

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“Júlio de Mesquita Filho”
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Câmpus de Rio Claro

Maíra Gabriela Borges Izeli

**ESTIMATIVA DA DISTRIBUIÇÃO DE
PSEUDOPROPRIEDADES EM RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS APTIANOS (BACIA DE SANTOS) POR
MEIO DE ANÁLISE GEOFÍSICA QUANTITATIVA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Câmpus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Geociências e Meio Ambiente.

Orientador: Prof. Dr. José Alexandre de Jesus Perinotto
Coorientadora: Dra. Maria Gabriela Castillo Vincentelli

Rio Claro - SP
2017

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“Júlio de Mesquita Filho”
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Câmpus de Rio Claro

Maíra Gabriela Borges Izeli

**ESTIMATIVA DA DISTRIBUIÇÃO DE
PSEUDOPROPRIEDADES EM RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS APTIANOS (BACIA DE SANTOS) POR
MEIO DE ANÁLISE GEOFÍSICA QUANTITATIVA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Câmpus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Geociências e Meio Ambiente.

Orientador: Prof. Dr. José Alexandre de Jesus Perinotto
Coorientadora: Dra. Maria Gabriela Castillo Vincentelli

Rio Claro - SP
2017

551
I98e

Izeli, Maíra

Estimativa da distribuição de pseudo propriedades em reservatórios carbonáticos aptianos (Bacia de Santos) por meio de análise geofísica quantitativa / Maíra Izeli. - Rio Claro, 2017

122 f. : il., figs., tabs.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas

Orientador: José Alexandre de Jesus Perinotto

Coorientador: Maria Gabriela Castillo Vincentelli

1. Geofísica. 2. Microbialitos. 3. Atributos sísmicos. I. Título.

Maíra Gabriela Borges Izeli

ESTIMATIVA DA DISTRIBUIÇÃO DE
PSEUDOPROPRIEDADES EM RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS APTIANOS (BACIA DE SANTOS) POR
MEIO DE ANÁLISE GEOFÍSICA QUANTITATIVA

Comissão examinadora

Prof. Dra. Maria Gabriela Castillo Vincentelli
Fundunesp / Unespetro

Prof. Dr. Norberto Morales
Departamento de Petrologia e Metalogenia – UNESP

Dr. Guilherme Fernandes Vasquez
Petrobras

Rio Claro, 06 de abril de 2017

À minha família

AGRADECIMENTOS

À Deus, energia suprema, pelos ensinamentos de cada dia.

Aos meus pais, Edson e Dora, por todos os valores aprendidos e pelo mais lindo exemplo de amor e dedicação.

Ao meu irmão, Bruno, minha cunhada Renata e minha sobrinha, Helena pelos momentos de alegria e por todo apoio em minha vida.

Ao Tulio pelo carinho.

Agradeço muito à Petrobras pela oportunidade de realizar esse trabalho e pelos dados cedidos, em especial aos gerentes Carlos Bruhn e Luciano Toledo, e ao Paulo Marcos Vieira e Eduardo Roemers pelo apoio e incentivo ao desenvolvimento deste estudo.

À Unesp, e em especial ao laboratório UNESPetro (Centro de Geociências Aplicado ao Petróleo) e ao LISG (Laboratório de Interpretação de Dados Sísmicos e Geológicos) por toda a estrutura, essencial ao desenvolvimento do trabalho.

À Agência Nacional do Petróleo (ANP) pelo fornecimento de dados.

À Landmark pela disponibilização do software *Decision Space Geoscience*.

À Schlumberger pelo uso do programa Techlog nos cálculos petrofísicos.

Agradeço muito à minha coorientadora, Dra. Maria Gabriela, por toda ajuda, pelo exemplo e amizade e pelos ensinamentos desde a época de graduação.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Alexandre Perinotto, pela confiança, auxílio e oportunidade.

Agradeço ao Sérgio Caceres por toda ajuda em todas as etapas do trabalho.

Ao Prof. Norberto Morales e ao Guilherme Vasquez pelas sugestões na qualificação.

Ao IATA por toda ajuda e amizade.

Aos colegas do trabalho, da gerência ENGP/CER, em especial aos geofísicos, Sandro Menegatti, Jorge Guida, Maurílio Salgado e Paulo Pasquini por todas as discussões. E aos demais colegas da UO-BS.

Ao geofísico Jorge Guida pelo estudo de inversão do dado sísmico.

Aos amigos do laboratório, Luana, Milena, Ricardo, Leonardo e Denis pela companhia e discussões.

À todos do Unespetro, em especial ao Prof. Dimas, à Fabiana, à Marcia, ao Rodrigo e ao Derek.

À todos que direta ou indiretamente me auxiliaram e tornaram possível a conclusão desse trabalho.

“A consciência é a base de todo ser”

Amit Goswami

RESUMO

As descobertas de grandes reservatórios de hidrocarbonetos associados a rochas carbonáticas, nas águas ultra profundas da Bacia de Santos, geraram uma alta expectativa de retorno econômico para a indústria do petróleo. Com o objetivo de melhor compreender esses reservatórios e contribuir para a definição e predição da distribuição geológica das melhores fácies reservatório e seu sistema poroso, foi realizado o estudo na região de um campo produtor de hidrocarbonetos de Idade aptiana da Bacia de Santos. Com base em perfis elétricos de poços, cubo sísmico 3D (tempo/profundidade), linhas sísmicas 2D e testemunho de um dos poços foi possível obter uma compreensão desse reservatório e estimar a distribuição da porosidade e da densidade na área de estudo. Para alcançar o objetivo proposto, o trabalho foi iniciado com a correlação estratigráfica dos poços, que permitiu a divisão da coluna litológica do pré-sal na área em seis zonas, nas quais foram realizadas as análises petrofísicas, com cálculo de porosidade e saturação de água. Em seguida, foi realizada a calibração poço-sísmica e a interpretação sísmica, com geração de mapas de atributos sísmicos. A análise da correlação dos atributos sísmicos com as propriedades do reservatório foi realizada de forma quantificada, utilizando gráficos cruzados, e avaliada com a calibração dos perfis com a rocha (correlação rocha-perfil-sísmica). A partir das seções estratigráficas geradas observou-se um alto estrutural na porção Nordeste da área estudada e um baixo expressivo para sudoeste, com grande aumento da espessura, principalmente das zonas da sequência rifte, nesta direção. A interpretação estrutural na área do cubo sísmico 3D permitiu dividi-la em três blocos de direção NE-SW, separados por falhas normais expressivas, com mergulho para SE. Os gráficos cruzados indicam que, para a zona reservatório estudada da sequência pós-rifte, a porosidade é melhor refletida pelo atributo de Máxima Amplitude Negativa (Valor máximo negativo das amplitudes no intervalo) e a densidade pelo atributo RMS (*Root Mean Square* – Valor quadrático médio) extraídos do cubo de impedância acústica filtrado. Apesar do dado sísmico apresentar problemas de iluminação, foi possível concluir que a distribuição da pseudoporosidade e da pseudodensidade segue a tendência principal das falhas, de direção NE-SW.

Palavras-chave: Carbonatos; Aptiano; Microbialitos; Reservatórios; Geofísica; Pseudopropriedades.

ABSTRACT

Discoveries of large hydrocarbon reservoirs, associated with Aptian carbonate's rocks, at ultra-deep waters of Santos Basin, generated a high expectation related to economic return for the oil industry. In order to better understand this kind of reservoirs and improve the process of geological facies definition, distribution and prediction, this study was carried out in an oil field from Santos basin. The study was based on wirelogs, 3D seismic cube (time/depth scales), 2D seismic lines and well core; as result, it was possible to obtain an understanding of this reservoir and the porosity and density distribution was estimated for an oil producer level at the area. To reach the proposed objective, a stratigraphic well correlation, petrophysical analyzes, well-seismic calibration, and seismic interpretation were performed, including generation of attribute maps that allow the comprehension of the porous system. The analysis of the correlation of the seismic attributes with the reservoir properties was performed in a quantified way, using crossplots of correlation between amplitude and rock property. From the stratigraphic sections generated, a structural high was observed in the Northeast portion of the studied area and an expressive low to the Southwest, with great increase of the thickness of the rift sequence zones in this direction. The structural interpretation of the 3D seismic cube suggested a division of the area in three blocks with NE-SW direction, separated by expressive normal faults, with dip to SE. The crossplots show, at the studied level, that the porosity is reflected by the attribute map of Maximum Negative Amplitude and the density property is reflected by the RMS attribute map (extracted from the acoustic impedance cube filtered, bandpass). Finally, it was possible to conclude that the pseudoporosity and pseud-density distribution follows the main trend of the NE-SW faults.

Keywords: Carbonates; Aptian; Microbialites; Reservoirs; Geophysics; Pseudoproperty.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 1- Localização da Bacia de Santos. A linha tracejada em vermelho indica a localização na qual a área de estudo está inserida (Mapa retirado do site do BDEP - Banco de Dados de Exploração e Produção, Novembro 2015). 19
- Figura 2 - *Hot spots* Santa Helena e Tristão da Cunha no Atlântico Sul. Estas plumas mantélicas contribuíram para o enfraquecimento da crosta durante os estágios iniciais do rifiteamento entre América do Sul e África (BEASLEY *et al.*, 2010 adaptado de WILSON, 1992). 21
- Figura 3 - Reconstruções paleogeográficas do Barremiano ao Neo-Aptiano, mostrando as principais fases tectônicas na abertura do Oceano Atlântico (DIAS, 2005). 22
- Figura 4 - Mapa da parte central da Bacia de Santos com elementos tectônicos e paleogeográficos, e feições do embasamento, incluindo Zonas de Transferência (TZ=*Transference Zone*) (MODICA E BRUSH, 2004). 23
- Figura 5 - Seção sísmica indicando as divisões das Supersequências definidas por Moreira *et al.*, 2007. O horizonte vermelho é interpretado como embasamento, em marrom observa-se a discordância entre o sin-rifte inferior e superior, em verde a base do pós-rifte (base do sag), em lilás a base dos evaporitos e em rosa o topo dos evaporitos, base da Supersequência Drifte (Modificado de CARMINATTI *et al.*, 2008, baseado em PAPTERRA, 2010). 24
- Figura 6 - Carta estratigráfica da Bacia de Santos (MOREIRA *et al.*, 2007). Em vermelho, destaque para a sequência de estudo, de idade aptiana. 25
- Figura 7 – Divisão de rifte e pós-rifte segundo definição de Moreira *et al.*, 2007. 27
- Figura 8 - Seção Geológica da Bacia de Santos, com as sequências de sedimentação (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO). 28
- Figura 9 - Processos de mineralização envolvidos na deposição de microbialitos: trapeamento de grãos “*trapping and binding*” e precipitação (inorgânica, biológica e esquelética). Traduzido de Burne e Moore (1987). 31
- Figura 10 - Figura esquemática do processo de trapeamento de grãos. 1-estromatólito antes da nova camada, 2-criação do EPS, 3-sedimento é trapeado, 4-estromatólito cresce em direção da luz, já com os sedimentos agregados, 5-nova camada de EPS é gerada por cima e o processo se repete. Modificado do site microbewick.kenyon.edu. 31
- Figura 11 - Carbonatos microbiais definidos pela macrofábrica: Leiólito (afanítico), estromatólito (laminado), trombólito (coagulado) e dendrolito (dentritico). Modificado de Riding (2000) e Jitao e Jeong-Hyon (2014). 33
- Figura 12 – Fluxograma com as principais etapas de trabalho. 35
- Figura 13 – Mapa com a disposição dos dados sísmicos e dos principais poços utilizados. 37

Figura 14 - Mapa de localização relativa dos principais poços na área. Em mapa o horizonte da Base do Sal em tempo, interpretado no dado sísmico 3D. Escala de cores em milissegundos..	38
Figura 15 – Exemplo de sismograma sintético, gerado a partir dos perfis Sônico e Densidade.	44
Figura 16 – Exemplo de sismograma sintético e calibração da sísmica com o poço.	44
Figura 17 - Estratigrafia das rochas aptianas do pré-sal da Bacia de Santos com as zonas definidas na correlação dos poços. Baseado em Moreira <i>et. al</i> , 2007. Os picos pretos representam amplitude positiva dos refletores. DPA=Discordância Pré-Alagoas.....	45
Figura 18 – Gráfico cruzado da amplitude instantânea para diversos refletores, em tempo e em profundidade.....	46
Figura 19 - Refletores interpretados na área de estudo. Topo da Formação Camboriú (Topo do Embasamento); Topo da Formação Piçarras (PÇR); Topo da Formação Itapema Superior (ITP S); Topo da Formação Barra Velha Inferior (BVE I); Topo Formação Barra Velha Superior 2 (BVE S2); Topo da Formação Barra Velha Superior 1 (BVE S1), que coincide com a Base do Sal; Topo da Formação Ariri (Sal); Base do Santoniano (Horizonte Regional A); Topo da Formação Itajaí-Açu (Horizonte Regional B); e Fundo do Mar.....	47
Figura 20 – Horizontes interpretados no cubo sísmico 3D, entre a base do sal e o topo da ígnea, destacando a resposta sísmica de cada zona. Topo da Formação Camboriú (Topo do Embasamento); Topo da Formação Piçarras (PÇR); Topo da Formação Itapema Superior (ITP S); Topo da Formação Barra Velha Inferior (BVE I); Topo Formação Barra Velha Superior 2 (BVE S2); Topo da Formação Barra Velha Superior 1 (BVE S1), que coincide com a Base do Sal.	48
Figura 21 – Acima, exemplo de seção com horizontes interpretados e abaixo e no detalhe a criação de horizontes a partir do refletor da base do sal para a zona BVE S1. Seções sísmicas em tempo.....	52
Figura 22 – Diagrama para exemplificar o processo de análise de atributos, com a geração de gráficos cruzados entre as propriedades dos poços e o valor do atributo, em janela determinada. A seção geológica esquemática é utilizada para avaliação de critérios geológicos no ajuste da reta de correlação.	53
Figura 23 - Seção sísmica com indicação de um horizonte interpretado interno à zona BVE S1 para o estudo de atributos.....	54
Figura 24 – Intervalo de testemunho observado do poço P2, abrangendo rochas da Formação Barra Velha e Formação Itapema.....	56
Figura 25 - Perfil do poço P1 para exemplificar o padrão dos perfis para cada zona.....	59
Figura 26 – Mapa com as seções estratigráficas analisadas. No retângulo em amarelo, a área do cubo sísmico 3D.	61
Figura 27 – Seção 1: Perfis elétricos e correlação entre os poços P11, P1, P2 e P5. Observa-se o maior espessamento dos níveis estratigráficos no poço P11, a sudoeste, com exceção da zona	

BVE S1, com pouca variação de espessura em toda a área. No poço P11 identifica-se a zona ITP I, ausente nos poços a nordeste da área.....	62
Figura 28 – Seção 2: Perfis elétricos e correlação entre os poços P12, P11 e P9. Observa-se maior espessamento da zona ITP S no poço P9, mais a noroeste da área.	63
Figura 29 – Seção 3: Perfis elétricos e correlação entre os poços P1, P2 e P5. Observa-se pouca variação da espessura das zonas estratigráficas na área do cubo sísmico 3D.....	64
Figura 30– Seção 4: Perfis elétricos e correlação entre os poços P1, P2, P3, P4 e P5. Observa-se aumento da espessura da zona BVE S2 no poço P4, mais a noroeste da área.	65
Figura 31 – Mapas das isópacas em tempo baseadas na interpretação sísmica 2D para as zonas BVE S1, BVE S2, BVE I, ITP S, ITP I e PCR. O retângulo em amarelo indica a área do cubo sísmico 3D.	66
Figura 32 – Seções e mapas em profundidade com as falhas interpretadas na área.....	68
Figura 33 - Isópaca da zona BVE S1, observação em seção e em mapa. Escala de cores em metros.	69
Figura 34 - Isópaca da zona BVE S2, observação em seção e em mapa. Escala de cores em metros.	69
Figura 35 - Isópaca da zona BVE I, observação em seção e em mapa. Escala de cores em metros.	70
Figura 36 – Seção sísmica interpretada, com destaque para a variação de espessura e acunhamento de camadas na zona BVE I indicando falhas ativas após a deposição dessa sequência. Em mapa a localização da seção sobre mapa de isópaca da mesma zona.....	70
Figura 37- Isópaca da zona ITP, observação em seção e em mapa. Escala de cores em metros.	71
Figura 38 - Isópaca da zona PCR, observação em seção e em mapa. Escala de cores em metros.	71
Figura 39 – Isópacas das zonas: A – BVE S1, B – BVE S2, C – BVE I, D – ITP. Observar o aumento de espessura concentrado próximo aos planos de falha nas zonas BVE I e ITP.	72
Figura 40 – Topo do embasamento em tempo, gerado pela interpretação das linhas sísmicas 2D. No retângulo amarelo, a área do cubo sísmico 3D. Escala de cores em milissegundos.	74
Figura 41 – Topo da zona BVE I em tempo, gerado pela interpretação das linhas sísmicas 2D. No retângulo amarelo, a área do cubo sísmico 3D. Escala de cores em milissegundos.....	74
Figura 42 – Topo da zona BVE S1 (Base do sal) em tempo, gerada pela interpretação das linhas 2D. No retângulo amarelo, a área do cubo sísmico 3D. Escala de cores em milissegundos.	75

Figura 43 – Linha 2D interpretada em tempo. Em mapa, topo do embasamento interpretado em sísmica 2D e interpolado.....	76
Figura 44 – Exemplo de tipos de rochas encontradas no testemunho observado: a- estromatolito arborescente, b- estromatolito dendriforme, c- esferulítico com argila, d- laminito liso, e- laminito crenulado (TERRA et al., 2010).	77
Figura 45 – Perfil de Nphi e Rhob no poço P2, indicando os intervalos de maior porosidade e menor densidade, associados às áreas de maior fraturamento no testemunho, que poderiam indicar momentos de exposição da plataforma e possível carstificação.....	78
Figura 46– Seção sísmica em profundidade passando pelo poço P2, indicando a mudança do mergulho das camadas, de alto ângulo (antes da discordância DPA) para os baixos ângulos (acima da discordância).....	79
Figura 47 - Perfil do poço P1, destacando no círculo vermelho os altos valores de Índice de Raio Gama no topo da zona BVE S1.	81
Figura 48 - Distribuição da porosidade para os reservatórios Barra Velha (BVE) e Itapema (ITP). No mapa, o horizonte da Base do Sal em profundidade, com os altos estruturais representados pelas cores quentes e os baixos pelas cores frias.	83
Figura 49 - Distribuição da porosidade para o reservatório Barra Velha Superior 1. No mapa, o horizonte da Base do Sal em profundidade, com os altos estruturais representados pelas cores quentes e os baixos pelas cores frias e os valores de moda da porosidade plotados.....	84
Figura 50 - Distribuição da porosidade para o reservatório Barra Velha Superior 1, em seção sísmica em profundidade. No mapa, o horizonte de base do sal, com os altos estruturais representados pelas cores quentes (amarelo) e os baixos pelas frias (azul).....	85
Figura 51 - Distribuição da porosidade (%) e da densidade (g/cm^3) para a zona Barra Velha Superior 1, sobre mapa estrutural da base do sal.	86
Figura 52 - Distribuição da porosidade (%) e da densidade (g/cm^3) para a zona Barra Velha Superior 2, sobre mapa estrutural da base do sal.	87
Figura 53 - Distribuição da porosidade (%) e da densidade (g/cm^3) para a zona Barra Velha Inferior, sobre mapa estrutural da base do sal.....	88
Figura 54 - Distribuição da porosidade (%) e da densidade (g/cm^3) para a zona Itapema, sobre mapa estrutural da base do sal.	89
Figura 55 – Gráfico cruzado entre a porosidade calculada do perfil de densidade e a porosidade lida no perfil de Nphi, para os poços P1 a P5.....	90
Figura 56 – Histogramas da Porosidade Total (acima) e da Porosidade Corrigida (P_{RG}) (abaixo), calculadas para os poços P1, P2, P3, P4 e P5, na zona Barra Velha. No gráfico abaixo foram retiradas as amostras com valor de Porosidade Corrigida igual à zero para otimizar a visualização do histograma.	91

Figura 57 - Perfis dos poços P1 a P5 destacando a grande diminuição da porosidade corrigida (P_{RG}) nos poços P1, P4 e P5.	92
Figura 58 - Seção sísmica passando pelos poços P1 a P5, com os perfis de porosidade total e corrigida (P_{RG}). Em vermelho destaque para os intervalos com grande diminuição da porosidade corrigida (P_{RG}) em comparação com a porosidade total. No mapa, o horizonte de base do sal, com os altos estruturais representados pelas cores quentes (amarelo) e os baixos pelas frias (azul). Observar que os baixos valores de porosidade corrigida (P_{RG}) estão associados aos poços estruturalmente mais baixos.....	93
Figura 59 - Perfil de permeabilidade calculado a partir da porosidade no poço P1. Os pontos em vermelho são valores de permeabilidade resultantes do pré-teste de formação a cabo no poço.....	94
Figura 60 - Perfil de permeabilidade calculado a partir da porosidade no poço P11. Os pontos em vermelho são valores de permeabilidade resultantes do pré-teste de formação a cabo no poço.....	95
Figura 61 - Metodologia descrita por Contreras e Castro (2012) e utilizada neste trabalho para a definição do valor de corte de Saturação de água. Acima, histograma da resistividade para os poços P1, P2, P3, P4 e P5, com definição do mínimo valor de resistividade de produção de óleo em 30 ohm.m. Abaixo, gráfico cruzado entre resistividade e saturação de água para a zona BVE S1 dos mesmos poços, determinando o valor de corte de saturação de água entre 30% e 50% e saturação de água irreduzível de 8%.....	97
Figura 62 - Perfil do poço P2 para exemplificar os perfis calculados (I_{gr} , P_{RG} , PHIT e Sw).....	98
Figura 63 – Estudo de viabilidade para inversão acústica. Na esquerda o gráfico cruzado da Impedância acústica pela Porosidade, indicando a duplicidade dos valores de porosidade respondendo a uma mesma impedância acústica. Na direita estão os perfis para cada poço, e em branco os pontos selecionados no gráfico cruzado. Em vermelho está marcada a zona BVE S2 em todos os poços e observa-se que essa zona nos poços P1, P4 e P5 não se encontra na seleção, ou seja, apresenta menores valores de porosidade para um mesmo valor de impedância acústica quando comparado aos outros poços.....	100
Figura 64 – Modelo sólido para distribuição das propriedades de baixa frequência para a inversão acústica.	101
Figura 65 – Modelo de baixa frequência da Inversão acústica, utilizando os poços P1, P2, P3, P4 e P5.....	101
Figura 66 - Seção sísmica com o cubo de inversão acústica, passando pelos poços P1, P2, P3, P4 e P5.....	102
Figura 67 – Amplitude Instantânea do horizonte de base do sal +10ms extraída do cubo de impedância acústica (esquerda) e do cubo de Impedância acústica filtrado (direita). No mapa a esquerda observa-se anomalias causadas pela área de influência dos poços, menos evidente no mapa da direita.	103

Figura 68 – Amplitude instantânea da base do sal com o contorno estrutural do topo do sal em tempo.....	105
Figura 69 - Mapa de derivada do topo do sal. Em vermelho estão as áreas com maior possibilidade de apresentar problemas de imageamento.....	106
Figura 70 – Gráficos cruzados relacionando a propriedade porosidade (do perfil nphi) com o atributo RMS para as zonas BVE S1, BVE S2 e BVE I.	107
Figura 71 – Atributo RMS extraído do dado de amplitude com os valores de porosidade total do perfil de Nphi, para as zonas BVE S2, BVE I e ITP.....	108
Figura 72 – Atributo de Média aritmética extraído do dado de amplitude com os valores de densidade (em g/cm ³), para as zonas BVE S2, BVE I e ITP.	109
Figura 73 – Gráfico cruzado entre o atributo RMS extraído no cubo Passabanda e a densidade.	111
Figura 74 – Gráfico cruzado entre o atributo Máxima Amplitude Negativa extraído no cubo Passabanda e a porosidade.....	111
Figura 75 – Pseudodensidade calculada por meio de inversão da equação da reta de correlação com o atributo RMS.	113
Figura 76 – Pseudoporosidade calculada por meio de inversão da equação da reta de correlação com o atributo de Máxima Amplitude Negativa.....	114
Figura 77 – Distribuição do mapa de pseudodensidade sobre horizonte de topo do sal em tempo. As linhas pontilhadas indicam as falhas de direção NE-SW que compartimentalizam a área.	115

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Profundidade em metros (MD) dos marcadores para cada zona interpretada.....	60
--	----

Sumário

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Aspectos gerais.....	16
1.2	Objetivo	18
1.3	Justificativa.....	18
1.4	Área de estudo	19
2	BACIA DE SANTOS.....	20
2.1	Geologia Regional.....	20
2.1.1	Evolução Geotectônica	20
2.1.2	Evolução Estratigráfica	24
2.1.3	Sistema Petrolífero	28
2.2	Reservatórios carbonáticos microbianos.....	29
3	MATERIAIS E MÉTODOS	35
3.1	Levantamento bibliográfico	35
3.2	Configuração de banco de dados.....	36
3.3	Correlação estratigráfica dos poços.....	39
3.4	Análise petrofísica	39
3.5	Calibração poço x sísmica.....	43
3.6	Interpretação sísmica.....	45
3.7	Inversão sísmica acústica	49
3.8	Estudo de atributos sísmicos para distribuição de propriedades	49
3.8.1	Análise qualitativa dos atributos.....	50
3.8.2	Análise quantitativa dos atributos	51
3.9	Geração de modelo de distribuição de propriedades.....	54
3.10	Observação de testemunho	55
4	RESULTADOS	57
4.1	Interpretação Regional.....	57
4.1.1	Correlação Estratigráfica	57
4.1.2	Mapas estruturais em tempo e profundidade	67
4.2	Análise quantitativa de reservatórios	77
4.2.1	Correlação Rocha-Perfil-Sísmica.....	77
4.2.2	Análise Petrofísica	80
4.2.3	Cubo 3D de Impedância Acústica	98
4.2.4	Análise de atributos sísmicos	104
4.2.4.1	Análise qualitativa de mapas de atributos em tempo	106

4.2.4.2	Análise quantitativa de mapas de atributos em tempo.....	110
4.2.5	Mapa de distribuição de pseudopropriedades	112
5	CONCLUSÕES.....	116
	REFERÊNCIAS.....	119

1 INTRODUÇÃO

1.1 Aspectos gerais

As descobertas de grandes volumes de hidrocarboneto em reservatórios carbonáticos nas águas ultra profundas do Aptiano da Bacia de Santos, geraram uma alta expectativa de retorno econômico para a indústria do petróleo. Ao mesmo tempo, este tipo de reservatório representa grandes desafios para estudo das rochas carbonáticas abaixo de camadas de sal de grandes espessuras (até 2000 metros) e em profundidades de aproximadamente 5000 m (2000 m de lâmina de água e 3000 m de sedimentos).

Em função do reservatório se encontrar abaixo da camada de sal com alta complexidade estrutural, são observados diversos problemas de imageamento no dado sísmico. As formas côncavas e convexas dos diápiros e das muralhas de sal fazem com que os raios da frente de onda converjam para certos pontos, aumentando o número de amostragem e, conseqüentemente, a amplitude nessas áreas, e resultando, da mesma forma, em áreas com pouca iluminação. Outro desafio é o conhecimento do modelo de velocidades adequado a ser aplicado na área, pois as estruturas do sal introduzem grandes variações laterais de velocidades no dado sísmico, com altas velocidades para o sal e mais baixas velocidades para os sedimentos ao redor. Para diminuir e corrigir esses problemas foram necessárias inovações na área de aquisição e processamento de dados sísmicos, que continuam em constante estudo para o aprimoramento e desenvolvimento de técnicas de imageamento da subsuperfície.

Como descreve Eberli (2004), recentes avanços na aquisição e processamento sísmicos e em técnicas de visualização possibilitaram o imageamento da arquitetura de reservatórios carbonáticos com resolução nunca obtida até então. Em particular, pode-se destacar a aquisição multi azimutal que propõe adquirir dados em todas as direções, favorecendo uma iluminação homogênea, e a aquisição em alta amostragem, que permite celas menores de imageamento, aumentando a resolução do dado adquirido. Na área do processamento ressalta-se o PSDM (*pré-stack depth migration*), no

qual os traços são migrados antes de serem movidos para o zero *offset* e considerando um modelo de velocidades para a migração e destaca-se também o uso de tomografia na determinação do campo de velocidades.

Após as etapas de aquisição e processamento dos dados, com a geração do cubo sísmico de boa qualidade, em termos de melhor imageamento sísmico e preservação da amplitude, se iniciam as etapas de interpretação.

As metodologias de visualização, associadas às interpretações volumétricas, permitem a determinação de morfologias de antigos sistemas carbonáticos, reconhecendo-se heterogeneidades internas do reservatório. No entanto, muitas destas técnicas respondem a caracterizações qualitativas (mas não quantitativas) do dado sísmico, limitando-as a um campo de hidrocarboneto específico, e a um determinado nível estratigráfico e/ou reservatório ao qual foi aplicada.

Para uma interpretação sísmica quantitativa do reservatório é de extrema importância o estudo da rocha e de suas propriedades acústicas, de forma a se conhecer a correlação da resposta sísmica com a grande variabilidade das características de uma determinada rocha. Dessa forma, a física de rochas é a base para tudo que é feito em interpretação sísmica quantitativa. A partir do entendimento da rocha é que se torna possível entender o dado sísmico (RUSSEL, 2013).

Para aprimorar a caracterização geofísica dos reservatórios carbonáticos é preciso integrar informações geológicas e geofísicas, garantindo correlação entre os poços, entendendo os ambientes deposicionais, assim como as características e heterogeneidades do reservatório, obtendo um dado sísmico de alta resolução, com controle sobre os processos de aquisição e processamento, correlacionando as respostas sísmicas às características da rocha e realizando uma interpretação quantitativamente controlada. Como resultado desse processo se torna possível a compreensão da distribuição do sistema poroso do reservatório em estudo.

1.2 Objetivo

O objetivo deste estudo é a caracterização geofísica quantitativa das rochas carbonáticas de reservatórios aptianos em região produtora de hidrocarboneto na Bacia de Santos, contribuindo para a definição e predição da distribuição geológica das melhores fácies reservatório e seu sistema poroso, isto com base em: a) análise petrofísica; b) correlação rocha-perfil-sísmica; c) análise de atributos sísmicos. Este trabalho deverá contribuir para o conhecimento e aplicação de uma metodologia prática que permita a caracterização geológica/geofísica de um reservatório carbonático altamente heterogêneo em termos de porosidade.

1.3 Justificativa

As descobertas de reservatórios de petróleo em rochas carbonáticas no pré-sal da Bacia de Santos justificam o interesse em melhor compreender o comportamento dessas rochas e as heterogeneidades de suas propriedades físicas. Pela grande profundidade a qual se encontram esses reservatórios, e a pouca informação relativa a eles, atualmente fica difícil o entendimento da distribuição das melhores fácies de rocha para a produção de hidrocarbonetos.

Para minimizar incertezas associadas ao uso de atributos sísmicos e o alto custo de informações adquiridas por meio direto, é aplicada uma metodologia simples, porém trabalhosa, para estudar as rochas de maneira indireta, calibrando as respostas sísmicas com as propriedades da rocha de maneira quantificada. Na metodologia aplicada é realizada interpretação sísmica 3D, com extração de atributos sísmicos e correlação destes, por meio de gráficos cruzados, com os valores da moda de histogramas da distribuição de propriedades para as zonas de interesse.

A motivação para a escolha da área foi por haver pouca publicação acadêmica sobre esses reservatórios e pelo interesse pessoal e profissional em melhor entender a resposta sísmica de rochas carbonáticas, determinando de forma quantificada a distribuição da pseudoporosidade e pseudodensidade

na área, calculadas a partir da inversão da reta de correlação entre atributo sísmico e propriedade de rocha.

1.4 Área de estudo

A área de estudo localiza-se na Bacia de Santos, na porção sudeste da margem continental brasileira, ao longo dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, entre os paralelos 23°e 28° Sul. A bacia limita-se ao sul pelo Alto de Florianópolis, que a separa da Bacia de Pelotas; enquanto que ao norte é limitada pelo Alto de Cabo Frio, que a separa da Bacia de Campos (Figura 1). Com área total de 352.260 km² até a lâmina de água de 3.000 m, a Bacia de Santos constitui-se na mais extensa dentre as bacias costeiras do Brasil (Agência Nacional do Petróleo).

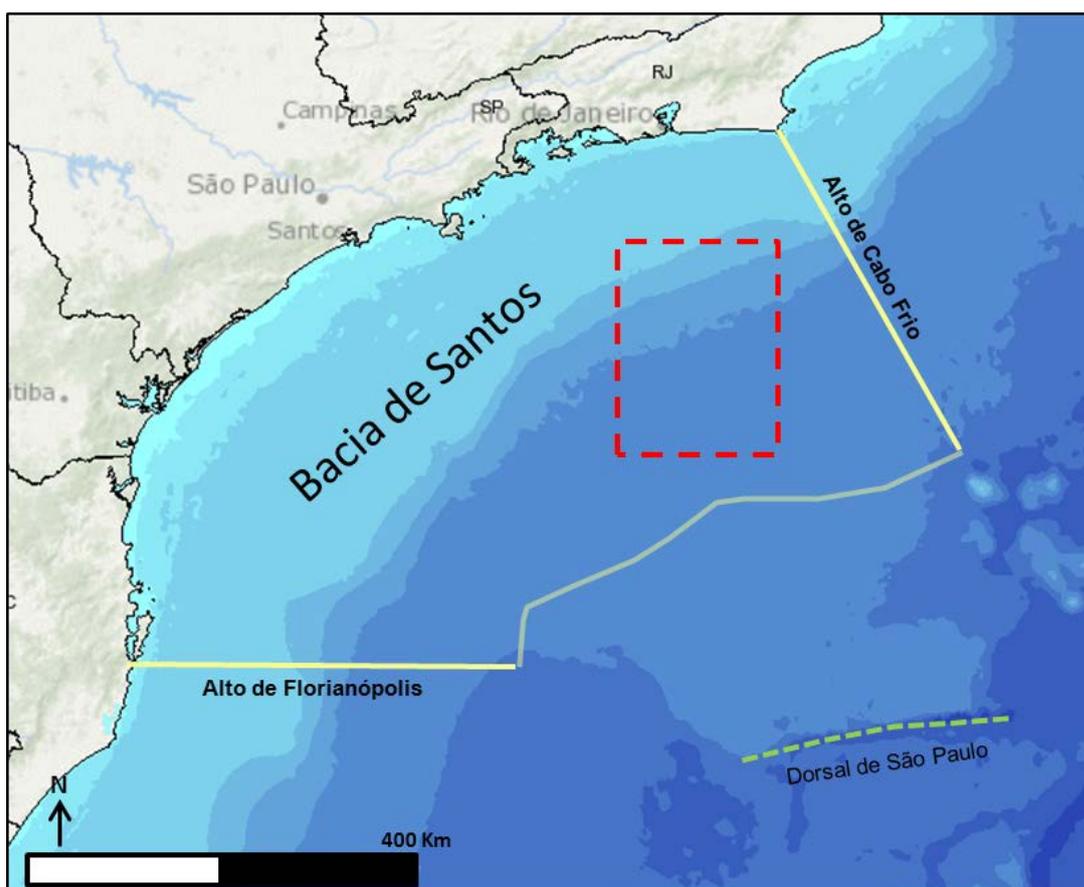


Figura 1- Localização da Bacia de Santos. A linha tracejada em vermelho indica a localização na qual a área de estudo está inserida (Mapa retirado do site do BDEP - Banco de Dados de Exploração e Produção, Novembro 2015).

2 BACIA DE SANTOS:

2.1 Geologia Regional

2.1.1 Evolução Geotectônica

Similar a todas as bacias da margem passiva brasileira, a Bacia de Santos foi formada pelos processos de rifteamento durante a separação da América do Sul e África, que prevaleceu entre o Neo-Valanginiano e o Eo-Albiano, segundo Beasley *et al.* (2010).

A ruptura do Megacontinente Gondwana Oeste teria sido iniciada por dois *hot spots* (Figura 2), Santa Helena e Tristão da Cunha (WILSON, 1992). Essas duas plumas mantélicas principais contribuíram para o enfraquecimento da litosfera, causando fraturas que serviram de condutos para diques de rochas ígneas. A observação da ocorrência desses diques no Brasil e na África indica uma junção tríplice antecedente à ruptura continental, que pode estar associada à propagação do rifteamento no Atlântico Sul (BEASLEY *et al.*, 2010).

Para Papaterra (2010), o modelo mais aceito para essa abertura do Oceano Atlântico e formação das bacias da margem brasileira é o proposto por White e Mackenzie (1989), no qual considera-se um estiramento litosférico e afinamento da crosta e da litosfera durante a fase rifte, com posterior fase de subsidência termal associada ao resfriamento da anomalia térmica da astenosfera.

Como descrito por Dias (2005), a abertura do Atlântico foi iniciada de sul para norte (figura 3 a), e a acomodação dos movimentos crustais entre os dois segmentos foi provavelmente dominada por falhas transformantes (figura 3b). A deposição durante o Neo-Aptiano se processou em ambiente de quiescência tectônica, com falhamentos mais expressivos ocorrendo localmente e sedimentação predominantemente marinha. Esse momento é caracterizado por um estágio tectônico de acreções segmentadas de crosta oceânica ao longo de um lineamento que viria a ser a cadeia meso-oceânica (figura 3c). No final do Neo-Aptiano uma extensa e rasa bacia evaporítica com mais de 1500 km de

extensão e até 500 km de largura formou-se ao norte da barreira representada pela Dorsal de São Paulo (figura 3d).

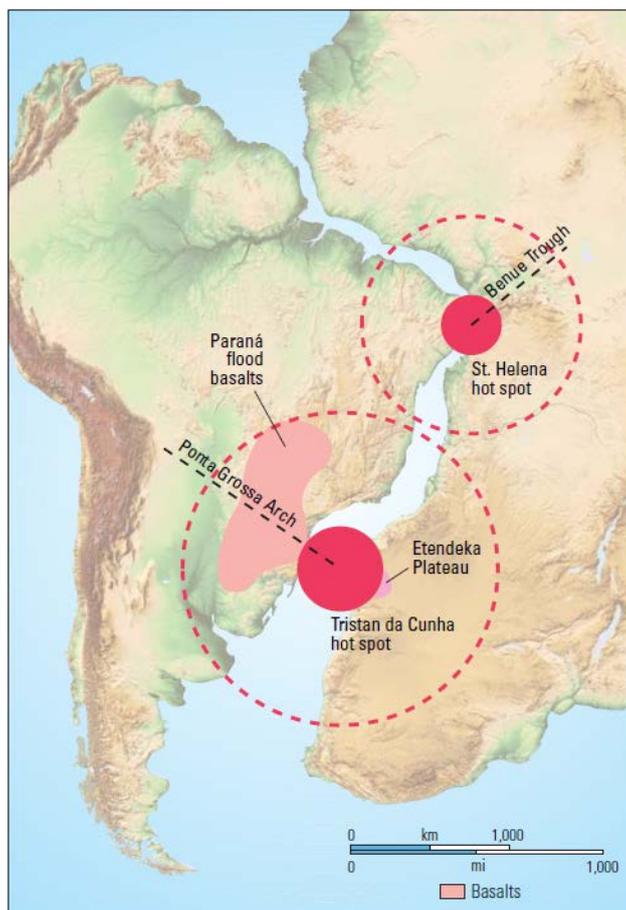


Figura 2 - *Hot spots* Santa Helena e Tristão da Cunha no Atlântico Sul. Estas plumas mantélicas contribuíram para o enfraquecimento da crosta durante os estágios iniciais do rifiteamento entre América do Sul e África (BEASLEY *et al.*, 2010 adaptado de WILSON, 1992).

Ao longo da Bacia de Santos são caracterizados vários domínios tectônicos, controlados pela distribuição seletiva dos evaporitos com formação de almofadas de sal, diápiros de sal e região com formação de muralhas (DEMERCIAN *et al.*, 1993; COBBOLD *et al.*, 1995; MEISLING *et al.*, 2001).

Na Bacia de Santos, são caracterizadas zonas de transferência de direção principal NW-SE, as quais, segundo Szatmari e Demercian (1993), estariam controlando a tectônica salina, destacando-se as zonas de transferência de Merluza, de São Paulo e de Ilha Grande, indicadas na figura 4. Esse sistema de zonas de transferência, interpretado com base em dados sísmicos e gravimétricos por Meisling *et al.* (2001), se desenvolveu durante a fase rifte no Cretáceo Inferior da Bacia. Segundo os mesmos autores, as

coquinas barremianas, associadas com o raseamento nos altos intrarifte, podem ser preferencialmente desenvolvidas ao longo dessas falhas, onde o fraturamento poderia ainda melhorar a qualidade do reservatório. Ao mesmo tempo em que as zonas de transferência compartimentalizam a bacia, elas agem como caminhos para a migração do hidrocarboneto para o pós sal.

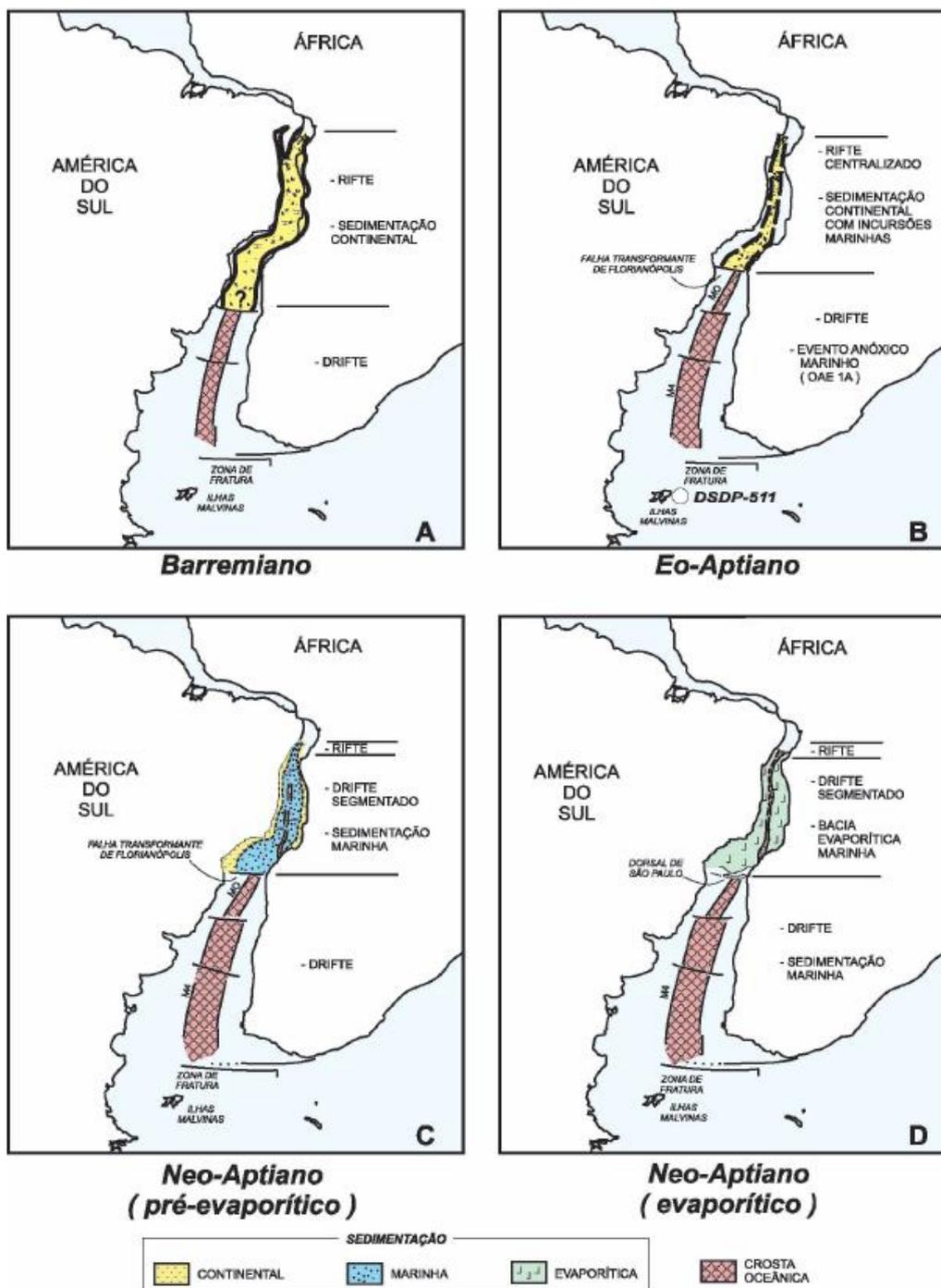


Figura 3 - Reconstruções paleogeográficas do Barremiano ao Neo-Aptiano, mostrando as principais fases tectônicas na abertura do Oceano Atlântico (DIAS, 2005).

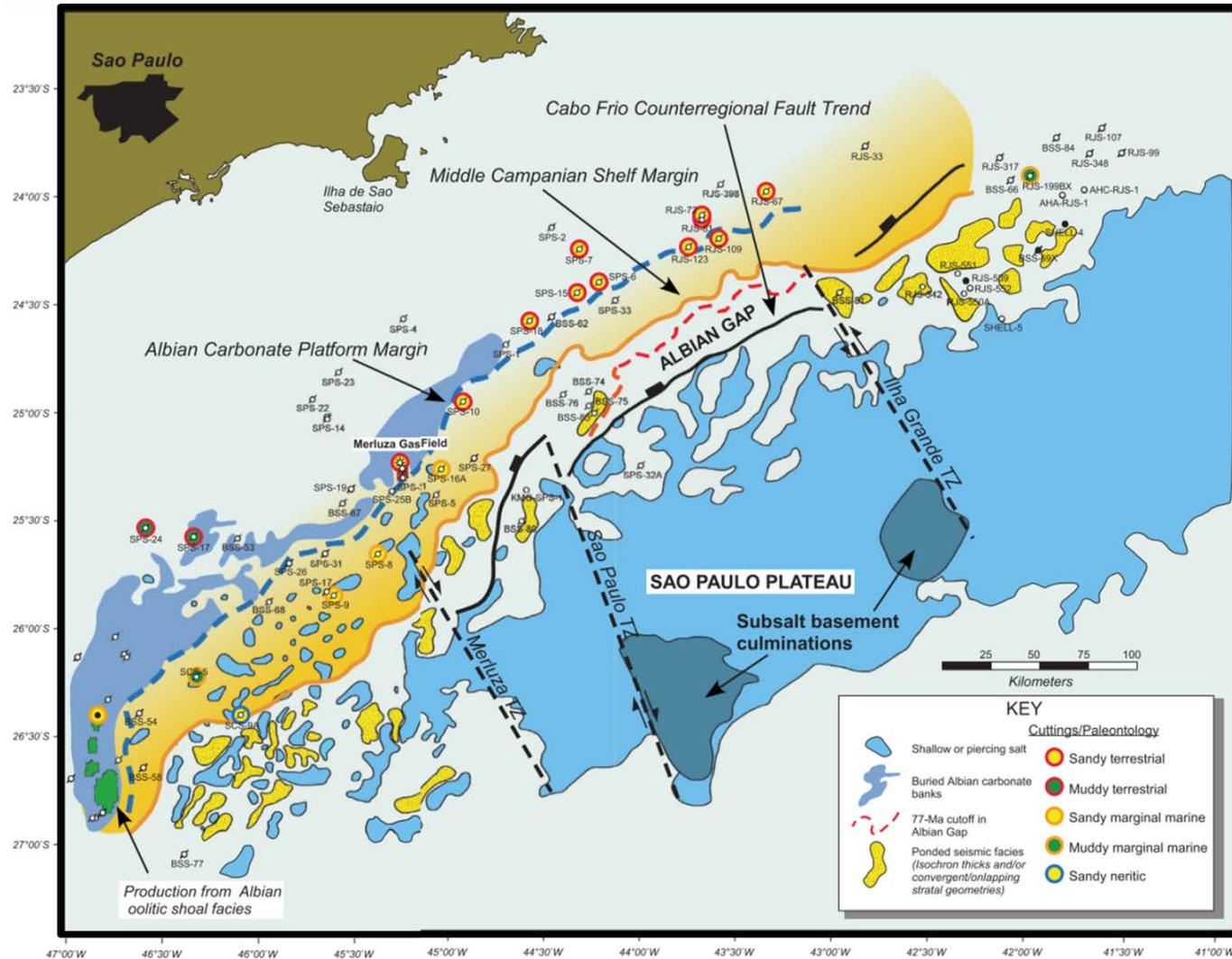


Figura 4 - Mapa da parte central da Bacia de Santos com elementos tectônicos e paleogeográficos, e feições do embasamento, incluindo Zonas de Transferência (TZ= *Transference Zone*) (MODICA E BRUSH, 2004).

2.1.2 Evolução Estratigráfica

Segundo Moreira *et al.* (2007), o arcabouço estratigráfico da Bacia de Santos compreende três supersequências (Figura 5): Rifte, localizada na sua porção inferior, com falhas normais envolvendo o embasamento cristalino e vulcanismo básico associado; Pós-Rifte (ou Transicional); e Drifte, com depósitos relacionados ao processo natural de deriva continental.

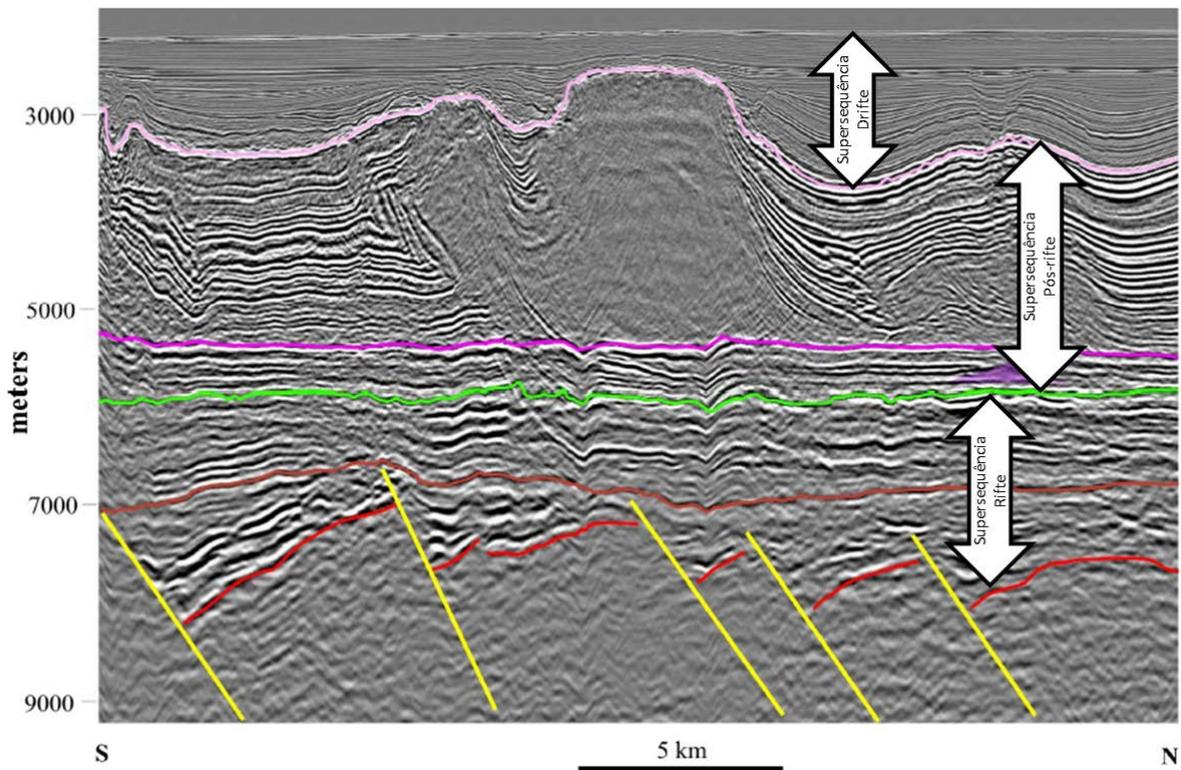


Figura 5 - Seção sísmica indicando as divisões das Supersequências definidas por Moreira *et al.*, 2007. O horizonte vermelho é interpretado como embasamento, em marrom observa-se a discordância entre o sin-rifte inferior e superior, em verde a base do pós-rifte (base do sag), em lilás a base dos evaporitos e em rosa o topo dos evaporitos, base da Supersequência Drifte (Modificado de CARMINATTI *et al.*, 2008, baseado em PAPATERRA, 2010).

Em revisão do arcabouço estratigráfico da bacia de Santos (figura 6), Moreira *et al.* (2007) eleva a antiga Formação Guaratiba (PEREIRA E FEIJÓ, 1994) à categoria de Grupo, sendo composto por cinco formações, das quais três estão inseridas na fase Rifte: formações Camboriú, Piçarras e Itapema.

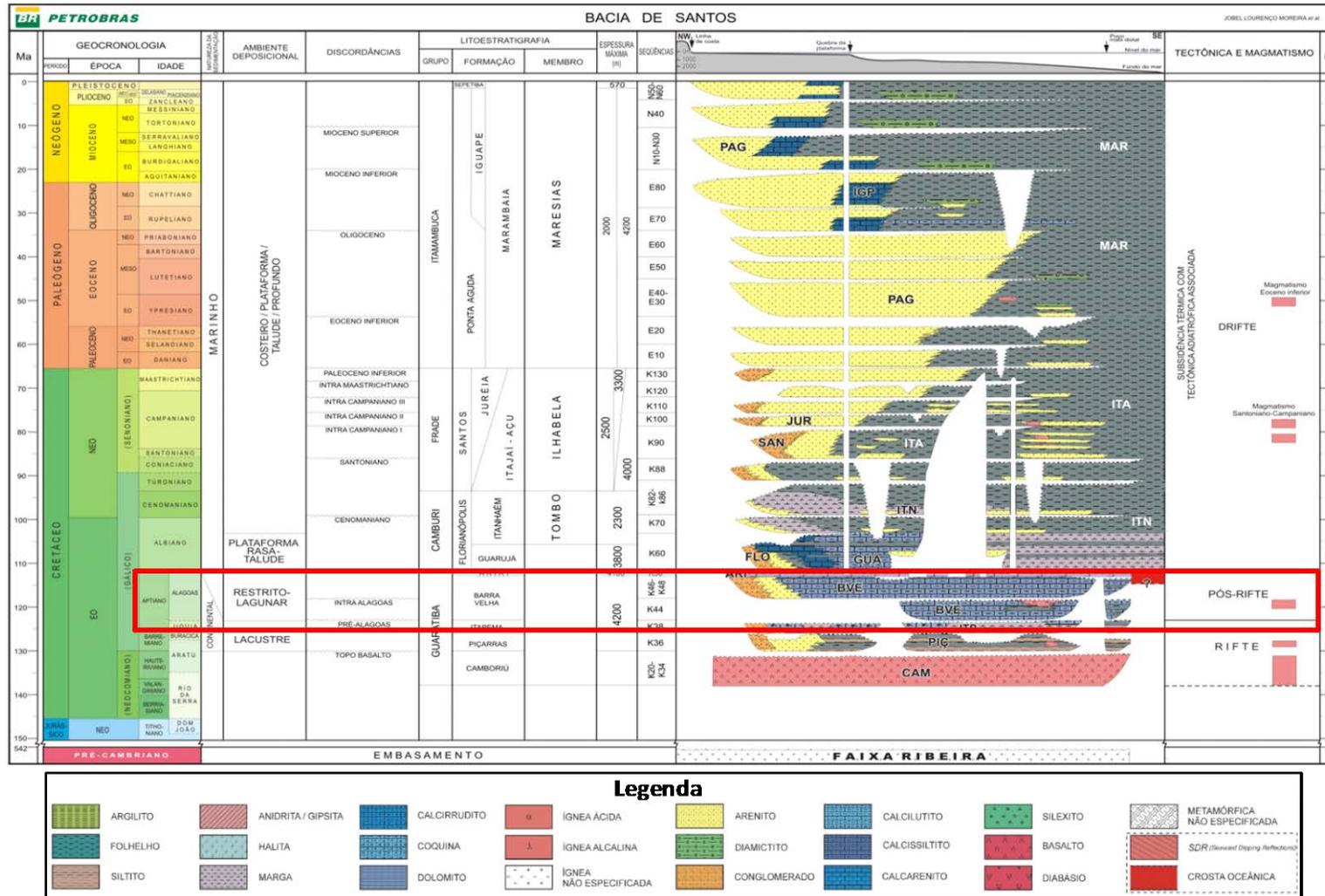


Figura 6 - Carta estratigráfica da Bacia de Santos (MOREIRA et al., 2007). Em vermelho, destaque para a seqüência de estudo, de idade aptiana.

A Formação Camboriú é composta por derrames basálticos eocretáceos, sobre os quais se assenta a Formação Piçarras, de idade barremiana, composta por leques aluviais de conglomerados e arenitos polimíticos constituídos de fragmentos de basalto, quartzo e feldspato nas porções proximais, e por arenitos, siltitos e folhelhos de composição talcoestevensítica nas porções lacustres. A Formação Itapema apresenta intercalações de calcirruditos e folhelhos escuros. Os calcirruditos são constituídos por fragmentos de conchas de pelecípodes que frequentemente encontram-se dolomitizados e/ou silicificados (informalmente denominada sequência das coquinas na Bacia de Campos). Nas porções mais distais ocorrem folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica.

Na opinião de Moreira *et al.* (2007), a Supersequência Pós-rifte corresponde às formações Barra Velha e Ariri, do Grupo Guaratiba (figura 7). A Formação Barra Velha é subdividida em duas sequências, inferior e superior, depositadas em ambiente transicional bastante estressante em termos de salinidade, entre continental e marinho raso. A sequência inferior, de idade eoaptiana, tem seu limite inferior definido pela discordância pré-Alagoas, e como limite superior uma discordância que corresponde a um refletor sísmico regional de forte amplitude positiva. A sequência caracteriza-se por calcários microbiais, estromatólitos e lamitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais. Ocorrem também *grainstones* e *packstones* compostos por fragmentos de estromatólitos e bioclastos associados. A sequência superior apresenta ocorrência de calcários estromatolíticos e lamitos microbiais intercalados a folhelhos, e tem como seu limite superior a base dos evaporitos da Formação Ariri.

A Formação Ariri corresponde aos evaporitos de idade neoaptiana, compostos principalmente por halita e anidrita, resultado de um período de aridez associado à barreira representada pela Dorsal de São Paulo e pelo Alto de Florianópolis (DIAS, 2005).

A Supersequência Drifte está associada à subsidência térmica da bacia. Sobre os evaporitos da fase anterior são encontrados sedimentos marinhos, depositados desde o Albiano até o Quaternário.

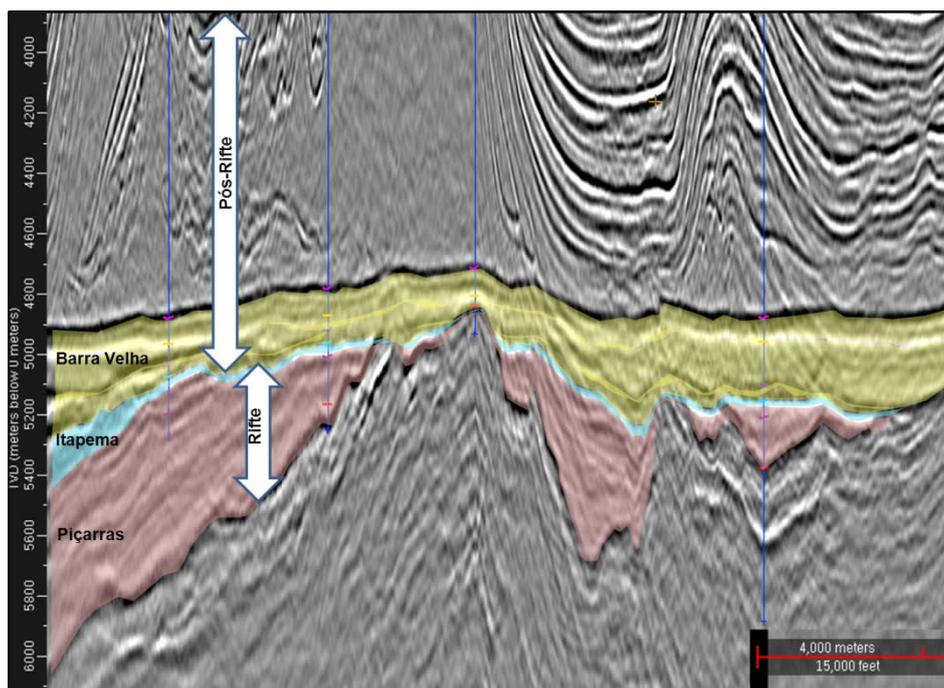


Figura 7 – Divisão de rifte e pós-rifte segundo definição de Moreira *et al.*, 2007.

Milani *et al.* (2000) descrevem a sucessão albiana, conhecida como formações Florianópolis, Guarujá e Itanhaém, como arenitos avermelhados, carbonatos e folhelhos cinza, respectivamente, formando um conjunto litofaciológico depositado durante um progressivo aprofundamento da bacia. As condições de máximo afogamento foram atingidas durante o Neocenomaniano-Turoniano, quando se depositaram os folhelhos negros da Formação Itajaí-Açu. Nas regiões mais proximais da bacia, uma espessa cunha de conglomerados (Formação Santos) e arenitos de ambiente marinho raso (Formação Juréia), abrangendo o intervalo temporal entre Santoniano e Maastrichtiano, invadiram a bacia em resposta ao soerguimento da Serra do Mar. Durante o Neocretáceo, enquanto ocorria uma tendência generalizada de subida relativa do nível do mar ao longo das bacias costeiras brasileiras, na bacia de Santos o soerguimento da área fonte e o grande aporte sedimentar compensaram essa tendência de aumento do nível marinho e mantiveram a região num ambiente continental de mar raso. Segundo Milani *et al.* (2000), três episódios prográdantes preencheram a bacia, fazendo com que a linha da costa avançasse significativamente mar adentro. Esses fortes pulsos sedimentares foram associados a movimentações da área adjacente (Serra do

Mar). No Cenozóico, a evolução da Bacia de Santos foi marcada por uma progradação de rochas siliciclásticas (formações Iguape e Sepetiba), que avançaram sobre o sistema pelítico de plataforma e talude (Formação Marambaia).

A sequência de sedimentação pode ser resumida pela seção da figura 8, na qual se observa o embasamento da Formação Camboriú coberto pelos sedimentos da fase rifte e pós-rifte da Formação Guaratiba. Acima está a deposição dos evaporitos da Formação Ariri, que com a sedimentação da sequência drifte sofre movimentação e formam diápiros e domos de sal. Na sequência drifte estão os sedimentos das formações Guarujá e Florianópolis sobre a camada de sal, acima delas estão as cunhas de progradação das formações Santos e Juréia e os sedimentos mais recentes da Formação Marambaia.

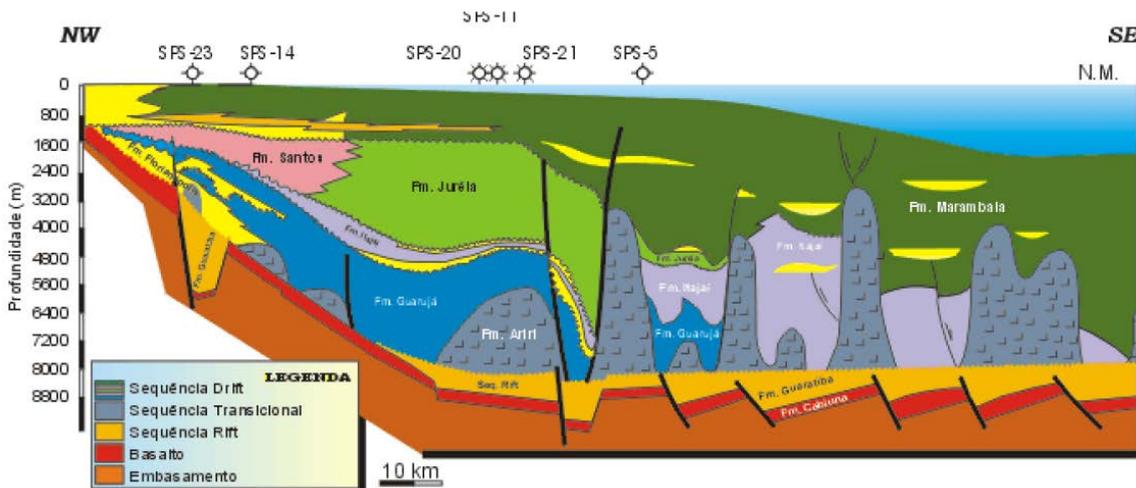


Figura 8 - Seção Geológica da Bacia de Santos, com as sequências de sedimentação (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO).

2.1.3 Sistema Petrolífero

O principal sistema petrolífero identificado no Aptiano possui rochas geradoras constituídas de folhelhos pretos intercalados com carbonatos, depositados em ambiente lacustre salino durante o estágio final da fase rifte, quando o sistema de lagos passou a receber influência de águas salinas (CHANG, 2008). Ainda segundo o mesmo autor, a espessura das rochas

geradoras varia de 100 a 300 metros, com concentração de Carbono Orgânico Total de 2 a 6%.

As rochas reservatório dessa seção são as coquinas da Formação Itapema e os microbialitos carbonáticos da Formação Barra Velha, podendo ocorrer também em rochas siliciclásticas da Formação Piçarras e basaltos fraturados da Formação Camboriú (PAPATERRA, 2010).

A migração ocorreu por contato direto entre as rochas geradoras e as rochas reservatório na seção rifte. A presença de extensa camada de sal acima do reservatório funcionou como um selo muito eficiente para o sistema petrolífero, aprisionando o petróleo na seção rifte (PAPATERRA, 2010).

2.2 Reservatórios carbonáticos microbianos

Para águas profundas da Bacia de Santos, Carminatti *et al.* (2008) descrevem reservatórios carbonáticos de origem microbial depositados no Cretáceo em bacias lacustres rifte e sag geradas no início da abertura do Atlântico Sul. Terra *et al.* (2010) classificam esses depósitos como pertencentes à Formação Barra Velha e os descrevem como microbialitos desenvolvidos antes da principal fase de deposição do sal. Muniz *et al.* (2013) se referem a fácies microbiais na Bacia de Campos, com distribuição e geometria controladas por tectônica extensional e relativa flutuação no nível da lâmina de água. Terra *et al.* (2010) reportam a presença de estromatólitos arborescentes e texturas esferulíticas associadas aos reservatórios do pré-sal, que teriam sido gerados por micróbios.

O termo microbialito foi introduzido por Burne e Moore (1987) para definir depósitos organosedimentares resultantes do crescimento de comunidades microbiais bentônicas por trapeamento de sedimentos e/ou por precipitação *in situ*.

Segundo Riding (2011), os carbonatos microbiais são produzidos pela interação do crescimento e metabolismo microbiano, propriedades da superfície celular e Substâncias Poliméricas Extracelulares (EPS – *extracelular*

polymeric substances) com a precipitação mineral e o trapeamento de grãos. A rápida litificação, essencial para o crescimento e preservação dos carbonatos microbiais, é biologicamente mediada e ambientalmente dependente (RIDING, 2011).

Neste contexto, as cianobactérias são as responsáveis pela maioria dos microbialitos atuais, e presumidamente assim foi ao longo do tempo geológico (AWRAMIK, 2013). A fotossíntese das cianobactérias promove precipitação carbonática, e a resposta a seu crescimento, movimento e comportamento orientam frequentemente o processo de deposição e moldam a forma das estruturas sedimentares resultantes. Por outro lado, a colonização e o crescimento das cianobactérias são também guiados pelas mudanças no ambiente de deposição (GOLUBIK et al., 2000).

Esta estreita relação entre micróbios e sedimentos faz com que os micróbios sejam de grande importância no ciclo biogeoquímico dos elementos, sendo eles os responsáveis por dois dos principais processos que dariam origem aos carbonatos microbiais: trapeamento de grãos e precipitação mineral (RIDING, 2000), observados na figura 9.

Para o processo de trapeamento e ligamento (*trapping and binding*) é preciso disponibilidade e taxa de fornecimento de sedimentos e comunidades microbiais capazes de prender esses sedimentos (BURNE E MOORE, 1987). O tamanho, a mobilidade e a relação mútua dos micróbios determinam sua habilidade de trapear e ligar sedimentos, com uma importante participação também da produção de EPS (RIDING 2000).

O processo de trapeamento pode envolver um simples bloqueio físico do grão em movimento como também adesão ao EPS (figura 10). Ambos os processos são facilitados quando as esteiras têm superfície topográfica irregular, como aquelas formadas por micróbios de grande porte com muitos filamentos verticais, e também esteiras com abundante EPS, o qual poderia trapear sedimentos grossos disponíveis no meio (RIDING, 2000).

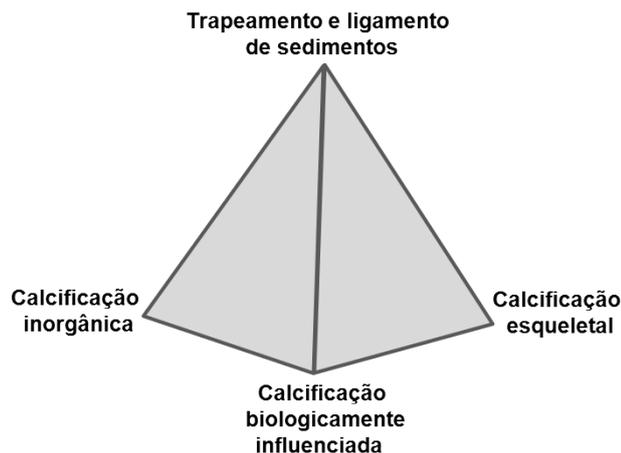


Figura 9 - Processos de mineralização envolvidos na deposição de microbialitos: trapeamento de grãos “trapping and binding” e precipitação (inorgânica, biológica e esquelética). Traduzido de Burne e Moore (1987).

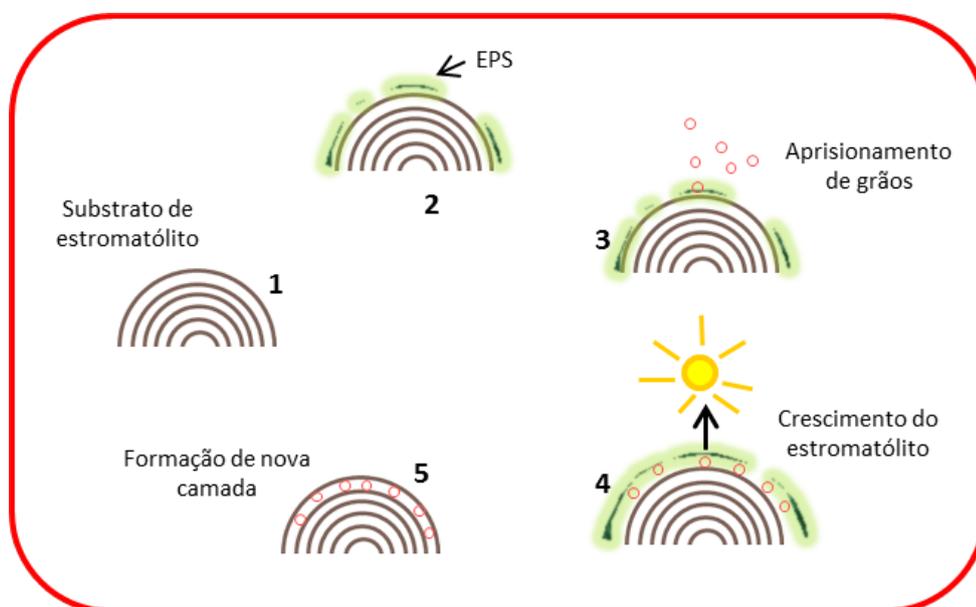


Figura 10 - Figura esquemática do processo de trapeamento de grãos. 1-estromatólito antes da nova camada, 2-criação do EPS, 3-sedimento é trapeado, 4-estromatólito cresce em direção da luz, já com os sedimentos agregados, 5-nova camada de EPS é gerada por cima e o processo se repete. Modificado do site microbewick.kenyon.edu.

Segundo Riding (2000), para a conservação do material trapeado é preciso uma rápida litificação para fortalecer o depósito e permitir o crescimento microbial. No entanto a importância da precipitação para os carbonatos microbiais vai além da cimentação do material trapeado.

Os processos de precipitação incluem calcificação biológica, inorgânica e esquelética. A calcificação biológica está relacionada principalmente às cianobactérias, as quais, realizando fotossíntese, retiram CO_2 de águas saturadas, com conseqüente elevação do pH e precipitação de CaCO_3 . Este

processo é biologicamente controlado, mas a mineralização é inorgânica (BURNE E MOORE, 1987).

Os depósitos por calcificação inorgânica são formados por evaporação de soluções saturadas e, mais frequentemente, como resultado da diminuição de CO₂ por degaseificação de águas supersaturadas (BURNE E MOORE, 1987). Os minerais precipitados estão relacionados principalmente pela liberação de CO₂ do sistema por degaseificação, resultando em supersaturação de carbonato de cálcio (DUPRAZ et. al, 2011). Burne e Moore (1987) descrevem o processo por reequilíbrio de águas subterrâneas com mais alta concentração de CO₂ do que a água da superfície, na qual a concentração de CO₂ está em equilíbrio com a da superfície, que em contato com a atmosfera perde CO₂, promovendo a precipitação de carbonato.

A calcificação esquelética é descrita por Burne e Moore (1987) como um processo biológico no qual o metabolismo produz uma estrutura organizada mineralizada com forma determinada, porém não é considerada para a maioria dos microbialitos.

A partir destes processos, são formadas as diversas estruturas de carbonatos microbiais. Os detalhes destes depósitos que refletem organismos, processos e componentes são principalmente microscópicos, mas a observação das características em meso e macro escala permite a principal subdivisão (figura 11), listada a seguir: estromatólito (laminado), trombolito (coagulado), dendrolito (dendritico) e leiolito (afanítico) (RIDING, 2000; BURNE E MOORE 1987).

Terra *et al.* (2010) descrevem os microbialitos baseado em Riding (2000): estromatólitos são depósitos de estrutura laminada e em geral convexa, podendo apresentar feições de crescimento/ramificações para o topo, observado em diferentes escalas; Trombolitos são depósitos de textura macroscópica coagulada (*clotted*) maciça e dômica; Dendrolitos são depósitos microbiais de estrutura dendrítica formada por cianobactérias esqueléticas; Leiolitos são depósitos microbiais dômicos, sem laminação ou coágulos.

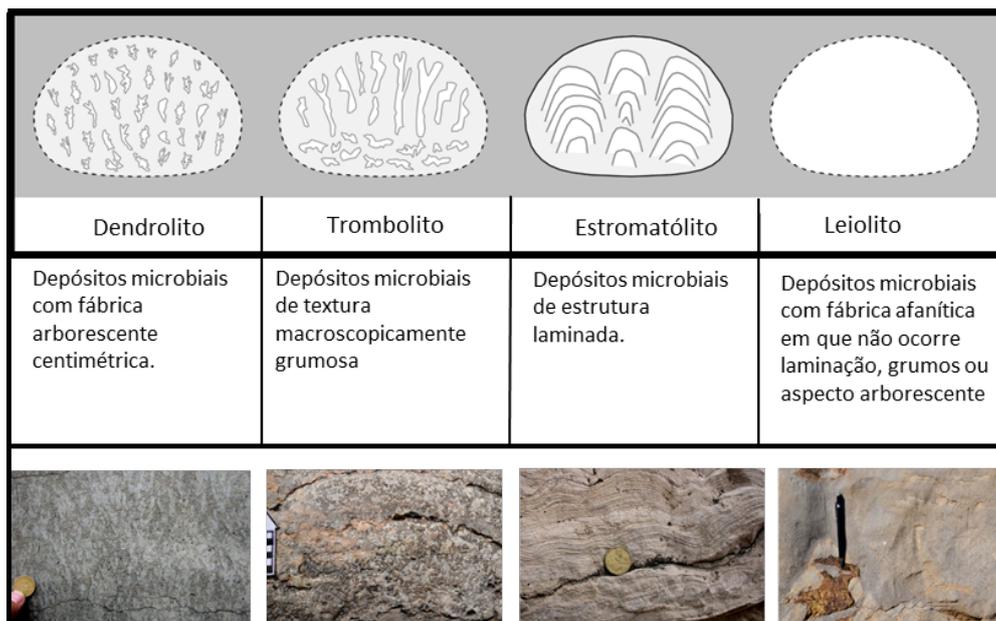


Figura 11 - Carbonatos microbiais definidos pela macrofábrica: Leiolito (afanítico), estromatólito (laminado), trombólito (coagulado) e dendrolito (dentritico). Modificado de Riding (2000) e Jitao e Jeong-Hyon (2014).

Era de se esperar que ao longo de 3500 Ma, desde o aparecimento dos primeiros estromatólitos, os carbonatos microbiais sofressem mudanças, assim como os micróbios e outros organismos envolvidos nas mudanças ambientais da superfície da Terra. Porém segundo Schopf (1995), as cianobactérias não sofreram grandes mudanças do Pré-cambriano até a atualidade. Ele defende a “*Hipobraditelia Cyanobacteriana*” "para referir-se à taxa de mudança evolutiva excepcionalmente baixa que é exibida por táxons cianobacterianos, ou seja, por morfoespécies que aparentam pouca ou nenhuma mudança morfológica ao longo de muitas centenas de milhões de anos e, comumente, por períodos maiores de um ou mesmo dois bilhões de anos" (SCHOPF, 1992). Para este autor, a extraordinária resistência das cianobactérias, sua sobrevivência em ampla gama de condições de luminosidade, salinidade, temperatura e pH bem como dessecação prolongado e irradiação intensa, permitiram que elas sobrevivessem durante todo esse tempo na superfície da Terra, sem necessitar de grandes mudanças evolutivas.

Como descrito em Riding (2000), na visão clássica (ARAMIK, 1971, entre outros autores), os estromatólitos eram muito abundantes e difundidos durante o Pré-Cambriano, porém no Fanerozóico, a competição com metazoários e outros eucariontes, foi progressivamente relegando os

estromatólitos para refúgios ambientalmente protegidos, com pouca competição, como planícies de maré e áreas com hipersalinidade. Para Riding (2006), a competição com os metazoários foi importante para a distribuição temporal dos microbialitos, mas este não deve ter sido o único fator.

Em depósitos recentes, devido à competição com outros organismos, os microbialitos são abundantes em ecossistemas extremos, mas podem ser encontrados em diversos ambientes: marinho, hipersalino, água doce e continental (DUPRAZ *et al.*, 2011). Os exemplos modernos mais famosos são Bahamas e Shark Bay. Bahamas é um exemplo da geração de estromatólitos em mar aberto, formados em ambientes de intermaré e submaré, expostos à alta energia das ondas e das correntes (REID *et al.*, 2000). Em Shark Bay, na Austrália, os estromatólitos são gerados em ambiente de hipersalinidade, no qual não sobrevive a maioria dos eucariontes, que competem ou se alimentam das cianobactérias (RIDING, 2006).

Esses ambientes modernos, com formação de microbialitos, podem auxiliar no entendimento da deposição dos microbialitos aptianos encontrados no pré-sal da bacia de Santos.

Atualmente, apesar das rochas reservatório aptianas do Pré-Sal da Bacia de Santos serem apresentadas como microbiais, há uma dificuldade em certificar a origem microbiana dos estromatólitos (RIDING, 1999). Wright (2012) descreve que essas rochas carbonáticas podem ser de origem biótica, abiótica, ou ambas. Existem trabalhos atuais, como de Falcão (2015), que descreve fácies sugestivas de travertino subaéreo em rochas da seção pré-sal na Bacia de Santos.

Uma possibilidade seria usar a definição de Semikhatov *et al.* (1979) *apud* Riding (1999), que descreve estromatólito como uma estrutura de crescimento sedimentar laminada e litificada, que embora com características microbiana e composição calcária, pode ser de qualquer origem, composição, forma, tamanho ou idade, diferentemente do conceito inicial proposto por Kalkowsky em 1908 *apud* Riding (1999) e atualizado por este último autor, que define o estromatólito como um depósito microbial bentônico laminado.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Para o desenvolvimento do trabalho foram seguidas as etapas esquematizadas no fluxograma da figura 12, realizadas nas dependências do Centro de Geociências Aplicadas ao Petróleo – UNESPetro, localizado na Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” (UNESP) em Rio Claro, SP.

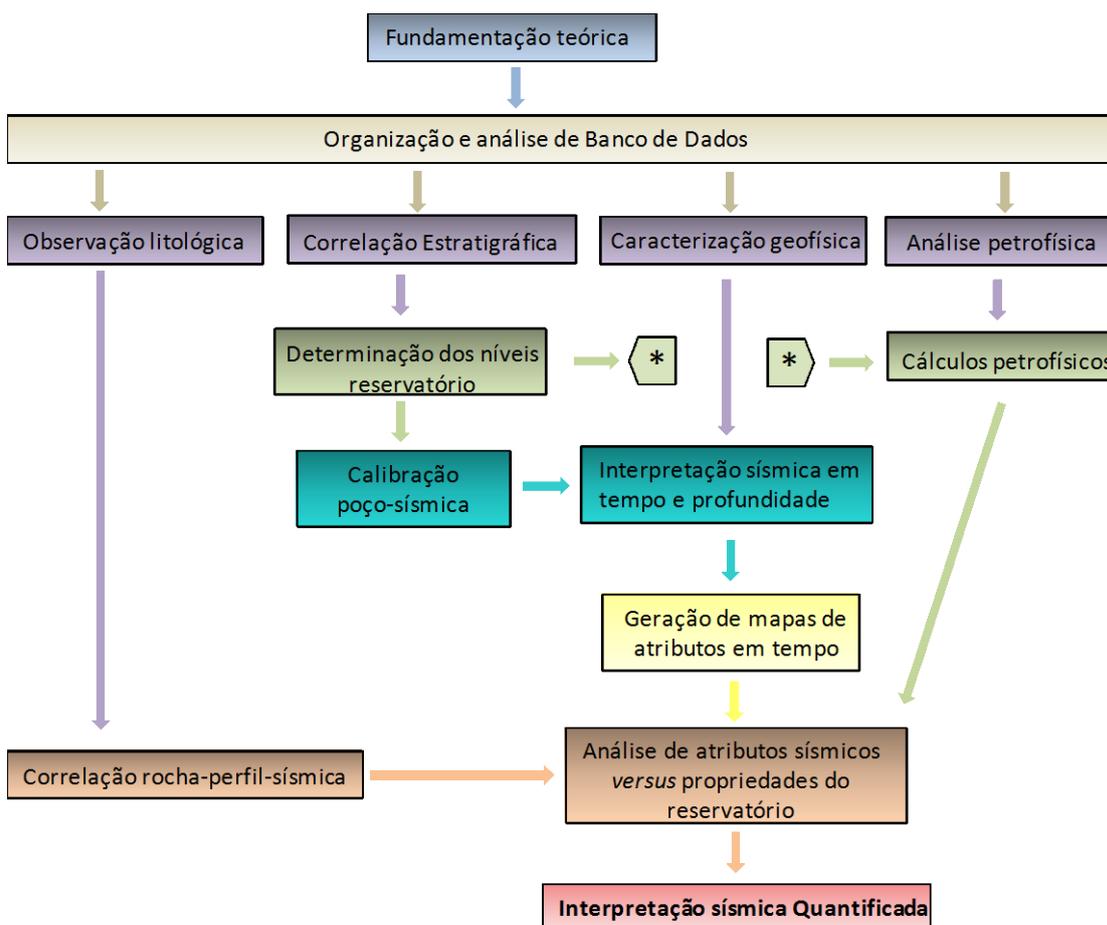


Figura 12 – Fluxograma com as principais etapas de trabalho.

3.1 Levantamento bibliográfico

O levantamento bibliográfico representou uma extensa investigação para conhecimento de trabalhos anteriores sobre rochas carbonáticas, bacia de Santos e microbialitos.

Primeiramente foram analisados artigos sobre a bacia de Santos, num contexto regional sobre a caracterização estratigráfica e estrutural no momento de abertura do oceano Atlântico. Buscou-se trabalhos referentes aos sistemas deposicionais de fase rifte e pós-rifte até a deposição da sequência evaporítica aptiana.

Posteriormente, foram analisados trabalhos referentes às rochas carbonáticas, principalmente microbialitos, com o intuito de entender o processo de geração dessas rochas reservatório.

Para a metodologia do trabalho, buscou-se referências sobre interpretação sísmica quantificada e atributos sísmicos.

Entre os principais trabalhos que contribuíram para a evolução do conhecimento destacam-se: Beasley *et al.* (2010) e Papaterra (2010) que apresentam a geologia e a história dos reservatórios aptianos do pré-sal e os desafios associados à exploração e produção dessas áreas; Moreira *et al.* (2007) que descrevem a carta estratigráfica da Bacia de Santos, com as suas sequências sedimentares e características litológicas e sísmicas; Burne e Moore (1987) e Riding (2000 , 2011), que descrevem os microbialitos, com suas formas de geração, distribuição no tempo e tipos de rochas; Chopra e Marfurt (2005), que reconstroem uma perspectiva histórica dos eventos que culminaram na moderna análise dos atributos sísmicos.

3.2 Configuração de banco de dados

Os dados utilizados foram disponibilizados pela PETROBRAS e pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), por meio do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), utilizando a política de gratuidade para pesquisa acadêmica em universidades públicas brasileiras.

No total, os dados disponíveis para o estudo (figura 13) foram:

- 2 Cubos sísmicos 3D, em tempo e em profundidade, com área de 400 km²/cada;

- 30 Linhas sísmicas 2D perfazendo um total de 6.392 km lineares;
- 16 poços com perfis geofísicos (Raio Gama, Sônico, Densidade, Nêutron, Resistividade);
- 200 metros de testemunho.

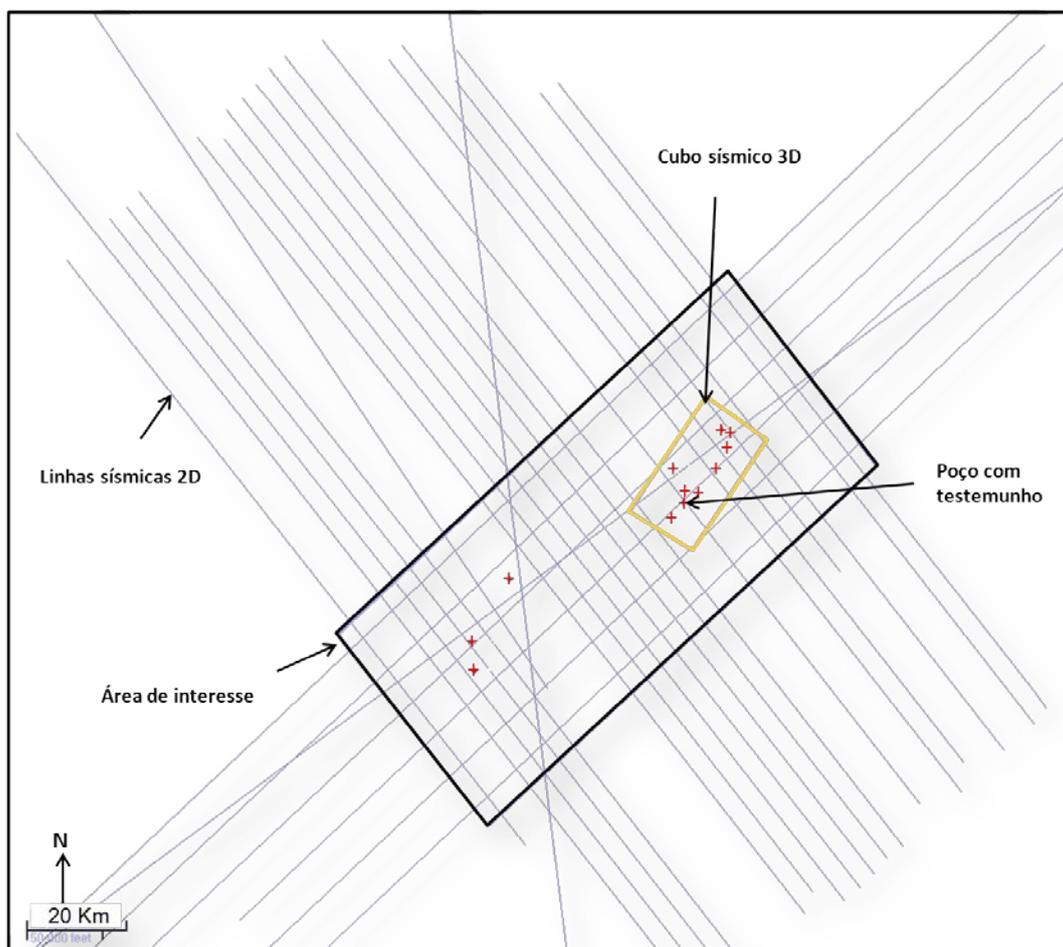


Figura 13 – Mapa com a disposição dos dados sísmicos e dos principais poços utilizados.

Os dados foram todos carregados na base de dados OpenWorks da empresa Landmark/HALLIBURTON e trabalhados na plataforma de interpretação do programa DSD (*Decision Space Geoscience*). Para análises petrofísicas foi utilizado o *software* Techlog, da empresa Schlumberger, cedido em caráter acadêmico para a realização do estudo no período de 27/01/2016 a 05/02/2016, 22/03/2016 a 01/04/2016 e 15/06/2016 a 24/06/2016. Para a realização da inversão sísmica acústica, utilizou-se o *software* de inversão

Jason, da empresa CGG (Companhia Geral de Geofísica da França), nas dependências da PETROBRAS, na gerência UO-BS/ENGP/CER.

Ao analisar os dados disponíveis, ficou definido o detalhamento do trabalho na área do dado sísmico 3D, abrangendo 9 poços de interesse para a área do reservatório. Os perfis elétricos estão disponíveis para todos os poços, com exceção do poço P7 que não possui os perfis de vagarosidade, nêutron e densidade e o poço P8 que não possui o perfil de resistividade. Para não criar conflito com a confidencialidade dos dados e da área de estudo, alguns poços são retirados das principais figuras, apesar de terem sido utilizados para a geração de dados e interpretação.

A nomenclatura dos principais poços conforme utilizada nesse trabalho e sua posição relativa encontra-se definida na figura 14.

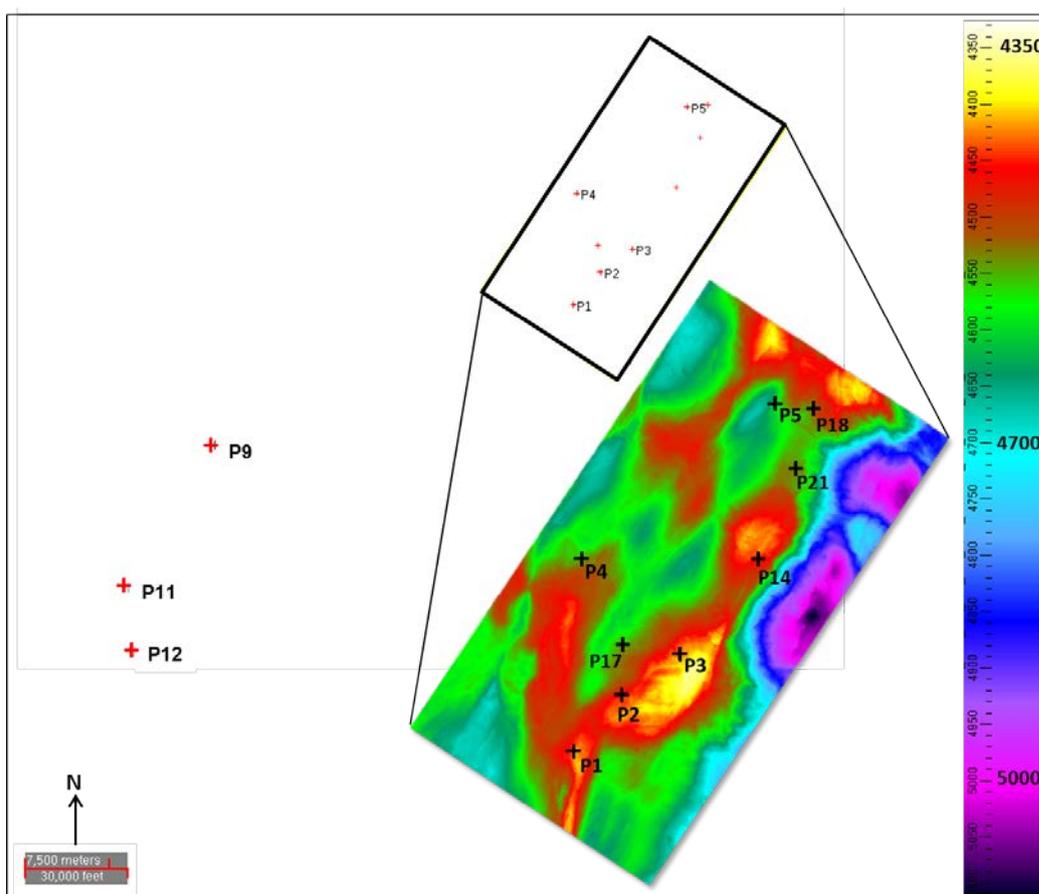


Figura 14 - Mapa de localização relativa dos principais poços na área. Em mapa o horizonte da Base do Sal em tempo, interpretado no dado sísmico 3D. Escala de cores em milissegundos.

3.3 Correlação estratigráfica dos poços

O critério de correlação dos poços foi baseado na seleção de níveis estratigráficos cuja assinatura dos perfis geofísicos são semelhantes lateralmente.

Os perfis utilizados foram: Raio Gama (GR), Sônico (DT), Nêutron (NPHI), Densidade (RHOB) e Resistividade (ILD). O perfil de Raio Gama detecta a radioatividade natural da formação, sendo utilizado na identificação de litologia, especialmente para identificação da presença de argilominerais; o perfil Sônico mede a vagarosidade da propagação das ondas sísmicas através da rocha, podendo indicar o grau de compactação, a porosidade e o tipo da rocha; o Nêutron mede a concentração de hidrogênio na formação, com resposta inversamente proporcional à porosidade; o perfil de Densidade fornece densidade de toda a formação (rocha e fluido); a Resistividade mede a capacidade da rocha em transmitir corrente elétrica e, como a matriz da rocha e o hidrocarboneto não são condutivos, essa transmissão ocorre em função do fluido contido nos poros, indicando assim, de forma indireta, a permeabilidade e a porosidade da rocha.

Para a separação em zonas estratigráficas utilizou-se as características descritas em Moreira et. al (2007), com litologia e ambiente deposicional de cada sequência do Aptiano, além das grandes descontinuidades e as respostas sísmicas dos principais refletores.

Com a análise dos perfis geofísicos e utilizando a sísmica de reflexão, assim como as descrições contidas no relatório final de perfuração dos poços, foram interpretadas as características de cada zona estratigráfica com definição de topo e base para cada poço.

3.4 Análise petrofísica

Para o conhecimento das propriedades físicas das rochas reservatório na área de interesse, realizou-se estudo de petrofísica básica. Foram utilizados

os perfis de Raio Gama (GR), Sônico (DT), Nêutron (NPHI), Densidade (RHOB) e Resistividade (ILD), fornecidos pela ANP e pela Petrobras para os poços em análise. A partir desses perfis foram calculados o Índice de Raio Gama, Porosidade, Saturação de fluido e Permeabilidade.

O método para a análise petrofísica seguiu as etapas listadas abaixo:

- Carregamento dos perfis de interesse, disponíveis em formato .dlis, no programa OpenWorks, para controle de qualidade e seleção das curvas.

- Exportação dos perfis e carregamento no Rock8.9 (programa desenvolvido no UNESPetro, localizado na Unesp – Rio Claro) para edição. Esta etapa se fez necessária devido às informações de um mesmo perfil se encontrarem em arquivos separados.

- Carregamento dos perfis no programa Techlog da Schlumberger, no qual foram realizados os estudos petrofísicos com geração de curvas de Índice de Raio Gama (IRG), Porosidade (ϕ), Permeabilidade (K) e Saturação de água (S_w).

- Para definição do parâmetro de corte, que representa valores de saturação máxima de água na qual o reservatório pode ser considerado produtor de óleo, utilizou-se o perfil de resistividade e o cálculo da saturação de água, seguindo o método descrito por Contreras e Castro (2012).

Para a análise petrofísica, as equações e métodos utilizados foram retirados de Bassiouni (1994) e Asquith e Krygowski (2004), sendo descritos a seguir.

O índice de Raio Gama (IRG) foi utilizado para relacionar a presença de anomalia de radioatividade com a ocorrência de hidrocarbonetos e foi calculado segundo a equação abaixo:

$$IRG = \frac{RG_{log} - RG_{min}}{RG_{max} - RG_{min}} \quad \text{onde,}$$

RG_{log} = valor de Raio Gama lido

RG_{min} = menor valor de Raio Gama medido no reservatório

RG_{max} = valor maior do que o maior valor medido no reservatório

A porosidade foi estimada a partir dos perfis sônico, densidade e nêutron. As equações utilizadas foram:

$$\varnothing_{\text{sônico}} = \frac{\Delta T_{\text{log}} - \Delta T_{\text{ma}}}{\Delta T_{\text{fl}} - \Delta T_{\text{ma}}} \quad \text{onde,}$$

ΔT_{log} = valor da vagarosidade lida no perfil

ΔT_{ma} = valor da vagarosidade da matriz da rocha

ΔT_{fl} = valor da vagarosidade do fluido de perfuração

$$\varnothing_{\text{densidade}} = \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{b}}}{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{fl}}} \quad \text{onde,}$$

ρ_{ma} = densidade da matriz

ρ_{b} = valor de densidade lido no perfil

ρ_{fl} = densidade do fluido da formação

No perfil de Nêutron, a porosidade é lida diretamente da medida do mesmo.

Segundo Bassiouni (1994) a porosidade efetiva pode ser expressa pela porosidade total menos um fator de correção, que considera a fração do espaço poroso ocupado por argilominerais. Apesar de essa definição ser aplicável para siliciclásticos, verificou-se nesse trabalho a necessidade de um cálculo de porosidade que considerasse os altos valores de Índice de Raio Gama observados. Dessa forma, para evitar que o termo porosidade efetiva gere imprecisão, a porosidade corrigida em função dos valores de IRG calculados será chamada nesse trabalho de Porosidade Corrigida pelo Índice de Raio Gama (P_{RG}), e foi estimada utilizando a fórmula a seguir:

$$\varnothing_{\text{corrigida}} = \varnothing_{\text{densidade}} - (\text{IRG} * \varnothing_{\text{shl}}) \quad \text{onde,}$$

$\varnothing_{\text{densidade}}$ = porosidade total calculada a partir do perfil de densidade

IRG = Índice de Raio Gama calculado

\varnothing_{shl} = porosidade da fração de argilominerais

A porosidade da fração de argilominerais é calculada por:

$$\varnothing_{shl} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \text{ onde,}$$

ρ_{ma} = densidade da matriz

ρ_{sh} = valor de densidade de argilominerais

ρ_{fl} = densidade do fluido da formação

Para o cálculo da saturação de água utilizou-se a fórmula de Archie (1942), devido ao nível reservatório não contar mais de 20% de volume de argila:

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \varnothing^m} \right)^{\frac{1}{n}} \text{ onde,}$$

a = constante de tortuosidade

m = expoente de cimentação

n = expoente de saturação

R_w = resistividade da água de formação

\varnothing = porosidade calculada

R_t = resistividade da formação lida no perfil

A permeabilidade foi calculada apenas para posterior comparação com os valores disponíveis na pasta de poço. Para o cálculo utilizou-se a fórmula de Wyllie-Rose (1950) com os parâmetros de Timur (1968):

$$K = K_w * \left(\frac{\varnothing^d}{S_w^e} \right) \text{ onde,}$$

\varnothing = porosidade calculada

S_w = saturação de água irreduzível

e , d e Kw são parâmetros de Timur, onde e é o expoente de saturação irreduzível, d é o expoente de porosidade e Kw é a constante de permeabilidade, cujos valores utilizados foram 2, 4.4 e 3400, respectivamente.

3.5 Calibração poço x sísmica

A calibração do poço com a sísmica é uma etapa fundamental no processo de interpretação sísmica, pois os poços, em profundidade, fornecem informações diretas que permitem a calibração das informações indiretas do dado sísmico, em tempo, agregando um significado geológico a este último.

Para alguns poços na área de estudo, por falta dos perfis de Densidade e Sônico para toda a coluna sedimentar, utilizou-se também os valores de *checkshot* disponíveis na pasta de poço e no perfil composto de cada poço.

Para correlacionar a profundidade medida do poço com o tempo sísmico é gerado um sismograma sintético, que simula um traço sísmico sintético semelhante ao gravado pelo dado sísmico. Para isso, calcula-se a impedância acústica das rochas a partir dos perfis sônico e densidade. O coeficiente de reflexão (relacionado ao contraste de impedância) é então convolvido com uma *wavelet* teórica adequada à área, gerando o traço sísmico sintético. No programa *Well Tie*, da Landmark, esse traço sintético é correlacionado, por semelhança, com o traço sísmico a partir de pequenas variações na velocidade intervalar das camadas estratigráficas (figura 15).

Com essa correlação bem definida é gerada uma tabela Tempo Vs Profundidade que será usada para criar uma correspondência entre as informações em tempo com as informações em profundidade, que orientam a interpretação sísmica (figura 16).

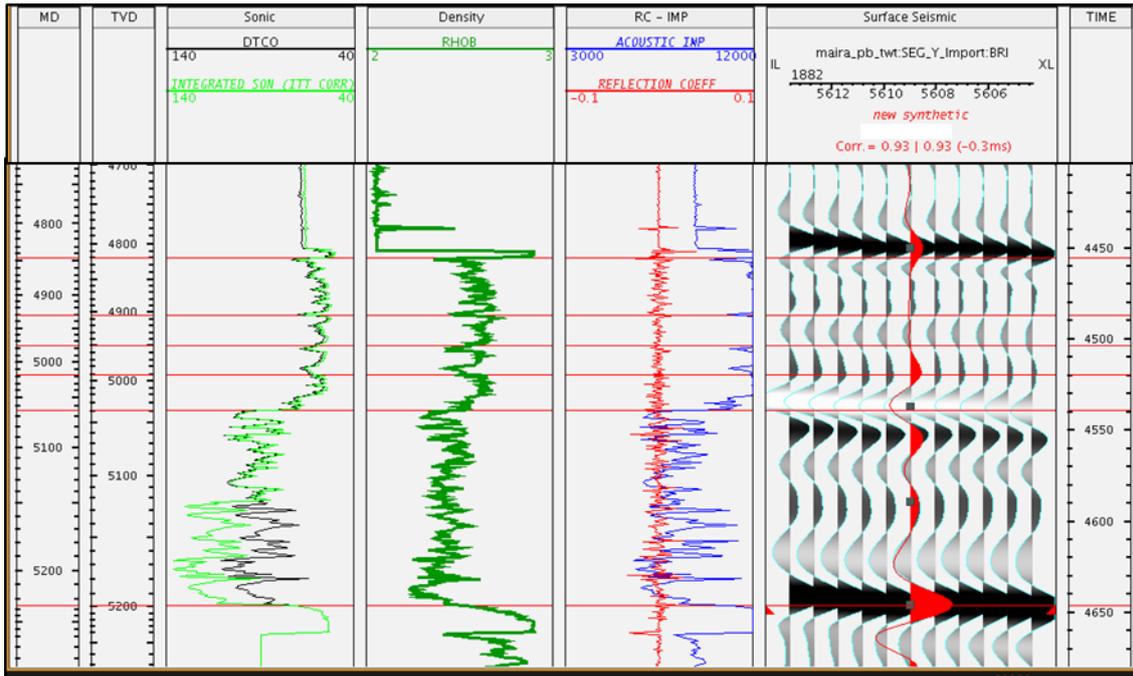


Figura 15 – Exemplo de sismograma sintético, gerado a partir dos perfis Sônico e Densidade.

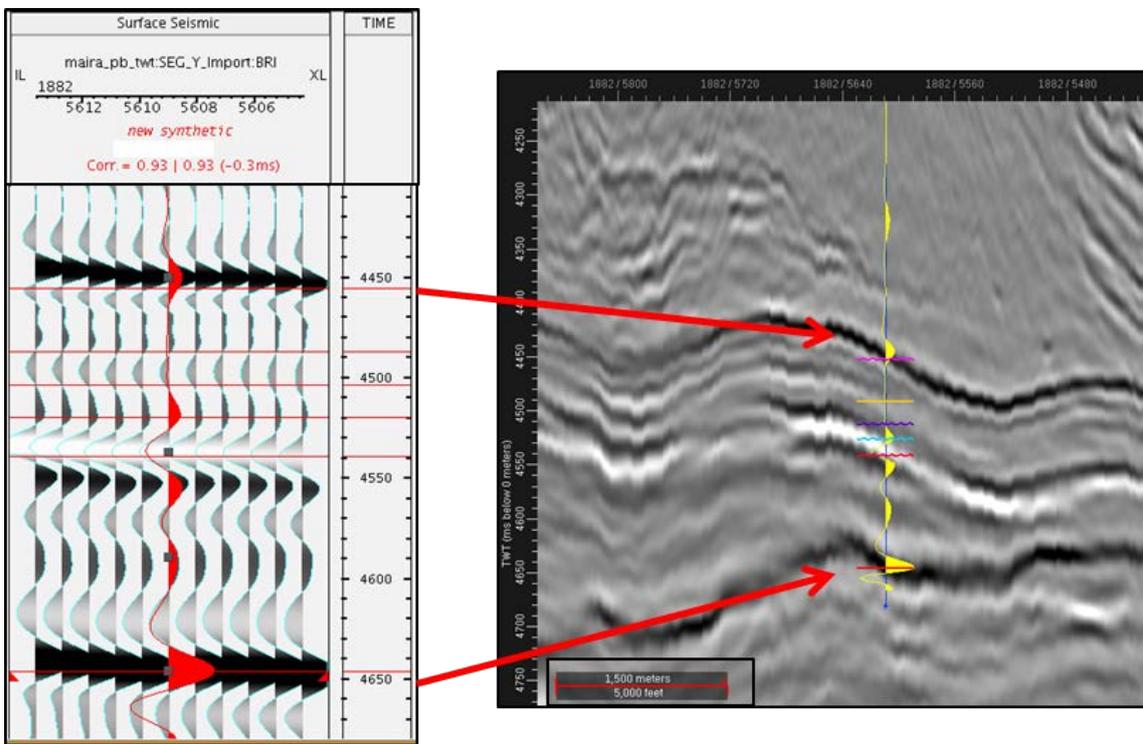


Figura 16 – Exemplo de sismograma sintético e calibração da sísmica com o poço.

3.6 Interpretação sísmica

Após a definição dos marcadores de topo e base de cada zona e/ou nível estratigráfico para cada poço, assim como a calibração do dado sísmico com o dado de poço, iniciou-se a etapa de interpretação sísmica. Os dados foram carregados e interpretados no *software Decision Space* da Landmark, no laboratório de Interpretação de Dados Sísmicos e Geológicos (LISG), nas dependências do Unespetro, na Unesp – Câmpus de Rio Claro.

A fim de conhecer e determinar as estruturas presentes na área foram interpretadas as principais falhas que afetam as rochas aptianas do pré-sal, desde o embasamento até a base do sal. As falhas foram mapeadas no cubo sísmico 3D em profundidade.

Para o processo de interpretação dos refletores sísmicos foram considerados o caráter estrutural da área, as descrições do trabalho de Moreira *et al.* (2007), conforme figura 17, os marcadores definidos previamente e a sismofácies de cada horizonte.

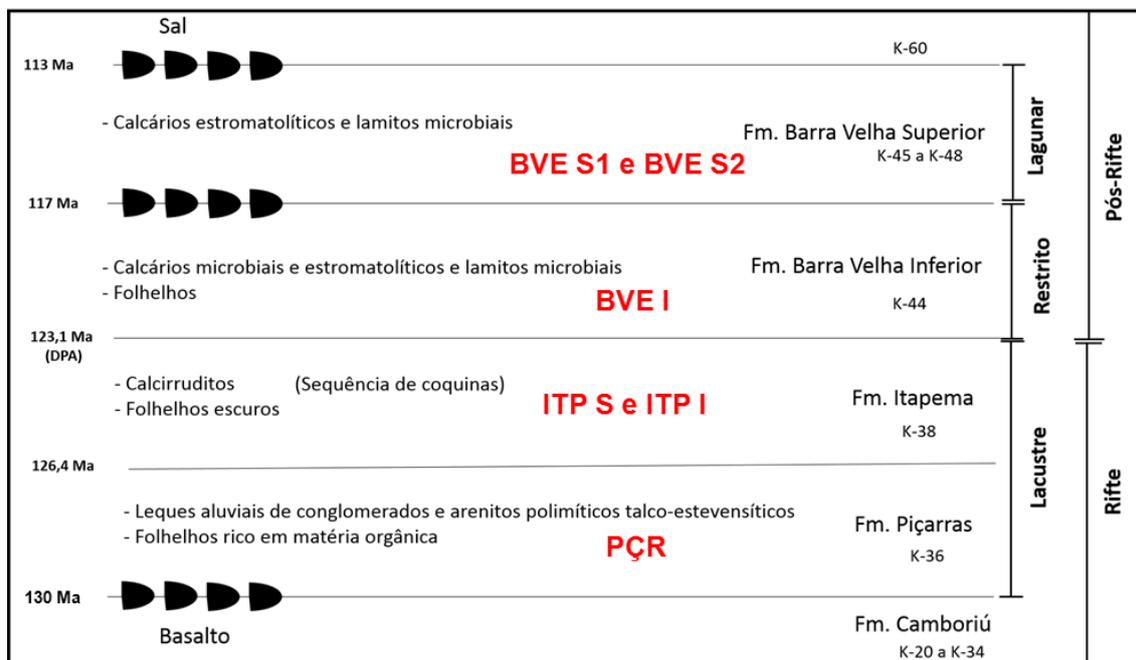


Figura 17 - Estratigrafia das rochas aptianas do pré-sal da Bacia de Santos com as zonas definidas na correlação dos poços. Baseado em Moreira *et al.*, 2007. Os picos pretos representam amplitude positiva dos refletores. DPA=Discordância Pré-Alagoas.

Ao todo foram interpretados dez horizontes no dado sísmico 3D em profundidade e oito horizontes no dado sísmico 3D em tempo, seguindo o mesmo refletor para os dois cubos. Pela incerteza associada à interpretação do mesmo refletor sísmico, os horizontes de topo das zonas BVE S2 e ITP, foram posteriormente convertidos para tempo com modelo de velocidades utilizado na conversão do dado sísmico durante o processamento do mesmo. O controle de qualidade dos horizontes mapeados em tempo e em profundidade foi realizado com a geração de mapas estruturais nos dois domínios, observando que não há variação lateral das estruturas.

Para validar a correlação nas amplitudes do cubo em tempo e em profundidade, foi gerado um gráfico cruzado com valores da amplitude instantânea nos dois cubos para todos os horizontes interpretados. O valor de R^2 dessa relação é de 0.99 (figura 18).

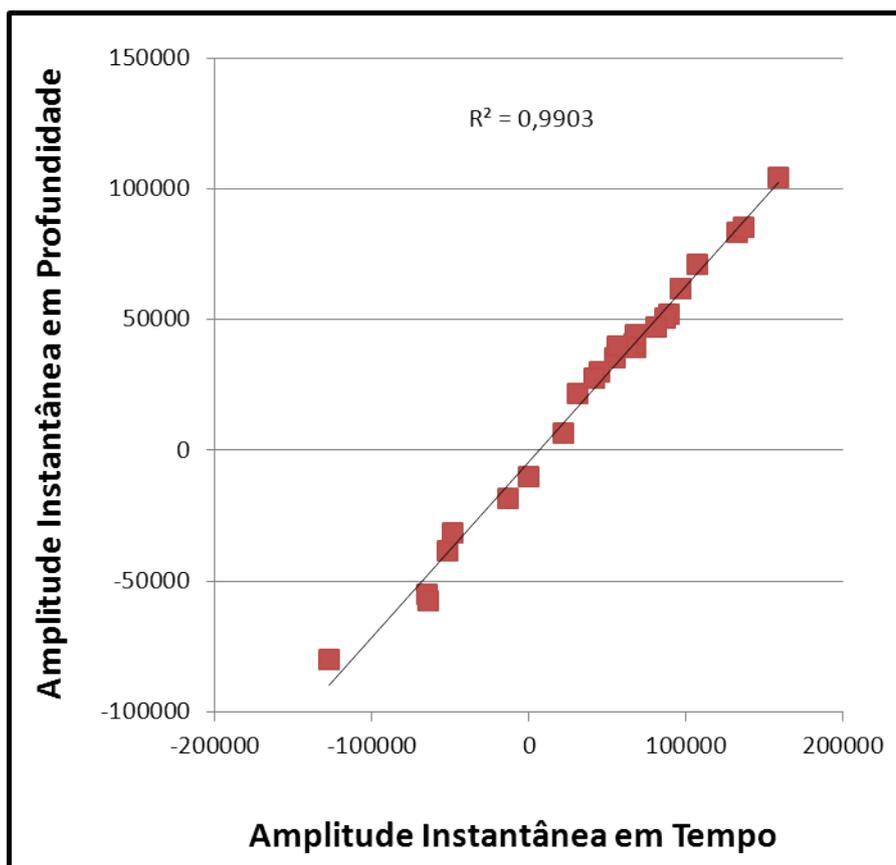


Figura 18 – Gráfico cruzado da amplitude instantânea para diversos refletores, em tempo e em profundidade.

Os horizontes interpretados foram: Topo da Formação Camboriú (Topo do Embasamento); Topo da Formação Piçarras (PÇR); Topo da Formação Itapema Superior (ITP S); Topo da zona Barra Velha Inferior (BVE I); Topo zona Barra Velha Superior 2 (BVE S2); Topo da zona Barra Velha Superior 1 (BVE S1), que coincide com a Base do Sal; Topo da Formação Ariri (Sal); Base do Santoniano (Horizonte Regional A); Topo da Formação Itajaí-Açu (Horizonte Regional B); e Fundo do Mar (figura 19).

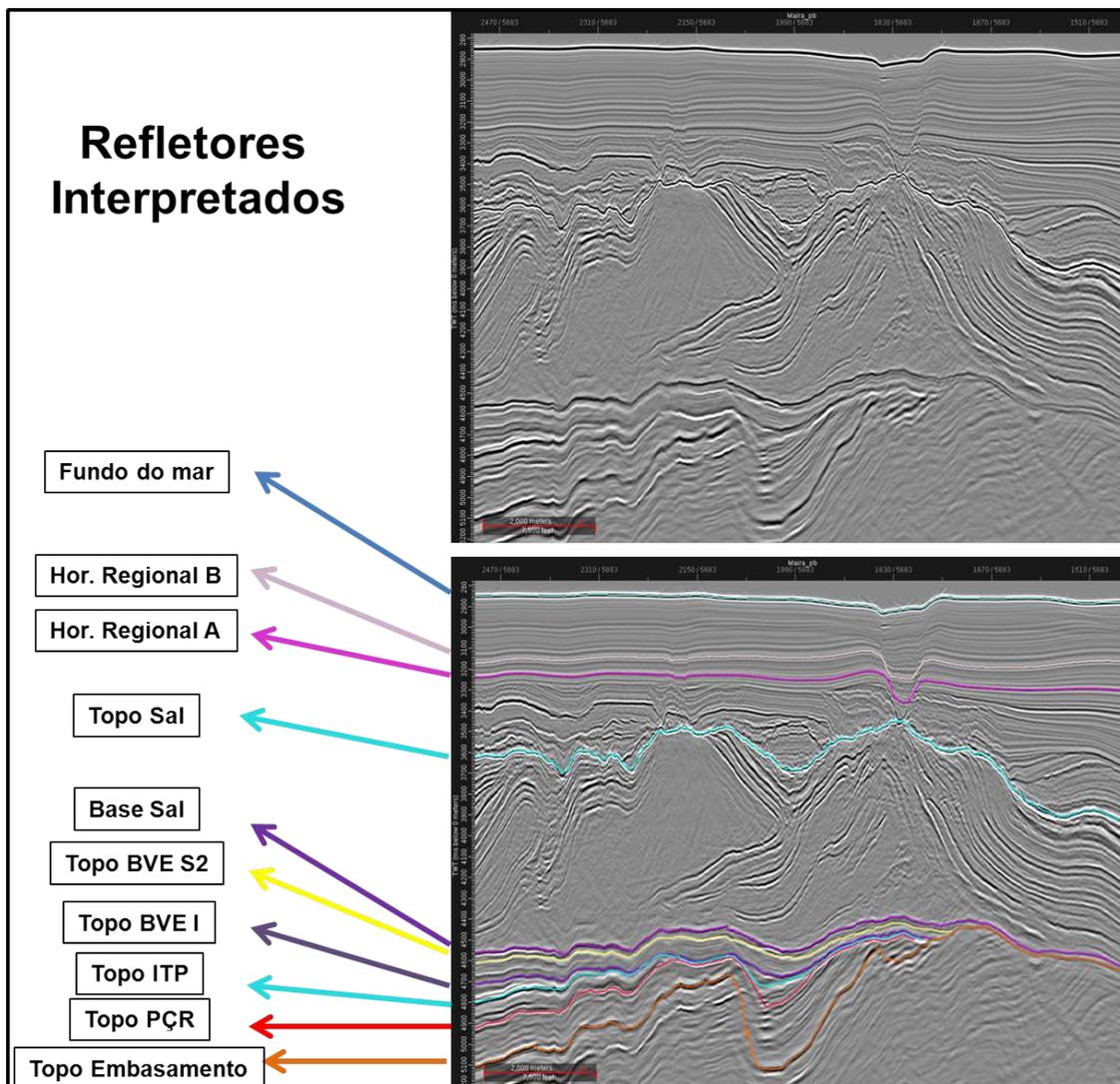


Figura 19 - Refletores interpretados na área de estudo. Topo da Formação Camboriú (Topo do Embasamento); Topo da Formação Piçarras (PÇR); Topo da Formação Itapema Superior (ITP S); Topo da Formação Barra Velha Inferior (BVE I); Topo Formação Barra Velha Superior 2 (BVE S2); Topo da Formação Barra Velha Superior 1 (BVE S1), que coincide com a Base do Sal; Topo da Formação Ariri (Sal); Base do Santoniano (Horizonte Regional A); Topo da Formação Itajaí-Açu (Horizonte Regional B); e Fundo do Mar.

No reservatório, abaixo do sal, foram mapeados seis horizontes: Topo da Formação Camboriú (Topo do Embasamento); Topo da Formação Piçarras (PÇR); Topo da zona Itapema Superior (ITP S); Topo da zona Barra Velha Inferior (BVE I); Topo da zona Barra Velha Superior 2 (BVE S2); Topo da zona Barra Velha Superior 1 (BVE S1), que coincide com a Base do Sal (figura 20).

Nas linhas sísmicas 2D foram interpretados apenas em tempo os horizontes de base do sal (Topo da zona BVE S1), topo da zona BVE S2, topo da zona BVE I, topo da zona ITP S, topo da zona ITP I e o topo da Formação Camboriú.

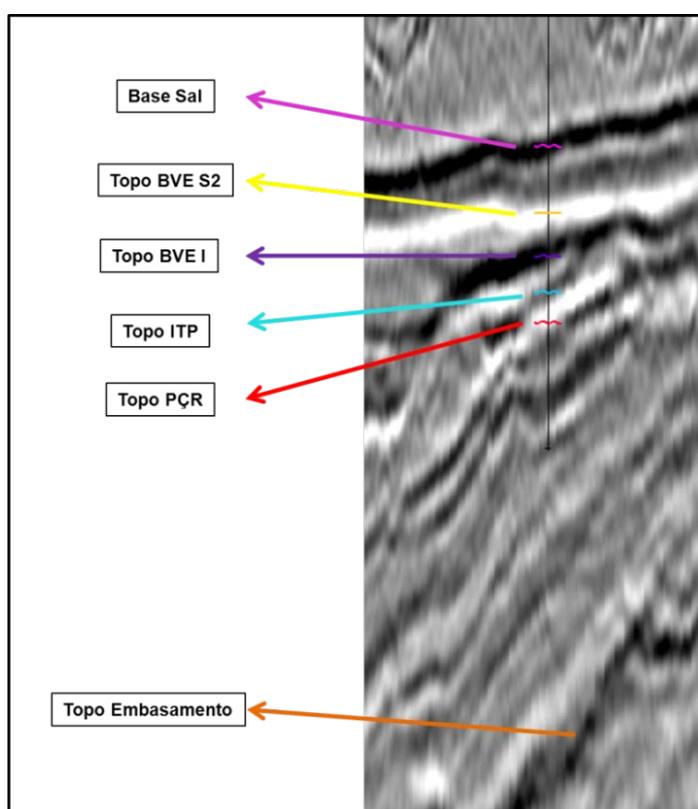


Figura 20 – Horizontes interpretados no cubo sísmico 3D, entre a base do sal e o topo da ígnea, destacando a resposta sísmica de cada zona. Topo da Formação Camboriú (Topo do Embasamento); Topo da Formação Piçarras (PÇR); Topo da Formação Itapema Superior (ITP S); Topo da Formação Barra Velha Inferior (BVE I); Topo Formação Barra Velha Superior 2 (BVE S2); Topo da Formação Barra Velha Superior 1 (BVE S1), que coincide com a Base do Sal.

3.7 Inversão sísmica acústica

Segundo a definição de Duarte (2010), inversão sísmica é uma técnica de tratamento por meio do qual os dados de reflexão sísmica são transformados em pseudo-impedância acústica. É um método inverso para, a partir do dado sísmico (que fornece informação de interfaces) e agregando informações de poços, determinar propriedades físicas das camadas estratigráficas. A vantagem do uso da inversão na caracterização de reservatórios é que ela fornece uma estimativa quantitativa da distribuição de propriedades físicas da rocha (SANCEVERO *et al.*, 2006).

A impedância acústica é um produto da velocidade da onda compressional e da densidade das rochas do meio, sendo, portanto, uma propriedade de camada, diferentemente do dado de amplitude, o qual fornece informação da interface entre duas camadas.

A inversão acústica foi realizada neste estudo utilizando o software Jason, versão 8.4 da empresa CGG (Companhia Geral de Geofísica da França), nas dependências da Petrobras na gerência UO-BS/ENGP/CER. Previamente foi elaborado o estudo de viabilidade, com geração de gráficos cruzados entre porosidade e impedância acústica. Para a geração do modelo de baixa frequência, foram utilizados 5 poços na área do dado sísmico 3D (P1 a P5), os horizontes de Base do Sal (topo do reservatório de maior interesse ao estudo), topo da zona BVE I, topo da Formação Piçarras e Topo da Formação Camboriú, com seus respectivos marcadores. Como resultado, foram gerados um cubo 3D de impedância acústica e um cubo de impedância acústica filtrado na frequência do dado sísmico, excluindo frequências menores que 7 Hz (Passabanda), desde a Base do Sal até o topo da Formação Camboriú (Grupo Guaratiba).

3.8 Estudo de atributos sísmicos para distribuição de propriedades

Como descrevem Chopra e Marfurt (2005): “Um atributo sísmico é uma medida quantitativa de uma característica sísmica de interesse”. O atributo

sísmico é calculado a partir do dado sísmico para a interpretação de estruturas geológicas, estratigrafia e propriedades da rocha e dos fluidos.

Os atributos sísmicos foram calculados sobre o cubo de amplitude sísmica e sobre o cubo de impedância acústica filtrado, resultante da inversão acústica. Foram calculados os atributos de Máxima amplitude Negativa, Máxima amplitude Positiva, Média de amplitude, RMS, Soma Negativa de amplitudes, Soma Positiva de amplitudes, *Total Energy*, e *Trace Power*. As propriedades da rocha que foram analisadas e correlacionadas com os atributos sísmicos foram Porosidade (N_{phi}), Densidade (R_{hob}), Velocidade (DT), Porosidade Corrigida (P_{RG}), Saturação (S_w) e Impedância acústica.

O estudo quantitativo de atributos foi realizado na zona BVE S1, por ela estar presente em todos os poços e por apresentar apenas uma tendência de correlação entre a porosidade e a impedância, como será apresentado no capítulo de resultados por meio do estudo de viabilidade para a inversão acústica. Apesar de terem sido gerados gráficos cruzados entre propriedades da rocha e atributos sísmicos para todas as zonas, nas zonas BVE S2, BVE I, e ITP os atributos foram utilizados de forma qualitativa, pois a pouca quantidade de poços na área não é suficiente para obter um conjunto de pontos mínimos, estatisticamente representativos.

3.8.1 Análise qualitativa dos atributos

Esta técnica de análise não aplica nenhum método estatístico em sua interpretação e pretende verificar e estimar uma relação entre a resposta dos atributos sísmicos e a realidade das características geológicas das rochas em estudo na área.

A análise qualitativa consiste na observação da distribuição em mapa de anomalias dos valores de um determinado atributo sísmico ao longo da área, com extração em janelas de interesse para cada zona.

Como resultado, foram gerados mapas de distribuição de cada atributo sísmico, nos quais os valores anômalos são analisados e interpretados,

permitindo a obtenção de vários cenários possíveis de uma análise indutiva, sempre em função da geologia conhecida na área.

3.8.2 Análise quantitativa dos atributos

A análise quantitativa dos atributos foi realizada na zona BVE S1 por meio de dois métodos.

Para o primeiro método, considerando que esta sequência apresenta forma tabular e pouca variação de espessura, a BVE S1 foi dividida em zonas de mesma espessura em tempo no dado sísmico a partir da base do sal. Foram criados os horizontes de Base do Sal+10ms, +20ms, +30ms e +40ms (Figura 21). Esta divisão permitiu a obtenção de um maior número de pontos para a geração de gráficos cruzados entre atributos e propriedades da rocha.

Com todos os horizontes de topo e base de cada zona, foram extraídos diversos atributos, citados anteriormente, a partir de janelas definidas entre dois horizontes a cada vez. Esta etapa contou com uma avaliação de qualidade preliminar das janelas de extração mais adequadas e dos atributos com melhores respostas na área. Como resultado, foram gerados aproximadamente 250 mapas de atributos sísmicos calculados a partir do cubo de amplitude e de impedância acústica filtrado (Passabanda).

Para a análise da relação de cada atributo sísmico com as propriedades de rocha foram gerados gráficos cruzados, associando o valor do atributo ao valor médio de cada propriedade da rocha nas diversas janelas de extração. As propriedades da rocha utilizadas foram porosidade, densidade, velocidade e impedância acústica, e os valores de moda foram obtidos dos histogramas de frequência e verificados em cada perfil de poço. Optou-se pelo uso dos valores da moda do histograma por ser o valor mais amostrado, que poderia influenciar na resposta sísmica na zona de estudo.

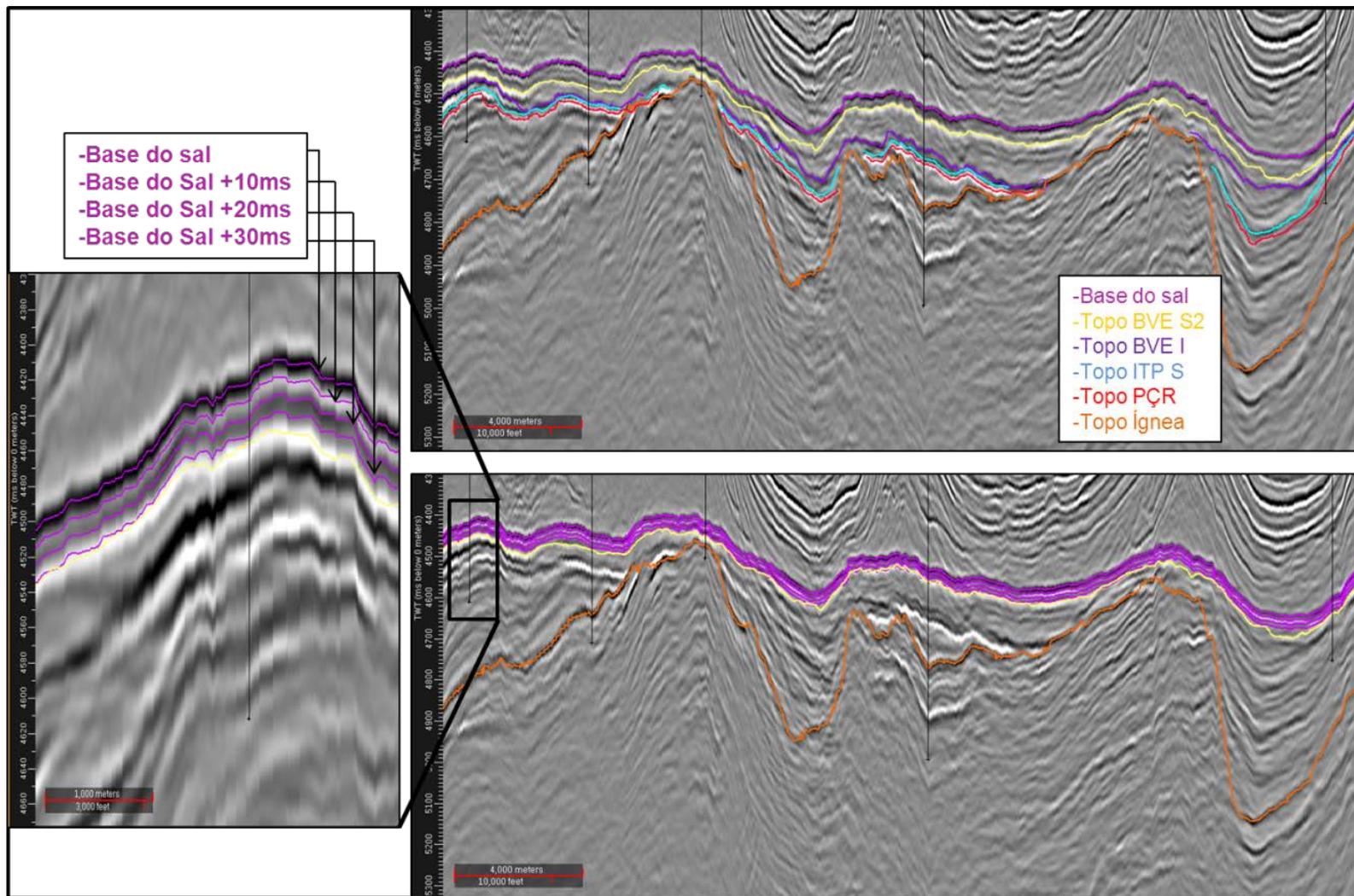


Figura 21 – Acima, exemplo de seção com horizontes interpretados e abaixo e no detalhe a criação de horizontes a partir do refletor da base do sal para a zona BVE S1. Seções sísmicas em tempo.

Depois de gerados todos os gráficos de correlação, foi realizada uma análise detalhada para a seleção de atributos que representam as melhores respostas às propriedades da rocha para as zonas de interesse.

A verificação do grau de correspondência entre o atributo sísmico e a propriedade de rocha foi realizada pelo valor de R^2 (fator de correlação) da reta de correlação. Para melhor ajuste da reta, cada gráfico foi analisado separadamente utilizando-se de critérios geológicos (figura 22).

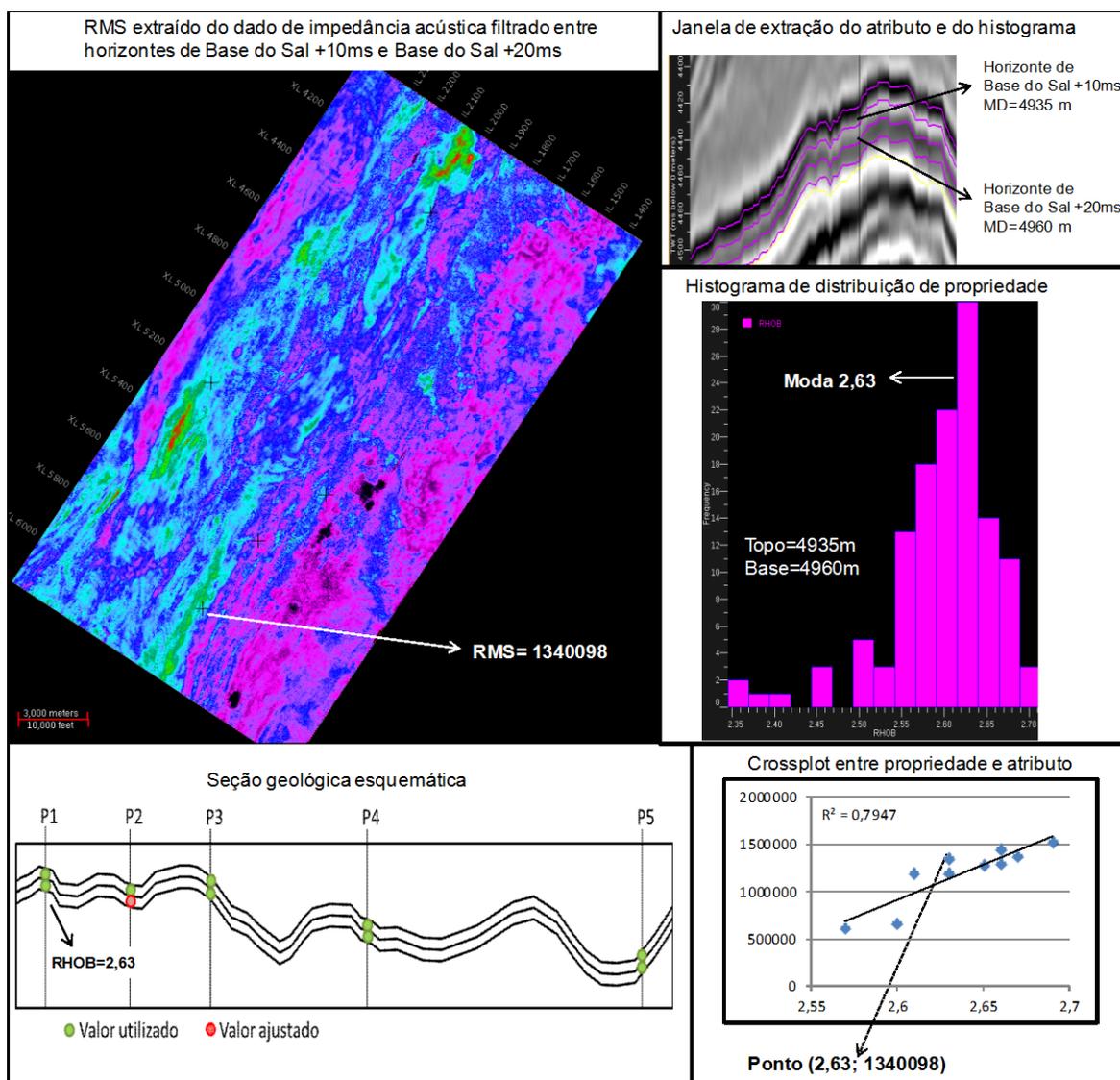


Figura 22 – Diagrama para exemplificar o processo de análise de atributos, com a geração de gráficos cruzados entre as propriedades dos poços e o valor do atributo, em janela determinada. A seção geológica esquemática é utilizada para avaliação de critérios geológicos no ajuste da reta de correlação.

Um segundo método foi aplicado com o objetivo de validar o primeiro e aprimorar o resultado do estudo de atributos. Para essa análise foi interpretado um horizonte intermediário, seguindo um refletor de amplitude positiva interno à zona BVE S1 (Figura 23).

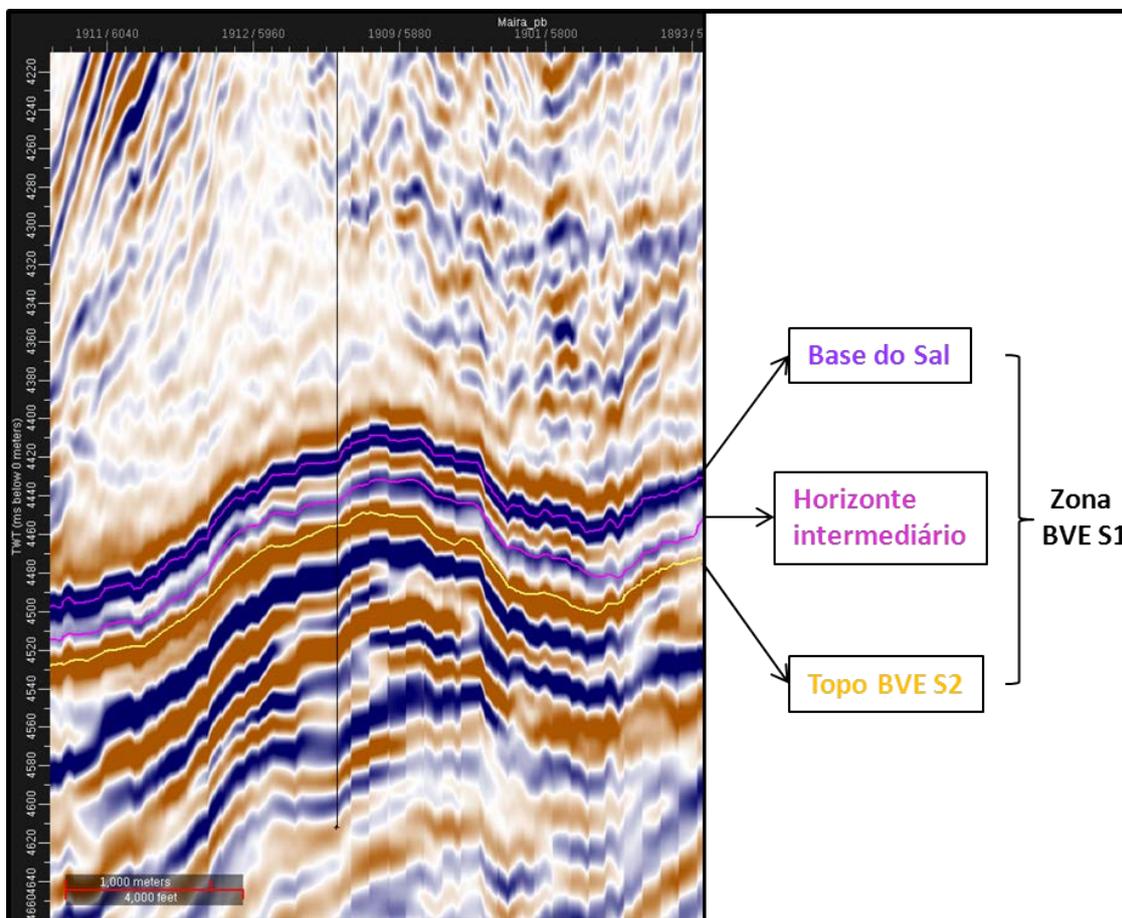


Figura 23 - Seção sísmica com indicação de um horizonte interpretado interno à zona BVE S1 para o estudo de atributos.

Utilizando os mesmos critérios para extrair o valor da propriedade e do atributo em cada poço, esse método permitiu a obtenção de um total de dezoito pontos de correlação para a análise dos gráficos cruzados.

3.9 Geração de modelo de distribuição de propriedades

Como resultado da análise quantitativa são gerados mapas de distribuição de pseudopropriedades, a partir da inversão numérica da equação

da reta de correlação dos atributos sísmicos com as propriedades para a zona BVE S1.

A estimativa de propriedade é realizada a partir da teoria inversa que, como descrevem Richardson e Zandt (2003), é a arte de estimar os parâmetros do modelo a partir dos dados.

Utilizando a equação da reta de melhor correlação de uma determinada propriedade com o atributo sísmico, isola-se o valor da propriedade para reformular a equação e então utiliza-la no *software* de interpretação para, a partir do mapa de atributo, obter um mapa do modelo de distribuição de propriedade.

3.10 Observação de testemunho

Com o intuito de melhor compreender a resposta dos perfis geofísicos a partir das propriedades da rocha, foi observado o testemunho do poço P2. A análise do testemunho consistiu em observação e descrição simplificada de 200m de rocha, calibrando os perfis elétricos e destacando feições que poderiam ser identificadas no dado sísmico, ou seja, que pudessem apresentar mudanças bruscas nos valores de velocidade e/ou densidade.

Para correlação e calibração rocha-perfil foram analisados os perfis elétricos do poço (Raio Gama, Densidade, Nêutron e Sônico), com objetivo de validar a relação interpretada dos valores lidos em cada um deles com as características da rocha naquele ponto.

Nesse poço foram testemunhadas rochas da Formação Barra Velha e da Formação Itapema (Figura 24). Com a observação da rocha foi possível compreender a heterogeneidade desses reservatórios, observar e correlacionar os topos estratigráficos identificados no perfil e no dado sísmico e constatar a presença de hidrocarboneto.

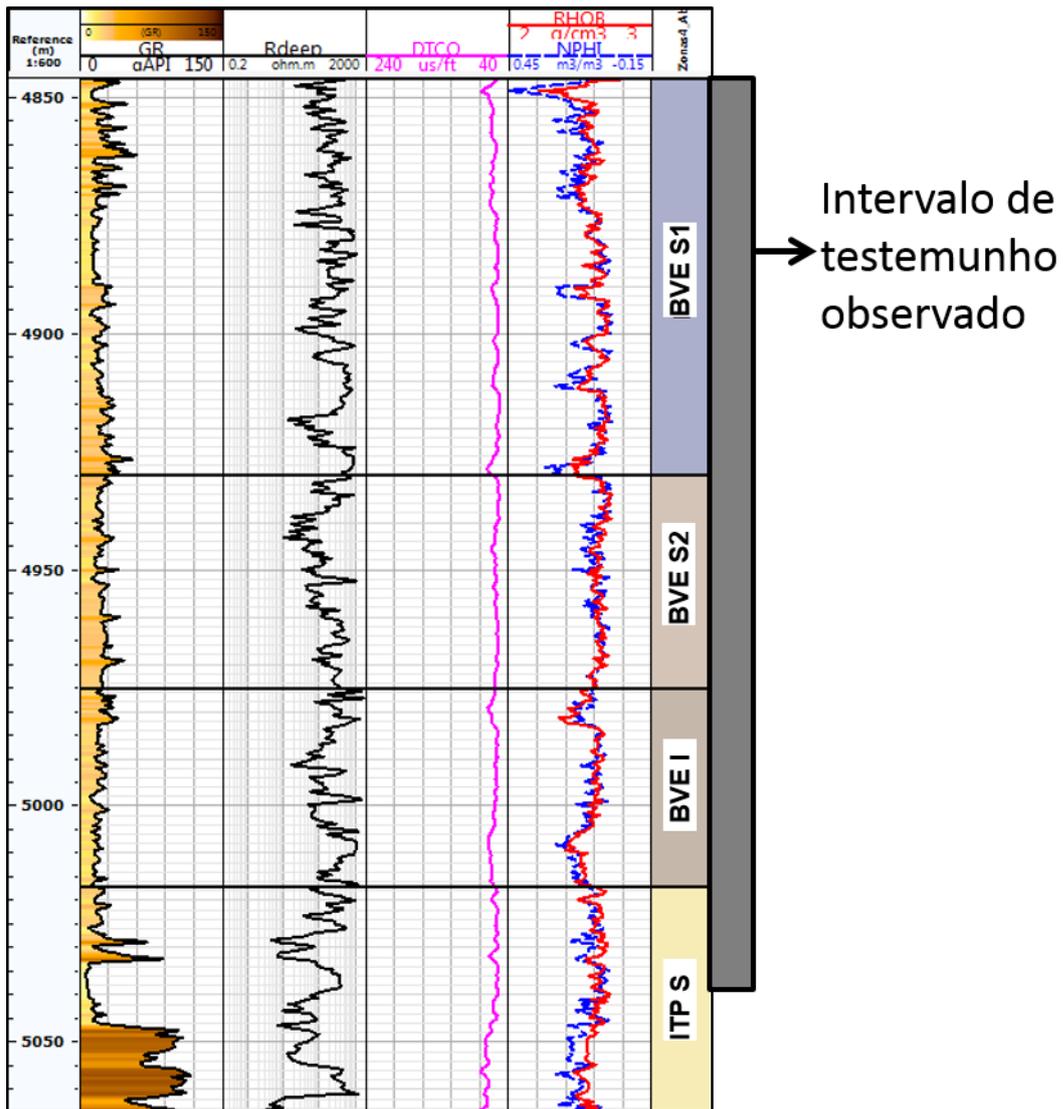


Figura 24 – Intervalo de testemunho observado do poço P2, abrangendo rochas da Formação Barra Velha e Formação Itapema.

4 RESULTADOS

4.1 Interpretação Regional

4.1.1 Correlação Estratigráfica

A correlação dos poços permitiu a separação de 6 níveis estratigráficos na área do pré-sal da região de estudo. As zonas Barra Velha Superior (BVE S1 e BVE S2) correspondem às sequências K45 a K48, no trabalho de Moreira *et al.* (2007), e a sequência K44 corresponde à zona Barra Velha Inferior (BVE I). A Formação Itapema (zonas ITP I e ITP S) corresponde à sequência K38, enquanto a Formação Piçarras (zona PÇR) corresponde à sequência K36, conforme descrito no trabalho acima citado e resumido na figura 17.

A correlação estratigráfica foi realizada com a comparação de padrões de empilhamento nos perfis elétricos e descrição das amostras laterais disponíveis na pasta de poço de cada um dos poços. Para os poços P1, P2, P3, P4, P5, P14, P17, P18 e P21 (nordeste da área), utilizou-se também a sísmica 3D (disponível apenas na área desses poços) para verificação da continuidade lateral dos refletores correspondentes a cada marcador.

A Formação Piçarras (PÇR) apresenta características bem marcadas nos perfis elétricos, com altos valores de raio gama, com picos de 75 a 108 graus API (figura 25), e baixos valores de velocidade de trânsito (valor médio de 3600 m/s) e de densidade (valor médio de 2,43 g/cm³).

A passagem para a Formação Itapema é marcada por uma diminuição do valor do perfil sônico, ou seja, um aumento da velocidade, passando de um valor médio de 3600 m/s para 4000 m/s, e diminuição do raio gama para o topo (valores médios de 50 graus API, com picos de 110 graus API na base e 10 graus API no topo).

Os poços a sudoeste apresentam aumento expressivo na espessura da Formação Itapema, com duas zonas separadas por um folhelho. Apenas a zona ITP Superior (ITP S) é presente nos poços a nordeste da área, em

posição de alto estrutural, estando a zona ITP Inferior (ITP I) ausente nesta região.

A transição da Formação Itapema para a Formação Barra Velha é de difícil correlação nos perfis, mas pode ser diferenciada pela presença das coquinas da Formação Itapema nas descrições de rocha da pasta de cada poço. A continuidade dos refletores sísmicos e os topos constatados descritos na pasta de poços auxiliaram na definição desta zona.

A Formação Barra Velha pode ser dividida em três zonas a partir do padrão de empilhamento caracterizado nos perfis elétricos (figura 25). A zona inferior (BVE I) é caracterizada por menores valores de raio gama (com média de valores de 7 a 20 graus API) com tendência de aumento para o topo, chegando a valores de 35 graus API, e maiores valores de densidade (de 2.6 g/cm³ a 2.67 g/cm³) e de velocidade quando comparado à zona superior. Nos poços a nordeste fica evidente o aumento da densidade (passando de valores de 2.6 g/cm³ para 2.7 g/cm³) e da velocidade para o topo. A zona intermediária, Barra Velha Superior 2 (BVE S2), apresenta valores de densidade (média de 2.56 a 2.6 g/cm³) e velocidade menores do que das zonas superior e inferior e uma queda expressiva nos valores de resistividade em alguns poços. Na zona superior, Barra Velha Superior 1 (BVE S1) há um novo aumento nos valores de densidade (valores médios de 2.62 g/cm³ a 2.67 g/cm³) e da velocidade, com picos de raio gama (de 40 a 60 graus API) no topo da zona.

A partir da correlação estratigráfica as zonas foram divididas com sete marcadores, conforme tabela 1.

Para o entendimento da distribuição das zonas estratigráficas na área foram geradas quatro seções. A localização de cada seção é indicada na figura 26.

Analisando os perfis de correlação das seções 1 a 4, ilustrados nas figuras de 27 a 30, é observado o aumento das espessuras de cada zona em direção ao sudoeste da área. A zona BVE S1 é a que menos apresenta variação na espessura do pacote sedimentar em toda a área de estudo (figura 27), com valores variando de 0m a 140m (figura 31).

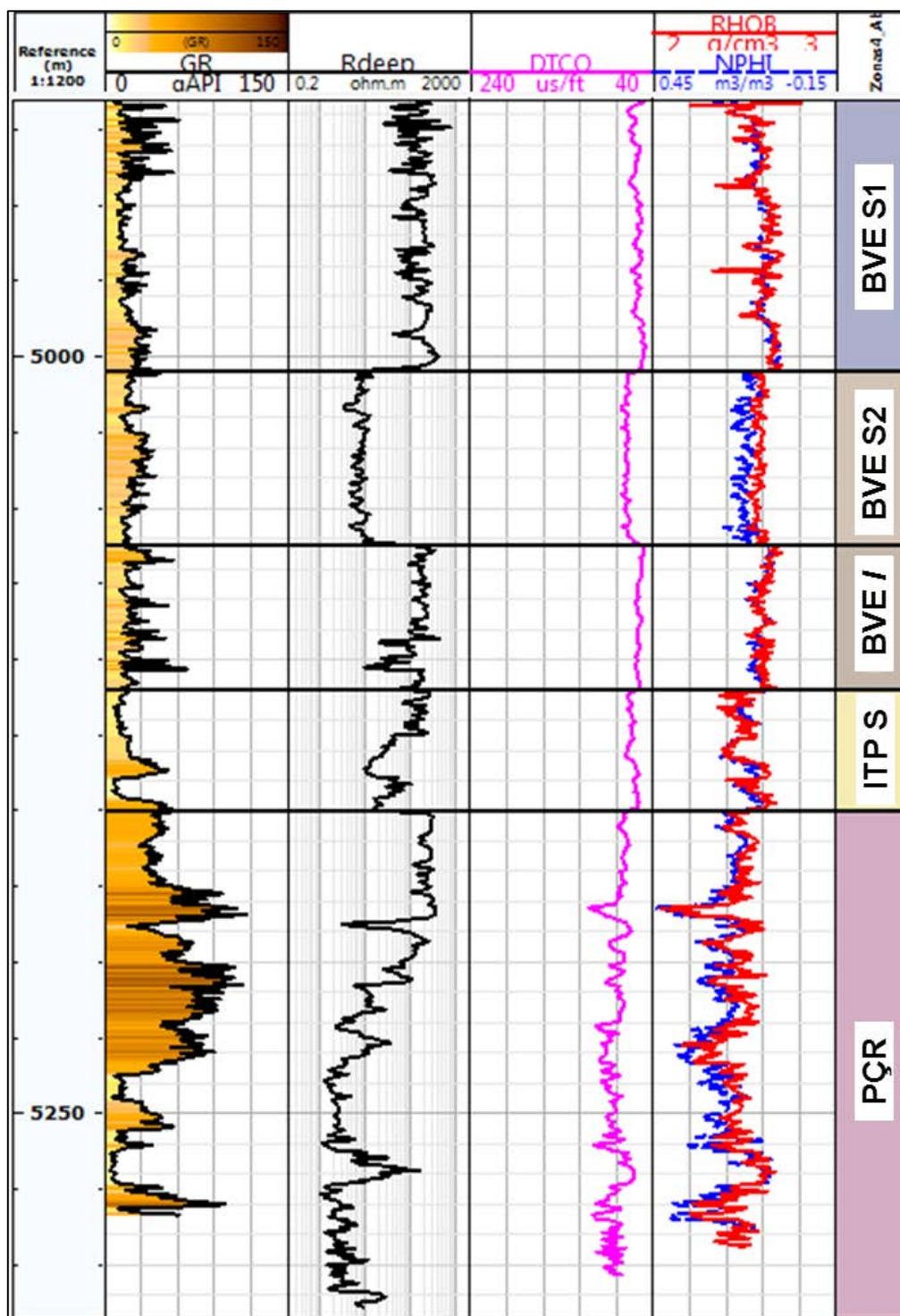


Figura 25 - Perfil do poço P1 para exemplificar o padrão dos perfis para cada zona.

Na zona BVE S2 observa-se espessamento da coluna estratigráfica para sul e para oeste, como resultado do preenchimento de um espaço de acomodação já existente na época de deposição desse pacote, o aumento da

espessura desta zona na região sudoeste da área fica evidente na seção 1 (figura 27), e os valores variam de 0m a 200m nesta zona (figura 31).

		MARCADORES						
		T_BVE S1	T_BVE S2	T_BVE I	T_ITP S	T_ITP I	T_PIC	T_IGN
P O Ç O S	P1	4915	5005	5062	5110	-	5150	-
	P2	4846	4930	4975	5017	-	5065	5225
	P3	4780	4875	-	-	-	-	4910
	P4	4949	5028	5175	5225	-	5280	5448
	P5	5029	5118	5185	5235	-	5270	-
	P6	4805	-	-	-	-	-	4863
	P7	4992	5093	5213	5267	-	5335	-
	P8	495	5045	-	-	-	-	-
	P9	5115	5225	5435	5607	5920	-	-
	P10	5003	5080	5215	-	-	-	-
	P11	5026	5142	5290	5467	5625	5980	-
	P12	5071	5170	5335	5500	570	-	-
	P14	4823	-	-	-	-	-	4910
	P17	4944	5038	5186	5277	-	5266	-
	P18	4863	-	4977	-	-	5003	5046
	P21	4788	-	-	-	-	-	4890

Tabela 1 – Profundidade em metros (MD) dos marcadores para cada zona interpretada.

As zonas BVE I e ITP tem expressivo espessamento nos poços a sudoeste da área, com o aparecimento nessa região da zona ITP I (figura 28), não depositada a nordeste da área, o que pode indicar que esta região estava sobre um paleo alto do embasamento na época de deposição da sequência. Os valores de espessura para essas zonas variam de 0m a 380m (figura 31).

A zona PÇR é a que apresenta maior variação de espessura, alcançando valores de 800m (figura 31).

As seções 3 e 4, nas figuras 29 e 30 respectivamente, indicam pouca variação de espessuras das zonas, o que pode ser explicado por esses poços estarem localizados em altos estruturais relativos. Na figura 30 observa-se o espessamento da zona BVE S2 no poço P4, mais a noroeste da área,

concordando com o espessamento observado no poço P9 (mais a noroeste) na seção 2.

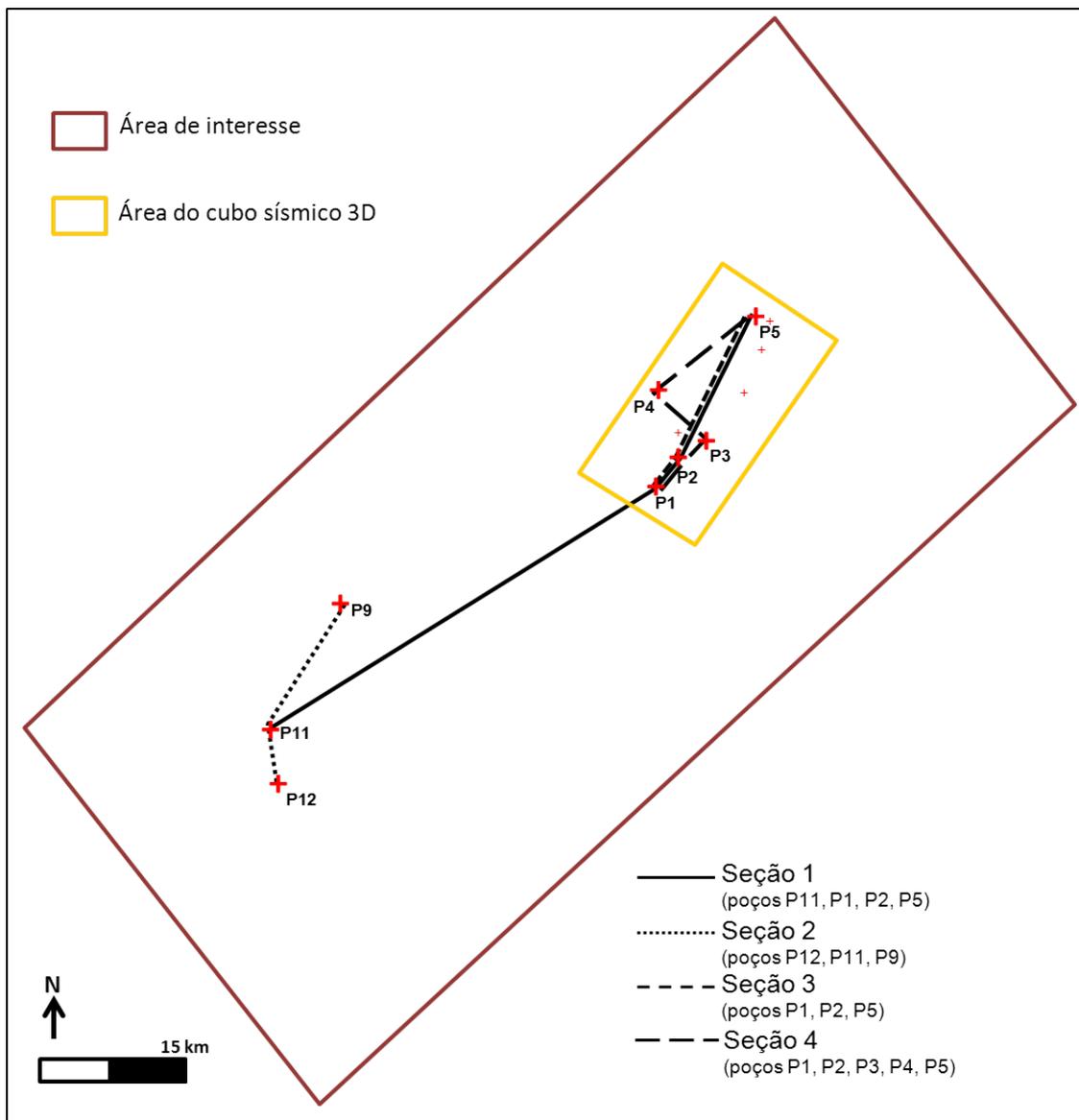


Figura 26 – Mapa com as seções estratigráficas analisadas. No retângulo em amarelo, a área do cubo sísmico 3D.

Esse aumento na espessura das rochas na área fora de abrangência do volume sísmico 3D, ou seja, a sudoeste da área, pode ser explicado por um baixo estrutural do embasamento. Por outro lado, observa-se um alto estrutural na região nordeste, fazendo com que as zonas nessa região apresentem menor espessura e até mesmo não deposição, como é o caso da zona ITP I.

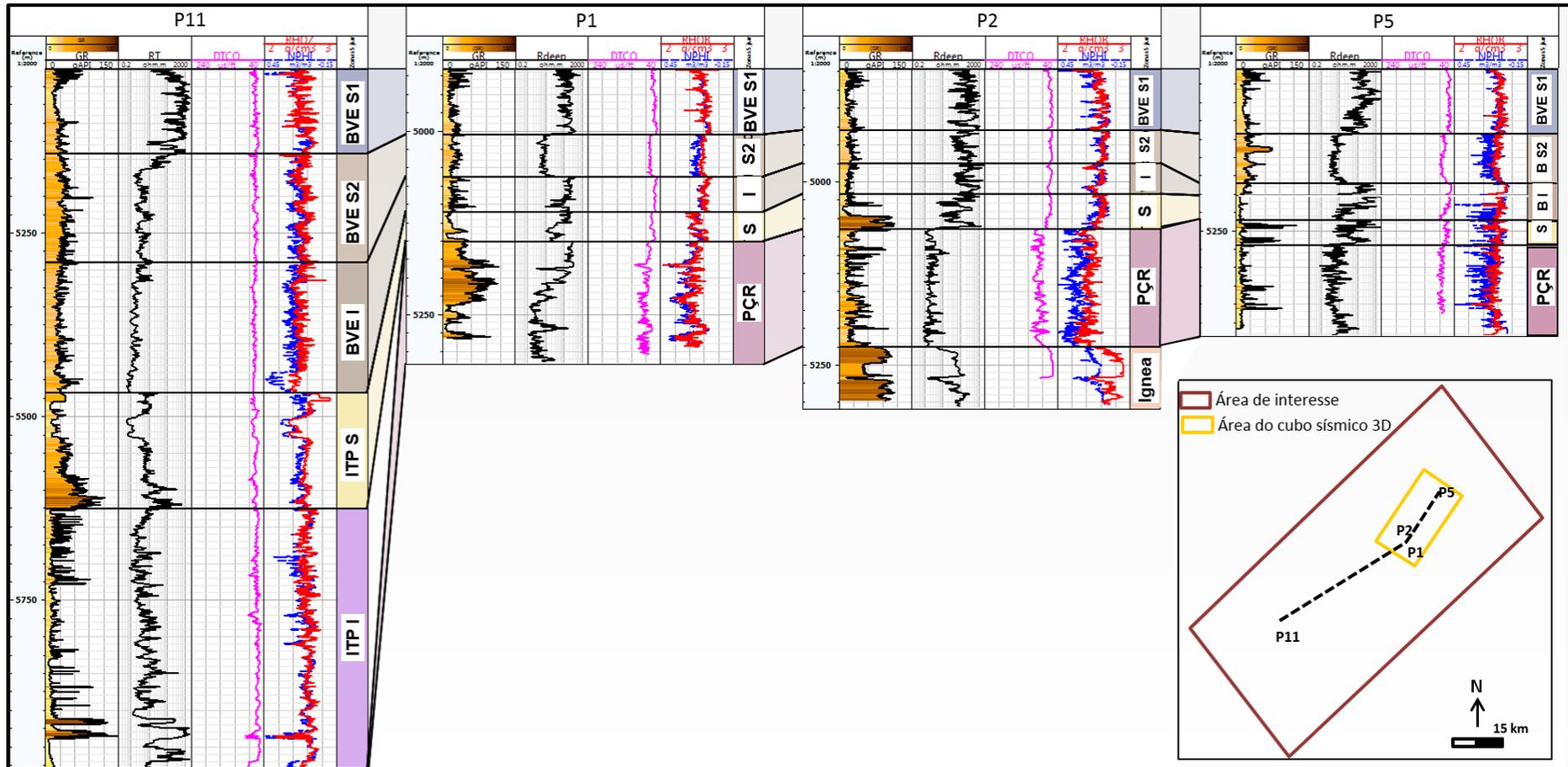


Figura 27 – Seção 1: Perfis elétricos e correlação entre os poços P11, P1, P2 e P5. Observa-se o maior espessamento dos níveis estratigráficos no poço P11, a sudoeste, com exceção da zona BVE S1, com pouca variação de espessura em toda a área. No poço P11 identifica-se a zona ITP I, ausente nos poços a nordeste da área.

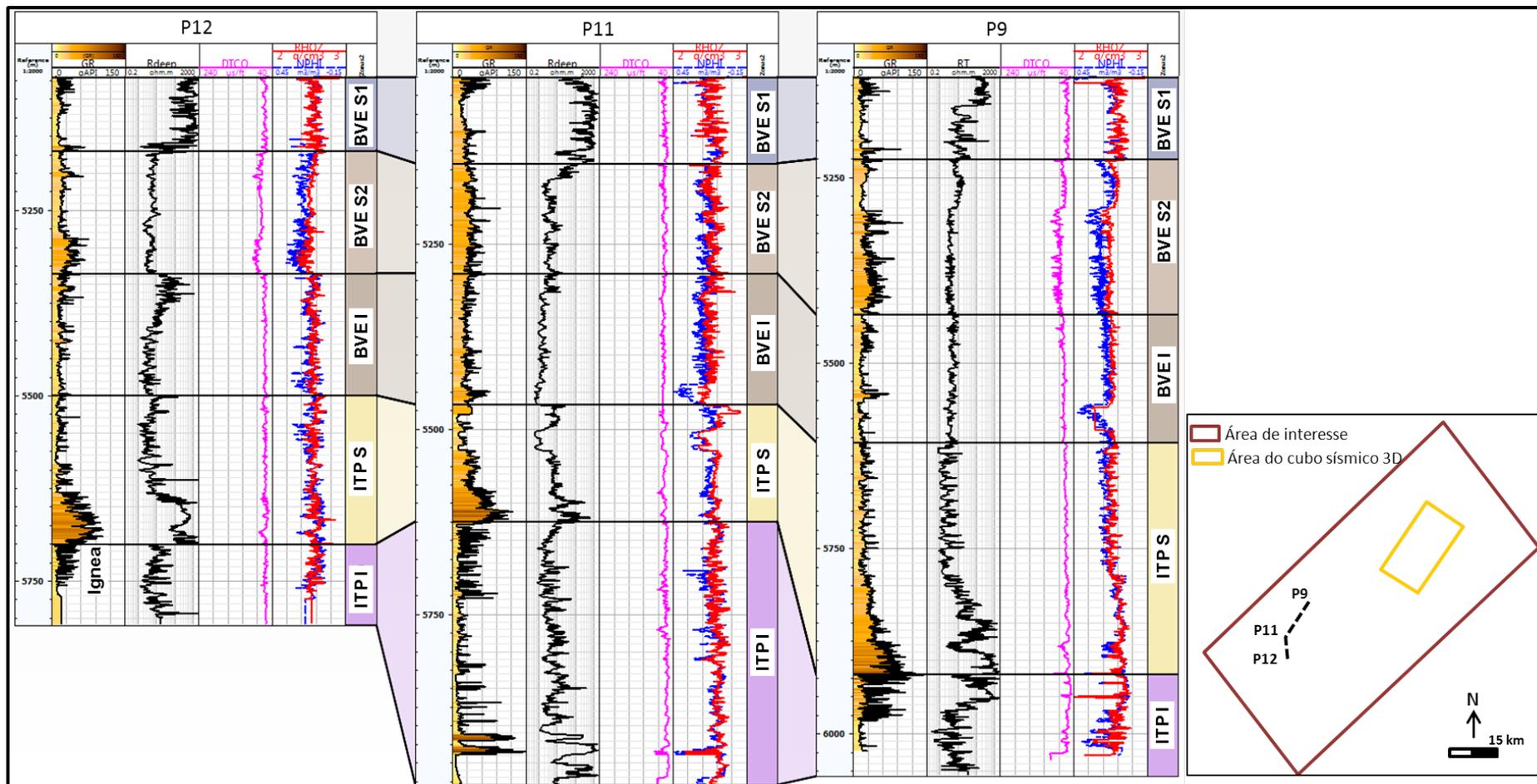


Figura 28 – Seção 2: Perfis elétricos e correlação entre os poços P12, P11 e P9. Observa-se maior espessamento da zona ITP S no poço P9, mais a noroeste da área.

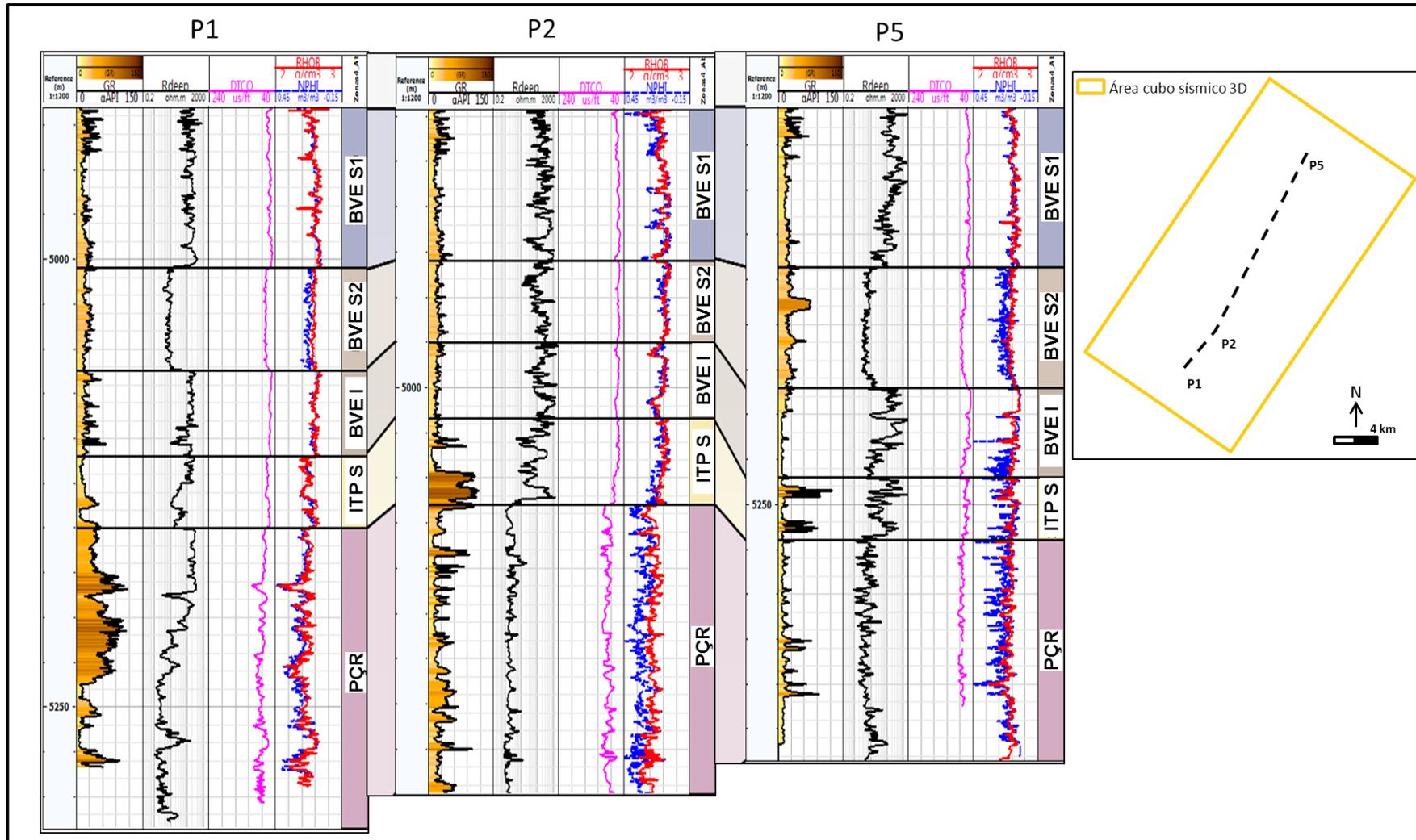


Figura 29 – Seção 3: Perfis elétricos e correlação entre os poços P1, P2 e P5. Observa-se pouca variação da espessura das zonas estratigráficas na área do cubo sísmico 3D.

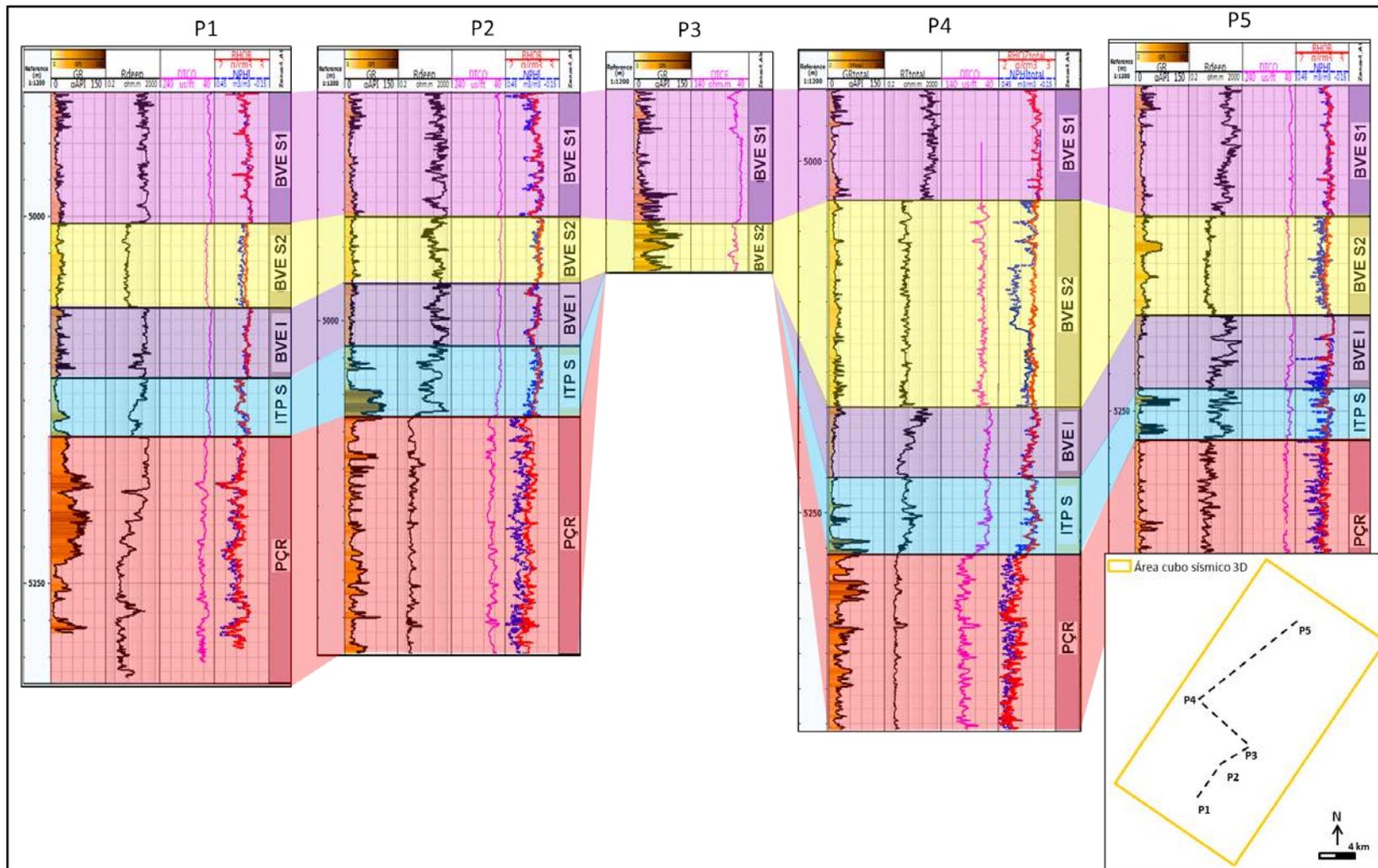


Figura 30– Seção 4: Perfis elétricos e correlação entre os poços P1, P2, P3, P4 e P5. Observa-se aumento da espessura da zona BVE S2 no poço P4, mais a noroeste da área.

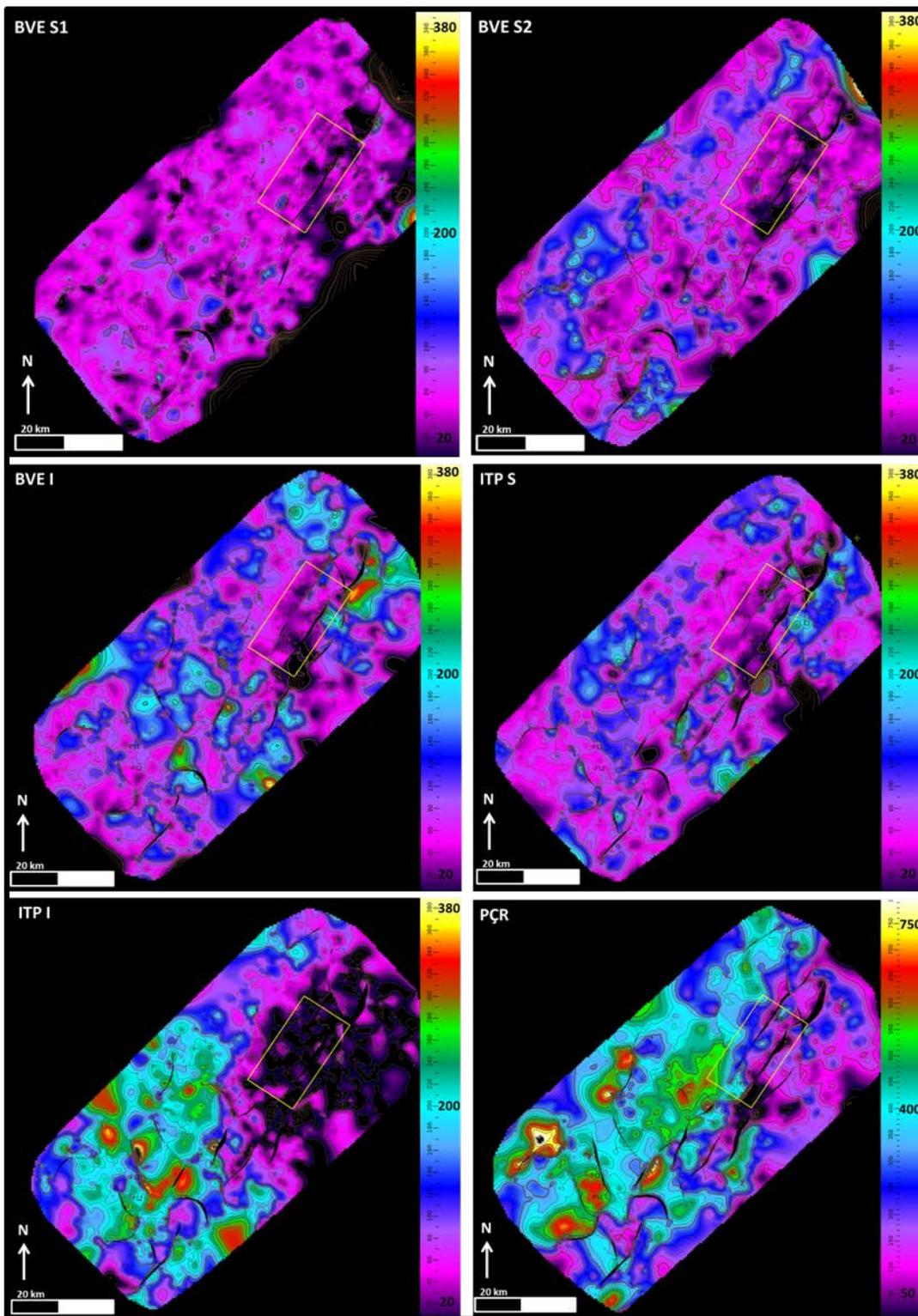


Figura 31 – Mapas das isópacas em tempo baseadas na interpretação sísmica 2D para as zonas BVE S1, BVE S2, BVE I, ITP S, ITP I e PCR. O retângulo em amarelo indica a área do cubo sísmico 3D.

4.1.2 Mapas estruturais em tempo e profundidade

Foram interpretadas seis grandes falhas principais de direção NE-SW, com mergulho para sudeste, que separam a área em três blocos. Com importância secundária foram interpretadas 5 falhas de direção N-S e caimento para leste, existentes apenas na porção Nordeste da área (figura 32).

Todas as falhas interpretadas afetam as rochas da sequência rifte, porém na sequência pós rifte, até a base do sal, aparecem apenas as falhas de direção N-S e a falha principal da área de direção NE-SW.

Após o mapeamento estrutural iniciou-se o mapeamento estratigráfico. Os refletores sísmicos interpretados foram definidos a partir da correlação e da amarração poço x sísmica e também utilizando as informações descritas em Moreira *et al.* (2007). Os principais refletores estão ilustrados na figura 20.

O topo do reservatório é caracterizado por um pico positivo mapeável no dado sísmico, e marca a passagem dos evaporitos para os carbonatos. O reservatório BVE S1 apresenta continuidade lateral dos refletores, com geometria contínua e tabular e variação de espessura pouco expressiva (Figura 33).

A transição da zona BVE S1 para a zona BVE S2 é caracterizada por um pico negativo de grande amplitude, porém descontínuo e de difícil interpretação na área. A zona BVE S2 apresenta variação de espessura de 35m a 240m na área do dado sísmico 3D, com aumento para oeste, distribuída de forma homogênea. Nessa seção já é possível observar a presença de pequenas variações de espessura próxima aos planos de falhas. (Figura 34).

O Topo da zona BVE I é caracterizado por um pico positivo de grande amplitude, o qual fica com sinal mais fraco e desaparece nos altos estruturais, como descrito em Moreira *et al.* (2007). Nota-se variação de espessura próximo aos planos de falha, de até 260m (figura 35). Na figura 36 é possível observar com detalhe a maior variação de espessura da zona BVE I próximo aos planos de falhas, com acunhamento de camadas em porções dessa sequência. O acunhamento, neste caso, pode indicar movimentação da falha sin- e

pós-deposição dessa sequência, num ambiente de falhas tectonicamente ativas com períodos de quiescência para desenvolvimento da rocha carbonática.

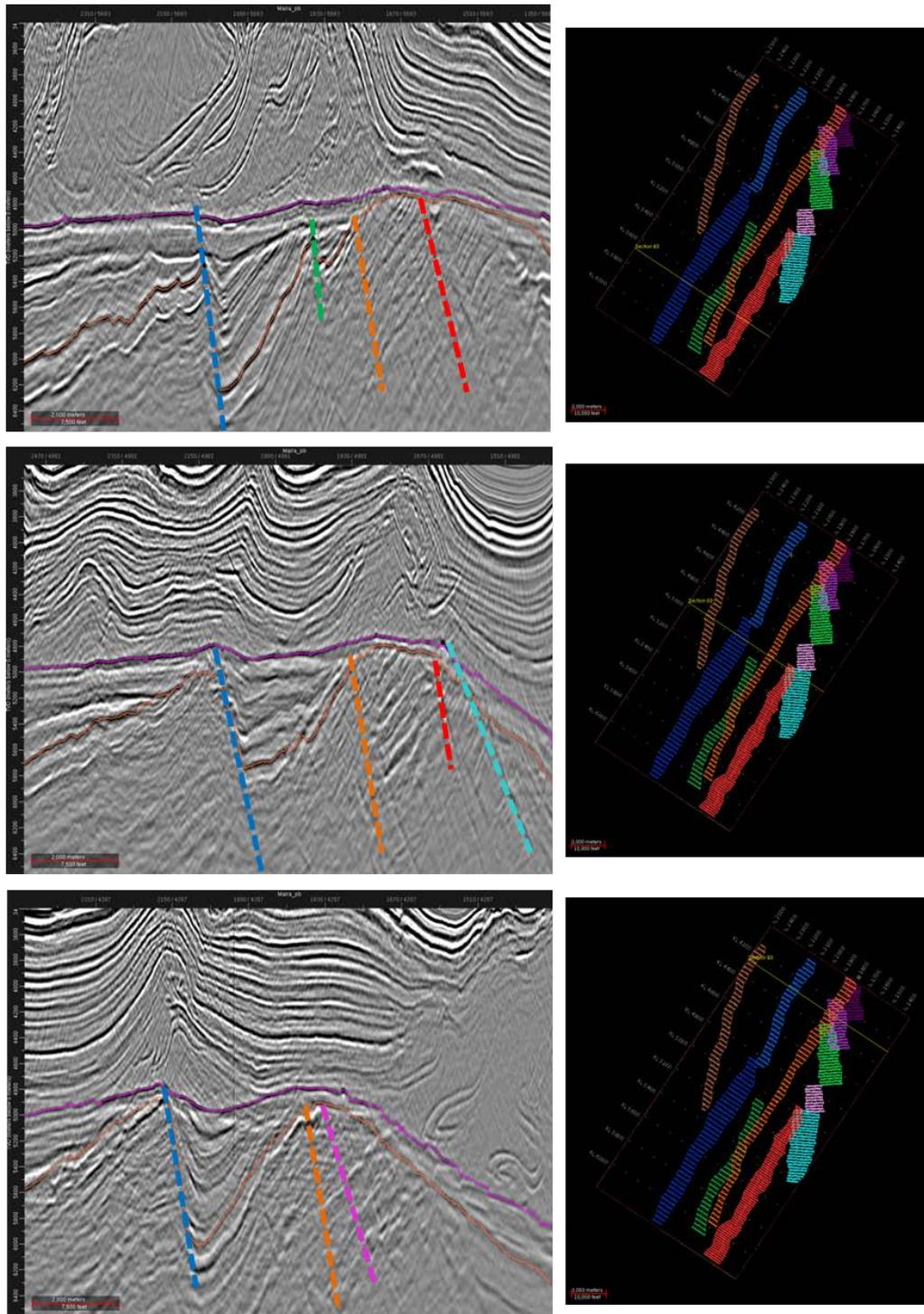


Figura 32 – Seções e mapas em profundidade com as falhas interpretadas na área.

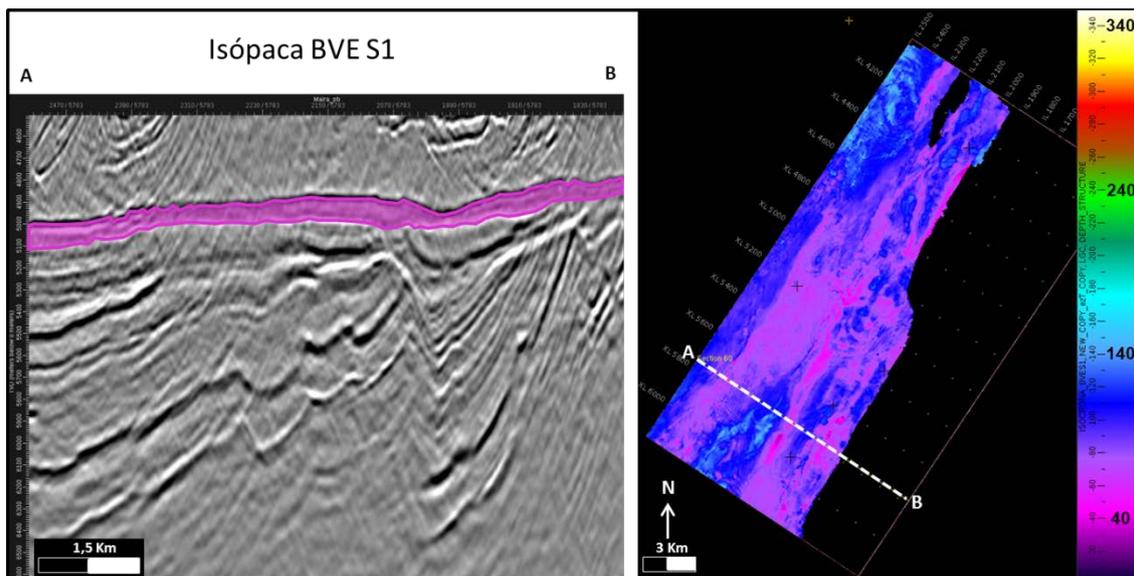


Figura 33 - Isópaca da zona BVE S1, observação em seção e em mapa. Escala de cores em metros.

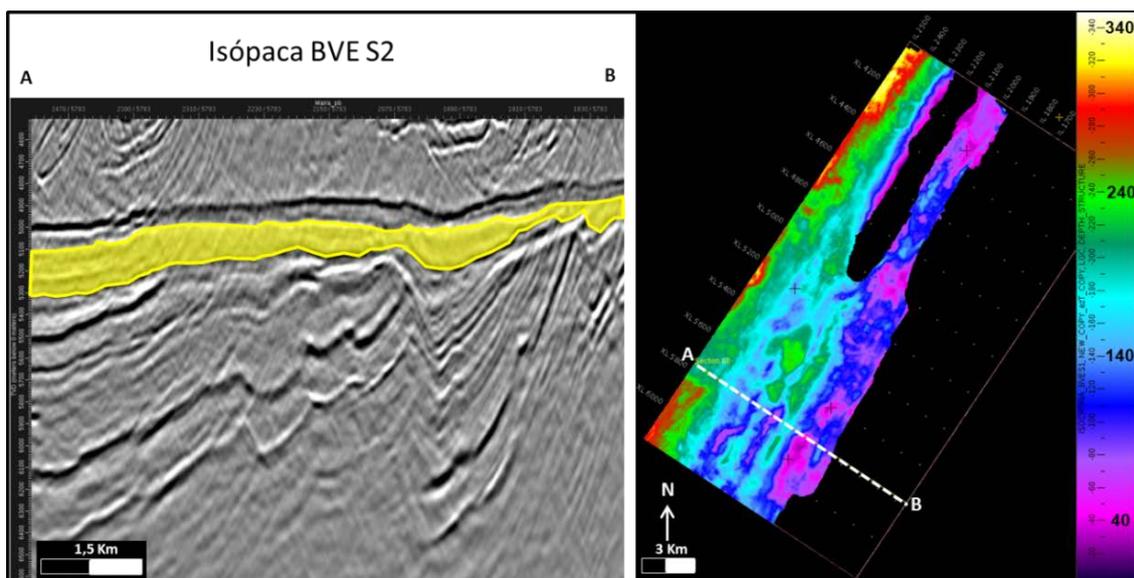


Figura 34 - Isópaca da zona BVE S2, observação em seção e em mapa. Escala de cores em metros.

A entrada na Formação Itapema é marcada por um pico de máxima amplitude positiva pouco expressivo e de difícil mapeamento. Observa-se grande variação de espessura desta zona, chegando a 270m próximo aos planos de falha (figura 37).

O topo da Formação Piçarras é caracterizado por um pico de amplitude negativa contínuo. A variação de espessura ao longo da zona é expressiva, chegando a 750m (figura 38).

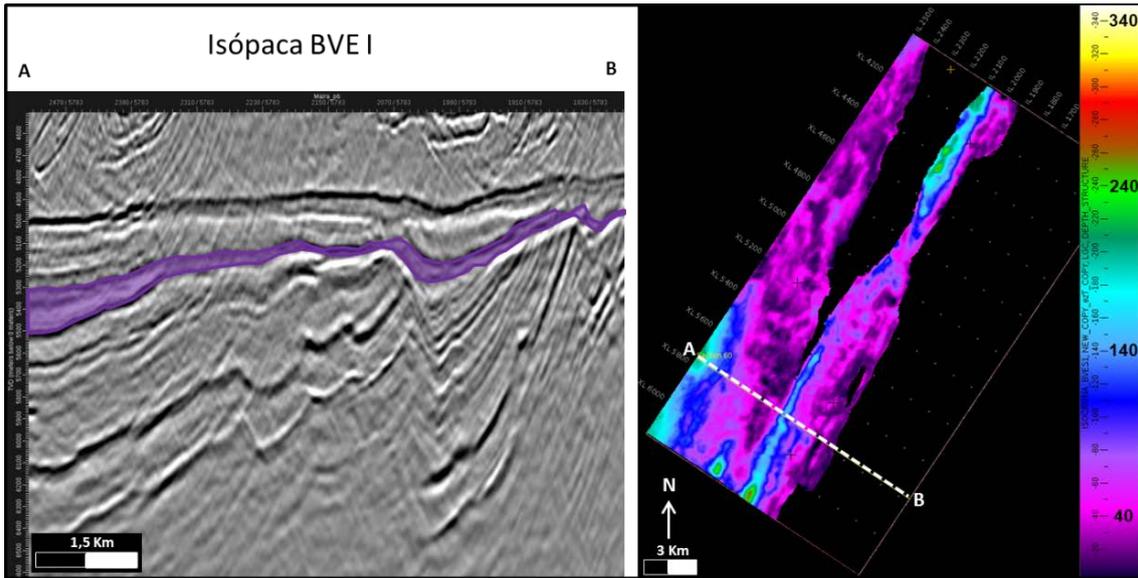


Figura 35 - Isópaca da zona BVE I, observação em seção e em mapa. Escala de cores em metros.

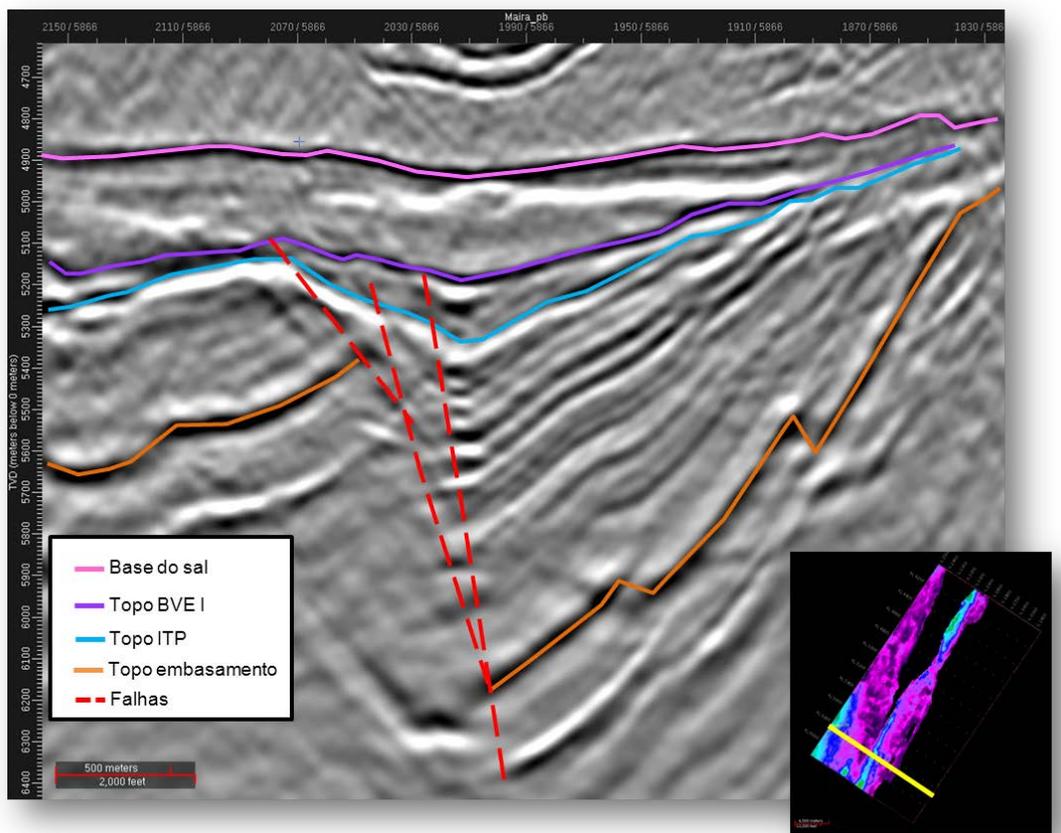


Figura 36 – Seção sísmica interpretada, com destaque para a variação de espessura e acunhamento de camadas na zona BVE I indicando falhas ativas sin- e pós-deposição dessa sequência. Em mapa a localização da seção sobre mapa de isópaca da mesma zona.

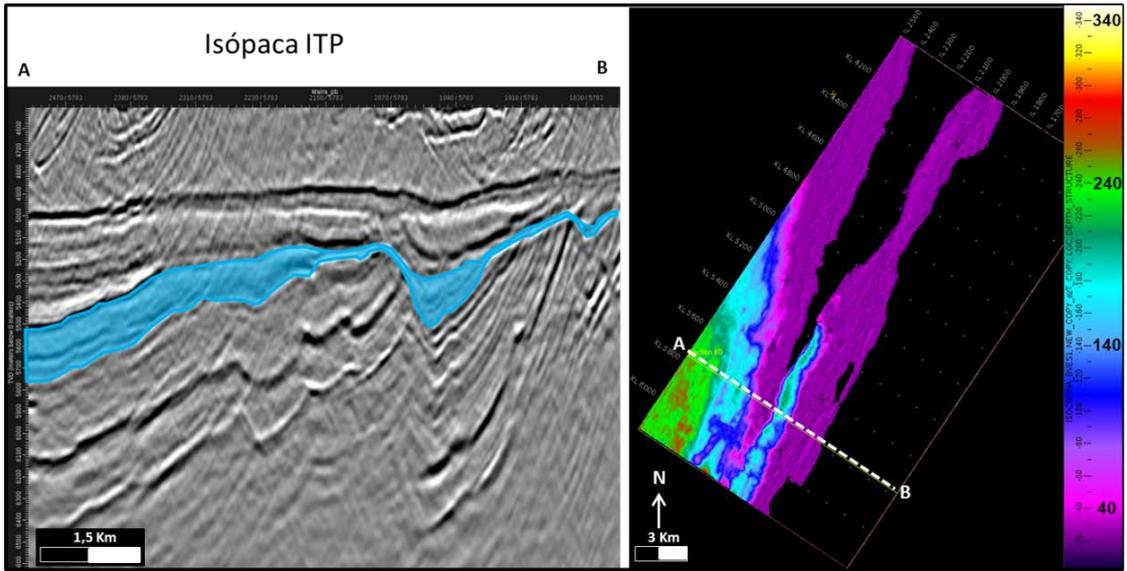


Figura 37- Isópaca da zona ITP, observação em seção e em mapa. Escala de cores em metros.

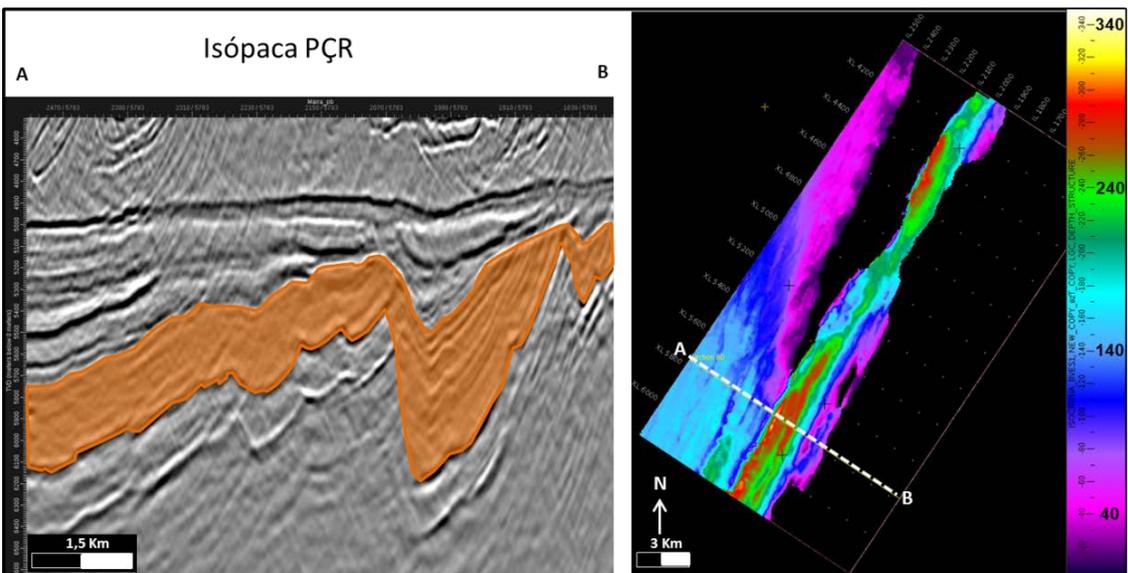


Figura 38 - Isópaca da zona PÇR, observação em seção e em mapa. Escala de cores em metros.

A análise dos mapas de isópacas mostra a influência da movimentação das falhas na deposição das sequências sedimentares das zonas PÇR, ITP e BVE I (figura 39), apresentando variação de espessura próximo aos planos de falhas, o que indica crescimento de seção estratigráfica com as falhas ativas no momento da deposição (falhas sindeposicionais), com momentos de quiescência para evolução dos carbonatos.

As figuras apresentadas indicam que a zona BVE S2 apresenta pequenas variações de espessura próximo aos planos de falhas e em outras posições por estar preenchendo os baixos anteriores.

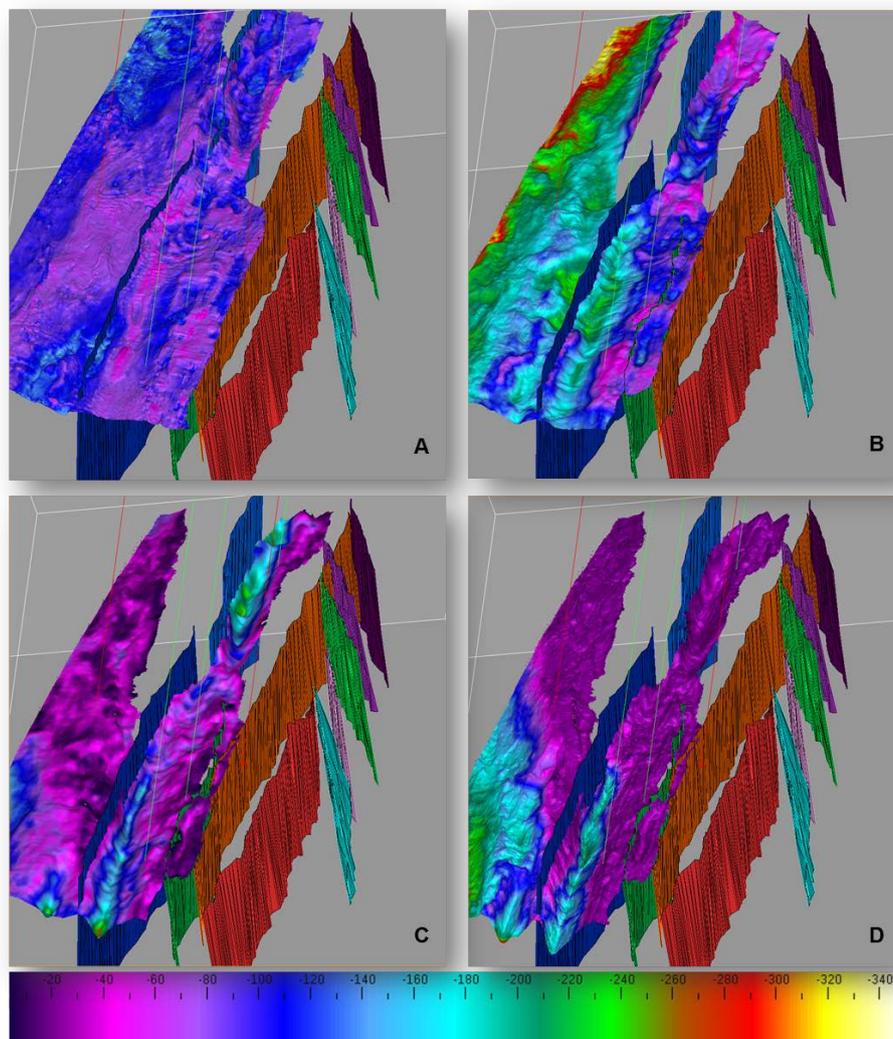


Figura 39 – Isópacas das zonas: A – BVE S1, B – BVE S2, C – BVE I, D – ITP. Observar o aumento de espessura concentrado próximo aos planos de falha nas zonas BVE I e ITP.

A geometria tabular dos refletos na zonas BVE S1 e a pouca variação de espessura são resultados da deposição em ambiente tectônico de subsidência predominantemente termal, com poucas falhas ainda ativas. Na zona BVE S2 e ainda mais evidente na BVE I, o crescimento de seção estratigráfica é associado ao espaço de acomodação gerado pelo sistema de falhas ativo. Enquanto nas zonas ITP e PÇR, o crescimento de seção associado às falhas reflete um ambiente deposicional tectonicamente ativo.

As isópacas e a forma das camadas deposicionais de cada zona são indícios de que as zonas BVE I e talvez até a BVE S2 foram depositadas ainda durante a movimentação das falhas da fase rifte.

No dado sísmico 2D, as linhas sísmicas foram interpretadas em tempo e interpoladas, gerando mapas regionais do topo do embasamento (figura 40), do topo da zona BVE I (figura 41) e do topo da zona BVE S1, que coincide com a base do sal (figura 42).

A figura 40 mostra um alto estrutural do embasamento expressivo na porção nordeste da área, com baixo a sudoeste. Na figura 41, com o mapa do topo da zona BVE I, observa-se que o alto estrutural se mantém, porém o baixo que existia a sudoeste desaparece, restando apenas na região mais ao sul da área. Ao verificar o mapa da Base do Sal (topo da zona BVE S1) na figura 42, é possível observar a semelhança com o mapa anterior, com alto estrutural a nordeste. Como o dado está em tempo e há pouca variação da lâmina de água, esse fato pode indicar que o mapa estrutural desses horizontes está refletindo uma variação de velocidades causada pelo topo do sal, seguindo os altos e baixos estruturais deste.

As figuras 40 a 42 destacam o alto estrutural a nordeste da área, onde se encontra o dado sísmico 3D, e um baixo a sudoeste. O alto estrutural do embasamento se mantém em todas as zonas, porém o baixo estrutural funciona como um depocentro que vai se modificando conforme vai sendo preenchido pelas sequências superiores.

Em seção, na figura 43, estão ilustrados os horizontes e as falhas mapeados em tempo no dado sísmico 2D. Observa-se o alto estrutural do embasamento na porção nordeste da área.

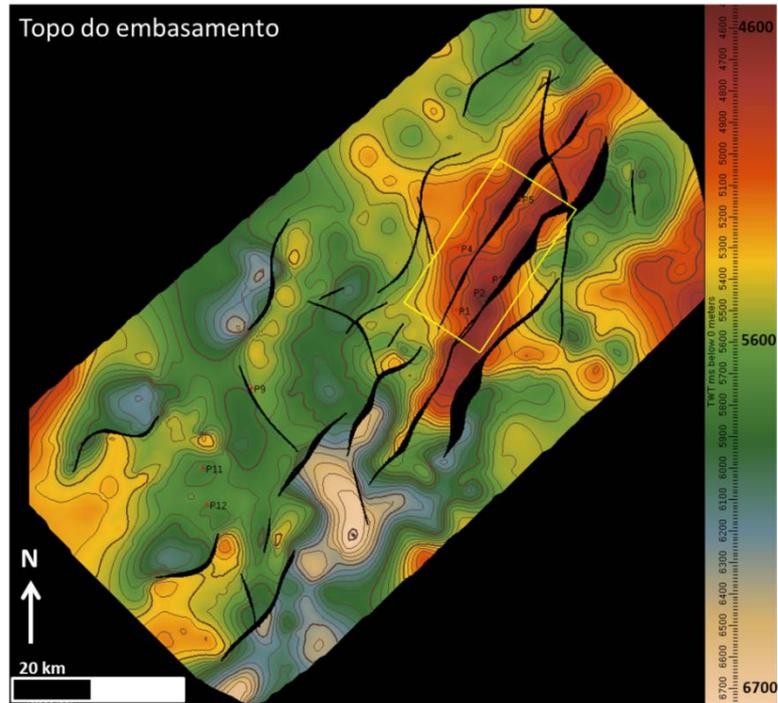


Figura 40 – Topo do embasamento em tempo, gerado pela interpretação das linhas sísmicas 2D. No retângulo amarelo, a área do cubo sísmico 3D. Escala de cores em milissegundos.

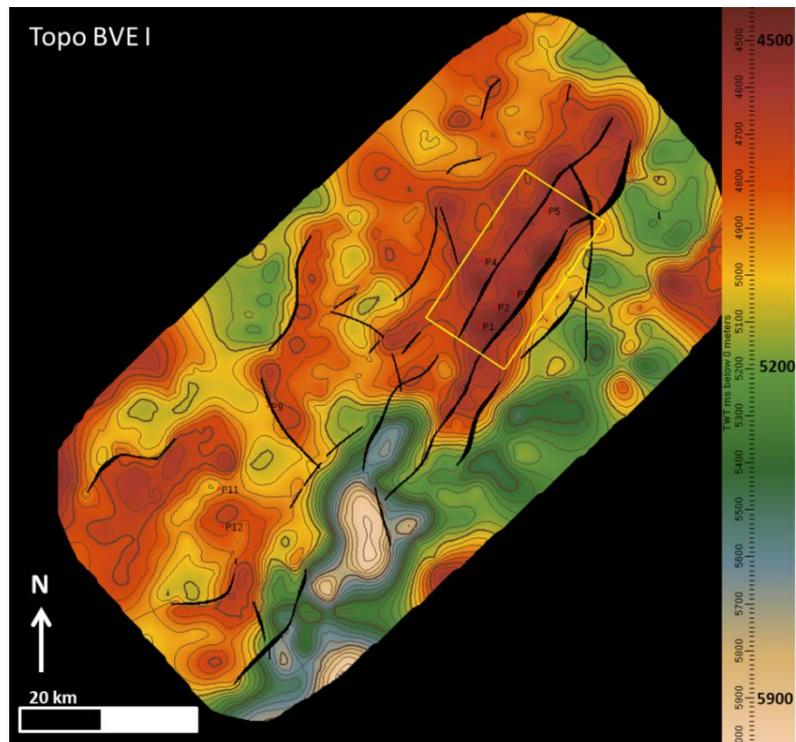


Figura 41 – Topo da zona BVE I em tempo, gerado pela interpretação das linhas sísmicas 2D. No retângulo amarelo, a área do cubo sísmico 3D. Escala de cores em milissegundos.

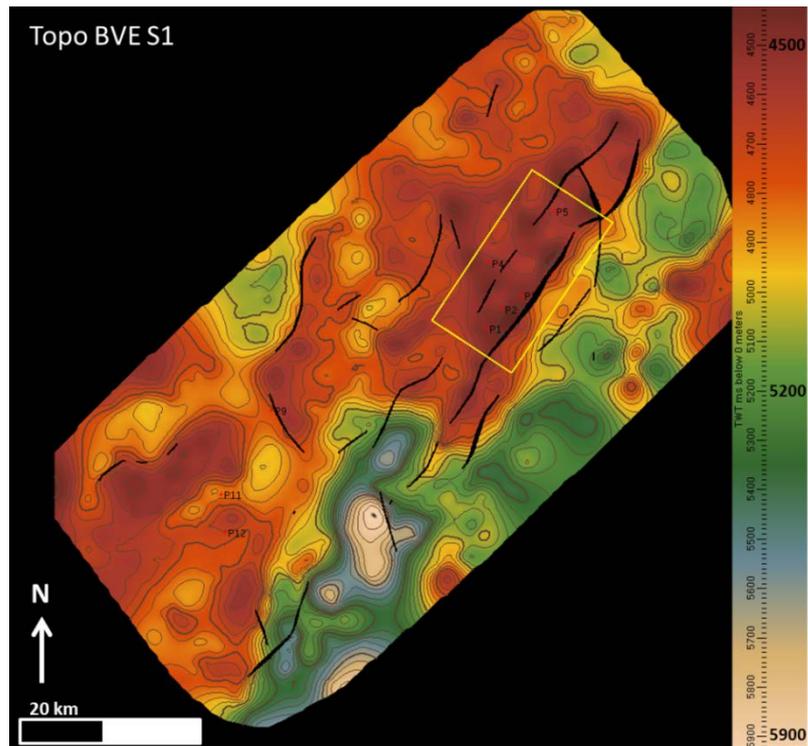


Figura 42 – Topo da zona BVE S1 (Base do sal) em tempo, gerada pela interpretação das linhas 2D. No retângulo amarelo, a área do cubo sísmico 3D. Escala de cores em milissegundos.

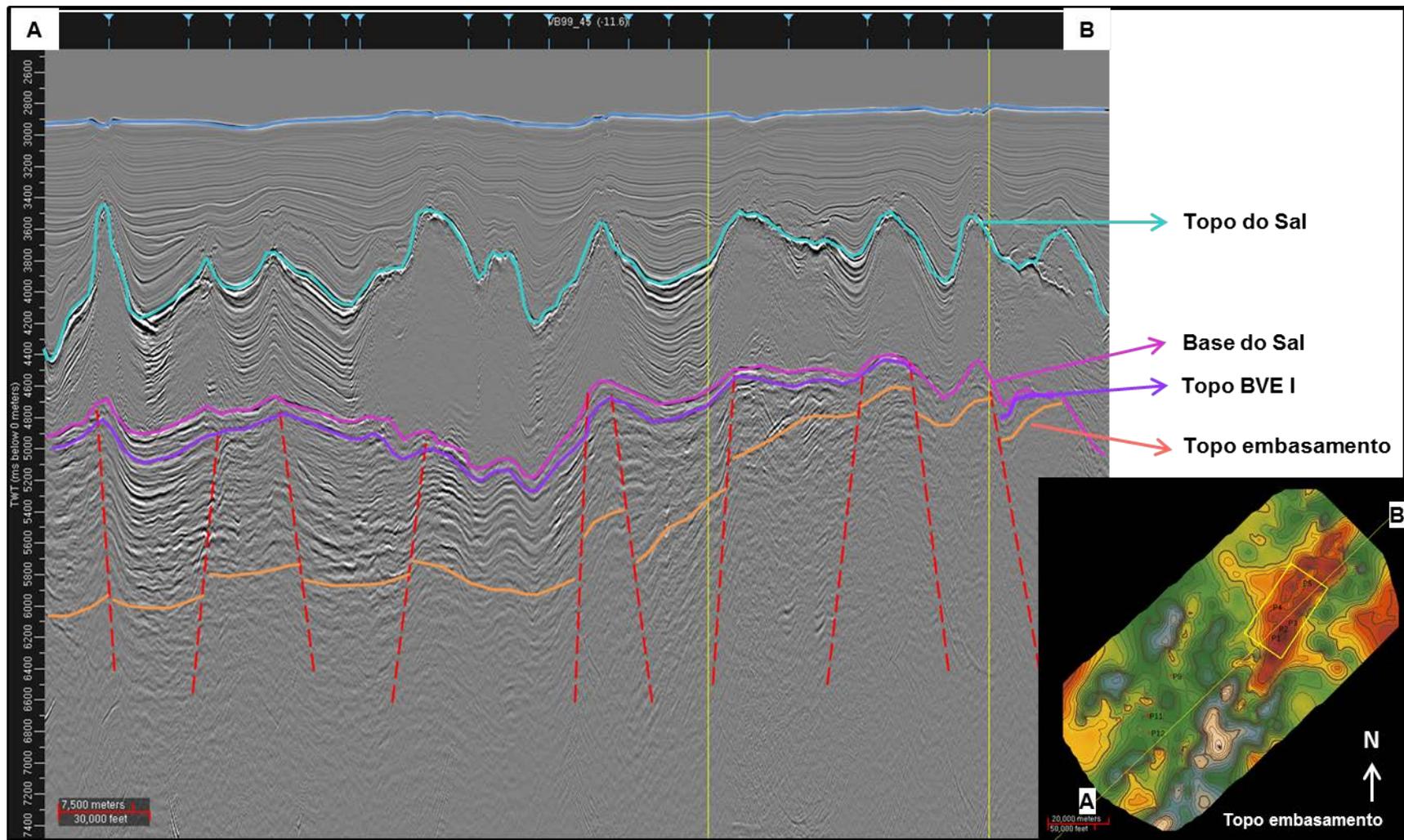


Figura 43 – Linha 2D interpretada em tempo. Em mapa, topo do embasamento interpretado em sísmica 2D e interpolado.

4.2 Análise quantitativa de reservatórios

4.2.1 Correlação Rocha-Perfil-Sísmica

A observação do testemunho de um dos poços permitiu o reconhecimento das fácies das rochas reservatório da Formação Barra Velha neste poço.

Acima da Discordância Pré-Alagoas (DPA), ou seja, na Formação Barra Velha, são observados grainstones, laminitos, estromatólitos, esferulitos e carbonatos retrabalhados com clastos vulcânicos nas maiores profundidades. Abaixo da DPA (Formação Itapema e Piçarras) observam-se mudstones, laminitos e coquinas.

Algumas dessas fácies são bem ilustradas no trabalho de Terra et. al, (2010) e estão exemplificadas na figura 44.

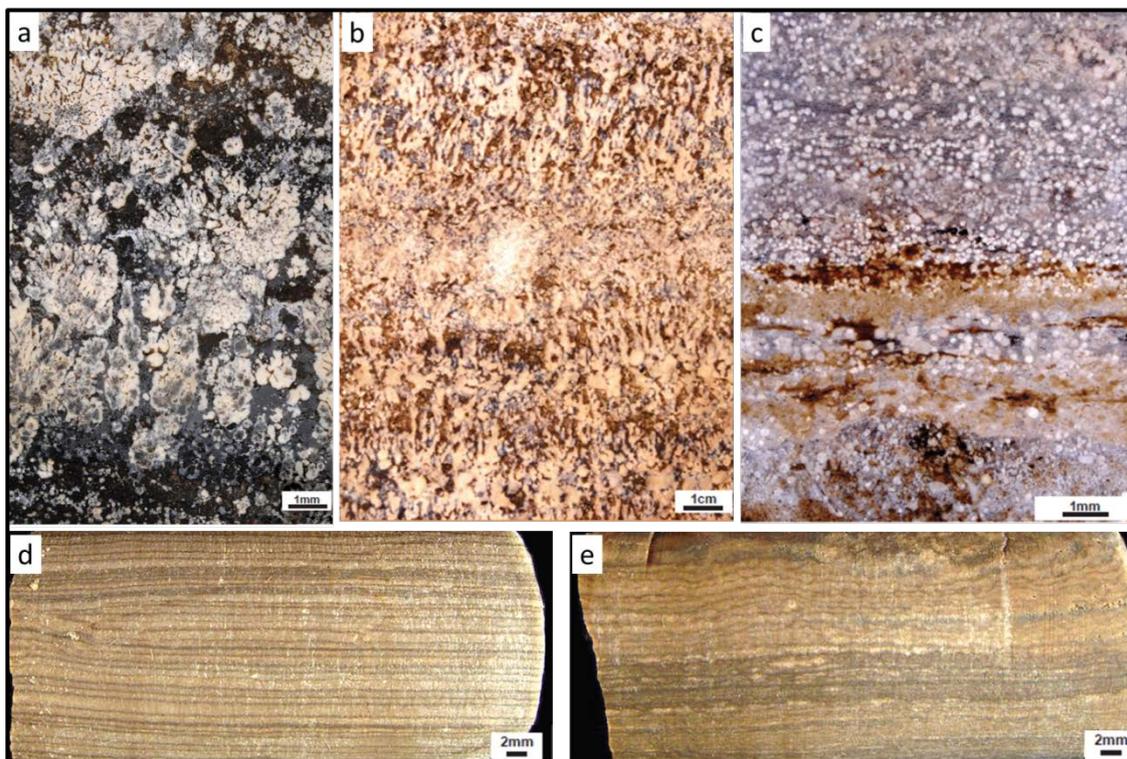


Figura 44 – Exemplo de tipos de rochas encontradas no testemunho observado: a- estromatolito arborescente, b- estromatolito dendriforme, c- esferulitito com argila, d- laminito liso, e- laminito crenulado (TERRA et al., 2010).

Na correlação da rocha com o perfil, a observação do testemunho auxiliou na calibração do perfil, contribuindo para o entendimento das respostas dos perfis e principalmente para a análise da resposta de atributos. Na zona BVE S1, por exemplo, observam-se alguns pontos anômalos com altos valores de porosidade (NPHI) e baixos valores de densidade (RHOB). Ao comparar com a mesma posição na rocha, verifica-se que esses intervalos equivalem a uma zona muito fraturada no testemunho analisado (figura 45).

Como esses pontos de maior porosidade e menor densidade estão associados a zonas de grande fraturamento, seria possível associa-los a zonas que poderiam ter sofrido exposição e possível carstificação, ou então faturamento posterior associado à falha.

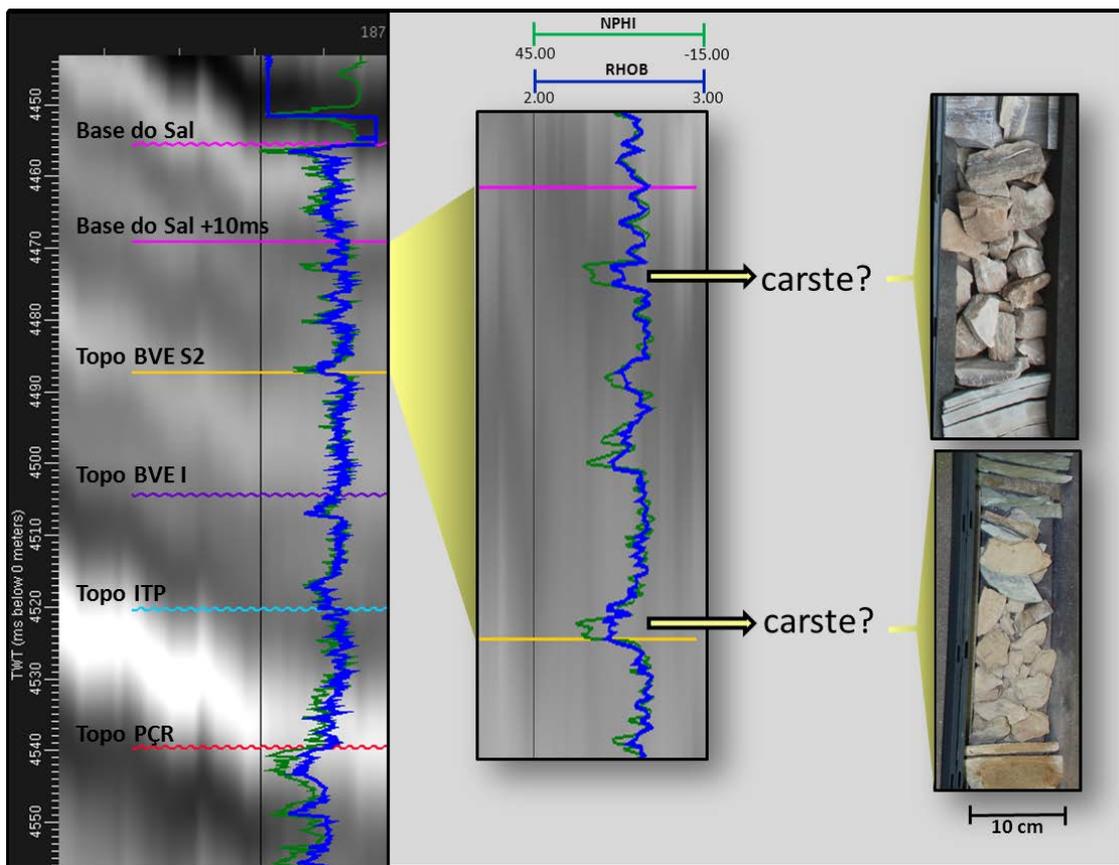


Figura 45 – Perfil de Nphi e Rhob no poço P2, indicando os intervalos de maior porosidade e menor densidade, associados às áreas de maior fraturamento no testemunho, que poderiam indicar momentos de exposição da plataforma e possível carstificação.

A observação do testemunho auxiliou também na confirmação dos marcadores do poço P2. Ao calibrar a rocha com a sísmica verifica-se que a passagem pela discordância Pré-Alagoas (marcador do topo da zona ITP S), na transição da Formação Itapema para a Formação Barra Velha, apresenta mudança do ângulo das camadas no testemunho, o que pode ser também visualizado no dado sísmico (figura 46).

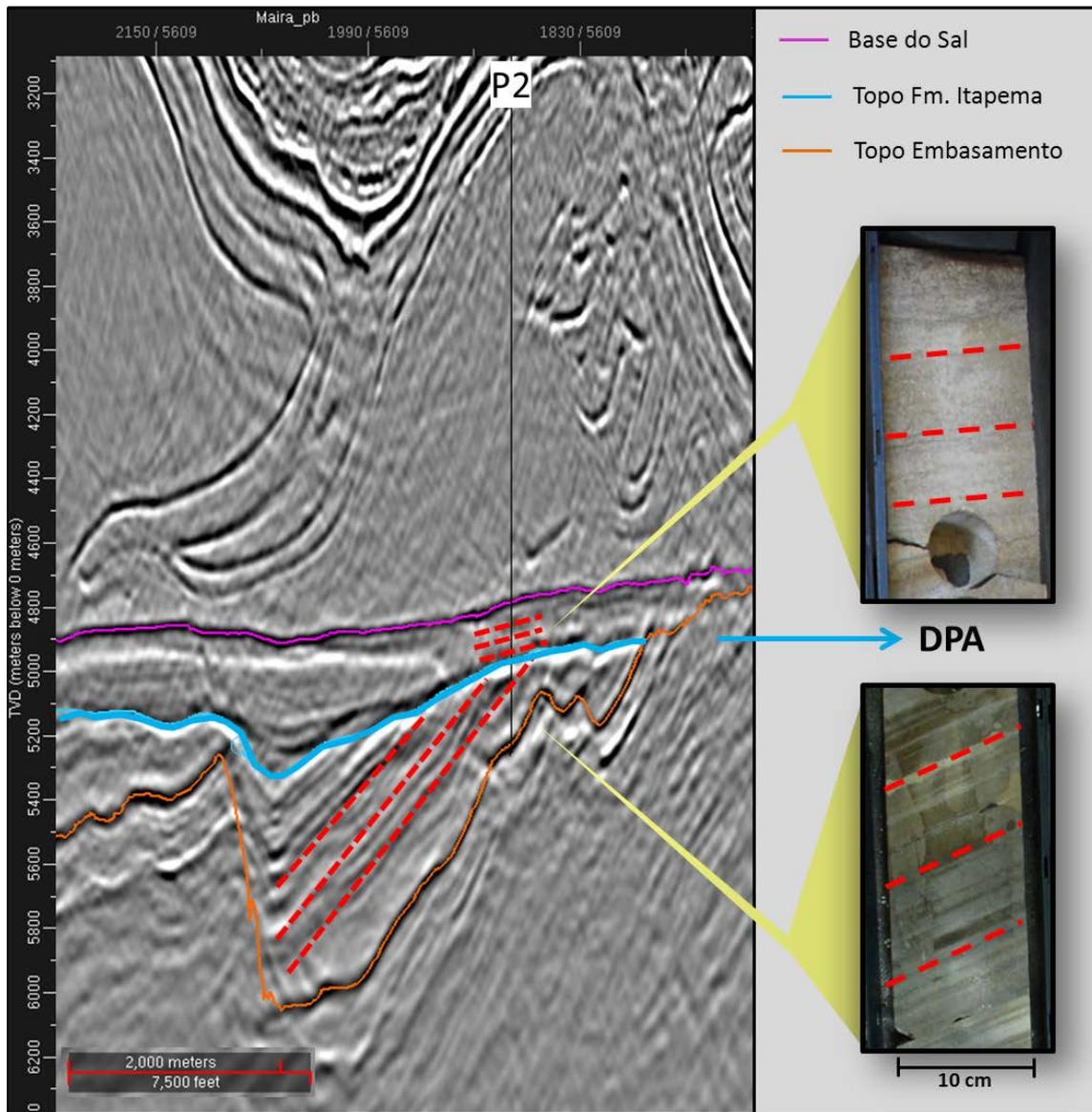


Figura 46– Seção sísmica em profundidade passando pelo poço P2, indicando a mudança do mergulho das camadas, de alto ângulo (antes da discordância DPA) para os baixos ângulos (acima da discordância).

4.2.2 Análise Petrofísica

O volume de hidrocarboneto no reservatório e sua produção são altamente afetados pelas heterogeneidades das rochas carbonáticas e as alterações diagenéticas por elas sofridas. A petrofísica básica auxiliou no entendimento das características das rochas reservatório, proporcionando informações sobre porosidade e saturação de água.

A petrofísica foi utilizada neste trabalho para desenvolver um conhecimento das características da rocha estudada e a resposta dessas características às propriedades acústicas, permitindo a calibração e quantificação dos atributos extraídos do dado sísmico.

Conforme descrito na metodologia, utilizou-se os perfis de Raio Gama (GR), Sônico (DT), Nêutron (NPHI), Densidade (RHOB) e Resistividade (ILD), para, a partir deles, calcular o Índice de Raio Gama, a Porosidade Total, a Porosidade Corrigida (P_{RG}), a Permeabilidade e a Saturação de água do reservatório.

-Índice de Raio Gama

Na Formação Barra Velha, o índice de Raio Gama (Igr) foi utilizado para verificar a qualidade do reservatório e para associar a presença de anomalia de raio gama às respostas litológicas. Observou-se que a anomalia é presente no topo da zona BVE S1, ou seja, no topo da zona com óleo. Essa anomalia é conhecida na bacia informalmente como “Marco Lula” e é caracterizado por nove picos de alta radioatividade (figura 47).

-Porosidade Total

A porosidade foi calculada por zonas, a partir do perfil de densidade. Para as formações Barra Velha e Itapema (rochas carbonáticas) utilizou-se o valor de $2,71\text{g/cm}^3$ para densidade da matriz e para a Formação Piçarras (rochas siliciclásticas) o valor de $2,65\text{ g/cm}^3$. Para a densidade do fluido foi utilizado o valor de $0,8\text{g/cm}^3$ para as zonas com óleo e $1,1\text{g/cm}^3$ para as zonas com água (salgada).

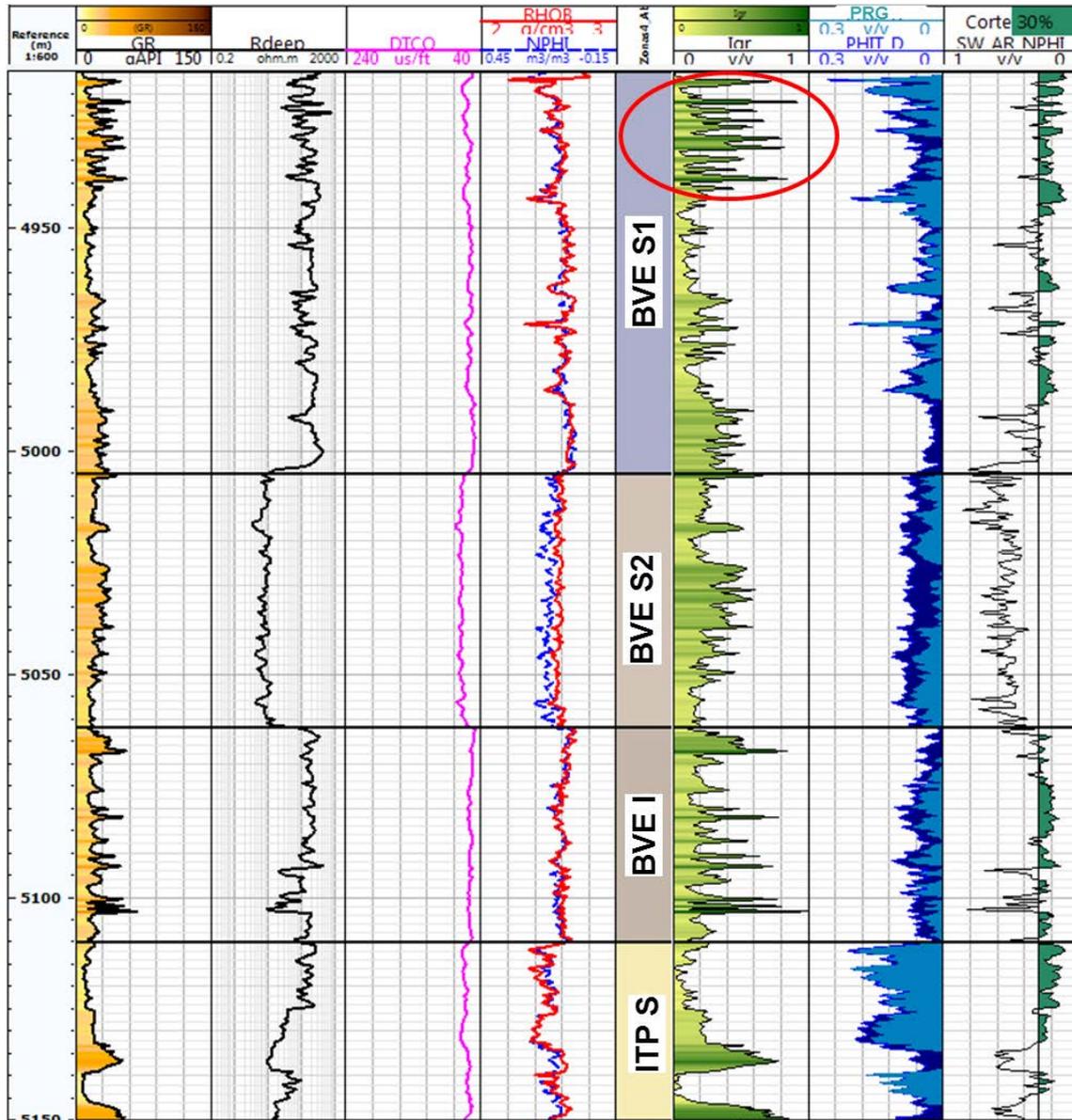


Figura 47 - Perfil do poço P1, destacando no círculo vermelho os altos valores de Índice de Raio Gama no topo da zona BVE S1.

Optou-se pelo uso da porosidade calculada a partir do perfil de densidade, por esse perfil ser mais completo no intervalo de interesse e pela falta de correção da presença de hidrocarboneto no cálculo da porosidade a partir do perfil sônico.

Na área do reservatório, para as zonas BVE e ITP, a porosidade varia entre 5 e 15% (figura 48).

Na zona BVE S1, o principal reservatório de interesse para o estudo, a distribuição da porosidade tem direção NE-SW (figura 49), apresentando os maiores valores nos baixos relativos (poços P1 e P5). A figura 50 permite observar a variação da porosidade em seção.

Para comparação da distribuição da porosidade com os valores de densidade foram geradas as figuras de 51 a 54 com a distribuição dessas duas propriedades sobre o mapa estrutural da base do sal.

Na zona BVE S1, a figura 51 indica que os poços P1 e P5, os mais baixos estruturalmente, apresentam os maiores valores de porosidade. A distribuição dessa propriedade na zona BVE S2, tende a aumentar para NE da área, porém a densidade apresenta os menores valores no baixo relativo, onde se encontram os poços P1 e P5 (figura 52).

A distribuição da densidade na zona BVE I, segue a tendência da zona superior, com os menores valores associados ao baixo estrutural, enquanto a porosidade se comporta de maneira diferente, com os maiores valores aumentando para SW (Figura 53).

Na zona ITP S, a porosidade tende a aumentar para SW, com o maior valor de moda, para essa propriedade, encontrado no poço P1 (Figura 54).

As figuras de 51 a 54 foram utilizadas para se obter uma análise de superfícies de tendência, porém a pouca quantidade de dados disponíveis trouxe muita distorção na interpretação da distribuição de densidade e porosidade por este método.

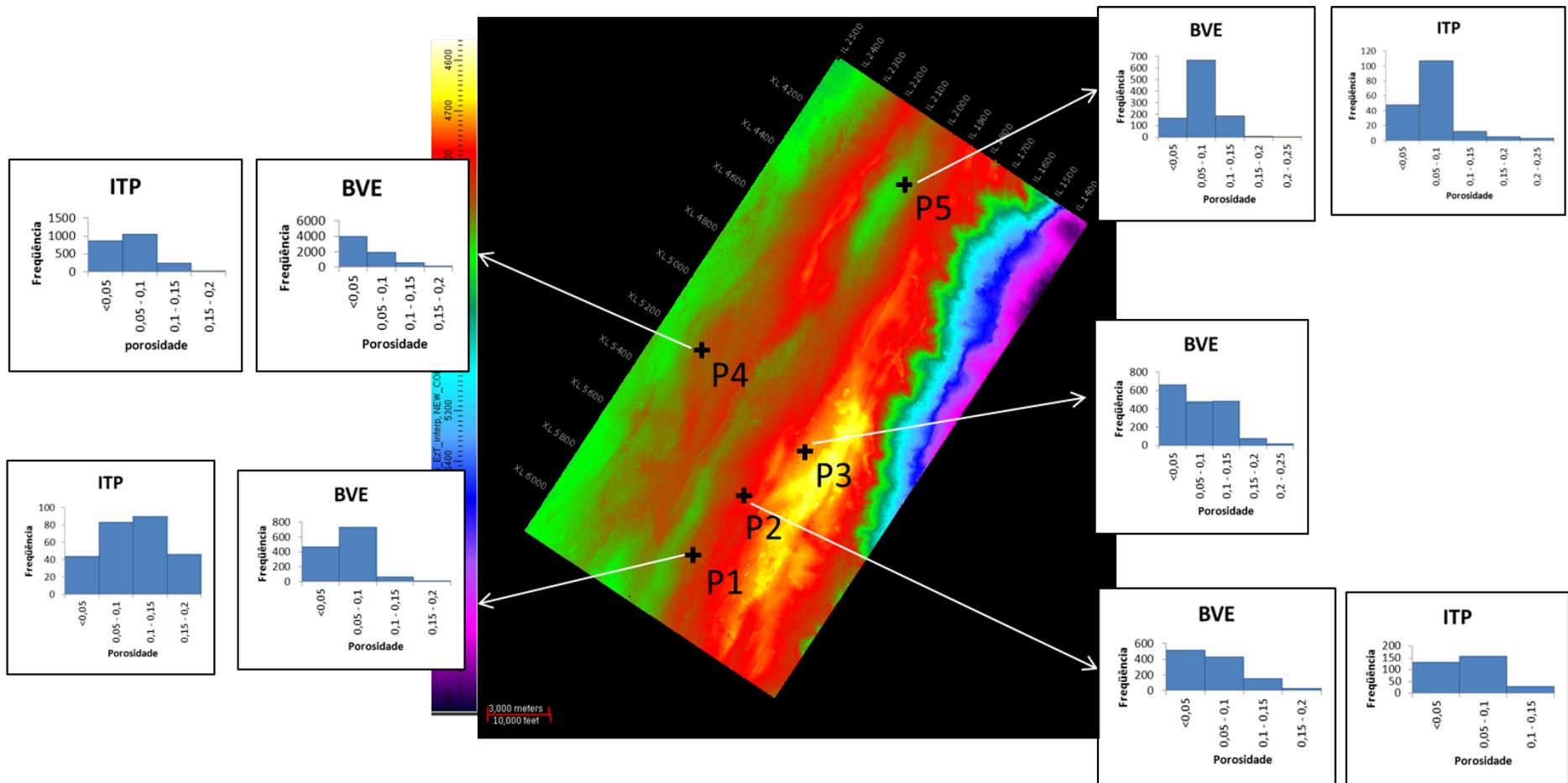


Figura 48 - Distribuição da porosidade para os reservatórios Barra Velha (BVE) e Itapema (ITP). No mapa, o horizonte da Base do Sal em profundidade, com os altos estruturais representados pelas cores quentes e os baixos pelas cores frias.

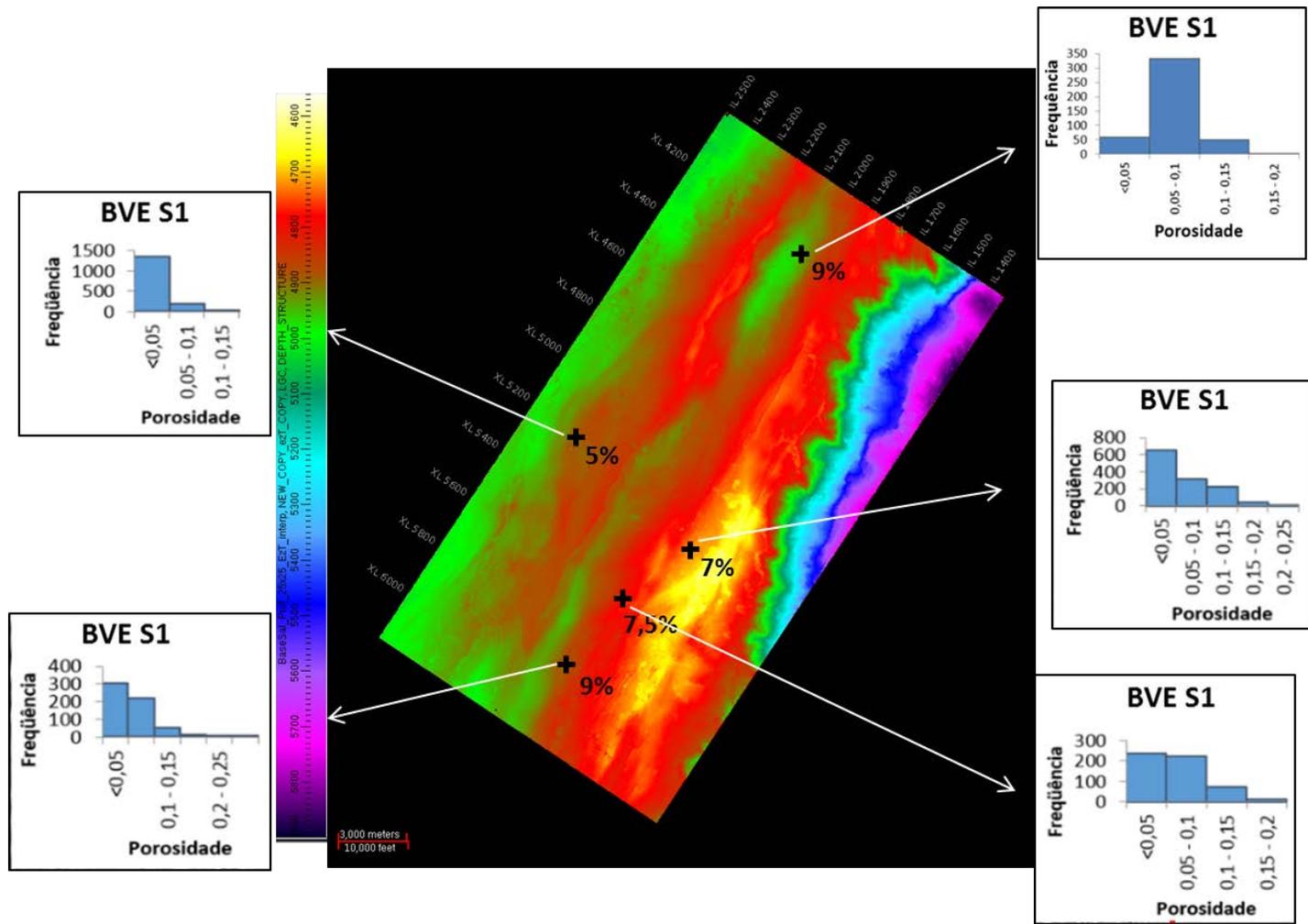


Figura 49 - Distribuição da porosidade para o reservatório Barra Velha Superior 1. No mapa, o horizonte da Base do Sal em profundidade, com os altos estruturais representados pelas cores quentes e os baixos pelas cores frias e os valores de moda da porosidade plotados.

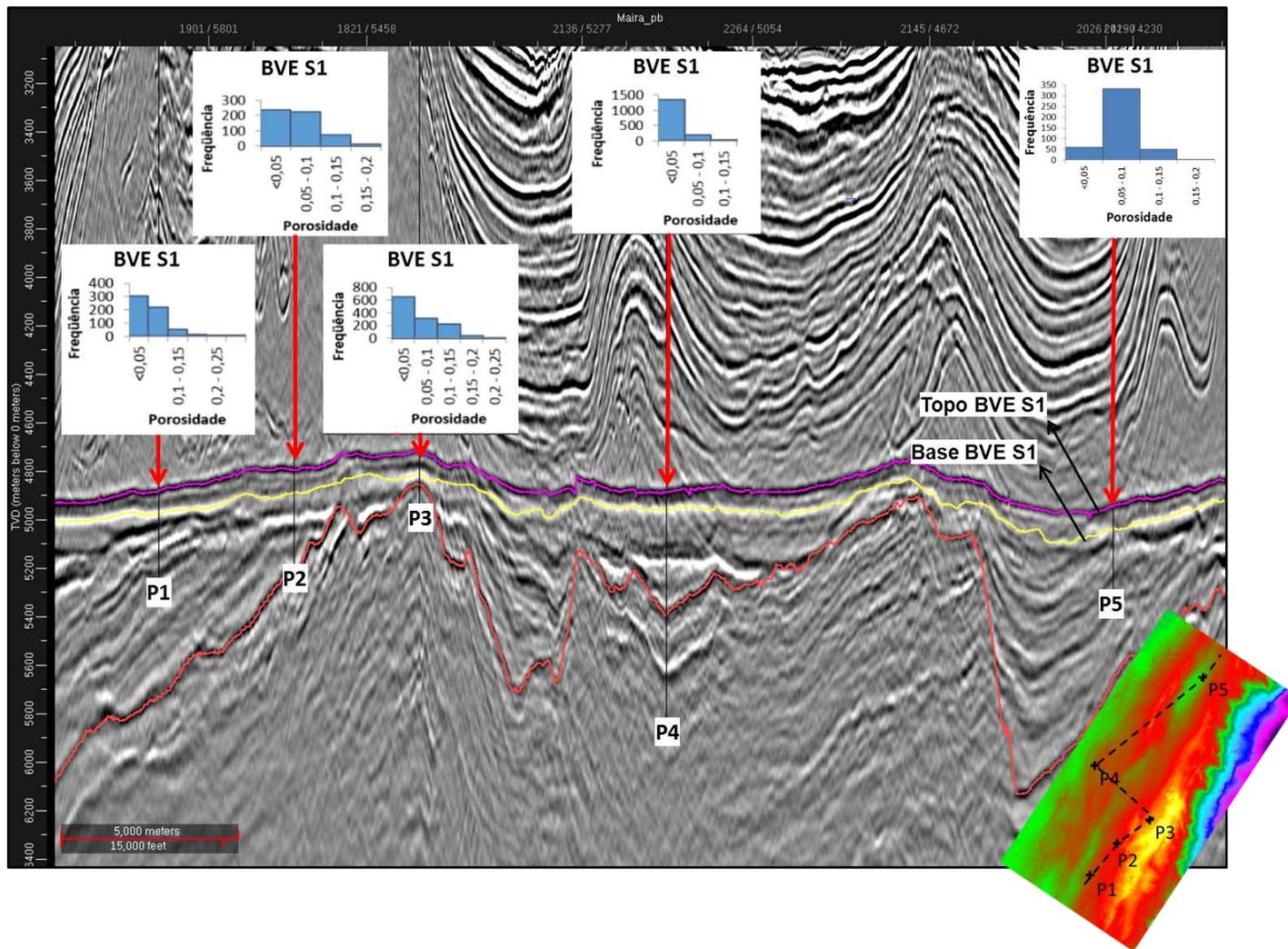


Figura 50 - Distribuição da porosidade para o reservatório Barra Velha Superior 1, em seção sísmica em profundidade. No mapa, o horizonte de base do sal, com os altos estruturais representados pelas cores quentes (amarelo) e os baixos pelas frias (azul).

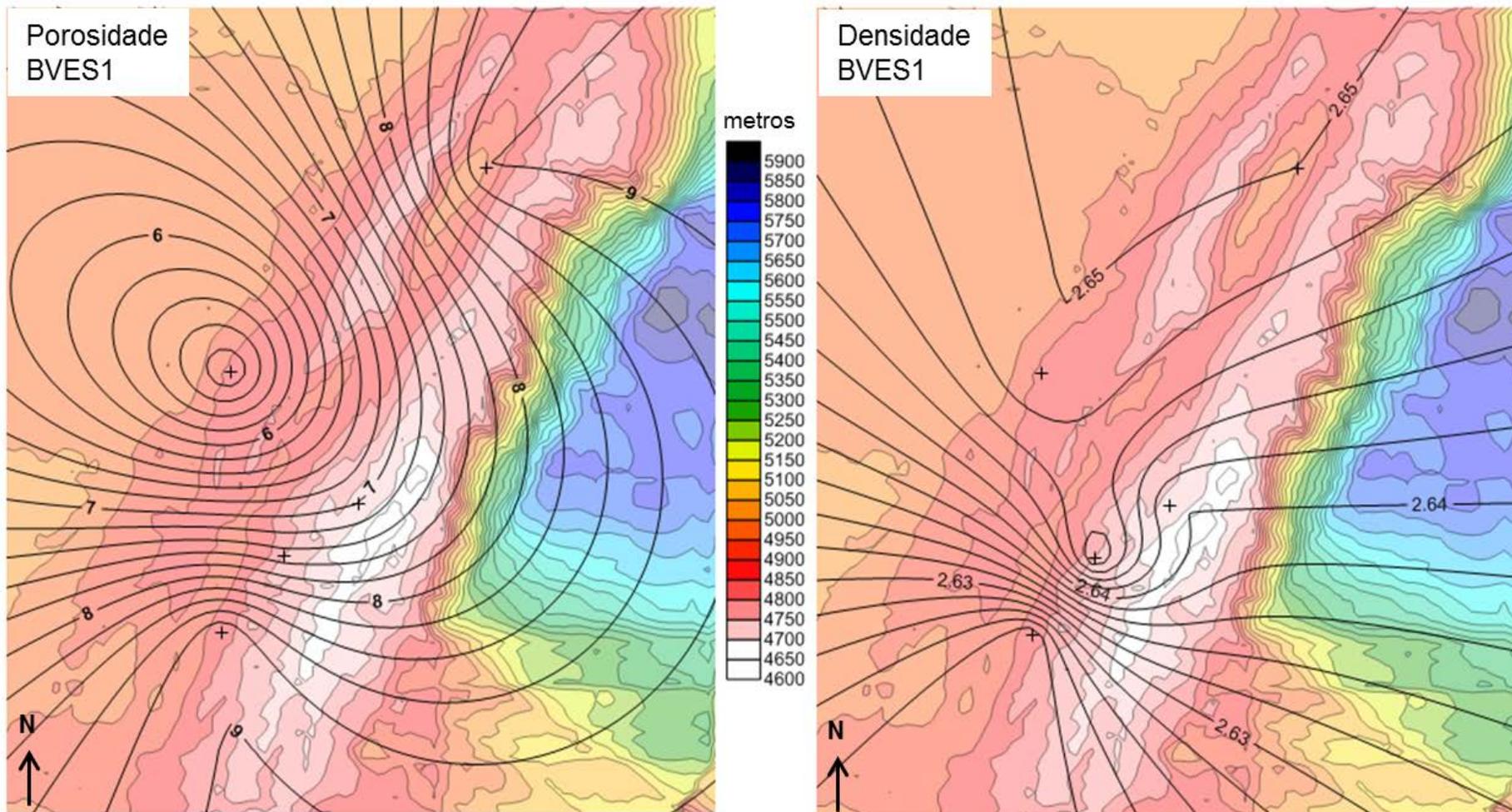


Figura 51 - Distribuição da porosidade (%) e da densidade (g/cm^3) para a zona Barra Velha Superior 1, sobre mapa estrutural da base do sal.

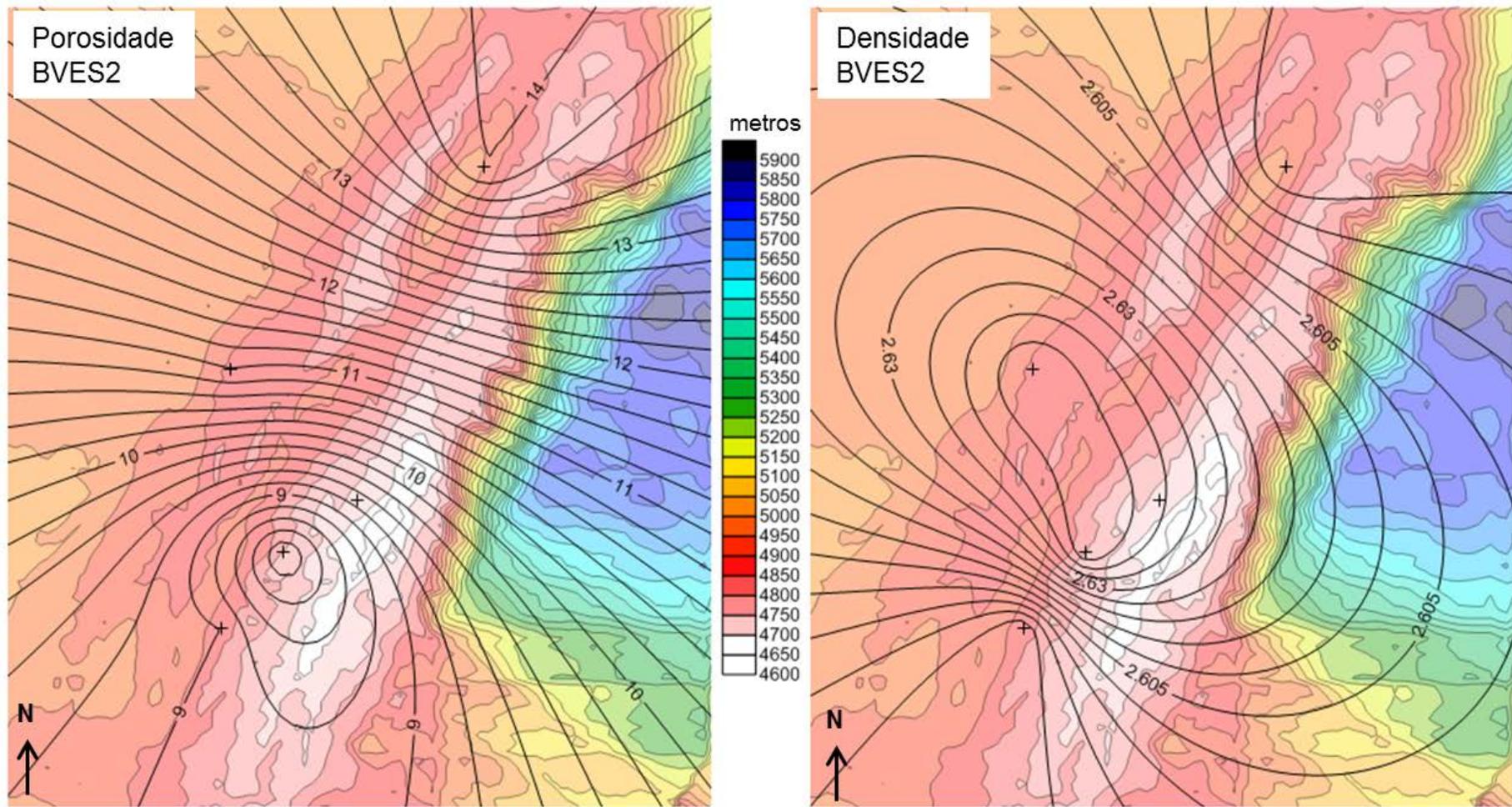


Figura 52 - Distribuição da porosidade (%) e da densidade (g/cm^3) para a zona Barra Velha Superior 2, sobre mapa estrutural da base do sal.

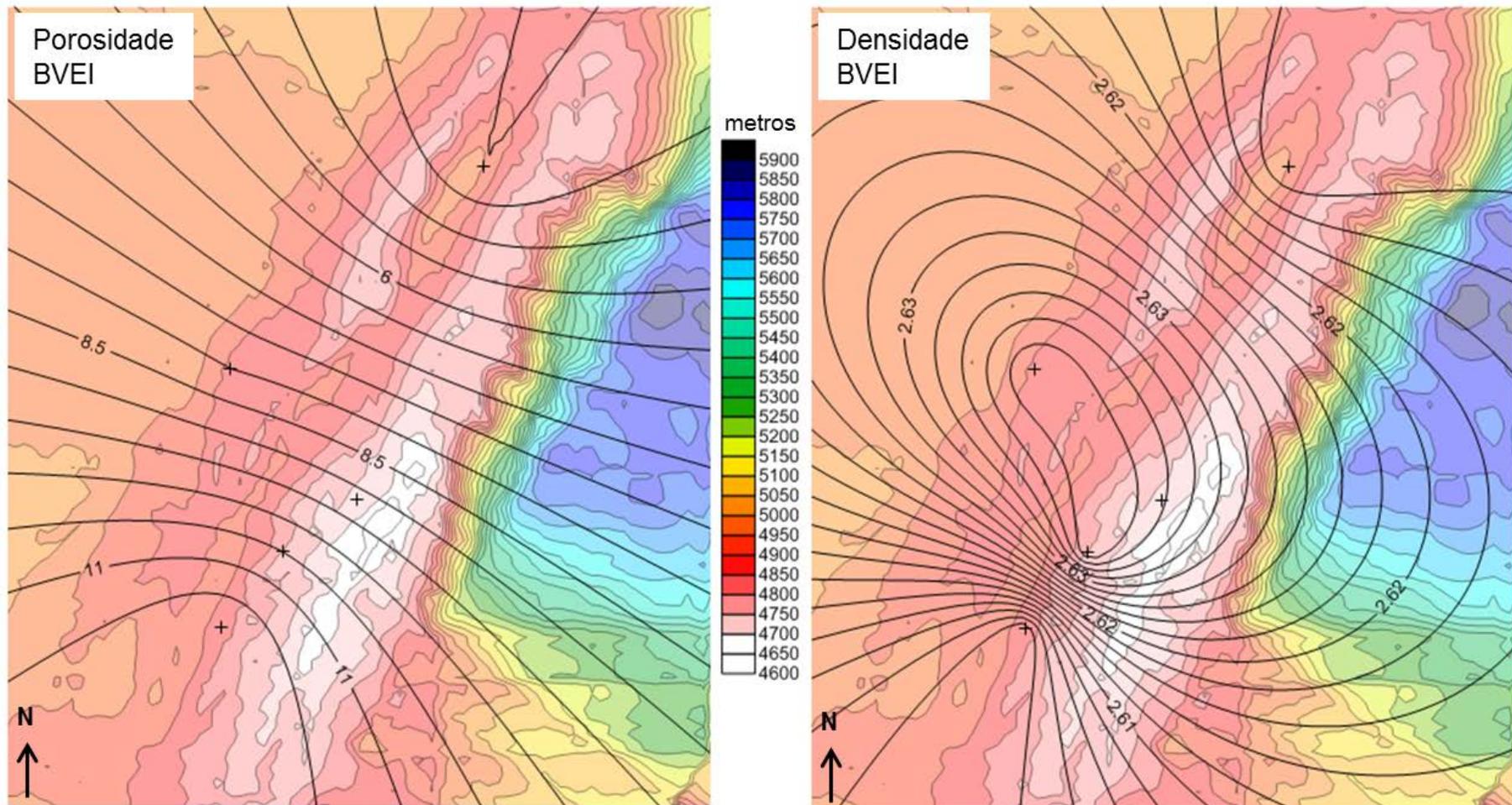


Figura 53 - Distribuição da porosidade (%) e da densidade (g/cm^3) para a zona Barra Velha Inferior, sobre mapa estrutural da base do sal.

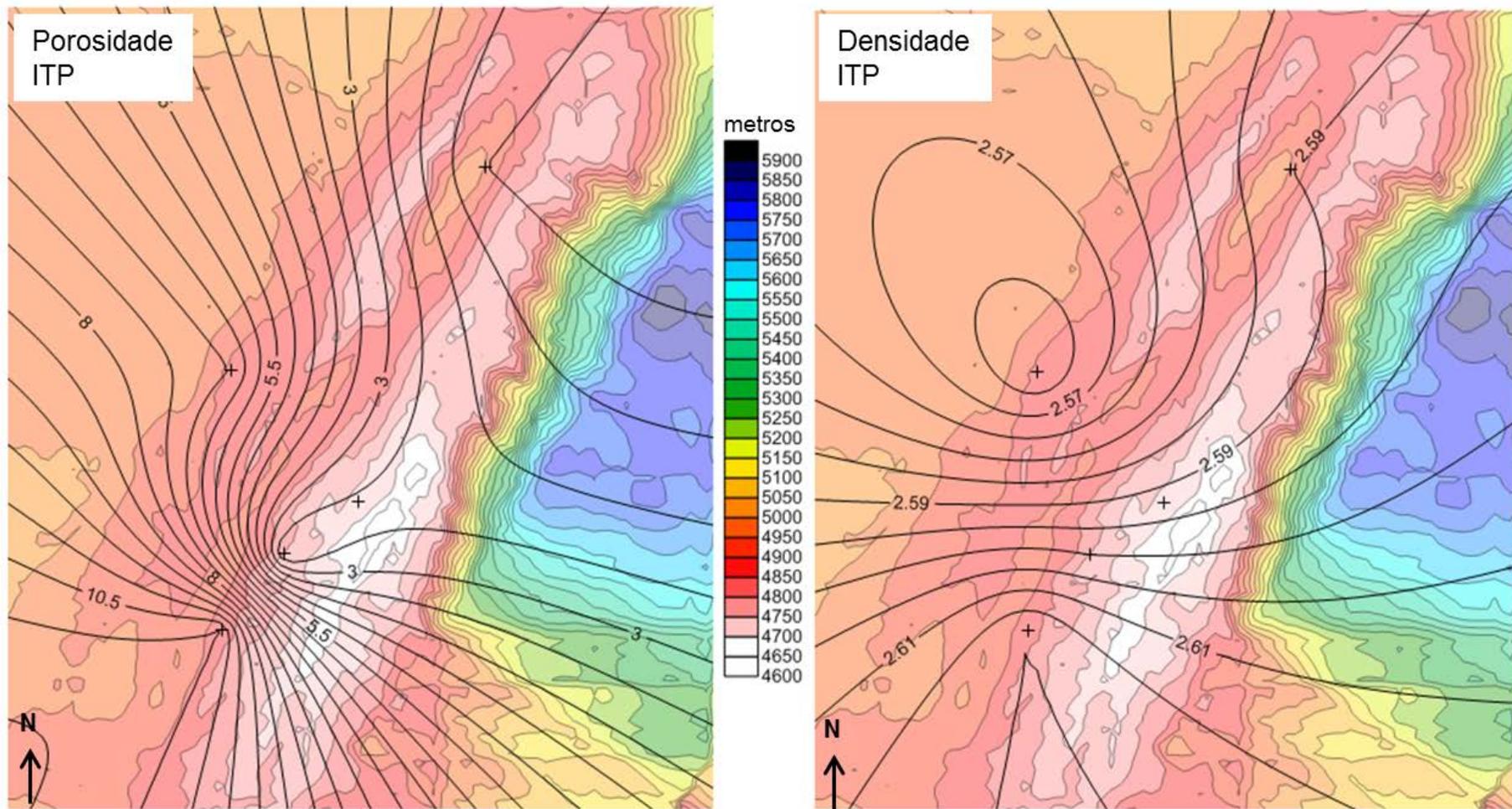


Figura 54 - Distribuição da porosidade (%) e da densidade (g/cm^3) para a zona Itapema, sobre mapa estrutural da base do sal.

Ao comparar a porosidade calculada a partir do perfil de densidade com a porosidade lida no perfil de Nphi observa-se a grande correlação entre elas (Figura 55), com R^2 de 0,89. Dessa forma optou-se por trabalhar com o valor de porosidade do perfil de Nphi nas correlações com os atributos, para diminuir o erro de aproximação no cálculo da porosidade a partir do perfil de densidade.

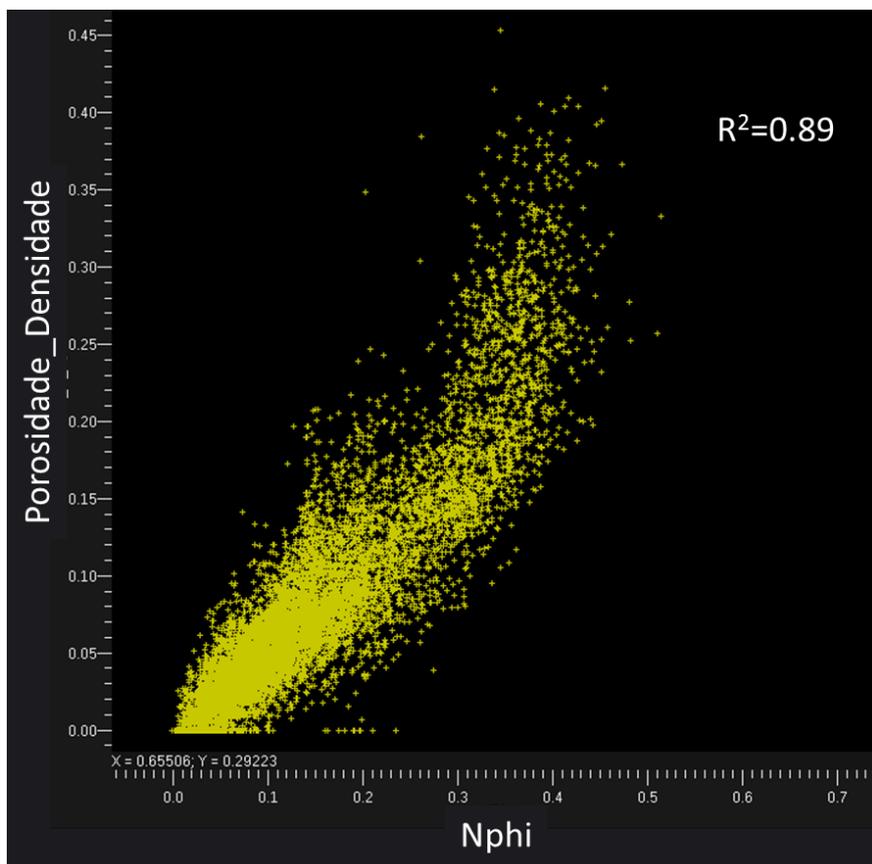


Figura 55 – Gráfico cruzado entre a porosidade calculada do perfil de densidade e a porosidade lida no perfil de Nphi, para os poços P1 a P5.

-Porosidade Corrigida pelo Índice de Raio Gama (P_{RG})

Ao verificar altos valores de radioatividade nos perfis de raio gama de alguns poços optou-se pelo cálculo da porosidade considerando os valores do índice de Raio Gama calculados. Neste trabalho essa porosidade corrigida com os valores de IRG está sendo chamada de Porosidade Corrigida pelo Índice de Raio Gama (P_{RG}).

Na figura 56 fica evidente a expressiva queda dos valores de porosidade corrigida (P_{RG}) principalmente na zona BVE S2. Ao observar a figura 57,

verifica-se que esses baixos valores de porosidade corrigida (P_{RG}) estão associados principalmente aos poços P1, P4 e P5, que alcançam as feições mais abatidas estruturalmente, o que pode estar indicando uma presença de argilominerais nesse intervalo (figura 58).

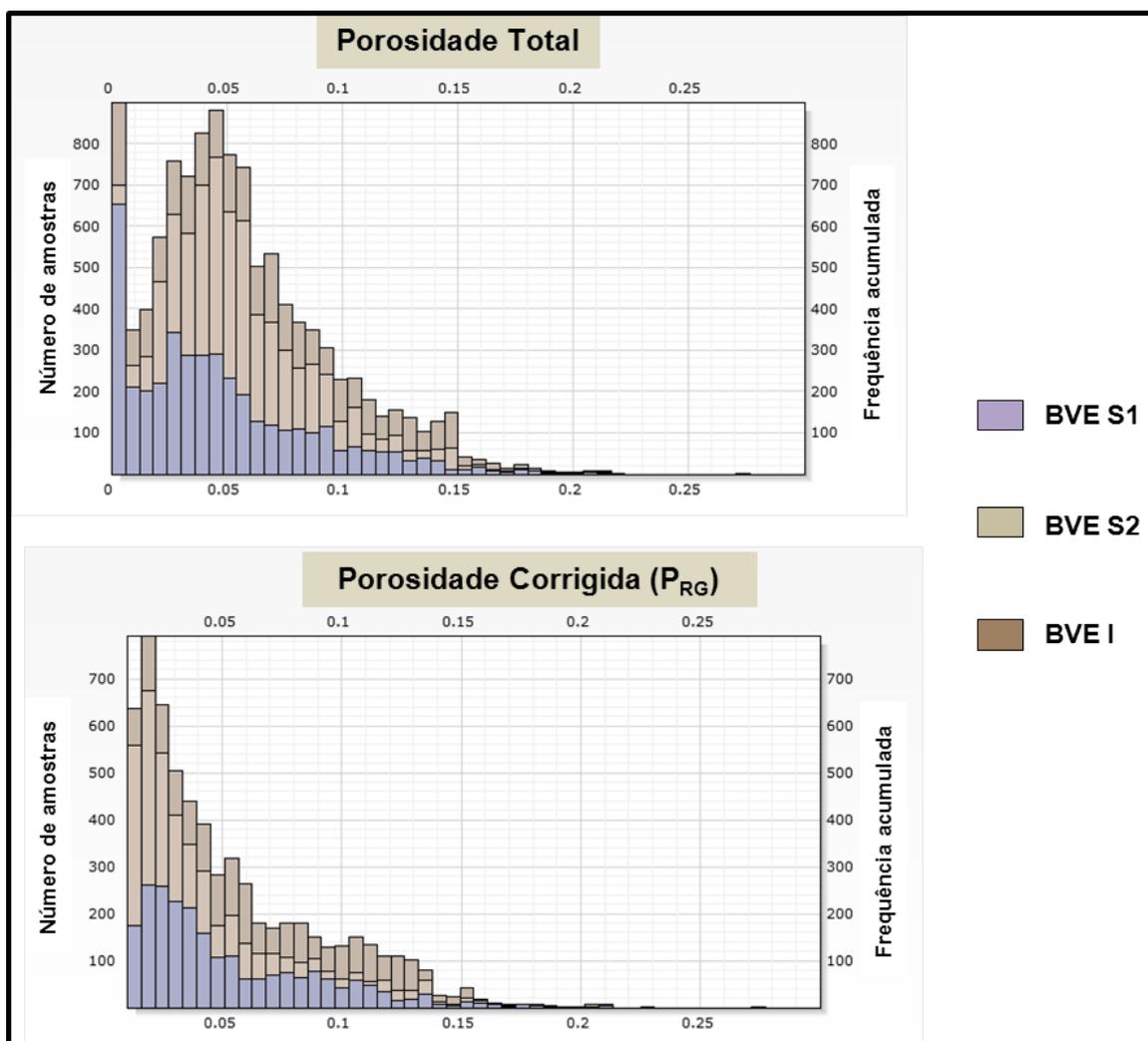


Figura 56 – Histogramas da Porosidade Total (acima) e da Porosidade Corrigida (P_{RG}) (abaixo), calculadas para os poços P1, P2, P3, P4 e P5, na zona Barra Velha. No gráfico abaixo foram retiradas as amostras com valor de Porosidade Corrigida igual à zero para otimizar a visualização do histograma.

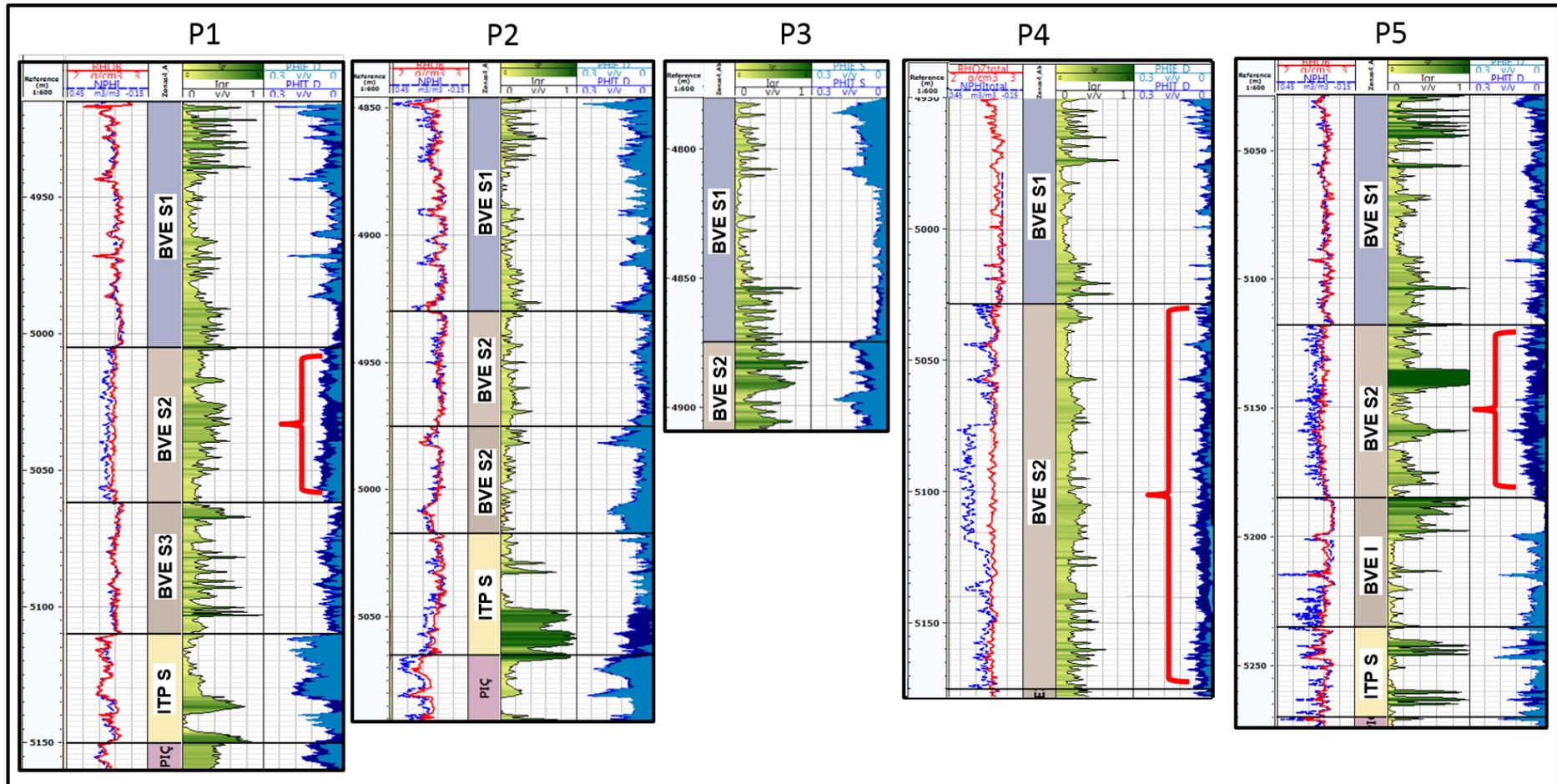


Figura 57 - Perfis dos poços P1 a P5 destacando a grande diminuição da porosidade corrigida (P_{RC}) nos poços P1, P4 e P5.

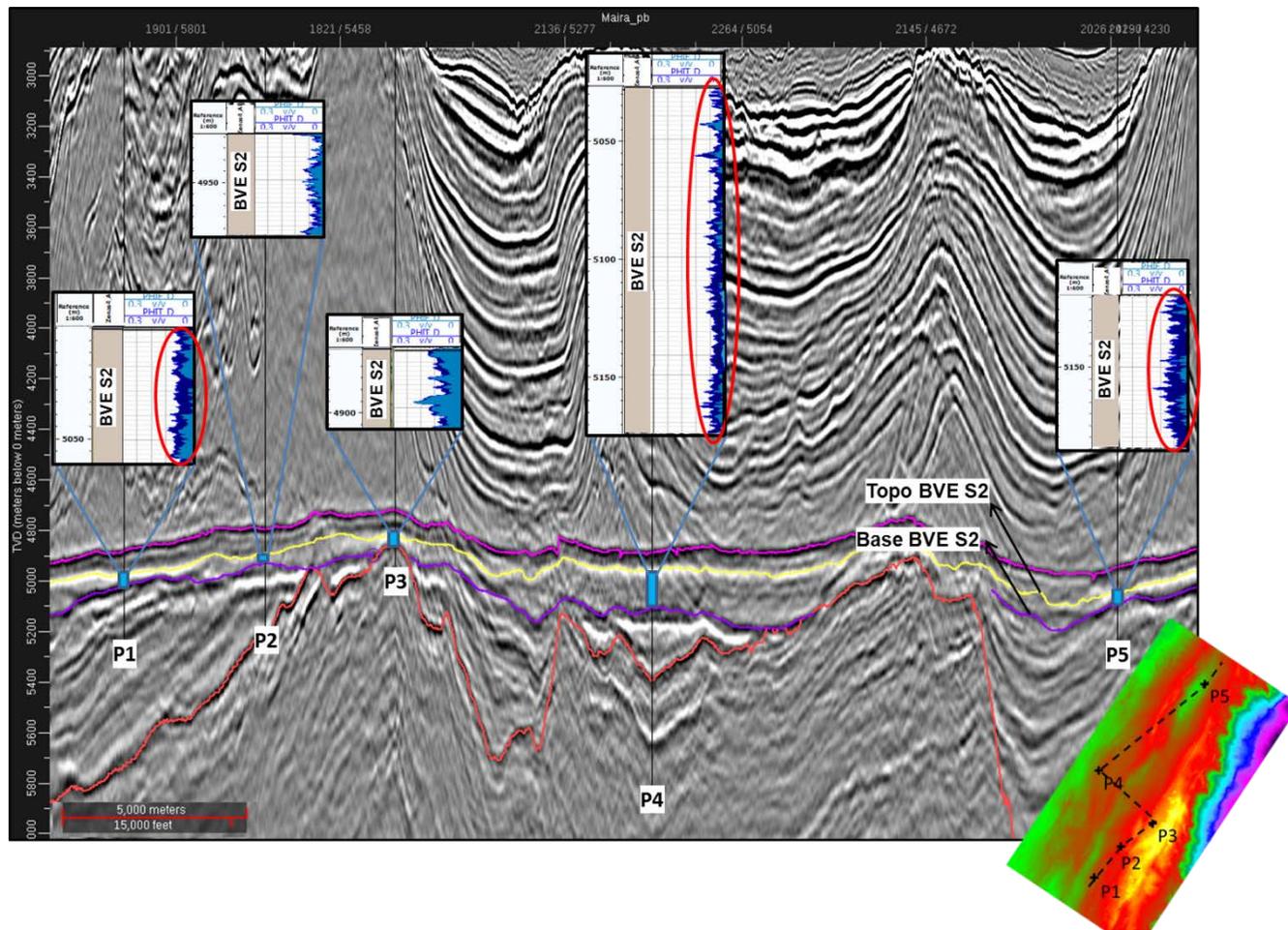


Figura 58 - Seção sísmica passando pelos poços P1 a P5, com os perfis de porosidade total e corrigida (P_{RG}). Em vermelho destaque para os intervalos com grande diminuição da porosidade corrigida (P_{RG}) em comparação com a porosidade total. No mapa, o horizonte de base do sal, com os altos estruturais representados pelas cores quentes (amarelo) e os baixos pelas frias (azul). Observar que os baixos valores de porosidade corrigida (P_{RG}) estão associados aos poços que alcançam as feições mais abatidas estruturalmente.

-Análise de Permeabilidade

A permeabilidade foi calculada conforme descrita no capítulo de métodos a partir da porosidade, utilizando a fórmula de Wyllie-Rose (1950) com os parâmetros de Timur (1968).

No relatório final de perfuração dos poços P1 e P11 encontram-se valores de permeabilidade de testes realizados, o que torna possível a calibração do perfil de permeabilidade calculado (figuras 59 e 60).

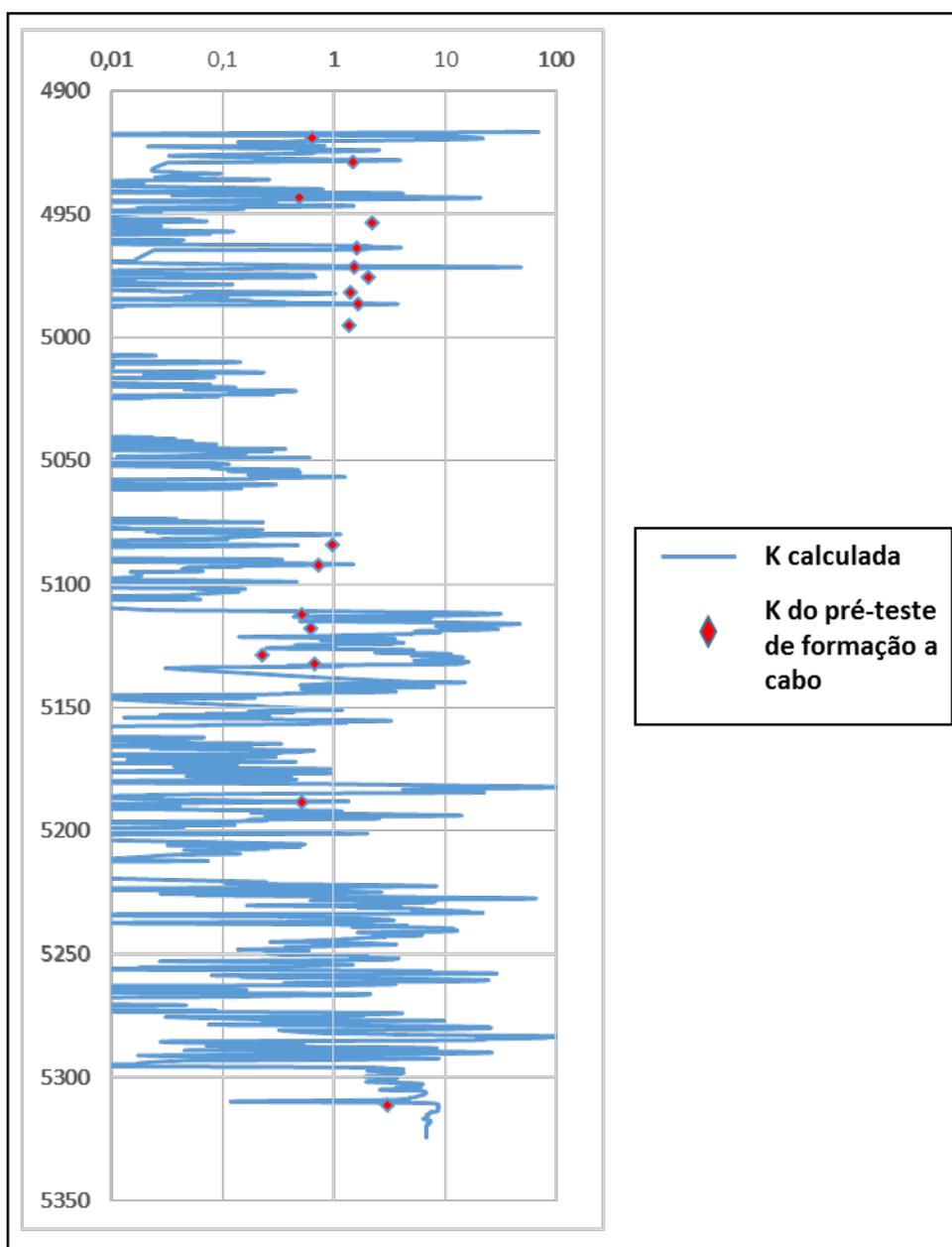


Figura 59 - Perfil de permeabilidade calculado a partir da porosidade no poço P1. Os pontos em vermelho são valores de permeabilidade resultantes do pré-teste de formação a cabo no poço.

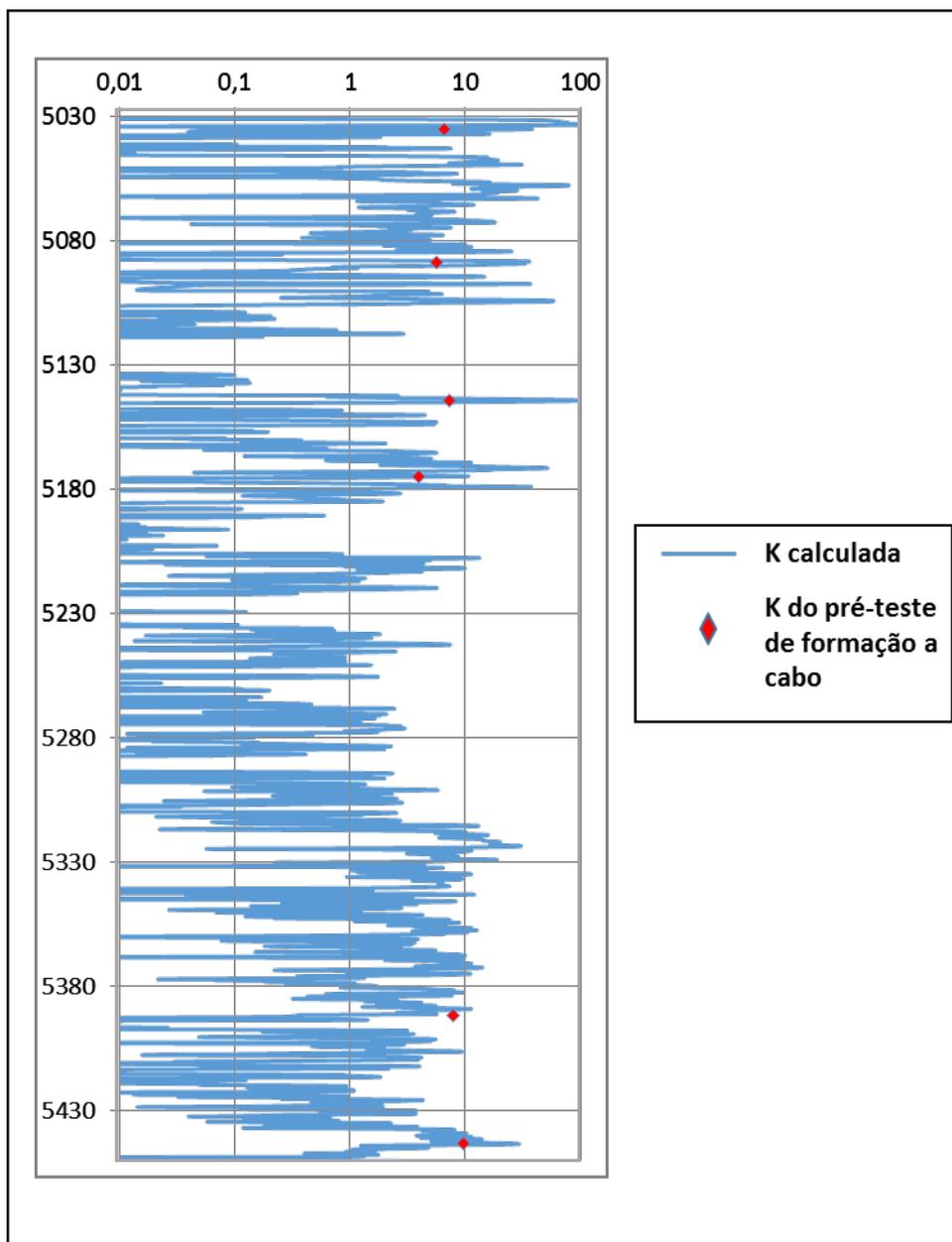


Figura 60 - Perfil de permeabilidade calculado a partir da porosidade no poço P11. Os pontos em vermelho são valores de permeabilidade resultantes do pré-teste de formação a cabo no poço.

Pode-se dizer que os valores de permeabilidade calculados a partir dos perfis se aproximam dos valores do pré-teste de formação a cabo descritos nas pastas de poço. Porém, como muitos pontos apresentam grandes diferenças e como essa propriedade representa um parâmetro dinâmico que depende da temperatura, optou-se por não utilizar os dados de permeabilidade neste estudo.

-Cálculo de saturação de água

O modelo para cálculo de saturação de água (S_w) utilizado foi o proposto por Archie (1942), pois este é aceito pela comunidade de geocientistas para o cálculo de S_w em reservatórios carbonáticos.

Os valores de **a**, **m** e **n** utilizados foram retirados de pasta de poço para reservatórios aptianos, e são, respectivamente 1, 2.1 e 2.55. O valor de R_w (resistividade da água de formação) conhecido para a área é de aproximadamente 0,028 ohm.m, na temperatura de 80°C.

Após a geração da curva de saturação de água utilizou-se o método descrito em Contreras e Castro (2012) para a determinação dos valores de corte de saturação de água. Os autores sugerem a geração de um gráfico cruzado entre resistividade (ILD) e saturação de água (S_w). Neste gráfico, inicia-se inserindo o menor valor de resistividade na zona de óleo, então se projeta esse valor sobre a linha de tendência da nuvem de pontos e a partir desse ponto se prolonga uma linha vertical até o eixo X, onde é medida a saturação máxima de água que o reservatório produz. Sobre o mesmo gráfico estima-se a saturação de água irreduzível gerando uma linha vertical onde os dados tornam-se assintóticos ao eixo Y.

O gráfico descrito no método acima, utilizando cinco poços na área do cubo sísmico 3D, encontra-se ilustrado na figura 61, sobre o qual é definido o menor valor de resistividade na zona de óleo em 30 ohm.m, e estima-se duas curvas para delimitar a nuvem de pontos. A mais conservadora, em vermelho, estima o valor de corte de S_w em 30% e a mais otimista, em amarelo, o estima em 50%, ambas com valor de água irreduzível de 8%. O valor mais conservador foi o escolhido neste trabalho.

A figura 62 exemplifica os perfis calculados na petrofísica: Índice de Raio Gama (I_{gr}), Porosidade Total (PHIT), Porosidade Corrigida (P_{RG}) e Saturação de Água (S_w).

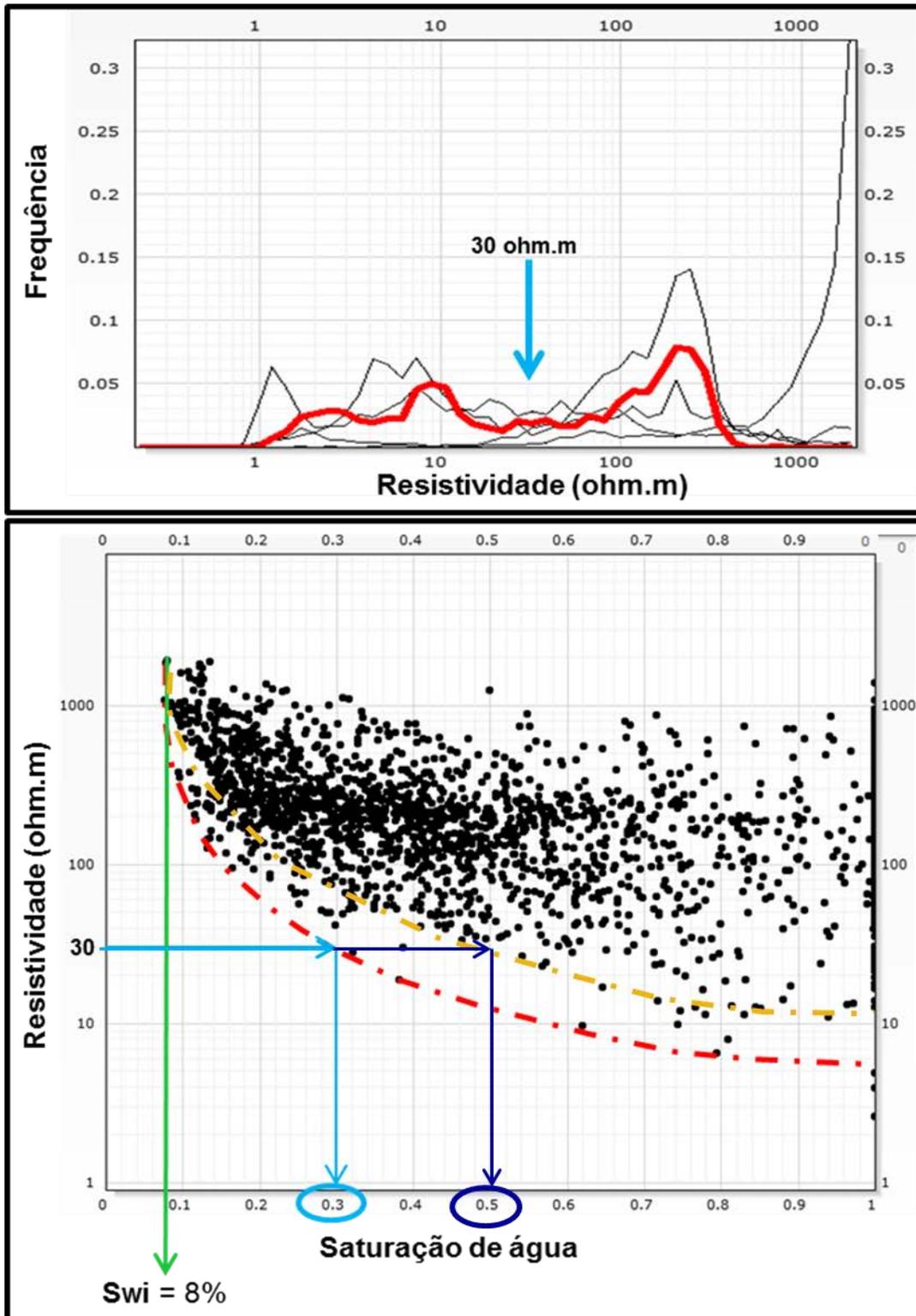


Figura 61 - Metodologia descrita por Contreras e Castro (2012) e utilizada neste trabalho para a definição do valor de corte de Saturação de água. Acima, histograma da resistividade para os poços P1, P2, P3, P4 e P5, com definição do mínimo valor de resistividade de produção de óleo em 30 ohm.m. Abaixo, gráfico cruzado entre resistividade e saturação de água para a zona BVE S1 dos mesmos poços, determinando o valor de corte de saturação de água entre 30% e 50% e saturação de água irreduzível de 8%.

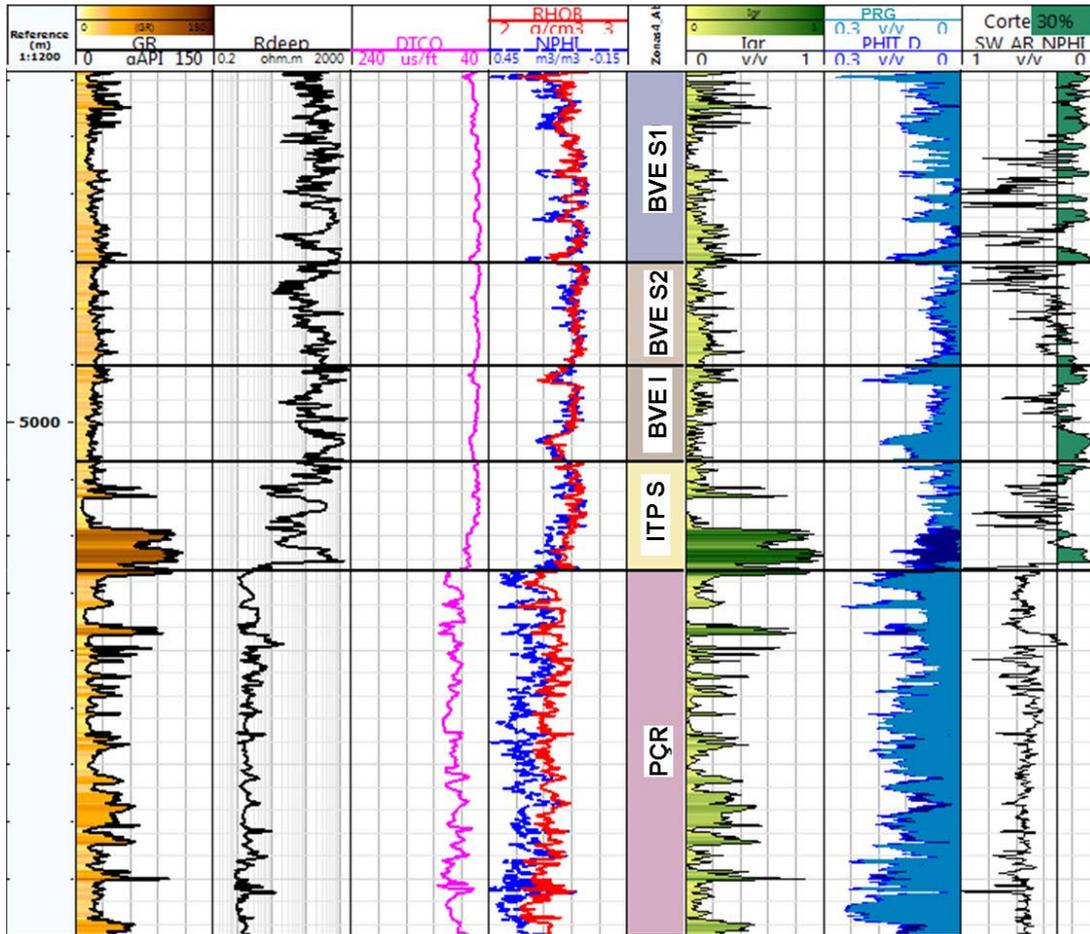


Figura 62 - Perfil do poço P2 para exemplificar os perfis calculados (Igr, P_{RG} , PHIT e Sw).

4.2.3 Cubo 3D de Impedância Acústica

Como primeiro passo para a inversão acústica realizou-se o estudo de viabilidade, no qual se buscou verificar se os valores de impedância acústica calculados no poço correspondiam diretamente à porosidade da rocha. Ao gerar o gráfico cruzado entre a porosidade e a impedância acústica observou-se que alguns pontos possuem tendência diferente nessa relação. Analisando essa tendência diferente verificou-se que eles correspondem aos pontos da zona BVES2 nos poços P1, P4 e P5, exatamente os poços com porosidade corrigida (P_{RG}) calculada muito mais baixa nessa zona e a zona PÇR (rochas siliciclásticas) em todos os poços.

Na figura 63, estão ilustradas as duas tendências na relação porosidade e impedância acústica, colorido por porosidade corrigida (acima) e por poços

(abaixo). Observa-se que ao selecionar os pontos da tendência ficam excluídos os pontos da Formação Piçarras e a zona BVE S2 dos poços P1, P4 e P5, o que indica que nesses poços a zona BVE S2 apresenta características diferentes, com porosidade menor para um mesmo valor de impedância acústica quando comparados aos outros poços ou zonas. Essa diferença na relação porosidade x impedância acústica deve ser considerado no momento da interpretação do cubo sísmico 3D de inversão acústica.

Tanto o cálculo da porosidade corrigida (P_{RG}), quanto o estudo de viabilidade da inversão acústica ressaltaram que a zona BVE S2 apresenta características diferentes nos poços P1, P4 e P5.

Uma alternativa para correção dessa duplicidade na relação das propriedades poderia ser um estudo de inversão elástica, que considera as propriedades elásticas da rocha, e verificar como é a resposta da impedância neste caso.

Após o estudo de viabilidade foi gerado um modelo sólido (Figura 64), que é o arcabouço estrutural e estratigráfico no qual as propriedades de baixa frequência dos poços serão extrapoladas.

A partir dos poços, as propriedades de baixa frequência são distribuídas no modelo sólido para gerar o modelo de baixa frequência (figura 65), utilizado no processo de inversão. Foram utilizados os poços P1, P2, P3, P4 e P5 e os horizontes Base do Sal, Topo da zona BVEI, Topo da Formação Piçarras e Topo da Formação Camboriú, mapeados em tempo.

Com o modelo de baixa frequência pronto iniciou-se o processo de inversão sísmica, objetivando um cubo 3D de impedância acústica como resultado (figura 66).

Apesar do bom resultado da inversão acústica, a área de influência dos poços ficou marcada e é evidenciada nos mapas de extração de atributos. Buscando minimizar os ruídos causados pela baixa frequência, optou-se pelo uso do dado com banda de frequência filtrada na frequência do dado sísmico original, eliminando frequências abaixo de 7Hz.

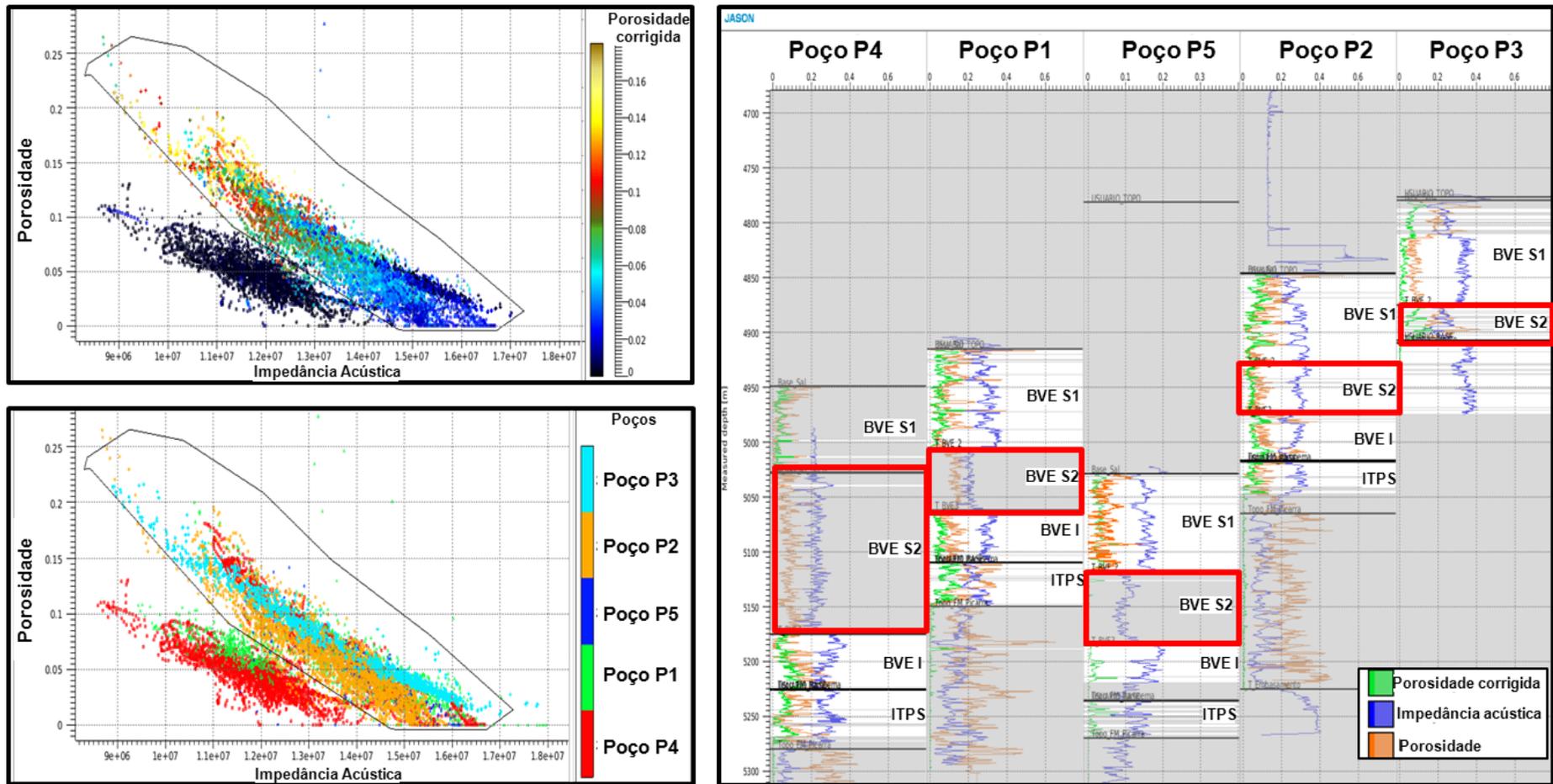


Figura 63 – Estudo de viabilidade para inversão acústica. Na esquerda o gráfico cruzado da Impedância acústica pela Porosidade, indicando a duplicidade dos valores de porosidade respondendo a uma mesma impedância acústica. Na direita estão os perfis para cada poço, e em branco os pontos selecionados no gráfico cruzado. Em vermelho está marcada a zona BVE S2 em todos os poços e observa-se que essa zona nos poços P1, P4 e P5 não se encontra na seleção, ou seja, apresenta menores valores de porosidade para um mesmo valor de impedância acústica quando comparado aos outros poços.

Na figura 67 é possível observar os mapas de amplitude instantânea extraídos do cubo de Impedância acústica à esquerda e impedância acústica filtrado à direita. No primeiro é possível observar a marca da área de influência dos poços, enquanto no segundo esse efeito é suavizado.

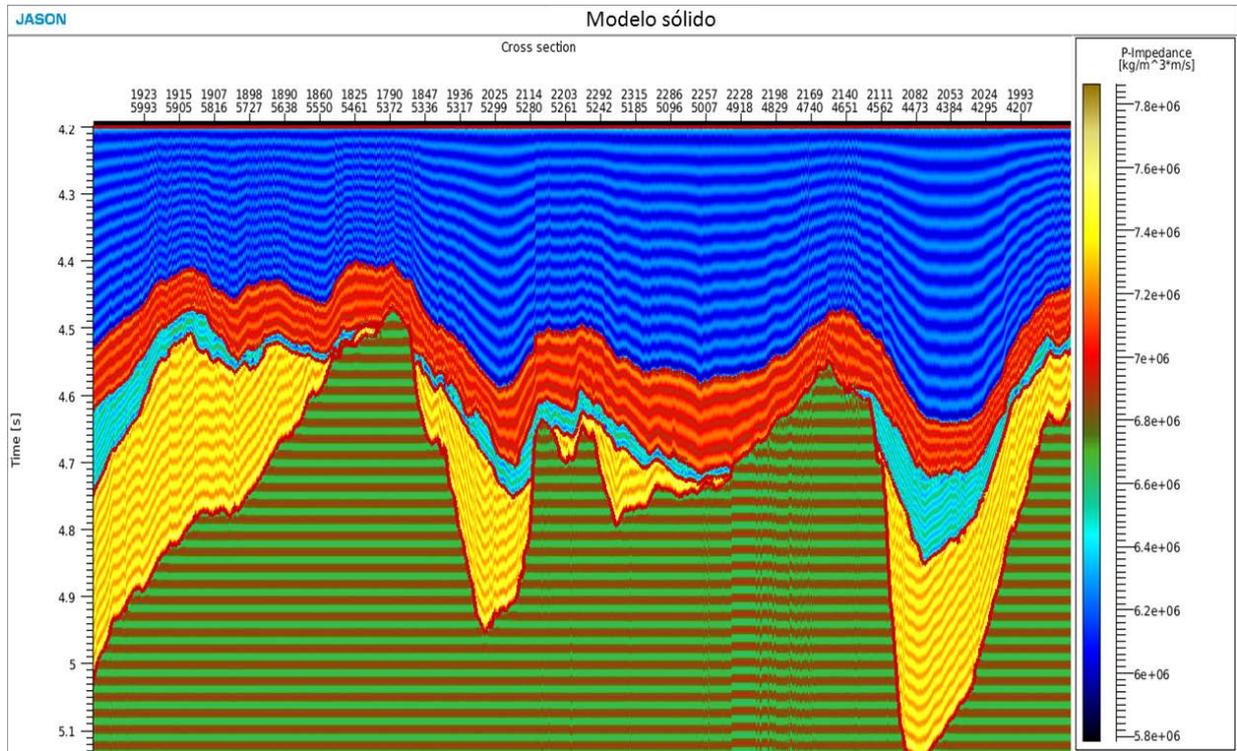


Figura 64 – Modelo sólido para distribuição das propriedades de baixa frequência para a inversão acústica.

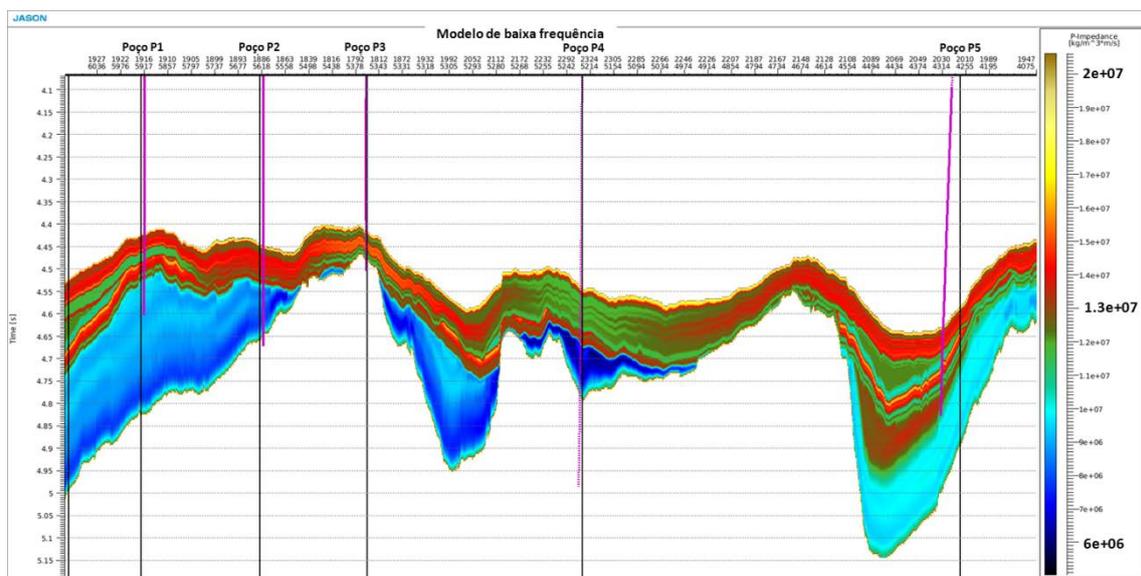


Figura 65 – Modelo de baixa frequência da Inversão acústica, utilizando os poços P1, P2, P3, P4 e P5.

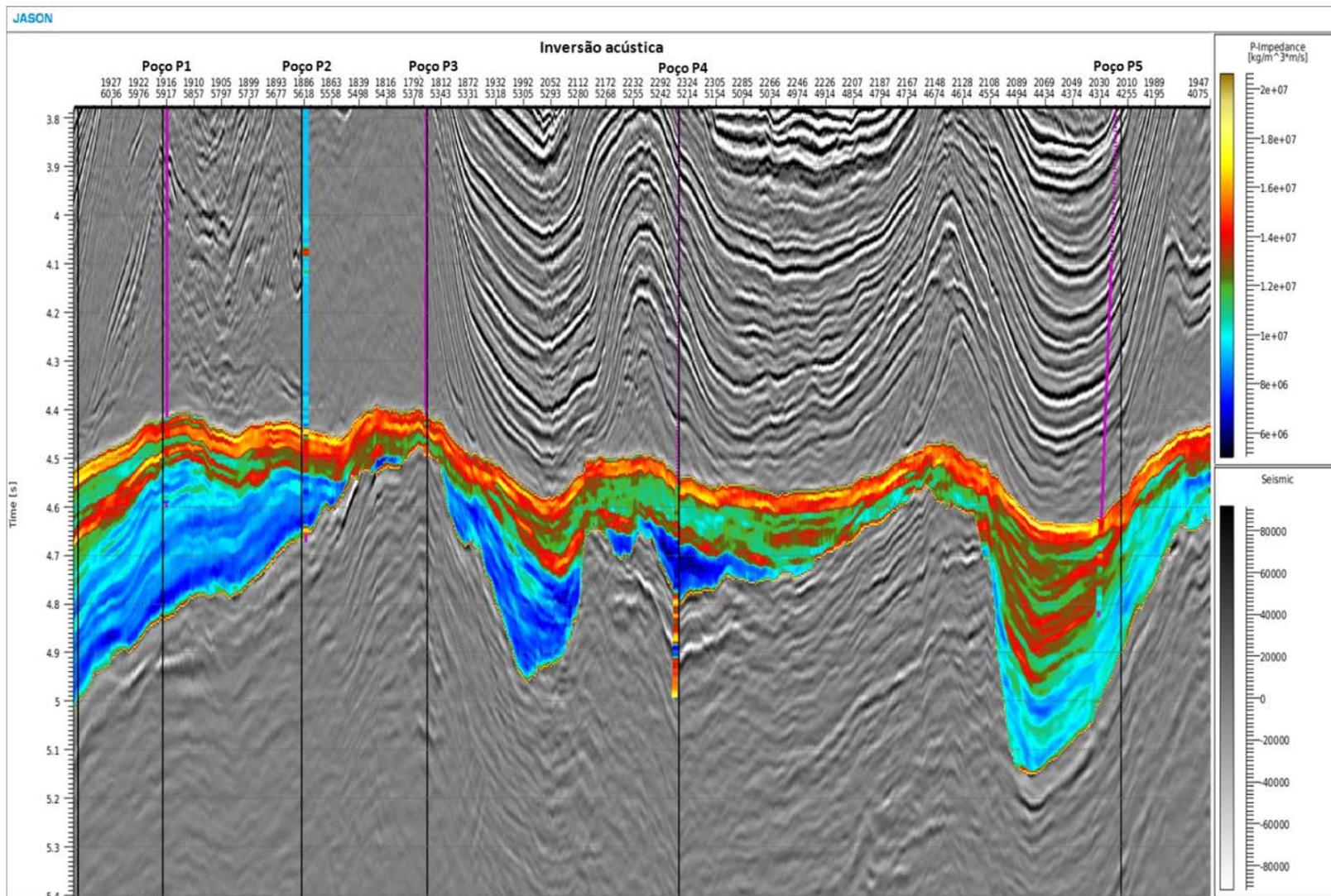


Figura 66 - Seção sísmica com o cubo de inversão acústica, passando pelos poços P1, P2, P3, P4 e P5.

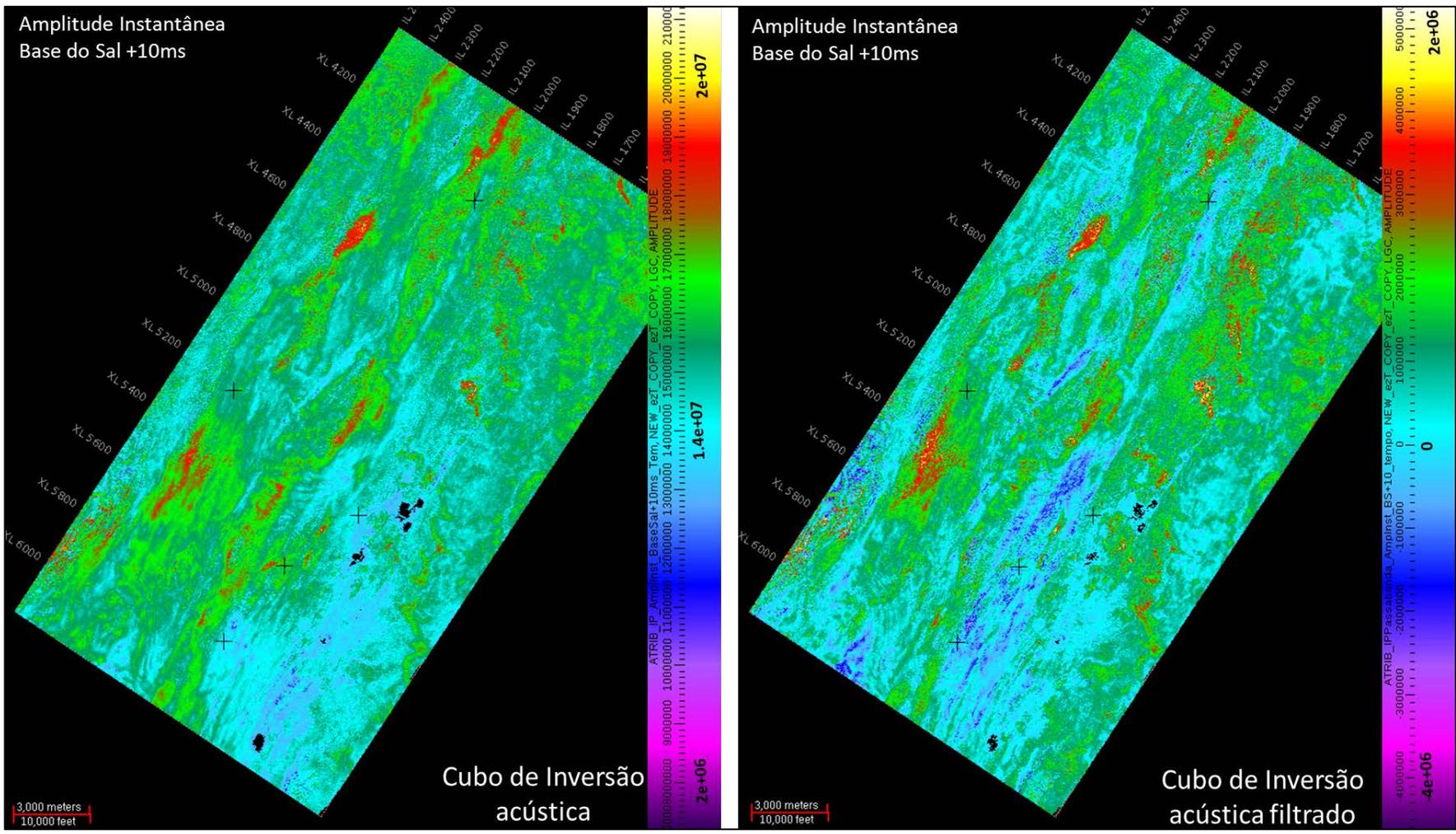


Figura 67 – Amplitude Instantânea do horizonte de base do sal +10ms extraída do cubo de impedância acústica (esquerda) e do cubo de Impedância acústica filtrado (direita). No mapa a esquerda observa-se anomalias causadas pela área de influência dos poços, menos evidente no mapa da direita.

4.2.4 Análise de atributos sísmicos

Antes de iniciar a análise dos atributos é importante ressaltar que na área de estudo as camadas de sal (Formação Ariri) estão altamente deformadas pela halocinese, causando grandes variações de velocidades no dado. Essa complexidade na estrutura dos domos pode causar problemas de iluminação e imageamento no dado sísmico, o que foi corrigido ou atenuado durante o processamento.

Como uma etapa de controle da qualidade do dado utilizado, foi gerado um mapa de amplitude instantânea na base do sal com as curvas do topo do sal em tempo. Observa-se que os valores de maior amplitude estão associados aos altos nos domos de sal (figura 68). A forma dos domos favorece a iluminação nas áreas abaixo dos topos, as quais apresentam geometria convexa, e recebem portanto uma amostragem maior de raios, gerando falsos valores de amplitude.

Buscando identificar áreas de menor confiabilidade no imageamento sísmico, calculou-se o mapa da primeira derivada do topo do sal, que ressalta regiões côncavas, com variação lateral de velocidade, fato que poderia causar problemas de iluminação nas camadas abaixo (Figura 69).

Um cenário ideal para a análise quantificada dos atributos sísmicos é aquele em que a variação de amplitude reflita apenas variações de propriedades na rocha e não variação na taxa de iluminação. Dessa forma, para a análise dos mapas gerados é preciso considerar este problema de iluminação na interpretação da distribuição de propriedades.

Os atributos sísmicos que melhor responderam às propriedades da rocha foram Soma Negativa de Amplitudes, Amplitude Máxima Negativa e RMS (*Root Mean Square*) no dado Passabanda e Média das Amplitudes, Soma Positiva e RMS calculados no dado de amplitude. Porém, as melhores correlações foram obtidas a partir dos atributos de RMS e Amplitude Máxima Negativa extraídos do dado Passabanda, para as propriedades de densidade e porosidade, respectivamente.

O atributo de Amplitude Máxima Negativa extrai o máximo valor negativo de impedância na janela de extração, e o RMS corresponde à raiz quadrada da média dos quadrados de todos os valores de amplitude de uma determinada zona. Neste último, como os valores são elevados ao quadrado antes do cálculo da média, o resultado é mais sensível a valores extremos de amplitude.

As análises sobre o estudo de atributos foram realizadas sempre com o dado sísmico 3D em tempo, e podem ser separadas em qualitativas e quantitativas.

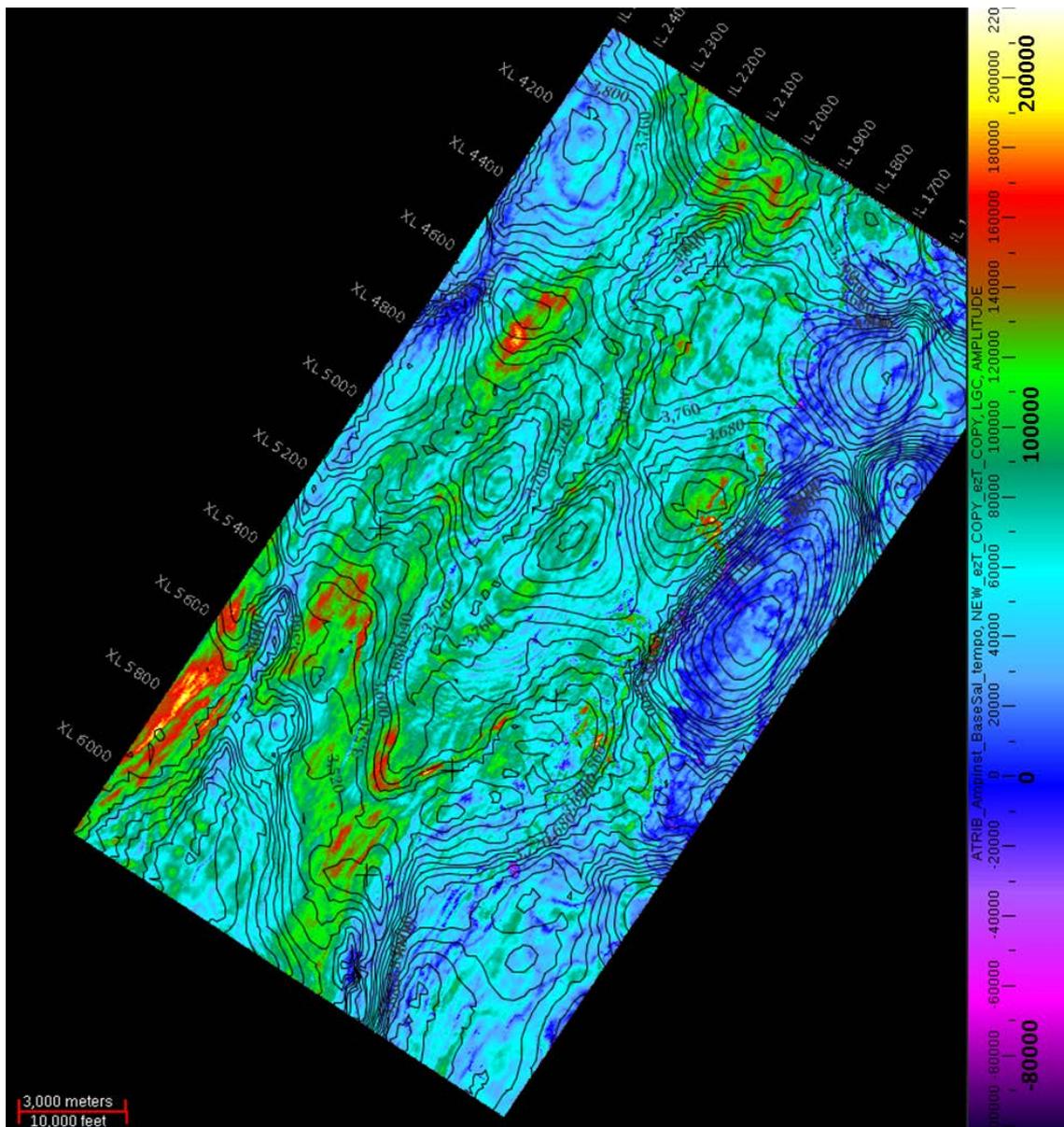


Figura 68 – Amplitude instantânea da base do sal com o contorno estrutural do topo do sal em tempo.

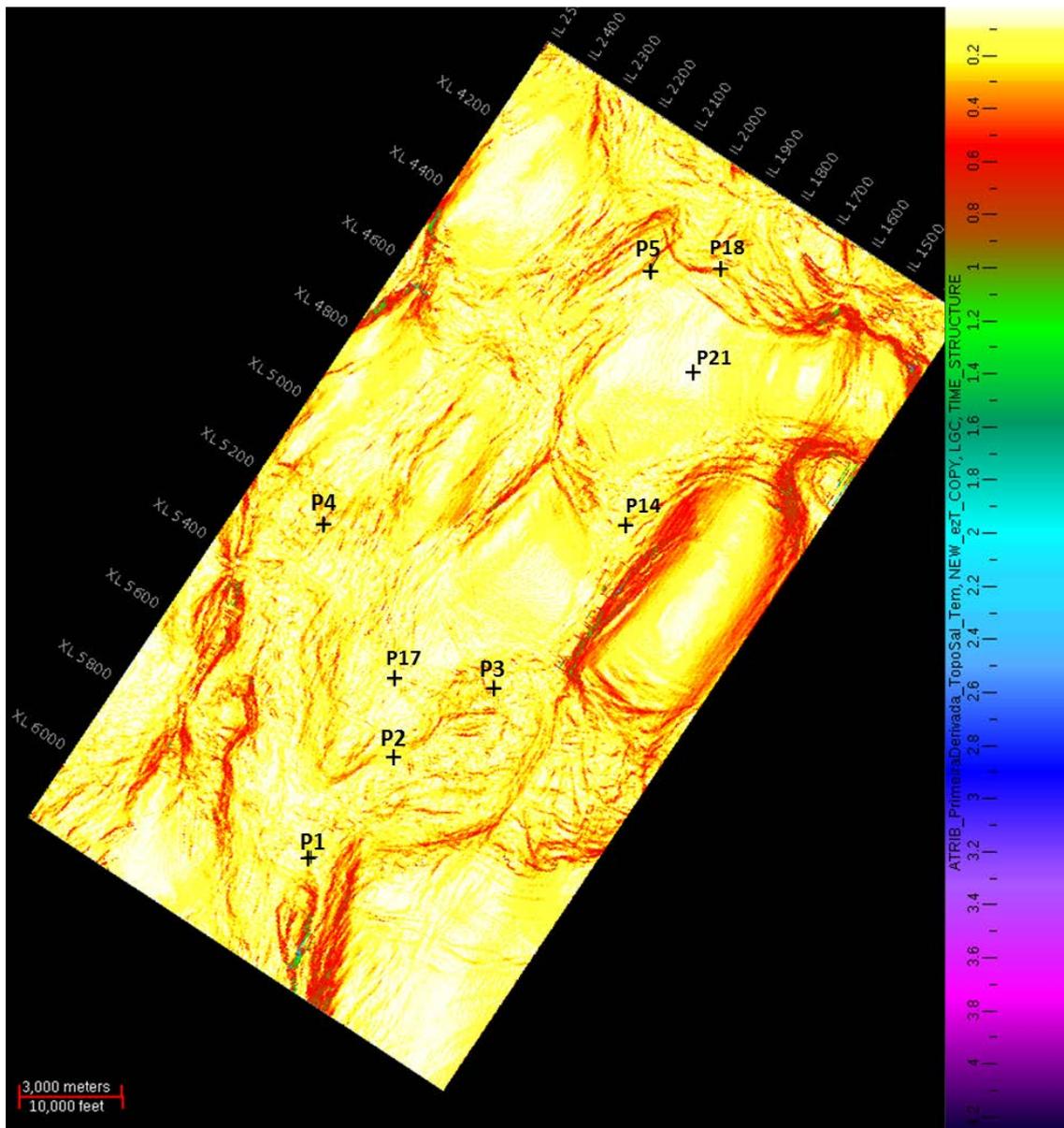


Figura 69 - Mapa de derivada do topo do sal. Em vermelho estão as áreas com maior possibilidade de apresentar problemas de imageamento.

4.2.4.1 Análise qualitativa de mapas de atributos em tempo

Para a análise qualitativa foram observados os atributos calculados para todas as zonas, nas quais também foram gerados gráficos cruzados, que indicaram correlação dos valores de Nphi no poço com o atributo RMS para toda a zona BVE (figura 70), porém a pouca quantidade de pontos impossibilita uma análise estatística relevante para a correlação.

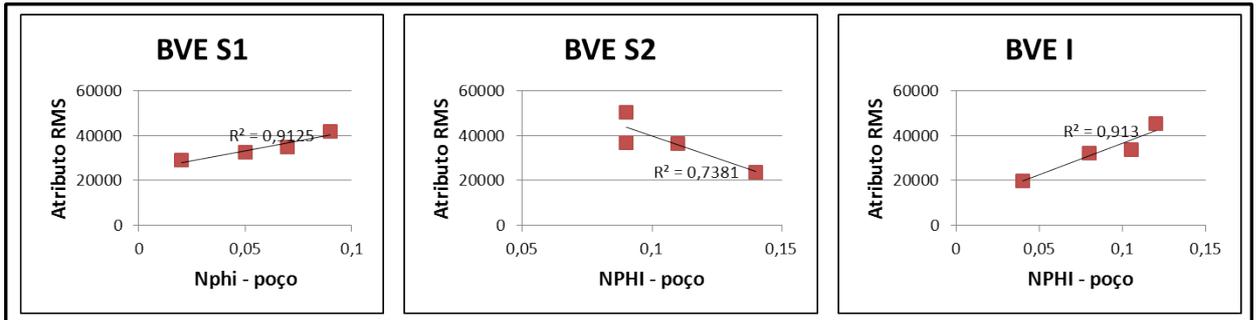


Figura 70 – Gráficos cruzados relacionando a propriedade porosidade (do perfil nphi) com o atributo RMS para as zonas BVE S1, BVE S2 e BVE I.

Dessa forma, o estudo foi realizado pela observação da distribuição em área de diversos atributos. Os melhores resultados foram os atributos RMS e Média aritmética, associados à porosidade e densidade.

Nos mapas de atributo de RMS calculados para as zonas BVE S2, BVE I e ITP observa-se uma dispersão de direção NE-SW das anomalias (figura 71), coincidindo com a tendência principal das falhas na área, com os maiores valores no alto oeste.

Para os mapas de média aritmética, observados na figura 72, para as zonas BVE S2 e ITP, os maiores valores de anomalia se encontram no alto leste da área, enquanto na zona BVE I as anomalias são mais fortes no alto oeste, ressaltando uma feição de direção N-S.

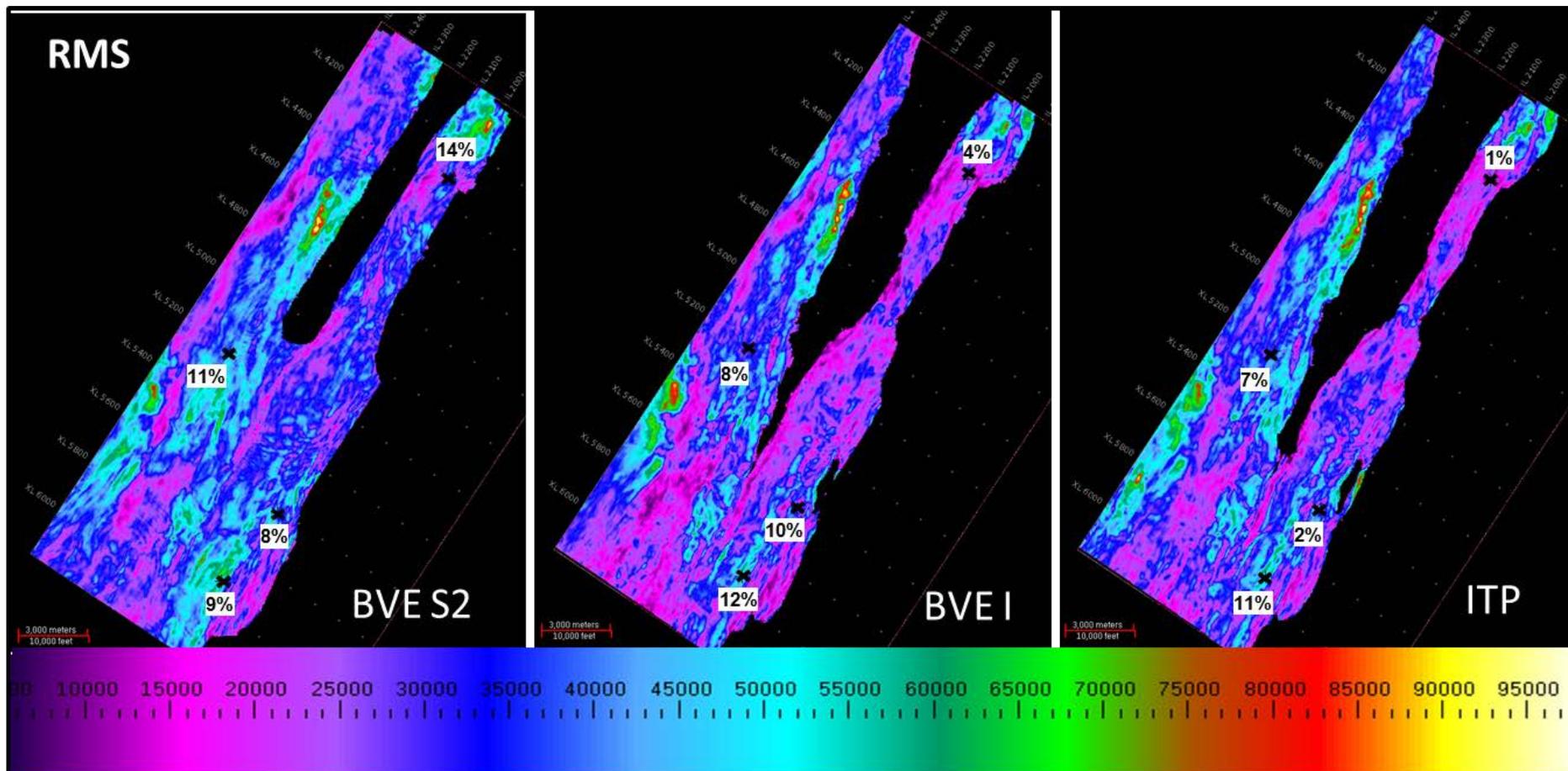


Figura 71 – Atributo RMS extraído do dado de amplitude com os valores de porosidade total do perfil de Nphi, para as zonas BVE S2, BVE I e ITP.

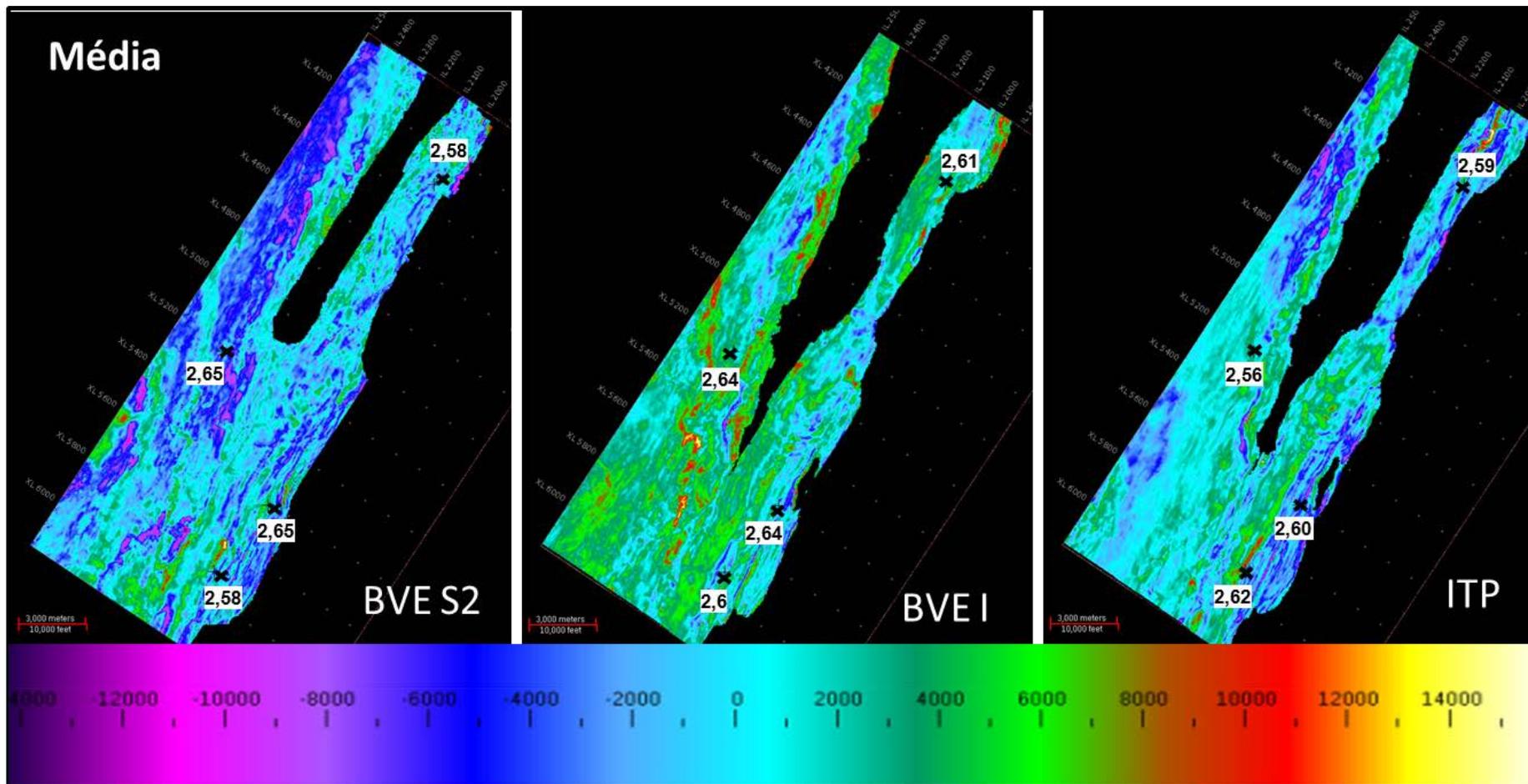


Figura 72 – Atributo de Média aritmética extraído do dado de amplitude com os valores de densidade (em g/cm^3), para as zonas BVE S2, BVE I e ITP.

4.2.4.2 Análise quantitativa de mapas de atributos em tempo

A análise quantitativa foi realizada na zona BVE S1. Esta zona foi selecionada por dois motivos principais, primeiramente por estar presente em todos os poços disponíveis na área do cubo sísmico 3D, e segundo por apresentar uma única tendência de correlação entre a impedância e a porosidade, verificada no estudo de viabilidade da inversão acústica (figura 63).

Para aumentar o número de pontos de amostragem no gráfico cruzado foram aplicados dois métodos:

- Criação de horizontes intermediários (subdivisão do reservatório), a partir da base do sal somando janelas de 10ms;
- Interpretação de um horizonte intermediário seguindo um refletor positivo entre o topo e a base da zona BVE S1.

Os resultados gerados pelos dois métodos foram coerentes, como já era esperado, mas não totalmente iguais. As melhores correlações foram obtidas pelo segundo método, ou seja, utilizando horizontes interpretados.

Como resultado, as melhores correlações, com valores de R^2 (coeficiente de correlação) acima de 0,7, foram encontradas com os atributos de RMS e Máxima Amplitude Negativa extraídos no dado Passabanda, respondendo às propriedades de Densidade e Porosidade, respectivamente.

As figuras 73 e 74 apresentam os gráficos cruzados com as melhores correlações dos atributos sísmicos com as propriedades da rocha.

A densidade apresentou melhor correlação com o atributo RMS extraído do cubo sísmico Passabanda, com os maiores valores do atributo correspondendo aos maiores valores na densidade. O valor de R^2 é de 0,8983. Já a porosidade apresentou melhor correlação com o atributo de Máxima Amplitude Negativa extraído no cubo Passabanda, com os maiores valores de porosidade relacionados aos maiores valores negativos de impedância no dado sísmico. Essa relação apresenta valor de R^2 de 0,7169.

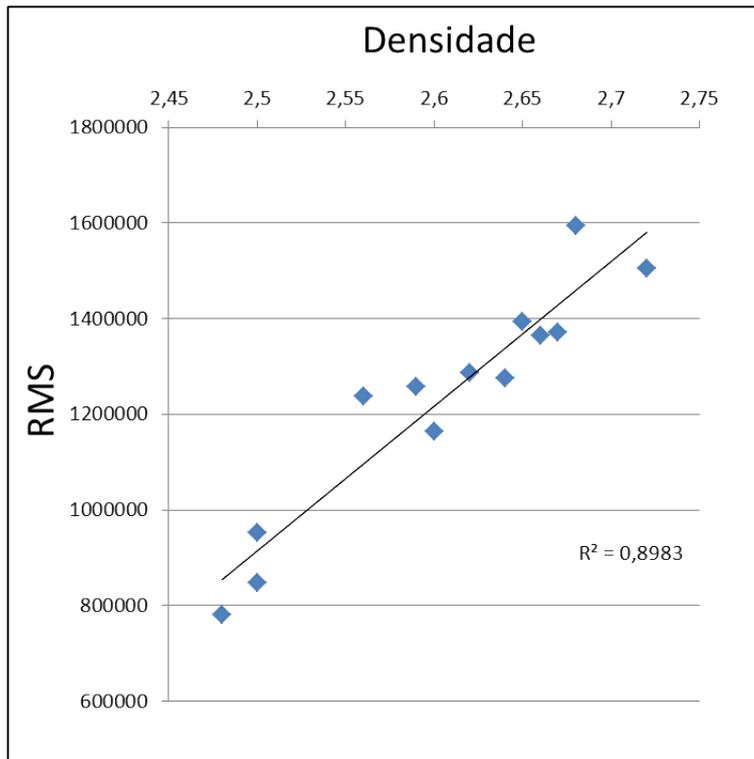


Figura 73 – Gráfico cruzado entre o atributo RMS extraído no cubo Passabanda e a densidade.

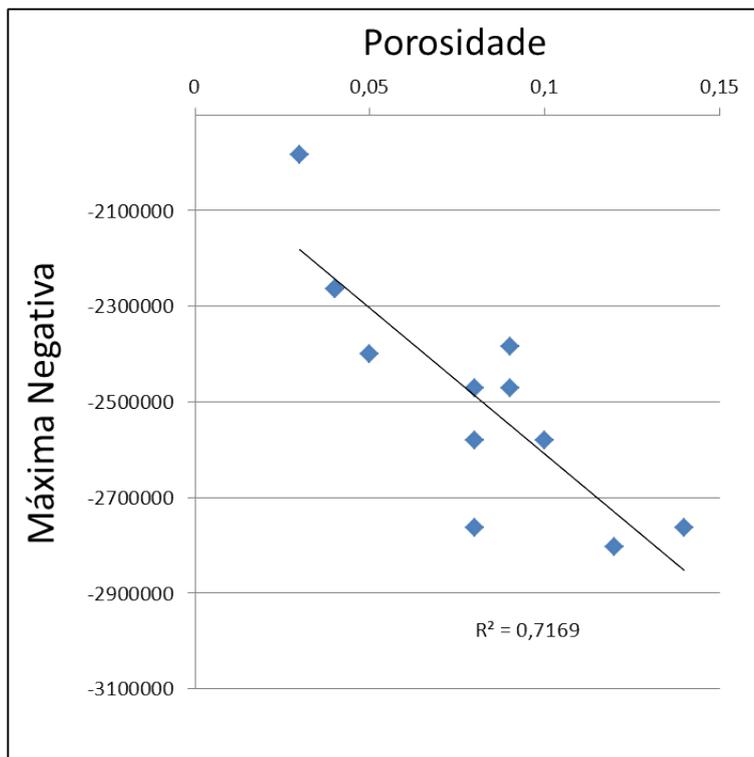


Figura 74 – Gráfico cruzado entre o atributo Máxima Amplitude Negativa extraído no cubo Passabanda e a porosidade.

4.2.5 Mapa de distribuição de pseudopropriedades

A partir dos gráficos cruzados, com as melhores correlações entre as propriedades e os atributos, foram calculadas inversões da equação da reta de tendência.

No caso da densidade, essa é a equação da reta de correlação:

$$y = 3024280x - 646195,$$

Onde y é o valor do atributo e x é o valor da densidade.

Isolando x ,

$$x = \frac{y + 6646195}{3024280}$$

Dessa forma, o mapa de distribuição de pseudodensidade para a zona BVE S1 pode ser observado na figura 75.

Para a porosidade, essa é a equação da reta de correlação:

$$y = -6092039x - 1999637,$$

Onde y é o valor do atributo e x é o valor da porosidade.

Isolando x ,

$$x = \frac{-1999637 - y}{6092039}$$

Assim, o mapa de distribuição de pseudoporosidade para a zona BVE S1 pode ser observado na figura76.

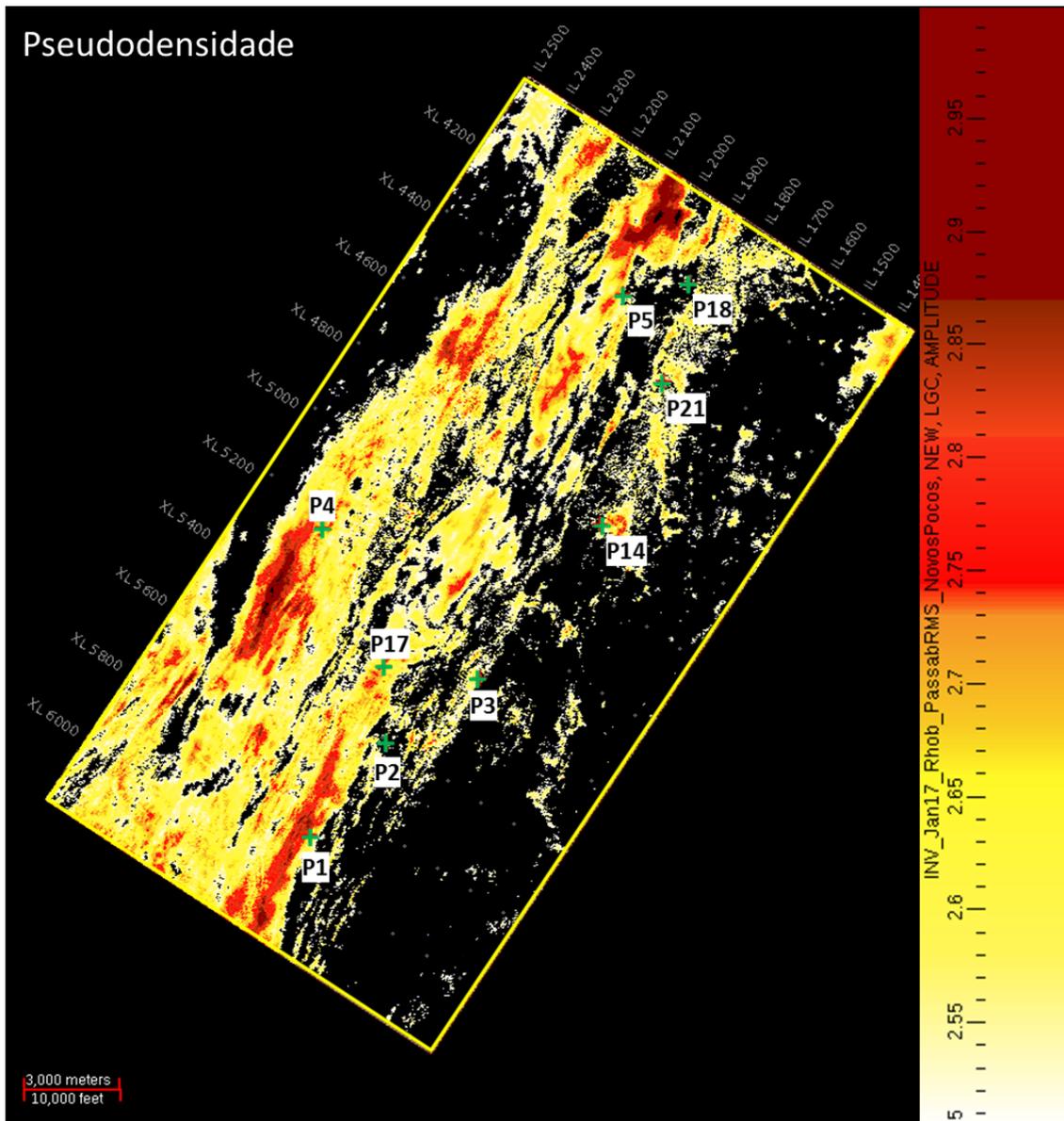


Figura 75 – Pseudodensidade calculada por meio de inversão da equação da reta de correlação com o atributo RMS. *Cutoff* de 2.5 g/cm³ de densidade.

Analisando as figuras 75 e 76 verifica-se que a distribuição tanto da densidade quanto da porosidade segue a tendência principal das falhas, com direção NE-SW. Os valores anômalos, de alta densidade e porosidade aparecem coincidindo com os altos do topo do sal, o que pode indicar problema de imageamento do dado, com falseamento no valor das amplitudes. As áreas sem informação de pseudopropriedades nesses mapas estão associadas à valores anômalos de densidade e porosidade, causados por problemas de

imageamento no dado sísmico nessas áreas, que foram retirados dos mapas finais.

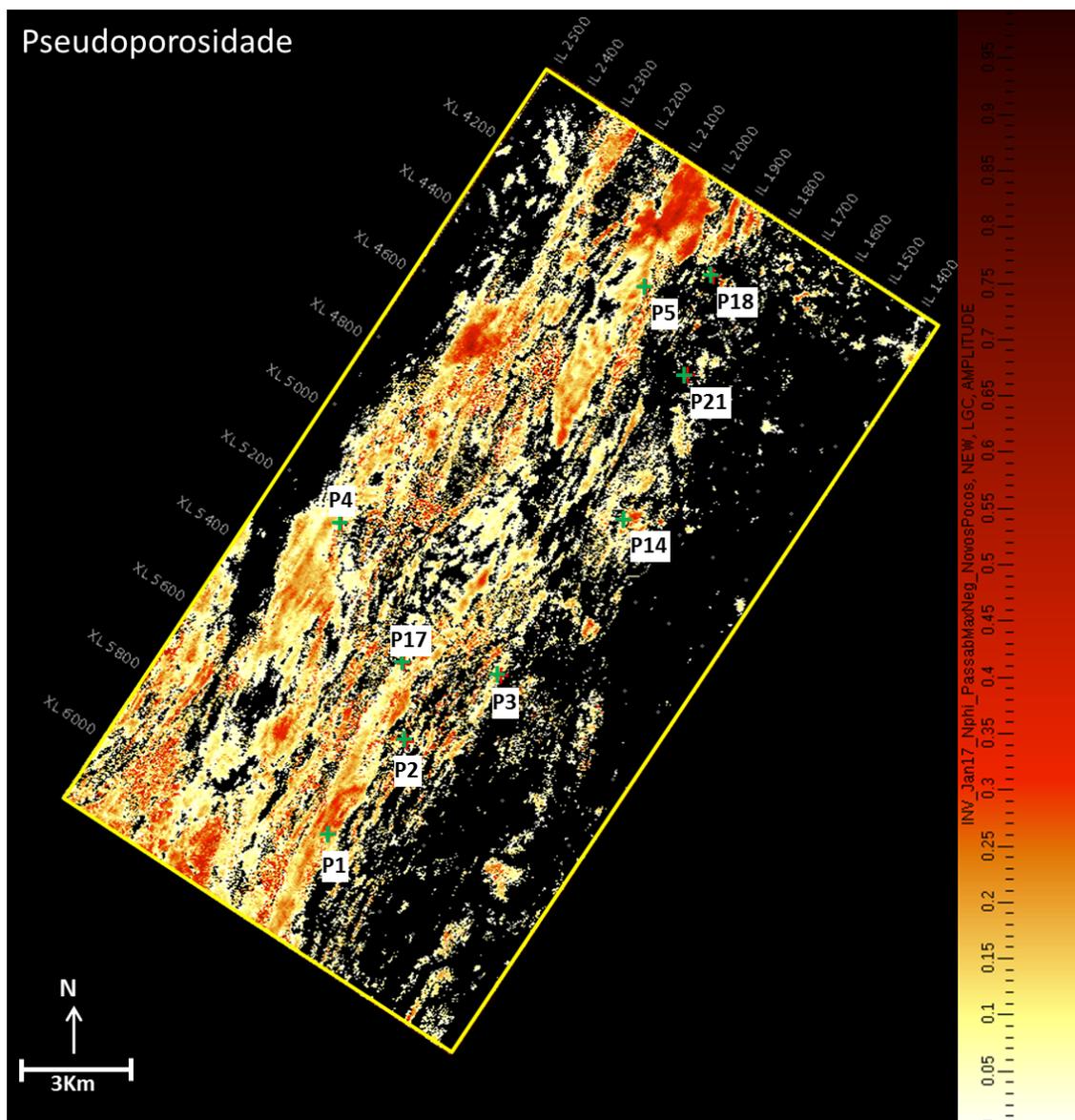


Figura 76 – Pseudoporosidade calculada por meio de inversão da equação da reta de correlação com o atributo de Máxima Amplitude Negativa. *Cutoff* de 0% de porosidade.

A figura 77 apresenta o mapa de pseudodensidade sobre o horizonte de topo do sal em tempo, com as falhas de direção NE-SW que compartimentalizam a área. A figura é utilizada para salientar os valores anômalos de pseudopropriedade nas regiões associadas aos picos dos diápiros de sal. Esses valores anômalos podem ter sido gerados por problemas de iluminação do dado sísmico, com maior amostragem de raios abaixo dos topos dos domos salinos, gerando uma maior amplitude nessas áreas.

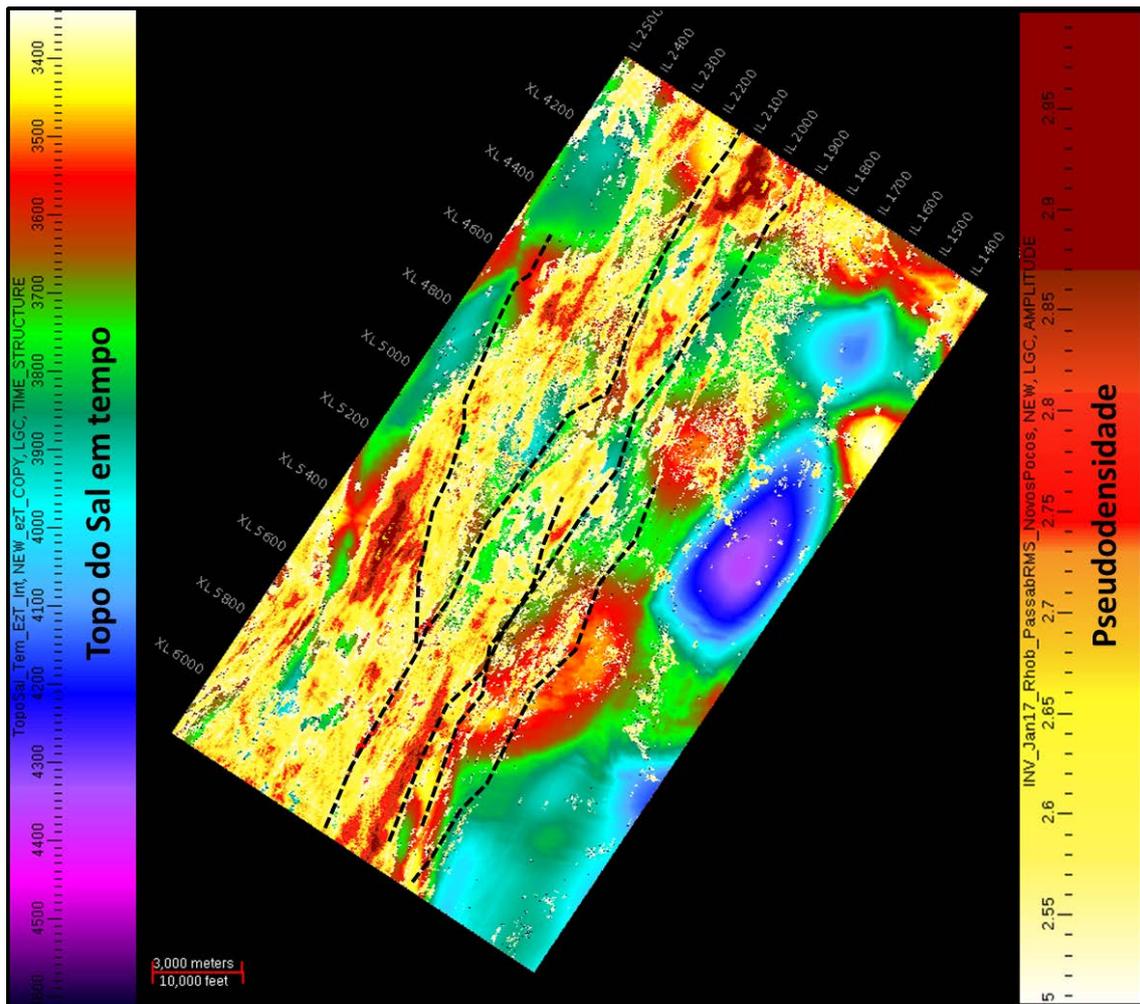


Figura 77 – Distribuição do mapa de pseudodensidade sobre horizonte de topo do sal em tempo. As linhas pontilhadas indicam as falhas de direção NE-SW que compartimentalizam a área.

5 CONCLUSÕES

A partir da correlação estratigráfica, utilizando perfis dos poços e a sísmica 3D quando disponível, foi possível dividir a coluna litológica do pré-sal na área em seis zonas: Barra Velha Superior 1 (BVE S1), Barra Velha Superior 2 (BVE S2), Barra Velha Inferior (BVE I), Itapema Superior (ITP S), Itapema Inferior (ITP I) e Piçarras (PÇR). Desta forma, nas seções estratigráficas geradas é possível observar o alto estrutural na porção Nordeste da área estudada e um baixo expressivo para sudoeste, com grande aumento da espessura principalmente das zonas Itapema Superior, Itapema Inferior e Piçarras.

A interpretação estrutural na área do cubo sísmico 3D indica que a área é dividida em três blocos de direção NE-SW, separados por falhas normais expressivas, com mergulho para SE.

O mapeamento estratigráfico permitiu a identificação de dez refletores que foram interpretados no cubo sísmico 3D, sendo seis deles abaixo da camada de evaporitos da Formação Ariri, com as cinco zonas estratigráficas bem definidas no dado sísmico. As isópacas indicam variações de espessura expressivas próximo aos planos de falhas, de aproximadamente 250m nas zonas BVE I e ITP e de 340m na zona PÇR. A forma das camadas nas zonas ITP e PÇR e o crescimento de seção indicam que as falhas estavam ativas no momento da deposição dessas sequências (falhas sindeposicionais) da fase rifte na abertura do oceano Atlântico. No caso da zona BVE I, o crescimento de seção é associado ao espaço de acomodação gerado pelo sistema de falhas ativo, no qual é criada uma condição ideal de lâmina de água e temperatura para evolução dos carbonatos, com posterior falhamento e rotação de blocos. Essas observações da zona BVE I podem justificar a possibilidade de indicá-la como também pertencente à fase rifte. Na zona BVE S2 é possível observar a presença de pequenas variações de espessura próxima aos planos de falhas, deixando em dúvida quanto à sua classificação. A pouca variação de espessura das camadas na zona BVE S1 é resultado da deposição em ambiente tectônico de subsidência predominantemente termal, com poucas falhas ainda ativas, interpretadas como pertencente à fase pós-rifte.

A observação do testemunho do poço P2 auxiliou no entendimento da rocha estudada e na calibração dos perfis, principalmente com associação de zonas muito fraturadas às anomalias de baixa densidade e alta porosidade nos perfis elétricos.

Na análise petrofísica foram calculados os perfis de Índice de Raio Gama, Porosidade e Saturação de Água. Comparando os histogramas de porosidade total e porosidade corrigida (P_{RG}), destaca-se a grande queda da porosidade corrigida (P_{RG}) na zona BVE S2. Essa queda é muito expressiva nos poços estruturalmente mais baixos (P1, P4 e P5), com porosidade total de 9% e porosidade corrigida (P_{RG}) de 5%, e pode estar associada a um aumento da presença de argilominerais.

Essa possível presença de argilominerais na zona BVE S2 é refletida na queda da resistividade nessa zona (de 200 ohm.m nas zonas superior e inferior para 20 ohm.m). Como o perfil de resistividade foi utilizado para a correlação, seria interessante uma análise estratigráfica mais detalhada e com mais dados, verificando se as diferenças que levaram à separação dessa zona não seriam apenas variações de uma mesma zona BVE Superior.

A inversão acústica possibilitou o entendimento da variação da impedância acústica em resposta à porosidade das rochas em estudo. Durante a etapa de viabilidade do processo foi verificada a dualidade da tendência dessa correlação. Os valores que ficam fora da reta principal de correlação estão associados às rochas provavelmente mais argilosas, como as da Formação Piçarras para todos os poços e da zona BVE S2 em três poços em posições estruturalmente mais baixas (P1, P4 e P5), confirmando o resultado da análise petrofísica. Indica-se o uso de inversão elástica para verificar a correlação da porosidade com a impedância e possível identificação das zonas com argilominerais a partir de atributos sísmicos.

A indicação de que a zona BVE S1 apresenta apenas uma reta de correlação entre a impedância e a porosidade validou a escolha dessa zona para o estudo quantificado de atributos a partir do cubo de impedância acústica filtrado (passabanda).

O estudo quantificado dos atributos sísmicos permitiu a definição da correlação de propriedades físicas da rocha com atributos calculados sobre o dado sísmico. Os gráficos cruzados gerados indicam que para a zona BVE S1 na área, a porosidade é refletida pelo atributo de Amplitude Máxima Negativa e a densidade pelo atributo RMS extraídos do cubo de impedância acústica filtrado (Passabanda). Para um melhor ajuste e confiabilidade da correlação sugere-se o uso de mais poços.

Apesar de o dado sísmico apresentar problemas de iluminação, com as maiores amplitudes estruturalmente abaixo dos altos do topo do sal, é possível concluir que a distribuição da pseudoporosidade e da pseudodensidade segue a tendência principal das falhas, de direção NE-SW.

A metodologia utilizada é uma forma simples e eficaz de realizar uma caracterização sísmica quantificada, empregando uma resposta geológica aos atributos sísmicos, a partir da calibração dos mesmos com os valores de petrofísica calculados.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEL, 2015. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em 05/2015

ARCHIE, G. E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. **Journal of Petroleum Technology**, v. 5, p. 54-62, 1942.

ASQUITH, G.; KRYGOWSKI, D. **Basic Well Log Analysis**. AAPG Methods in Exploration, Tulsa, 244 p., 2004.

AWRAMIK, S. M. Precambrian columnar stromatolite diversity: reflection of metazoan appearance. **Science**, v. 174, n. 4011, p. 825-827, 1971

AWRAMIK, S. M. Microbialites through space and time. In: Vining, B. *et al.* (eds) **MICROBIAL CARBONATES IN SPACE AND TIME: implications for global exploration and production**, 2013. **Programme and Abstract**. p.8-9, 2013. Disponível em <http://www.geolsoc.org.uk/pgresources>

BASSIOUNI, Z. **Theory, measurement, and interpretation of well logs**. SPE textbook Series, Richardson, v.4, 372 p., 1994

BEASLEY, C. J. *et al.* Brazil's presalt play. **Oilfield Review**, v. 22, n. 3, p. 28-37, 2010.

BURNE, R. V.; MOORE, L. S. Microbialites: organosedimentary deposits of benthic microbial communities. **Palaios**, v. 2, p. 241–254, 1987.

CARMINATTI, M.; WOLFF, B.; GAMBOA, L. New exploratory frontiers in Brazil. In: **PROCEEDINGS OF THE 19TH WORLD PETROLEUM CONGRESS**, 2008. **Abstract**, Madrid, 2008.

CHANG, Hung Kiang *et al.* Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38, n. 2, p. 29-46, 2008.

CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. Seismic attributes—A historical perspective. **Geophysics**, v. 70, n. 5, p. 3SO-28SO, 2005.

COBBOLD, P.R, *et al.* Seismic experimental evidence for thin-skinned horizontal shortening by convergent radial gliding on evaporites, deep-water Santos Basin. In: Jackson, M.P.A., Roberts, R.G., Snelson, S. (eds.). **Salt tectonics: a global perspective**, AAPG Memoir, v. 65, p. 305-312, 1995.

CONTRERAS, S. A. C; CASTRO, J. Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela. **Rem: Revista Escola de Minas**, v. 65, n. 3, p. 305-312, 2012.

DEMERCIAN, S.; SZATMARI, P.; COBBOLD, P. R. Style and pattern of salt diapirs due to thin-skinned gravitational gliding, Campos and Santos basins, offshore Brazil. **Tectonophysics**, v. 228, p. 393–433, 1993.

DIAS, J. L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 13, n. 1, p. 7-25, 2005.

DUARTE, O. O. **Dicionário Enciclopédico Inglês-Português de geofísica e geologia**. SBGF, Rio de Janeiro, 4^o ed, 383 p., 2010.

DUPRAZ, C.; REID, R. P.; VISSCHER, P. T. Microbialites, modern. In: **Encyclopedia of Geobiology**. Springer Netherlands. p. 617-635, 2011.

EBERLI, G. P.; MASAFERRO, J. L.; SARG, J. R. Seismic imaging of carbonate reservoirs and systems. In: **SEISMIC IMAGING OF CARBONATE RESERVOIRS AND SYSTEMS. AAPG Memoir**, v. 81, p. 1-9, 2004.

FALCÃO, L. C. **Estudo faciológico de um intervalo aptiano do poço SB-1 (Bacia de Santos) e sua comparação com travertinos quaternários de San Juan, Argentina**. 2015. 118 p. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro.

GOLUBIC, S.; SEONG-JOO, L.; BROWNE, K. M. Cyanobacteria: architects of sedimentary structures. In: **Microbial sediments**. Springer Berlin Heidelberg, p. 57-67, 2000.

JITAO C.; JEONG-HYUN L. Current progress on the geological record of microbialites and microbial carbonates. **Acta Geologica Sinica (English Edition)**, v. 88, n.1, p. 260–275, 2014.

MEISLING, K.E.; COBBOLD, P.R.; MOUNT, V.S. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil. **AAPG Bulletin**, v. 85, n.11, p. 1903-1924, 2001.

MICROBEWIKI, 2015. Disponível em <https://microbewiki.kenyon.edu>. Acesso em 05/2015.

MILANI, E. J. *et al.* Petroleum in the brazilian continental margin: geology, exploration, results and perspectives. **Revista Brasileira de Geofísica**, São Paulo, v. 18, n. 3, 2000.

MODICA, C. J.; BRUSH, E. R. Postrift Seismic Stratigraphy, Paleogeography and Fill Story of the Deep-Water Santos Basin, offshore southeast Brasil. **AAPG Bulletin**, v. 88, p. 923-945, 2004.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 15, n. 2, p. 531-549, 2007

MUNIZ, M. C.; BOSENCE D.; HOLLOWAY, R. FMI-Based Facies Model and Stratigraphic Analysis of Aptian (Pre-Salt) Microbial Carbonates from the Southern Campos Basin, Brazil. In: Vining, B. *et al.*(eds) MICROBIAL CARBONATES IN SPACE AND TIME: implications for global exploration and production, 2013. **Programme and Abstract**, p. 40-41, 2013. Disponível em <http://www.geolsoc.org.uk/pgresources>

PAPATERRA, G. E. Z. **Pré-sal: Conceituação Geológica sobre uma Nova Fronteira Exploratória no Brasil**. 2010. 94 p. Dissertação (mestrado) - Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

PEREIRA, M.J.; FEIJÓ, F.J. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 8, n. 1, p. 219-234, 1994.

REID, R. P. *et al.* The role of microbes in accretion, lamination and early lithification of modern marine stromatolites. **Nature**, v. 406, n. 6799, p. 989-992, 2000.

RICHARDSON, R.; ZANDT, G. Inverse Problems in Geophysics. **Department of Geosciences, University of Arizona**, 2005.

RIDING, R. The term stromatolite: towards an essential definition. **Lethaia**, v. 32, p. 321-330, 1999.

RIDING, R. Microbial carbonates: the geological record of calcified bacterial-algal mats and biofilms. **Sedimentology**, v. 47, n. s1, p. 179-214, 2000.

RIDING, R. Microbial carbonate abundance compared with fluctuations in metazoan diversity over geological time. **Sedimentary Geology**, v. 185, n. 3, p. 229-238, 2006.

RIDING, R. Microbialites, stromatolites, and thrombolites. In: **Encyclopedia of Geobiology**. Springer Netherlands. p. 635-654, 2011.

RUSSEL, B. Quantitative seismic interpretation. **CSEG Recorder**. 2013

SANCEVERO, S. S.; REMACRE, A. Z.; PORTUGAL, R. S. O papel da inversão para a impedância acústica no processo de caracterização sísmica de reservatórios. **Revista Brasileira de Geofísica**. V. 24, n. 4, p. 494-512, 2006.

SCHOPF, J. W. *Scient. Am.* 239, 1978, p.110-134. . In: SCHOPF, J. W & KLEIN, C. (eds.). **The Proterozoic biosphere**. New York, Cambridge University, p. 595-598, 1992.

SCHOPF, J. W. Ritmo e modo da evolução microbiana pré-cambriana. **Estudos Avançados**, v. 9, n. 23, p. 195-216, 1995.

SZATMARI, P.; DEMERCIAN L.S. Tectônica de sal na margem sudeste brasileira. *In*: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, **Anais**, SBGf, p. 1347-1351, 1993.

TERRA, S. J. G. *et al.* Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. **Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro**, v. 18, n. 1, p. 9-29, 2010.

TIMUR, A. An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs. **The Log Analyst**, v. 9, p. 8-17, 1968.

WHITE, R.; MCKENZIE, D. Magmatism at rift zones: the generation of volcanic continental margins and flood basalts. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978–2012)**, v. 94, n. B6, p. 7685-7729, 1989.

WILSON, M. Magmatism and continental rifting during the opening of the South Atlantic Ocean: a consequence of Lower Cretaceous super-plume activity? **Geological Society, London, Special Publications**, v. 68, n. 1, p. 241-255, 1992.

WRIGHT, V. P. Lacustrine carbonates in rift settings: the interaction of volcanic and microbial processes on carbonate deposition. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 370, 2012.

WYLLIE, M. R. J.; ROSE, W. D. Some theoretical considerations related to the quantitative evaluations of the physical characteristics of reservoir rock from electric log data. **Journal of Petroleum Technology**, v.189, p. 105-110, 1950.