

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**ESTUDO DAS ARMADILHAS TECTÔNICAS DOS RESERVATÓRIOS DA BACIA
POTIGUAR ASSOCIADOS À FALHA DE BAIXA GRANDE**

TOMAZ DE MORAES E CASTRO SANTOS HEIZENREDER

TF (24/51)

Monografia apresentada à Comissão de Trabalho de Formatura como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Bacharel em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo.

Orientadora: Profa. Dra. Liliane Janikian

SÃO PAULO
2024

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço ao Instituto de Geociências da Universidade de São Paulo e a todos que fizeram parte de minha trajetória. Entre a sala de aula e as conversas pelo saguão - passando pela “hora do cafezinho” - o curso cumpriu seus diferentes papéis, nos quais sou grato pelas inúmeras trocas tão enriquecedoras quanto divertidas, que permearam minha graduação por completo me fazendo entender que os meandros abandonados também fizeram parte do curso do rio.

Quanto à pesquisa, agradeço ao PRH N° 43.1, bem como à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), pela bolsa de iniciação científica que me foi concedida, bem como agradeço a Geoactive e a Eliis por conceder ao Instituto as licenças dos *softwares* que tornaram possíveis a realização desta pesquisa.

Gostaria de agradecer à minha orientadora, Liliane Janikian e ao professor Renato Paes de Almeida, que tanto me ensinaram ao longo deste projeto de pesquisa, confiaram em mim e estiveram solícitos a me auxiliar, sempre com uma boa dose de bom humor.

Aos meus pais, Nina e Fábio, que todos os dias me mostram a sorte que tenho de tê-los.

Aos amigos queridos, que estiveram comigo desde antes dos tempos pandêmicos, Clarice, Raquel, Guga e Zero.

Agradeço imensamente por todas as experiências que envolvem nossa relação, Bruno Katz, Gabriel Bovi, Tuma, Sallum e Zé, pelo companheirismo, pelas risadas e pela simplicidade que sempre atravessou nossa amizade.

Também sou muito grato à Geologia pelas amizades que me proporcionou, em especial a: Askueve, Ayron, Brulee, Conha, Du, Gonzaguinha, Ovo, Picareta, Samuel, Xandon e Zitos. O curso esteve na relação que criamos juntos.

E a Rafaela Maciel, pelo carinho e parceria que construímos.



RESUMO

Compreendida como resultado do sistema de rifts continentais cretáceos, que deram origem à margem equatorial brasileira, a Bacia Potiguar, localizada no Nordeste do Brasil, registra importantes eventos decorrentes dessa atividade tectônica, além de se destacar por suas acumulações de hidrocarbonetos. Nesse sentido, a fim de compreender a evolução estratigráfica e o papel dos esforços tectônicos na formação de armadilhas que favoreceram a acumulação de hidrocarbonetos, este trabalho visa promover um melhor entendimento sobre a tectono-estratigrafia ao longo da área de interesse, situada na região da Falha de Baixa Grande. Para isso, foi realizada uma análise sismoestratigráfica, por meio da integração de dados sísmicos 3D e dados de perfilagem de poços. A etapa inicial da investigação consistiu na análise de poços exploratórios, com o objetivo de obter informações sobre o topo e a espessura das unidades litoestratigráficas, além do intervalo de óleo correspondente a cada poço. Em seguida, foi realizada a amarração sísmica, de modo que os poços estudados também auxiliaram na etapa de interpretação sísmica, que, por sua vez, baseou-se na delimitação do embasamento, seguida pela demarcação de falhas e refletores sísmicos. A análise do bloco sísmico revelou uma forte influência de movimentações transpressionais de idade cenozóica, que afetaram a sequência pós-rifte, gerando anticlinais que, no contexto da geologia do petróleo, atuaram como armadilhas tectônicas, possibilitando a acumulação de hidrocarbonetos.

Palavras-chave: Bacia Potiguar, Sismoestratigrafia, Modelagem Sísmica, Falha de Baixa Grande, Armadilhas Tectônicas.

ABSTRACT

The Potiguar Basin, located in northeastern Brazil, is understood to be the result of the Cretaceous continental rift system, which gave rise to the Brazilian equatorial margin. It has recorded important events resulting from this tectonic activity, as well as being notable for its hydrocarbon accumulations. In this sense, in order to understand the stratigraphic evolution and the role of tectonic efforts in the formation of traps that favored the accumulation of hydrocarbons, this work aims to promote a better understanding of the tectono-stratigraphy along the area of interest, located in the region of the Baixa Grande Fault. To this end, a seismostratigraphic analysis was carried out by integrating 3D seismic data and well logging data. The initial stage of the investigation consisted of analyzing exploratory wells in order to obtain information on the top and thickness of the lithostratigraphic units, as well as the oil interval corresponding to each well. This was followed by seismic tying, so that the wells studied also helped in the seismic interpretation stage, which in turn was based on the delimitation of the basement, followed by the demarcation of faults and seismic reflectors. Analysis of the seismic block revealed a strong influence of Cenozoic transpressional movements, which affected the post-rift sequence, generating anticlines which, in the context of petroleum geology, acted as tectonic traps, enabling the accumulation of hydrocarbons.

Keywords: Potiguar, Seismostratigraphy, Seismic Modeling, Baixa grande Fault, Tectonic Traps

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	2
2. METAS E OBJETIVOS.....	3
3. TRABALHOS PRÉVIOS.....	3
3.1. Bacia Potiguar.....	3
3.2. Perfis Geofísicos.....	6
3.2.1 Raios Gama.....	7
3.2.2 Sônico.....	8
3.2.3 Densidade.....	8
3.2.4 Neutrão.....	9
3.2.5 Resistividade.....	9
3.3. Sismoestratigrafia.....	9
4. MATERIAIS E MÉTODOS.....	12
4.1 Análise Petrofísica dos dados de perfilagem e delimitação de limites litoestratigráficos.....	12
4.1.1 Análise Estratigráfica dos Poços.....	13
4.2 Amarração Sísmica.....	15
4.3 Interpretação e Modelagem Sísmica.....	15
5. RESULTADOS OBTIDOS.....	21
5.1 Criação dos perfis de poços.....	21
5.2 Amarração Poço - Sísmica.....	22
5.3 Interpretação das seções sísmicas.....	23
6. INTERPRETAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	26
7. CONCLUSÕES.....	29
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	29

1. INTRODUÇÃO

Amplamente utilizados nas últimas décadas, os modelos geológicos desempenham um papel fundamental na compreensão das características e feições espaciais intrínsecas aos objetos de interesse. Dessa forma, esses modelos integram espacialmente uma grande quantidade de dados descritivos e quantitativos, correlacionando, por exemplo, volumes de rochas, dados estruturais e suas propriedades petrofísicas.

De maneira geral, a qualidade dos reservatórios de hidrocarbonetos está intimamente relacionada a propriedades litológicas, como porosidade e permeabilidade, além de ser fortemente influenciada pelo controle estrutural, que define os limites dos reservatórios ou zonas de acumulação.

No contexto da Bacia Potiguar, o preenchimento sedimentar está fortemente relacionado a duas fases de rifteamento, cujo registro estratigráfico é dividido nas supersequências Rift e Drift (Pessoa Neto, 2007). Nesse cenário, os arenitos das formações Pendência, Alagamar e Açú, que integram essas supersequências, constituem as unidades produtoras de hidrocarbonetos, formando os sistemas petrolíferos Pendência-Pendência(!), Pendência-Alagamar(!) e Alagamar-Açú(!) (Gushiken e Siqueira, 2008).

Dada a relevância econômica associada, a Bacia Potiguar tem sido objeto de inúmeros estudos de caracterização geológica e petrofísica (Bezerra, 2020; Moura-Lima, 2011; Pestilho, 2018; Brito, 2020; Pimentel, 2020; Souza, 2016; Melo, 2016; Monteiro, 2012), que se somam a outros já consagrados na literatura (Pessoa Neto, 2007; Hoerlle, 2007; Bertani et al., 1990; Almeida, 1981; Araripe, 1994), garantindo uma base sólida de conhecimento sobre a evolução da Bacia e sua relação com a acumulação de hidrocarbonetos. Parte desse conhecimento foi aprimorada por meio do avanço e da aplicação da sismoestratigrafia, um método geofísico de investigação amplamente utilizado na indústria do petróleo e que fundamenta este trabalho.

Assim sendo, a partir da integração de dados de perfilagem de poços e dados sísmicos, extraídos nas fases de caracterização petrofísica e disponibilizados ao público, e utilizando os softwares PaleoScan e Interactive Petrophysics, o presente trabalho tem como objetivo gerar modelos e interpretações estratigráficas em 2D e 3D que possibilitem a visualização da distribuição espacial das unidades litológicas ao longo da área de estudo. Além disso, busca-se correlacionar os elementos arquiteturais e as geometrias estratigráficas interpretadas com outros estudos disponíveis na literatura.

2. METAS E OBJETIVOS

O presente projeto tem como objetivo principal a geração de um modelo crono-estratigráfico, elaborado por meio da análise de dados de perfilagem de poços, utilizando os perfis de raios gama, sônico, resistividade, nêutrons e porosidade, aliados à interpretação de dados sísmicos, com ênfase na análise de volumes sísmicos localizados na porção sul da bacia. A utilização conjunta dos diferentes tipos de dados enriquece o modelo gerado e permite observar não apenas variações na espessura das unidades litoestratigráficas ao longo da área de estudo, mas também os elementos estratigráficos que possibilitam a ocorrência de hidrocarbonetos. Para atingir esse objetivo, será utilizada a base de dados fornecida pela Agência Nacional do Petróleo e Biocombustíveis (ANP).

Neste contexto, a sismoestratigrafia, ao empregar modelos geológicos cronoestratigráficos, demonstra uma ampla capacidade de auxiliar na visualização de estruturas e geometrias, revelando-se de extrema importância para a compreensão detalhada das unidades litológicas em subsuperfície.

Ademais, a modelagem geológica é amplamente utilizada no contexto dos reservatórios de hidrocarbonetos, contribuindo para o gerenciamento físico e econômico dos campos petrolíferos, com aplicação desde o estágio de exploração (Asquith e Krygowski, 2004) até os estágios de produção (Asquith e Krygowski, 2004; Pérez, 2008). A modelagem geológica apoia a definição de alvos, a localização de poços, além de prever o desempenho dos reservatórios e aprimorar a capacidade de recuperação (Pranter e Sommer, 2011; Howell et al., 2014).

3. TRABALHOS PRÉVIOS

Extensivamente difundida no contexto da indústria do petróleo e dos reservatórios de hidrocarbonetos, a modelagem crono-estratigráfica, por meio da utilização de dados sísmicos e de perfilagem de poços, permite a realização de uma análise quantitativa e qualitativa dos parâmetros petrofísicos. Essa abordagem auxilia na caracterização e identificação de geometrias, estruturas e propriedades petrofísicas, bem como na avaliação da conectividade dos reservatórios de hidrocarbonetos (Chang et al., 2008).

3.1. Bacia Potiguar

De acordo com a sequência estratigráfica da Bacia Potiguar (Figura 1) apresentada por Pessoa Neto *et al.* (2007), a bacia é subdividida em três grupos: Areia Branca, Apodi e Agulha, os quais estão associados a três supersequências deposicionais, cada uma relacionada a distintos estágios de evolução tectônica.

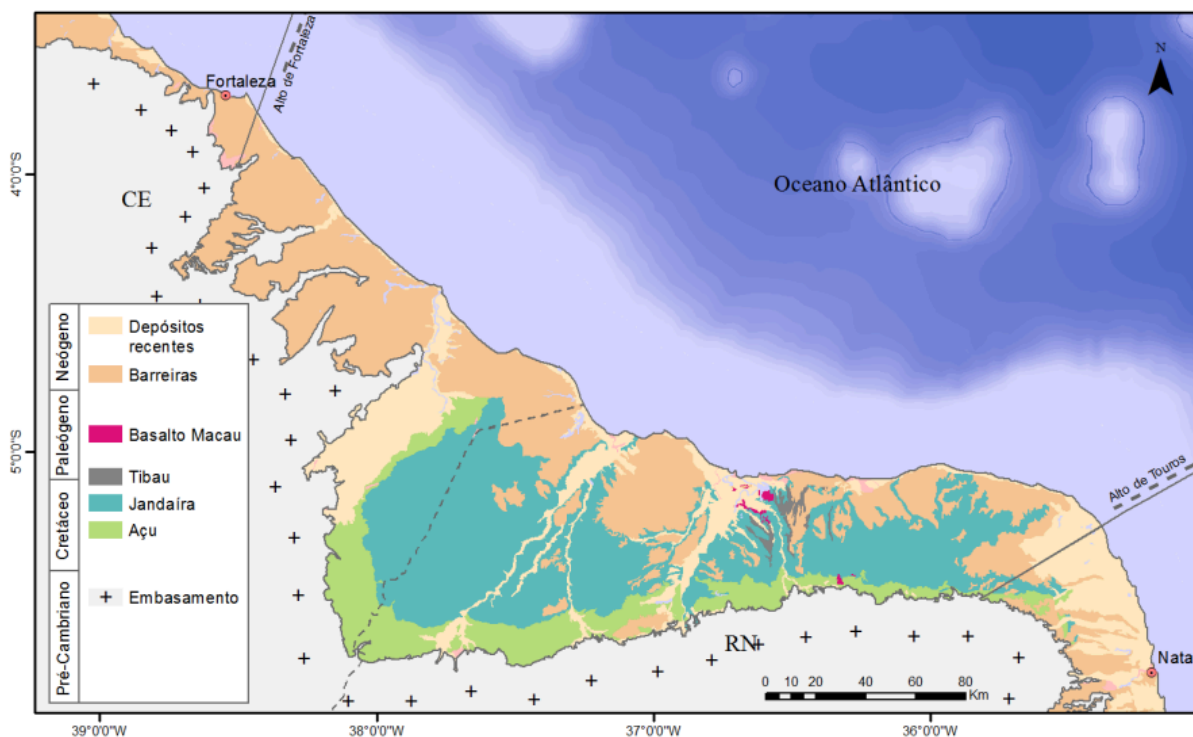


Figura 1: Mapa da Geologia Regional da Bacia Potiguar (Mohriak, 2003)

Na Carta Estratigráfica (Figura 2), o preenchimento sedimentar é dividido em: o Grupo Areia Branca, que abrange tanto o estágio Rife, representado por depósitos lacustres e flúvio-deltaicos das formações Pendência e Pescada, depositados entre o Berriasiano e o Eoaptiano, quanto o estágio Pós-Rife, caracterizado pela Formação Alagamar, uma sequência iniciada no Neoaptiano, flúvio-deltaica, com registros de ingressão marinha. O Grupo Apodi, que marca o início do estágio de evolução termal, compreende uma sequência flúvio-marinha transgressiva, composta pelas formações Açu, Quebradas, Ponta do Mel e Jandaíra, depositadas entre o Eoalbiano e o Neocampaniano. Ainda dentro da sequência termal, o Grupo Agulha, formado pelas formações Ubarana, Tibau e Guamaré, corresponde a uma sequência clástica e carbonática regressiva que se estende do Neocampaniano até o Quaternário. Complementando o registro estratigráfico, as rochas vulcânicas depositadas entre o Eoceno e o Oligoceno correspondem à Formação de Macau (Pessoa Neto et al., 2007). Por fim, a Formação Barreiras recobre as unidades do Cretáceo e consiste em litologias siliciclásticas depositadas em ambientes transicionais de influência marinha (Rossetti et al., 2013).

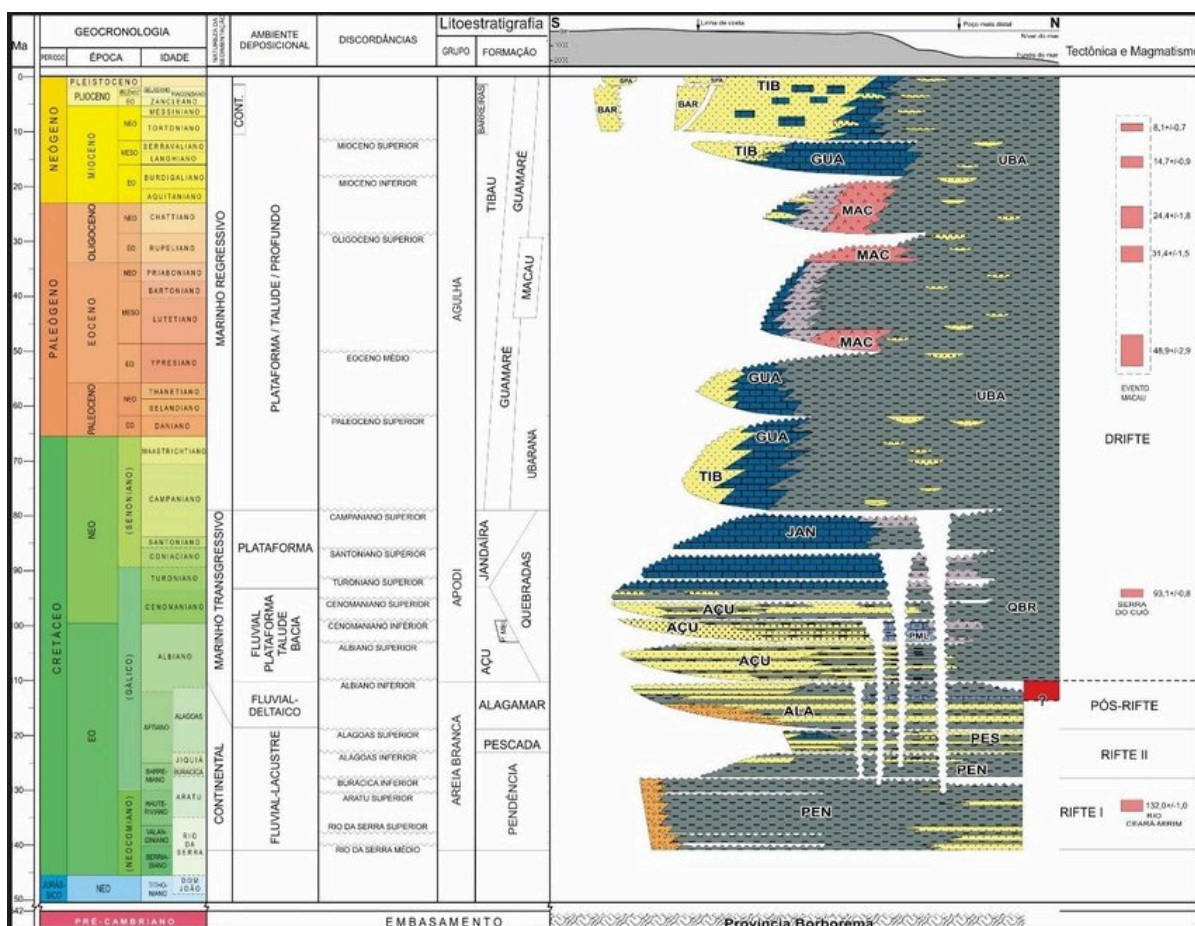


Figura 2: Carta Estratigráfica da Bacia Potiguar (Pessoa Neto et al., 2007).

O arcabouço estrutural da Bacia Potiguar (Figura 3) é composto por um conjunto de grabens assimétricos, orientados na direção NE-SW, como os de Apodi, Umbuzeiro, Guamaré e Boa Vista. Além disso, incluem-se os *horsts* ou altos internos de Quixaba, Macau e Serra do Carmo, que se apresentam como cristas alongadas do embasamento, dispostas paralelamente ao eixo dos *grabens* e delimitadas por falhas lísticas (Bertani et al., 1990). O sistema de falhas de Carnaubais é o principal sistema do Rifte Potiguar. Disposto ortogonalmente, o Sistema de Falhas de Afonso Bezerra (SFAB), com tendência preferencial NW-SE, é outro importante sistema que ocorre na bacia, delimitando diferentes feições estruturais.

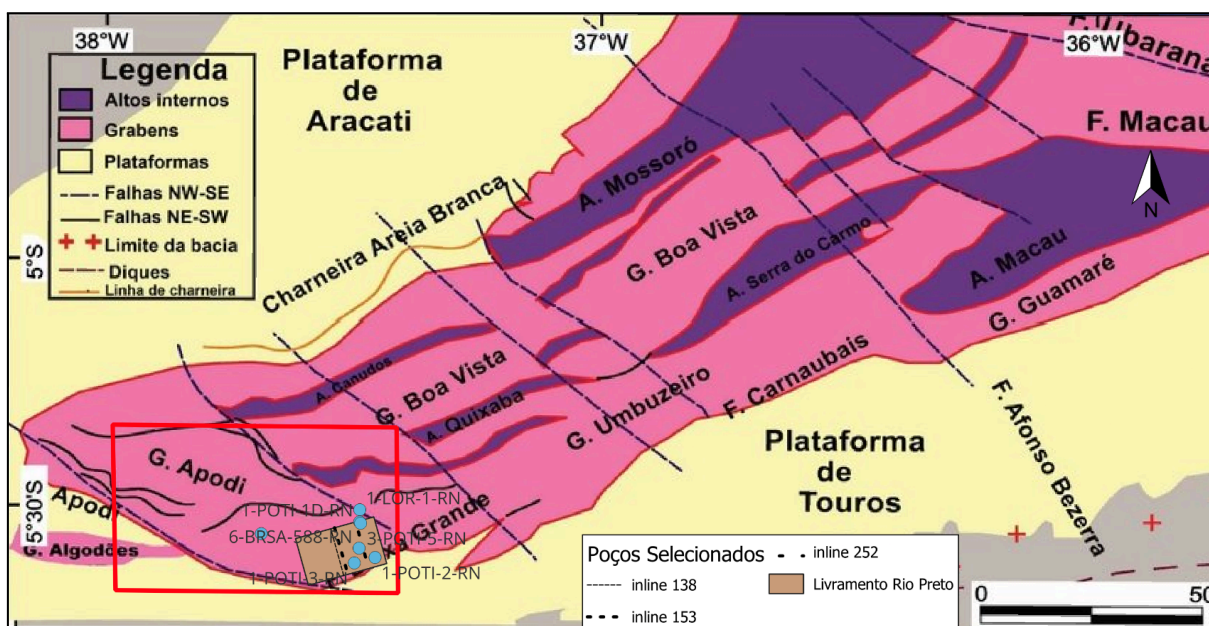


Figura 3: Mapa do Arcabouço estrutural do Rifte Potiguar (Adaptado de Melo, 2016)

Com relação ao sistema de falhas de Afonso Bezerra, Oliveira et al. (1993) interpretam que a estrutura instalou-se sobre uma descontinuidade pré-cambriana, a qual teria sido reativada no limite Cretáceo-Paleógeno como uma zona de falha transpressiva, com rejeito direcional dextral e reverso (Moura-Lima, 2011). Ademais, Matos (1992) definiu esse sistema de falhas como um conjunto de falhas de transferência que atuaram ao longo da fase rifte.

Jardim de Sá *et al.* (1999) demonstram que a reativação dos falhamentos no Cretáceo está associada a um rápido pulso de inversão na Bacia Potiguar, com idade mínima neocampaniana, e está relacionada aos sistemas de falhas de Afonso Bezerra (transcorrente dextral) e Carnaubais (transcorrente sinistral).

Por fim, os sistemas petrolíferos da Bacia Potiguar possuem duas fontes principais: A primeira fonte refere-se aos folhelhos betuminosos de origem lacustre da formação Pendência, cujo depocentro está associado principalmente aos grabens onshore da bacia (Bezerra, 2020). A segunda rocha geradora de óleo são os folhelhos e margas da formação Alagamar. O óleo desta fonte foi gerado na porção offshore e migrou ao longo dos principais sistemas de falhas na direção E-W, como os sistemas Areia Branca e Carnaubais até se acumular em reservatórios das formações Alagamar e Açú (Sousa Filho, 2000; Bezerra, 2020).

3.2. Perfis Geofísicos

Os perfis geofísicos representam um registro quantitativo de diversos parâmetros petrofísicos medidos durante a perfilagem. De maneira geral, a perfilagem de poços consiste em um conjunto de métodos indiretos de investigação utilizados em poços ou furos de

sondagem, com o objetivo de mensurar as propriedades físicas de diferentes unidades geológicas atravessadas pela perfuração (Keys, 1989). Essa técnica permite a aquisição de informações relacionadas às propriedades físicas das rochas, incluindo características elétricas, acústicas, radioativas e mecânicas, além de dados essenciais sobre litologia, porosidade, saturação e a presença de fluidos nos poros (Garcia, 2007).

A perfilagem é caracterizada como o registro das propriedades litológicas de uma formação geológica, obtido por meio de ferramentas de medição inseridas em um poço (Rodrigues, 2007). Essa técnica permite a aquisição de informações relacionadas às propriedades físicas das rochas, incluindo características elétricas, acústicas, radioativas e mecânicas, além de dados essenciais sobre litologia, porosidade, saturação e a presença de fluidos nos poros (Garcia, 2007), sendo cruciais para a caracterização petrofísica geral de uma rocha (Asquith et al., 2004).

Diferentes parâmetros, devido às suas distintas profundidades de resolução (Figura 4), são medidos por meio de uma série de perfis, como raios gama (GR), sônico (DT), densidade (RHOB), neutrão (TNPH) e resistividade (ILD). Esses parâmetros são cruciais para a caracterização petrofísica geral de uma rocha (Asquith et al., 2004).

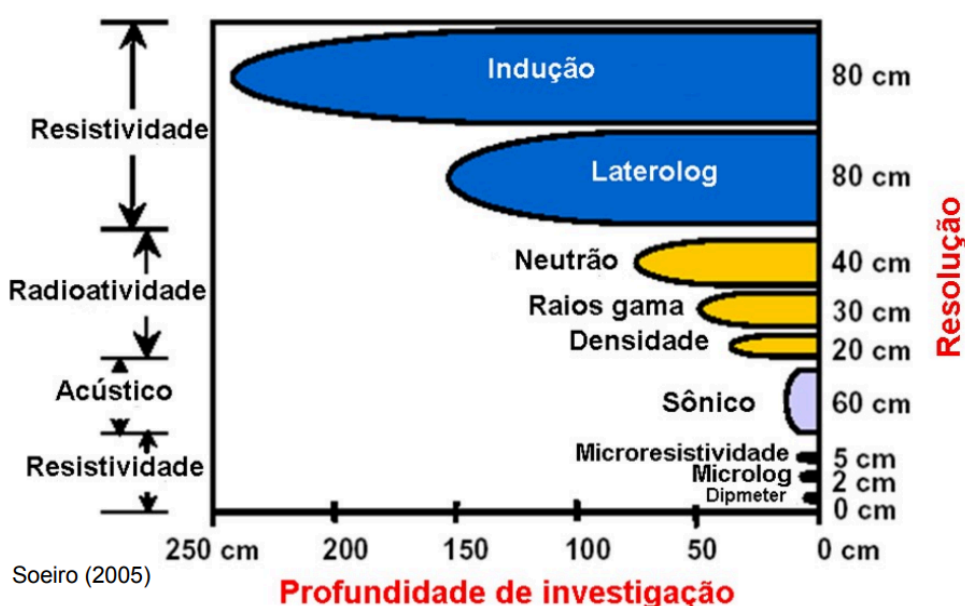


Figura 4: Profundidade de Investigação Vs. Resolução dos dados de perfilagem. Retirado de: Soeiro, P.A.S. 2005. Perfilagem de poços – programa USP 2005.

3.2.1 Raios Gama

Os perfis de raios gama (GR) são amplamente utilizados na análise estratigráfica de sequências, uma vez que são obtidos a partir da radiação gama, a qual é responsável pela radiação natural das rochas. Essa energia possui uma dimensão linear e é expressa em

unidades de grau API (Kearey et al., 2009). Os argilominerais, em geral, concentram frações significativas de elementos radioativos, de modo que as curvas de raios gama são empregadas para inferir o conteúdo argiloso dos litotipos. Conforme ilustrado na Figura 5, valores mais baixos de raios gama são interpretados como indicativos de litologias, como arenitos puros, que se caracterizam por uma composição predominante de grãos de quartzo.

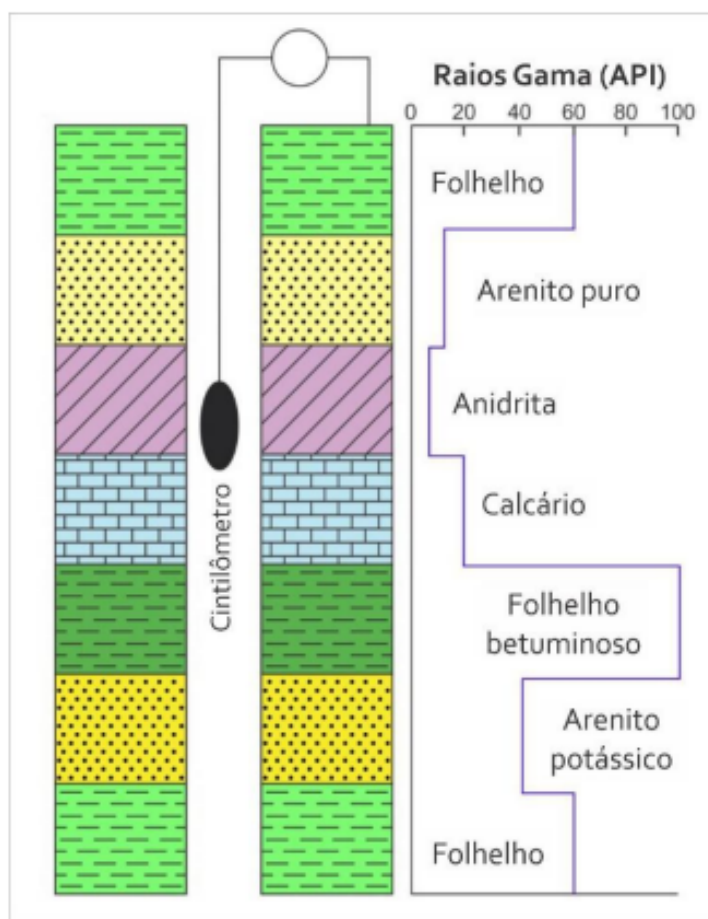


Figura 5: Representação esquemática das respostas de perfil de raios gama em decorrência aos diferentes litotipos. Adaptado de Nichols (2001).

Por outro lado, valores mais elevados no grau API refletem a presença de litologias com maior concentração de argilominerais, sendo, portanto, associados a litotipos pelíticos. Esses padrões permitem correlacionar perfis de raios gama a perfis litológicos, o que é de suma importância para a caracterização e delimitação de diferentes unidades estratigráficas ou sistemas deposicionais associados (Rider, 2000; Nichols, 2001).

3.2.2 Sônico

O perfil sônico, comumente denominado DT, registra o tempo de trânsito de um sinal acústico ao atravessar diferentes litotipos ao longo do poço. Esse processo ocorre quando um impulso sonoro, emitido por um transmissor, se propaga através das camadas litológicas

até alcançar os receptores. O equipamento mede a diferença de tempo que a onda acústica leva para percorrer a distância entre dois receptores, um parâmetro conhecido como tempo de trânsito, que é inversamente proporcional à velocidade da onda (Rodrigues, 2007). Assim, a velocidade de propagação varia de acordo com o meio; além disso, o tempo que uma onda sonora leva para percorrer uma distância fixa em um corpo sólido é reduzido na presença de líquidos e gases (Brooks, 2009)

Ao considerar duas rochas semelhantes, aquela que contiver uma maior quantidade de fluidos em seus poros apresentará um tempo de trânsito maior do que a rocha com menor volume de fluidos. Dessa forma, o perfil sônico registra a relação entre o tempo de trânsito de uma onda sonora em uma rocha e sua porosidade (Nery, 1990).

O perfil sônico, portanto, pode ser utilizado para estimar a porosidade da rocha e o grau de compactação, além de desempenhar um papel crucial na etapa da amarração sísmica e na elaboração do sismograma sintético do poço, visto que é uma das variáveis utilizadas para o cálculo da impedância acústica.

3.2.3 Densidade

O perfil de densidade, habitualmente nomeado nos dados de perfilagem como RHOB, registra as variações de massas específicas das camadas de rocha atravessadas pelo poço (Ellis, 2004). No caso de rochas porosas, a medição inclui tanto a densidade da matriz da rocha, como a do fluido contido nos poros da mesma.

Esse tipo de perfil baseia o mecanismo de medição em uma fonte de raios gama incidindo sobre a parede do poço, ocorrendo, com isso, colisões entre os raios gama e os elétrons presentes na estrutura atômica dos minerais componentes da formação. Como o número de elétrons em um átomo é aproximadamente proporcional à sua densidade, quanto mais denso for o material, maior o número de colisões. Desta forma, a ferramenta de densidade mede a resistência da radiação do raio gama, já que a atenuação do raio gama é diretamente dependente da densidade da formação (Nery, 1990). Além disso, o perfil de densidade é utilizado na etapa de amarração sísmica, compondo uma das variáveis utilizadas para o cálculo da impedância acústica do poço.

3.2.4 Neutrão

A ferramenta Neutrão é utilizada para quantificar a variação na porosidade total da formação, por meio da emissão de nêutrons de alta energia, que interagem preferencialmente com o hidrogênio contido nos fluidos. A intensidade registrada no perfil de neutrão varia entre formações saturadas com água e formações saturadas com hidrocarbonetos devido à diferença na concentração de hidrogênio em cada tipo de fluido. Para o caso da água, a alta concentração de hidrogênio causa maior atenuação dos nêutrons, resultando em uma resposta mais acentuada no perfil de neutrão quando

comparado, por exemplo, com formações saturadas com óleo, que possui menores concentrações de hidrogênio em sua composição.

3.2.5 Resistividade

A resistividade é a propriedade da matéria em permitir a condutividade de elétrons. Assim, o perfil indica a capacidade de resistência de meio à condução elétrica. Essa resistência por parte das rochas irá depender da sua porosidade, da natureza do fluido em seus poros e do conteúdo de íons Na⁺ e Cl⁻ dissolvido no fluido aquoso. A grande diferença entre as resistividades de rochas com hidrocarbonetos e rochas com água de formação, torna o perfil de resistividade importante no âmbito da avaliação dos fluidos que preenchem os poros das formações.

3.3. Sismoestratigrafia

A sismoestratigrafia é o estudo das sucessões estratigráficas por meio de métodos sísmicos prospectivos. Assim, a interpretação de refletores sísmicos em seções ou blocos tridimensionais pressupõe que os refletores sísmicos evidenciam contrastes de impedância acústica (Vail & Mitchum, 1977). O imageamento sísmico é gerado a partir da emissão de ondas que se propagam na subsuperfície e, ao retornarem à superfície, são detectadas por receptores denominados geofones.

A intensidade da onda (I) (Equação 1) é função da densidade do meio (ρ), da velocidade de propagação da onda (v), da frequência angular (ω) e da amplitude (A), sendo expressa pela fórmula:

$$\text{Equação 1: } I = 1/2 \rho v \omega^2 A^2$$

O coeficiente de reflexão (R) (Equação 2) é a proporção entre a amplitude incidente (A_i) e a amplitude refletida (A_r), representando a fração da amplitude refletida em cada superfície.

$$\text{Equação 2: } R = A_r / A_i$$

A impedância acústica, por sua vez, é o produto da densidade do meio pela velocidade de propagação da onda, sendo essa relação registrada nos dados sísmicos.

Neste contexto, a técnica da reflexão sísmica baseia-se na medição do tempo de trânsito de duas vias (two-way travel time, ou TWT) e nas amplitudes de uma onda gerada por uma fonte conhecida, que se propaga em direção às camadas mais profundas, onde é refletida e captada por um receptor em uma posição determinada. O traço sísmico, ou sismograma, é um registro, no tempo, das chegadas sucessivas de ondas sísmicas (Chapman, 2004), que representam superfícies cronológicas, as quais são

significativamente síncronas em extensão e separam estratos mais antigos de estratos mais jovens (Vail & Mitchum, 1977).

Dados sísmicos auxiliam no reconhecimento de geometrias estratigráficas e de reservatórios, além de suas continuidades laterais, delimitações e heterogeneidades internas (Howell et al., 2014). A análise das terminações dos refletores (Figura 6) é utilizada para definir geometrias representativas que demarcam sismofácies e limites de sequências.

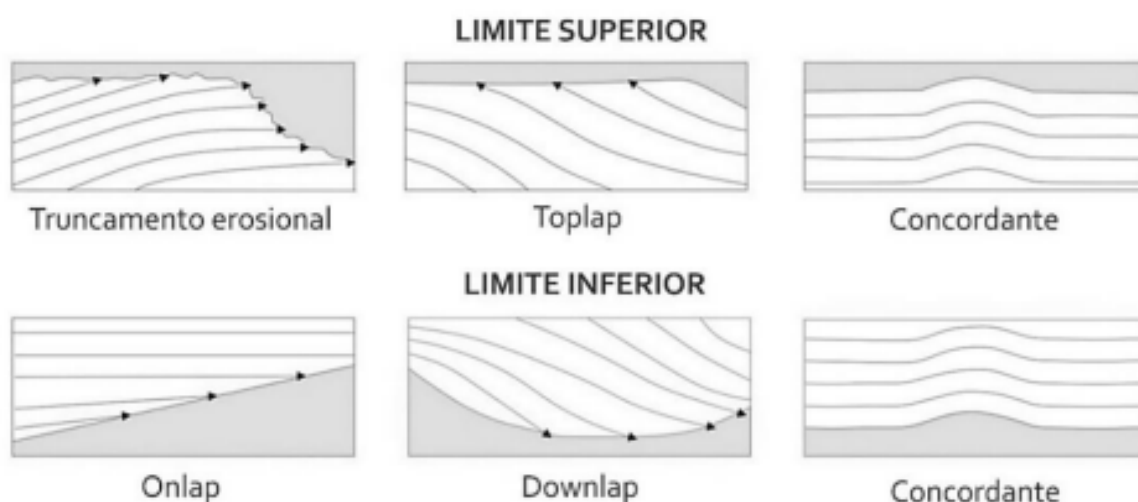


Figura 6: Padrões de terminações de refletores. Fonte: Mitchum *et al.*, 1977a.

Onlap indica terminações de refletores sobre limites de sequências inferiores, sendo, por definição, o ponto do refletor da clinoforma que termina acima de outro refletor, tendo o segundo, um ângulo maior que o primeiro. Por sua vez, *Downlap* refere-se à terminações de um refletor contra outro com ângulo menor que o do primeiro. *Toplap* demarca terminações contra superfícies sobrepostas, resultantes de não-deposição (*bypass depositional*) ou pequena erosão (Mitchum *et al.*, 1977a).

A análise de fácies sísmicas tem como objetivo interpretar o comportamento dos refletores sísmicos na caracterização das sismofácies. A configuração interna dos refletores (Figura 7) constitui o parâmetro mais significativo, evidenciando o padrão de estratificação das sucessões sedimentares, e demonstrando os processos deposicionais e erosionais (Ribeiro *et al.*, 2001).

As configurações podem ser categorizadas em dois grupos: configurações não progradantes, representadas pelas feições paralela/subparalela, ondulada, divergente, caótica e transparente, e configurações progradantes, definidas pelas feições sigmoidal, oblíqua, complexo sigmoidal-oblíquo e shingled. Configurações progradantes são expressas por superfícies deposicionais inclinadas, chamadas clinoformas, que variam conforme a relação entre o aporte sedimentar e o espaço disponível para deposição. Algumas

sismofácies derivam das configurações principais, como as feições contorcidas, segmentada, hummocky e lenticular (Mitchum *et al.*, 1977a; Ribeiro *et al.*, 2001).

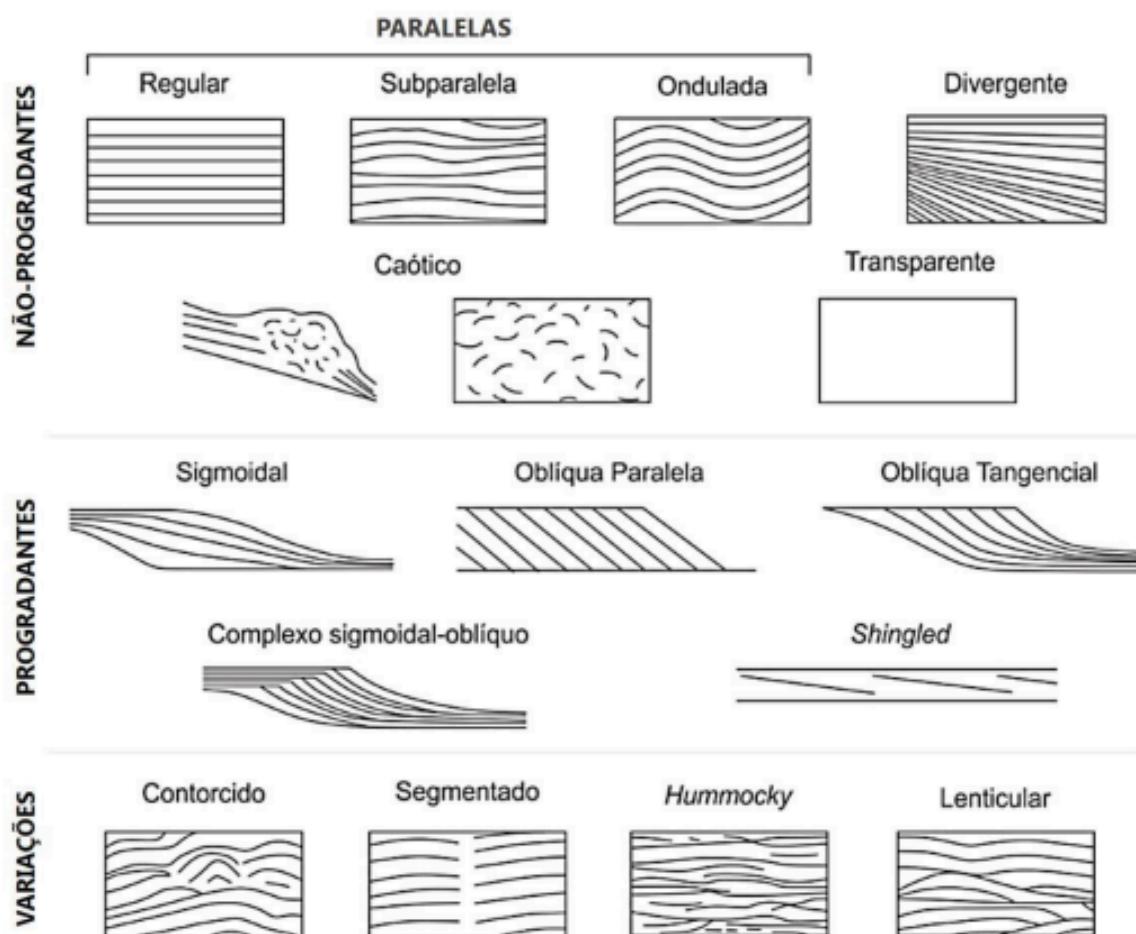


Figura 7: Configurações de sismofácies identificadas em dados sísmicos. Compilado de Mitchum *et al.* (1977a).

Por sua vez, os atributos sísmicos são definidos como parâmetros e medidas derivados de dados sísmicos (Chopra e Marfurt, 2007), com o objetivo de evidenciar informações sutis em uma imagem sísmica típica, auxiliando a interpretação geológica. Os atributos sísmicos são influenciados pelos componentes da onda sísmica, como fase, amplitude e frequência. O conteúdo da fase é útil na interpretação sismoestratigráfica, evidenciando a forma, geometria e continuidade dos refletores. Por outro lado, os atributos derivados da amplitude são valiosos para destacar particularidades estruturais, fornecendo parâmetros físicos sobre a subsuperfície, como velocidade, impedância acústica, coeficiente de reflexão e efeito de absorção (Sarhan, 2017). Ademais, a identificação dos parâmetros mencionados contribui para uma compreensão mais abrangente das variações encontradas em uma unidade em macroescala, assim como das variações observadas em uma litologia em microescala. Isso permite, no âmbito da Geologia do Petróleo, um planejamento mais

seguro quanto ao posicionamento de poços, além de outras diversas etapas de produção (Pérez, 2008).

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Para a realização do modelo cronoestratigráfico de tempo relativo, que esteja alinhado com a interpretação petrofísica, faz-se necessária a utilização da base de dados de bacias sedimentares terrestres, disponibilizados gratuitamente pela ANP. A perfilagem terá enfoque nos perfis de caliper, raios gama, resistividade, sônico, densidade e neutrão, enquanto, para os dados sísmicos, serão analisados tanto dados 2D quanto 3D.

4.1 Análise Petrofísica dos dados de perfilagem e delimitação de limites litoestratigráficos

Para a realização deste estudo, foi utilizado o software Interactive Petrophysics (IP), que oferece suporte para a análise de dados de perfilagem, auxiliando na construção dos perfis de poços, na avaliação das propriedades dos reservatórios, na identificação de litologias e na delimitação de unidades litoestratigráficas.

Os dados de perfilagem de poços utilizados neste trabalho incluem perfis digitais nos formatos DLIS (Digital Log Interchange Standard) e LAS (Log ASCII Standard). Para realizar a interpretação dos perfis, também foram inseridos os topos de formação e as ocorrências de óleo, disponíveis no perfil composto e no arquivo geral de poço (AGP), informações que constam na base de dados disponibilizada pela ANP. A avaliação dos perfis foi fundamentada na resolução das ferramentas de perfilagem e nas suas respostas em minerais sedimentares (Serra, 1990; Log Interpretation Charts - Schlumberger, 2009).

Os dados de entrada consistem em perfis de poços, incluindo perfis de raios gama, caliper, resistividade, sônico, neutrão e densidade. Ao longo da análise petrofísica, foram aplicadas correções aos dados no caso de poços que apresentassem, nos perfis, múltiplas corridas realizadas em intervalos segmentados. Assim, as correções foram aplicadas com o intuito de unir as diferentes corridas em uma única perfilagem. Tal etapa foi seguida pela realização de *crossplots* com o objetivo de identificar particularidades que auxiliassem na caracterização das unidades litológicas.

Os poços selecionados para este estudo estão apresentados na Tabela 1

Tabela 1: Poços Selecionados para o tratamento de dados e correlação sísmica-poço.

Poços Selecionados	N (UTM)	E (UTM)	Mesa Rotativa (m)	Profundidade do Fundo (m)
1-FG-1-RN	9385431.8	645452.1	91	2406

1-LO-1-RN	939479.1	631568.1	130	3703
1-LOR-1-RN	9390787.3	667549.8	89	1745
1-POTI-1D-RN	9388065.00	667522.00	85.0	1730
1-POTI-2-RN	9380086.21	670978.35	129	849
1-POTI-3-RN	9378862.51	666320.92	118.0	600
1-PSY-1-RN	9397530	6707040	81	942
3-POTI-5-RN	9387767.19	667741.28	85.0	1440
6-BRSA-588-RN	9382170.7	667391.6	114	4763

4.1.1 Análise Estratigráfica dos Poços

O reconhecimento dos limites estratigráficos, assim como do intervalo de óleo, foi estabelecido com base nas informações disponibilizadas nos dados dos poços, utilizando-se o “Arquivo Geral de Poço” e os dados presentes no “Perfil Composto”. As Figura 8 e 9 exemplificam a delimitação das unidades, em termos de profundidade, para o caso do poço 1-POTI-2-RN e 1-POTI-3-RN, respectivamente. Nos mesmos moldes, também foram delimitados os limites para os demais poços selecionados para o trabalho.

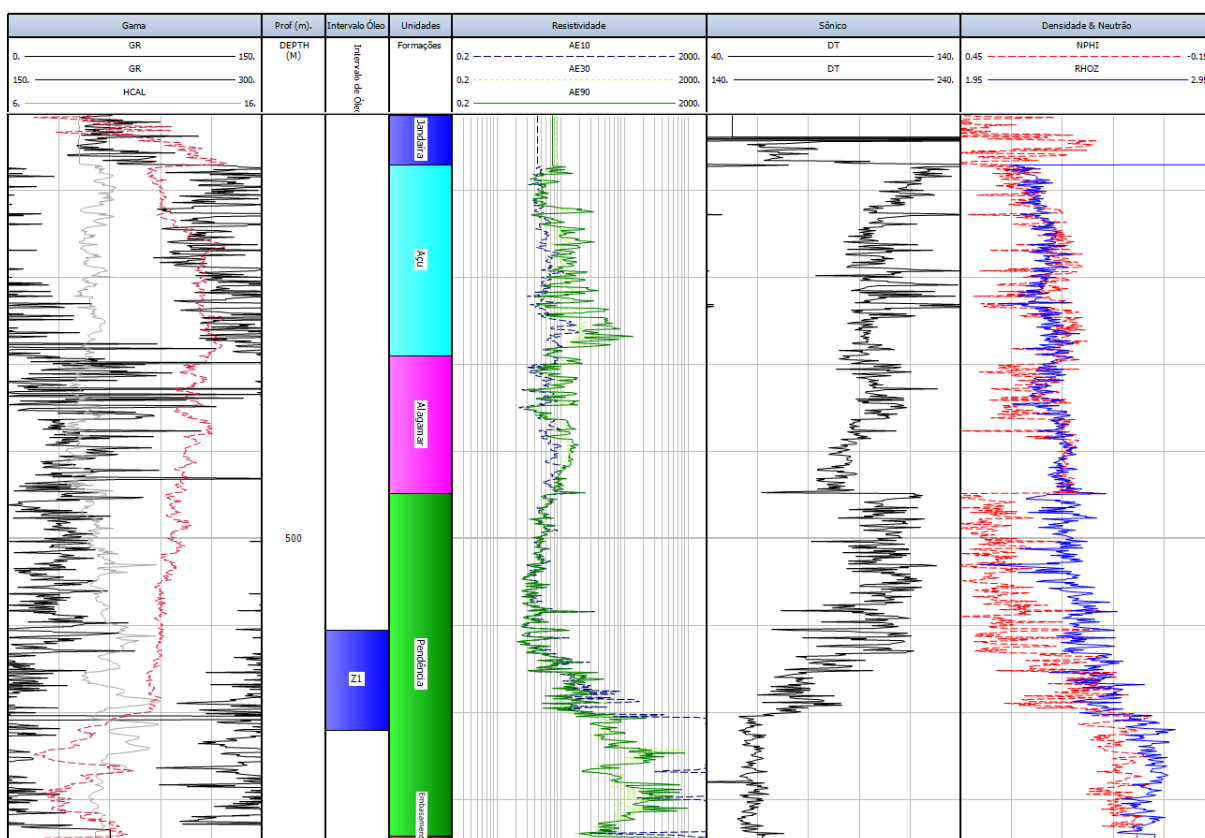


Figura 8: Delimitação da estratigrafia no poço 1-POTI-2-RN.

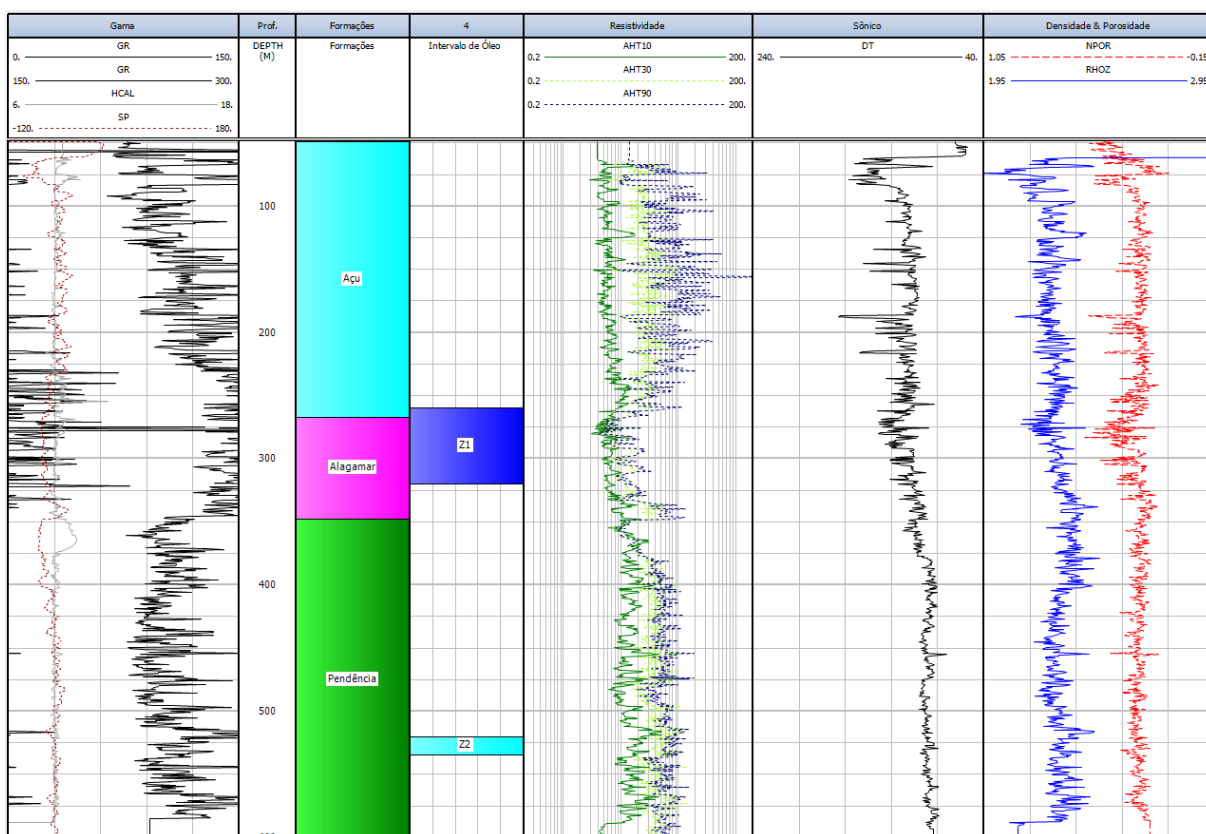


Figura 9: Delimitação da estratigrafia no poço 1-POTI-3-RN.

4.2 Amarração Sísmica

Para integrar os dados dos poços, que estão originalmente apresentados em profundidade, com os dados sísmicos, que estão em tempo duplo, foram calculadas curvas de impedância acústica para os seguintes poços: 1-POTI-1D-RN, 1-POTI-2-RN, 1-POTI-3-RN, 1-PSY-1-RN e 3-POTI-5-RN. Tais curvas foram calculadas utilizando os dados de densidade e de tempo sônico.

Os poços 1-FG-1-RN, 1-LO-1-RN, 1-LOR-1-RN e 6-BRSA-588-RN continham dados de checkshot, os quais foram utilizados para realizar a amarração sísmica.

Como exemplificado na Figura 10, a curva de impedância acústica gerada foi associada à curva de refletividade para produzir um sismograma sintético, que, por sua vez, foi comparado com a seção sísmica original, com o objetivo de converter a unidade de medida da profundidade para o tempo duplo.

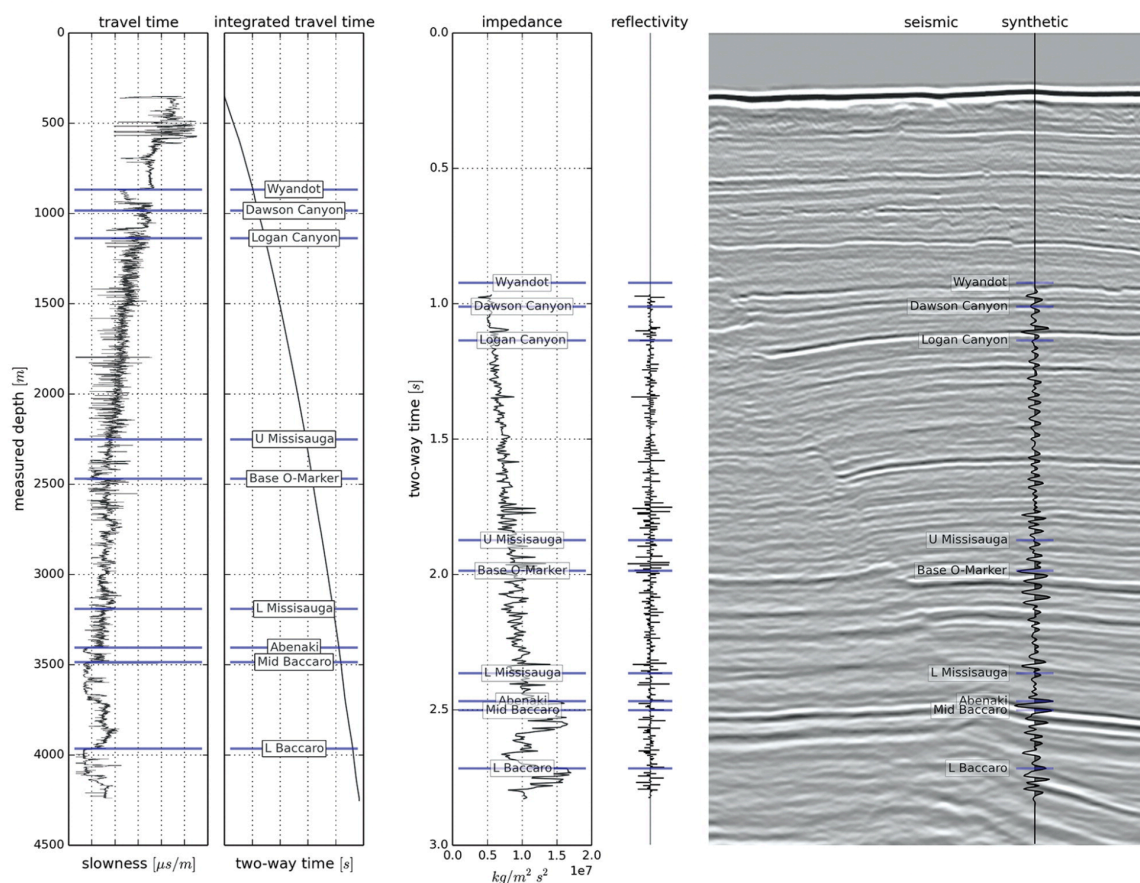


Figura 10: Exemplo esquemático de amarração poço-sísmica. Fonte: Bianco 2014.

4.3 Interpretação e Modelagem Sísmica

A interpretação sísmica foi realizada no software PaleoScan, que se baseia em uma abordagem semi-automatizada criada para auxiliar na elaboração de modelos cronoestratigráficos. O software utiliza algoritmos de otimização que correlacionam os traços sísmicos, rastreiam um conjunto de horizontes e constroem um modelo que pode ser refinado por meio da demarcação de falhas ou horizontes selecionados manualmente. Na Figura 11, estão representadas as possibilidades de continuidades sísmicas interpretadas com base nos valores dos dados de entrada. Tais diferenças geram diferentes produtos de modelos geológicos de tempo relativo.

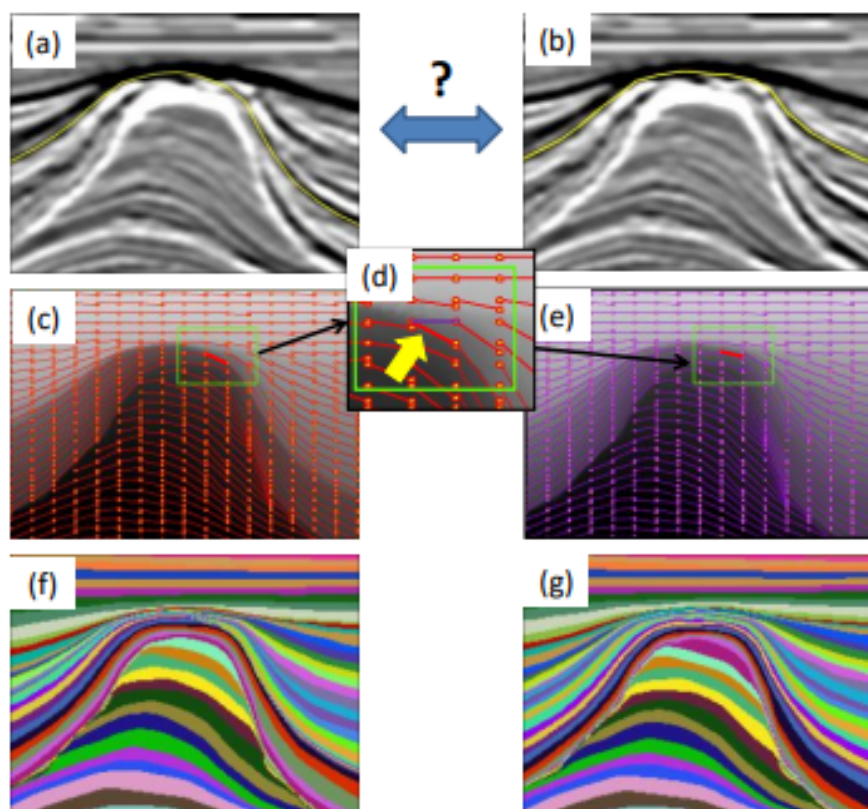


Figura 11: (a) e (b) representam duas possibilidades de interpretação, ou seja, duas possibilidades de continuidade de linhas sísmicas. neste caso, a única diferença entre as continuidades é apenas o *link* em (d). (c) e (e) correspondem respectivamente aos modelos (f) e (g). Fonte: Eliis, 2020.

O software oferece uma ampla gama de atributos de visualização que, ao realçarem diferentes particularidades do produto sísmico, garantem o suporte necessário para a interpretação manual desse produto, conferindo maior precisão ao modelo gerado. Dessa forma, com o intuito de elevar a precisão do modelo em relação à interpretação das continuidades laterais dos refletores, à demarcação do embasamento da bacia e das diferentes unidades, além do mapeamento das principais falhas, foram selecionados os seguintes atributos: Seismic Relief, Impedância Acústica Relativa, Reflection Intensity, Coisine 1st Phase e Polarity (Figura 12), conforme Sarhan (2017).

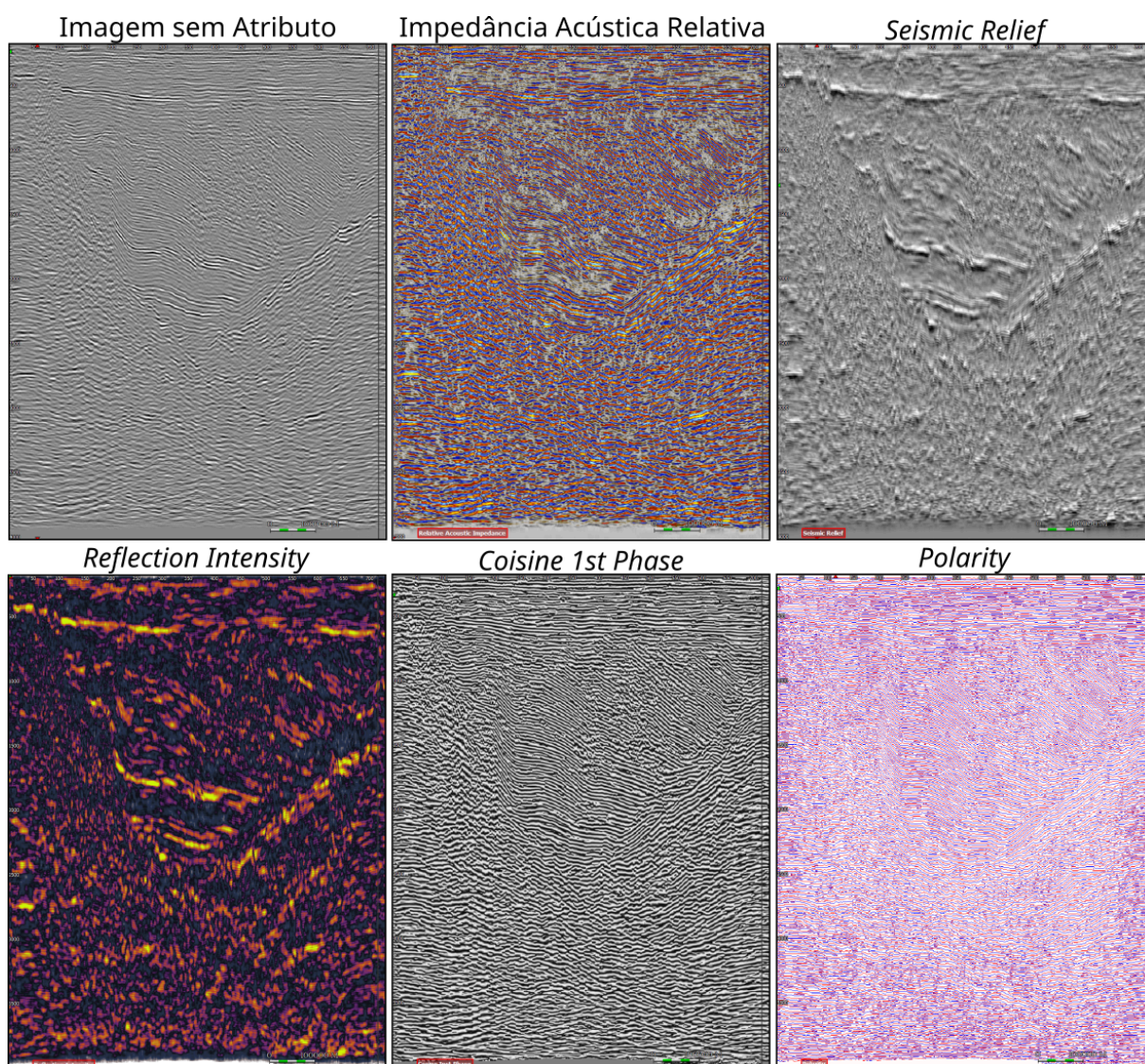


Figura 12: Recorte da Inline 153, do Bloco sísmico R0252_GOES_CRUZEIRO_MERGE_PSTM, exibindo o efeito da aplicação dos atributos do PaleoScan. Elaboração própria.

A interpretação dos elementos estratigráficos nas diferentes inlines e crosslines (Figura 12) foi realizada levando em conta os fatores de resolução sísmica e o tamanho do bloco, conforme apresentado na Tabela 2.

Bloco Sísmico Estudado	Número de Inlines	Número de Crosslines	Passos	Número de <i>Inlines</i> Analisadas
Livramento Rio Preto	305	363	5	61

Tabela 2: Número de *inlines* analisadas por bloco sísmico

Contudo, é importante destacar que, devido à influência da resolução da imagem na interpretação do produto sísmico, foi adotada uma tolerância de até $\pm 20\%$ no tamanho dos passos para seções sísmicas que apresentavam baixa resolução. Essa tolerância foi aplicada em casos nos quais os horizontes sísmicos de interesse estavam ofuscados em razão da baixa nitidez do produto sísmico.

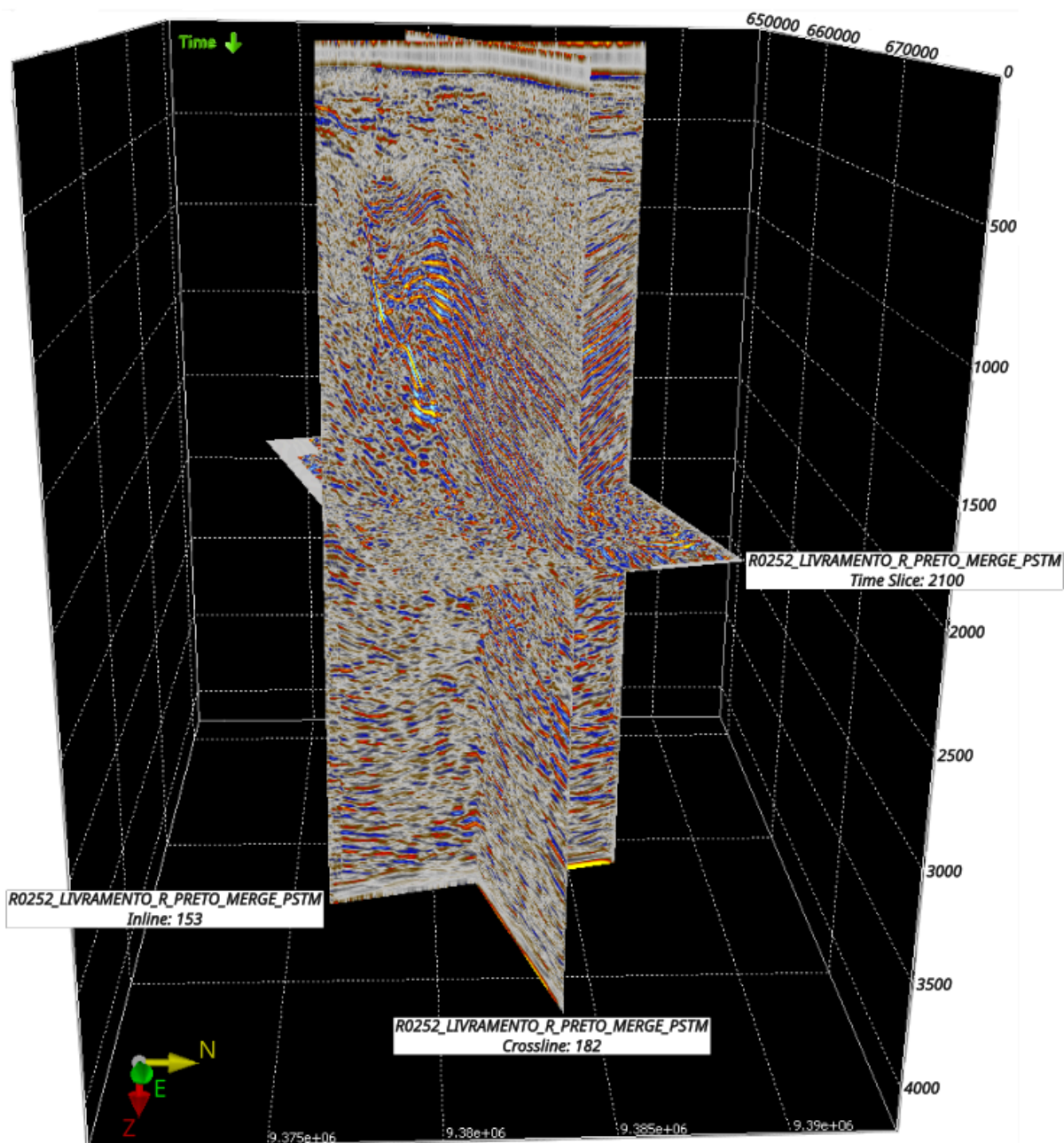


Figura 13: Figura representativa da *Inline*, *Crossline* e *Depth Slice* no bloco sísmico Livramento Rio Preto

Atributos de visualização, como os destacados na Figura 12, juntamente com outras ferramentas do software PaleoScan, que atuam na interpolação e suavização do traço sísmico, como a interpolação bicúbica e a suavização gaussiana, foram utilizados com o objetivo de identificar a continuidade de refletores sísmicos e feições deformacionais ao longo de diferentes inlines. As estruturas, conforme exemplificado na Figura 14, foram reconhecidas por meio da identificação de descontinuidades laterais, associadas à inversão de fase da onda ou a mudanças abruptas na intensidade do refletor, mantendo a mesma fase.

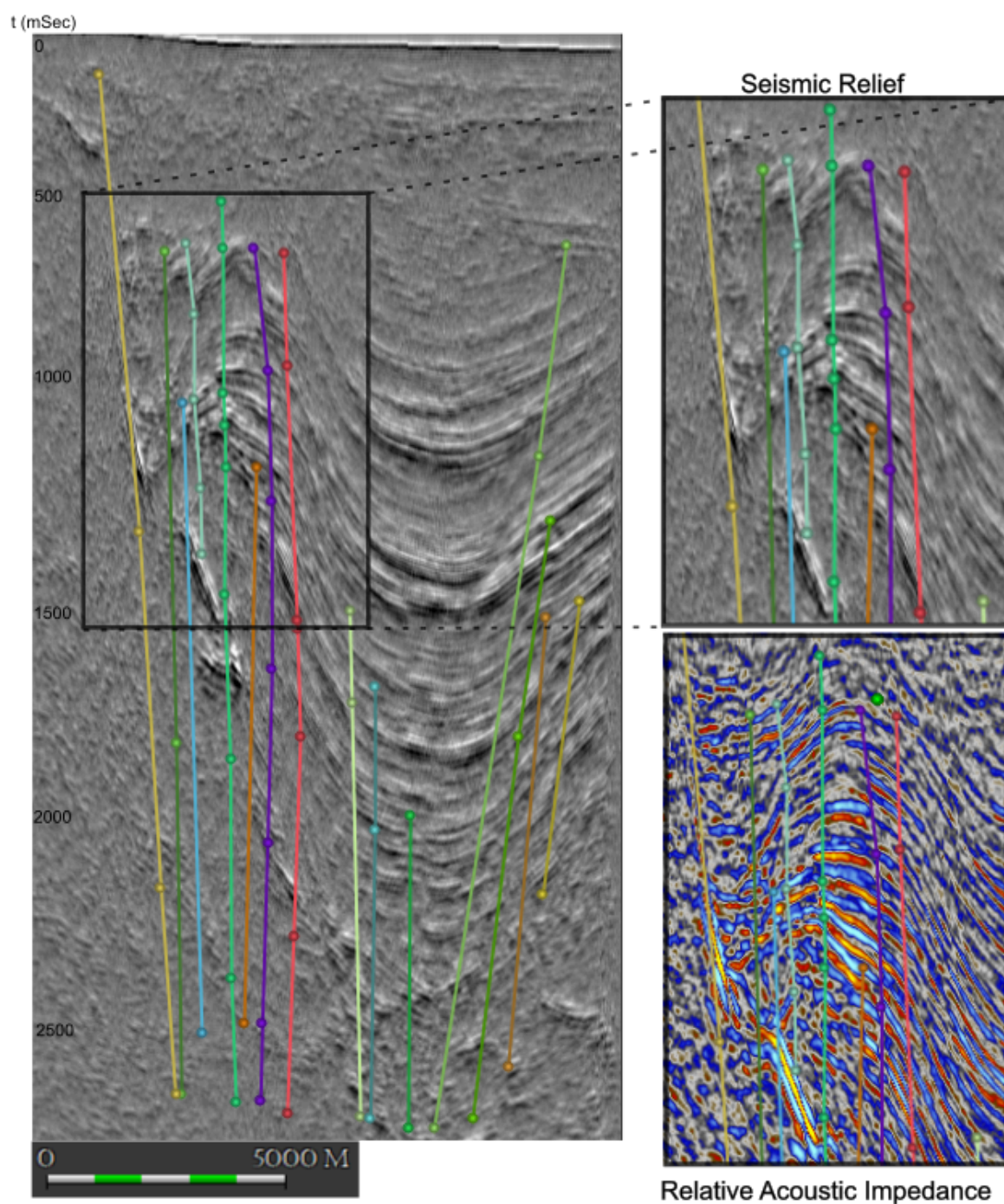


Figura 14: Demarcação das falhas Inline 152, do Bloco sísmico R0252_LIVRAMENTO_R_PRETO_MERGE_PSTM. Elaboração Própria.

Conforme exemplificado na Figura 15, o passo a passo da interpretação e criação do modelo geológico de tempo relativo consistiu em:

- Delimitação da geometria do Embasamento
- Demarcação das principais falhas
- Demarcação dos horizontes sísmicos relacionados a contatos litológicos e de outras superfícies sísmicas importantes (em termos de continuidade lateral)

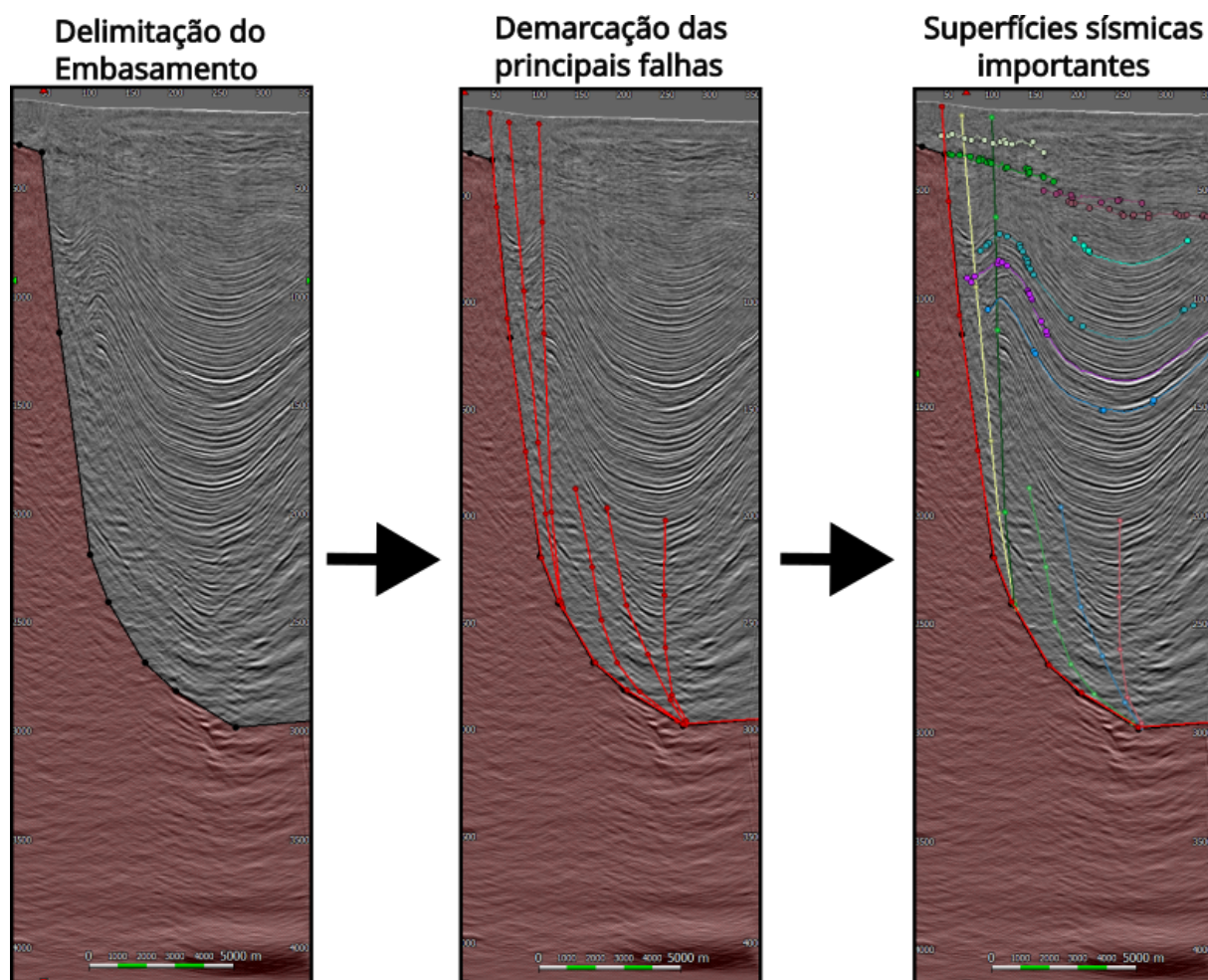


Figura 15: Recorte da Inline 182, do Bloco sísmico R0252_LIVRAMENTO_R_PRETO_MERGE_PSTM, exibindo o efeito da aplicação das funcionalidades do PaleoScan na interpretação sísmica. Elaboração própria.

A demarcação dos horizontes sísmicos, conforme exemplificado na Figura 16, baseia-se na interpretação da configuração das sismofácies, sendo realizada de acordo com Mitchum et al. (1977a) e Ribeiro et al. (2001), com o objetivo de mapear a continuidade lateral dos refletores sísmicos.

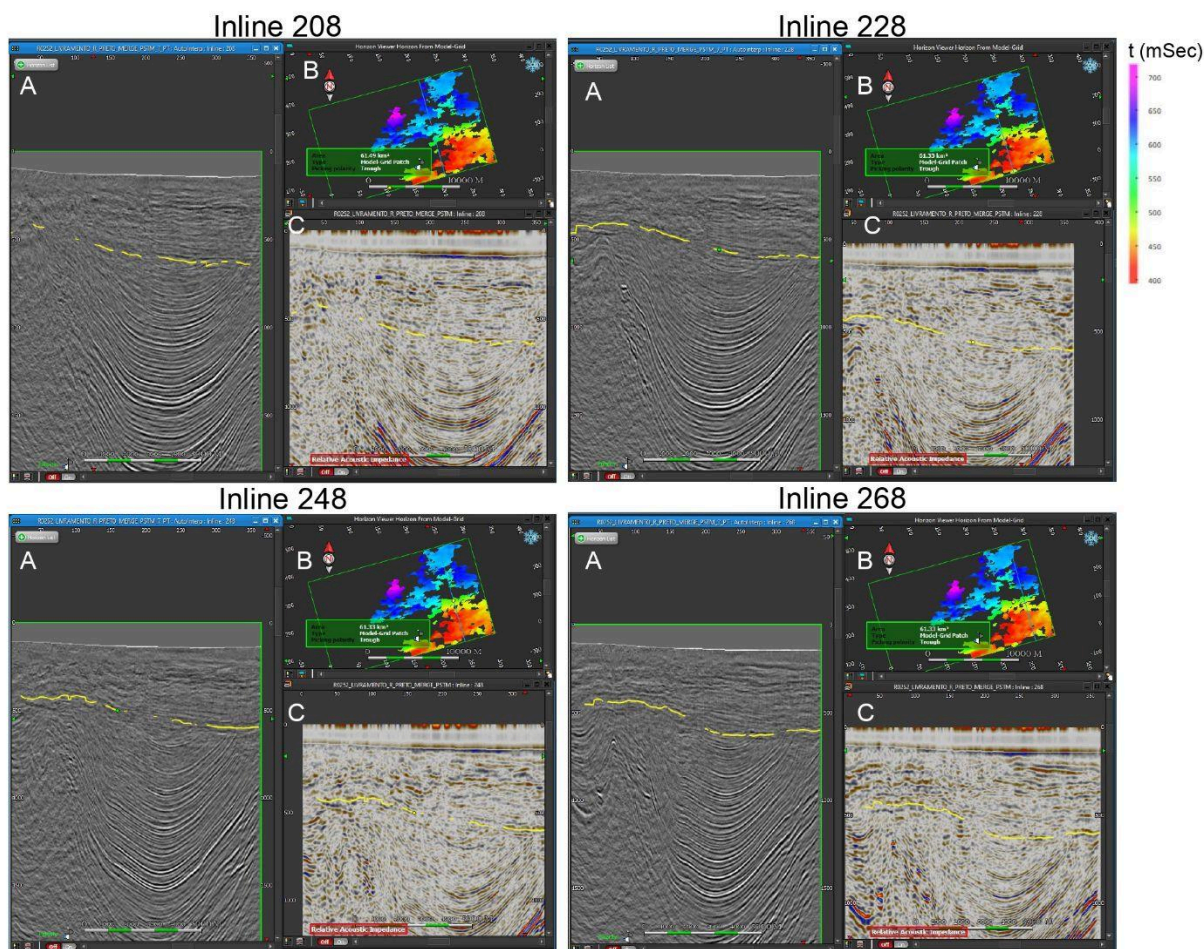


Figura 16: Demarcação de Horizontes sísmicos em diferentes inlines do Bloco sísmico R0252_LIVRAMENTO_R_PRETO_MERGE_PSTM. Elaboração Própria.

5. RESULTADOS OBTIDOS

5.1 Criação dos perfis de poços

A partir das informações disponibilizadas para cada poço, que podem incluir dados de perfilagem, além de outros tipos de informações, como perfil composto, teste de formação e arquivos gerais de poço, foram elaborados os perfis dos poços, correlacionando os dados de perfilagem às unidades litoestratigráficas.

Com base nesses perfis, a Figura 17 apresenta a correlação entre os poços amarrados ao bloco sísmico Livramento Rio Preto. Destacam-se dois sistemas petrolíferos distintos: Pendência-Pendência(!) e Pendência-Alagamar(!), além da variação na espessura do intervalo de óleo associado a cada um desses sistemas.

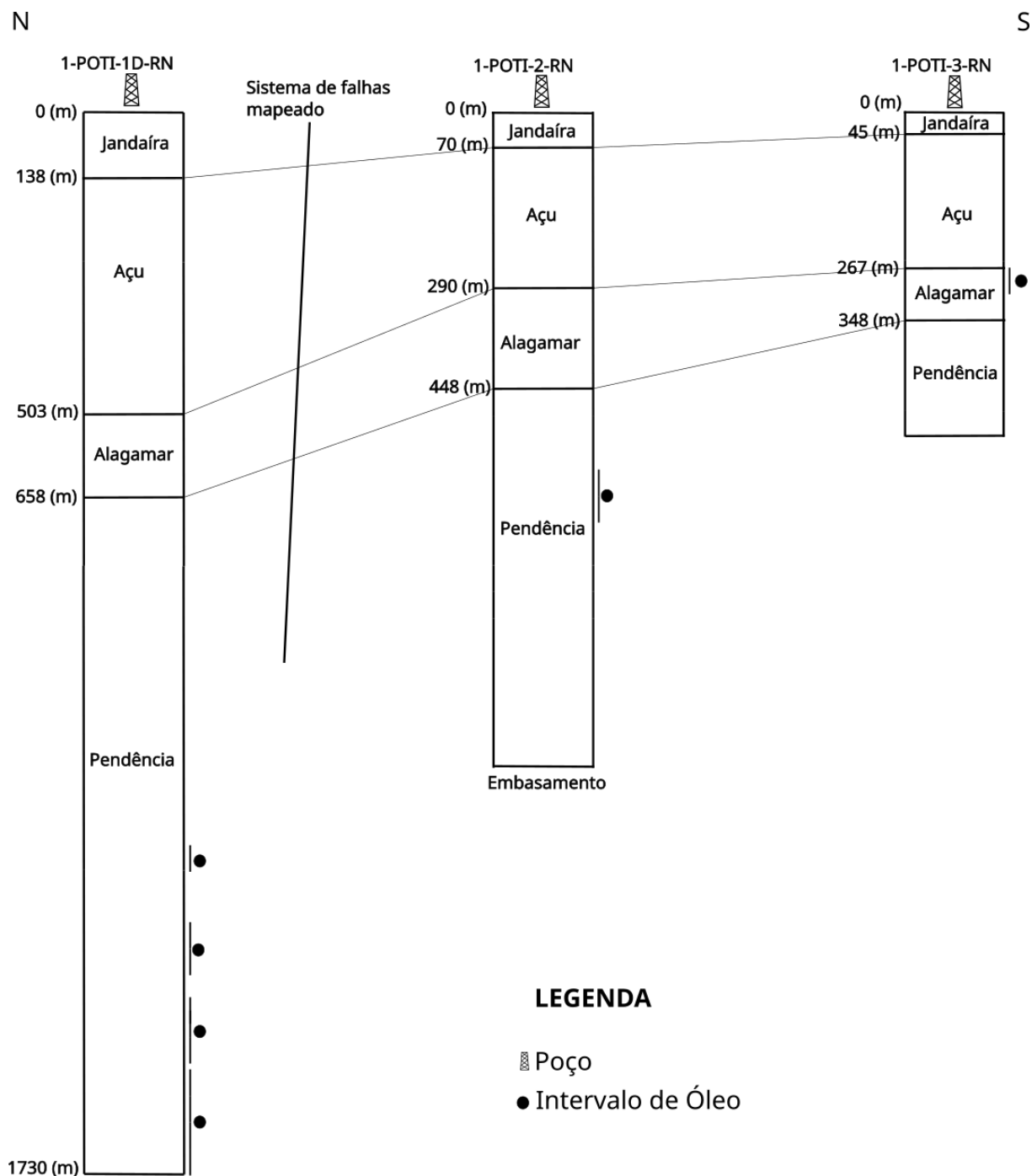


Figura 17: Esquema sem escala horizontal representando os poços do bloco sísmico Livramento Rio Preto correlacionados por suas unidades litoestratigráficas. Elaboração Própria.

5.2 Amarração Poço - Sísmica

Através da amarração dos dados sísmicos e dos dados de poços, foi possível converter os dados de profundidade para o domínio do tempo, permitindo, assim, a visualização do poço em uma seção sísmica.

Para os poços que apresentavam dados direcionais, como exemplificado na Figura 18, o desvio teve de ser levado em conta, a fim de considerar tal influência nos dados obtidos.

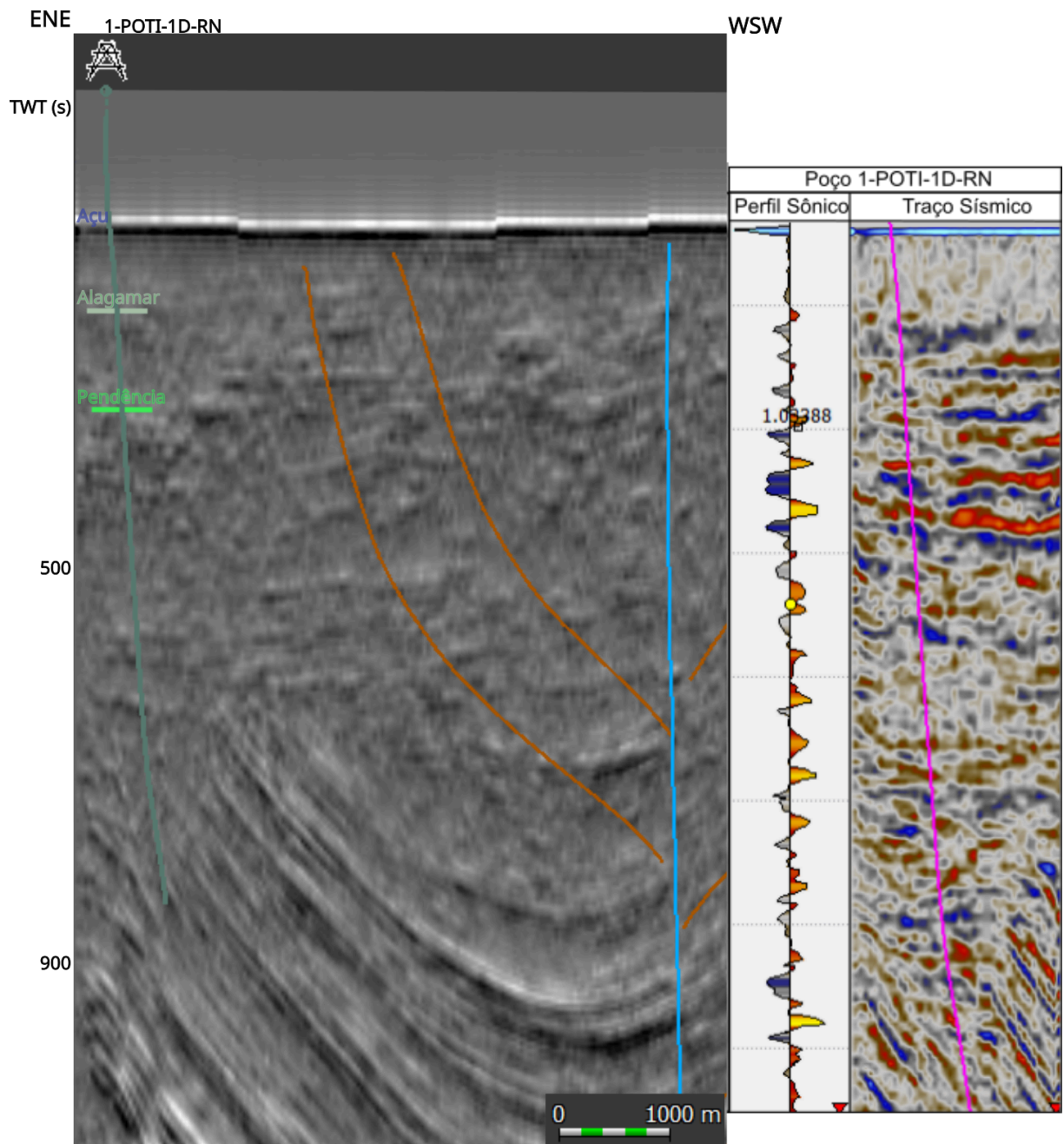


Figura 18: Poço 1-POTI-1D-RN Amarrado na Inline 252 do bloco sísmico Livramento Rio Preto.

5.3 Interpretação das seções sísmicas

A análise das inlines e crosslines foi realizada principalmente para identificar horizontes que demarcam contatos litoestratigráficos. Além disso, foram interpretadas superfícies e horizontes sísmicos associados a contrastes de impedância acústica, com continuidade consistente ao longo de uma série de inlines, bem como estruturas indicativas de atividade deformacional. A Figura 19 apresenta a interpretação de falhas ao longo de uma seção sísmica (inline 138).

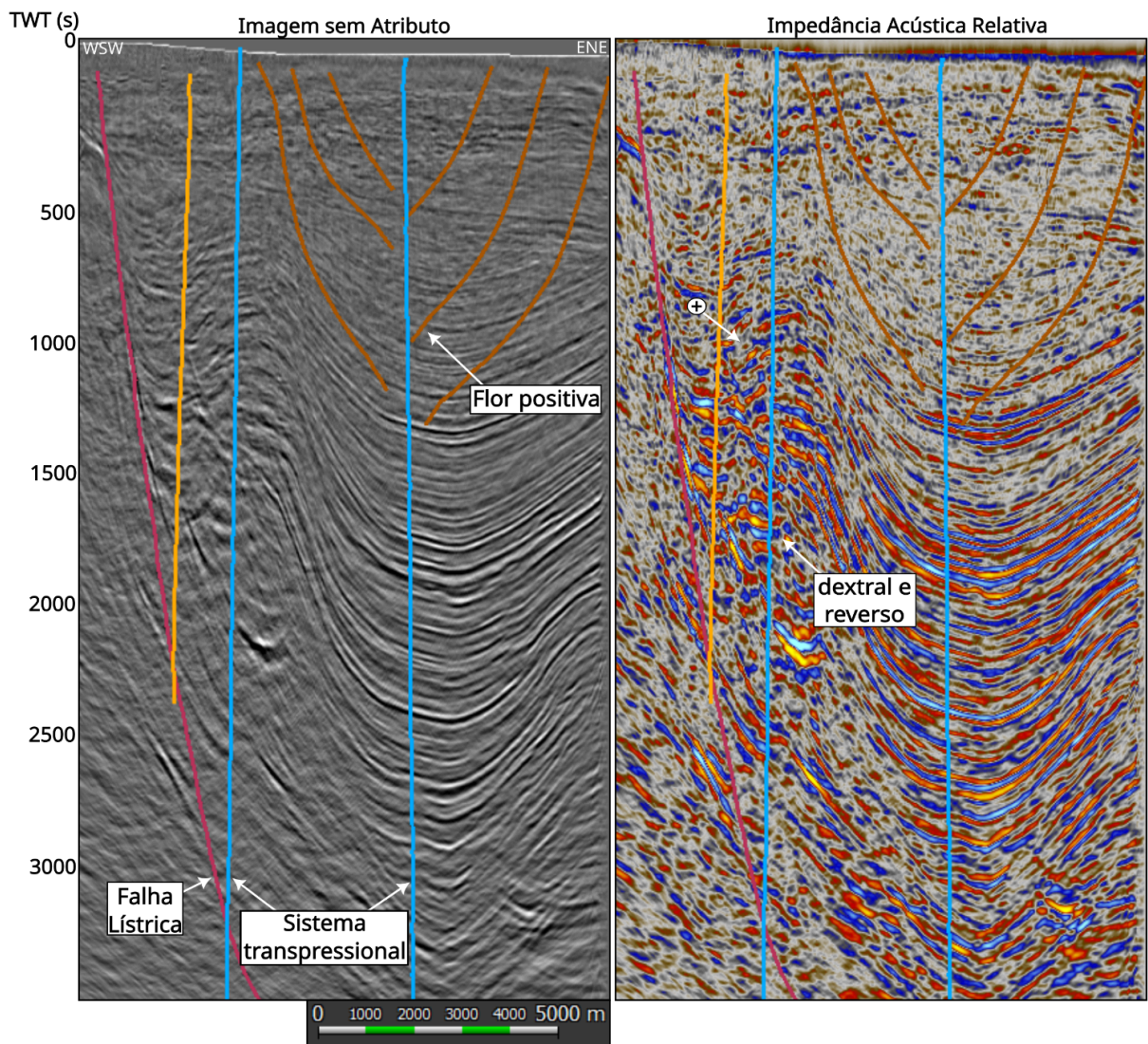


Figura 19: Falhas mapeadas ao longo da *inline* 138, do bloco sísmico Livramento Rio Preto.

Por meio da demarcação sucessiva de falhas ao longo das inlines, foram obtidos planos de falha, resultantes da interpolação das inlines analisadas, os quais são representativos da geometria da estrutura deformacional mapeada (Figura 20).

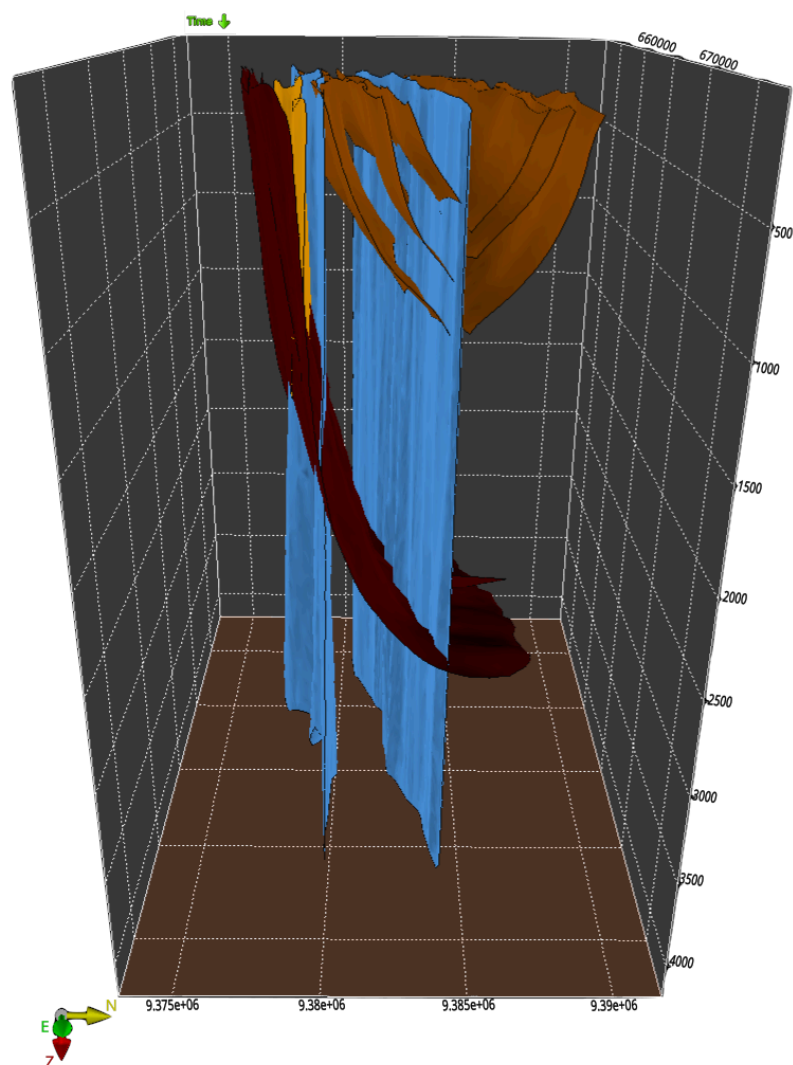


Figura 20: Falhas mapeadas ao longo do bloco sísmico Livramento Rio Preto.

Dessa forma, com base nos produtos gerados pela interpretação das inlines, foi possível observar não apenas parte da deformação tectônica associada ao sistema de falhas que delimita o *graben*, mas também foi demarcada a ocorrência de outro sistema de falhas, associado àqueles definidos por Moura-Lima (2011) como de idade Cenozóica. A Figura 21 apresenta a visualização em 2D e em 3D da disposição dos poços e sua relação com os planos de falhas mapeados.

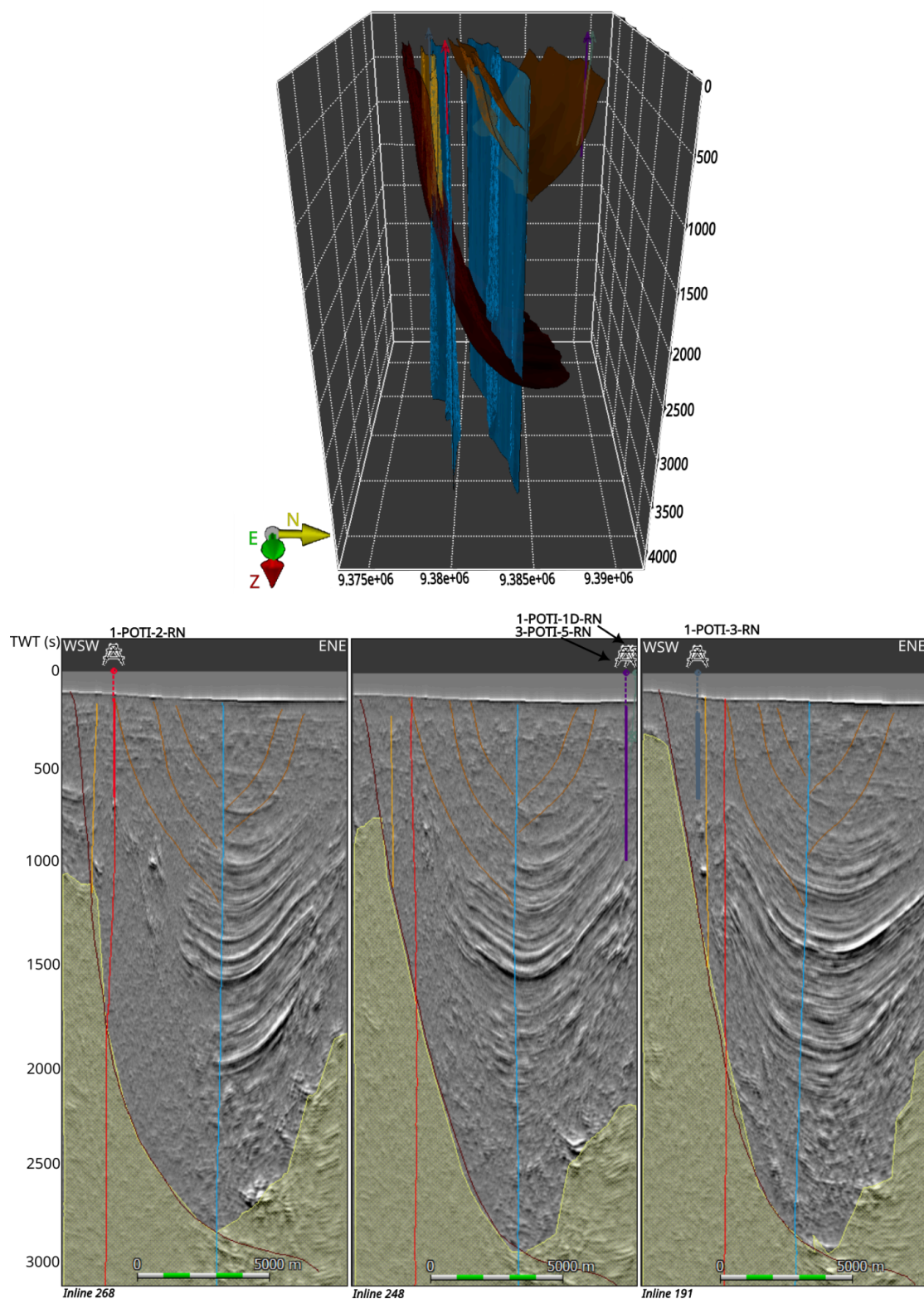


Figura 21: Disposição dos poços amarrados à sísmica e sua relação com as falhas mapeadas em 2D e em 3D.

6. INTERPRETAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A interpretação sísmica realizada fornece dados sobre a distribuição espacial das estruturas deformacionais, como falhas normais ou reversas, falhas transcorrentes e falhas transpressivas, com direção principal NW-SE.

Primariamente, a modelagem do Bloco Sísmico Livramento Rio Preto verificou a relação entre a localização e os alvos dos poços de perfuração e as estruturas deformacionais mapeadas. Além disso, no bloco sísmico, foram interpretados limites transpressivos que ocorrem associados à Falha de Baixa Grande.

De acordo com Moura-Lima (2011) e Bezerra (2020), o Sistema de Falhas de Afonso Bezerra foi influenciado por dois campos significativos de tensões: o primeiro se estendeu do Cretáceo Tardio ao Mioceno, caracterizado por compressão N-S e o segundo, que atua do Mioceno até os dias atuais, apresenta compressão E-W. Além disso, a autora destaca a silicificação provocada pelo falhamento associado ao evento de reativação tectônica, que confere um caráter selante às falhas. A direção de máxima compressão e extensão foram sintetizadas por Bezerra (2020) e estão dispostas na Figura 22.

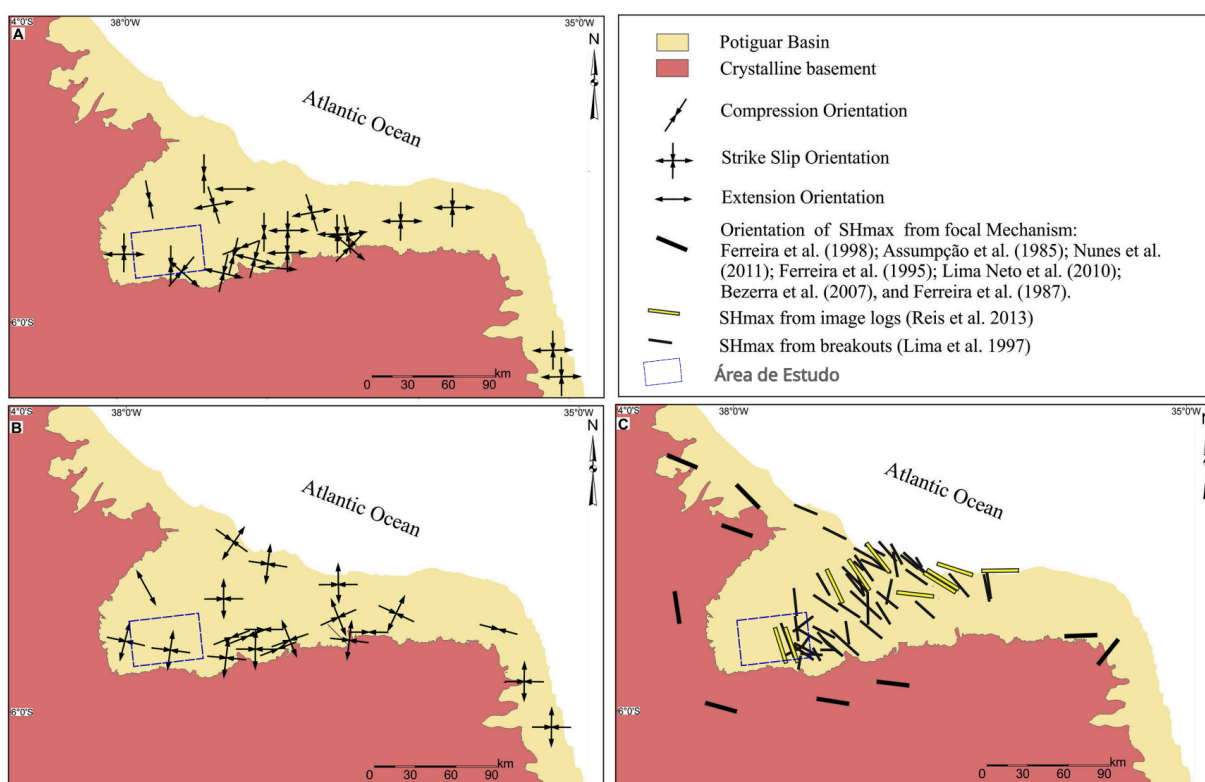


Figura 22: Mapas com o resumo dos três campos de tensão, destacando as direções horizontais máximas de compressão e extensão e a cinemática da falha. A) Campo de estresse 1. B) Campo de estresse 2. C) Campo de estresse atual. Fonte: Bezerra, 2020 (modificado).

Em consonância com os dados apresentados por Bezerra (2020) e Moura-Lima (2011), no bloco sísmico de Livramento do Rio Preto, foram mapeadas estruturas deformadoras, como falha em flor (positiva) (Figura 19), que corroboram a evidência da ocorrência de eventos transpressionais, que neste caso estão associadas a uma movimentação sinistral e com rejeito reverso. Dessa forma, constata-se que a transpressão Cenozóica ocasionou o arraste de camadas pós-rifte ao longo dos sistemas de falhas transcorrentes, formando anticlinais (Bezerra, 2020).

Inseridas no contexto da geologia do petróleo, tal deformação está associada a trapas que favorecem zonas de acumulação de hidrocarbonetos. Quanto ao caráter selante, que também é requisito em um sistema petrolífero, este se verifica por meio de uma unidade de folhelhos com boa continuidade lateral, localizada no topo da Formação Açu. Essa unidade atua aprisionando o petróleo, conforme descrito por Sousa Filho et al. (2000) e também analisado ao longo deste trabalho.

O esquema apresentado na Figura 23 aborda o contexto da influência de um sistema transpressional, conforme descrito por Bezerra (2020), Moura-Lima (2011) e Sousa Filho et al. (2000), além de ser verificado neste trabalho, como também demonstrado nas Figuras 19 e 21.

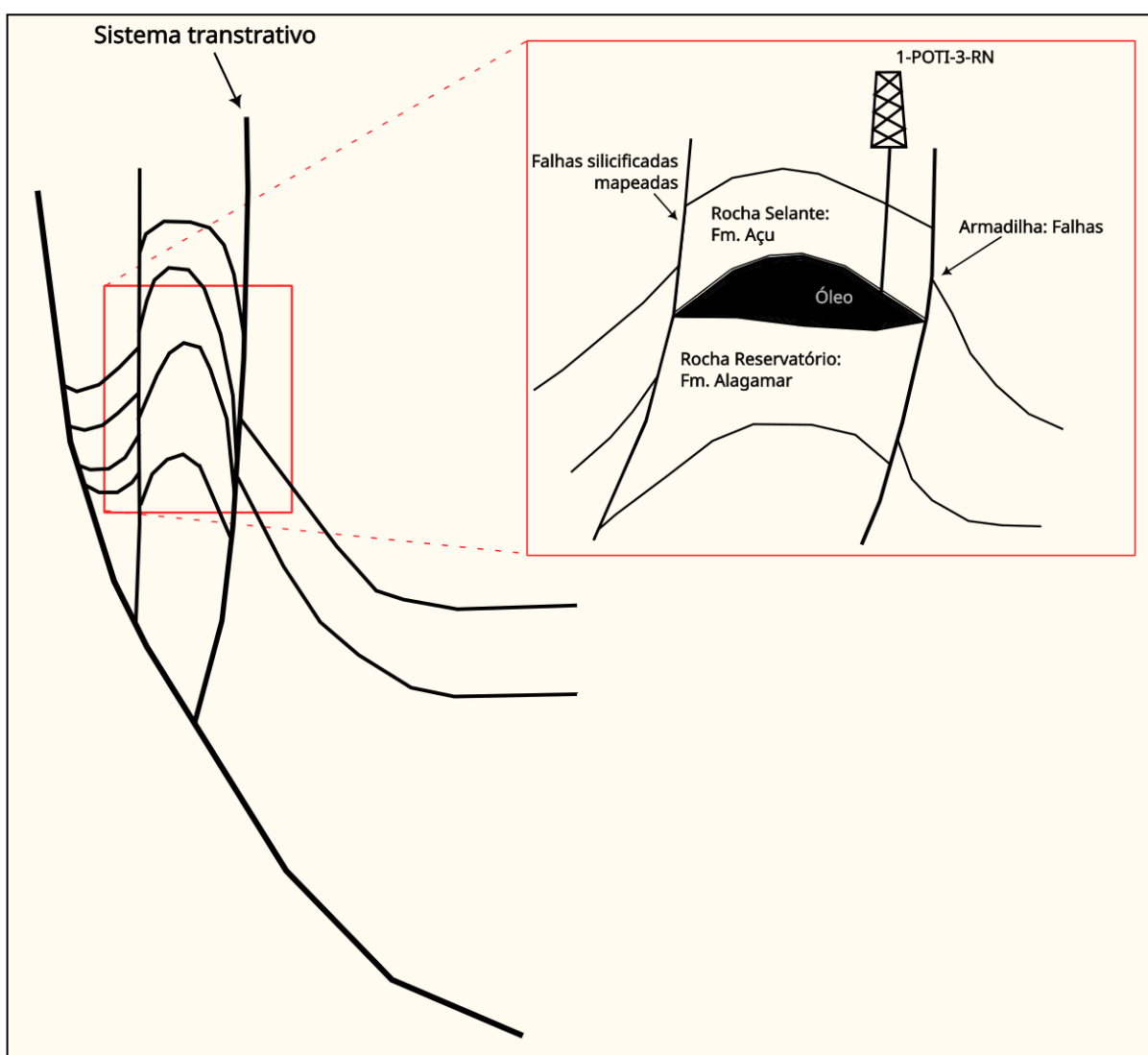


Figura 23: Seção esquemática interpretada com o modelo de acumulação de óleo.

Ademais, nos poços analisados por este trabalho verificou-se a ocorrência de sistemas petrolíferos distintos, no qual destaca-se o sistema Pendência-Açu, em que a acumulação de óleo na Formação Alagamar é favorecida pelo contato litoestratigráfico com

a Formação Açú, em um cenário onde falhas silicificadas desempenham o papel de trapa Moura-Lima (2011), enquanto a anticlinal resultante do regime transpressivo atua como uma trapa de acumulação. Desta forma, interpreta-se que a origem deste sistema está diretamente associada ao evento transpressivo cenozóico,

7. CONCLUSÕES

A modelagem geológica, escopo deste trabalho, fundamenta-se em técnicas amplamente utilizadas na geologia do petróleo, as quais possuem grande abrangência, ocorrência e relevância no cenário brasileiro. Essa abordagem é de suma importância para a compreensão detalhada das unidades litológicas em subsuperfície, fornecendo suporte essencial para a visualização de estruturas e geometrias estratigráficas.

No contexto do bloco Livramento Rio Preto, a aplicação da sismoestratigrafia trouxe novos indícios que corroboram a compreensão de uma movimentação transpressional sinistral, com rejeito reverso, descrita por Bezerra (2020) como resultante do campo de tensão SF2. Esses estudos detalham as zonas de influência dos sistemas de falhas, como o SFAB, e suas implicações nas reativações tectônicas, incluindo a formação de anticlinais em unidades pós-rift, que aprisionaram petróleo no sistema Alagamar-Açú.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Almeida, F. F. M., Hasui, Y., Brito Neves, B. B., Fuck, R. A. (1981). Brazilian structural provinces, an introduction. *Earth-Sciences Review*, 17(1-2), 1-29.
- Almeida, F. F. M., Brito Neves, B. B., Carneiro, C. D. R. (2000). The origin and evolution of the South American platform. *Earth-Science Reviews*, 50(1-2), 77-111.
- Araripe, P. D. T. Feijó, F. J., 1994, Potiguar basin; bacia potiguar. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v. 8.
- Asquith, G., Krygowski, D., 2004, AAPG Methods in Exploration, No. 16, Chapter 4: Porosity Logs.
- Asquith, G., et al, 2004, Basic well log analysis: Tulsa - American Association of Petroleum Geologists, Vol. 16, p. 305-371.
- Bezerra, F. H., de Castro, D. L., Maia, R. P., Sousa, M. O., Moura-Lima, E. N., Rossetti, D. F., ... & Nogueira, F. C., 2020. Postrift stress field inversion in the Potiguar Basin, Brazil—Implications for petroleum systems and evolution of the equatorial margin of South America. *Marine and Petroleum Geology*, 111, 88-104.
- Bianco, E., 2014. Geophysical Tutorial: well tie calculus, *The Leading Edge*, 33.6, p. 674-677.
- Brito, L. H., 2020, Análise estratigráfica das seções rifte e pós rifte offshore na região do campo de pescada, bacia potiguar, margem equatorial brasileira. [Dissertação de Mestrado]: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Ciências Exatas e da Terra Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica, 75 p.
- Bertani, R. T., Costa, I. G. da, Matos, R. M. D. de., 1990, Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar. Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro, PETROBRAS, p. 291-301.
- Chang, H. K., et al, 2008, Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. *Brazilian Journal of Geology*, v. 38, n. 2, p. 29-46.

- Chopra, S. e Marfurt, K. J., 2007, *Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers. The Leading Edge*. 26v: 856-867p.
- De Matos, R. M. D., 1989, Imagem sísmica crustal na Bacia Potiguar emersa. In: 1st International Congress of the Brazilian Geophysical Society. European Association of Geoscientists & Engineers.
- Eliis 2020, Getting Started 2020, (disponível em: https://www.eliis-geo.com/liens/efs31268/Getting%20Started_2020.pdf) acessado em Agosto 2024).
- Ellis, D. V., Case, C. R., Chiaramonte, J. M., Porosity from Neutron Logging I – Measurements: Petrophysics– Vol.45, no.1, 2004
- Garcia, D. C., 2007. Aplicação do método de perfilagem em reservatório da Bacia Austral. 70p. Trabalho de conclusão de curso (Especialização em Geofísica do Petróleo), Programa de Pós-graduação em Geologia - Instituto de Geociências, UFRJ.
- Howell, J. A.; Martinus, A. W., Good, T. R., 2014, The application of outcrop analogues in geological modeling: a review, present status and future outlook. Geological Society, London, Special Publications, v. 387, n. 1, p. 1-25.
- Hoerlle, M. R., Gomes, S. J. C., Matos, R. M. D. de., 2007, O *Graben* de Apodi, região sudoeste da bacia Potiguar, RN, uma interpretação com base em seções sísmicas e dados de poços." *Rem: Revista Escola de Minas* v. 60, p. 593-602.
- Kearey P. Brooks M. Hill I. 2009. Perfilagem geofísica de poço. In: Coelho C.M. (tradução) Geofísica de exploração. São Paulo, Oficina de Textos, p. 399-420.
- Mitchum Jr. R.M., Vail P.R., Thompson S. III. 1977a. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, part 2: The Depositional Sequence as a basic unit for stratigraphic analysis. In: Payton C.E. (ed.). Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration. Memoir, AAPG, 26: 53-62.
- Melo, A. C. C. de., 2016, Evolução dos sistemas de falhas de borda do Rifte Potiguar com base em curvas de crescimento de falhas [Dissertação de Mestrado]: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Ciências Exatas e da Terra Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica, 71 p.
- Mohriak, W. U., 2003, Bacias sedimentares da margem continental Brasileira. Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil, v. 3, p. 87-165.
- Monteiro, D. S., 2012, Sistemas deposicionais aptianos da margem sudeste da bacia Potiguar. [Dissertação de Mestrado]: Programa de Pós-graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 52 p.
- Moura-Lima, E. N. de., Sousa, M. O. L., Bezerra, F. H. R., de Castro, D. L., Damascena, R. V. C., Vieira, M. M., & Legrand, J. M., 2011. Reativação cenozoica do sistema de falhas de Afonso Bezerra, bacia Potiguar. *Geosciences= Geociências*, 30(1), 77-93.
- Nichols G. 2001. Sedimentology and Stratigraphy. Oxford, Blackwell Science, 355 p.
- Nery, G. G., Perfilagem Geofísica em Poço Aberto - Curso de Engenharia de Petróleo CEN-NOR, 1990.
- Pessoa Neto, OC. *et al.*, 2007, Bacia Potiguar. Bol. Geociências Petrobras, v. 15, n. 2, p. 357-369.
- Pimentel, R., Freire, F., 2020, Correlação Rocha-Perfil-Sísmica e avaliação de reservatórios na área do parque dos gaviões, bacia do parnaíba [Dissertação de Mestrado]: Universidade Federal Fluminense, Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, 185 p.
- Pedrosa Jr, N. C., Castro, D. L. de., Matos, J. P. L. de., 2010, Assinaturas magnéticas e gravimétricas do arcabouço estrutural da bacia Potiguar emersa, NE do Brasil. *Revista Brasileira de Geofísica*, v. 28, p. 265-278.
- Pestilho, A. L. S., 2018, Aplicação de inclusões fluidas à reconstrução da história de migração de hidrocarbonetos na Bacia Potiguar, RN [Dissertação de Mestrado]: Universidade de São Paulo, Programa de Pós Graduação em Geociências (Recursos Minerais e Hidrogeologia), 531 p.
- Pranter, M. J, Sommer, N. K., 2011, *Static connectivity of fluvial sandstones in a lower coastal-plain setting: An example from the Upper Cretaceous lower Williams Fork Formation, Piceance Basin, Colorado*. AAPG Bulletin, v. 95, n. 6, p. 899-923.

- Pérez, Y. A. R., 2008, Caracterização geométrica e parametrização de depósitos transicionais recentes e sua aplicação na modelagem de reservatórios petrolíferos.
- Ribeiro, S. H. J. P., et al, 2001, Estratigrafia de Sequências – Fundamentos e Aplicações. Rio Grande do Sul: Editora Unisinos.
- Rider M. 2000. The geological interpretation of well logs. Scotland, Interprint, 280 p.
- Rodrigues, B. F. T., 2007, Bacia Madre de Dios: perfilagem de poços. 76p. Trabalho de conclusão de curso (Especialização em geofísica do Petróleo), Programa de Pós-graduação em Geologia - Instituto de Geociências, UFRJ.
- Rossetti, D. F., Bezerra. F. H. R., Dominguez. J. M. L., 1990, "*Late Oligocene-Miocene transgressions along the equatorial and eastern margins of Brazil*." Earth-Science Reviews 123, p. 87-112.
- Sarhan, M. A., 2017. The efficiency of seismic attributes to differentiate between massive and non-massive carbonate successions for hydrocarbon exploration activity: NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics. v. 6, p. 311-325.
- Sousa Filho *et al.*, 2000, Alagamar-Açu petroleum system, onshore Potiguar Basin, Brazil: a numerical approach for secondary migration. AAPG Mem., 73 (2000), pp. 51-158.
- Schlumberger Limited. Log Interpretation., 1972, Vol. 1. Schlumberger.
- Vail P.R. & Mitchum Jr. R.M. 1977. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 1: Overview. In: Payton C.E. (ed.). Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration. Memoir, AAPG, 26: 51-52.