma fase continental, seguida de uma transicional e finalizando com uma fase marinha, com a formação de uma plataforma carbonática, com eventos transgressivos e regressivos.

2.1 Rifte Potiguar

Como anteriormente explicitado, o Rifte Potiguar implantou-se sobre rochas do embasamento cristalino Pré-cambriano, pertencentes à Província Borborema e teve sua formação iniciada no Neocomiano, com reativação tectônica e a ruptura das rochas da província durante a abertura do Atlântico Sul (Figura 6).

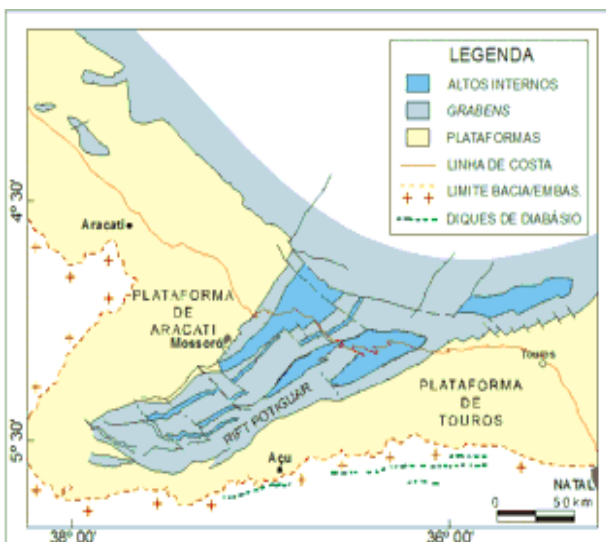


Figura 6 - Mapa de localização e arcabouço tectônico da Bacia Potiguar, evidenciando as plataformas de Aracati e de Touros e o Rifte Potiguar, e ainda os altos internos (Soares *et al.*, 2003).

Até os dias atuais vários modelos tectônicos têm sido propostos para a formação de tal rifte, com diferentes mecanismos e orientações de esforços, porém seguiremos neste trabalho o modelo mais atual, descrito a seguir.

De acordo com Matos (1992), a evolução do Rifte Potiguar ocorreu em duas fases. A primeira datada entre o Eoberriasiano e o Eobarremiano originou-se de esforços distensivos máximos de direção WNW-ESE, e foi responsável pela formação da bacia – principalmente a parte emersa, correspondendo ao estágio Sin-Rifte II da evolução das bacias do Nordeste Brasileiro. A segunda datada entre o Neobarremiano e o Eoaptiano originou-se por esforços distensivos máximos de direção E-W, sendo responsável pela ruptura da parte submersa da bacia, correspondendo ao estágio Sin-Rifte III.

2.2 Megassequências sedimentares

2.2.1 Megassequência Continental

A primeira das megassequências sedimentares do registro estratigráfico da Bacia Potiguar corresponde à Megassequência Continental. Essa se associa à fase Rifte e envolve, nessa bacia, espessa sedimentação fluvial e lacustre, iniciando-se no Neocomiano (Cassab, 2003). Os três estágios tectônicos descritos por Soares *et al.*, (2003) – Sin-Rifte I, Sin-Rifte II e Sin-Rifte III – estão inseridos nessa megassequência, sendo que estágio Sin-Rifte I não tem registro na bacia Potiguar.

O estágio Sin-Rifte II tem seu início indeterminado, entre o Neoberriasiano e o Eobarremiano, e caracteriza-se pelo desenvolvimento das bacias rifte intracontinentais controladas por falhas de rejeito preferencialmente normal, definido meio-grabens assimétricos. Foi gerado, neste período, todo o sistema de riftes cretáceos do Nordeste brasileiro. Cassab (2003) acrescenta que, posteriormente ao estiramento da crosta provocando a formação de riftes com grábens assimétricos, ocorreu o preenchimento dos mesmos inicialmente por depósitos gravitacionais de lago profundo e depois por lobos deltaicos progradantes. Na Bacia Potiguar, essas calhas tectônicas foram preenchidas por sedimentos flúvio-deltaicos e lacustrinos da Formação Pendência.

O estágio Sin-Rifte III, também de início indeterminado (Neobarremiano ou Eoaptiano), teve seu processo distensivo concentrado na deformação ao longo da futura margem continental, causando uma grande mudança na cinemática do rifte. Na Bacia Potiguar, essa mudança provocou um deslocamento do eixo de rifteamento para a porção

submersa da bacia, ao mesmo tempo em que causou soerguimento e erosão na porção emersa, que passou a se comportar como ombreira do novo rifte. Houve a mudança da direção do transporte tectônico de NNW para E-W, em resposta ao início do processo de deriva continental. Os registros dessa fase na Bacia Potiguar são restritos à porção submersa, sendo eles ainda sedimentos da Formação Pendência, sobrepostos por sedimentos de cunha clástica sintectônica da Formação Pescada.

2.2.2 Megassequência Transicional

Durante o Neoptiano, inicia-se a deposição da Megassequência Transicional (Pós-rifte), sobre uma forte discordância angular, em resposta ao início de uma subsidência tectônica lenta e generalizada (Soares *et al.*, 2003). Essa sequência é constituída pelos sedimentos de ambiente flúvio-deltaico e transicional da Formação Alagamar, separados por sedimentos correspondentes às Camadas Ponta do Tubarão, que sugerem a primeira incursão marinha na bacia.

2.2.3 Megassequência Flúvio-marinha

Essa megassequência apresenta duas fases: transgressiva e regressiva.

A partir do Albiano, tem início a deposição da sequência flúvio-marinha transgressiva na Bacia Potiguar, representada pelos sedimentos siliciclásticos das formações Açú e Quebradas, bem como pelo desenvolvimento mais restrito de uma plataforma carbonática albiana denominada de Formação Ponta do Mel (Soares *et al.*, 2003). A transgressão máxima do sistema ocorreu entre o Cenomaniano e o Turoniano, culminando no afogamento dos sistemas fluviais da Formação Açú, criando espaço para a implantação de uma plataforma carbonática, denominada Formação Jandaíra.

A sequência regressiva tem início após um forte evento erosivo no Neocampaniano. Seu registro sedimentar na bacia é constituído por sistemas de leques costeiros, plataformas e talude, depositados entre o Neocampaniano e o Recente, representados respectivamente pelas formações Barreiras, Tibau/Guamaré e Ubarana.

2.3 Estratigrafia da Bacia Potiguar

De acordo com Pessoa Neto *et al.* (2007), a estratigrafia da Bacia Potiguar é dividida em três grupos distintos, sendo eles:

- Grupo Areia Branca, compreendendo as fases Rifte e Pós-rifte da bacia, sendo constituído pelas formações Pendência, Pescada e Alagamar;
- Grupo Apodi, iniciando a fase Drifte, constituído pelas formações Açú, Ponta do Mel, Quebradas e Jandaíra; e
- Grupo Agulha, continuando a fase Drifte, com as formações Ubarana, Guamaré, Tibau e Barreiras.

São encontrados, ainda, pulsos magmáticos distribuídos pela bacia:

- Magmatismo Rio Ceará-Mirim, com diques de diabásio de direção E-W, relacionados à gênese do rifte de Potiguar ($132,2 \pm 1$ Ma);
- Magmatismo Serra do Cuó, com derrames de basalto com tendência alcalina ($93,1 \pm 0,8$ Ma); e
- Evento Macau, com basaltos ocorrendo intercalados aos sedimentos de sequência regressiva ($48,9 \pm 2,9$ Ma; $31,4 \pm 1,5$ Ma; $24,4 \pm 1,8$ Ma; $14,7 \pm 0,9$ Ma; $8,1 \pm 0,7$ Ma).

2.3.1 Grupo Areia Branca

Este grupo compreende as fases rifte e pós-rifte da Bacia Potiguar e seu conteúdo baseia-se predominantemente em sedimentos clásticos, sobrepostos ao embasamento cristalino de forma discordante. Dele fazem parte as formações Pendência, Pescada e Alagamar (Figura 7).

- Formação Pendência: arenito fino, médio e grosso, cinza-esbrabquiçado, com intercalações de folhelho e siltito cinzento. Esta unidade ocorre preferencialmente preenchendo os baixos estruturais de grande porte, sincônicos a sua deposição. Os sistemas deposicionais interpretados para esta formação apontam para leques aluviais associados a falhamentos e sistemas flúvio-deltáicos progradando sobre pelitos lacustres, entremeados por frequentes turbiditos (Della Fávera, 1994).

- Formação Pescada: arenito branco médio e arenito cinzento fino, com intercalações de folhelho e siltito cinzento. Os contatos inferior, com a Formação Pendência, e superior, com a Formação Alagamar, são discordantes. O principal sistema deposicional responsável pela deposição destes sedimentos é o de leques aluviais coalescentes, mas há também sistemas flúvio deltáicos com pelitos lacustres entremeados por turbiditos (Araripe & Feijó, 1994).

- Formação Alagamar: seção carbonática sotoposta em discordância à Formação Açú. Seu contato inferior também é discordante sobre as formações Pescada ou Pendência, ou sobre o embasamento. Esta unidade é constituída por dois membros, separados por uma seção pelítica informalmente denominada de Camada Ponta do Tubarão. O Membro Upanema, basal, caracteriza-se por arenito fino e grosso, cinzento e folhelho cinza-esverdeado; as Camadas Ponta do Tubarão são formadas por calcarenito e calcilito ostracoidais e folhelho escuro euxínico; e o Membro Galinhos é predominantemente pelítico, com folhelho cinza-escuro e calcilito creme-claro. Os sistemas deposicionais interpretados são flúvio-deltaico (Upanema), lagunar (Ponta do Tubarão) e nerítico (Galinhos), conforme Souza (1982).

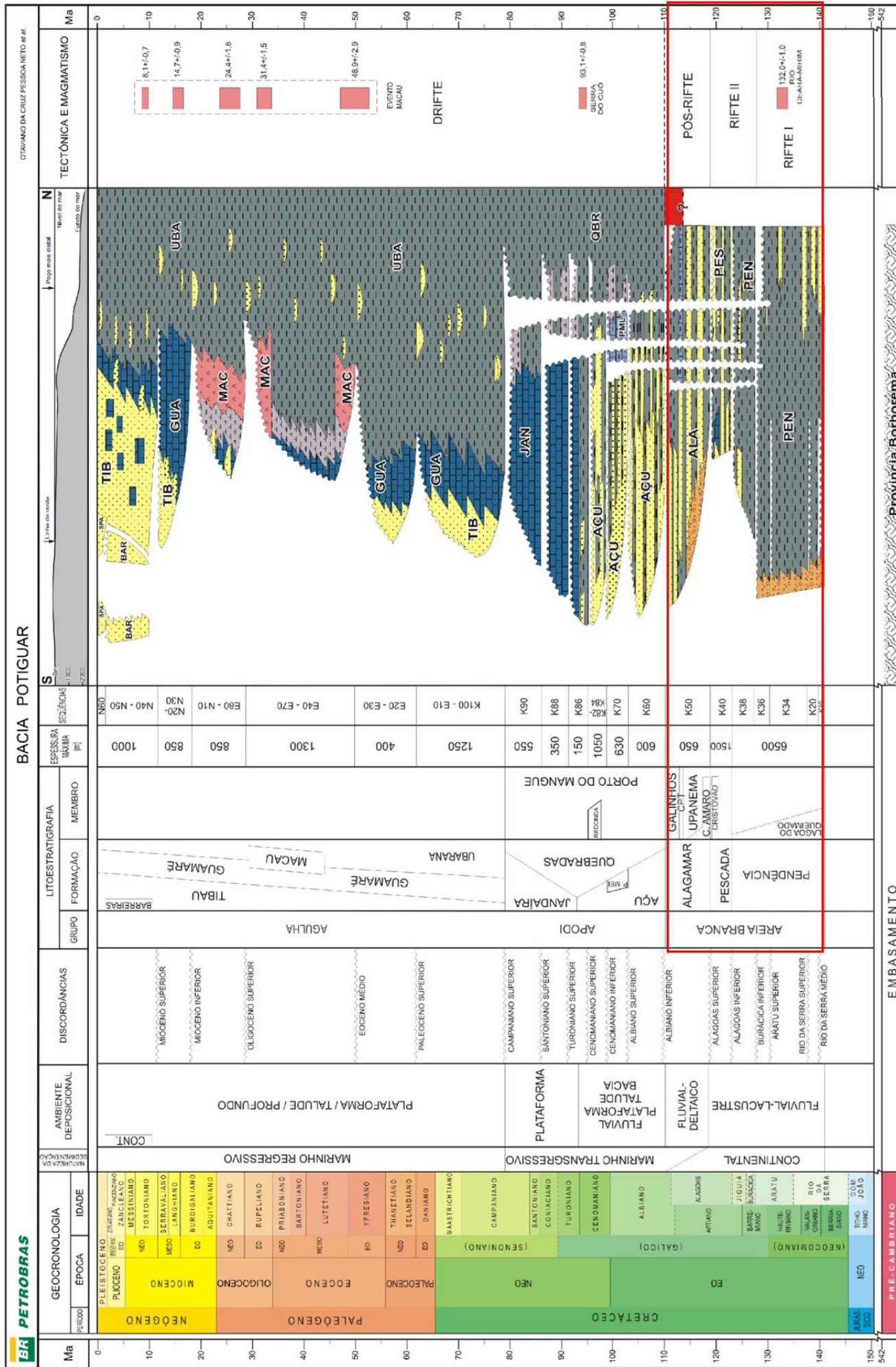


Figura 7 – Coluna estratigráfica da Bacia Potiguar por Pessoa Neto et al. (2007), ressaltando o Grupo Areia Branca.

3 SISTEMAS PETROLÍFEROS DA BACIA POTIGUAR

A Bacia Potiguar é classificada como a quinta maior produtora de hidrocarbonetos do Brasil, 60.881 bbl/d de petróleo, 1.515 mm³/d de gás natural e 70.431 boe/d de produção total, de acordo com o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Novembro 2012, liberado pela ANP (Figuras 8 e 9). É a bacia de maior produção *onshore*, tendo como seu maior campo produtor o Campo do Amaro. Na porção *offshore* da bacia, tem-se como grandes campos produtores de petróleo os campos de Pescada e Ubarana, produzindo principalmente a partir das formações Alagamar e Açú (Bizzi *et al.*, 2003).

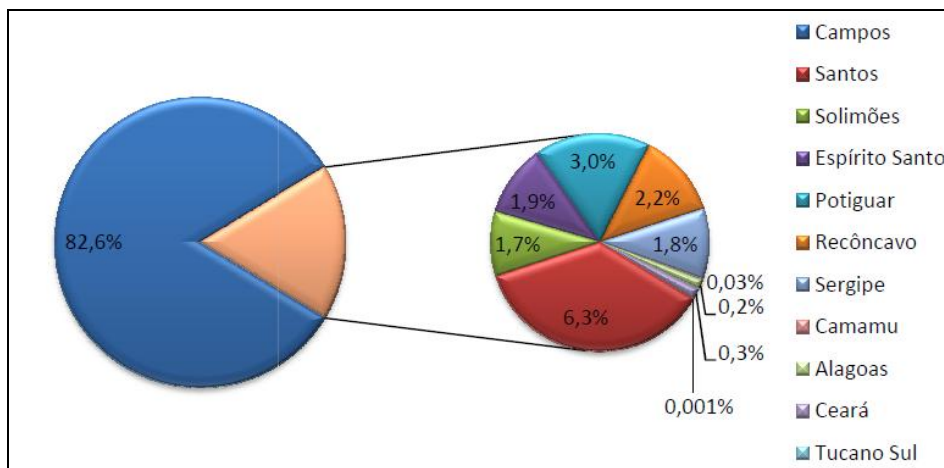


Figura 8 – Distribuição da produção de petróleo por bacia no Brasil, retirado do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Novembro 2012 – SDP/ANP.

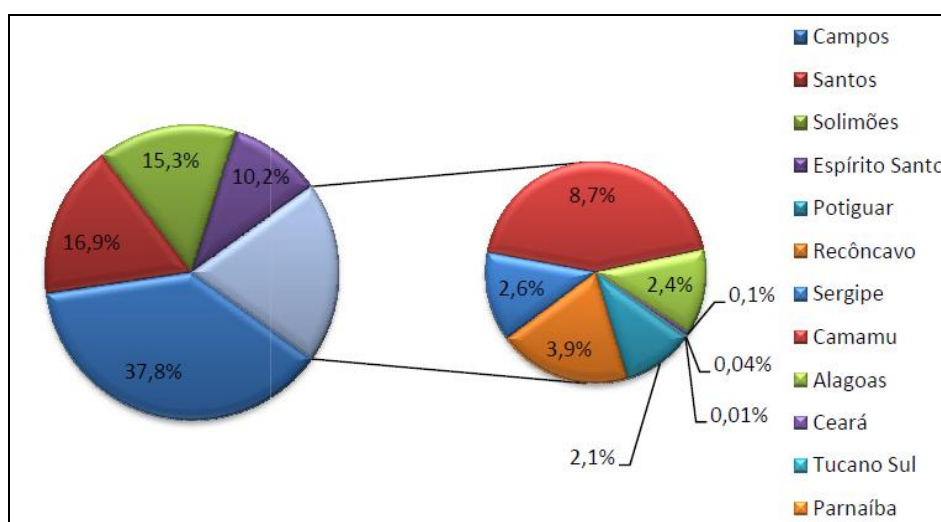


Figura 9 – Distribuição da produção de gás natural por bacia no Brasil, retirado do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Novembro 2012 – SDP/ANP.

3.1 Sistema Petrolífero Alagamar-Açu

Segundo Souto Filho *et al.* (2000), o sistema petrolífero Alagamar-Açu (Figura 10) inclui como geradores os folhelhos marinho-evaporíticos de idade aptiana da Formação Alagamar, com querogênio dos tipos I e II, contendo teores de carbono orgânico de até 6%, exibindo espessura máxima de 200m. Tais rochas alcançam condições de geração apenas na porção *offshore* da bacia, o que implica em processos de migração a longa distância por *carrier beds* e superfícies de discordância (Bizzi *et al.*, 2003).

Os reservatórios desse sistema são os arenitos fluvio-eólicos da Formação Açu, de idade albiana. A circulação hidráulica, pelo fato de ser esta unidade importante aquífero ativo na bacia, exerce grande influência sobre a migração e a acumulação de hidrocarbonetos. Localmente, variações laterais de fácies exercem forte controle no traqueamento das acumulações petrolíferas da Formação Açu. Acumulações representativas do sistema Alagamar-Açu são Campo do Amaro, Ubarana, Salina Cristal, Ponta do Mel, Mossoró e Macau (Bizzi *et al.*, 2003).

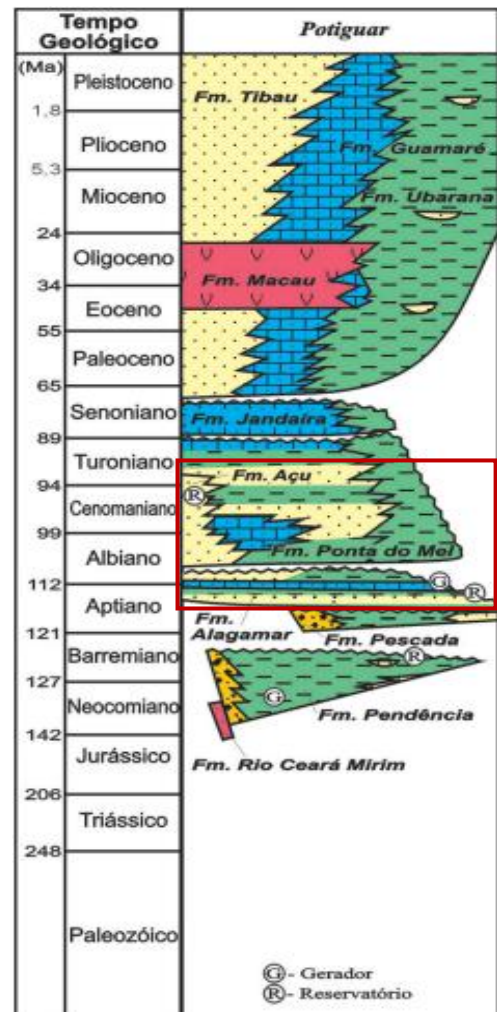


Figura 10 – Coluna estratigráfica da Bacia Potiguar, com indicação dos sistemas petrolíferos atuantes na área e destaque para o sistema Alagamar-Açu (Bizzi *et al.*, 2003).

3.2 Campo de Ubarana

Utilizado como exemplo para o sistema petrolífero Alagamar-Açu – arenitos da formação Alagamar pertencentes ao Grupo Areia Branca – este campo foi descoberto em 1973 pelo poço pioneiro 1-RNS-003-RNS, a acumulação ocorre em arenitos flúvio-deltaicos de idade aptiana da Formação Alagamar e em arenitos da Formação Açu, esses de continuidade lateral bastante limitada. De acordo com Preda (1988), a área do campo é de 46 km² e a reserva é de 82 milhões de barris, sendo a densidade do óleo variável entre 32° e 40° API (Bizzi *et al.*, 2003).

Os reservatórios principais do campo são arenitos da Formação Alagamar-Membro Upanema, que ocorrem na área a profundidades entre 2.200 e 2.600 m. Trata-se de depósitos de ambiente costeiro, incluindo deltas e lagunas que se arranjam em ciclos de avanço e recuo da paleolinha de costa (Okada, 1982). De acordo com Ramos (1990), estes arenitos apresentam permoporosidade original sensivelmente alterada por processos diagenéticos. Uma das zonas produtoras é em coquinas de pelecípodes, que se intercalam a arenitos de *shoreface*. Intercalações de folhelhos e de arenitos bioturbados e processos diagenéticos secundários com formação de argilas prejudicam as condições permoporosas dos reservatórios portadores de hidrocarbonetos. As porosidades observadas em Ubarana são da ordem de 9% a 18%, e as permeabilidades muito baixas, o que exige rotineiras intervenções para estimulação das zonas produtoras (Bizzi *et al.*, 2003).

4 MATERIAL E MÉTODOS

Para o presente estudo, foram utilizados perfis geofísicos e perfis litológicos de cinco poços localizados ao entorno do Campo de Ubarana, sendo eles: 1-RNS-024-RNS, 1-RNS-037-RNS, 1-RNS-062-RNS, 1-RNS-133-RNS e 1-RNS-139-RNS. Foram também utilizadas sete linhas sísmicas 2D para correlação entre esses poços – linhas 0222-0355, 0222-0360, 0222-0368_A, 0222-0382, 0222-0396, 0222-0413, 0222-0417 (Figura 11). Todo esse material foi obtido através do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP)/ANP.

Os poços selecionados se localizaram próximos ao Campo de Ubarana devido à maior disponibilidade de dados e ao campo ter como sistema petrolífero o Alagamar-Açu, com arenitos pertencentes ao Grupo Areia Branca. Inicialmente foram escolhidos os poços e posteriormente as linhas sísmicas que os abrangessem, possibilitando o mapeamento de horizontes.

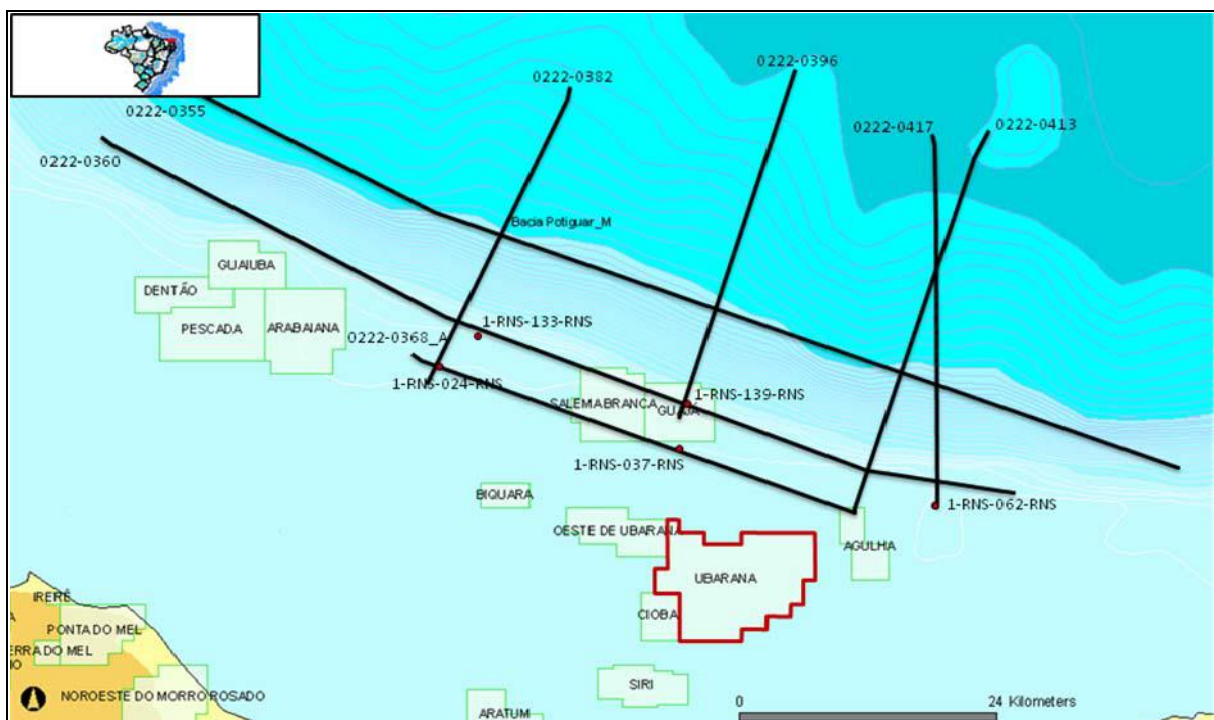


Figura 11 - Mapa de localização dos poços e linhas sísmicas utilizadas para o estudo (ANP, 2013).

4.1 Perfis Geofísicos

Os perfis geofísicos utilizados na correlação de poços foram os perfis de raio-gama (GR), resistividade profunda (ILD), densidade (RHOB) e sônico (DT).

A ferramenta de raios gama (GR) mede a radioatividade natural das formações, emitida pelos elementos U, Th e K presentes nas rochas, o que é acompanhado por emissão de partículas α , β e γ e geração de calor. Os raios gama (GR) podem ser entendidos como ondas eletromagnéticas de alta energia emitidas por elementos radioativos - ^{232}U , ^{238}Th e ^{40}K . Sua unidade é o grau API. No perfil GR em rochas sedimentares, a curva de raios gama reflete o conteúdo argiloso da rocha, pois os elementos radioativos tendem a se concentrar em minerais argilosos e, por conseguinte, em folhelhos. As formações “limpas”, arenitos quartzosos, por exemplo, têm um nível radioativo baixo. Arenitos feldspáticos, no entanto, apresentam alto índice radioativo devido à alta concentração de K. É comumente utilizado para identificação litológica e estimativa de argilosidade tanto qualitativa quanto quantitativa. Neste estudo, porém, não pôde ser observada a interferência da composição dos arenitos nas medições de GR, devido à ausência de informações de petrografia das rochas analisadas.

A ferramenta de resistividade (ILD) determina a resistividade da formação (R_t) - propriedade física de uma determinada substância de oferecer resistência para a circulação de corrente elétrica. O princípio da resistividade é fundamental para a identificação de hidrocarbonetos em perfis, já que os mesmos são maus condutores, registrando resistividades elevadas. A água salgada, devido aos ions de Na^+ e Cl^- dissolvidos, é boa condutora, resultando baixas resistividades em perfis. Outras aplicações para os perfis de resistividades são a identificação de contatos entre fluidos, exemplo contato óleo/água, e o cálculo de saturação de água. Sua unidade é o ohm.m.

A ferramenta de densidade (RHOB) detecta os raios-gama defletidos pelos elétrons orbitais dos elementos componentes das rochas, após terem sido emitidos por uma fonte situada dentro do poço. Além da densidade das camadas, permite o cálculo da porosidade e a identificação de zonas de gás, óleo e água. Sua unidade usual é g/cm^3 .

A ferramenta sônica (DT) determina o tempo que uma onda sonora compressional necessita para percorrer certa distância na formação – sendo denominado tempo de trânsito (Δt) – em função da litologia e da porosidade. O tempo gasto pela onda sonora para percorrer uma mesma distância fixa nos sólidos é bem menor do que nos líquidos e nos gases. O perfil sônico é utilizado para estimativas de porosidade na correlação de poços, estimativas do grau de compactação das rochas, detecção de fraturas e apoio à sísmica para o cálculo do

sismograma sintético. Uma rocha com maior porosidade mostrará um tempo de trânsito maior do que uma com menor porosidade. Consequentemente, o perfil sônico mostra uma relação direta entre o tempo de propagação do som, a porosidade das rochas e consequentemente a densidade. Sua unidade é o $\mu\text{sec}/\text{ft}$.

4.2 Calibragem e Amarração de Dados

Após a obtenção dos dados geofísicos e de poços requisitados ao BDEP, os mesmos foram carregados no *software* de exploração e produção *OpenWorks*, utilizando o sistema operacional *Linux*. O aplicativo *Syntool* da suíte *OpenWorks* foi utilizado para amarração de dados de poços e dados sísmicos (Figura 11). Esta amarração consiste na criação de um perfil sintético baseando-se na conversão das unidades de profundidade obtidas nos *picks* do poço, como por exemplo, *water depth* (WD), *total vertical depth sub sea* (TVDSS) e limites das formações Pendência, Pescada e Alagamar em unidades de tempo, como se apresentam as linhas sísmicas adquiridas (Figura 12). Nesta etapa foram também utilizadas análises das respostas dos perfis geofísicos GR, ILD, RHOB e DT.

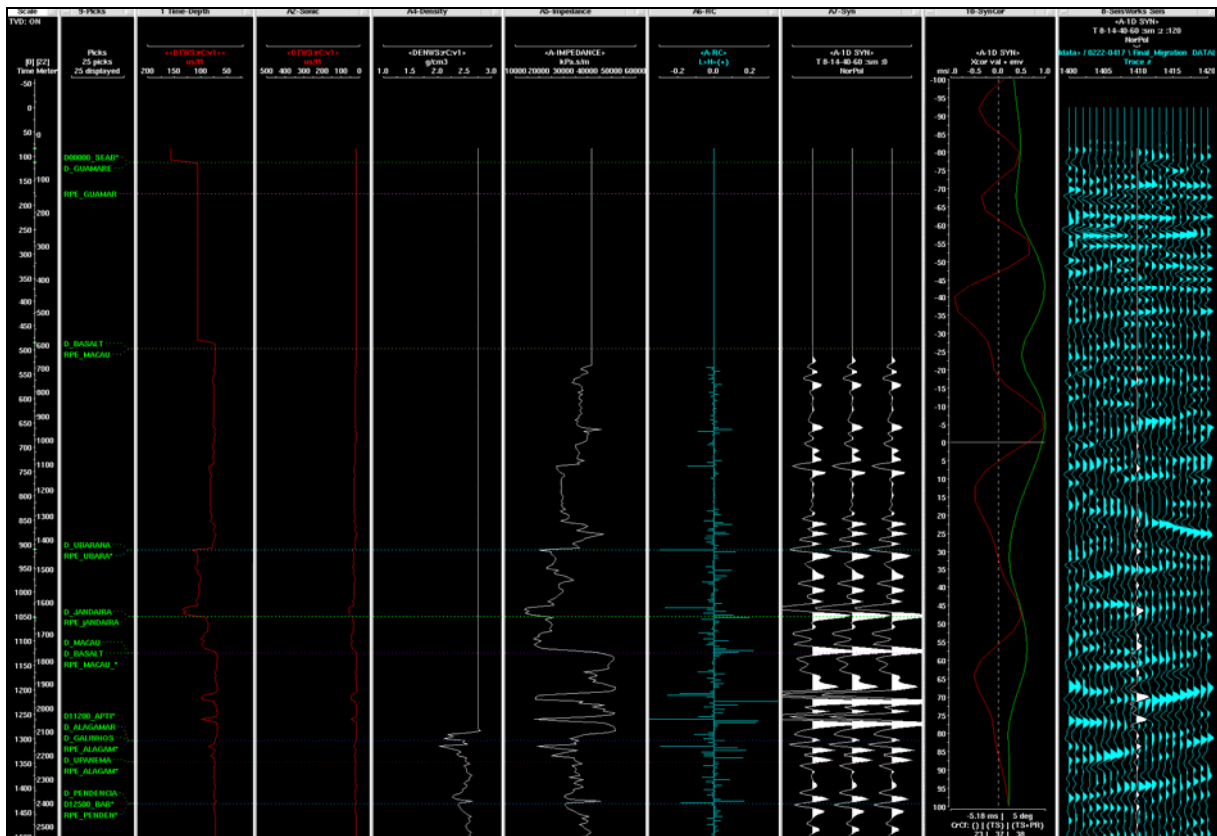


Figura 12 – Exemplo de criação de perfil sintético no aplicativo Syntool para amarração entre dados de poço e linha sísmica.

4.3 Mapeamento Sísmico de Horizontes

Após a calibragem dos poços e sua amarração nas linhas sísmicas 2D, iniciou-se a etapa de interpretação utilizando o aplicativo *PowerView*. A finalidade no presente trabalho é a obtenção do mapeamento de horizontes de interesse – topo e base das formações Alagamar, Pescada e Pendência. A interpretação se dá pela técnica de análise e acompanhamento de refletores sísmicos, em conjunto com a leitura dos dados obtidos nos perfis geofísicos, neste caso principalmente perfis de raio-gama (GR) e sônico (DT).

Neste trabalho foi utilizada principalmente a técnica por *loops* (Figura 13) para melhor interpretação de refletores sísmicos, dando preferência pelas informações obtidas em linhas DIP. Assim foi possível interpretar linhas sísmicas que não apresentavam-se diretamente amarradas à poços. A técnica de interpretação por *loops* consiste em uma interpretação de linhas que se cruzam e formam uma figura fechada, no caso retângulos, onde as interpretações das formações possam ser cruzadas e comparadas.

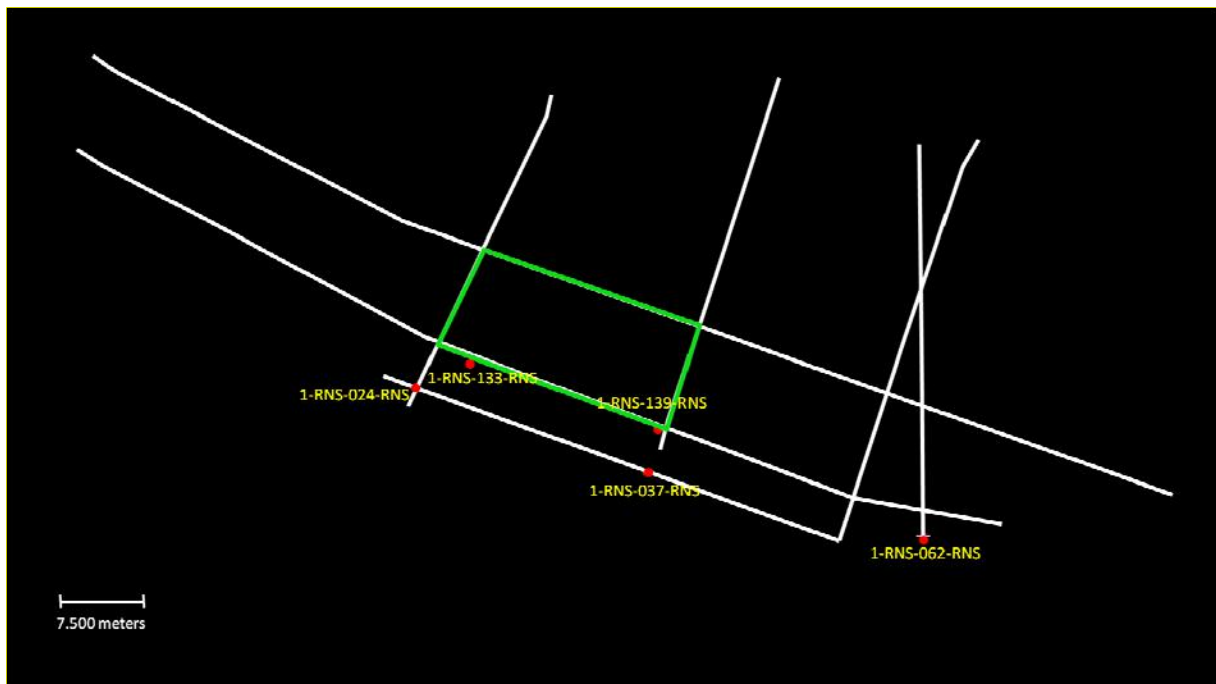


Figura 13 – Técnica de interpretação por loops visualizada em linhas de cor verde, editada do aplicativo *PowerView*.

Tendo finalizado o mapeamento de horizontes sísmicos, as linhas 2D interpretadas foram posteriormente carregadas no programa *Geoprobe*, para uma melhor visualização.

5 RESULTADOS

5.1 Criação de Perfis Sintéticos

Como primeira etapa dos estudos e primeiros resultados, obteve-se a criação de perfis sintéticos e tabelas de conversão tempo-profundidade dos poços, que pudessem relacionar os dados dos poços obtidos, que se encontravam em unidade de profundidade, com as linhas sísmicas 2D, que se encontravam em unidade de tempo. Sendo assim, primeiramente os poços foram amarrados e calibrados no aplicativo *Syntool* tendo como base seus perfis geofísicos DT e RHOB. Os intervalos dos poços utilizados para a correlação foram definidos através dos *picks de topos* e bases das formações Alagamar, Pendência e Pescada, obtidos através dos perfis compostos dos poços. Foram então criadas curvas sintéticas, calibradas de acordo com a linha sísmica 2D próxima à localização do poço a ser amarrado.

Os pares de poço/linha sísmica 2D utilizados para amarração foram: poço 1-RNS-024-RNS e linha sísmica 0222-0382 (Figura 14); poço 1-RNS-037-RNS e linha sísmica 0222-0368_A (Figura 15); poço 1-RNS-062-RNS e linha sísmica 0222-0417 (Figura 16); poço 1-RNS-133-RNS e linha sísmica 0222-0360 (Figura 17); poço 1-RNS-139-RNS e linha sísmica 0222-0360 (Figura 18). No caso do poço 1-RNS-139-RNS, deve ser ressaltado que a linha sísmica de maior proximidade para ser utilizada na amarração do poço seria a de nome 0222-0396, porém como a localização do poço plotado na sísmica se encontrava em uma porção mais proximal da linha sísmica e bastante afetada por ruídos, foi preferível a utilização da sísmica 0222-0360, também próxima ao mesmo.

É importante observar que os poços em questão foram calibrados e amarrados a linhas sísmicas de localização próxima e não exata. Sendo assim, pequenos erros de projeção são esperados e aceitos, tendo sido utilizada uma projeção máxima poço/linha sísmica de 1.100m.

Após as criações dos perfis sintéticos, foi então possível o início da fase de mapeamento de horizontes stratigráficos de interesse.

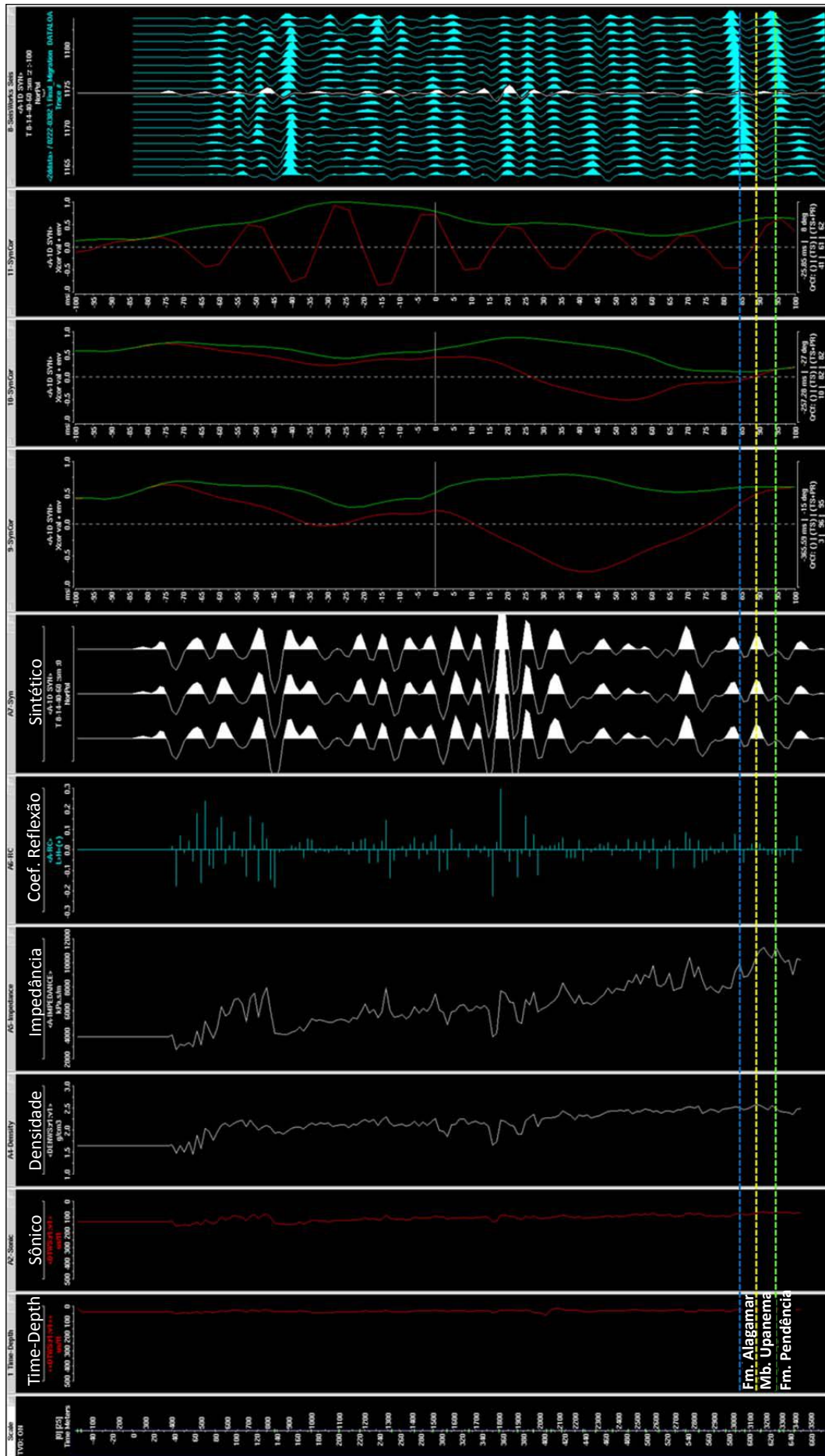


Figura 14 – Resultado de criação de perfil sintético do poço I-RNS-024-RNS.

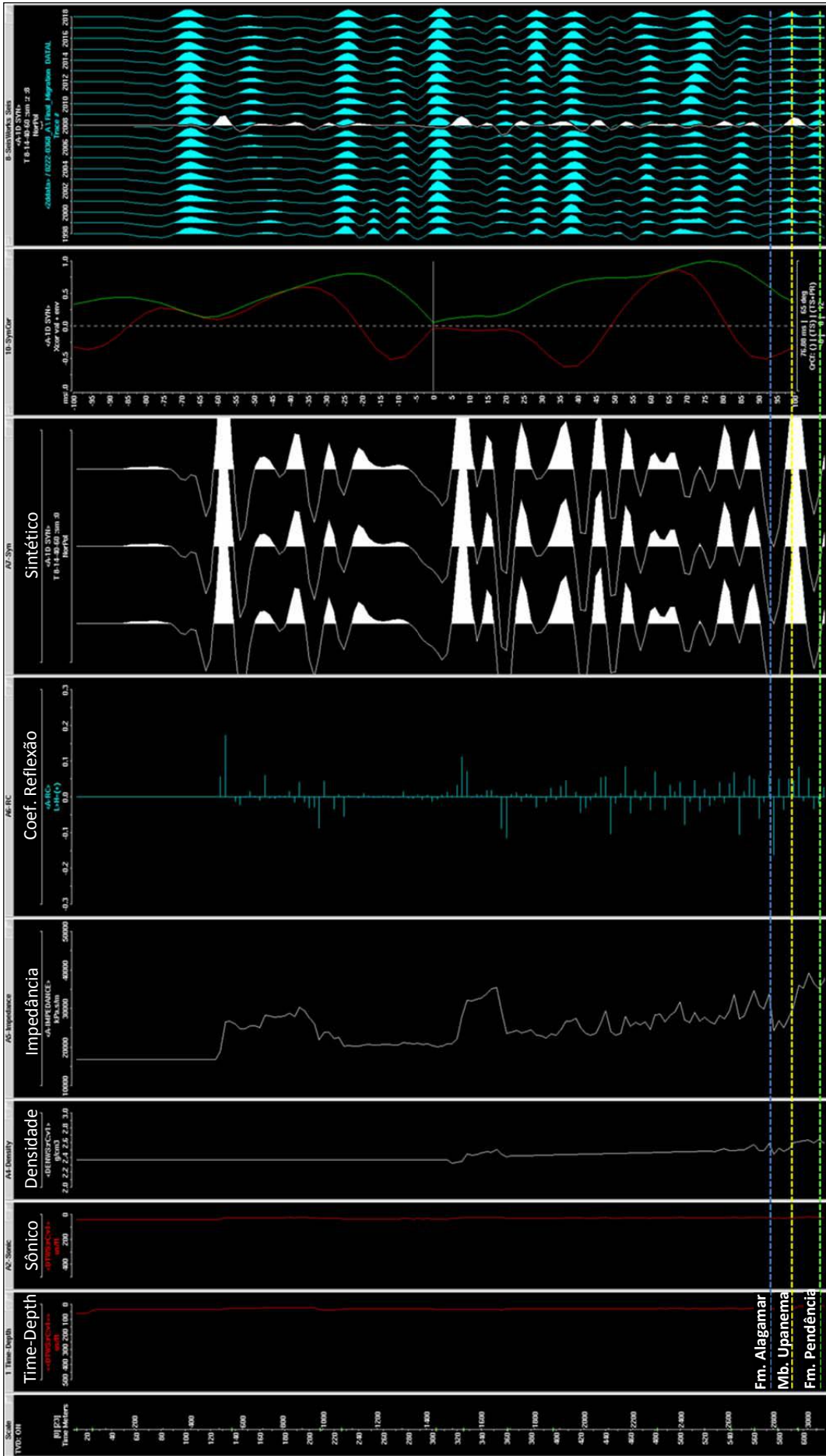


Figura 15 – Resultado de criação de perfil sintético do poço 1-RNS-037-RNS.

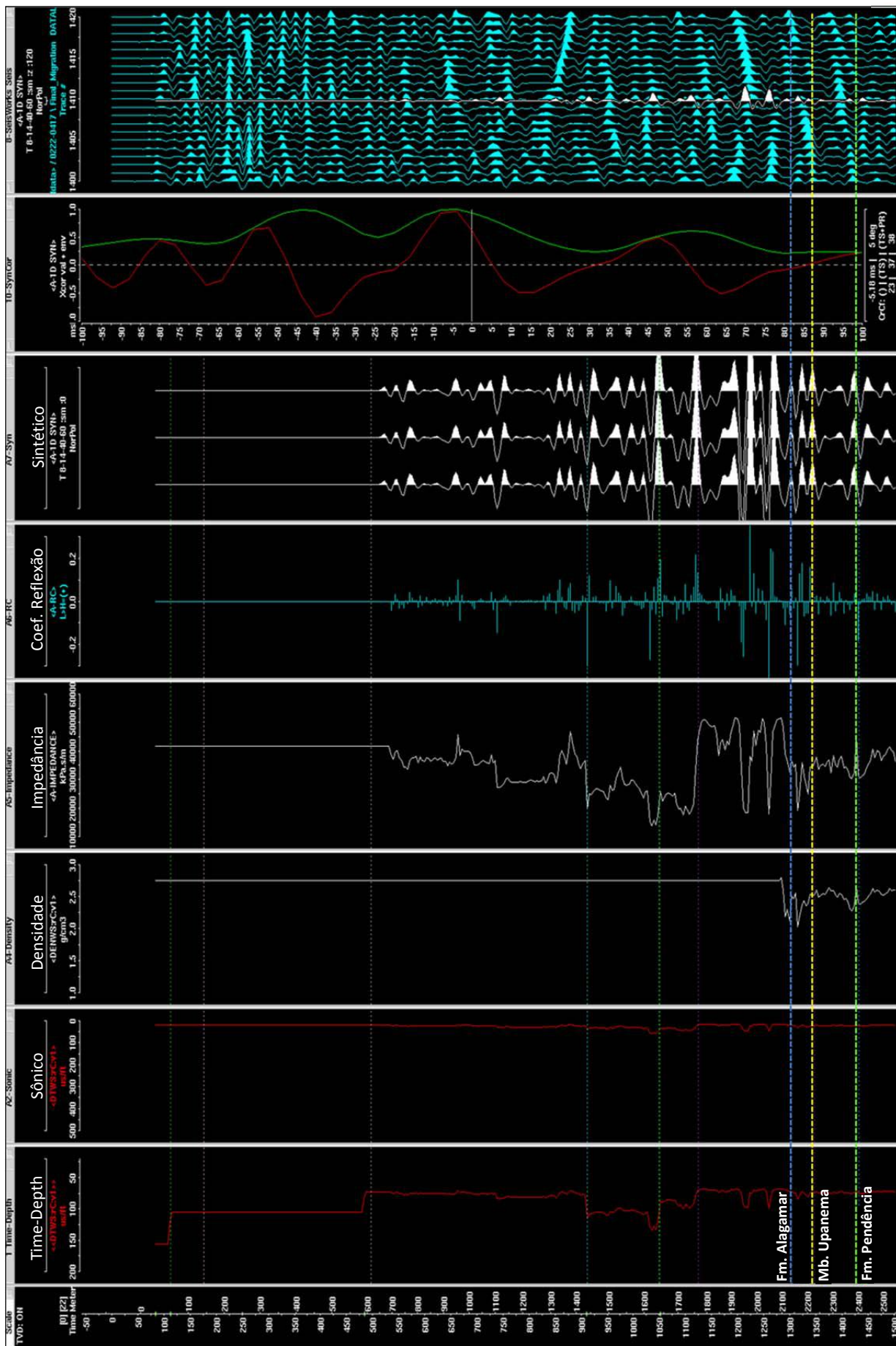


Figura 16 – Resultado de criação de perfil sintético do poço 1-RNS-062-RNS.

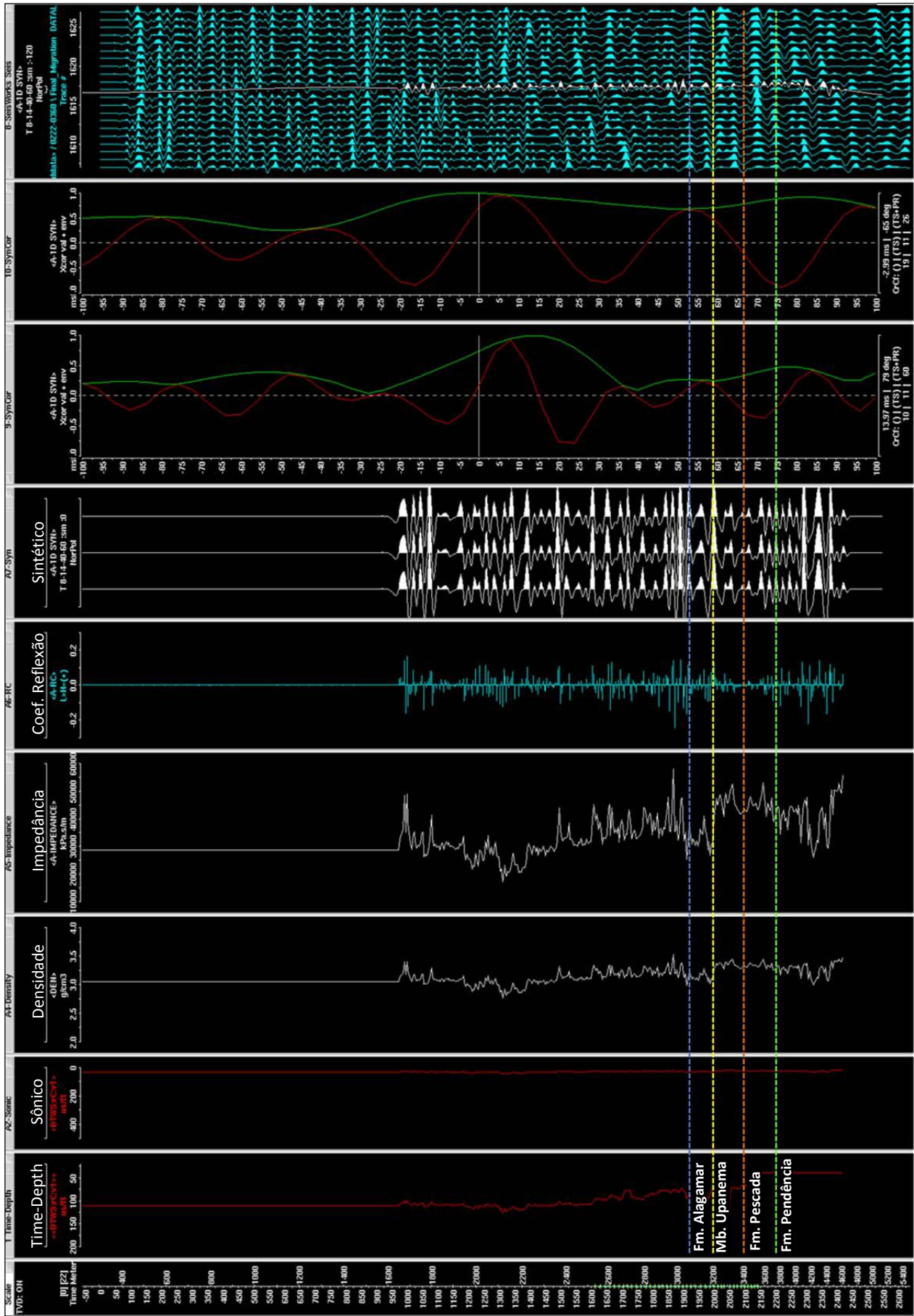


Figura 17 – Resultado de criação de perfil sintético do poço I-RNS-133-RNS.

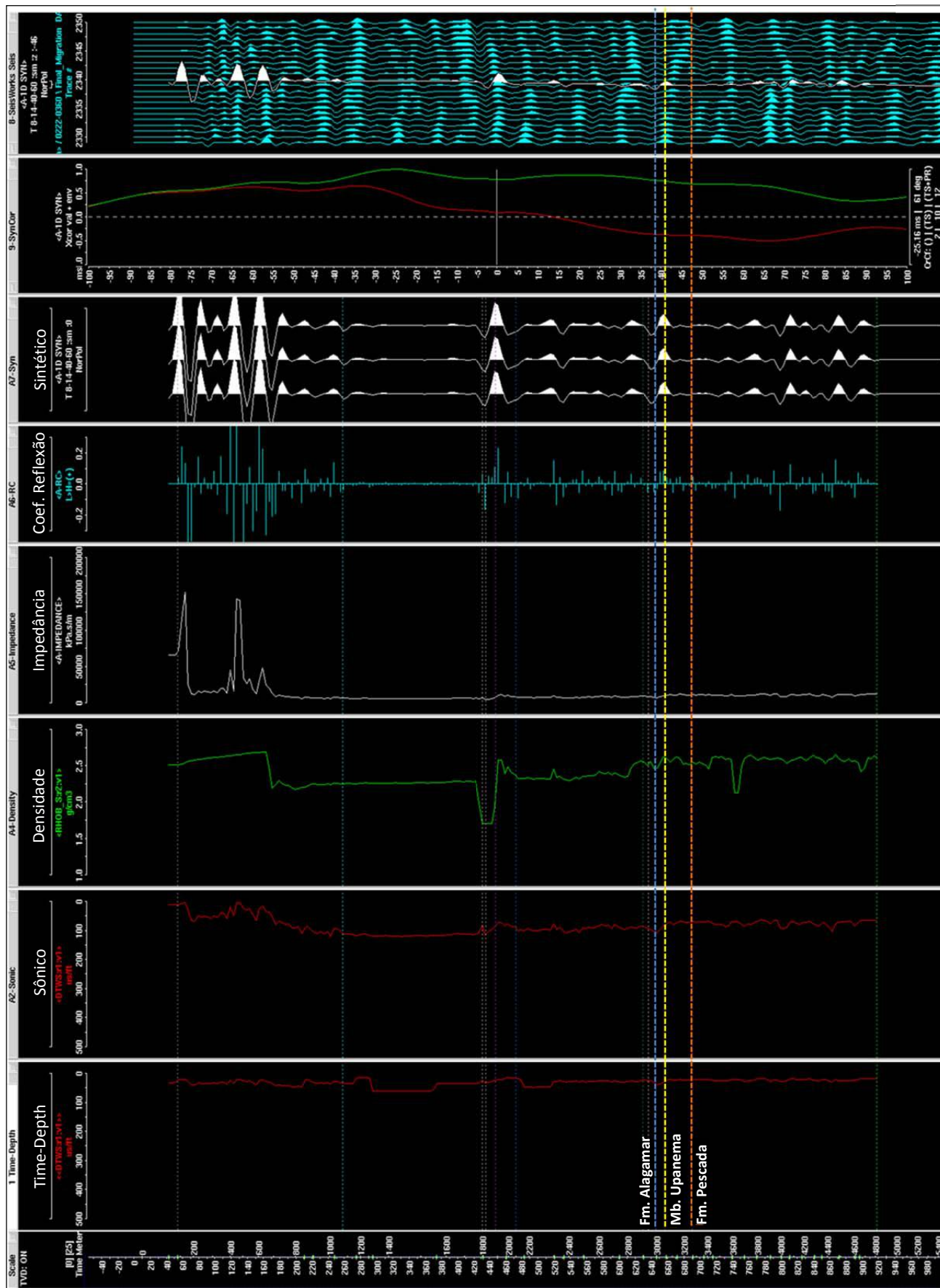


Figura 18 – Resultado de criação de perfil sintético do poço I-RNS-139-RNS.

5.2 Mapeamento Sísmico

Para os cinco poços da área foram delimitadas as três formações de interesse (formações Pendência, Pescada e Alagamar) a partir da localização dos seus *picks* limítrofes (topo e base), como já dito anteriormente, obtidos através dos perfis compostos dos poços. A interpretação dos limites entre as formações nas seções sísmicas foi possível através da análise do padrão de respostas dos perfis GR (raio-gama) e DT (sônico), procurando-se acompanhar os refletores mais destacados no registro sísmico, relacionados às diferenças de amplitude. Deve-se ressaltar que a expressão sísmica dos limites das unidades varia consideravelmente dependendo dos contrastes de velocidade-densidade entre as camadas acima e abaixo e através dessa superfície.

Foram interpretados, ainda, os limites de outras formações (Açu, Ponta do Mel, Quebradas e Jandaíra) para a confirmação do posicionamento do intervalo de interesse. Também foi interpretado o *seabed* (fundo oceânico), para a identificação das respostas dos refletores às diferenças de impedância.

Foi utilizado para a caracterização dessas diferenças de impedância o padrão convencional de polaridade estabelecido pela *Society of Exploration Geophysicists*: picos pretos (positivos - hard) – mudança de densidade menor para densidade maior (ex.: *seabed* – densidade menor da água do mar em contato com a maior densidade dos sedimentos); picos brancos (negativos - soft) – mudança de densidade maior para densidade menor.

5.2.1 Poço 1-RNS-024-RNS

Neste poço foi encontrada a Formação Alagamar (-3.038 m) sobreposta à Formação Pendência (de -3252 m até a profundidade final do poço, -3.404 m) - Figura 19.

A Formação Alagamar foi dividida em dois membros distintos, Membro Galinhos e Membro Upanema. O Membro Galinhos (-3.038 m) foi caracterizado por uma intercalação de arenitos e folhelhos, com ocorrências de siltito, na parte superior do pacote sedimentar, calcarenito na parte mediana e calcilutito na porção inferior. O Membro Upanema (-3.146 m) caracterizou-se como um pacote mais arenoso do que o membro superior, com intercalações de folhelhos em menor quantidade e ocorrência de calcarenito, siltito e calcilutito na porção inferior.

A Formação Pendência foi caracterizada como um pacote predominantemente arenítico, com pequenas e esparsas ocorrências de folhelho no topo da formação e próximas à profundidade final.

As respostas obtidas a partir da interpretação dos perfis geofísicos foram:

- Formação Alagamar, Membro Galinhos – valores de GR maiores, possivelmente devido à maior presença de intercalações de folhelhos, quando comparado com a parte inferior da formação (Membro Upanema); respostas sônicas (DT) iniciando-se com um refletor preto (*hard* – devido a mudanças de rochas de menor densidade para rochas de maior densidade) marcando o final da Formação Açu e o início da Formação Alagamar, porém o comportamento da impedância das rochas logo muda rapidamente para o comportamento característico deste membro – picos com valores mais altos de tempo de trânsito – associando-se a diminuição da densidade das rochas como resposta à maior porosidade das mesmas, caracterizando um refletor branco (*soft*).
- Formação Alagamar, Membro Upanema – valores de GR menores; respostas sônicas (DT) apresentando menores valores de impedância se comparados ao comportamento predominante e final do Membro Galinhos, caracterizando a menor porosidade e aumento da densidade de suas rochas (refletor preto - *hard*). Ao final do membro são observados picos de tempo de trânsito com valores consideravelmente mais altos, indicando um aumento porosidade das rochas e consequente diminuição de sua densidade (refletor branco - *soft*).
- Formação Pendência – poucos picos de valores altos de GR, possivelmente associados à presença das intercalações de folhelho; respostas sônicas (DT) com valores de impedância acústica bem mais baixos, indicando menor porosidade e consequentemente maior densidade se comparado ao final da formação anterior (refletor preto, *hard*). A base da formação Pendência não foi identificada.

Na sísmica 2D, o poço 1-RNS-024-RNS teve seus refletores de interesse - formações Alagamar e Pendência - primeiramente mapeados na principal linha de amarração 0222-0382 e posteriormente foram acompanhados e interpretado na linha 0222-0368_A. Os refletores foram determinados pela profundidade dos limites de formação obtidos no perfil composto de cada poço e também por respostas obtidas pela ferramenta sísmica DT (Figura 20).

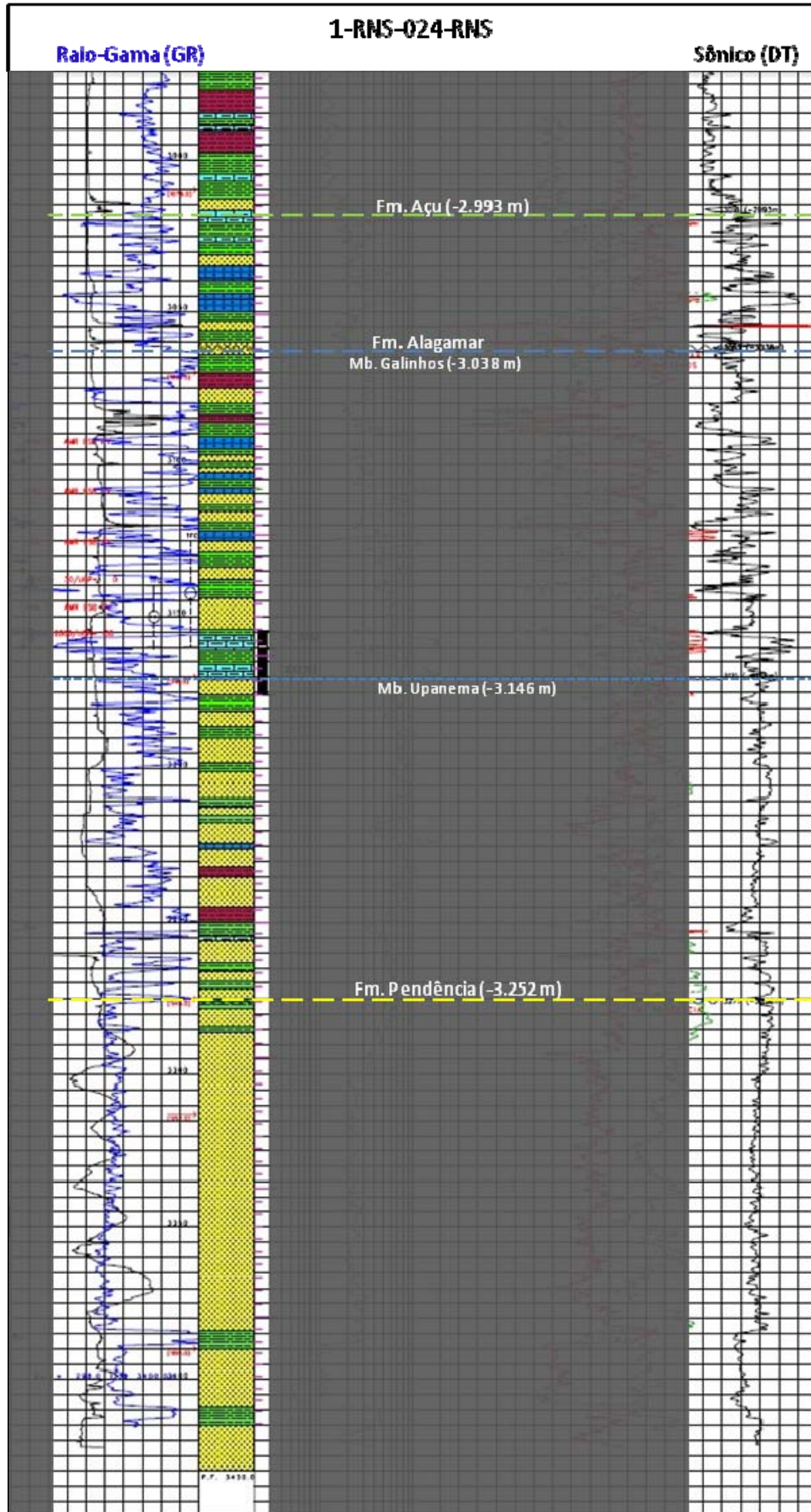


Figura 19 – Perfil composto do poço 1-RNS-024-RNS recortado e editado.

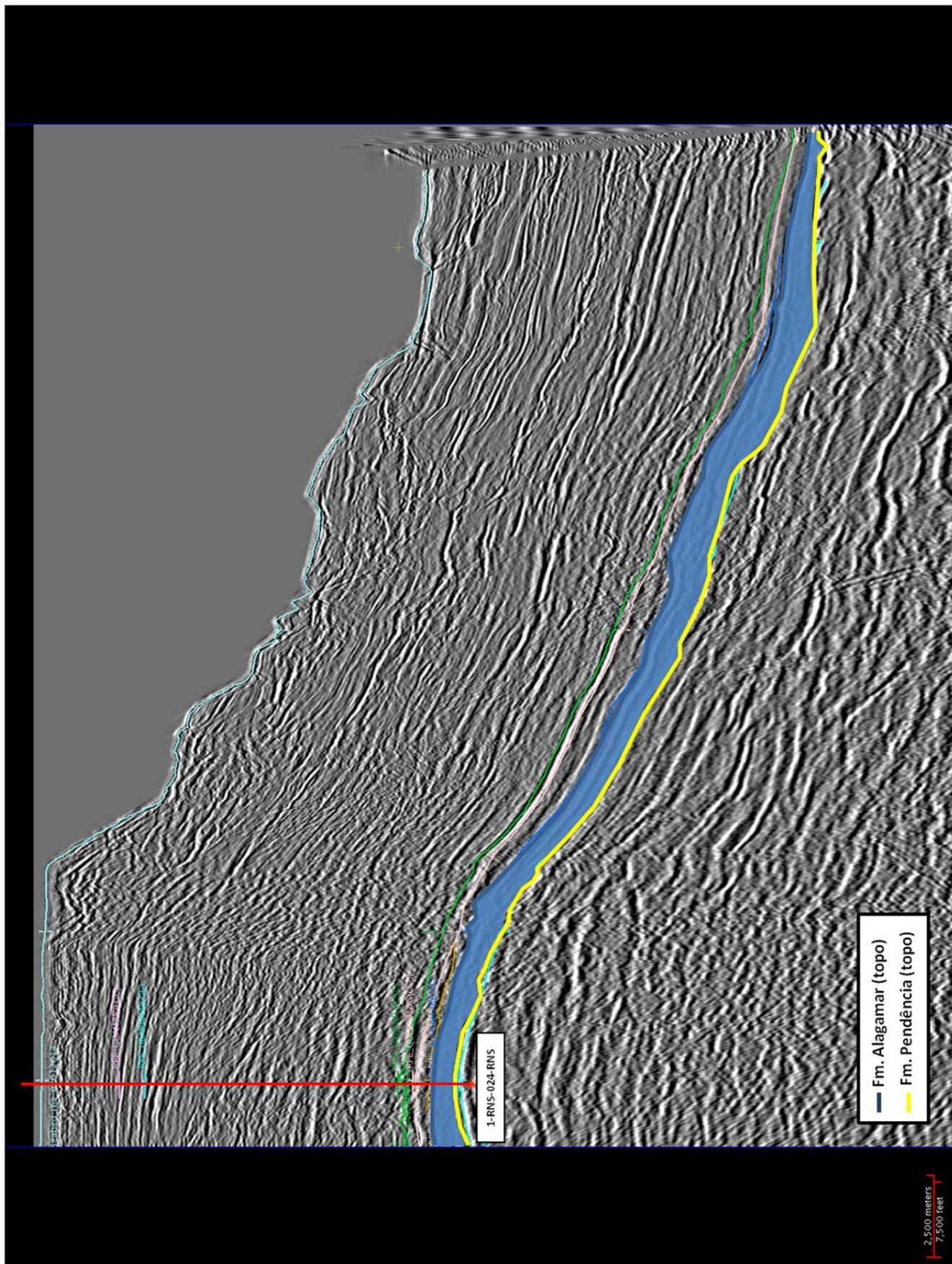


Figura 20 - Linha sísmica 0222-0382 apresentando as formações interpretadas com base na plotagem do poço 1-RNS-024-RNS.

5.2.2 Poço 1-RNS-037-RNS

Neste poço foi encontrada a Formação Alagamar (-2.786 m) sobreposta à Formação Pendência (de -3.075 m até a profundidade final do poço, -3.223 m) - Figura 21.

A Formação Alagamar foi novamente dividida em dois membros, Membro Galinhos e Membro Upanema. O Membro Galinhos (-2.786 m) foi caracterizado por uma intercalação de folhelhos, em maior quantidade, e siltitos – mais concentrados no topo e na base do membro. Ainda foram identificadas ocorrências de calcilitos, arenitos e calcarenitos. O Membro Upanema (-2.903 m) caracterizou-se como um pacote mais arenoso do que o membro superior, com intercalações de siltitos e ocorrência de folhelhos e calcilitos.

A Formação Pendência foi descrita como um pacote sedimentar composto pela intercalação arenitos e siltitos, com uma pequena ocorrência de um intervalo de calcilito próximo ao topo da formação.

As respostas obtidas a partir da interpretação dos perfis geofísicos foram:

- Formação Alagamar, Membro Galinhos – GR apresentando picos positivos possivelmente relacionados à grande presença de folhelhos; respostas sônicas (DT) iniciando-se com um refletor branco relacionado à passagem da Formação Ponta do Mel (rochas com porosidade mais baixa, resultando em uma densidade mais alta – *hard* – e tempo de trânsito mais baixo), para a Formação Alagamar, Membro Galinhos (rochas de porosidade mais alta, resultando em menor densidade – *soft* – e mais tempo de trânsito da onda sônica). Este refletor branco é seguido por picos de densidade alta (porosidade baixa) mais próximos à base do membro, produzindo a diminuição do tempo de trânsito da onda, possivelmente devido à presença de intervalos de calcilito – esta mudança caracteriza um refletor preto (*hard*). Bem ao final do membro há o retrocesso da densidade gerando mais um pico branco (*soft*).
- Formação Alagamar, Membro Upanema – GR com picos de menor valor devido à quase total ausência de folhelhos e arenito em grande quantidade; respostas sônicas (DT) relacionadas a um aumento considerável da densidade da rocha após o fim do Membro Galinhos (diminuição da porosidade e do tempo de trânsito da onda sônica) gerando um refletor preto – *hard*.
- Formação Pendência – GR com altos valores devido à presença de siltitos; respostas sônicas (DT) inicialmente bem parecidas com as obtidas pelo Membro Upanema, porém picos de tempo de trânsito maior, devido a valores mais baixos de densidade, começam a ser mais recorrentes até que ocorra um novo e considerável aumento da densidade (diminuição do tempo de trânsito devido à diminuição da porosidade – refletor branco). A base da formação Pendência não foi identificada.

Na sísmica 2D, o poço 1-RNS-037-RNS, teve os refletores das formações Alagamar e Pendência mapeados na principal linha de amarração 0222-0368_A, em conjunto com a interpretação do poço 1-RNS-024-RNS. Os refletores foram determinados pela profundidade dos limites de formação obtidos no perfil composto de cada poço e também por respostas obtidas pela ferramenta sísmica DT (Figura 22).

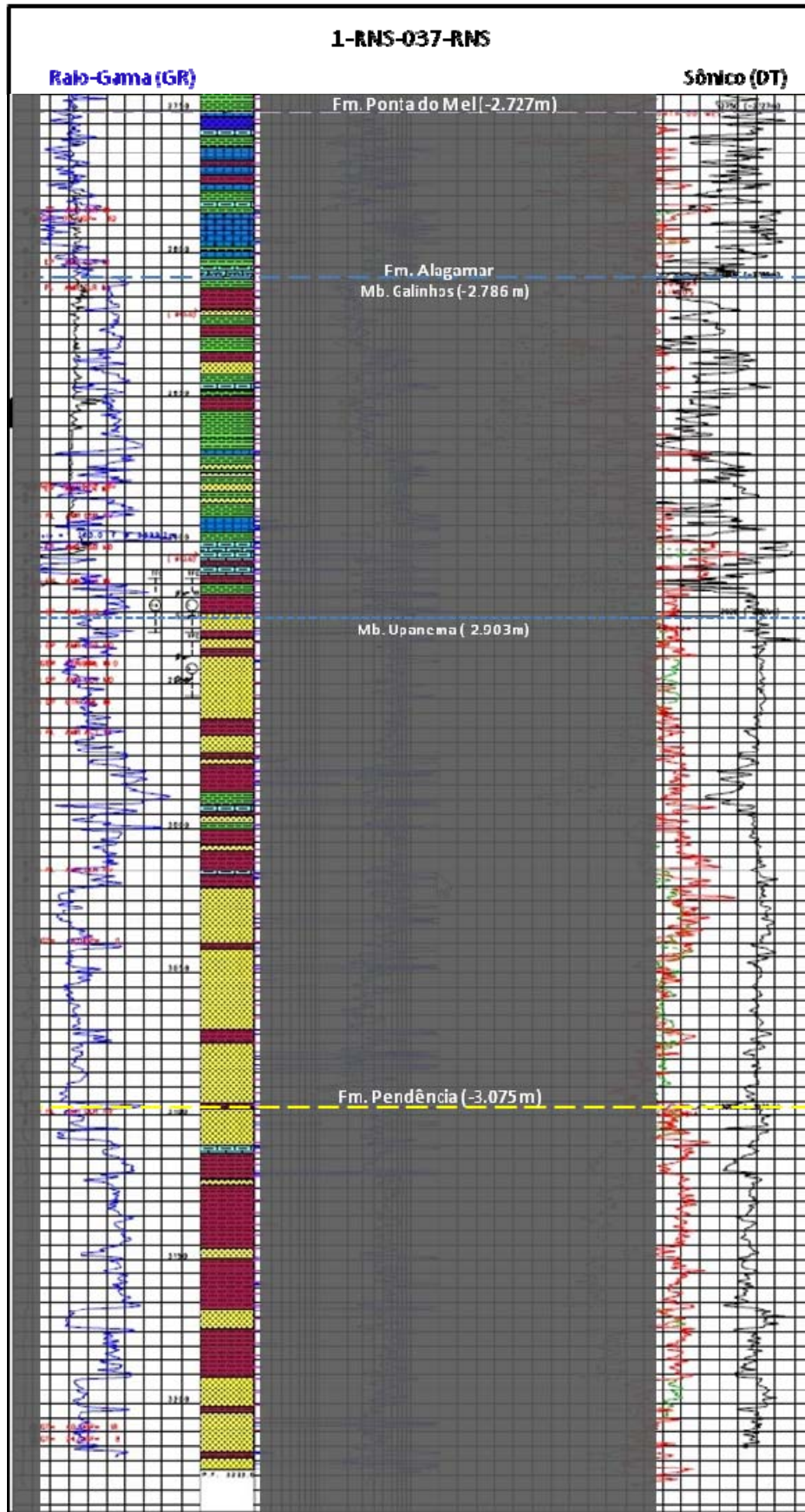


Figura 21 – Perfil composto do poço 1-RNS-037-RNS recortado e editado.

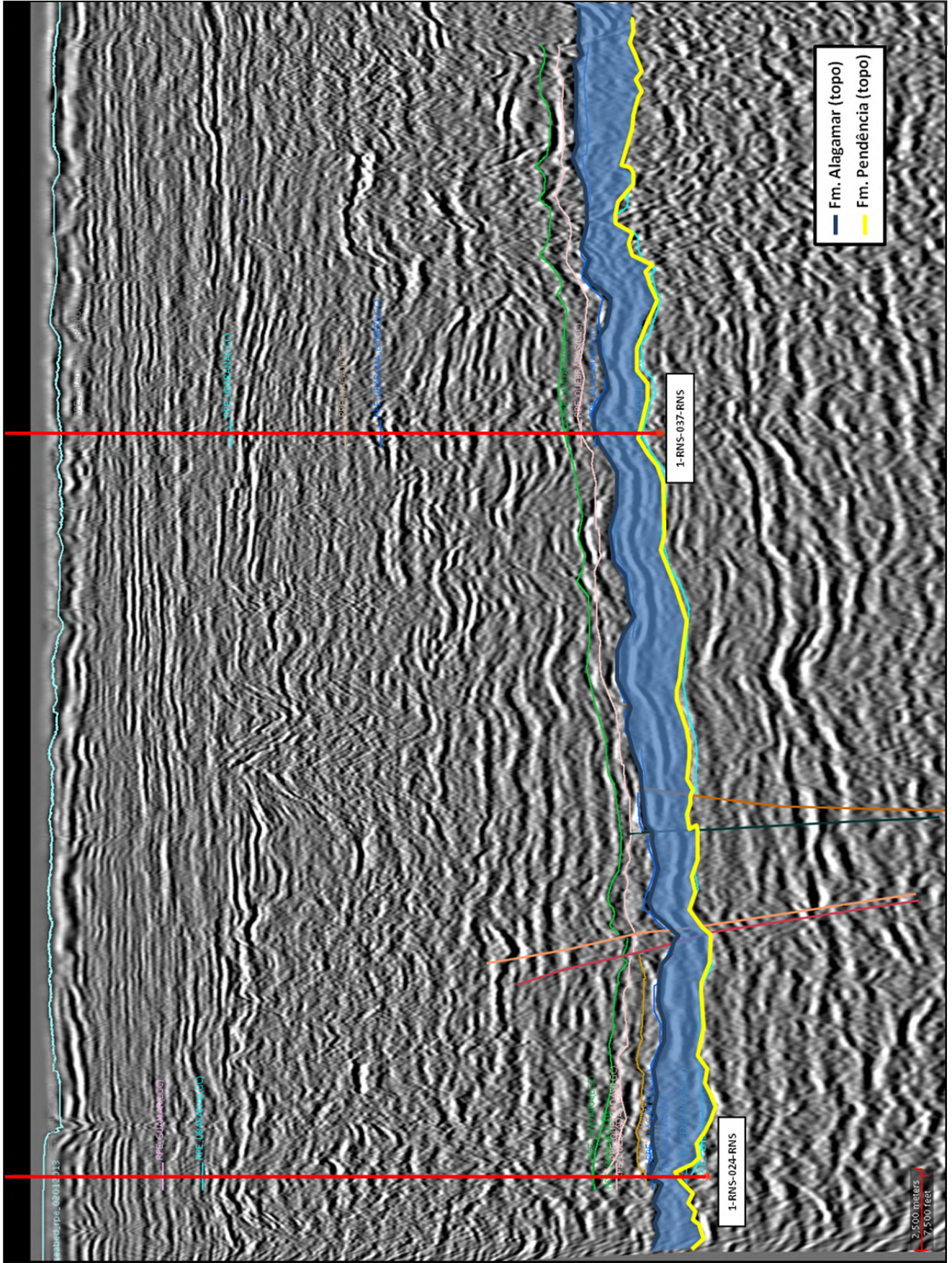


Figura 22 - Linha sísmica 0222-0368_A apresentando as formações interpretadas com base na plotagem dos poços 1-RNS-024-RNS e 1-RNS-037-RNS.

5.2.3 Poço 1-RNS-062-RNS

Neste poço foi encontrada a Formação Alagamar (-2.119 m) - ao fim de uma grande ocorrência de rochas vulcânicas relacionadas à Formação Macau – e, logo abaixo, a Formação Pendência (-2.381 m), sotoposta diretamente ao embasamento (-2.680 m) – Figura 23.

A Formação Alagamar, como nos poços anteriores, foi dividida em membros, Membro Galinhos e Membro Upanema. O Membro Galinhos (-2.119 m) teve seu início marcado por uma discordância logo abaixo da Formação Macau (rochas vulcânicas). Seu topo foi caracterizado por pacotes de arenito com poucas intercalações de siltito e, em seu meio e base, por folhelhos com intercalações de arenito e calcilito. O Membro Upanema (-2.205 m) foi caracterizado como um pacote bem mais arenoso do que o Membro Galinhos; seu topo é caracterizado por uma grande presença de intercalações de folhelhos, porém a quantidade de arenitos aumenta em direção à base da formação – são encontrados também intervalos compostos por calcilitos em todo o membro.

A Formação Pendência foi caracterizada pela intercalação arenitos e folhelhos, com a inicial predominância de arenitos e após o meio da formação, aproximadamente, a predominância de folhelhos. Foram identificados ainda pequenos e pontuais intervalos de siltito, e na base da formação um único intervalo de diamictito e um pacote de bom tamanho de conglomerado sotoposto ao embasamento.

As respostas obtidas a partir da interpretação dos perfis geofísicos foram:

- Formação Alagamar, Membro Galinhos – picos de altos valores de GR possivelmente relacionados à grande presença de folhelhos; respostas sônicas (DT) iniciando-se com um refletor branco relacionado à passagem da Formação Macau (rochas vulcânicas de alta densidade – *hard*), para a Formação Alagamar, Membro Galinhos (rochas de porosidade mais alta, resultando em menor densidade – *soft*). Chegando próximo ao meio do membro ocorre a diminuição do tempo de transito (aumento da densidade), caracterizando um refletor preto, seguida por mais um pico de aumento do tempo de trânsito (aumento da porosidade e diminuição da densidade), caracterizando novamente um refletor branco, *soft*.
- Formação Alagamar, Membro Upanema – também obteve picos de altos valores de GR possivelmente relacionados a seus folhelhos, porém no total obteve caráter menos positivo do que o membro acima; respostas sônicas (DT) mais baixas na passagem do Membro Galinhos para o Membro Upanema, caracterizando a diminuição do tempo de trânsito devido ao aumento da densidade, tal resposta de manteve uniforme em quase toda a extensão do

membro. Passagem de densidade mais baixa para densidade mais alta, gerando um refletor preto – *hard*.

- Formação Pendência – picos de altos valores de GR relacionados a folhelhos e alguns picos positivos, porém não muito altos, relacionados possivelmente a arenitos do meio da formação – não foi possível ter certeza devido à ausência de estudo petrográfico das rochas; respostas sônicas (DT) anteriores ao início da Formação Pendência mais baixas (recoo do tempo de trânsito e densidade ainda maior) contrastam com o aumento do tempo de transito e diminuição da densidade, marcando a discordância entre as duas formações – refletor branco (*soft*). Ao final da formação, ainda há mais uma vez o recoo do tempo de trânsito e aumento da densidade, marcando a passagem para o embasamento (refletor preto – *hard*).

Na sísmica 2D, o poço 1-RNS-062-RNS, teve os refletores das formações Alagamar e Pendência mapeados na principal linha de amarração 0222-0417 (Figura 24). Os refletores, determinados pela profundidade dos limites de formação e por respostas obtidas pela ferramenta sísmica DT.

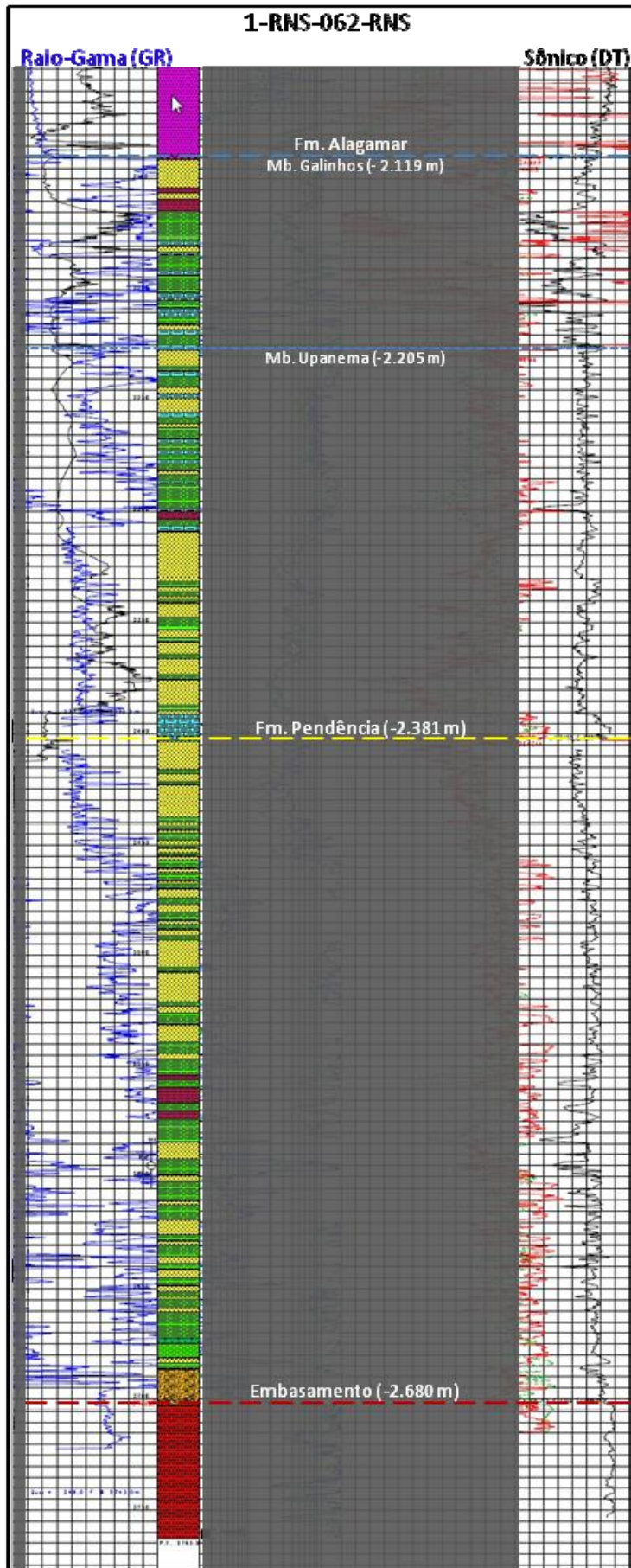


Figura 23 - Perfil composto do poço 1-RNS-062-RNS recortado e editado.

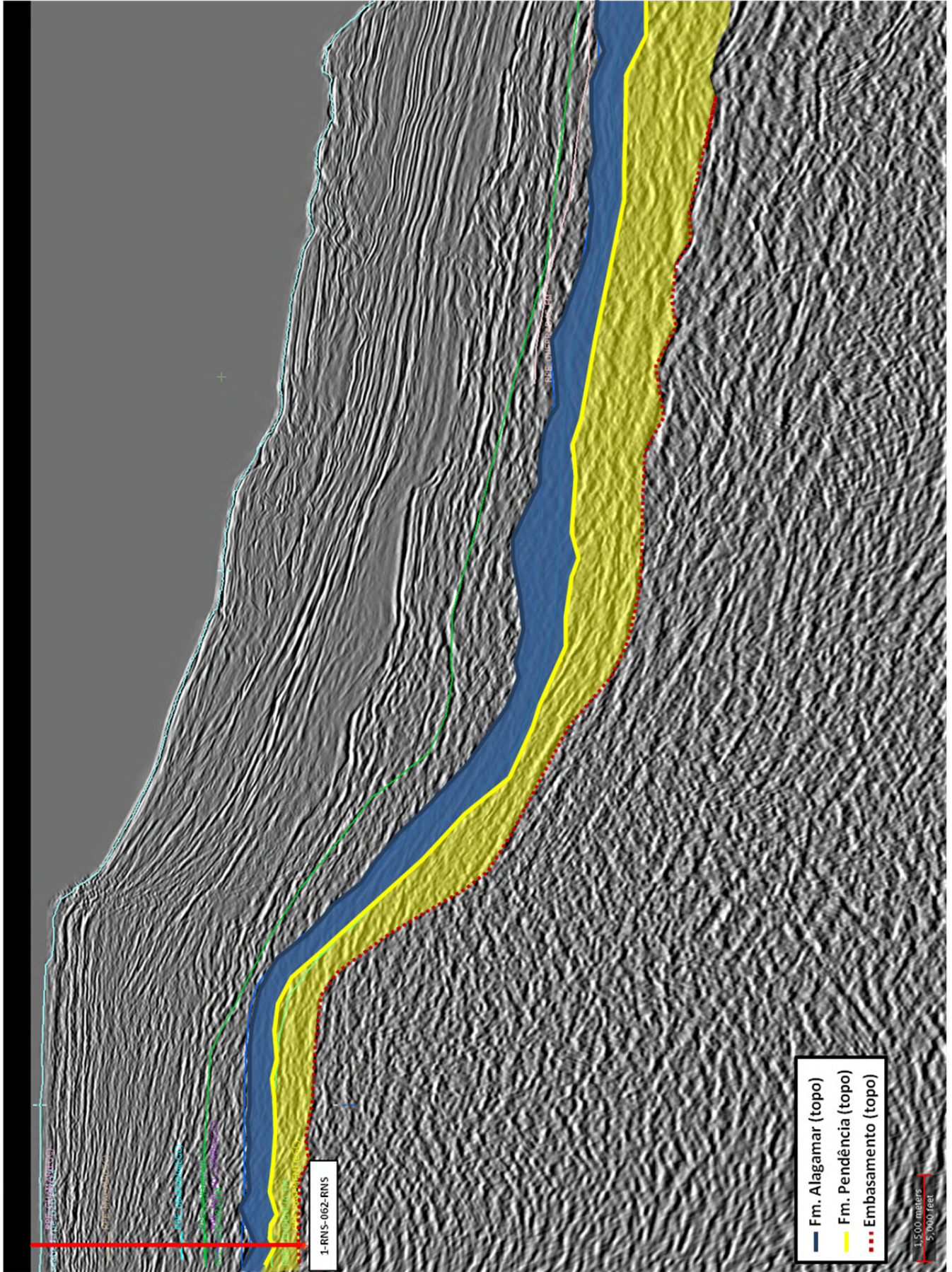


Figura 24 - Linha sísmica 0222-0417 apresentando as formações interpretadas com base na plotagem do poço 1-RNS-062-RNS.

5.2.4 Poço 1-RNS-133-RNS

Foram encontradas neste poço as formações Alagamar (-3.160 m), Pescada (-3.408 m) e Pendência (de -3.778 m até a profundidade final -4.600 m) (Figura 25).

A Formação Alagamar, como de costume, também se apresentou dividida entre Membro Galinhos e Membro Upanema. O Membro Galinhos (-3.160 m) caracterizou-se como folhelhos com intercalações de arenito e calcilito. O Membro Upanema (-3.201 m) foi descrito assim como nos outros poços, um membro mais arenoso. Inicialmente foi constatada grande presença de folhelho intercalados a arenitos, porém a quantidade de arenitos vai aumentando e a de intercalações de folhelho vai diminuindo ao longo do corpo em direção a sua base.

A Formação Pescada, pela primeira vez descrita nos poços deste estudo, compreendeu-se entre as profundidades -3.408 m e -3.778 m. Foram encontrados grandes pacotes de arenitos no topo intercalados minimamente por folhelhos, ao longo da formação a quantidade de intercalações de folhelhos foi aumentando, encontrando-se então ao final, maiores quantidades de folhelhos e menores quantidades de arenito.

A Formação Pendência (-3.778 m) foi descrita por seus folhelhos intercalados com arenitos em menor quantidade, foi encontrado também um pequeno pacote de calcarenito no meio da formação e pequenas intercalações de marga e siltito próximos à base.

As respostas obtidas a partir da interpretação dos perfis geofísicos foram:

- Formação Alagamar, Membro Galinhos: altos valores de GR, relacionado possivelmente a seus folhelhos; como resultados de DT obteve-se inicialmente um refletor branco (*soft*) relacionado à passagem discordante da Formação Quebradas (maiores valores de densidade – tempo de trânsito maior) para o Membro Galinhos (menores valores de densidade – tempo de trânsito menor). O membro por toda sua extensão, bem menos espesso neste poço, mantém o padrão de resultados de DT, apenas apresentando um aumento da densidade próximo à discordância que o separa do Membro Upanema.
- Formação Alagamar, Membro Upanema: altos valores de GR, porém apresentando um número menor de picos positivos do que no Membro Galinhos, já que a quantidade de areias sobrepõe a quantidade de folhelhos; os resultados de DT inicialmente refletem a passagem de um membro de menor densidade (Membro Galinhos) para um membro de maior densidade (Membro Upanema) caracterizando um refletor preto – *hard*. Perto do meio do Membro Upanema ocorre um considerável aumento ainda mais expressivo da densidade e logo em seguida esta densidade diminui, caracterizando assim um contraste de densidades perto da base do membro nos levando a interpretar como um refletor branco – *soft*.

- Formação Pescada: baixos valores de GR em quase todo o corpo, tendo apenas altos picos positivos de GR na base da formação aonde é encontrada maior quantidade de folhelhos; sobre os resultados de DT observou-se que a mudança da Formação Alagamar (Membro Galinhos) para a Formação Pescada é muito sutil devido à inicial semelhança das respostas de ambas. Porém, mesmo com esta semelhança de respostas, é evidente que a partir da discordância que separa as formações, picos de mais alto tempo de trânsito (menor densidade), mesmo que pequenos, começam a aparecer (refletor branco, seguindo o final do Membro Upanema), e depois há novamente o recuo destes picos até que o aumento da densidade seja bastante significativo – refletor preto (*hard*). Perto da base da Formação Pescada há novamente duas mudanças de comportamento, primeiro há o considerável aumento do tempo de trânsito (diminuição da densidade), nos gerando um refletor branco (*soft*), seguido pelo recuo deste mesmo tempo de trânsito (aumento da densidade) antes da discordância que separa as formações Pescada e Pendência caracterizando um refletor preto (*hard*).

- Formação Pendência: picos positivos de valores bem altos de GR relacionados à folhelhos na formação; quanto às respostas de DT, concordando com a discordância, há o aumento do tempo de trânsito (diminuição da densidade), que marca a separação das formações – refletor branco (*soft*).

Na sísmica 2D, o poço 1-RNS-133-RNS, teve os refletores das formações Alagamar, Pescada e Pendência mapeados na principal linha de amarração 0222-0360. Nesta mesma linha também foram mapeados os refletores referentes às formações descritas no poço 1-RNS-139-RNS (Figura 26).

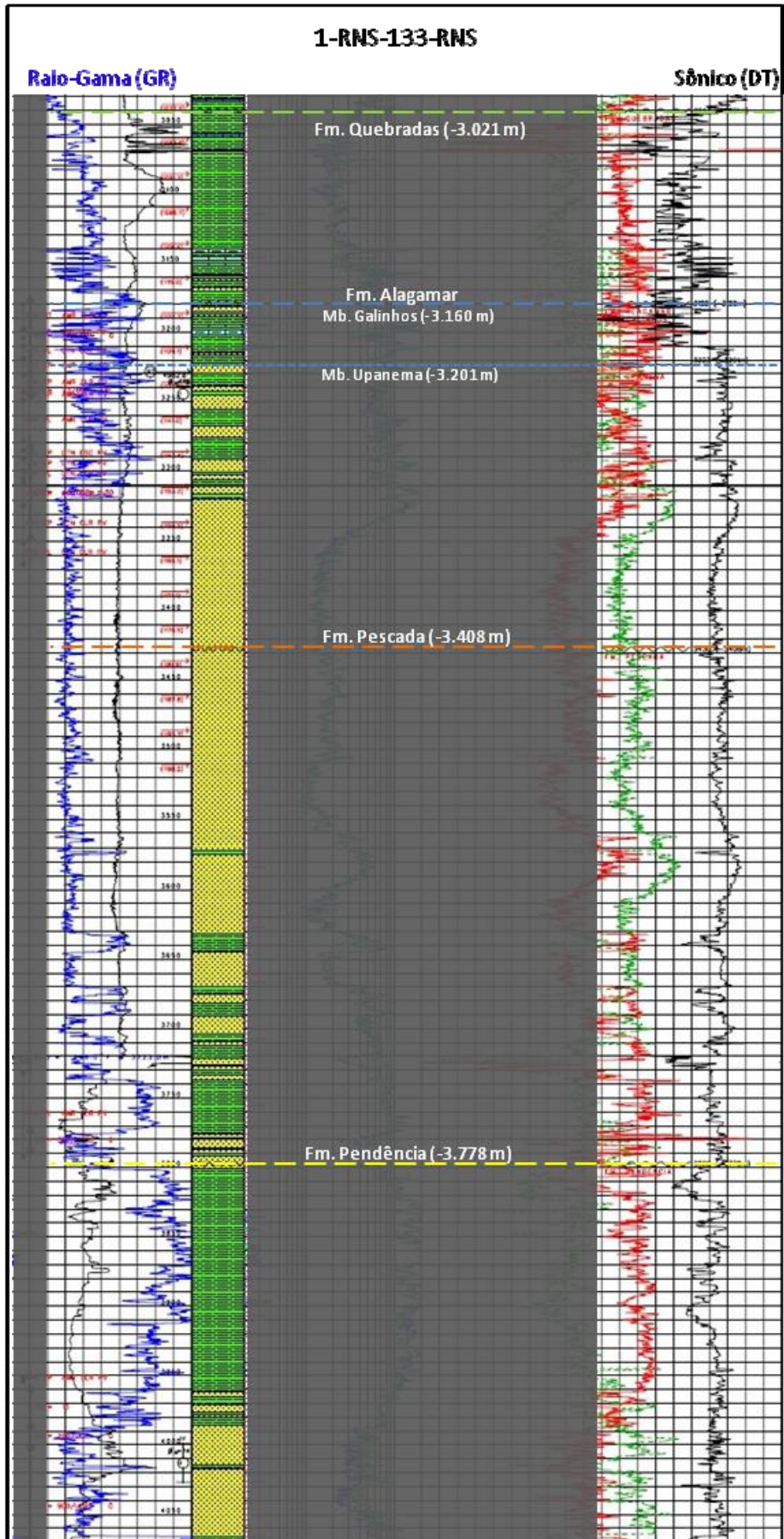


Figura 25 - Perfil Composto do poço 1-RNS-133-RNS recortado e editado.

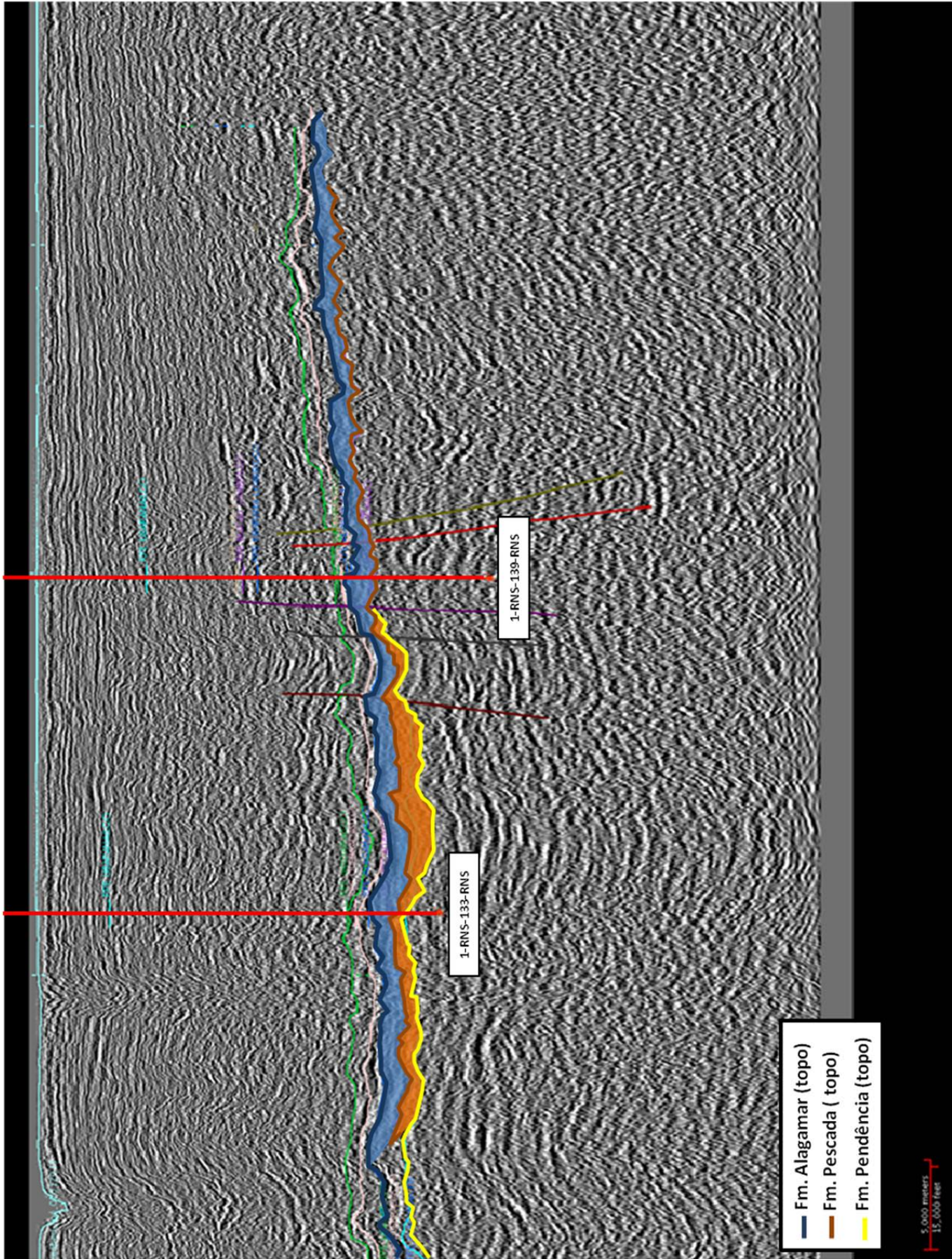


Figura 26 – Linha sísmica 0222-0360 apresentando as formações interpretadas com base na plotagem dos poços 1-RNS-133-RNS e 1-RNS-139-RNS

5.2.5 Poço 1-RNS-139-RNS

Neste poço foi encontrada a Formação Alagamar (-2.970m) sobreposta à Formação Pescada (-3.017 m até P.F. -4.789 m) (Figura 27).

A Formação Alagamar mantém o mesmo padrão dos poços anteriores, continuando com sua subdivisão em Membro Galinhos (-2.970 m) e Membro Upanema (-3.017 m). O Membro Galinhos compõe-se de marga intercalada a maiores intervalos de folhelho, ainda com uma pequena ocorrência de arenito e calcilutito. O Membro Upanema, assim como nas outras situações, é descrito como sendo mais arenoso do que o Membro Galinhos. É composto por grandes intercalações entre marga, folhelho e arenito – folhelhos e arenitos em maior quantidade. Há pequenos intervalos de calcilutito como no membro superior. Observa-se o aumento considerável de arenito em direção à base. Foram indicadas ocorrências de hidrocarboneto em diversas partes da formação.

A Formação Pescada (-3.239 m) separada da formação superior por discordância apresenta-se inicialmente muito arenosa, com pequenas intercalações de folhelhos e menores de marga. A partir da profundidade -3.425 m, aproximadamente, inicia-se um grande pacote de folhelho com curtos intervalos de arenito e marga. Após - 3.775 m o comportamento da formação muda novamente e intercalações de pacotes de tamanho significativo de arenito e folhelho voltam a aparecer, assim como marga. Curtos intervalos de siltito começam a aparecer após a profundidade - 4.115 m aproximadamente. Hidrocarbonetos são localizados nas areias do início da formação.

As respostas obtidas a partir da interpretação dos perfis geofísicos foram:

- Formação Alagamar, Membro Galinhos: altos valores GR possivelmente relacionados a folhelhos, sendo os valores do Membro Galinhos maiores do que do Membro Upanema; quanto aos valores de DT obteve-se inicialmente um refletor branco (*soft*) evidenciando a mudança da alta densidade da Formação Quebradas, para a baixa densidade caracterizada pelo início do Membro Galinhos. Após isso observa-se duas mudanças, primeiro o aumento da densidade, próximo à base do membro, refletindo em um refletor preto (*hard*) e depois novamente a diminuição da densidade (refletor branco).
- Formação Alagamar, Membro Upanema: altos valores GR possivelmente relacionados a folhelhos; em relação aos valores de DT observou-se o aumento da densidade das rochas ao entrarmos no membro, caracterizando um contraste de densidade (mais baixa para mais alta) e consequentemente um refletor preto (*hard*). Obtiveram-se ainda dois outros refletores, sendo levando em conta a análise dos resultados de DT ao longo do membro, um refletor branco e um refletor preto.

- Formação Pescada: altos valores de GR também relacionados possivelmente a folhelhos distribuídos por toda a formação; os valores de DT observados caracterizam um refletor branco quando analisado o contraste entre os altos valores de densidade do final do Membro Upanema e os pequenos picos de baixa densidade ao início da Formação Pescada.

Na sísmica 2D, o poço 1-RNS-139-RNS, teve os refletores das formações Alagamar e Pescada mapeados nas principais linhas de amarração 0222-0360, junto com o poço 1-RNS-133-RNS e 0222-0396 (Figura 28).

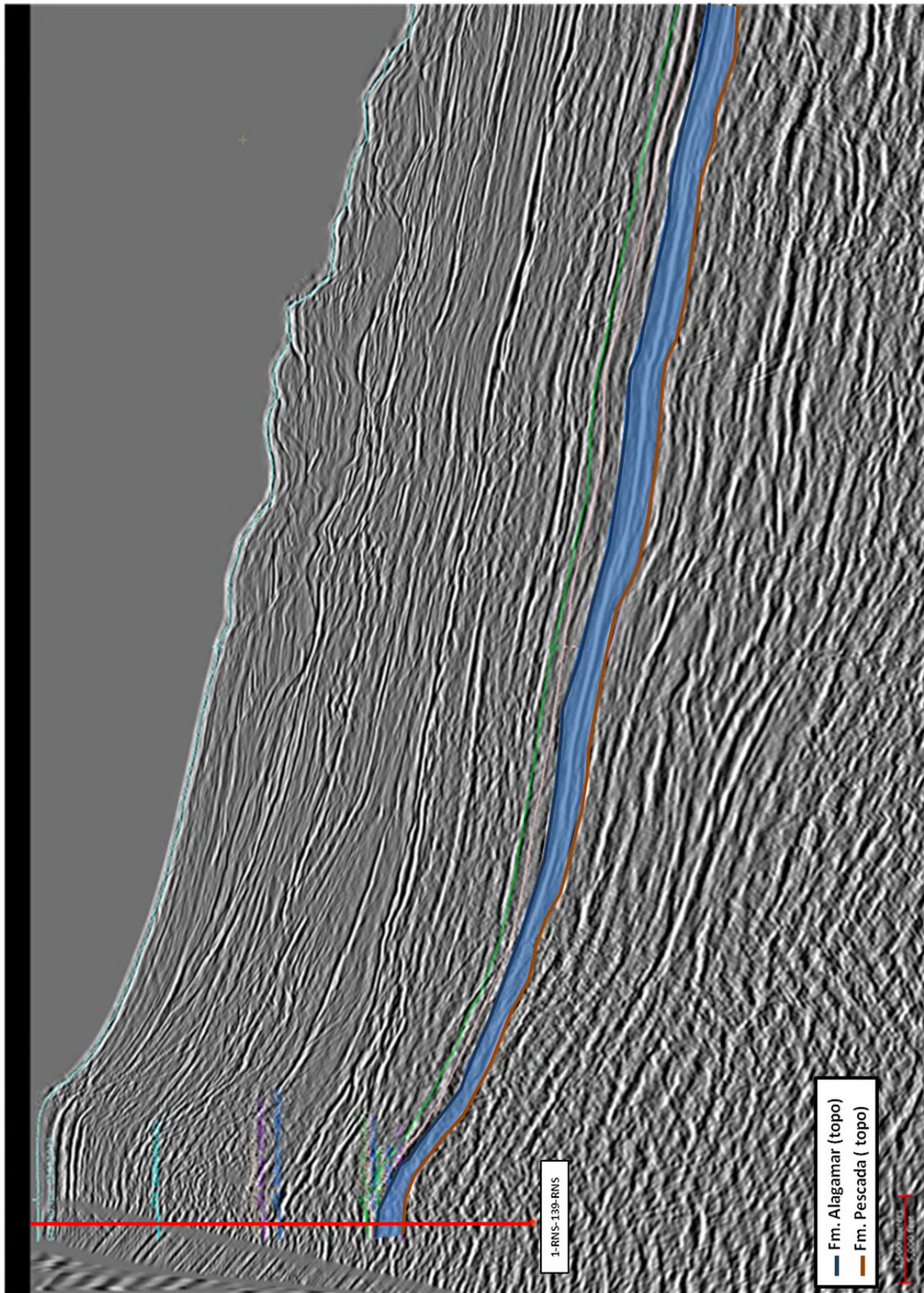


Figura 28 – Linha sísmica 0222-0396 apresentando as formações interpretadas com base na plotagem do poço 1-RNS-139-RNS.

5.3 Gridagem e Criação de Superfícies de Mapeamento

Após o mapeamento de formações de interesse, a etapa seguinte se deu pela criação de grids – gridagem – e criação do prolongamento dos horizontes baseados nas interpretações feitas, intercalando as linhas sísmicas no espaço delimitado pelas mesmas. Para tal foi também utilizado o aplicativo *PowerView* da plataforma *OpenWorks*.

As interpretações feitas foram prolongadas linha a linha, com a finalidade de criar uma superfície correspondente a cada formação. Foram utilizadas como auxílio profundidades das formações, linhas de cota e a geometria do terreno.

Além da criação de grids e superfícies para as formações Pendência (Figura 29), Pescada (Figura 30) e Alagamar (Figura 31), também foram criados para as formações Quebradas, Jandaíra, Açú e o *seabed* para fins de visualização, porém os mesmos não serão citados agora.

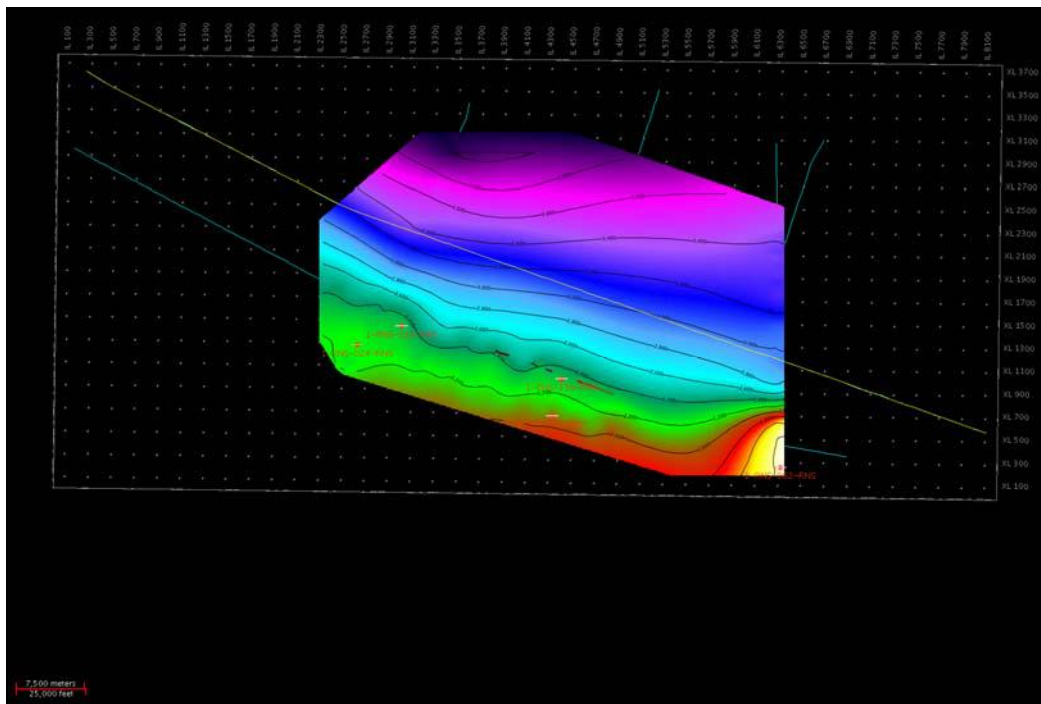


Figura 29 - Grid da ocorrência e profundidades da Formação Pendência na área de estudo

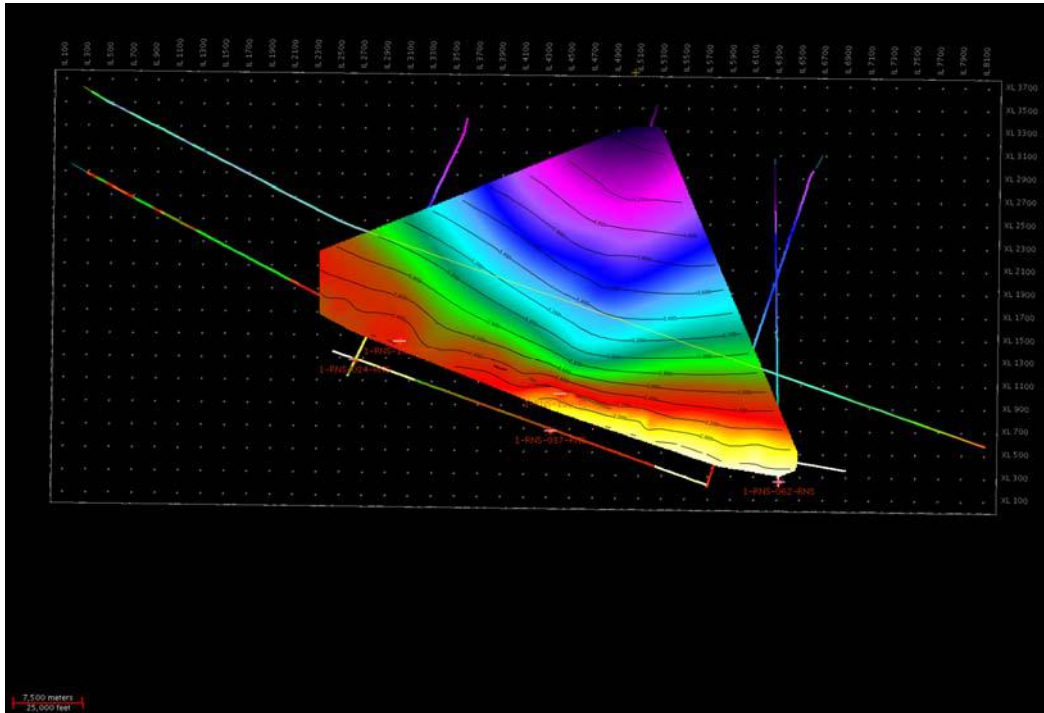


Figura 30 - Grid da ocorrência e profundidades da Formação Pescada na área de estudo

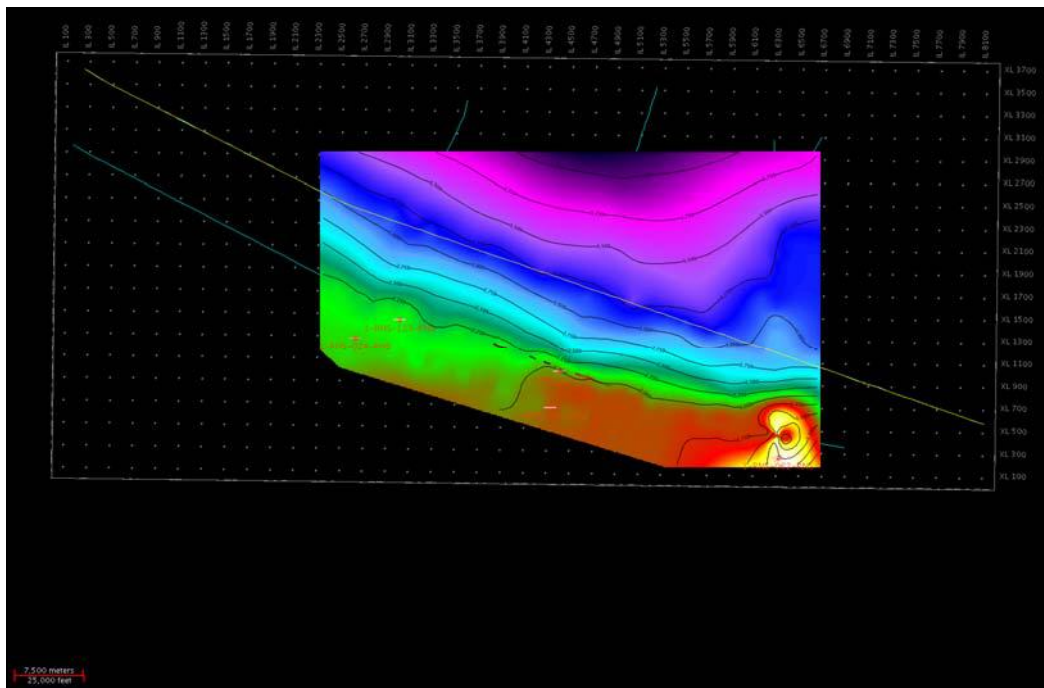


Figura 31 - Grid da ocorrência e profundidades da Formação Alagamar na área de estudo

5.4 Visualização de Elementos Integrados

Utilizando o *software Geoprobe* concluiu-se a etapa final, visualização das linhas sísmicas, horizontes mapeados e superfícies, integrados. A partir destes resultados foi capaz observar o comportamento das formações de interesse em área além do Campo de Ubarana (Figura 32).

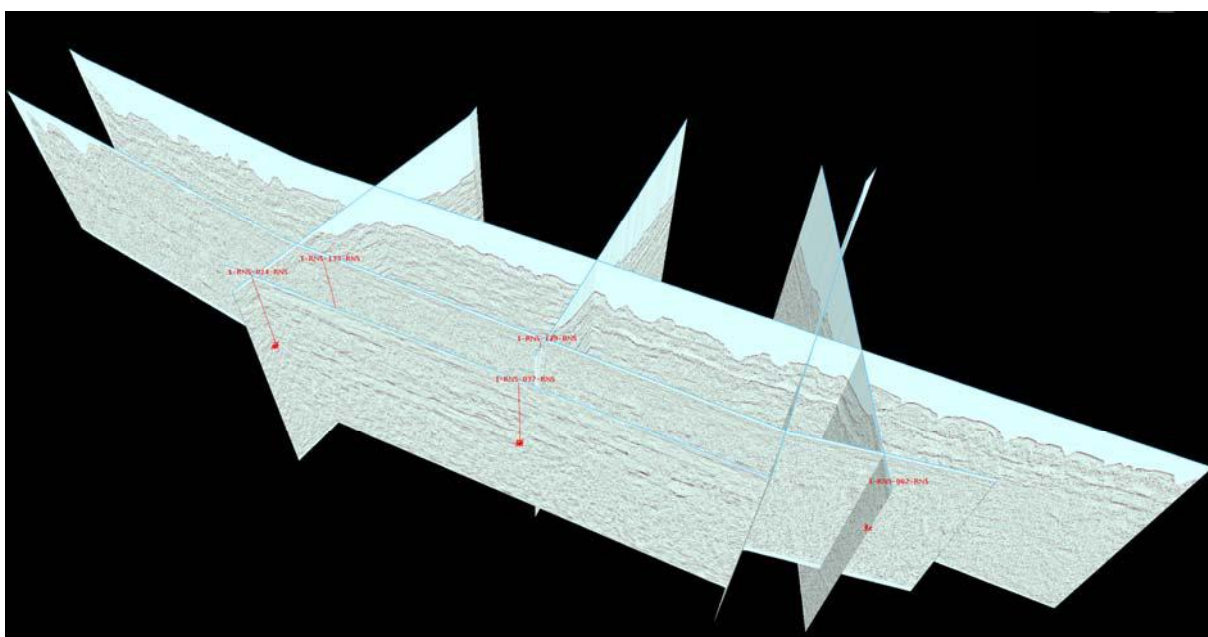


Figura 32 - Linhas sísmicas 2D com suas localizações carregadas no software Geoprobe.

Cada superfície foi primeiramente visualizada em separado em ordem estratigráfica: Formação Pendência (Figuras 34), Formação Pescada (Figura 35) e Formação Alagamar (Figura 36); e depois, todas as superfícies foram visualizadas em conjunto (Figura 37). Nesta visualização em conjunto estão também as superfícies criadas para as formações Quebradas, Açú e Jandaíra, assim como o *seabed*, que serviram para fins de confirmação dos mapeamentos.

Foi possível a observação, primeiramente, do padrão horizontalizado das camadas, sem grandes declives, quando não considerada a quebra do talude. Também foi possível observar o comportamento diferenciado da Formação Pescada, que não aparece nos poços mais proximais, possivelmente devido ao rebaixamento do nível do mar durante a deposição dos sedimentos desta formação, corroborando com o que é descrito na coluna estratigráfica da Bacia Potiguar (Pessoa Neto *et al.*, 2007).

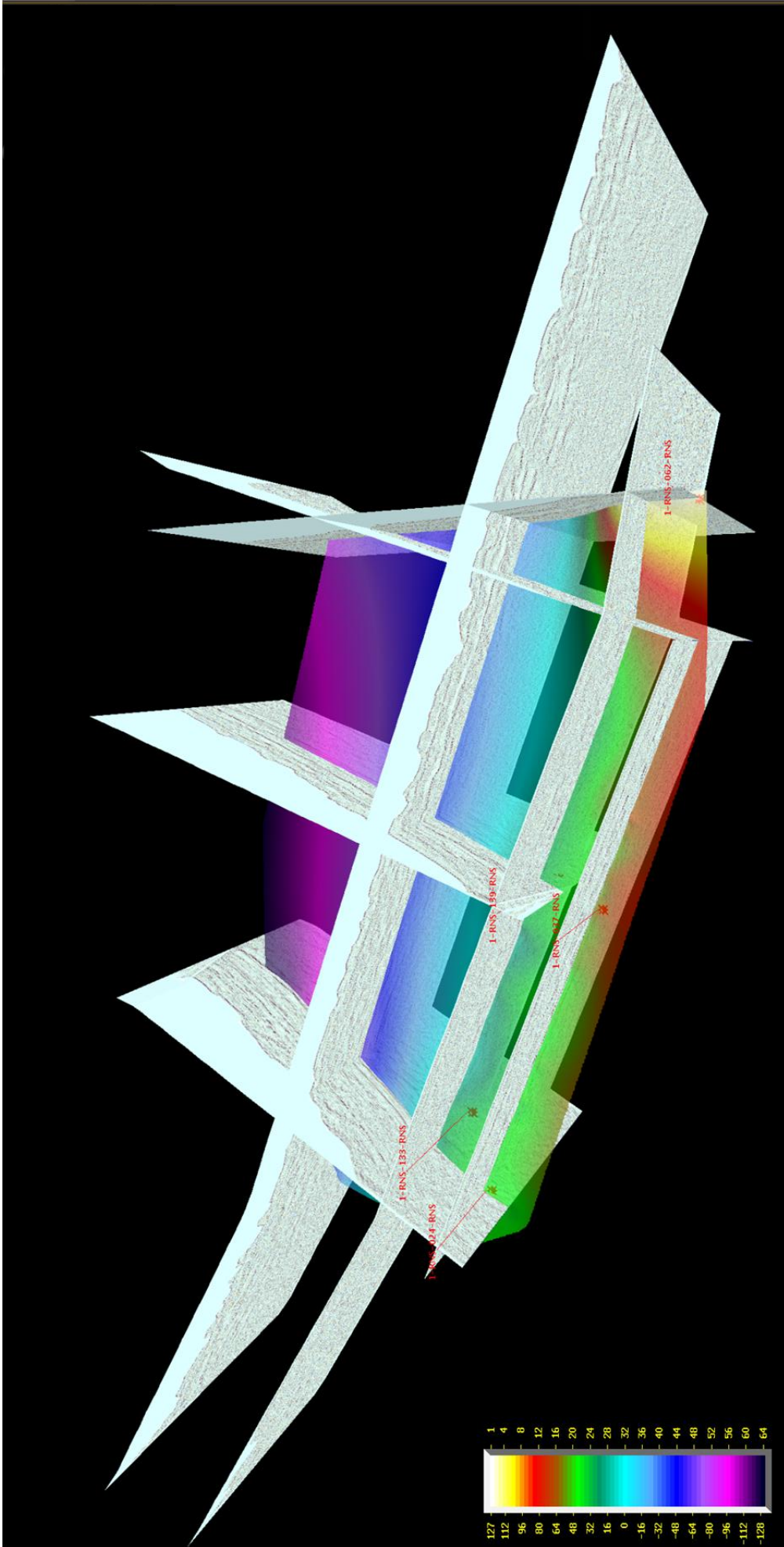


Figura 33 – Superfície criada a partir do mapeamento da Formação Pendência integrada às linhas sísmicas 2D.

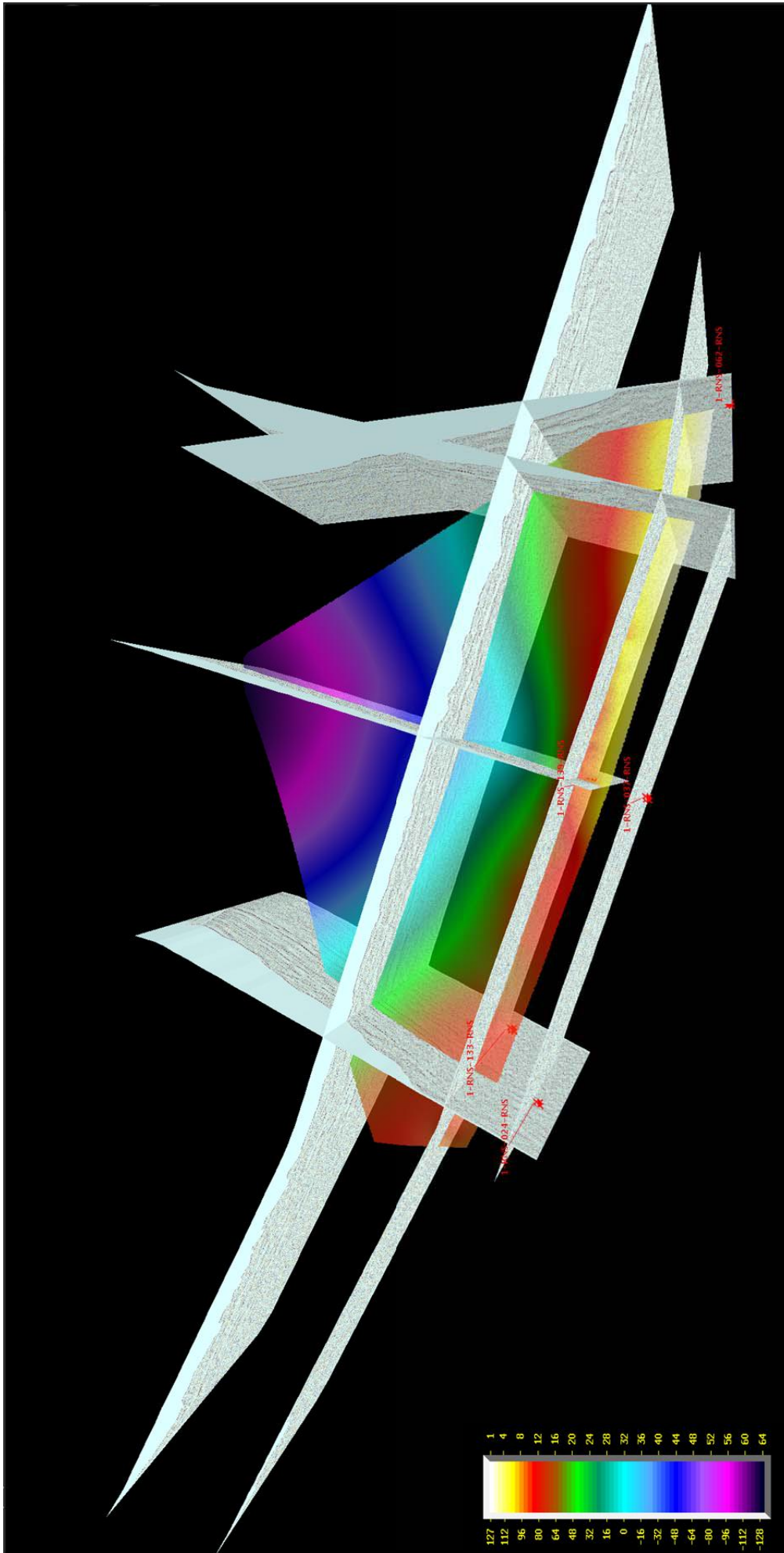


Figura 34 - Superfície criada a partir do mapeamento da Formação Pescada integrada às linhas sísmicas 2D.

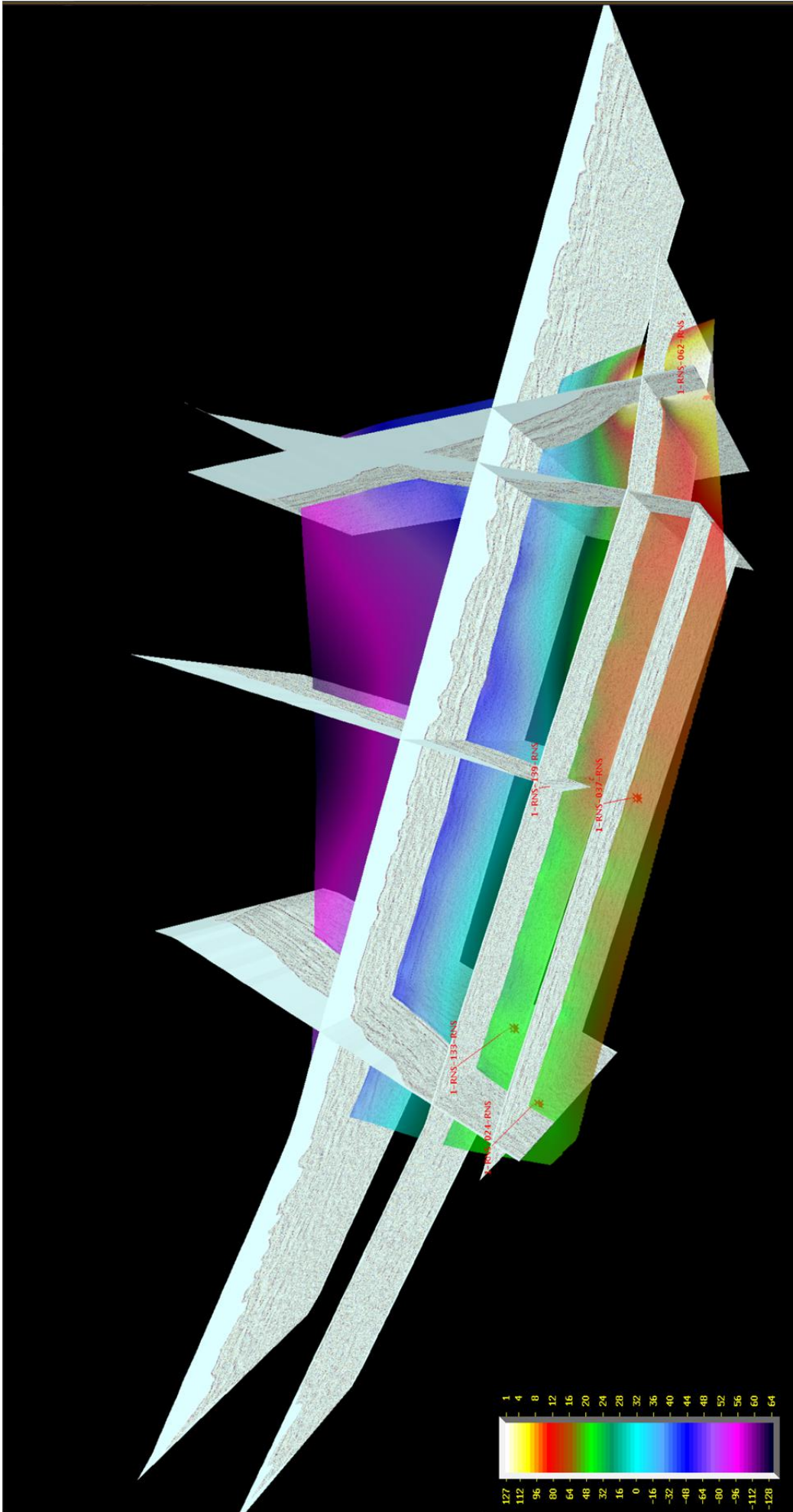


Figura 35 - Superfície criada a partir do mapeamento da Formação Alagamar integrada às linhas sísmicas 2D.

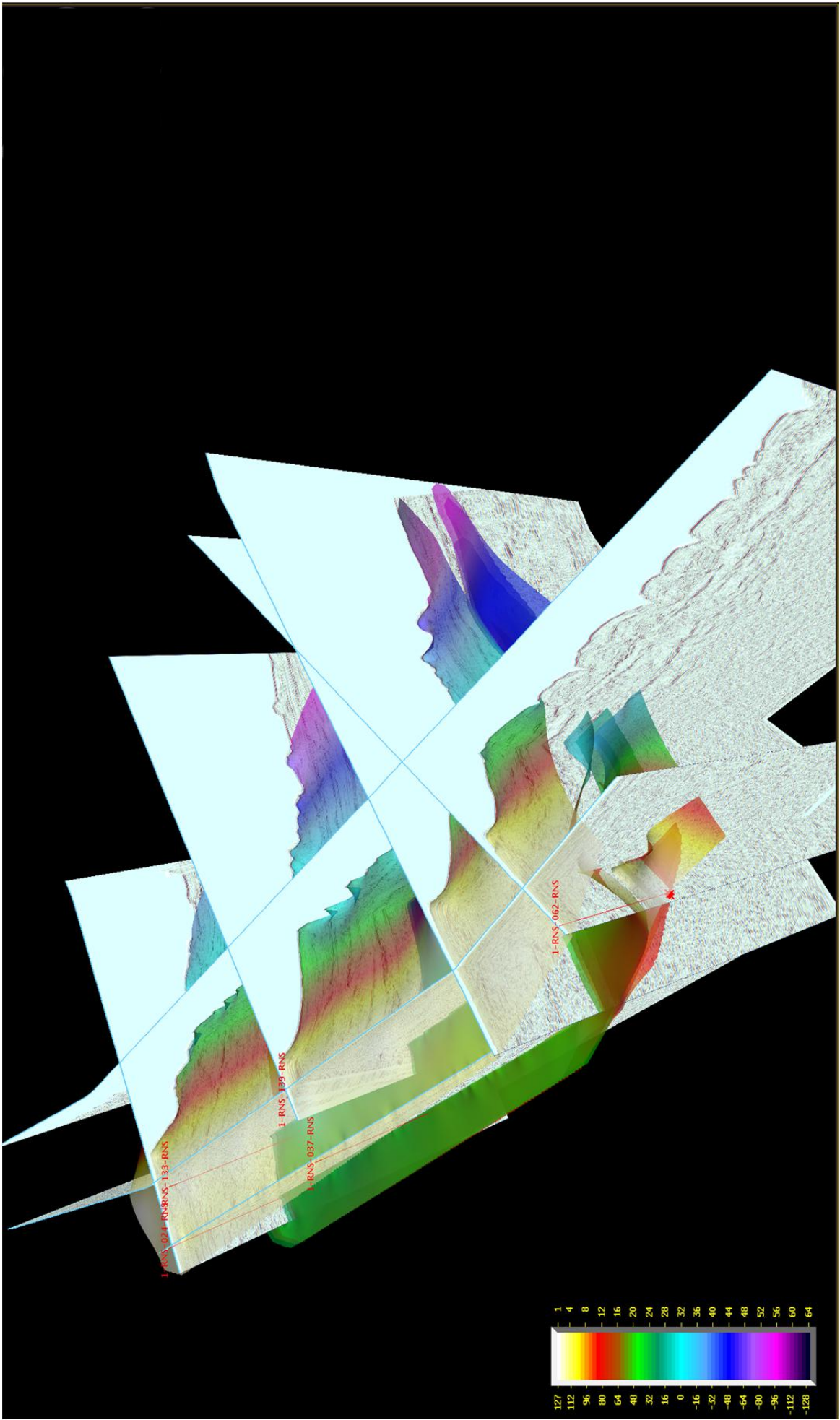


Figura 36 - Todas as superfícies criadas integradas às linhas sísmicas 2D.

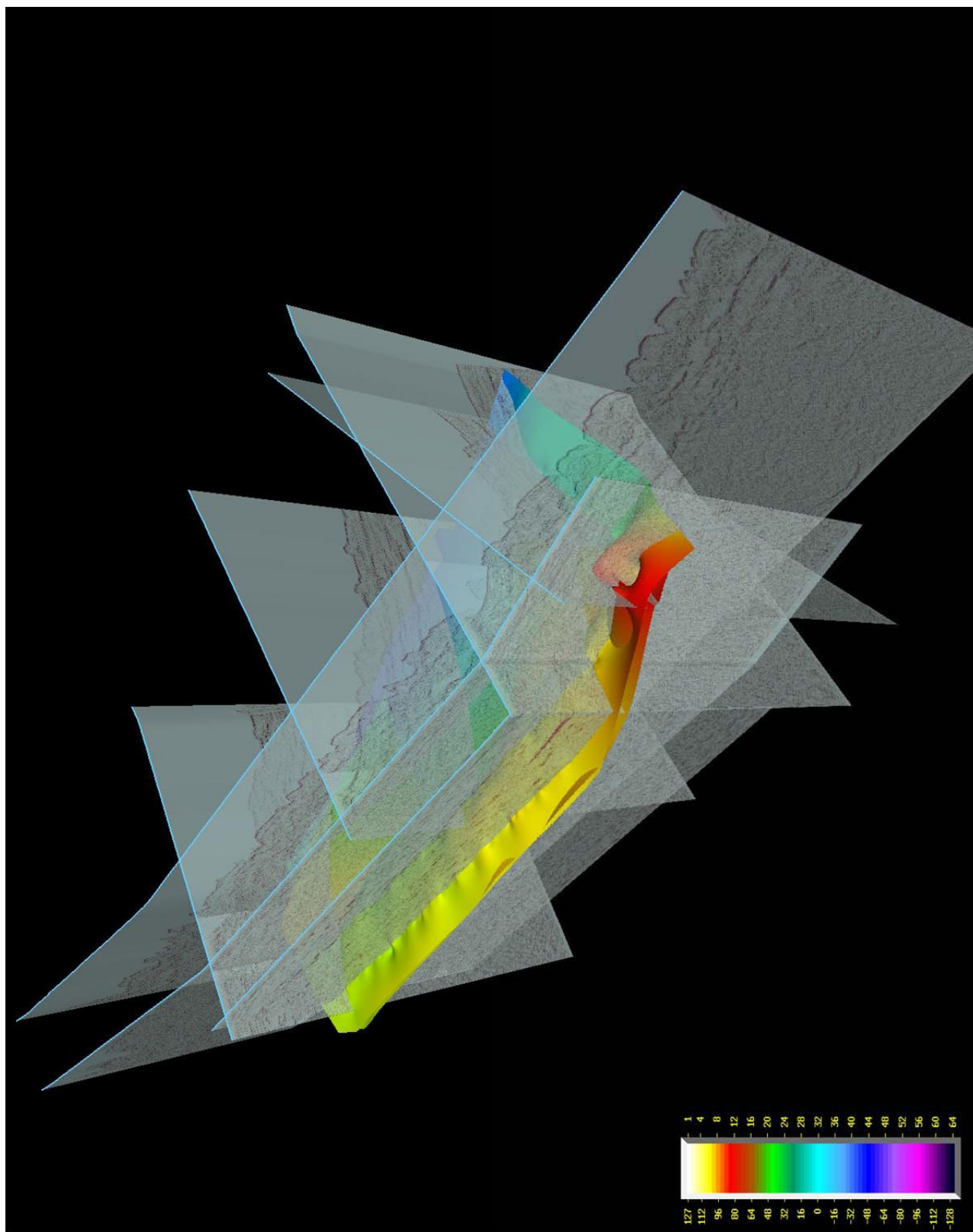


Figura 37 – Superfícies relacionadas às formações Pendência, Pescada e Alagamar integradas às linhas sísmicas 2D.

6 CONCLUSÃO

A partir dos resultados obtidos, foi possível a criação de um *background* favorável ao estudo da área, porém observou-se a limitação do método usado para o mapeamento e interpretação, considerando que foi baseado apenas nas respostas obtidas por perfis sônicos, raio-gama e perfis compostos. Seriam necessários, por exemplo, dados adicionais de análise de testemunhos e estudos petrográficos para a melhor caracterização de interferências nos resultados dos perfis geofísicos.

Foram observados os seguintes padrões comuns de refletores para as formações analisadas:

- Formação Alagamar – Iniciando-se com um refletor branco, em quase todos os poços, exceto o poço 1-RNS-024-RNS. O Membro Galinhos obteve como resposta o padrão de refletores branco/preto/branco nos poços 1-RNS-037-RNS, 1-RNS-062-RNS e 1-RNS-139-RNS. O Membro Upanema foi iniciado com um refletor preto em todos os poços.
- Formação Pescada – Não foi encontrada nenhuma semelhança no padrão dos refletores.
- Formação Pendência – Iniciando-se com um refletor branco, em quase todos os poços, exceto o poço 1-RNS-024-RNS. Ainda apresenta a sequência de refletores branco/preto nos poços 1-RNS-037 e 1-RNS-133.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANJOS S. M. C., SOMBRA C. L., SOUZA R. S., WAICK R. N. Potencial de reservatórios profundos da Formação Pendência, Bacia Potiguar Emersa. In: *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, 4 (4), pp. 509-530, 1990.
- ANP. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural*, Agência Nacional de Petróleo – SDT, 2012.
- ANP. *Mapas Webmaps*, BDEP. <<http://www.bdep.gov.br/webmaps>, acesso em 03/01/2013>, Agência Nacional de Petróleo, BDEP, Rio de Janeiro, 2012.
- ARARIPE, P. T.; FEIJÓ, F. Bacia Potiguar. In: *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, 8 (1), pp. 127-141, 1994.
- BERTANI, R. T.; COSTA, I. G.; MATOS, R. M. D. *Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e hábitat do petróleo na Bacia Potiguar*. In: Raja Gabaglia, G. P. & Milani, E. J., (eds.), *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*. Rio de Janeiro, PETROBRAS, pp. 291-310, 1990.
- BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H. *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil*. CPRM, Brasília, pp. 549-552, 2003.
- CASSAB, R. C. T. *Paleontologia da Formação Jandaíra, Cretáceo Superior da Bacia Potiguar, com ênfase na paleobiologia dos gastrópodos*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Rio de Janeiro, 186 p., 2003.
- DELLA FÁVERA, J. C. Estratigrafia de sequências da Formação Pendência, Bacia Potiguar. In: *Simpósio sobre o Cretáceo do Brasil*, Rio Claro, São Paulo, p. 35, 1994.
- IHS. *Edin Maps*, IHS. <<http://www.ihs.com>, acesso em 03/01/2013>, IHS, USA, 2012.
- MABESSONE, J. M. Histórica Geológica da Província Borborema (NE Brasil). In: *Revista de Geologia*, Vol. 15, pp. 119-129, 2002.
- MATOS, R. M. D. *The Northeast Brazilian Rift System. Tectonics*. Vol. 11 (4), p. 766-791, 1992.
- OKADA, A. H. *Facies, petrographic and engineering analysis of Lower Cretaceous, Upanema Reservoir, Ubarana Field, Potiguar Basin, Brazil*. University of Texas at Austin, USA. Dissertação de Mestrado, p. 192, 1982.
- PESSOA NETO, O. C.; SOARES, U. M.; SILVA, J. G. F.; ROESNER, E. H.; FLORENCIO, C. P.; SOUZA, C. A. V. Bacia Potiguar In: *Revista Brasileira de Geociências*, Vol. 15, pp. 357-369, 2007.

- PREDA, W. N. Campo de Ubarana, Bacia Potiguar: histórico e geologia de desenvolvimento. In: PETROBRAS, *Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório*, 3, Salvador. Anais, 1-9, 1988.
- RAMOS, E. M. *Avaliação dos reservatórios do Campo de Ubarana – RN, com baixas resistividades*. Universidade Federal do Pará, Centro de Geociências, Belém. Dissertação de Metrado, 75 p., 1990.
- SOUTO FILHO, J. D.; CORREA, A. C. F.; SANTOS NETO, E. V.; TRINDADE, L. A. F. *Alagamar-Açu petroleum system, onshore Potiguar Basin, Brazil: a numerical approach for secondary migration*. In: Mello, M.R., Katz, B.J. (eds.) In: *Petroleum systems of the South Atlantic margins*. Tulsa: AAPG. 151-158 (Memoir 73), 2000.
- SOUZA, S. M. Atualização da litoestratigrafia da Bacia Potiguar. In: *Congresso Brasileiro de Geologia*, 32. Salvador, SBG. Anais, v. 5, p. 2392-2406, 1982.
- SOARES, U. M.; ENIO, L. R.; CASSAB, T. C. Bacias Sedimentares Brasileiras: Bacia Potiguar. In: *Boletim da Fundação Paleontológica Phoenix*, Ano 5, Vol. 56, 8 p., 2003.
- VAN SCHMUS, W.R.; BRITO NEVES, B. B.; HACKSPACHER, P. C.; BABINSKY, M.; FETTER, A. H.; DANTAS E. L. Precambrian history of West Gondwana: The Borborema Province, NE Brazil. In: *Annual Meeting, Geological Society of America*. Denver, p. A-494, 1996.