

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

LUANA FERNANDES DO NASCIMENTO

MODELO GEOLÓGICO 3D DE RESERVATÓRIO CARBONÁTICO
ALBIANO NO SUDOESTE DA BACIA DE CAMPOS (RJ)

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
2016

551 Nascimento, Luana Fernandes do
N244m Modelo geológico 3D de reservatório carbonático albio
no sudoeste da Bacia de Campos (RJ) / Luana Fernandes do
Nascimento. - Rio Claro, 2016
147 f. : il., figs., quadros

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista,
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Orientador: José Alexandre de Jesus Perinotto
Coorientadora: Maria Gabriela Castillo Vincentelli

1. Geofísica. 2. Albiano. 3. Modelagem geológica. 4.
Métodos geofísicos. I. Título.

LUANA FERNANDES DO NASCIMENTO

MODELO GEOLÓGICO 3D DE RESERVATÓRIO CARBONÁTICO
ALBIANO NO SUDOESTE DA BACIA DE CAMPOS (RJ)

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.

Comissão Examinadora

Dra. Maria Gabriela Castillo Vincentelli

Prof. Dr. Lucas Veríssimo Warren

Prof. Dr. Adilson Viana Soares Junior

Rio Claro, SP 21 de outubro de 2016

À minha família

AGRADECIMENTOS

Eu gostaria de agradecer à Unesp, ao laboratório UNESPetro (Centro de Geociências Aplicadas ao Petróleo) e ao LISG (Laboratório de Interpretação de Dados Sísmicos e Geológicos) que me permitiram utilizar sua estrutura para a realização deste trabalho.

Agradeço ao Programa de Formação de Recursos Humanos (PRH-05 PETROBRAS) que financiou o primeiro ano do meu mestrado (2015).

Agradeço a Agência Nacional do Petróleo (ANP) pelo fornecimento dos dados, e à PETROBRAS, que permitiu o uso de algumas informações no âmbito do Projeto “Campo A”.

A Landmark pela licença do *software Decision Space* e o Laboratório de Geomodelagem 3D que forneceu a licença do *software Surfer*.

Também gostaria de agradecer ao meu orientador Prof. Dr. José Perinotto, pela confiança e auxílio durante este processo, e também a minha coorientadora Dra. Maria Gabriela pela confiança, ajuda, ensinamentos, pela amizade e orientação ao longo deste trabalho.

Agradeço ao Dr. Sérgio por todo conhecimento repassado, discussões que agregaram valor ao trabalho e a disposição em ajudar sempre.

Agradeço a minha família, por todo o apoio, suporte, amor e compreensão. Com certeza são meus melhores exemplos de responsabilidade, caráter e superação.

Agradeço ao Giovanni, por todo o amor e apoio essencial neste período.

Aos meus amigos que tornaram este processo mais fácil: Marry, Maria Fernanda, Aline, Patricia, Adriano, Milena, Rebecca e Tatiana.

Aos amigos do laboratório: Ricardo, Leonardo, Denis, Maira e Iata.

Agradeço a Marcia, Fabiana, Derik e Rodrigo, funcionários do laboratório que me auxiliaram.

A Deus, que torna tudo possível.

“Que os vossos esforços desafiem as impossibilidades, lembrai-vos de que as grandes coisas do homem foram conquistadas do que parecia impossível”

Charles Chaplin

RESUMO

A área de estudo corresponde a um campo produtor de hidrocarbonetos situado no sudoeste da Bacia de Campos a 80 km da costa. Esta região produz hidrocarbonetos de diversos níveis estratigráficos, entre eles, os carbonatos do Albiano, foco deste estudo. O alto interesse econômico dos carbonatos no setor petrolífero mundial e a complexidade da sua análise nos dados geofísicos, justifica a importância desta pesquisa na definição de um método que auxilie na caracterização da distribuição regional da propriedade da rocha reservatório, neste caso, a porosidade. Neste contexto, este trabalho objetiva a determinação da heterogeneidade lateral e vertical das propriedades das rochas reservatórios, por meio da construção de um modelo geológico 3D de porosidade dos dois principais reservatórios identificados na Formação Quissamã (Grupo Macaé). Com esta finalidade, o método incluiu seis etapas principais: análise dos perfis geofísicos e correlação de poços, interpretação sísmica, conversão tempo x profundidade, análise de atributos sísmicos, análise geoestatística e modelagem geológica por meio da aplicação de Simulação Sequencial Gaussiana. Como níveis de referência, foram interpretados os intervalos estratigráficos correspondentes à Formação Outeiro e, na Formação Quissamã, os níveis Q1 e reservatórios R1 e R2 (principais produtores do campo). Estes níveis foram definidos com base na mudança do padrão geométrico dos perfis geofísicos de raio gama (RG), densidade (RHOB) e porosidade (Nphi). Os intervalos estudados estão distribuídos em um alto estrutural com eixo principal de direção NW-SE delimitado por falhas e pela própria geometria do banco carbonático. Na porção central do campo, este alto estrutural apresenta valores altos de porosidade (>21%), e se destacou no mapa de resistividade como portador de hidrocarbonetos nos reservatórios R1 e R2. Estas fácies carbonáticas variam para norte e nordeste da área com valores de porosidade mais baixos (<18%), representando a diminuição da qualidade dos reservatórios para estas regiões; esta observação, aliada à influência das falhas a sudoeste e nordeste do banco, permitiu classificar a trapa destes reservatórios como estrutural-estratigráfica. O sistema de falhas predominante na área de estudo corresponde ao NW-SE, que originou estruturas do tipo *rollovers* e *horsts* com potencial reservatório. Estas falhas abateram os blocos a sudeste e sul, que foram realçados nos mapas de atributos sísmicos como portadores de alta porosidade, comprovados por gráficos de correlação com coeficiente $R^2 > 0,65$. Esta análise foi utilizada para determinar o modelo geológico 3D de porosidade, gerado por Simulação Sequencial Gaussiana. O resultado consistiu em uma representação coerente, com maior grau de certeza no alto estrutural central, que possui maior quantidade de dados de poços. Apesar das áreas a sudoeste e sul não apresentarem dados de poços, o método de Simulação Sequencial Gaussiana extrapolou altos valores de porosidade em 23% das 30 realizações geradas.

Palavras-chave: Reservatórios carbonáticos. Albiano. Modelagem Geológica. Bacia de Campos. Métodos geofísicos.

ABSTRACT

The study area is an ancient field and hydrocarbon producer, located in the southwest of the Campos Basin, in a water depth of approximately 100 m and 80 km distant from the coast. This region produces hydrocarbon from multiple stratigraphic layers, among them, there are the Albian carbonates, the focus of this research. The high economic interest in carbonates plays by the global oil industry and the complexity of their analysis in geophysical data, justifies the importance of this research to define a method, which determine the regional distribution of the property of the reservoir rock, in this case, the porosity. In this context, this study aims to determine the lateral and vertical heterogeneity of the properties of the reservoir rocks through the construction of a 3D geologic model of porosity from two main reservoirs in Quissamã formation (Macaé Group). For this purpose, the method includes six major steps: analysis of well log and correlation of wells, seismic interpretation, conversion time vs. depth, analysis of seismic attributes, geostatistical analysis and geological modeling through the application of Gaussian simulation. The stratigraphic intervals such as Outeiro Formation and Quissamã Formation, which include level Q1, R1 and R2 reservoirs (main producers of the field) were interpreted as reference levels. These intervals were defined based on the change of the geometric standard of the geophysical profiles, as gamma ray (GR), density (RHOB) and porosity (Nphi). These levels are distributed in a carbonate bank with main axis in NW-SE direction, delimited by faults and its geometry. It was observed a structural high in the central portion of the field presenting high porosity values (> 21 %) that was highlighted in the resistivity maps as filled by oil in the reservoirs R1 and R2. These carbonate facies vary to the north and northeast of the area with lower values representing the decline in the quality of the reservoirs for these regions; this observation combined with the influence of the faults, in the southwest and northeast of the bank, allowed to classify the trap of these reservoirs as structural-stratigraphic. The predominant fault system in the study area corresponds to the NW-SE, which formed structures like rollovers and horsts with potential of being reservoir. These faults shot down the block to the southwest and south, which were highlighted in the maps of seismic attributes as having high porosity, supported by cross plots with correlation coefficient of $R^2 > 0.65$. This analysis was used to determine the 3D geologic model of porosity, generated by Gaussian simulation, most appropriate to the context of the geological area. The result was a coherent representation with greater certainty in the central structural high that presents a higher amount of well data. Despite the southwest and south areas do not present well data, the method was efficient in interpolate high values of porosity in 23% of 30 generated realizations.

Keywords: Carbonates reservoirs. Albian. Geological modeling. Campos Basin. Geophysical methods.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução dos objetivos primários de perfuração na Bacia de Campos. Fonte: Katz & Mello (2000).	14
Figura 2: Localização da área de estudo. Fonte: Site do BDEP, acessado em 03 de janeiro de 2016.	17
Figura 3: Localização das bacias sedimentares brasileiras com destaque para a Bacia de Campos (retângulo vermelho). Fonte: Lucchesi (1998).	18
Figura 4: Carta estratigráfica da Bacia de Campos com destaque para o Grupo Macaé (retângulo vermelho). Fonte: Winter et al. (2007). Abreviações - CB: Cabiúnas, ATA: Atafona, ITA: Itabapoana, CQ: Coqueiros, GGU: Gargaú, MCB: Macabu, RT: Retiro, GT: Goitacás, QM: Quissamã, BZ: Búzios, OUT: Outeiro, NAM: Namorado, IMB: Imbetiba, UBT: Ubatuba, TM: Tamoios, CRP: Carapebus, GBA: Geribá, EBR: Emborê, ST: São Tomé, SR: Siri, GRU: Grussaí.	20
Figura 5: Arcabouço estrutural da fase rifte da Bacia de Campos. Fonte: Rangel & Martins (1998)...	22
Figura 6: Carta estratigráfica da seção albiana na Bacia de Campos descrita por Okubo et al. (2015) com base em Winter et al. (2007).	24
Figura 7: Seção geológica regional esquemática da Bacia de Campos. Os carbonatos albianos (em azul) representam o nível estratigráfico de interesse deste estudo. Fonte: Rangel & Martins (1998). 26	
Figura 8: Mapa de Ocorrência dos Carbonatos da Formação Quissamã. Fonte: Esteves et al. (1987).	27
Figura 9: Modelo Deposicional da Formação Quissamã. Fonte: Guardado et al. (1989).	28
Figura 10: Sequência vertical idealizada de fácies das formações Quissamã e Outeiro. Fonte: Spadini (1988).	29
Figura 11: Seção geológica esquemática do modelo de acumulação da área de estudo. Fonte: Horschutz et al. (1992).	31
Figura 12: Bloco diagrama representativo da Formação Quissamã no Campo A, proposto por Okubo (2014) a partir de análise da associação de fácies.	32
Figura 13: Associações de fácies definidas para os poços A3 e A10. Fonte: Okubo (2014).	33
Figura 14: Geração de modelo geológico de alta resolução. O painel central apresenta o papel individual das fases no fluxo com impacto na análise de incertezas a direita. Fonte: Maucec et al. (2011).	34
Figura 15: Exemplo de histograma simétrico que apresenta distribuição normal dos dados representada pela linha vermelha. Fonte: < http://slideplayer.com.br/slide/49966/ > Acessado em 10/12/2015.....	36
Figura 16: Tipos de Variograma. Fonte: Yamamoto & Landim (2013).	37
Figura 17: Princípios de krigagem – método de interpolação geoestatística. O valor da localização não amostrada Z0 é estimada baseada na combinação linear de medidas nos pontos Z1 a Z3 onde os pesos l_i na localização Z_i são calculados pelo modelo do variograma. Fonte: Maucec et al. (2011). 38	
Figura 18: Distribuição do conjunto de dados.	41
Figura 19: Fluxo de atividades para geração do modelo geológico 3D dos reservatórios carbonáticos identificados.....	42
Figura 20: Exemplo da subdivisão dos intervalos estratigráficos com base nos perfis geofísicos.	45
Figura 21: Distribuição de velocidades comumente encontradas na prospecção de petróleo pelo método sísmico de reflexão. Fonte: Thomas (2001).....	46
Figura 22: Localização das seções estruturais ao longo do campo de hidrocarboneto estudado.	47
Figura 23: Seção estrutural representando a correlação de poços do Grupo Macaé no campo estudado, com retas e setas demonstrando a tendência do perfil a ser correlacionado com os poços adjacentes da área.	48
Figura 24: Exemplo ilustrativo de um sismograma sintético. (A) Coluna sedimentar. (B). Impedâncias acústicas. (C) Coeficiente de Reflexão. (D) Reflexões individuais de cada interface na forma de wavelet após a convolução. (E) Traço sísmico sintético final. Fonte: Thomas (2001).	50
Figura 25: Sismograma sintético do poço A157 com correlação de 70% nos níveis reservatórios.	51

Figura 26: Seção sísmica regional com a calibração por meio do sismograma sintético dos poços A157 e A5.....	52
Figura 27: Seção sísmica representando o topo do Grupo Macaé e os níveis reservatórios dos poços A3, A10 e A157C.....	53
Figura 28: Mapa interpretado em 5x5 e posteriormente interpolado e suavizado.....	54
Figura 29: <i>Cross-plot</i> de correlação do RHOB com o atributo <i>Maximum Negative Amplitude</i> no nível reservatório R1.....	59
Figura 30: Exemplo dos mapas de contorno para os níveis interpretados: fundo do mar, Membro Siri, Topo do Grupo Macaé, topo do Q1, topo do R1, topo do R2, base do R2 e Grupo Lagoa Feia.	59
Figura 31: Distribuição de velocidades intervalares no cubo sísmico do campo estudado.....	60
Figura 32: Perfilagem de Nphi apenas no intervalo reservatório.....	61
Figura 33: Perfilagem de Nphi transformada em <i>Pointset</i>	62
Figura 34: Intervalos R1 e R2 constituindo o <i>grid</i>	62
Figura 35: Delimitação da área de limite dos reservatórios que constituirá o grid do modelo geológico 3D.....	63
Figura 36: Grid 100 x 100 x 1 m com os reservatórios R1 e R2.....	64
Figura 37: Histograma de frequência da porosidade regularizada do intervalo 1 – reservatório R1 - (à esquerda – azul claro) e da porosidade original amostrada a cada 0,2 m (à direita – azul escuro). ...	65
Figura 38: Histograma de frequência da porosidade regularizada do intervalo 2 – reservatório R2 - (à esquerda – verde escuro) e da porosidade original amostrada a cada 0,2 m (à direita – verde claro).	66
Figura 39: Elipse de anisotropia do intervalo 1 (R1) do modelo à esquerda e elipse de anisotropia do intervalo 2 do modelo (R2). Abaixo, o quadro com os parâmetros utilizados para sua construção.....	67
Figura 40: Variograma teórico exponencial ajustado ao variograma experimental do intervalo 1 - Reservatório R1.....	68
Figura 41: Variograma teórico exponencial ajustado ao variograma experimental do intervalo 2 - Reservatório R2.....	69
Figura 42: Seção estrutural entre os dois poços A3 e A10, considerados como referências do comportamento do perfil geofísico para a área de estudo.....	71
Figura 43: Seção estrutural A-A'.....	72
Figura 44: Seção estrutural D-D'.....	75
Figura 45: Seção estrutural E-E'.....	76
Figura 46: Mapa de distribuição dos valores de raio gama da Formação Outeiro no campo estudado.	77
Figura 47: Mapa estrutural do topo da Formação Outeiro com base em dados de poço.	77
Figura 48: Distribuição da espessura da Formação Outeiro na área de estudo.	78
Figura 49: Mapa de densidade (A) e porosidade (B).....	79
Figura 50: Mapa de isovalores do perfil de raio gama do intervalo Q1 no campo estudado.	80
Figura 51: Mapa estrutural do topo do Q1 com base em dados de poço.....	81
Figura 52: Seção estrutural C-C'.....	82
Figura 53: Seção estrutural B-B'.....	83
Figura 54: Mapa da distribuição de espessura do intervalo Q1.....	84
Figura 55: Mapa estrutural do reservatório R1 com base em dados de poço.....	85
Figura 56: Mapa de isovalores da porosidade neutrônica no reservatório R1.	85
Figura 57: Mapa da distribuição da densidade (RHOB) do reservatório R1. Escala: g/cm ³	86
Figura 58: Mapa de distribuição do raio gama (A) e do Índice de radioatividade (B) do reservatório R1.	87
Figura 59: Mapa de isopropriedade da resistividade (ILD) do reservatório R1 no campo estudado. ..	88
Figura 60: Mapa de saturação de água (%) do reservatório R1.....	88
Figura 61: Mapa estrutural do reservatório R2 com base nos topos delimitados dos poços.	90
Figura 62: Mapa de distribuição da espessura (metros) do reservatório R2.....	90
Figura 63: Mapa de distribuição da densidade (A) e da porosidade (B) do reservatório R2.....	91

Figura 64: Mapa de isopropriedade de resistividade (ILD – ohm.m) do reservatório R2.	92
Figura 65: Mapa de saturação de água (%) do reservatório R2.	92
Figura 66: Mapa de índice de radioatividade (graus API) do reservatório R2.	93
Figura 67: Mapa estrutural do topo do reservatório R2 com as falhas interpretadas. Observa-se a predominância das falhas de direção NW-SE.	95
Figura 68: Mapas estruturais em profundidade (metros) do topo do Grupo Macaé (Formação Outeiro) e topo do intervalo Q1. As falhas apresentadas foram interpretadas nas seções sísmicas.	96
Figura 69: Mapas estruturais em profundidade (metros) dos topos dos reservatórios R1 e R2. As falhas apresentadas foram interpretadas nas seções sísmicas.	97
Figura 70: Seção Sísmica E-E'.	99
Figura 71: Seção sísmica C-C'.	101
Figura 72: Seção sísmica D-D'.	102
Figura 73: Mapa de atributo Mínima Amplitude calculado sobre o topo do Grupo Macaé.	104
Figura 74: Mapas de atributo Máxima Amplitude calculado sobre o intervalo Q1.	104
Figura 75: Mapa de atributo Energia Total calculado sobre o reservatório R1, apresentando anomalias de amplitude associadas às fácies reservatórios do alto carbonático central do campo.	105
Figura 76: Mapa de atributo Amplitude RMS calculado sobre o reservatório R2, apresentando anomalias de amplitude (verde e azul) associadas ao alto estrutural central da área de estudo.	105
Figura 77: Mapa de atributo sísmico Amplitude RMS (<i>Root Mean Square</i>) calculado sobre a base do reservatório R2, demonstrando que as anomalias associadas ao alto estrutural produtor do campo desapareceram.	106
Figura 78: Mapa do atributo Máxima Amplitude Negativa aplicado sobre o topo do reservatório R1.	107
Figura 79: Gráfico de correlação (<i>cross-plot</i>) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R1 e o atributo sísmico Máxima Amplitude Negativa.	107
Figura 80: Gráfico de correlação (<i>cross-plot</i>) entre os valores de porosidade (NPHI) do reservatório R1 e o atributo sísmico Máxima Amplitude Negativa.	108
Figura 81: Mapa do atributo Máxima Amplitude Absoluta calculado sobre o topo do reservatório R1.	109
Figura 82: Gráfico de correlação (<i>cross-plot</i>) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R1 e o atributo sísmico Máxima Amplitude Absoluta.	109
Figura 83: Mapa de atributo com separação de falhas entre as anomalias.	110
Figura 84: Gráfico de correlação (<i>cross-plot</i>) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R1 e o atributo sísmico Máxima Amplitude Absoluta.	111
Figura 85: Mapa do atributo Mínima Amplitude calculado sobre o topo do Reservatório R1.	112
Figura 86: Gráfico de correlação (<i>cross-plot</i>) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R1 e o atributo sísmico Mínima Amplitude.	112
Figura 87: Gráfico de correlação (<i>cross-plot</i>) entre os valores de porosidade (NPHI) do reservatório R1 e o atributo sísmico Mínima Amplitude.	113
Figura 88: Mapa do atributo <i>Trace Power</i> calculado sobre o topo do reservatório R1 apresentando anomalias (cor verde) no alto estrutural produtor do campo.	113
Figura 89: Gráfico de correlação (<i>cross-plot</i>) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R1 e o atributo sísmico <i>Trace Power</i>	114
Figura 90: Gráfico de correlação (<i>cross-plot</i>) entre os valores de porosidade (NPHI) do reservatório R1 e o atributo sísmico <i>Trace Power</i>	114
Figura 91: Mapa do atributo sísmico Amplitude RMS calculado sobre o topo do reservatório R1.	115
Figura 92: Mapa do atributo Amplitude RMS e o gráfico de correlação com a propriedade de densidade do reservatório R1.	115
Figura 93: Mapa do atributo Mínima Amplitude calculado sobre o topo do reservatório R2 com anomalias associadas ao alto central produtor do banco carbonático.	116
Figura 94: Gráfico de correlação (<i>cross-plot</i>) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R2 e o atributo sísmico Mínima Amplitude.	116
Figura 95: Mapa do atributo Soma das Amplitudes Negativas calculado sobre o topo do reservatório	

R2.....	117
Figura 96: Gráfico de correlação (<i>cross-plot</i>) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R2 e o atributo sísmico Soma das Amplitudes Negativas.	117
Figura 97: Gráfico de correlação (<i>cross-plot</i>) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R2 e o atributo sísmico Amplitude RMS.	118
Figura 98: Histogramas de frequência da porosidade simulada no intervalo 1 (R1) à esquerda e intervalo 2 (R2) à direita.	119
Figura 99: Modelo 3D de porosidade do reservatório. A vista de cima corresponde ao topo do reservatório R1 (Intervalo 1).....	120
Figura 100: Seção S-N do modelo de porosidade em frente ao poço A3 com os reservatórios R1 e R2. Observam-se os valores altos no alto estrutural central que decrescem para o norte.	121
Figura 101: Seção cortada no poço A10 com os reservatórios R1 e R2. É ressaltada a diminuição da porosidade para oeste e norte.	122
Figura 102: Topo do modelo geológico 3D de porosidade no intervalo reservatório R2.	122
Figura 103: Seção W-E do modelo geológico 3D, seccionado no poço A157 com os reservatórios R1 e R2.	123
Figura 104: Média dos valores simulados em cada célula para o intervalo reservatório R1. Destaca-se o alto estrutural central com valores altos (> 22%).	124
Figura 105: Média dos valores simulados em cada célula para o intervalo reservatório R2. Destaca-se o alto estrutural central com valores altos (> 22%).	124
Figura 106: Desvio padrão do topo do reservatório R1.	125
Figura 107: Seção do modelo com dados de desvio padrão dos reservatórios R1 e R2. Observa-se a alta variabilidade do R1 com relação ao reservatório R2.	125
Figura 108: Desvio padrão do reservatório R2.	126
Figura 109: Mapa de menor valor de porosidade populado pelas células no reservatório R1.	126
Figura 110: Mapa de menor valor de porosidade populado pelas células no reservatório R2.	127
Figura 111: Falhas que compartimentam e delimitam os reservatórios R1 e R2.	129
Figura 112: Integração das fácies geológicas descritas por OKUBO (2014) do poço A3 com os intervalos reservatórios R1 (Rosa) e R2 (amarelo) definidas nesta pesquisa.....	131
Figura 113: Integração das fácies geológicas descritas por OKUBO (2014) do poço A10 com os intervalos reservatórios R1 (Rosa) e R2 (amarelo) definidas nesta pesquisa.....	131
Figura 114: Mapa de integração das associações de fácies (AF1, AF2 e AF3). Fonte: OKUBO (2014).	134

LISTA DE TABELAS

Quadro 1: Relação de poços utilizados nesse estudo e seus respectivos dados.....	41
Quadro 2: Valores de densidade das rochas e fluidos utilizados nesta pesquisa. Fonte: Bassiouni (1994).....	44
Quadro 3: Dados dos histogramas de frequência da porosidade regularizada (<i>upscaling</i> para 1 m) e original (0,2 m).....	65
Quadro 4: Parâmetros dos histogramas de frequência do reservatório R2	66
Quadro 5: Parâmetros dos semivariogramas teóricos.....	69
Quadro 6: Valores dos parâmetros estatísticos para fins de comparação entre a porosidade regularizada, original e simulada do intervalo reservatório R1.	119
Quadro 7: Valores dos parâmetros estatísticos para fins de comparação entre a porosidade regularizada, original e simulada do intervalo reservatório R2.	119

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Estimativa da Variância.....	36
Equação 2: Impedância Acústica	49
Equação 3: Coeficiente de reflexão	49
Equação 4: Amplitude Média (<i>Mean Amplitude</i>)	55
Equação 5: Média da Amplitude Absoluta (<i>Mean Absolute Amplitude</i>)	55
Equação 6: Amplitude RMS	55
Equação 7: Índice de Radioatividade (<i>Igr</i>)	57
Equação 8: Saturação de hidrocarboneto	57
Equação 9: Saturação de água.....	58
Equação 10: Equação para conversão tempo x profundidade	60

Sumário

1	Introdução e Justificativa	14
1.1	Objetivo	16
1.2	Área de Estudo.....	17
2	Geologia Regional	18
2.1	Evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Campos.....	19
2.1.1	Fase Rifte - Supersequência continental	19
2.1.2	Fase Pós-rifte – Supersequência transicional	22
2.1.3	Fase Drifte - Supersequência marinha.....	23
2.2	Formações Quissamã e Outeiro.....	26
2.3	Geologia Local	30
3	Modelagem de Reservatórios	34
4	Materiais.....	40
5	Métodos.....	42
5.1	Análise dos Perfis Geofísicos	43
5.2	Correlação de Poços.....	46
5.3	Interpretação Sísmica.....	49
5.4	Interpretação e análise de atributos sísmicos.....	54
5.5	Petrofísica	56
5.6	Confecção de gráficos cruzados (<i>Cross-plots</i>)	58
5.7	Conversão tempo x profundidade.....	59
5.8	Modelo geológico 3D de porosidade dos reservatórios	60
6	Resultados.....	70
6.1	Análise da correlação de poços e mapas petrofísicos	70
6.1.1	Formação Outeiro	74
6.1.2	Intervalo Q1.....	79
6.1.3	Reservatório R1	84
6.1.4	Reservatório R2	89
6.2	Interpretação sísmica	94
6.3	Mapas de Atributos Sísmicos	103
6.4	Gráficos cruzados	106
6.5	Modelo Geológico 3D de porosidade dos reservatórios.....	118
7	Discussão dos resultados	129
8	Conclusões.....	138
9	Referências Bibliográficas	141

1 Introdução e Justificativa

Os carbonatos possuem importância expressiva no cenário mundial de hidrocarbonetos, visto que é estimado que 60% das reservas de óleo e 40% das reservas de gás encontram-se neste tipo de rocha, incluindo os campos supergigantes de Ghawar, na Arábia Saudita e Cantarell, no México (SCHLUMBERGER, 2016).

Na porção *offshore* da Bacia de Campos, principal província petrolífera nacional, iniciou-se a exploração dos carbonatos de idade albiana (Grupo Macaé) na década de 1970 com a descoberta do Campo de Garoupa. Estes reservatórios são compostos por *grainstones* e *packstones* oolíticos e oncolíticos, que foram depositados em plataforma rasa, formando bancos paralelos à linha de costa (GUARDADO et al., 1989; SPADINI, 1992)

Até 1987, os reservatórios da porção inferior do Grupo Macaé (Formação Quissamã) produziam hidrocarboneto em seis importantes campos (Pampo, Garoupa, Linguado, Bicudo, Bonito e Enchova), representando 18% do óleo *in place* da Bacia (GUARDADO & SPADINI, 1987).

No entanto, os carbonatos que constituíam alvos exploratórios majoritários na época, diminuíram a 5% na década de 1990. Esta mudança ocorreu devido às grandes descobertas de reservatórios turbidíticos que apresentavam maiores índices de recuperação e resultaram, conseqüentemente, na mudança do foco exploratório (KATZ & MELLO, 2000) (Figura 1).

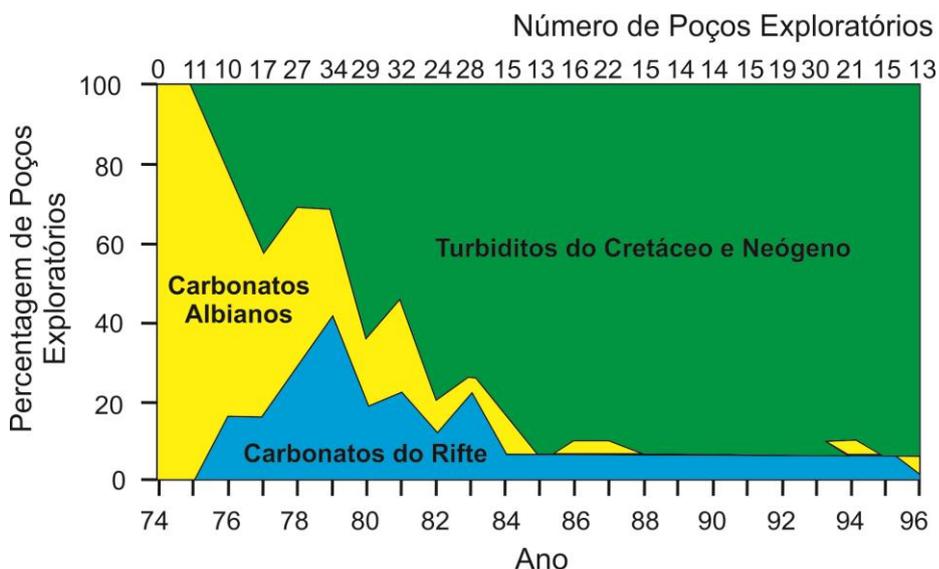


Figura 1: Evolução dos objetivos primários de perfuração na Bacia de Campos. Fonte: Katz & Mello (2000).

A área estudada se insere neste panorama, considerando que consistia em um dos principais campos produtores da bacia na década de 1980, e atualmente está na posição de um campo maduro, para o qual buscam-se estratégias para aumentar o seu fator de recuperação.

Aliado a este cenário, a indústria petrolífera brasileira retomou o interesse em carbonatos novamente após as descobertas das grandes reservas do Pré-Sal na Bacia de Santos em 2006, as quais trouxeram desafios que objetivam a diminuição do risco exploratório e estimulação da produção neste tipo de reservatório (RICCOMINI et al., 2012).

A dificuldade de se explorar e produzir em um reservatório carbonático está associada à complexidade de se prever propriedades destas rochas em locais não amostrados, justificada por extensa e complexa variação lateral e vertical de fácies e porosidade (MAUCEC et al., 2011).

Assim, métodos de modelagem geológica 3D têm sido estudados e aplicados visando a representação da heterogeneidade dos reservatórios, os quais serão utilizados posteriormente para simulações de fluxo e definições dos métodos de produção mais adequados (engenharia de reservatórios).

A abordagem destes métodos de modelagem para os reservatórios carbonáticos encontra-se em fase de estudo, pois ainda não foi possível estabelecer um padrão de resposta à heterogeneidade deste tipo de reservatório em dados geofísicos.

Se confirmadas estratégias metodológicas eficazes na representação de um reservatório carbonático, estas técnicas serão aplicadas eventualmente em campos análogos ou até em outras bacias, se adequando às particularidades geológicas de cada reservatório.

Nesta linha, é esperado que os resultados deste trabalho contribuam para o conhecimento no âmbito da construção de modelos geológicos estocásticos de reservatórios carbonáticos por meio da verificação da eficácia do método utilizado.

O modelo geológico 3D aqui proposto compreende estruturas (interpretadas a partir da sísmica 3D), estratigrafia (correlação de poços) e petrofísica (perfis de poço), os quais serão integrados por meio de análise geológica, geofísica e geoestatística, com o intuito de prever as propriedades físicas do reservatório de forma controlada.

A análise geológica abrange informações da rocha (testemunho), conhecimento bibliográfico do arcabouço tectono-estratigráfico, do modelo de evolução do ambiente e condições de deposição do sedimento. Os principais trabalhos desenvolvidos até o momento sobre o nível stratigráfico estudado incluem Falkenhein et al. (1981), Esteves et al. (1987), Spadini et al. (1988, 1992), Okubo (2014), entre outros.

A análise geofísica abrange o estudo dos perfis de poço (raio gama, porosidade neutrônica, densidade, sônico e resistividade), os quais fornecem informação de rocha em uma escala maior que o testemunho, e o dado sísmico, essencial para visualização da geometria e continuidade da camada em áreas não amostradas por informações de poço.

A abordagem geoestatística é utilizada para controle da distribuição espacial das propriedades estimadas dos reservatórios. Esta fase inclui a verificação da distribuição do dado por meio de histogramas e variogramas, e estima os valores da propriedade entre os poços por meio da Simulação Sequencial Gaussiana, método mais utilizado atualmente para este objetivo (KAMALI et al., 2013).

Dentre as propriedades físicas analisadas, este trabalho visa enfatizar a caracterização da complexa distribuição da porosidade do reservatório carbonático e compreender as barreiras que afetam a sua qualidade em um modelo geológico 3D.

Em suma, este trabalho se mostra importante no âmbito da aplicação de métodos geofísicos para construção de modelos geológicos tridimensionais que representem a heterogeneidade de reservatórios carbonáticos, utilizando dados dos carbonatos albianos de um campo maduro no sudoeste da Bacia de Campos.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho consiste em determinar a heterogeneidade lateral e vertical das fácies geológicas carbonáticas reservatórios, por meio da construção de um modelo geológico 3D dos principais reservatórios da Formação Quissamã (Grupo Macaé) de idade albiana, em um campo de hidrocarboneto no sudoeste da Bacia de Campos. O modelo geológico inclui a representação do arcabouço stratigráfico, falhas e propriedades petrofísicas dos reservatórios.

Para atingir este objetivo, o método aplicado inclui análise de perfis geofísicos de poço, correlação stratigráfica, interpretação sísmica, aplicação de atributos

sísmicos, conversão tempo x profundidade e análise geoestatística dos dados de rocha.

1.2 Área de Estudo

A área de estudo abrange um campo de hidrocarboneto localizado na plataforma continental do Estado do Rio de Janeiro, no sudoeste da Bacia de Campos, a 80 km da costa em cota batimétrica média de 95 a 125 m (Figura 2).

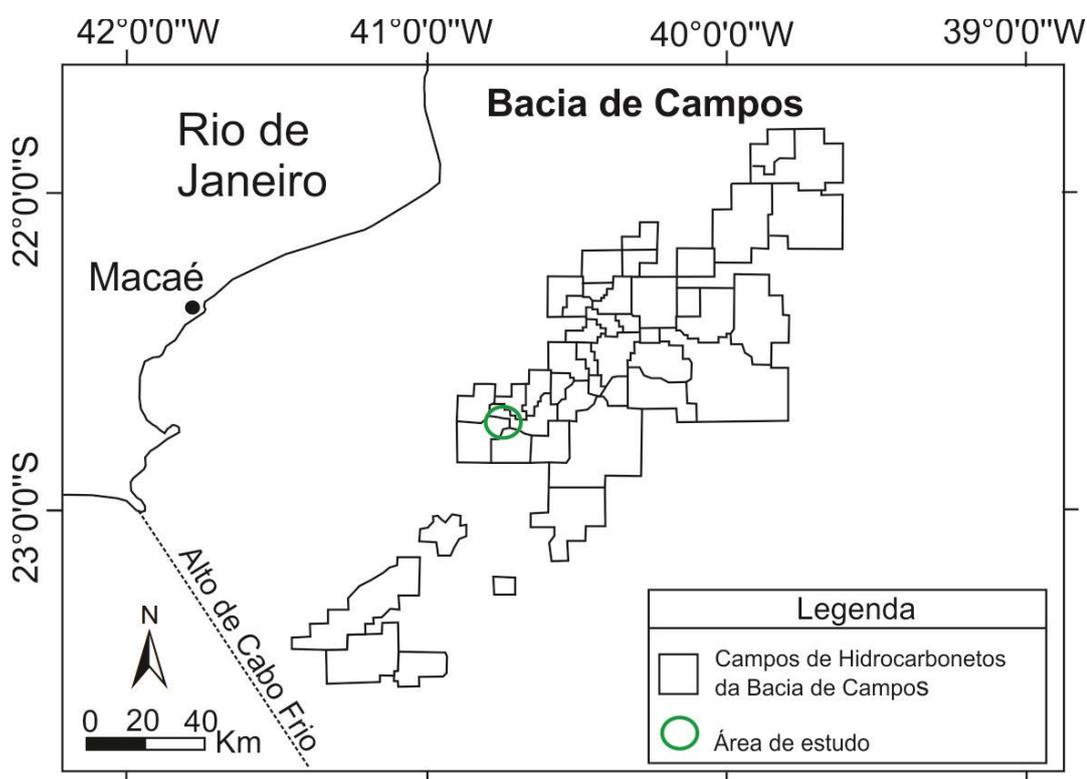


Figura 2: Localização da área de estudo. Fonte: Site do BDEP, acessado em 03 de janeiro de 2016.

Este campo foi descoberto na década de 1970, associado a um importante *trend* produtor de hidrocarbonetos da bacia e produz a partir de uma variedade de reservatórios: basaltos fraturados da Formação Cabiúnas, coquinas barremianas do Grupo Lagoa Feia, carbonatos albianos do Grupo Macaé e turbiditos do Cretáceo da Formação Carapebus (HORSCHUTZ et al. 1992).

Segundo os mesmos autores, o campo estudado possuía volume de óleo recuperável de aproximadamente 130,15 milhões de bbl, sendo que 80% do volume recuperável provém das coquinas do Grupo Lagoa Feia.

2 Geologia Regional

A Bacia de Campos está situada no sudeste do Brasil, litoral norte do Estado do Rio de Janeiro, limitada a sul pelo Alto de Cabo Frio e a norte pelo Alto de Vitória, os quais correspondem às feições estruturais que a separam das Bacias de Santos e Espírito Santo, respectivamente (Figura 3).



Figura 3: Localização das bacias sedimentares brasileiras com destaque para a Bacia de Campos (retângulo vermelho). Fonte: Lucchesi (1998).

As atividades exploratórias *offshore* na Bacia de Campos tiveram início em 1968 com investigação sísmica seguida de perfurações em 1971, que culminaram na descoberta do primeiro campo de petróleo *offshore* em carbonatos albianos da Bacia: o Campo de Garoupa.

Devido aos avanços tecnológicos, investimentos em levantamentos sísmicos e número de poços perfurados, foi possível identificar *trends* produtores e descobrir mais de 50 acumulações de petróleo até meados da década de 1990, construindo o contínuo sucesso exploratório da bacia e o extenso conhecimento geológico sobre sua evolução e arcabouço tectono-estratigráfico, detalhados a seguir.

2.1 Evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Campos

Assim como outras bacias da margem leste brasileira, a Bacia de Campos tem sua evolução geotectônica associada à separação do paleocontinente Gondwana que ocorreu no Cretáceo Inferior, há cerca de 130-140 milhões de anos. A separação das placas Sul-americana e Africana foi resultado de processos extensionais que originaram a subsequente abertura do Oceano Atlântico Sul (DIAS et al., 1990).

Asmus & Ponte (1973) e Ponte & Asmus (1978) descreveram a evolução da bacia baseada em quatro fases principais: pré-rifte (ou do continente), rifte (ou do lago), proto-oceânica (golfo) e drifte (oceano). Com a evolução do conhecimento sobre a área e aquisição de novos dados, a história geológica da Bacia de Campos pode ser descrita por três estágios distintos: rifte, transicional (pós-rifte) e drifte (GUARDADO et al., 2000, WINTER et al., 2007), os quais são associados ao arcabouço estratigráfico por três supersequências sedimentares: continental, transicional e marinha, respectivamente.

A estratigrafia da Bacia de Campos adotada neste trabalho se baseia na carta estratigráfica elaborada por Winter et al. (2007) (Figura 4). Entre as modificações com relação às classificações anteriores (SCHALLER, 1973, RANGEL et al., 1994), tem-se que as antigas formações Lagoa Feia, Macaé e Campos passaram à categoria de grupo.

O pacote sedimentar da Bacia de Campos possui até 10 km de espessura nas suas porções central e leste e foi subdividido nas seguintes unidades litoestratigráficas: Grupo Lagoa Feia, Grupo Macaé e Grupo Campos, descritas a seguir de forma a integrar a estratigrafia com o arcabouço tectônico.

2.1.1 Fase Rifte - Supersequência continental

A fase rifte compreende o período caracterizado pelos primeiros falhamentos do processo de rifteamento e atividade vulcânica denominada “Evento Magmático Cabiúnas” datado entre 143 e 132 Ma (THOMAZ FILHO et al., 2008) depositados sobre as rochas cristalinas do Pré-Cambriano.

A Formação Cabiúnas é formada por derrames basálticos cretácicos de composição sub-alkalina, clásticos vulcânicos e rochas sedimentares. Este arranjo preenche o assoalho do arcabouço sedimentar, sendo denominado como “embasamento econômico da Bacia de Campos” por apresentar reservatórios quando fraturado.

Como parte da megassequência continental encontra-se a parte inferior do Grupo Lagoa Feia, com ocorrência discordante sobre a Formação Cabiúnas. Esta unidade apresenta alta diversidade litológica subdividida em: Formação Coqueiros, definida por Rangel et al. (1994) e formações Itabapoana e Atafona, descritas por Winter et al. (2007).

A Formação Itabapoana é composta por conglomerados polimíticos com seixos de basaltos, arenitos, ígneas e, em menor quantidade, carbonatos. Este conjunto foi depositado em ambiente lacustre/lagunar entre os andares Barremiano e Aptiano, e encontra-se distribuído em toda borda oeste da Bacia até a isóbata de 150 m.

A Formação Atafona é caracterizada por rochas sedimentares de idade barremiana, como por exemplo: siltitos, arenitos e folhelhos lacustres com finas intercalações de carbonatos; apresenta minerais de talco e estevensita com origem relacionada à atividade hidrotermal em lagos vulcânicos alcalinos (WINTER et al., 2007).

A Formação Coqueiros abrange o Folhelho Jiquiá, principal gerador do petróleo da Bacia de Campos, intercalado com as coquinas, em sua maioria de bivalves, as quais compreendem os reservatórios mais produtivos da seção rifte.

Segundo Riccomini et al. (2012), a movimentação das falhas entre 131 e 120 milhões de anos atrás gerou uma paleotopografia de blocos altos e baixos (*horsts* e *grabens*), onde nos blocos baixos foram depositados arenitos e sedimentos ricos em matéria orgânica (fitoplâncton) (PEREIRA & FEIJÓ, 1994), e carbonatos com coquinas nos blocos altos (CHANG et al., 2008).

Estes blocos foram limitados por falhas normais sintéticas e antitéticas com direção dos lineamentos já existentes no embasamento cristalino de direção N30°E ao sul e NNE ao norte, atingindo rejeito de até 2500 m (CHANG et al., 1992). A falha de Campos, de extensiva ocorrência na Bacia, marca uma linha de charneira com direção nordeste e corresponde ao limite oeste da existência de rochas do Cretáceo.

A fase rifte apresenta ainda outras feições estruturais notáveis, como por exemplo: os baixos de Corvina-Parati e São João da Barra, o Alto de Badejo e Alto Externo (Figura 5).

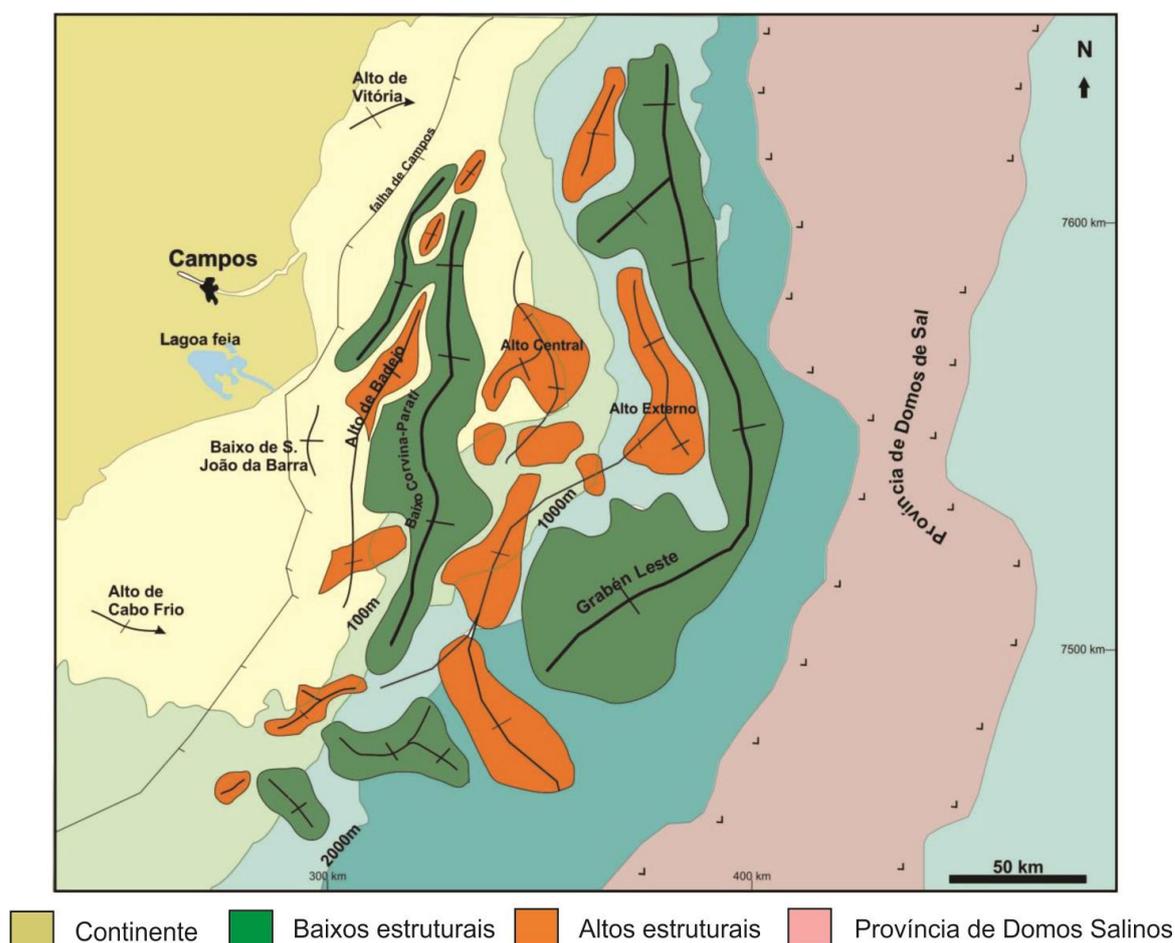


Figura 5: Arcabouço estrutural da fase rifte da Bacia de Campos. Fonte: Rangel & Martins (1998).

O fim desta fase está marcado por uma discordância regional que representa o topo da megassequência não-marinha (HORSCHUTZ et al., 1992) e separa dois estilos estruturais distintos: falhas da fase rifte e estruturas do embasamento (subjacente) e estruturas halocinéticas e falhas lístricas (sobrejacente).

2.1.2 Fase Pós-rifte – Supersequência transicional

A fase transicional é caracterizada por estabilidade tectônica em relação às atividades extensionais e vulcanismo. É marcada pelo cenário paleogeográfico de um golfo estreito e alongado, formado pela entrada periódica de água salgada, a qual marcou a passagem de ambiente continental lacustre para ambiente marinho,

justificando sua denominação.

A ingressão marinha neste período é tema de discussão, visto que Koutsoukos (1992), Dias-Brito (1992, 2000), Azevedo (2004), Arai (2009, 2014) e Nascimento et al. (2015) sugerem a origem do mar pelo norte e Ojeda (1982), Dias (2005, 2008) e Assine et al. (2016) propõem o modelo de evolução com entrada do mar ao sul.

Neste contexto paleogeográfico, ocorreu a deposição da Supersequência transicional, formada pelas porções inferiores do Grupo Lagoa Feia, onde a formação Macabu é composta por laminitos microbiais e estromatólitos, com intercalações de arenito e folhelho, e a Formação Retiro composta por evaporitos (WINTER et al., 2007).

O contínuo afundamento do assoalho da bacia, as restrições fisiográficas da circulação do corpo de água, o clima árido a semi-árido, a salinidade da água e altas taxas de evaporação promoveram a formação de extensivos depósitos evaporíticos de até 2500 m de espessura distribuídos pela bacia (CHANG et al., 1990, HORSCHUTZ et al., 1992) e compostos por 80% de halita (NaCl) intercalada com anidrita, carnalita e taquidrita (GAMBOA et al., 2008).

Neste contexto, esta fase também é conhecida na literatura como estágio de “quiescência tectônica”, “sag”, “golfo”, “proto-oceânico”, “drift inicial” e “evaporítico” (LOPES, 2004).

2.1.3 Fase Drifte - Supersequência marinha

A fase drifte apresenta rochas sedimentares marinhas a transicionais que datam do Albiano ao Holoceno, compostos por *grainstones* e *packstones* de águas rasas com geometria do tipo rampa na seção inferior (Macaé Inferior), por *mudstones*, *wackestones*, margas e folhelhos marinhos transgressivos na seção intermediária (Macaé Superior), e por arenitos turbidíticos e folhelhos na seção superior (Grupo Campos) (HORSCHUTZ et al., 1992).

Esta fase é caracterizada pela presença dos eventos de subsidência termal, tectonismo adiastrófico associado à ocorrência de movimentos halocinéticos (tectônica do sal) e episódios magmáticos recorrentes, sobretudo no sul da Bacia (WINTER et al., 2007).

O tectonismo adiastrófico é predominante nessa fase devido à mobilização da

camada de sal, desencadeada pela sobrecarga sedimentar, deslizamento gravitacional e basculamento da bacia para leste, que se tornou mais intensa no Cretáceo Superior e acentuou a formação de imensos diápiros de sal nas porções distais da bacia.

Guardado et al. (1989) e Dias et al. (1990) atribuíram aos evaporitos uma importante influência na dinâmica estrutural do pacote de sedimentos sobrepostos, visto que a movimentação do sal contribuiu na migração de hidrocarbonetos por meio de falhas lítricas, no trapeamento como selo e no reservatório com geração de estruturas *rollover* e dômicas, as quais representam importantes prospectos da bacia.

O Grupo Macaé representa as fases iniciais da fase oceânica da evolução tectono-sedimentar da Plataforma Brasileira e abrange as formações Quissamã, Outeiro, Goitacás, Namorado e Imbetiba (Figura 6).

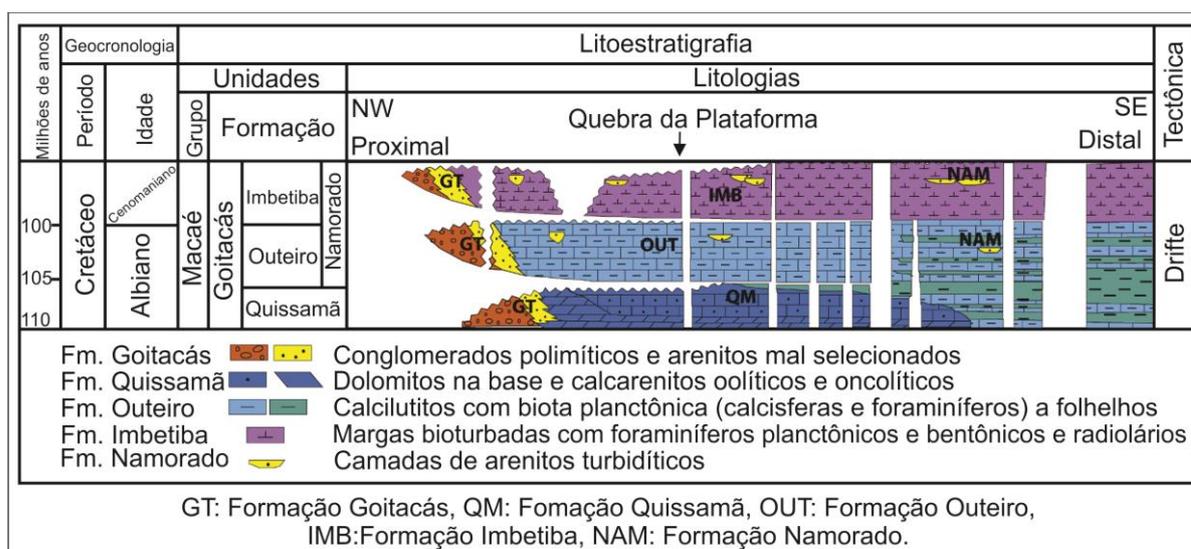


Figura 6: Carta estratigráfica da seção albiana na Bacia de Campos descrita por Okubo et al. (2015) com base em Winter et al. (2007).

A Formação Goitacás (Albiano/Cenomaniano) é composta por rochas depositadas em ambiente de leques aluviais, deltas e fandeltas, caracterizados por conglomerados polimíticos e arenito mal selecionado; e lagunas carbonáticas-pelíticas, onde foram depositados calcilutitos e margas.

A Formação Namorado (Albiano/Cenomaniano) é constituída por arenitos turbidíticos, reconhecida por conter importantes reservatórios de hidrocarboneto na Bacia de Campos.

A Formação Imbetiba (Cenomaniano) é composta por margas bioturbadas e corresponde à sequência oceânica hemipelágica de Dias et al. (1990).

Como as formações Outeiro e Quissamã representam o objeto de estudo desta dissertação, serão descritas de forma mais detalhada no item subsequente.

Acima desta sequência, ocorreu a deposição do Grupo Campos, marcada por uma sequência marinha transgressiva seguida de uma sequência marinha regressiva constituindo três formações: Formação Ubatuba, subdividida em membros Tamoios e Geribá; Formação Carapebus e Formação Emborê, composta pelos membros Siri, Grussaí e São Tomé.

A Formação Ubatuba (Cretáceo Superior ao Holoceno) abrange uma sequência de pelitos, composta por folhelho, argila, calcilito e diamictito, depositados em ambiente marinho aberto batial e abissal (RANGEL et al., 1994). Esta formação apresenta contato discordante com o Grupo Macaé, e na porção proximal da Bacia está interdigitada com a Formação Emborê, constituída por arenitos e carbonatos impuros (Maastrichtiano ao Holoceno).

Inseridos nesta unidade estratigráfica, o Membro São Tomé (borda oeste da bacia) é formado por clásticos grossos avermelhados; o Membro Siri (Oligoceno) é composto por calcarenitos bioclásticos de plataforma rasa que mudam de forma transicional para margas e lamas carbonáticas em maiores profundidades; e o Membro Grussaí (Mioceno ao Quaternário) é descrito como calcarenitos bioclásticos de plataforma (WINTER et al., 2007).

A Formação Carapebus apresenta arenitos finos a conglomeráticos depositados por correntes de turbidez do Turoniano ao Holoceno. Encontra-se em meio à seção pelítica da Formação Ubatuba e representa importantes reservatórios na bacia (Winter et al., 2007).

A figura 7 apresenta a disposição do arcabouço tectono-estratigráfico segundo os eventos geotectônicos descritos anteriormente. Observa-se que o campo estudado está associado a um alto estrutural proeminente na Bacia de Campos.

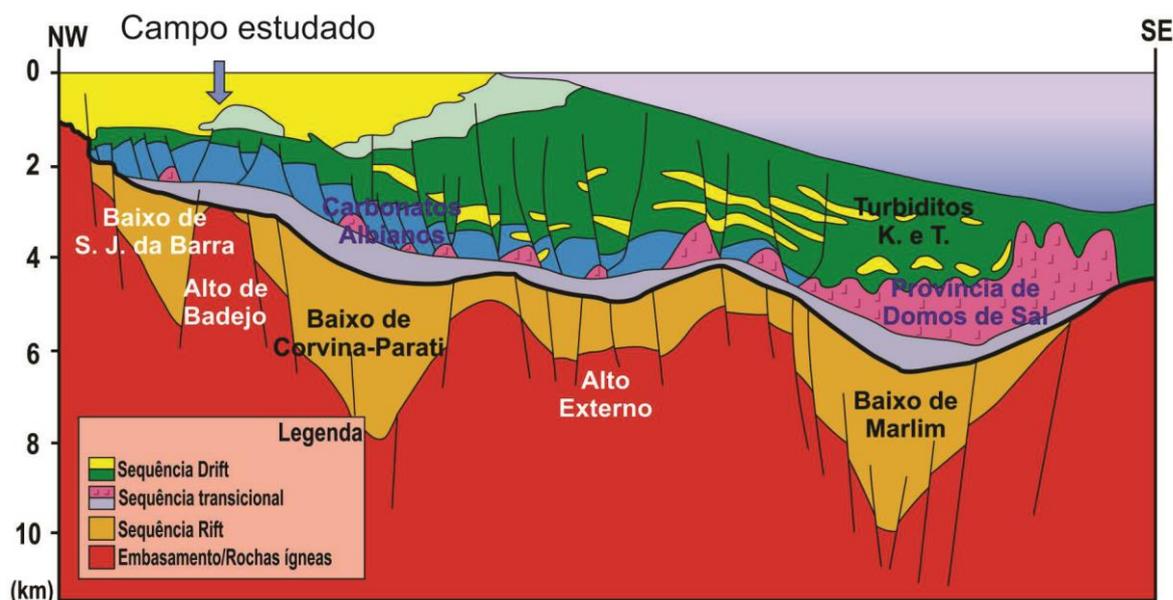


Figura 7: Seção geológica regional esquemática da Bacia de Campos. Os carbonatos albianos (em azul) representam o nível estratigráfico de interesse deste estudo. Fonte: Rangel & Martins (1998).

2.2 Formações Quissamã e Outeiro

A Formação Quissamã apresenta idade albiana com distribuição ao longo de uma faixa de direção NE ao longo da Bacia de Campos (Figura 8). Esta unidade foi classificada como Macaé Inferior por Esteves et al. (1987), sequência carbonática nerítica rasa por Dias et al. (1990) e sequência K60 por Winter et al. (2007).

A Formação Quissamã é predominantemente composta por *grainstones* e *packstones* oolíticos e oncolíticos, com a porção basal composta pelo Dolomito Badejo, sobreposta aos evaporitos do Grupo Lagoa Feia (SPADINI, 1986) e limite superior marcado por carbonatos finos da Formação Outeiro. Este pacote de dolomitos define o Membro Búzios, com ocorrência na porção proximal no centro e sul da bacia.

Na Formação Quissamã, estão incluídos os reservatórios que produzem hidrocarboneto no intervalo Albiano da Bacia de Campos e estes são formados essencialmente por *grainstones* e *packstones* oolíticos, os quais são definidos como grãos carbonáticos esféricos com estrutura interna concêntrica que formam um envelope em torno de um núcleo, e diâmetro entre 0,25 mm e 1 mm, com origem associada a processos físico-químicos em ambientes de águas rasas e agitadas (SPADINI, 1986).

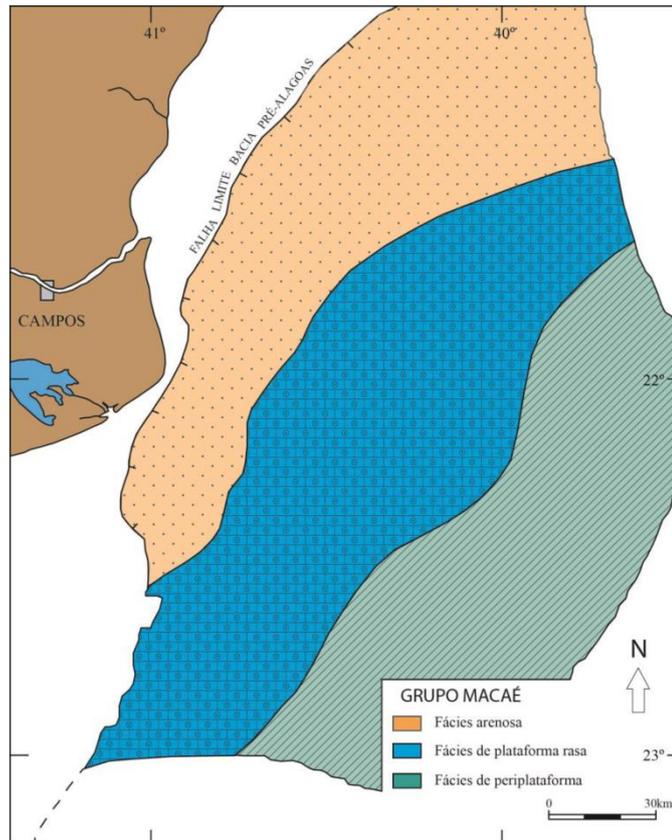


Figura 8: Mapa de Ocorrência dos Carbonatos da Formação Quissamã. Fonte: Esteves et al. (1987).

Segundo Robaina et al. (1991), as fácies da Formação Quissamã foram depositadas em altos estruturais que caracterizaram deposição em sistemas de bancos (*shoals*), nos quais as fácies oolíticas de maior energia ocupam a parte central, enquanto as fácies oncolíticas são depositadas nos flancos, em condições de energia moderada.

Beltrami (1982) *apud* Guardado & Spadini (1987) interpretou com base em poços e sísmica, a distribuição das fácies de alta energia em faixas alongadas na direção NE/SW (Figura 9).

A princípio, o Grupo Macaé se depositou em ambiente nerítico raso, onde na porção norte da bacia ocorreu sedimentação siliciclástica composta por conglomerados e arenitos provenientes de um sistema de fandeltas, e na porção sul, formou-se uma sequência carbonática com influxos intermitentes de terrígenos, restritos às porções proximais (GUARDADO & SPADINI, 1987).

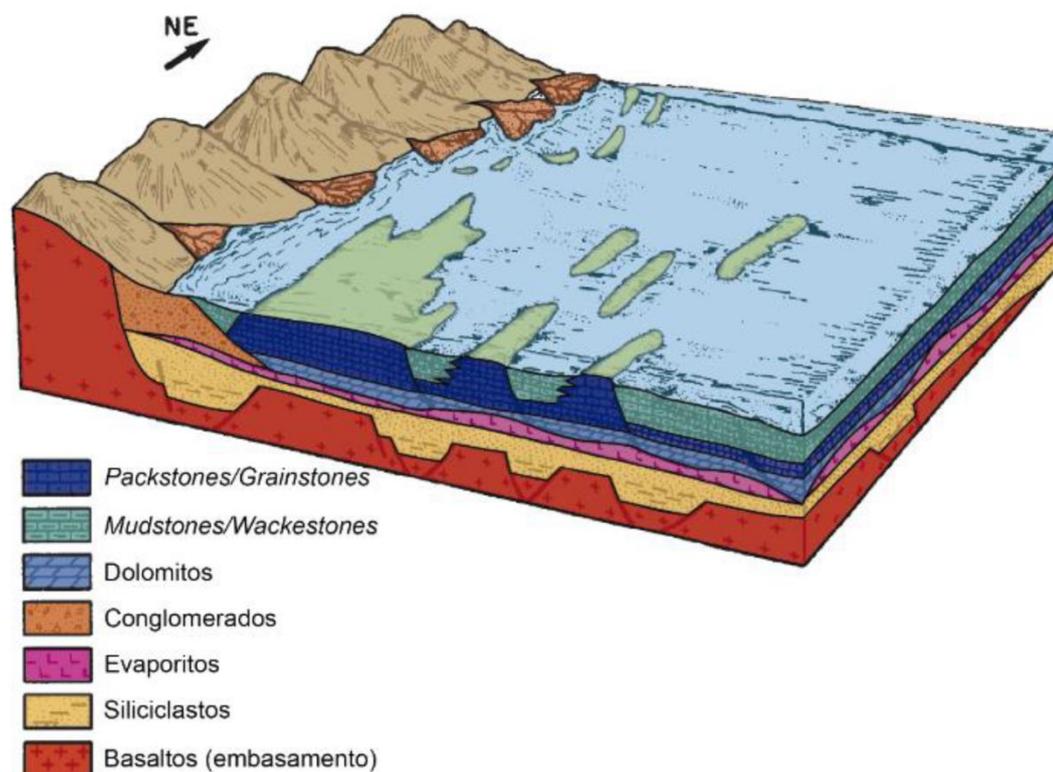


Figura 9: Modelo Depositional da Formação Quissamã. Fonte: Guardado et al. (1989).

Os dados geoquímicos (conteúdo de Mn e Fe) sugerem clima quente e árido durante a deposição da Formação Quissamã, com baixa contribuição continental; dados paleontológicos e petrográficos demonstram que a deposição ocorreu em ambiente marinho raso de águas quentes com altos valores de salinidade (DIAS-BRITO, 1982; ROBAINA et al., 1991).

A sequência carbonática marinha da porção inferior do Grupo Macaé apresenta espessura aproximada de 800 a 900 metros ao longo da Bacia de Campos e sua sedimentação foi caracterizada por Spadini (1986) como uma série de ciclos de raseamento ascendente (*shallowing-upward*), que normalmente se iniciam com deposição de *mudstone* e *packstone* peloidais e oncolíticos e culminam com *grainstones* e *packstones* oolíticos ou oncolíticos de alta energia (ESTEVES et al., 1987) (Figura 10).

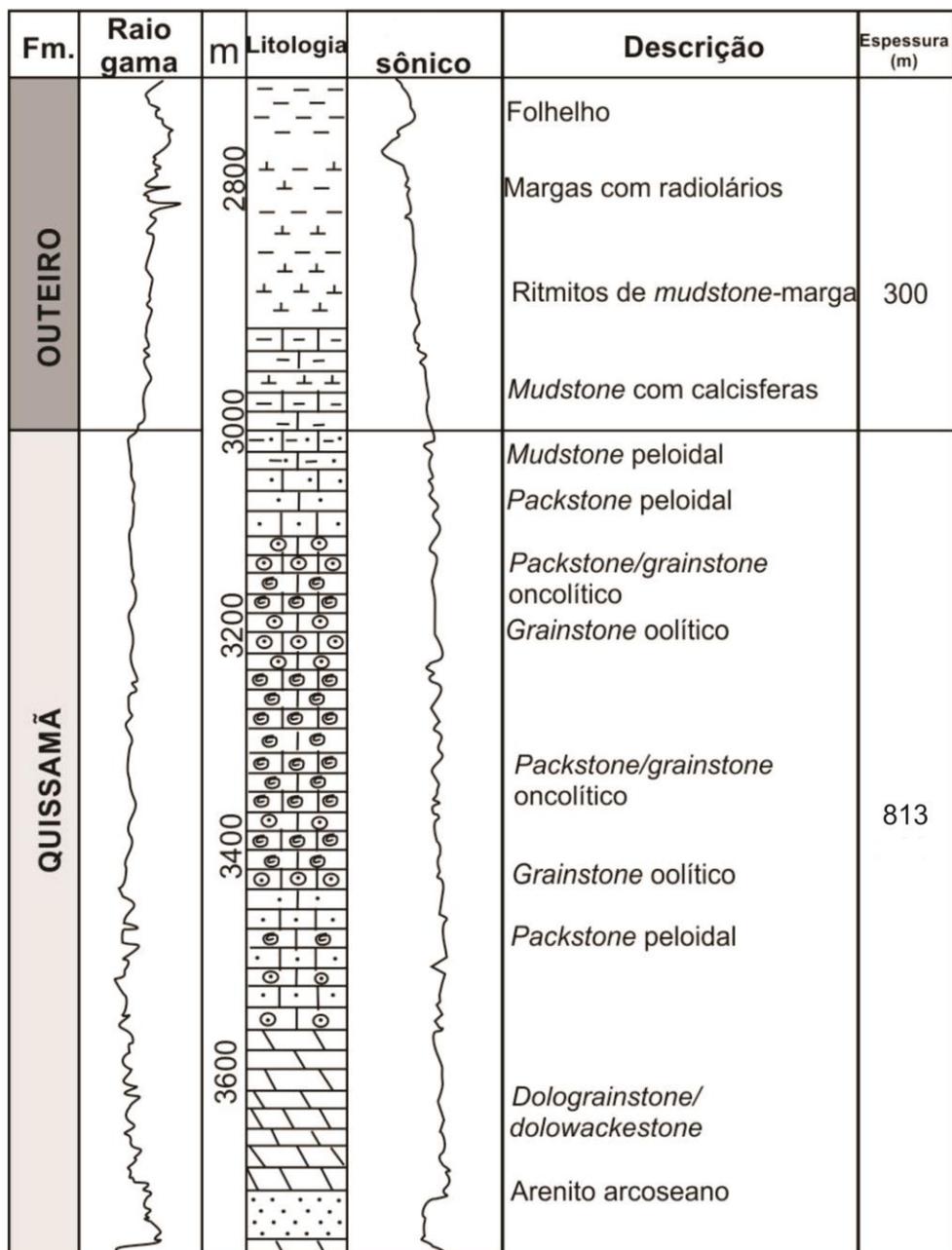


Figura 10: Sequência vertical idealizada de fácies das formações Quissamã e Outeiro. Fonte: Spadini (1988).

Os reservatórios da Formação Quissamã apresentam, geralmente, controle estrutural e estratigráfico, por meio de falhas lítricas e variação lateral de fácies, respectivamente (SPADINI et al., 1988).

Spadini (1986) afirma que nas partes mais proximais da plataforma carbonática no sul da Bacia de Campos a sedimentação era mais estável do que na porção *offshore*, a qual foi afetada pela movimentação do sal da Formação Lagoa Feia. Esta movimentação originou altos sindeposicionais, os quais resultaram em

condições de águas rasas e agitadas, e baixos entre eles, onde se formaram calcários de menor energia.

A Formação Outeiro é datada como neo-albiana e corresponde à sequência carbonática nerítica profunda de Dias-Brito & Azevedo (1986), ao intervalo Macaé Superior de Esteves et al. (1987) e Spadini et al. (1988) e à sequência K60 de Winter et al. (2007). Esta formação é composta de carbonatos finos (*mudstone* e *wackestone*) intercalados com margas e folhelhos em resposta a eventos transgressivos (SPADINI et al., 1988) que resultaram no afogamento da rampa carbonática.

Ao final do Albiano, a deposição rítmica de calcilitos e margas foi interpretada por Spadini et al. (1987) como Marco *Chalk* e corresponde à resposta das variações climáticas (ciclos quente/seco e quente/úmido).

A Formação Outeiro é extensamente conhecida na comunidade científica como Marco Bota, devido à sua forma nos perfis de raio gama e resistividade (WINTER et al., 2007).

2.3 Geologia Local

O objeto de estudo desta pesquisa consiste na porção superior da Formação Quissamã, composta por bancos carbonáticos alongados na direção NE-SW formados por oóides, pelóides, oncóides e bioclastos em condições paleobatimétricas de até 50 metros (KOUTSOUKOS & DIAS-BRITO, 1987).

Este intervalo corresponde a 31% do VOIP (Volume de Óleo *in place*) do campo em estudo, com fator de recuperação de apenas 15,40%, porosidade média de 20% e densidade do óleo de 20° API (HORSCHUTZ et al., 1992).

Segundo Horschutz et al. (1992), o reservatório Albiano do campo é delimitado por associação de falhas normais com variação lateral de fácies (trapa estrutural-estratigráfica). O acunhamento da unidade deve-se ao contato erosivo com o Grupo Campos, representado na seção geológica esquemática (Figura 11).

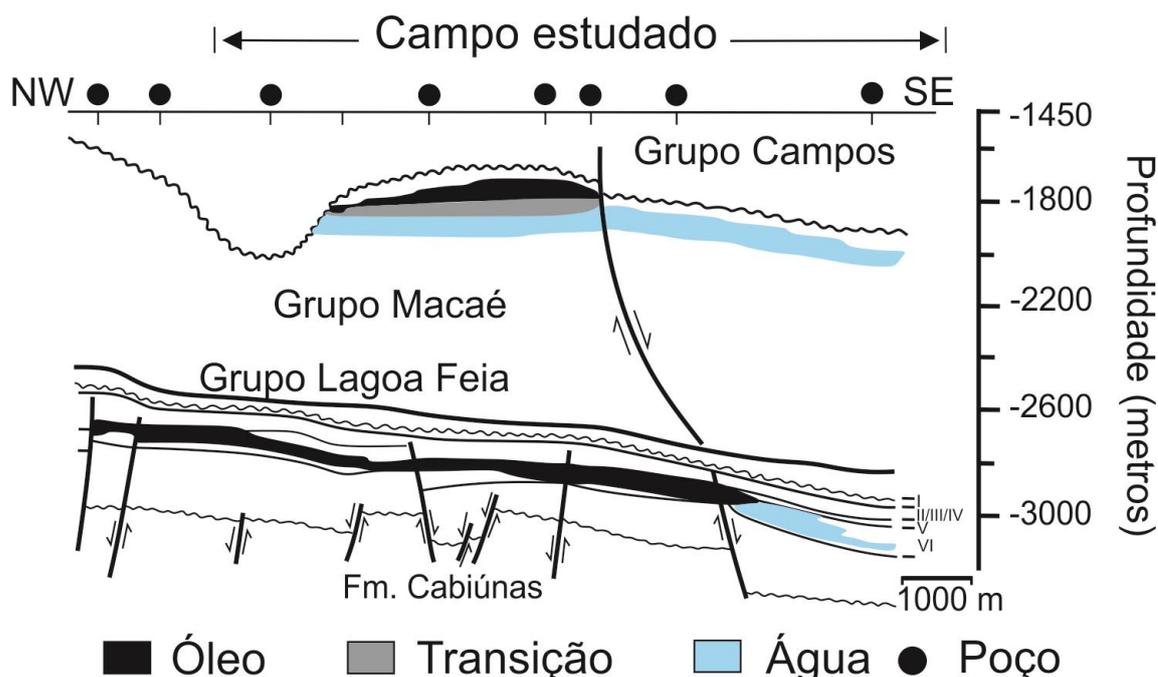


Figura 11: Seção geológica esquemática do modelo de acumulação da área de estudo. Fonte: Horschutz et al. (1992).

Okubo (2014) descreveu onze fácies sedimentares (nove na Formação Quissamã e 2 na Outeiro) agrupadas em cinco associações de fácies delimitadas por suas disposições na plataforma carbonática, com base em testemunhos, lâminas e perfis geofísicos de 28 poços ao longo do campo estudado.

Desta forma, Okubo (2014) e Okubo et al. (2015) interpretam que as fácies de *grainstones* oncolíticos e oolíticos representam deposição em ambientes de sedimentação de alta energia, os *grainstones* peloidais oncolíticos e *packstones* bioclásticos oncolíticos são marcas de ambientes de energia moderada, enquanto que os *packstones* bioclásticos peloidais e *wackestone* sugerem ambiente de baixa energia. As fácies de *packstone* bioclástico e *wackestone/packstone* oolíticos foram consideradas alóctones e de ocorrência restrita ao contato entre as formações Quissamã e Outeiro.

Os *wackestones* com glauconita e *wackestone* com pitonelídeos ocorrem somente na Formação Outeiro, e as fácies dolomitizadas também são restritas na área de estudo.

Estas fácies foram agrupadas em 5 associações de fácies por Okubo (2014): bancos oncolitos/oolíticos (AF1), interbancos (AF2), marinho protegido (AF3) e distal-pelágico (AF4 e AF5) com distribuição coerente com o modelo deposicional proposto por Guardado et al. (1989), onde pode-se observar a distribuição de fácies

de alta energia (bancos oolíticos e oncolíticos) na direção NE (Figura 12).

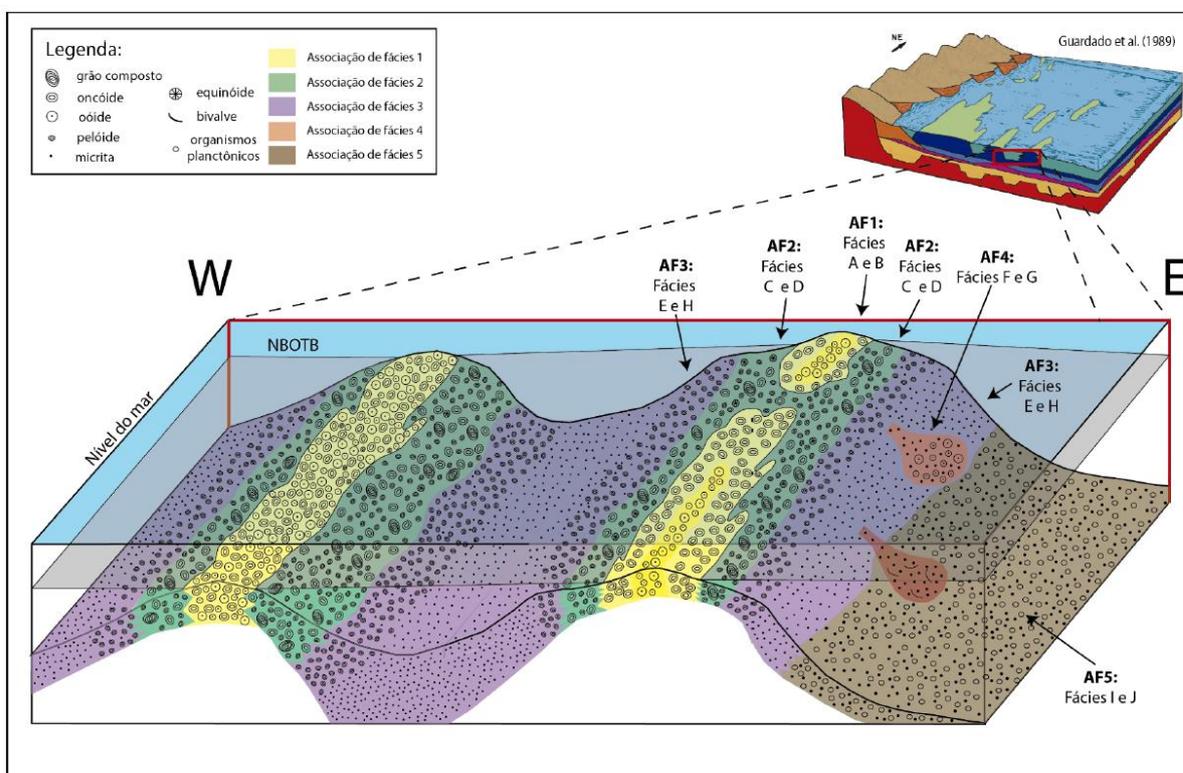


Figura 12: Bloco diagrama representativo da Formação Quissamã no Campo A, proposto por Okubo (2014) a partir de análise da associação de fácies.

Okubo et al. (2015) identificaram cinco processos diagenéticos ocorrendo nas fácies carbonáticas da área de estudo: micritização, cimentação, dissolução, compactação, dolomitização e recristalização, os quais sugerem diferentes ambientes diagenéticos: marinho freático, meteórico freático, zona de mistura e subsuperfície.

Na análise de sucessão vertical de fácies, Okubo et al. (2015) interpretaram ciclos de raseamento ascendente com tendência retrogradacional da Formação Quissamã para a Formação Outeiro com base no perfil de raio gama e fácies descritas por petrografia (Figura 13).

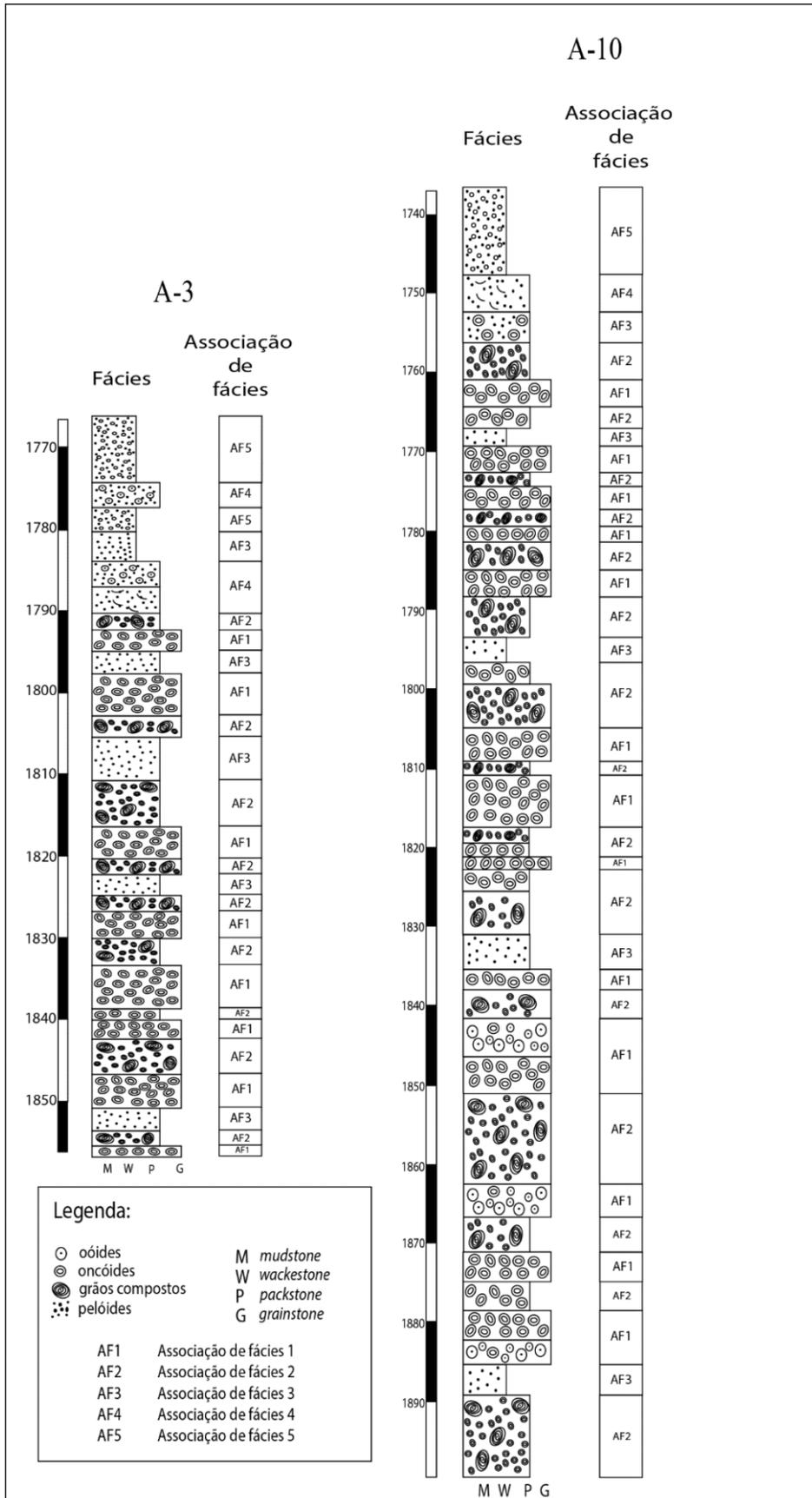


Figura 13: Associações de fácies definidas para os poços A3 e A10. Fonte: Okubo (2014).

3 Modelagem de Reservatórios

Branets et al. (2008) descrevem os principais desafios na modelagem de reservatórios destacando-se precisão e eficiência na modelagem da geometria de reservatórios complexos e representação da distribuição das propriedades de forma heterogênea.

Visto que a heterogeneidade do reservatório altera sua eficiência na produção, esta deve ser cuidadosamente determinada e, então, modelada para uso de simuladores para previsão de produção e locação de poços (YETEN & GUMRAH, 2000).

Para impulsionar o desenvolvimento dos reservatórios, são realizadas análises nas áreas de geologia, geofísica e petrofísica, as quais associadas com simulações numéricas, resultam na construção de modelos tridimensionais que podem ser utilizados posteriormente para simulação de fluxo (Figura 14). Neste contexto, a geoestatística se mostra uma ferramenta importante no cenário petrolífero, visto que integra as grandes áreas de geologia à engenharia de reservatórios.

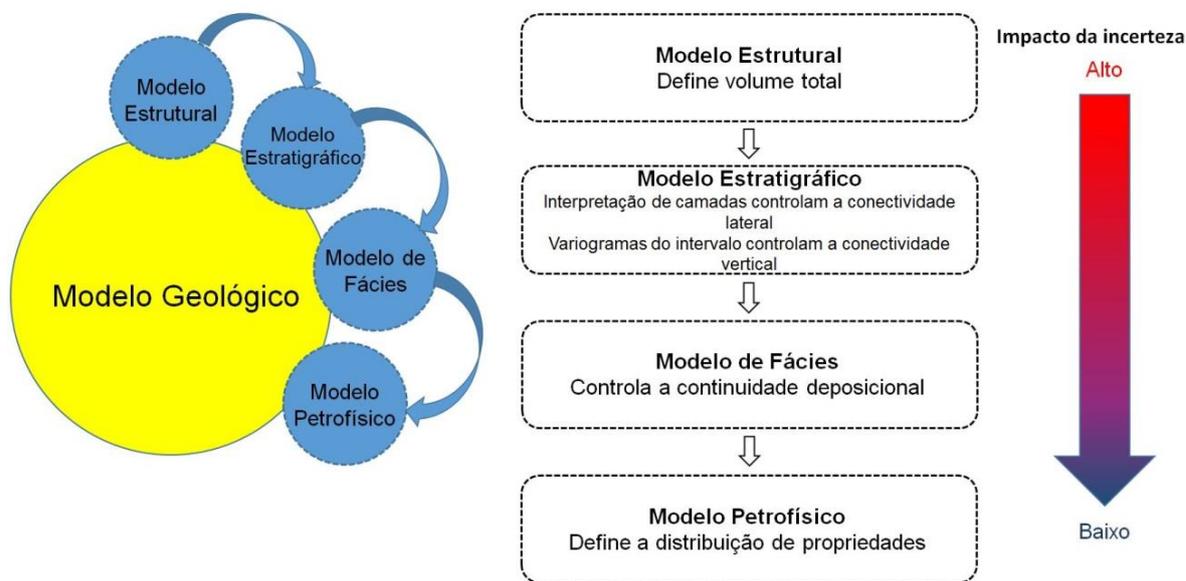


Figura 14: Geração de modelo geológico de alta resolução. O painel central apresenta o papel individual das fases no fluxo com impacto na análise de incertezas a direita. Fonte: Maucec et al. (2011).

A eficiência do processo de construção dos modelos tridimensionais está aliada aos avanços tecnológicos na prospecção, perfuração e desenvolvimento de campos de petróleo e nas melhorias computacionais que permitiram a evolução de *softwares* com este objetivo.

O processo de construção de modelos de alta resolução de litofácies e propriedades dos reservatórios se inicia pela determinação do arcabouço estrutural, o qual será integrado com o modelo geológico, que pode ser baseado em fácies deposicionais definidas pela descrição de testemunho ou com base em eletrofácies de perfis de poço calibrados com parte da descrição do testemunho (MAUCEC et al., 2011).

Nesta etapa, é necessário caracterizar o reservatório sob perspectivas de diversas escalas: os testemunhos de poço são pouco representativos em tamanho, os perfis geofísicos de poço cobrem poucos metros em volta do poço e apesar da sísmica abranger um volume extenso, possui resolução vertical limitada (BRANETS et al., 2008). Neste contexto, as técnicas geoestatísticas são utilizadas para interpolar ou extrapolar o dado conhecido para completar o modelo 3D do reservatório.

A análise estatística dos dados do intervalo trabalhado geralmente se inicia com a construção de histogramas com o intuito de representar a distribuição das frequências de forma gráfica, as quais podem ser absoluta, relativa, percentual e acumulada.

Nesta avaliação preliminar, a fim de obter informação sobre o comportamento do dado, são extraídos valores representativos das populações avaliadas, que podem ser considerados a moda do dado característico do reservatório.

Se observado um histograma simétrico (formato de sino), os dados apresentam distribuição normal e, portanto, as próximas análises e funções podem ser aplicadas em toda a área de estudo sem diferenciar o tratamento dos dados (Figura 15).

Para atender às necessidades da geociências, Matheron (1973) divulgou a geoestatística como estudo das variáveis regionalizadas, ou seja, com condicionamento espacial.

Nesta linha, a posição da variável influencia a sua estimativa: à medida que a distância entre dois pontos aumenta, a similaridade de suas medições diminui (KAMALI et al., 2013). Com a finalidade de quantificar as direções e escalas dos dados, é utilizado o variograma, que representa um modelo de correlação espacial e continuidade por meio da medida da distância entre os pares de medições dos dados.

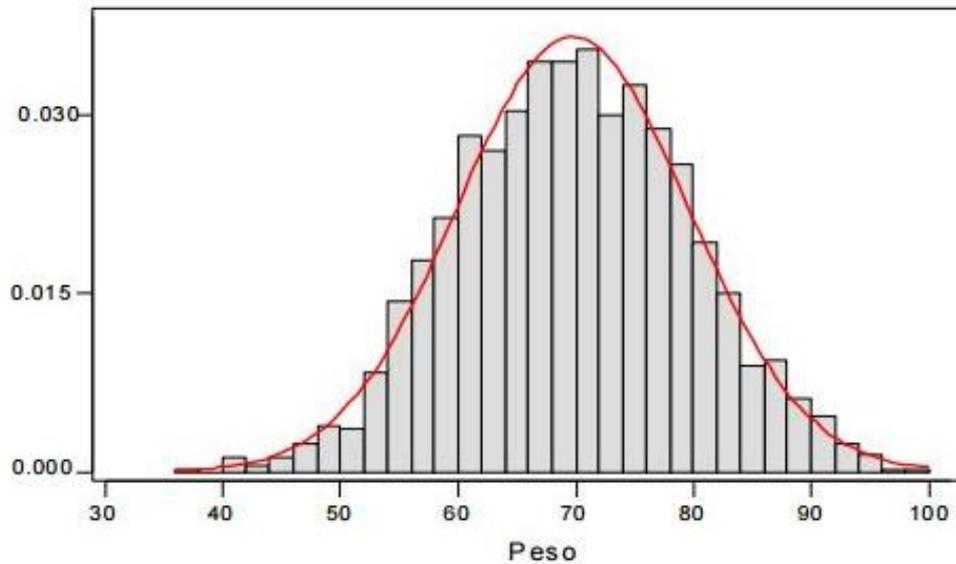


Figura 15: Exemplo de histograma simétrico que apresenta distribuição normal dos dados representada pela linha vermelha. Fonte: <<http://slideplayer.com.br/slide/49966/>> Acessado em 10/12/2015.

O variograma em termos matemáticos consiste no valor médio do quadrado das diferenças entre todos os pares de pontos presentes na área de estudo a uma distância h uns dos outros (ANDRIOTTI, 1988). Segundo o mesmo autor, para uma direção determinada, o variograma indica o quão díspares se tornam os valores quando a distância da medida aumenta. Ao longo de uma direção com intervalos Δh , a estimativa da variância é representada matematicamente pela equação 1:

Equação 1: Estimativa da Variância

$$\gamma(h) = \frac{1}{2n} \sum (x_{i+h} - x_i)^2$$

$x(i)$ = variável regionalizada

n = número de pares de valores

O variograma calculado corresponde ao experimental e deve ser posteriormente ajustado ao modelo teórico para definição da função que apresentará os parâmetros do semivariograma: efeito pepita, alcance e patamar. Dentre os modelos teóricos, os mais utilizados são os modelos esférico, exponencial e gaussiano (Figura 16).

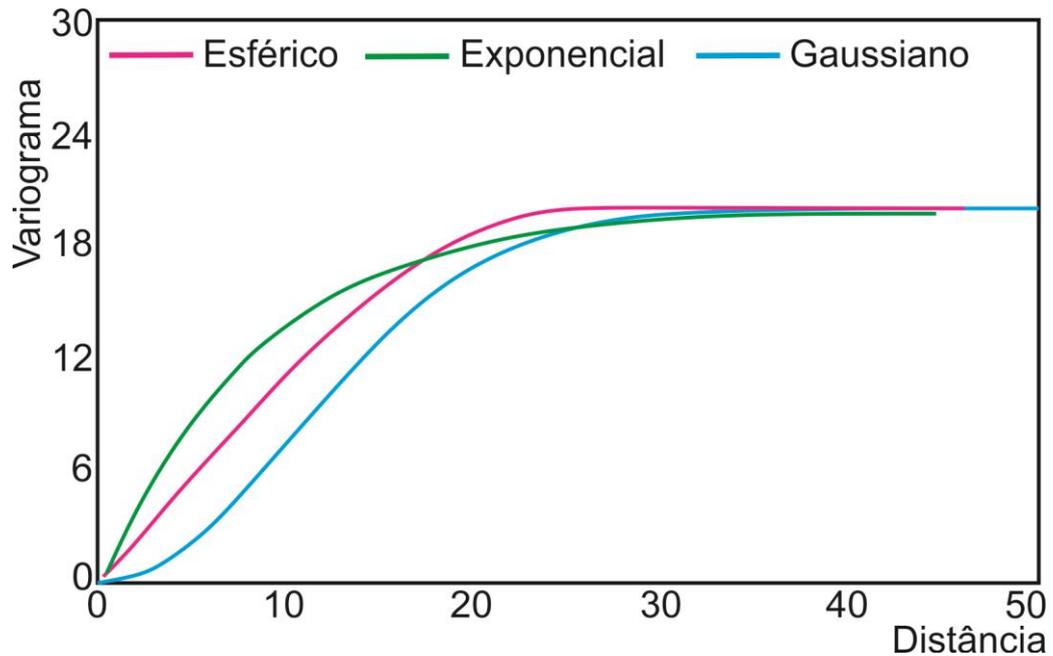


Figura 16: Tipos de Variograma. Fonte: Yamamoto & Landim (2013).

O variograma aumenta até o seu alcance, chegando ao valor constante de *sill*. Fora deste intervalo, o efeito de dados é independente um do outro (KAMALI et al., 2013).

Feita a análise da distribuição espacial dos dados, os métodos geoestatísticos a serem aplicados podem ser do tipo determinísticos por interpolação (krigagem, por exemplo) ou estocásticos, detalhados a seguir.

No âmbito dos métodos estatísticos, o algoritmo da krigagem é comumente utilizado nas geociências. É utilizado desde a década de 1970 na mineração e consiste em um método linear de estimativa de valores de variáveis no espaço a partir de valores adjacentes como exemplificado na figura 17 (LANDIM, 2006).

Segundo Chambers et al. (2000), os modelos determinísticos não lidam com incertezas associadas às variáveis dos atributos de rocha (densidade, porosidade, etc.), o que sugere a utilização de métodos de natureza estocástica.

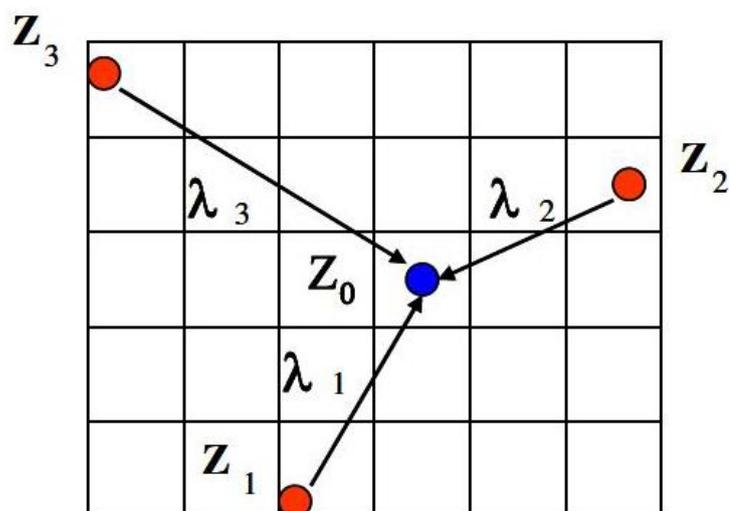


Figura 17: Princípios de krigagem – método de interpolação geoestatística. O valor da localização não amostrada Z_0 é estimada baseada na combinação linear de medidas nos pontos Z_1 a Z_3 onde os pesos λ_i na localização Z_i são calculados pelo modelo do variograma. Fonte: Maucec et al. (2011).

A modelagem estocástica é bastante utilizada pelo seu potencial em gerar modelos de reservatórios mais precisos na caracterização de heterogeneidades (JOURNEL, 1990).

Os métodos de simulação estocástica comumente utilizados na construção de modelos geológicos 3D são: Simulação Sequencial Indicativa, Booleana (objeto) e Simulação Sequencial Gaussiana. A escolha do método depende do objetivo, qualidade e quantidade dos dados, e escala do modelo a ser construído.

Segundo Chambers et al. (2000), para realizar uma simulação estocástica existem 4 importantes objetivos:

- 1) Capturar heterogeneidade;
- 2) Simulação de fácies ou propriedades das rochas ou ambos;
- 3) Honrar e integrar informação complexa;
- 4) Avaliação da incerteza.

Neste trabalho será utilizada a Simulação Sequencial Gaussiana (SGS), a qual simula variáveis contínuas como propriedades petrofísicas. (CHAMBERS et al., 2000). É o método geoestatístico mais utilizado para modelagem de reservatórios recentemente (KAMALI et al., 2013).

Kamali et al. (2013) aplicaram simulação gaussiana em carbonatos e concluíram sua eficiência na determinação de incertezas em modelos tridimensionais devido à sua elevada precisão, ausência de propriedade de

suavização, e possibilidade de criar várias realizações em que a heterogeneidade é bem demonstrada.

A análise geoestatística é responsável por guiar a distribuição dos dados ao longo do modelo geométrico definido nas etapas iniciais.

O passo final para construir o modelo geológico estático é popular as células do *grid* definidos na análise geofísica-geoestatística com propriedades da rocha.

No âmbito computacional, para a geração dos blocos que irão constituir o *Grid* do modelo, é necessário manter uma escala que não interfira na integridade do dado para evitar a eliminação de informações geológicas que seriam importantes para representar o mecanismo de fluxo do reservatório.

Se as camadas forem muito finas, o modelo precisará de uma célula vertical muito pequena, o que resultará em muitas células e não será viável para modelagem computacional. Assim, deve ser utilizada a técnica de *upscaling* para gerir a representatividade das camadas.

4 Materiais

Esta pesquisa foi desenvolvida utilizando dados geofísicos disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) pela política de gratuidade de dados para pesquisa em universidades do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP).

O banco de dados foi complementado pela PETROBRAS, no âmbito do projeto “Modelagem Estratigráfica/Sedimentológica, Diagenética, Estrutural e Petrofísica dos Reservatórios Albianos do Campo A da Bacia de Campos”.

O material desta pesquisa é constituído por um cubo sísmico de 50 km² (em formato .sgy), 19 poços verticais e seus respectivos arquivos digitais compostos por:

- Pasta de Poço: arquivos em formato .pdf datados do período de perfuração do poço, os quais informam a descrição das amostras de calha, histórico de operações, intervalos testemunhados, objetivo e completação do poço, coluna geológica prevista e constatada, problemas na perfuração, dados da perfuração (fluido e ferramentas) e, por vezes, valores de *checkshot* (arquivo que apresenta valores de profundidade do poço e sua correlação em tempo).
- Perfis Compostos: apresentam interpretações litológicas, indícios de hidrocarbonetos e topos das formações geológicas;
- Curvas de perfis de poço: arquivos no formato .las que possuem um cabeçalho com informações do poço (localização, profundidade final, etc.) e os valores de cinco perfis: raio gama (GR), densidade (RHOB), resistividade (ILD), porosidade (NPHI) e sônico (DT), em intervalos de 0,2 m.

Alguns poços possuem dados em toda a coluna estratigráfica, enquanto que outros possuem dados apenas no nível reservatório. Para os poços que não contém o perfil de porosidade (NPHI) ou densidade (RHOB), estas curvas foram calculadas pelo programa GeophysicsRock@unespetro2014 por meio de regressão linear a partir da curva de RHOB e DT, respectivamente.

Posteriormente, os dados sísmicos e de poços foram carregados e interpretados no *software Decision Space* da *Landmark*. A seguir, o quadro 1 apresenta os poços estudados, o material disponível e a classificação de cada um, distribuídos conforme a figura 18.

Quadro 1: Relação de poços utilizados nesse estudo e seus respectivos dados.

Poço	Pasta de Poço	Perfil Composto	Raio Gama	RHOB	Nphi	ILD	DT	Classificação	Kb (m)	Lâmina d'água (m)
A74	x	x	x	x	x	x	x	Produtor subcomercial de óleo	31	101
A153	x	-	x	x	x	x	x	Produtor subcomercial de óleo	12	103
A1	x	x	x	x	x	x	x	Extensão para petróleo	11	103
A2	-	x	x	x	x	x	x	Extensão para petróleo	15	100
A4	x	x	x	x	x	x	x	Extensão para petróleo	10	99
A5	x	x	x	x	x	x	x	Extensão para petróleo	12	104
A8	x	x	x	x	x	x	x	Indefinido	25	106
A78	-	x	x	x	x	x	x	Seco sem indícios	12	102
A157C	-	x	x	x	x	x	x	Extensão para petróleo	26	101
A167	x	x	x	x	x	x	x	Extensão para petróleo	12	104
A168	-	-	x	x	x	x	x	Extensão para petróleo	30	99
A139a	x	x	x	x	x	x	-	Descobridor de nova jazida de petróleo	12	103
A156	-	x	x	x	x	x	x	Descobridor de nova jazida de petróleo	12	96
A3	-	x	x	x	x	x	x	Produtor comercial de petróleo	27	104.5
A6	x	x	x	x	x	x	-	Produtor subcomercial de petróleo	27	102
A7	x	-	x	x	x	x	x	Produtor comercial de petróleo	26	97
A10	x	x	x	x	x	x	x	Produtor comercial de petróleo	27	105
A14	x	x	x	x	x	x	-	Produtor comercial de petróleo	27	104
A49	-	x	x	x	-	x	x	Descobridor de campo com petróleo	11	105
A73b	-	x	x	x	-	x	x	Extensão para petróleo	12	102

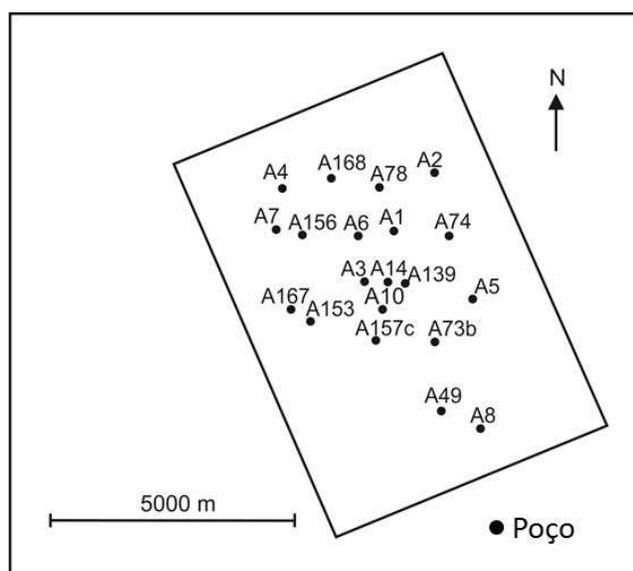


Figura 18: Distribuição do conjunto de dados.

5 Métodos

A construção do modelo geológico 3D objetiva visualizar, em termos de distribuição geoestatística da propriedade da rocha em 3D, a caracterização geofísica dos reservatórios carbonáticos estudados. A sequência das atividades realizadas, as quais são descritas a seguir, pode ser observada na Figura 19:

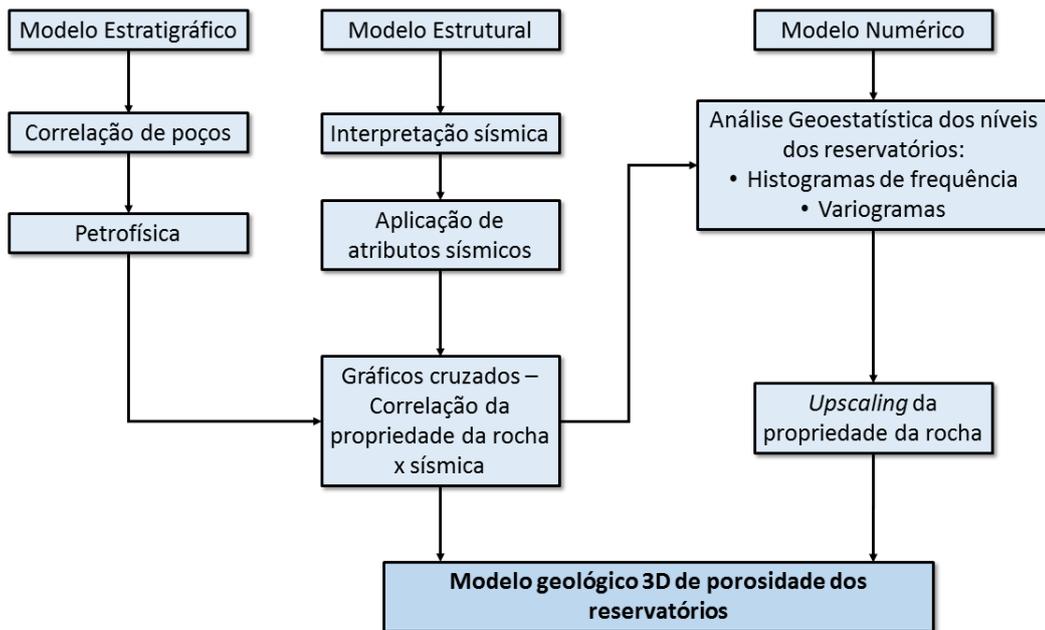


Figura 19: Fluxo de atividades para geração do modelo geológico 3D dos reservatórios carbonáticos identificados.

Em suma, os níveis reservatórios serão caracterizados petrofisicamente por meio dos perfis geofísicos de poço. Em seguida, a geometria do banco carbonático e estruturas que delimitam os reservatórios serão interpretadas na sísmica. Assim, o modelo numérico irá considerar a estrutura e as propriedades físicas definidas nas fases anteriores e interpolar os dados ao longo do modelo de forma que a anisotropia seja controlada por análise estatística.

Como resultados, são apresentadas seções estruturais do campo, mapas estruturais, mapas de atributos sísmicos, gráficos de correlação entre as propriedades da rocha e as anomalias de amplitude, histogramas de frequência, variogramas e um modelo geológico 3D de porosidade no *software Decision Space*.

A execução de diversos métodos, detalhados nos tópicos posteriores, permite uma visão geológica, geofísica e geoestatística, de forma integrada visando à interpretação e representação do modelo geológico 3D dos principais reservatórios.

5.1 Análise dos Perfis Geofísicos

O conjunto de perfis geofísicos de poços é composto por dados de densidade (RHOB), porosidade (NPHI), radioatividade (GR), resistividade (ILD) e sônico (DT).

A perfilagem geofísica é definida, segundo Rider (2002), como sendo o registro contínuo dos parâmetros geofísicos captados ao longo da parede de um poço, com utilização de ferramentas a cabo ou, ainda, de ferramentas acopladas nas colunas de perfuração. Os valores medidos resultam em curvas denominadas perfis geofísicos, os quais representam diferentes propriedades da rocha, que interpretados de maneira conjunta, delimitam os reservatórios. A seguir, uma descrição dos perfis geofísicos utilizados nessa pesquisa:

- **Registro de Raio Gama** – (*gamma ray log* - GR): Quantifica a radioatividade natural da rocha, emitida pela presença dos elementos instáveis ^{238}U , ^{232}Th e ^{40}K , apresentada na escala de graus API. Este perfil é utilizado principalmente para identificação de litologias, para correlação de intervalos estratigráficos e ainda para o cálculo de argilosidade, no caso de sedimentos terrígenos, ou índice de radioatividade para carbonatos;
- **Registro Sônico** – (DT): Mede o tempo de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. A unidade de medição é microssegundos por pé – $\mu\text{s}/\text{pé}$ - e pode ser utilizado para estimativas de porosidade, visto que quanto maior a separação entre os grãos, maiores os valores de DT. Este registro também pode ser usado para construção do sismograma sintético, que auxilia a correlação do poço com a seção sísmica.
- **Registro de Densidade** – (RHOB): Estimada com a medição da radiação gama que volta para o detector Geiger, depois da colisão dos raios gama artificiais com os elétrons da formação. Este perfil é apresentado em gramas por centímetro cúbico – g/cm^3 . Em termos geológicos, essa densidade é uma função da matriz e do fluido alojado nos poros (BASSIOUNI, 1994). A partir desse registro, pode ser calculada a porosidade relativa (PHID). O quadro 2 apresenta os valores de densidade padrão para as rochas e fluidos mais comuns na área de estudo.

Quadro 2: Valores de densidade das rochas e fluidos utilizados nesta pesquisa. Fonte: Bassiouni (1994).

Material	Densidade g/cm ³
Arenito e Folhelho	2,65
Carbonato	2,71
Óleo	0,9
Água Salgada	1,1
Água doce	1

- **Registro de Resistividade** – (ILD): Mede a resistividade da rocha em relação à passagem de uma corrente elétrica induzida na litologia, onde a unidade de medida é ohm.m. O registro de resistividade é utilizado, principalmente, para determinar o tipo do fluido dentro do reservatório, sendo que água salgada corresponde aos valores mais baixos (< 1 ohm.m) e hidrocarbonetos geram altos valores de resistividade (>50 ohm.m).
- **Registro de Porosidade** – (Nphi): Mede a porosidade neutrônica da rocha por meio do índice de hidrogênio da formação. Sua resolução vertical aproximada é de 3 pés e o dado é apresentado em porcentagem.

É importante enfatizar que ao comparar os valores das propriedades lidas nos perfis geofísicos, são considerados valores médios dos intervalos que sejam representativos dos níveis estudados de forma visual. Isto ocorre para evitar valores extremos ou picos que possam ser originados de erro de leitura da ferramenta, ou até mesmo que seja pouco expressivo na unidade, mas se calculada uma média numérica, o resultado seria tendencioso no cálculo e não seria coerente com a realidade.

Os dados dos perfis se iniciam no Membro São Tomé (Turoniano ao Recente), entre 400 e 500 metros e, na maioria dos poços, se entende por toda coluna estratigráfica até alcançar o Grupo Lagoa Feia (Aptiano) ou o embasamento econômico (Cretáceo Inferior). No geral, os perfis podem exibir valores anômalos e para obter uma visão regional, inicialmente foram observadas e demarcadas as quebras dos perfis, ou seja, mudanças significativas no seu padrão geométrico.

A associação de perfis compostos e pastas de poço permitiu definir o topo do Grupo Macaé, correspondente à Formação Outeiro, e o topo da Formação

Quissamã, onde se inicia uma zona de transição (Q1) e a sequência dos reservatórios (R1 e R2).

O perfil de raio gama é representativo para marcação do topo do Grupo Macaé, pois os valores altos (> 100 graus API) correspondentes ao folhelho sobreposto decaem para valores medianos de *mudstone*, *wackestone* e margas (~45 graus API). Este perfil decresce (<18 graus API) quando encontra os *grainstones* e *packstones* da Formação Quissamã no nível dos reservatórios R1 e R2 (Figura 20).

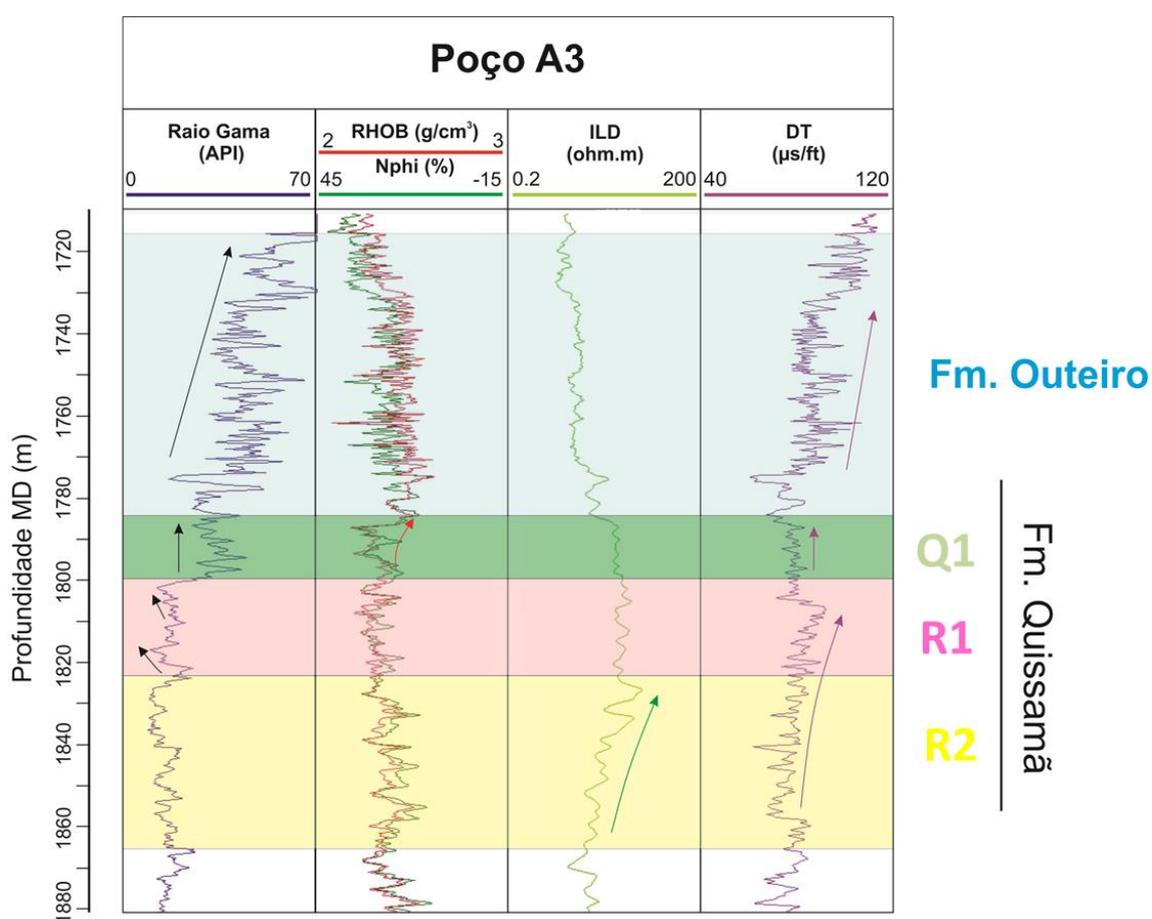


Figura 20: Exemplo da subdivisão dos intervalos estratigráficos com base nos perfis geofísicos.

Os reservatórios R1 e R2 foram delimitados principalmente pelo aumento do perfil de raio gama entre os reservatórios. Secundariamente, utilizou-se as mudanças dos perfis de porosidade e densidade.

Como os poços A3, A10 e A157C produzem do carbonato Albiano, os perfis dos intervalos delimitados nestes poços foram considerados referências de assinaturas geofísicas destes níveis, a serem identificadas e correlacionadas nos

poços adjacentes. Estes poços possuem intervalos testemunhados de maior expressão no intervalo estudado e análise petrográfica descrita no trabalho de Okubo (2014), o que permite a integração rocha-perfil.

Para a posterior modelagem 3D, os reservatórios foram delimitados até a base do R2. A sequência de *grainstones* e *packstones* abaixo da base deste reservatório foi considerada um pacote único até o topo do Dolomito Badejo, onde os perfis apresentam comportamento anômalo: picos nos perfis de ILD e NPHI e aumento dos valores no perfil de raio gama.

Na sequência regional, é observado aumento da velocidade do perfil sônico de 2300 m/s para aproximadamente 3950 m/s na seção carbonática, valores esperados com base na tabela-guia de velocidades da rocha (Figura 21).

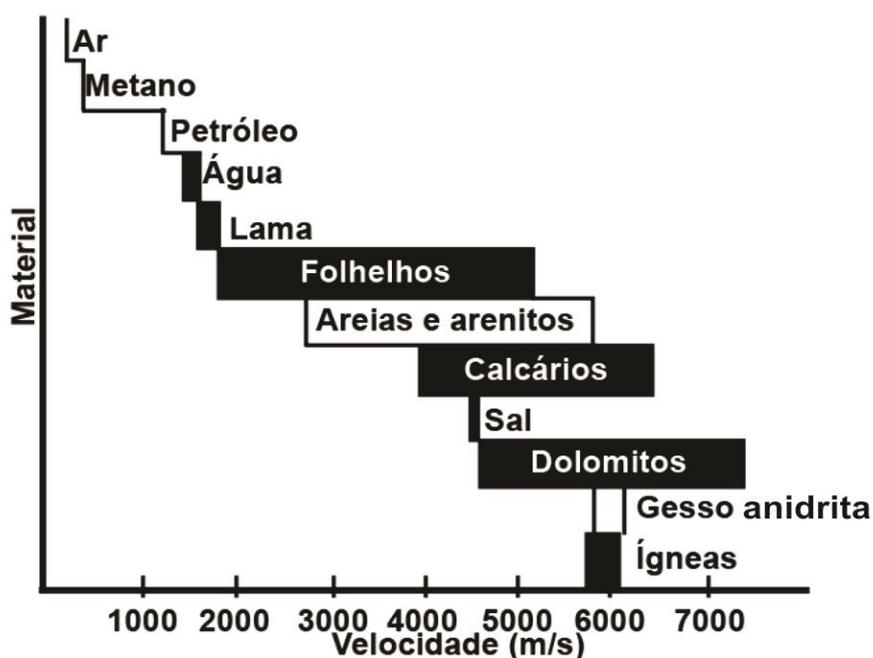


Figura 21: Distribuição de velocidades comumente encontradas na prospecção de petróleo pelo método sísmico de reflexão. Fonte: Thomas (2001).

5.2 Correlação de Poços

Os perfis geofísicos foram utilizados para elaboração de gráficos, cujas morfologias e associações com informações de pastas de poço permitiram a interpretação dos topos e bases dos níveis de interesse: fundo do mar, Membro Siri, topo do Grupo Macaé (Formação Outeiro), topo da Formação Quissamã e níveis reservatórios, Dolomito Badejo e topo do Grupo Lagoa Feia. A partir desta

identificação, esses níveis estratigráficos foram correlacionados entre os poços contidos na área de estudo, onde buscou-se verificar a distribuição e variação lateral das camadas por meio de cinco seções estratigráficas distribuídas conforme apresentado na figura 22.

A correlação foi baseada na definição de geometrias semelhantes de perfis de poço e acompanhamento da tendência do formato do perfil. Foram enfatizados os reservatórios R1 e R2, como a exemplo da figura 23.

Pode-se observar na Figura 23 a geometria do perfil de raio gama praticamente constante ao longo dos reservatórios e o perfil serrilhado da Formação Outeiro (Seção Bota). O intervalo Q1 está separado da Formação Outeiro por diminuição do perfil de raio gama, densidade e porosidade.

Com a utilização do *software Decision Space* foram definidos os níveis (*picks*) que correspondem às superfícies estratigráficas correlacionadas. Posteriormente, estes serviram de referência para calibração e interpretação da superfície na sísmica.

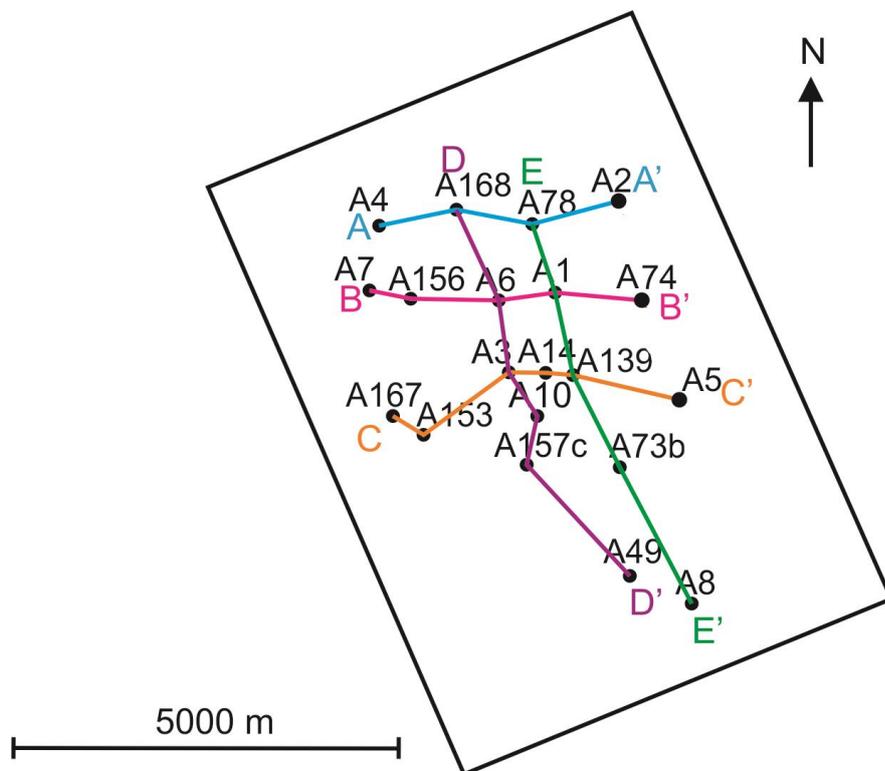


Figura 22: Localização das seções estruturais ao longo do campo de hidrocarboneto estudado.

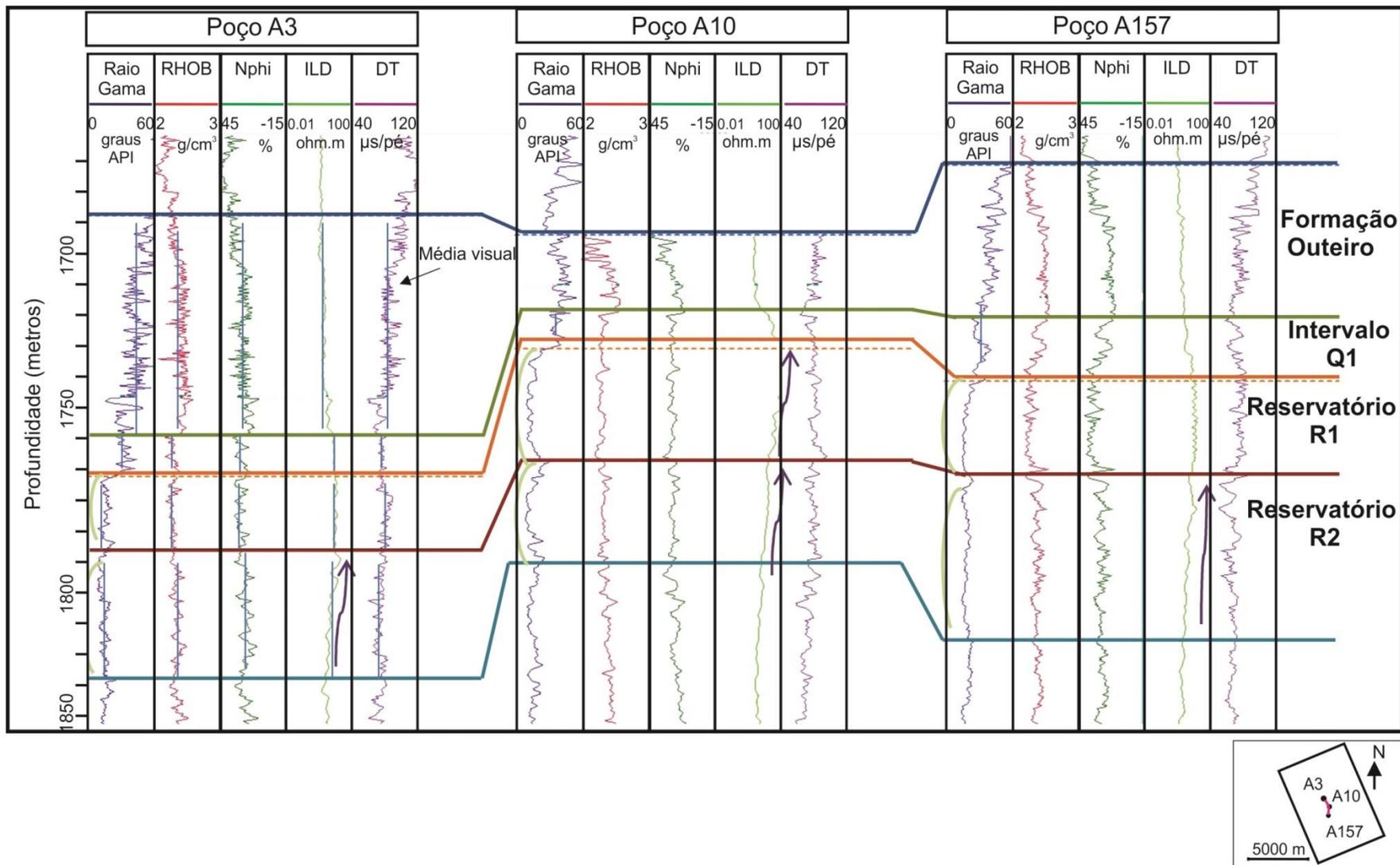


Figura 23: Seção estrutural representando a correlação de poços do Grupo Macaé no campo estudado, com retas e setas demonstrando a tendência do perfil a ser correlacionado com os poços adjacentes da área.

5.3 Interpretação Sísmica

Os dados sísmicos e de perfis geofísicos de poços foram carregados no *software Decision Space* da *Landmark*, que permite a construção de um sismograma sintético para identificação do dado na escala do poço em metros para seu equivalente na sísmica em tempo (milissegundos).

Esta fase de calibração se inicia com o cálculo do produto dos perfis RHOB e DT (equação 2) digitalizados, resultando em uma curva de impedância acústica (propriedade que um meio apresenta ao ser atravessado pelas ondas sísmicas).

Equação 2: Impedância Acústica

$$I = v\rho$$

I = Impedância acústica em Pa.s/m

V = velocidade da rocha em m/s

P = densidade da rocha em kg/m³

Com base nesta curva, é calculado o coeficiente de reflexão (contraste de impedância acústica entre duas camadas), o qual representa a diferença dos valores de impedância sobre a soma destes (equação 3). Os coeficientes de reflexão são convolvidos com um traço sísmico e se obtém valores de amplitude representados na forma de *wavelet*. Segundo Cabañas (1996), a soma das reflexões na forma de um pulso sísmico forma um traço único representativo sintético (Figura 24).

Equação 3: Coeficiente de reflexão

$$R_o = \frac{(\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1)}{(\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1)}$$

ρ = densidade da rocha em kg/m³

v = velocidade da rocha em m/s

R_o = Coeficiente de Reflexão

1 = Camada superior

2 = Camada inferior

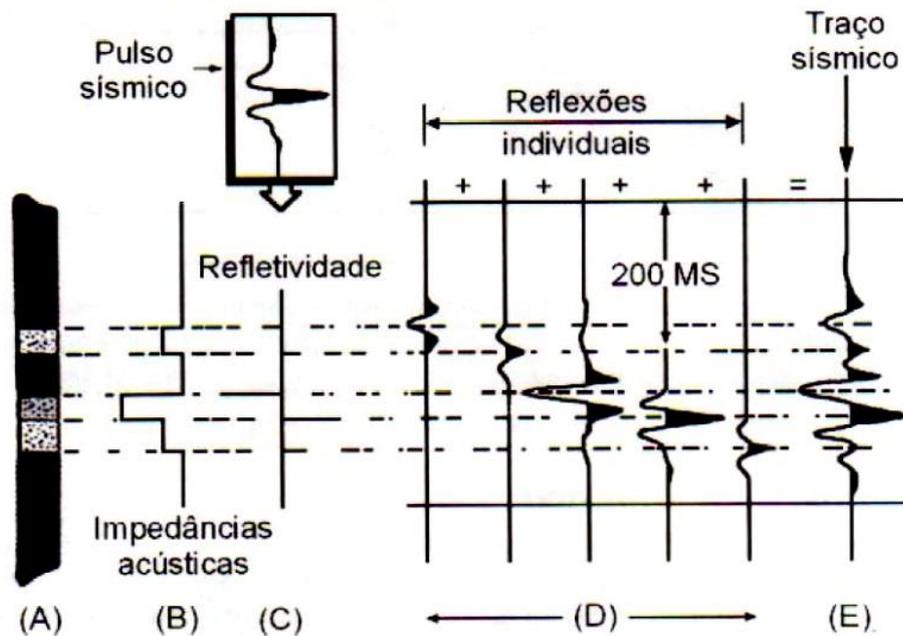


Figura 24: Exemplo ilustrativo de um sísmograma sintético. (A) Coluna sedimentar. (B). Impedâncias acústicas. (C) Coeficiente de Reflexão. (D) Reflexões individuais de cada interface na forma de wavelet após a convolução. (E) Traço sísmico sintético final. Fonte: Thomas (2001).

O traço sintético é exportado para a seção sísmica na localização do poço e comparado com as amplitudes próximas para verificar sua correlação.. Se observado um deslocamento do *wavelet* sintético com o real, é possível fazer um deslocamento vertical (*shift*) do perfil para melhor calibração.

É esperado que o sísmograma sintético represente o comportamento do traço sísmico, já que ambos dependem dos mesmos parâmetros (densidade e velocidade). Entretanto, a amostragem de uma perfilagem de poço é de aproximadamente 30 cm, enquanto que a resolução sísmica normalmente está entre 10-15 m (pode ser menor), portanto é possível fazer ajustes e aplicar filtros para melhorar a proximidade dos dados.

Comprovada uma boa correlação (>70%) entre o sísmograma sintético e o dado sísmico, é possível localizar o refletor na seção sísmica que corresponde à superfície estratigráfica interpretada em escala de profundidade (m).

Com a utilização do *Decision Space*, foram construídos sísmogramas sintéticos para todos os poços que continham os perfis sônico e densidade. Foram importados os intervalos (*picks*) determinados na fase de correlação de poços e os traços sísmicos para ajustar os *wavelets*, e determinar a amplitude de entrada e

saída dos reservatórios e níveis regionais a serem interpretados. Utilizou-se usar como referências, os sismogramas dos poços A3 e A157C por apresentarem maior correlação no nível reservatório (>70%) (Figura 25).

Posteriormente à calibração do dado, o sismograma sintético foi exportado para a seção sísmica, o que permitiu identificar os horizontes cronoestratigráficos de interesse (topo do Albiano e níveis reservatórios) e níveis regionais (fundo do mar, Oligoceno-Mioceno, Aptiano, etc.), reconhecendo assim as superfícies estratigráficas principais da Bacia de Campos (Figura 26).

Os horizontes de expressão regional que correspondem a superfícies de discordância ou mudanças bruscas da média de velocidade do perfil sônico foram interpretados, pois serão utilizados em etapas posteriores para conversão tempo x profundidade.

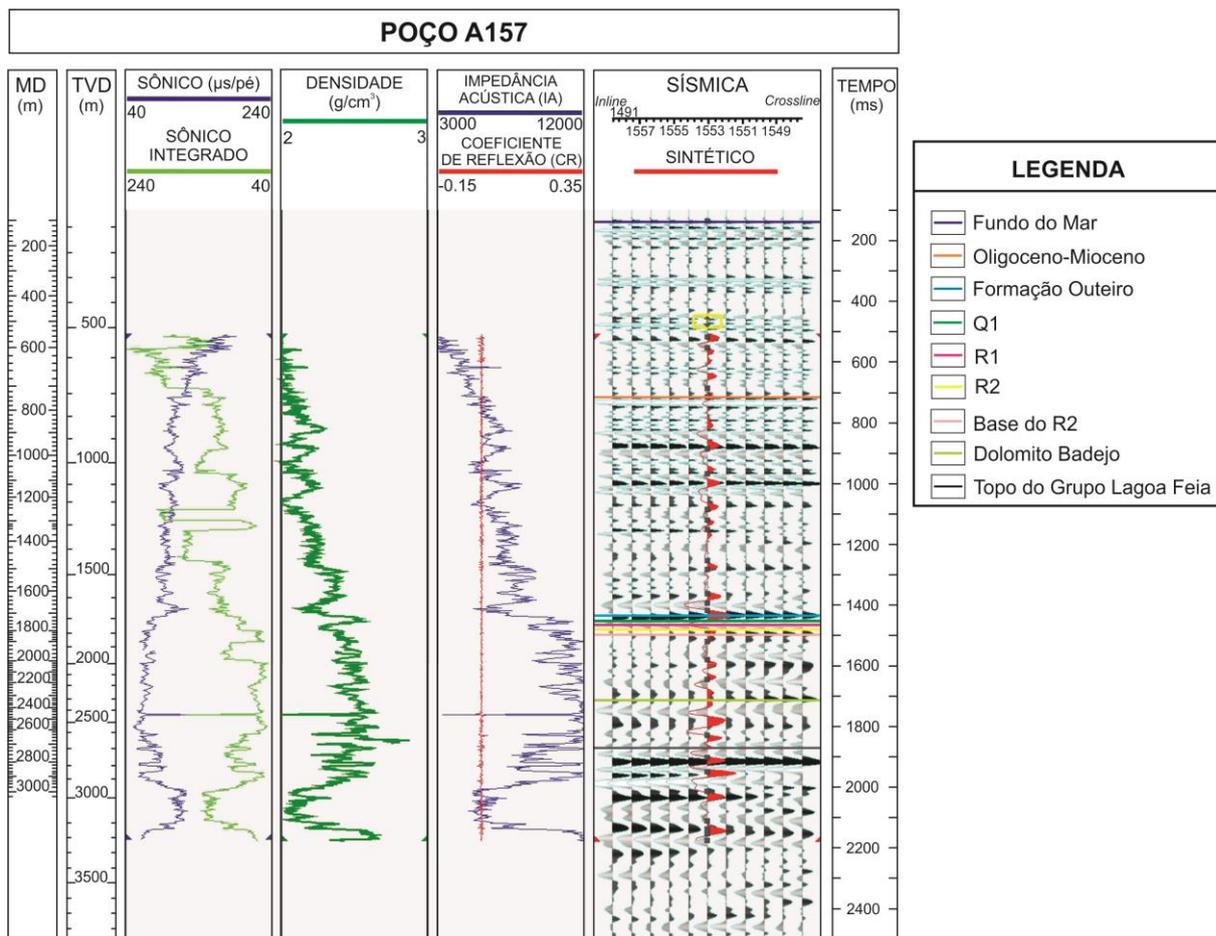


Figura 25: Sismograma sintético do poço A157 com correlação de 70% nos níveis reservatórios.

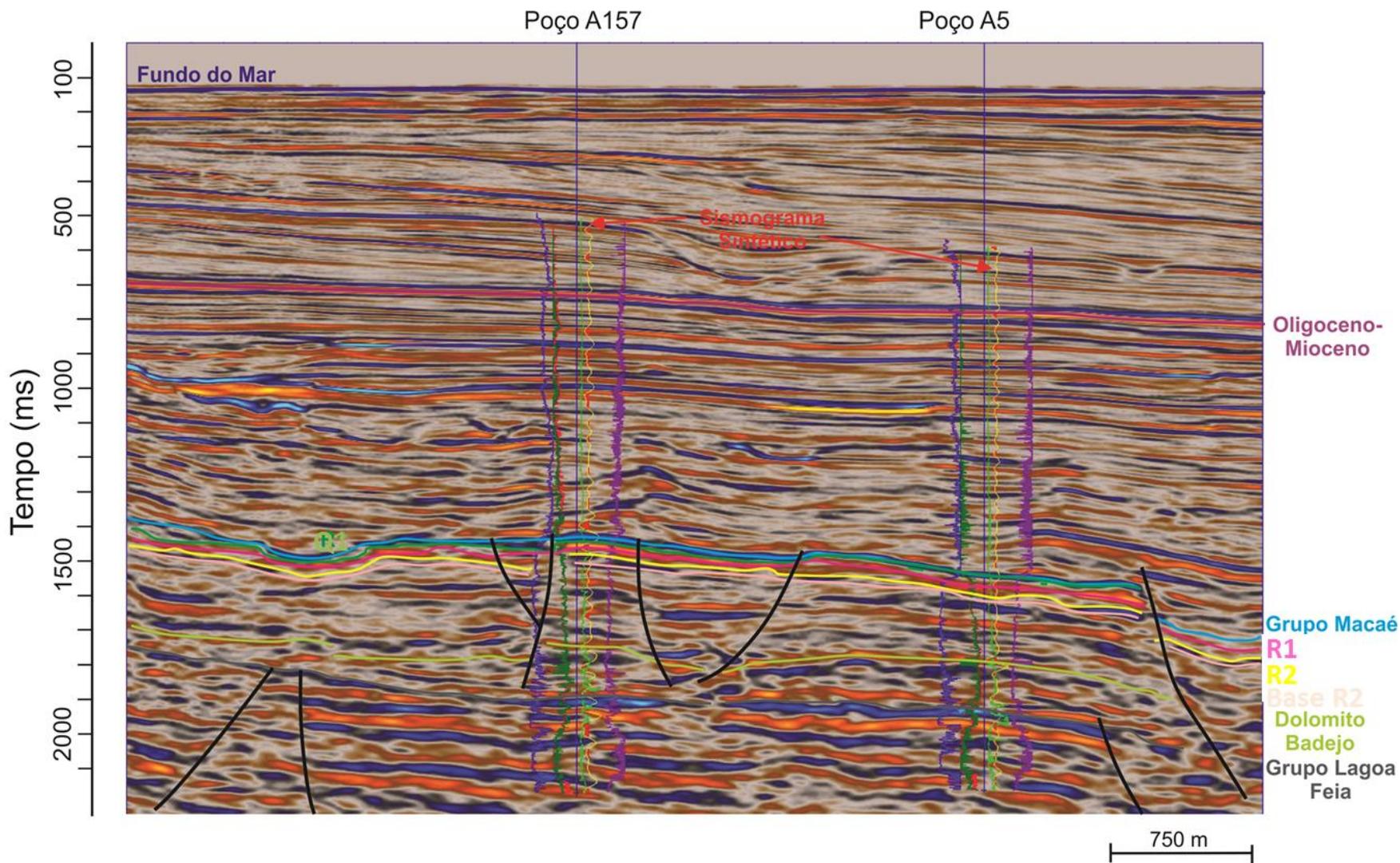


Figura 26: Seção sísmica regional com a calibração por meio do sismograma sintético dos poços A157 e A5.

O fundo do mar foi interpretado como o primeiro refletor de máxima amplitude positiva identificado na seção sísmica por volta dos 130 ms ao longo do campo. Em seguida, o horizonte correspondente ao Membro Siri foi interpretado em um refletor negativo contínuo, visto como referência por ser o primeiro nível próximo ao início das perfilagens na maioria dos poços.

O horizonte cronoestratigráfico correspondente ao topo do Albiano (Grupo Macaé) se destaca com comportamento diferenciado da sequência sobreposta por apresentar geometria de um banco carbonático divergente da sequência clástica depositada horizontalmente acima. O topo do Grupo Macaé foi interpretado em um refletor de amplitude positiva, o topo da Formação Quissamã (Q1) no *zero-crossing*, o reservatório R1 no refletor de amplitude negativa, o reservatório R2 no *zero-crossing* e a base dos reservatórios no refletor de amplitude positiva, como pode ser observado na figura 27.

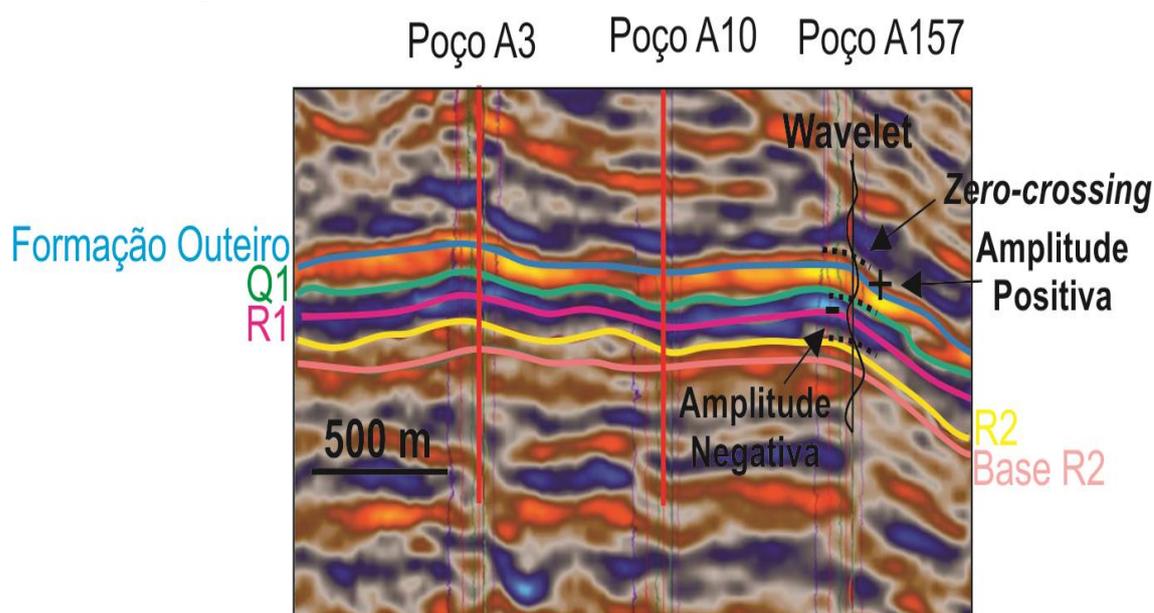


Figura 27: Seção sísmica representando o topo do Grupo Macaé e os níveis reservatórios dos poços A3, A10 e A157C.

O topo do Dolomito Badejo foi interpretado em um refletor de amplitude positiva descontínuo, enquanto que o topo do Grupo Lagoa Feia foi interpretado em um refletor *zero crossing* bem marcado. O topo desta unidade foi considerado com o intuito de verificar se a movimentação dos blocos influenciou os reservatórios no nível Albiano.

Os horizontes foram interpretados ao longo de *inlines* e *crosslines* (*dip* e *strike*, *respectivamente*) em malha 5x5 do cubo sísmico em tempo (ms) com a

técnica de *AutoTrack* e *Point*. Além de feições estruturais, é possível observar a diferença de espessura da camada, fundamental para as etapas sucessivas de construção do modelo geológico. Estas características também podem ser representadas nos mapas de isópacas dos níveis reservatórios (horizonte da base – horizonte do topo).

Os mapas interpretados foram interpolados e tratados com a ferramenta de suavização (*smooth*), de maneira a não alterar drasticamente os dados originais, apenas suavizar alguns picos (*spikes*) (Figura 28).

Para finalizar o modelo estrutural, foram interpretadas as principais falhas que confinam os reservatórios carbonáticos, essenciais na compreensão geológica da área.

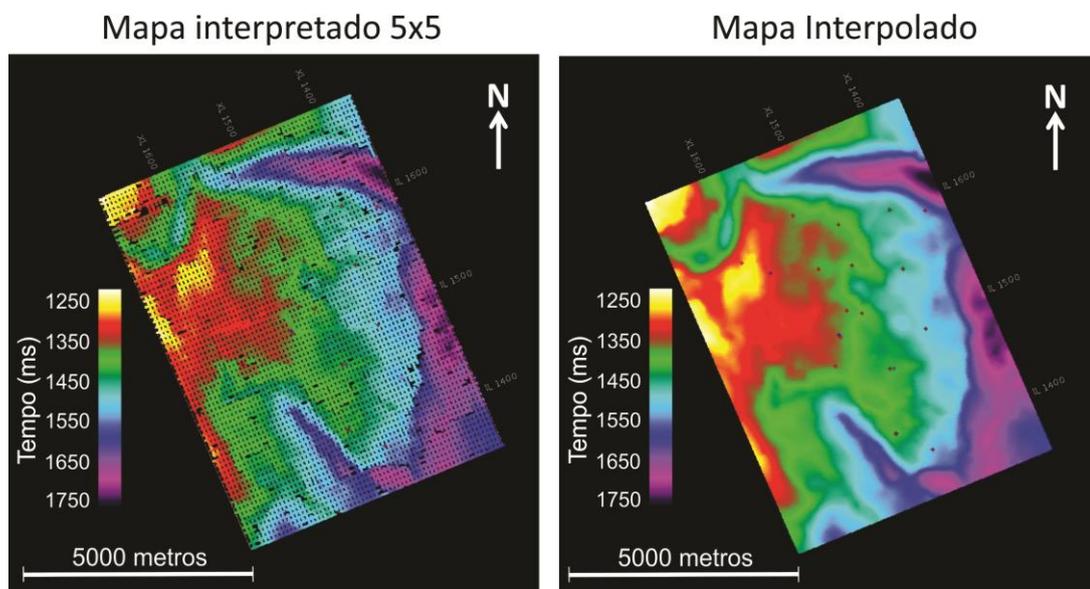


Figura 28: Mapa interpretado em 5x5 e posteriormente interpolado e suavizado.

5.4 Interpretação e análise de atributos sísmicos

Sobre os mapas estruturais correspondentes ao topo do Grupo Macaé e aos reservatórios da Formação Quissamã, foram aplicados 13 atributos sísmicos estratigráficos, incluindo *Amplitude RMS*, *Mean Amplitude*, *Mean Absolute Amplitude*, *Maximum Positive Amplitude*, *Maximum Negative Amplitude*, *Maximum Absolute Amplitude*, *Maximum Amplitude*, *Minimum Amplitude*, *Sum of Positive Amplitudes*, *Sum of Negative Amplitudes*, *Sum of Absolute Amplitudes*, *Total Energy*

e *Maximum Peak Amplitude*, descritos a seguir.

A janela corresponde ao intervalo em tempo (ms) que será incluído no cálculo do atributo a partir da superfície interpretada. Esta variável depende do valor da espessura da camada analisada.

- *Mean Amplitude* (Amplitude Média) – Corresponde à média de todas as amplitudes dentro da janela especificada para o cálculo (equação 4);

Equação 4: Amplitude Média (*Mean Amplitude*)

$$MeanAmpl = \frac{Soma\ das\ amplitudes\ na\ janela}{número\ de\ amostras\ na\ janela}$$

- *Mean Absolute Amplitude* (Média da Amplitude Absoluta) – Calcula a média de todos os valores na janela e, então, assume o valor absoluto (em módulo) de cada número (equação 5);

Equação 5: Média da Amplitude Absoluta (*Mean Absolute Amplitude*)

$$MeanAbs = \frac{Soma\ dos\ valores\ absolutos\ (em\ módulo)\ na\ janela}{número\ de\ amostras\ na\ janela}$$

- *Maximum Positive Amplitude* (Máxima Amplitude Positiva) – Corresponde ao maior valor positivo dentro da janela;
- *Maximum Negative Amplitude* (Máxima Amplitude Negativa) – Corresponde ao maior valor negativo dentro da janela;
- *Maximum Absolute Amplitude* (Máxima Amplitude Absoluta) – Assume o maior valor na janela, independente do sinal (positivo ou negativo);
- *Minimum Amplitude* (Mínima Amplitude) – Calcula o menor valor de amplitude da janela, independente do sinal;
- *Amplitude RMS (Root Mean Square)* – Calcula a raiz quadrada da média de todos os valores de amplitude ao quadrado, dentro da janela (equação 6);

Equação 6: Amplitude RMS

$$RMS = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^2}{n}}$$

- *Sum of Positive Amplitudes* (Soma das Amplitudes positivas) – Soma de todas as amplitudes positivas dentro da janela;
- *Sum of Negative Amplitudes* (Soma das Amplitudes negativas) – Soma de todos os valores de amplitude negativa dentro da janela;
- *Sum of Absolute Amplitudes* (Soma das Amplitudes absolutas) – Soma dos valores absolutos de amplitude (módulo) negativa e positiva dentro da janela;
- *Maximum Amplitude* (Máxima Amplitude) – Calcula o maior valor de amplitude na janela, independente do sinal;
- *Total Energy* (Energia Total) – Calcula a soma das amplitudes ao quadrado.

Estes atributos sísmicos foram aplicados com o intuito de verificar se anomalias de amplitude correspondiam a alguma propriedade do reservatório, inicialmente de forma qualitativa e, posteriormente, essa relação foi quantificada com a aplicação de gráficos de correlação (*cross-plots*).

Estes algoritmos matemáticos realçam características dos reservatórios, e a aplicação do atributo depende do objetivo a ser visualizado, pois alguns destacam feições estruturais e outros podem ser indicadores de hidrocarbonetos.

A integração do dado sísmico com a rocha permite caracterizar fácies geofísico-geológicas. Assim, a análise de imagens com anomalias de amplitude devem ser interpretadas considerando as particularidades geológicas da área, validando a associação de ambos os métodos.

5.5 Petrofísica

As propriedades físicas aqui calculadas correspondem a valores de petrofísica básica com base em perfis de poço, entre eles: índice de radioatividade, resistividade, densidade, e porosidade do intervalo, o que permitiu o cálculo posterior da saturação de água de cada reservatório, utilizando-se a equação de saturação de Archie (1942).

É importante lembrar que o índice de radioatividade (I_{gr}) é calculado a partir do perfil de raio gama pela equação 7:

Equação 7: Índice de Radioatividade (Igr)

$$I_{gr} = \frac{R_{gfolhelho} - R_{glido}}{R_{gfolhelho} - R_{gcarbonato}}$$

Igr = índice de radioatividade

RGfolhelho = valor do raio gama em 100% de folhelho

RGlido = valor do raio gama medido no intervalo de interesse

RGcarbonato = menor valor do raio gama, onde há 0% de folhelho

A porosidade é a proporção de espaços vazios no volume total da rocha (ASQUITH & KRYGOWSKI, 2004). Este valor inclui o total de líquido que a rocha terá no seu volume total e corresponde a porosidade total. Quando é medido apenas os poros interconectados, é denominada a porosidade efetiva. Neste caso, o volume de água irreduzível (água absorvida pelos grãos e a que fica em volta deles pela pressão capilar) e os poros isolados são retirados do cálculo.

A saturação de água (S_w) é definida como volume dos poros da rocha preenchidos pela água de formação, representada por um número decimal. A saturação de hidrocarboneto é a diferença deste valor para o número 1, que corresponde a 100% dos poros das rochas (Equação 8) (ASQUITH & KRYGOWSKI, 2004).

Equação 8: Saturação de hidrocarboneto

$$S_h = 1 - S_w$$

S_h = Saturação de hidrocarboneto

S_w = Saturação de água

Para o cálculo de saturação de água, devem ser calculados os parâmetros a (fator de tortuosidade), m (expoente de cimentação) e R_w (resistividade da água de formação). Segundo Asquith (1980), os valores mais comumente usados para o cálculo de carbonatos seria $a = 1$ e $m = 2$.

Entretanto, Vincentelli & Contreras (2015) publicaram os valores destes parâmetros calculados especificamente para os carbonatos albianos do sudoeste da Bacia de Campos e portanto, são considerados plausíveis para uso neste estudo.

Teixeira et al. (2014) compararam os resultados de saturação utilizando

valores padrões e os específicos para os carbonatos albianos. Os autores observaram uma diferença de 34%, o que levou à conclusão de que os reservatórios deveriam ajustar os métodos de cálculo a suas particularidades.

A saturação de água foi calculada pela equação de Archie (1942), equação 9, onde os parâmetros a, m e R_w foram baseados nos valores definidos no artigo de Vincentelli & Contreras (2015), sendo: $a=0.87$; $m=1.6$ e $R_w = 0.031 \text{ ohm}_m@156^\circ\text{F}$.

Equação 9: Saturação de água

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a R_w}{\phi^m R_t}}$$

S_w = Saturação de água (%);

n = expoente de saturação, definido em 2 (adimensional).

R_t = resistividade volumétrica da rocha (Ohm.m);

R_w = resistividade da água de formação (Ohm.m);

Φ = porosidade (%);

m = fator de cimentação definido em 1,6 (adimensional);

a = fator de tortuosidade definido em 0,87 (adimensional).

Os resultados dos cálculos petrofísicos foram visualizados em perfis gráficos, de onde foi retirada a moda e posteriormente, foram elaborados mapas de isopropriedade no programa Surfer10, utilizando-se o método de interpolação de mínima curvatura.

5.6 Confecção de gráficos cruzados (*Cross-plots*)

Com o objetivo de integrar as fácies geofísicas geradas pela aplicação de atributos sísmicos com as fácies geológicas, foram confeccionados gráficos cruzados ou *cross-plots*, os quais são constituídos pelo valor da propriedade da rocha reservatório no eixo da abcissa (x) e o valor do atributo sísmico no eixo da ordenada (y) (Figura 29).

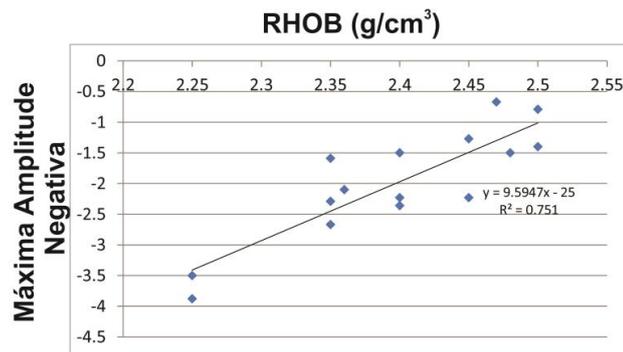


Figura 29: Cross-plot de correlação do RHOB com o atributo *Maximum Negative Amplitude* no nível reservatório R1.

Os valores da propriedade da rocha foram medidos no perfil geofísico nos intervalos correspondentes ao topo do Grupo Macaé e aos reservatórios, enquanto que os valores de amplitude foram medidos sobre o mapa de atributo calculado sobre os mesmos níveis na posição de cada poço.

Buscaram-se correlações lineares e com $R^2 > 0,6$ para identificar qual atributo sísmico corresponde de maneira mais confiável às propriedades físicas dos reservatórios carbonáticos do campo estudado.

5.7 Conversão tempo x profundidade

Os mapas dos níveis regionais foram interpretados na sísmica em tempo (ms). Entretanto, para construir o modelo geológico, é necessária a conversão dos mapas para a escala de profundidade (m) (Figura 30).

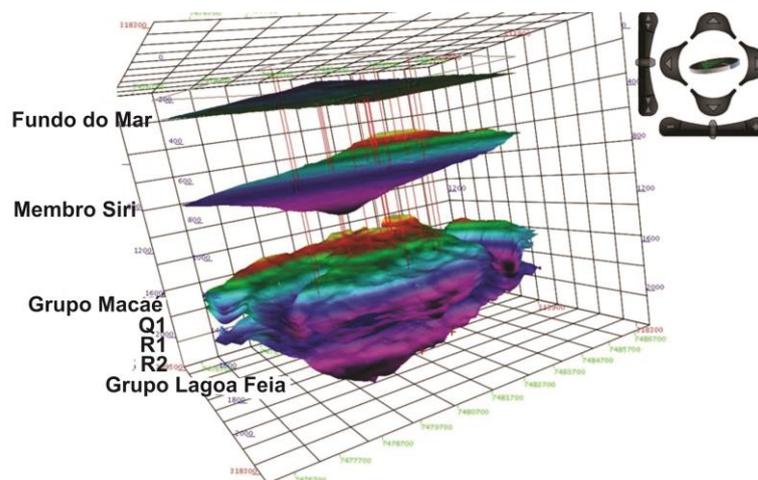


Figura 30: Exemplo dos mapas de contorno para os níveis interpretados: fundo do mar, Membro Siri, Topo do Grupo Macaé, topo do Q1, topo do R1, topo do R2, base do R2 e Grupo Lagoa Feia.

A velocidade medida no perfil sônico dos poços entre estes intervalos permitiu a conversão para escala de metros, segundo a equação 10. A sequência clástica acima do Albiano apresentou velocidade média de aproximadamente 2500 m/s, enquanto que na sequência carbonática a velocidade aumenta para, em média, 3900 m/s.

Equação 10: Equação para conversão tempo x profundidade

$$\frac{\Delta s}{\Delta t} = V$$

V = Velocidade (m/s) obtida do perfil sônico;

Δs = Variação do espaço (m) a ser descoberto;

Δt = Variação do tempo (s) obtido pela calibração do poço com a sísmica.

Observa-se, a seguir, a variação da velocidade ao longo do campo estudado no modelo da figura 31:

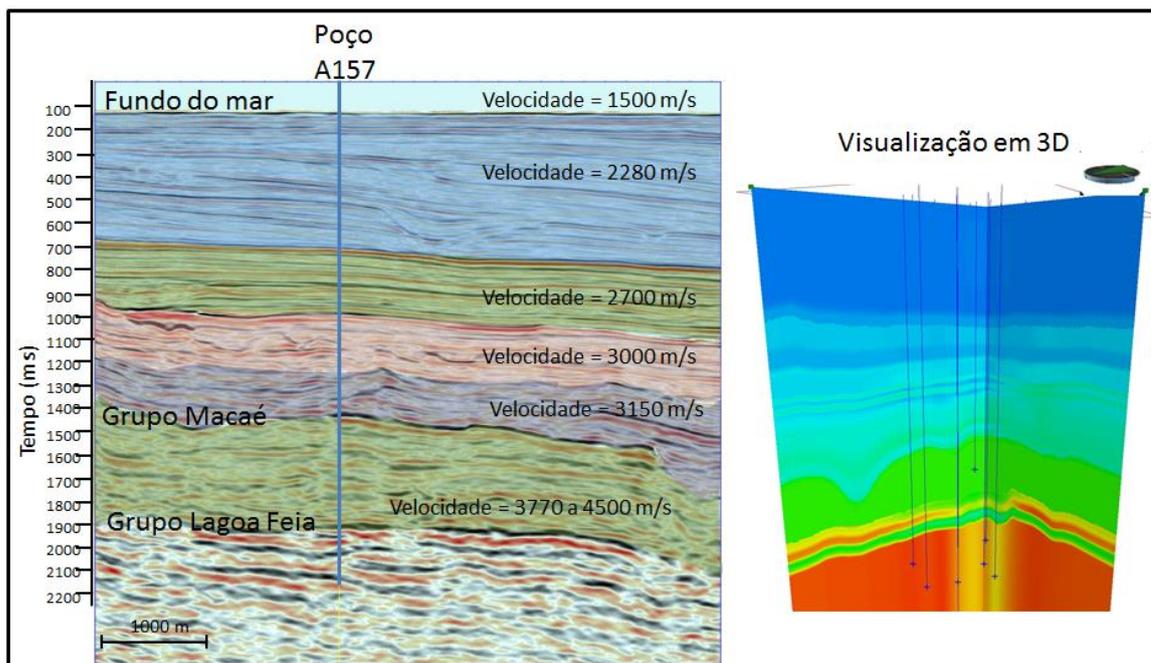


Figura 31: Distribuição de velocidades intervalares no cubo sísmico do campo estudado.

5.8 Modelo geológico 3D de porosidade dos reservatórios

O modelo geológico 3D do reservatório carbonático albiano consiste na representação de sua forma, orientação e caracterização estrutural. Esta representação 3D aprimora a compreensão do reservatório e também auxilia no

planejamento da exploração que poderia aumentar a vida útil do campo.

A seguir, será descrito o processo na construção do modelo geológico 3D dos reservatórios com uso no *software Decision Space*. Tratando-se da mesma litologia do reservatório (carbonato), o único elemento de característica física da rocha que apresenta o contraste do reservatório e sua heterogeneidade é a porosidade.

O processo para representar a distribuição desta propriedade na geometria dos reservatórios inclui a definição do grid, regularização da escala da propriedade (*upscaling*), análise variográfica e aplicação do método geoestatístico de Simulação Sequencial Gaussiana.

No início da construção do modelo, são extraídos os valores de porosidade referentes aos intervalos de topo e base interpretados nos poços com escala de amostragem de 0,2 m (Figura 32).

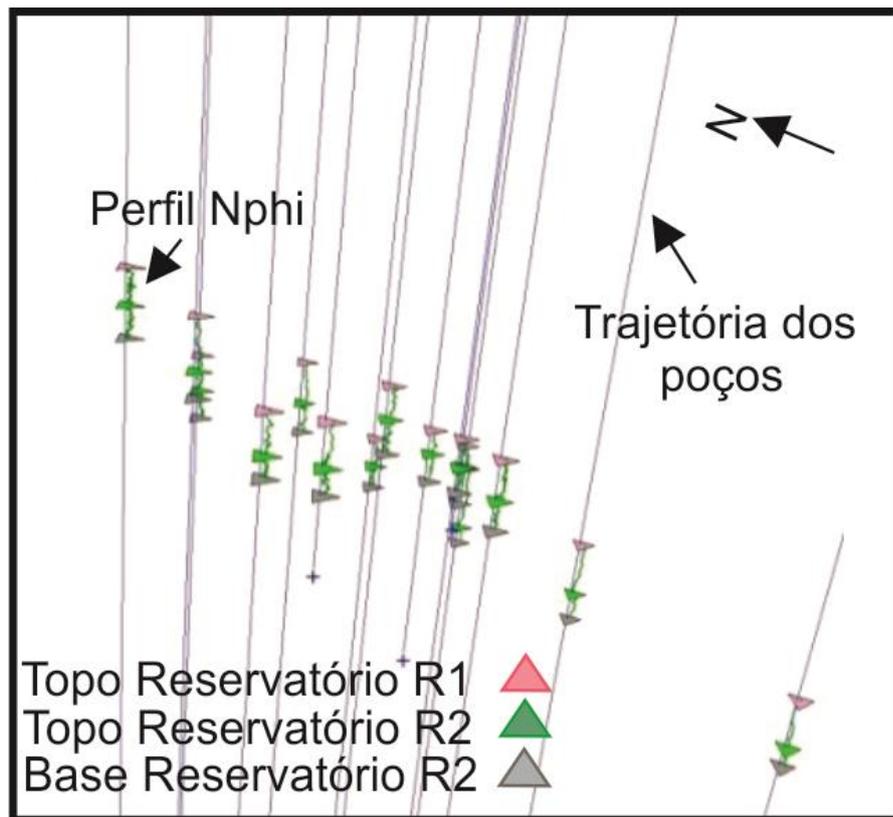


Figura 32: Perfilagem de Nphi apenas no intervalo reservatório.

Em seguida, os valores das curvas serão convertidos em “*pointsets*”, que consistem nos valores de porosidade em volta do poço e que serão inseridos no *Grid* (Figura 33).

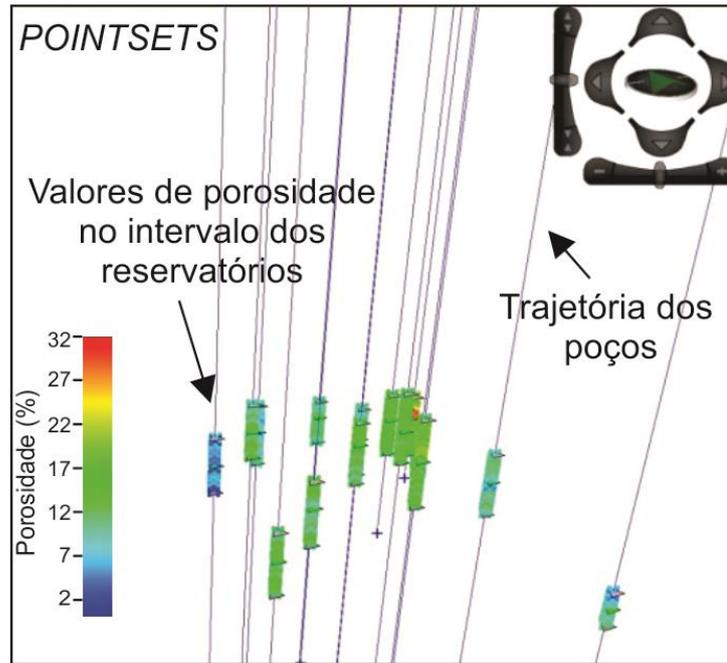


Figura 33: Perfilagem de Nphi transformada em *Pointset*.

O próximo passo é a construção do grid no *plug-in Earth Modeling*. Primeiramente são inseridos os mapas estruturais em profundidade que irão compor o modelo, no caso: o topo do R1, topo do R2 e base do R2.

Nesta etapa é definido o estilo do acamamento, escolhido como paralelo ao topo, e a espessura da célula entre as camadas, delimitada como 1 m (eixo Z).

Os mapas estruturais na escala de profundidade (metros) dos reservatórios R1 e R2 foram utilizados para delimitar a geometria do *grid*, composto por células posteriormente populadas com os valores de porosidade neutrônica (Figura 34).

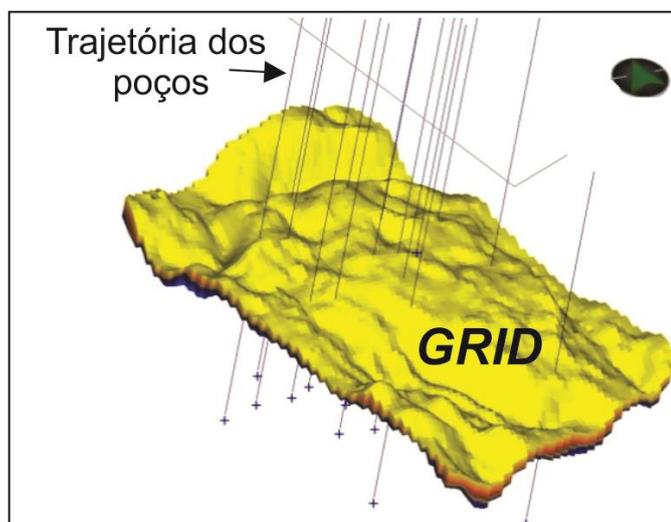


Figura 34: Intervalos R1 e R2 constituindo o *grid*.

Com o propósito de controlar a modelagem na área em volta aos poços, delimitou-se a área de interesse nos limites dos reservatórios (Figura 35).

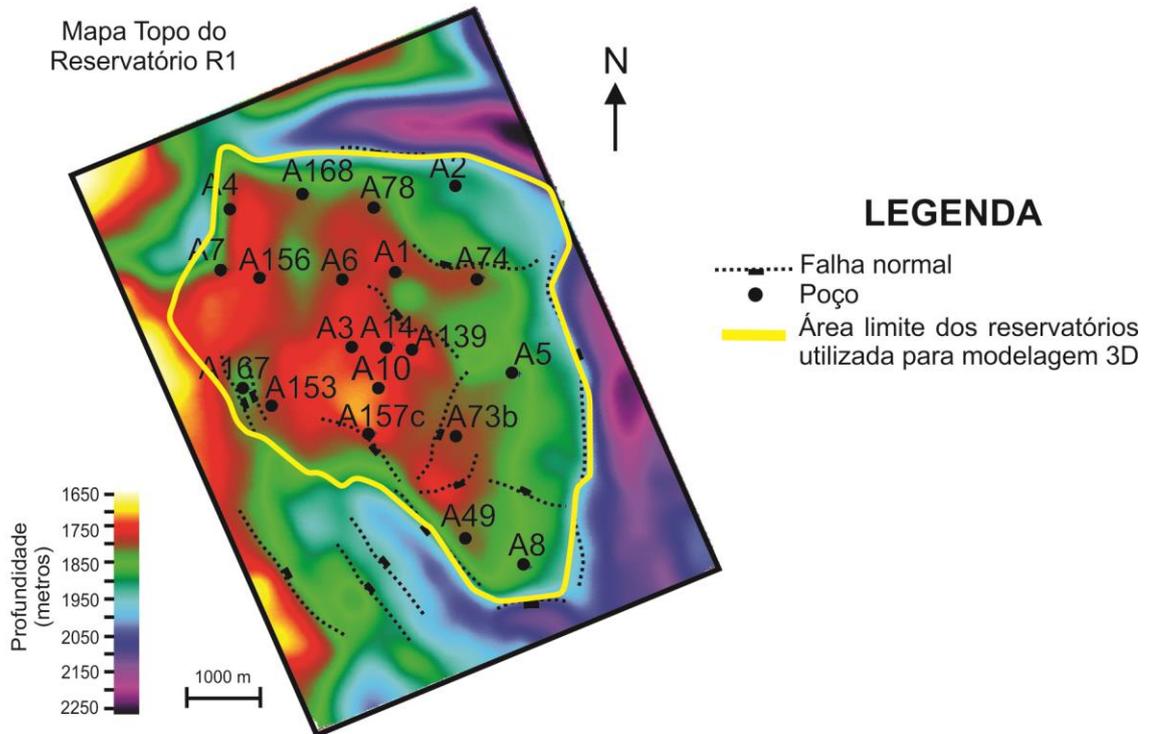
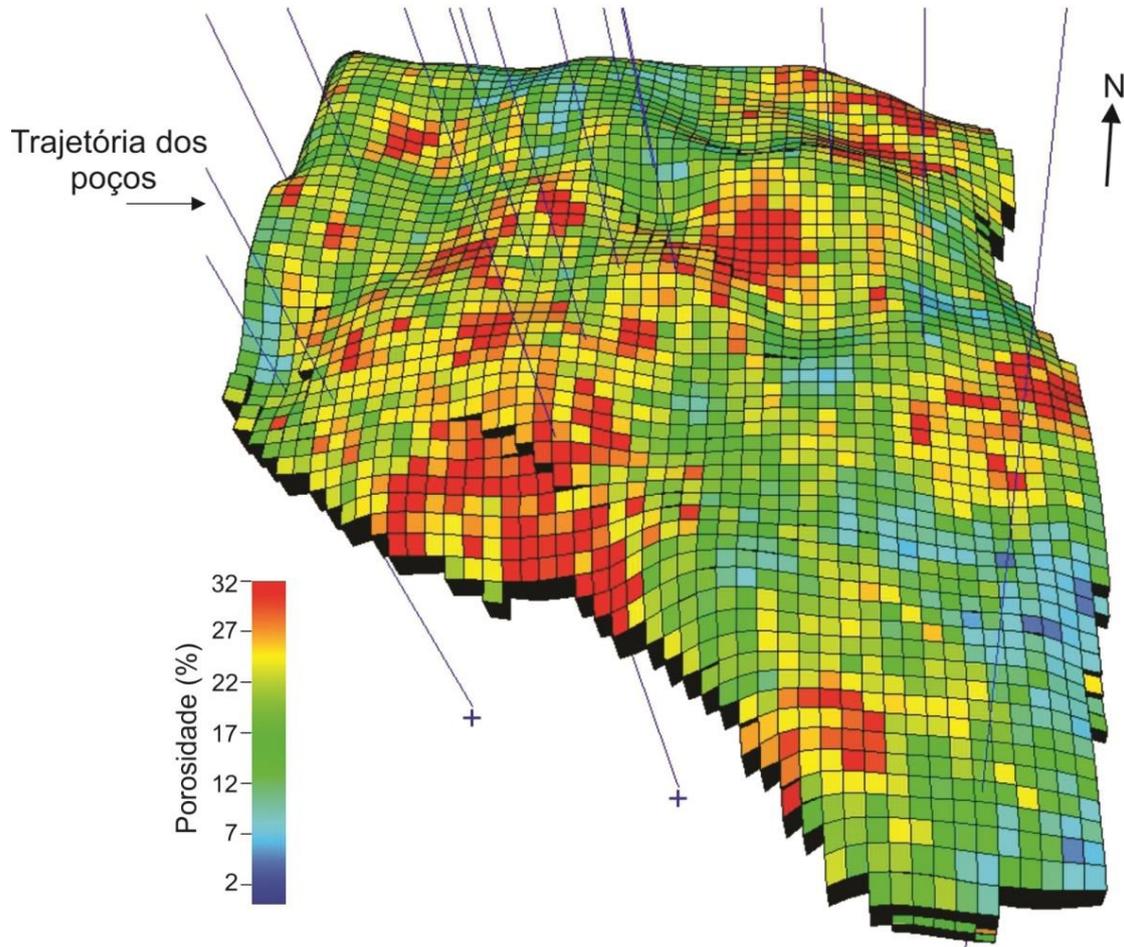


Figura 35: Delimitação da área de limite dos reservatórios que constituirá o grid do modelo geológico 3D.

Neste contexto, o modelo geológico 3D, composto por 2 intervalos (reservatórios R1 e R2), foram subdivididos em células com tamanhos de 100x100x1 m nos eixos X, Y e Z, resultando numa malha com total de 474240 células (Figura 36).

Considerando que o perfil de porosidade (N_{phi}) dos poços estudados está amostrado em intervalos de 0,2 m e na construção do grid, o tamanho da célula determinado no eixo da profundidade (Z) foi de 1 m, realizou-se uma mudança de escala para preencher o valor médio de porosidade que representasse aquela célula (*upscaling*).

Modelo Geológico 3D de Porosidade Topo do Reservatório R1



Seção Esquemática

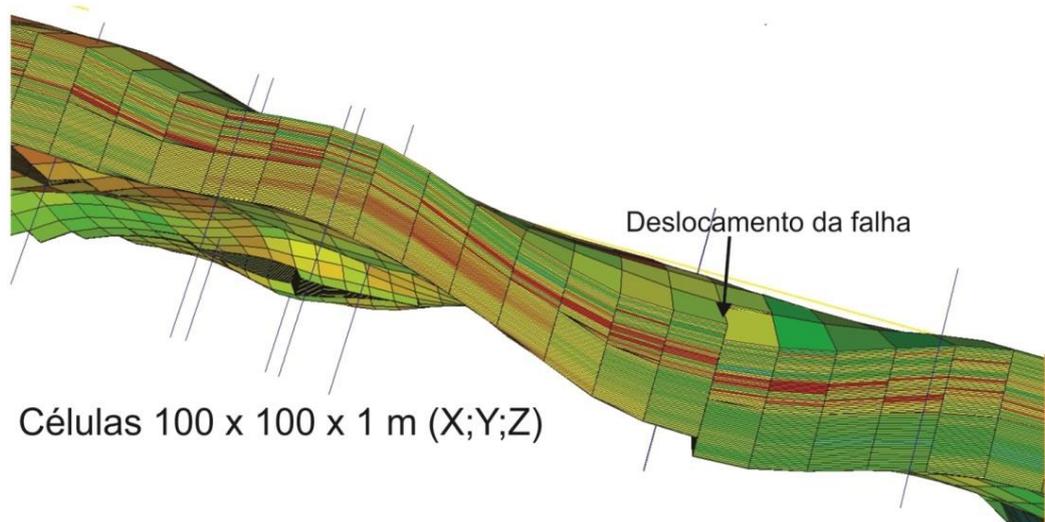


Figura 36: Grid 100 x 100 x 1 m com os reservatórios R1 e R2.

Este valor foi definido como a média aritmética da porosidade no intervalo de 1 m, representado pelos histogramas (Figuras 37 e 38 – quadros 3 e 4) como próximo do valor real. O ideal seria utilizar a moda do intervalo, entretanto, o programa utilizado não oferece esta opção para este tipo de variável (contínua).

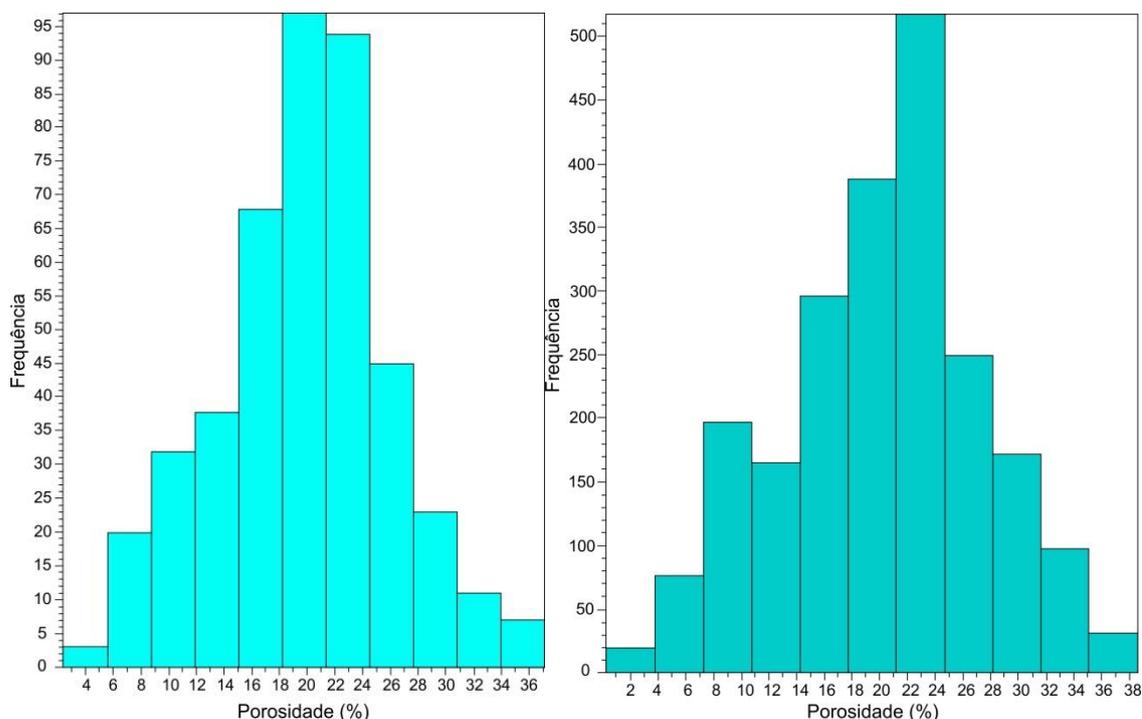


Figura 37: Histograma de frequência da porosidade regularizada do intervalo 1 – reservatório R1 - (à esquerda – azul claro) e da porosidade original amostrada a cada 0,2 m (à direita – azul escuro).

Abaixo, o quadro 3 apresenta os principais parâmetros estatísticos da distribuição do dado em ambos os casos.

Quadro 3: Dados dos histogramas de frequência da porosidade regularizada (*upscaling* para 1 m) e original (0,2 m).

R1	Porosidade Regularizada	Porosidade Original
Média	20,6	20,9
Mediana	20,5	21
Range	47,28	52
Variância	60	70
Desvio padrão	7,73	8,4

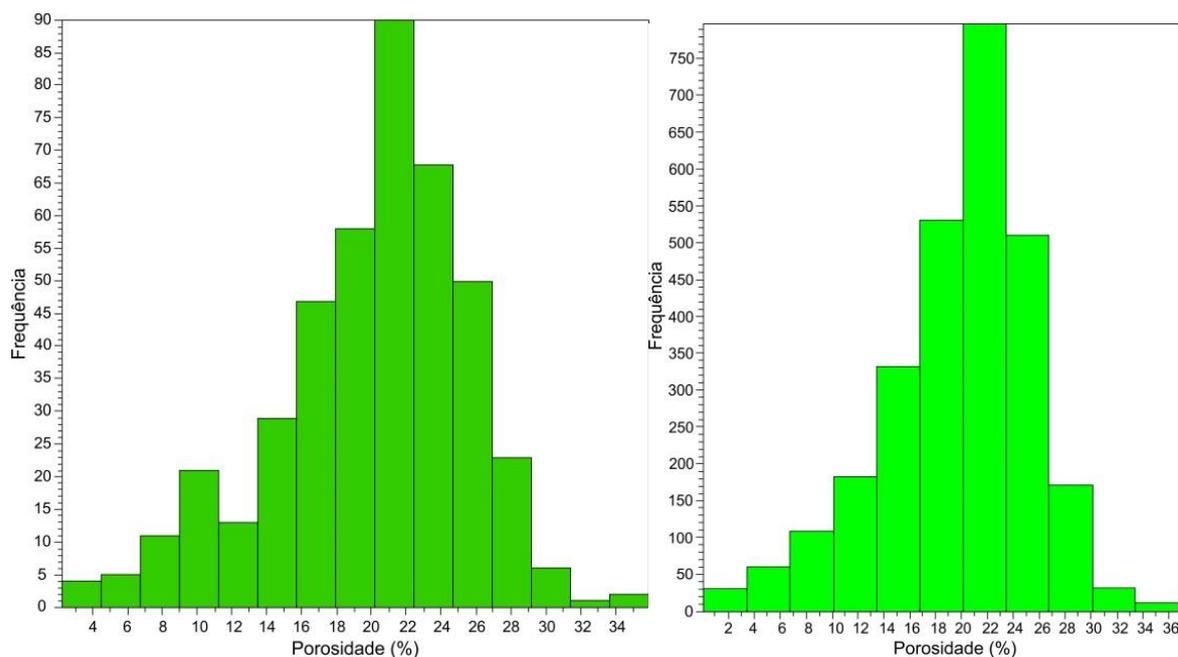


Figura 38: Histograma de frequência da porosidade regularizada do intervalo 2 – reservatório R2 - (à esquerda – verde escuro) e da porosidade original amostrada a cada 0,2 m (à direita – verde claro).

Quadro 4: Parâmetros dos histogramas de frequência do reservatório R2

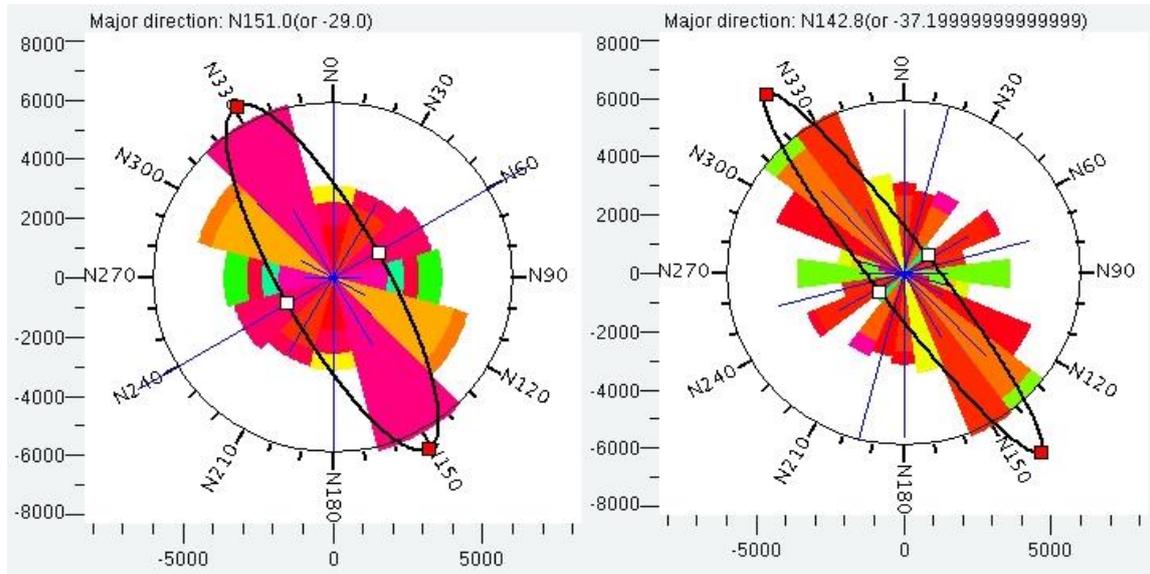
R2	Porosidade Regularizada	Porosidade Original
Média	19,96	19,7
Mediana	20,7	20,6
Range	33,64	50
Variância	30,97	34
Desvio padrão	5,5	4,4

Até o momento, os valores de porosidade são pontuais (restritos à localização dos poços). Para controlar a interpolação do dado por simulação gaussiana, será utilizada uma análise geoestatística mediante variogramas com a finalidade de determinar as direções de maior e menor anisotropia do dado.

A seguir, a porosidade regularizada e combinada com o grid foram utilizados para a construção da elipse de anisotropia (definição do azimuth), do variograma experimental e ajuste do variograma teórico, os quais consistem em uma etapa necessária à aplicação do método geoestatístico de simulação gaussiana.

Como pode ser observado na figura 39, em ambos os intervalos (R1 e R2), a elipse de anisotropia apresenta maior continuidade no quadrante NW-SE, definindo os eixos de maior (onde a variável é mais contínua) e menor (maior variabilidade da propriedade) direção da elipse. Os parâmetros utilizados para a confecção do

variograma experimental estão na quadro abaixo da figura.



Direção principal	N151
Tolerância angular	45°
Passo (lag)	500 m
Tolerância do passo	250 m

Direção principal	N143
Tolerância angular	45°
Passo (lag)	450 m
Tolerância do passo	180 m

Figura 39: Elipse de anisotropia do intervalo 1 (R1) do modelo à esquerda e elipse de anisotropia do intervalo 2 do modelo (R2). Abaixo, o quadro com os parâmetros utilizados para sua construção.

Em seguida, o variograma teórico foi ajustado ao experimental para definir os parâmetros a serem utilizados pela simulação gaussiana na construção do modelo 3D de porosidade.

O variograma teórico do intervalo 1 foi definido como exponencial (Figura 40), enquanto que o modelo teórico que mais se ajustou ao intervalo 2 foi o esférico (Figura 41). Os valores de alcance e patamar de ambos estão definidos no quadro abaixo (Quadro 5).

O alcance consiste na distância a partir da qual as amostras passam a ser espacialmente independentes, ou seja, define o limite do campo estruturado. Já o patamar é o valor máximo da variância espacial próximo ao qual os pontos do semivariograma experimental estabilizam.

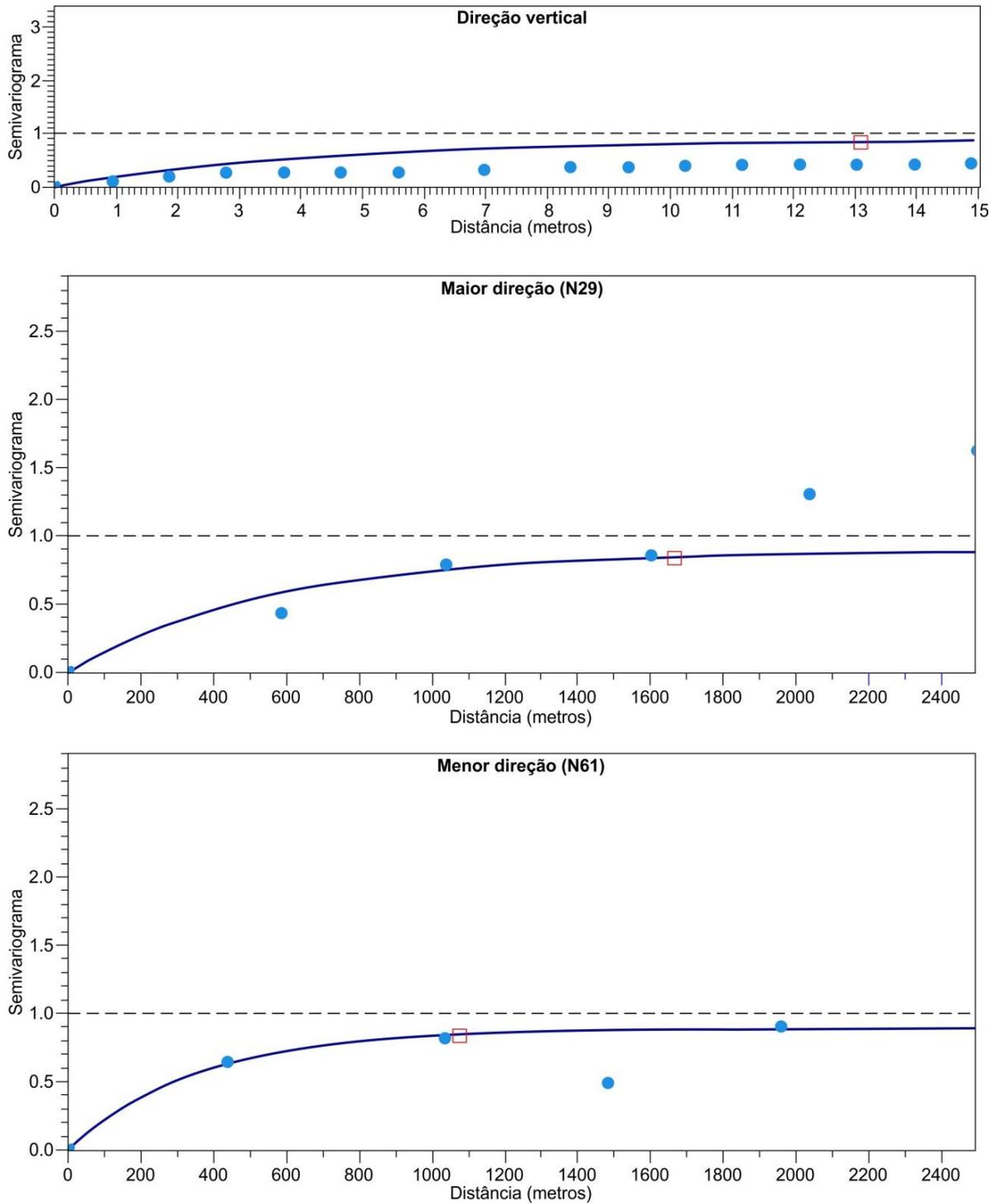


Figura 40: Variograma teórico exponencial ajustado ao variograma experimental do intervalo 1 - Reservatório R1.

Estes parâmetros foram utilizados no processo de Simulação Sequencial Gaussiana para gerar 30 realizações, as quais correspondem aos cenários equiprováveis de distribuição de porosidade para os reservatórios estudados.

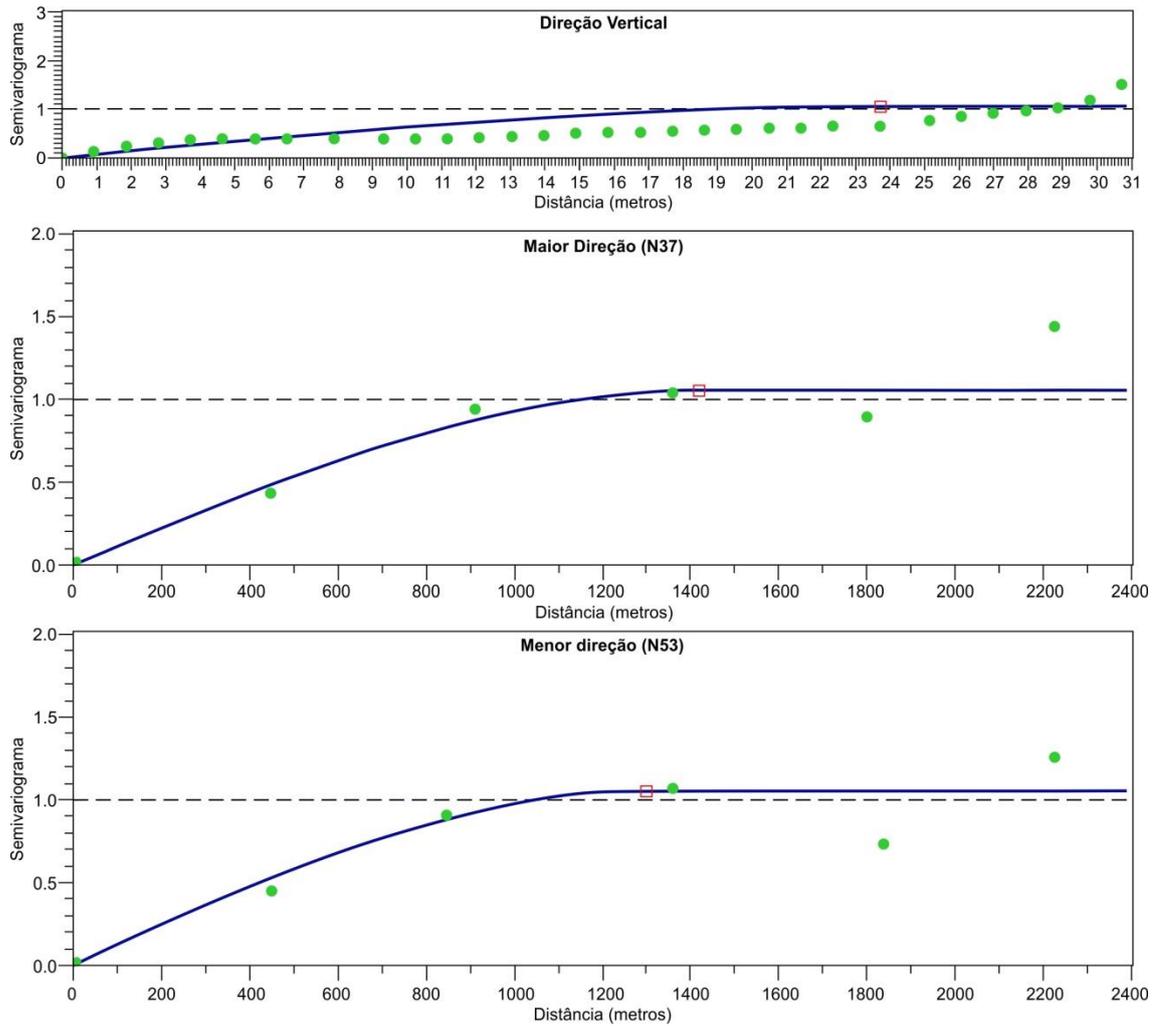


Figura 41: Variograma teórico exponencial ajustado ao variograma experimental do intervalo 2 - Reservatório R2.

Quadro 5: Parâmetros dos semivariogramas teóricos

Intervalo	Direção	Patamar	Alcance (metros)	
Intervalo estratigráfico 1	R1	N151	0.85	1657,3
		N61	0.85	1074,9
		Vertical	0.85	13,1
Intervalo estratigráfico 2	R2	N142	1.05	1419
		N53	1.05	1299
		Vertical	1.05	23.7

Esta representação da propriedade física da rocha será analisada com dados de desvio padrão, para compreender a dispersão dos dados simulados quanto à média dos valores gerados para cada célula, e o mapa de mínimo valor ocupado pela célula ao longo das 30 realizações.

6 Resultados

6.1 Análise da correlação de poços e mapas petrofísicos

A correlação de poços foi baseada na identificação do topo do Grupo Macaé (Formação Outeiro), assim como da interpretação da Formação Quissamã, sendo identificados dois principais níveis estratigráficos reservatórios denominados ao longo da dissertação como R1 e R2.

O reconhecimento da assinatura geofísica destes níveis em perfis de poço foi realizado com o intuito de verificar a continuidade lateral destes intervalos, a variação de suas propriedades físicas e a distribuição de fácies geológicas, em associação com as descrições de rocha contidas em pastas de poço e publicadas na literatura.

É importante mencionar que os intervalos de interesse (Formação Outeiro, topo da Formação Quissamã – intervalo Q1 – e reservatórios R1 e R2) são considerados camadas-guia para os processos de interpretação sísmica e modelagem geológica dos dois principais reservatórios.

Assim, os poços A3 e A10 foram considerados referências para orientar a delimitação dos reservatórios supracitados em poços adjacentes. Esta escolha é justificada por ambos possuírem os maiores intervalos testemunhados dos seus principais reservatórios, descritos por diversos autores, entre eles Spadini (1992) e Okubo (2014), constituindo os principais poços produtores no nível Albiano da região.

Estes poços são representativos quanto ao comportamento dos perfis geofísicos a serem reconhecidos nos poços vizinhos, descritos a seguir com base nos poços A3 e A10 (Figura 42) e seções estruturais regionais.

O topo da Formação Outeiro é geralmente demarcado pelo aumento do perfil de raio gama para valores maiores que 100 graus API, em resposta à camada de folhelho sobreposta à sequência de margas e carbonatos finos de média 45 graus API (correlação A-A' – Figura 43).

Em seguida, o intervalo Q1 foi determinado pela mudança abrupta do perfil de densidade ($RHOB - 2,4 \text{ g/cm}^3$) e de raio gama (30 graus API), o que representa a alteração da média visual destes perfis e, conseqüentemente, variação das propriedades físicas da rocha.

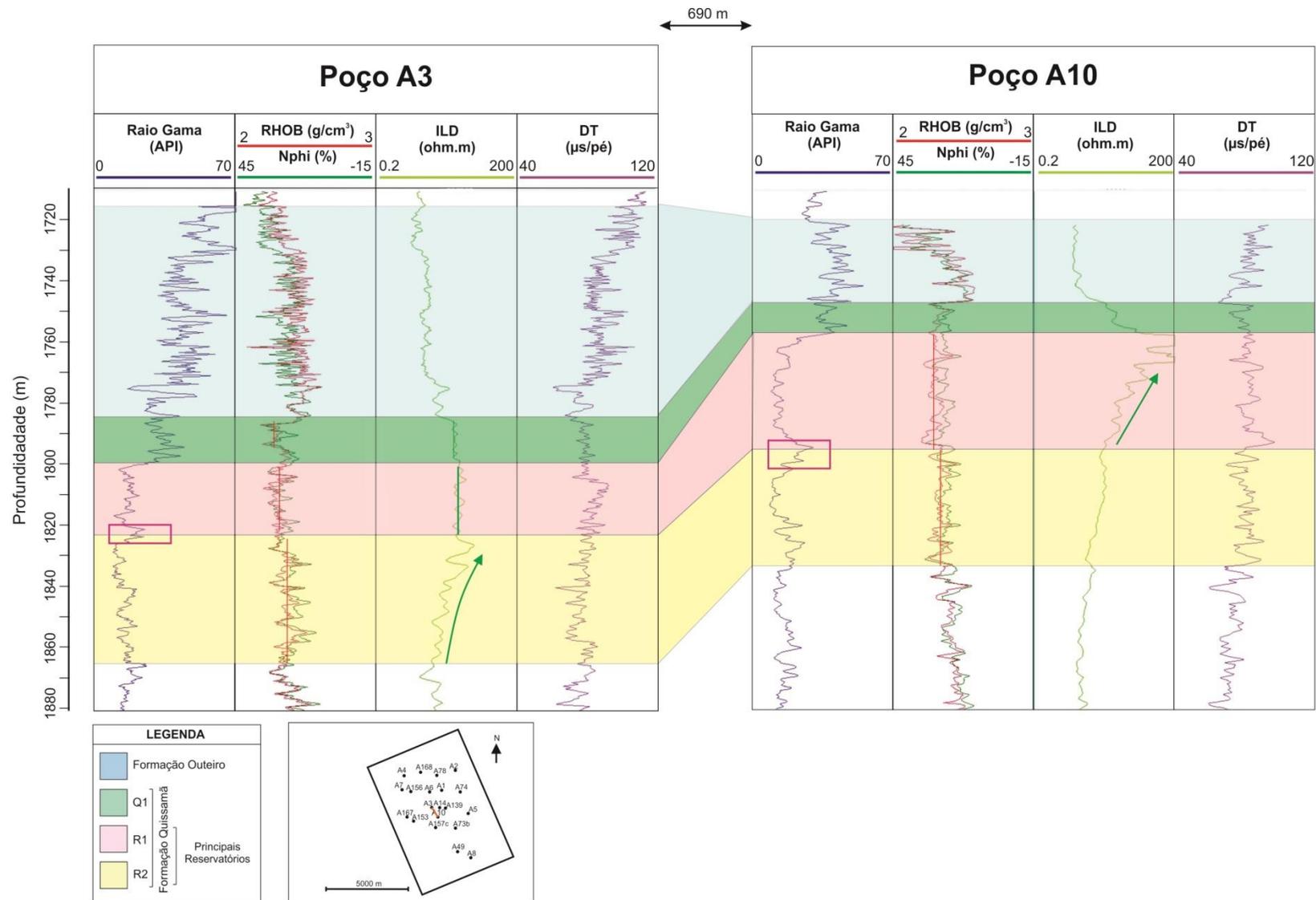


Figura 42: Seção estrutural entre os dois poços A3 e A10, considerados como referências do comportamento do perfil geofísico para a área de estudo.

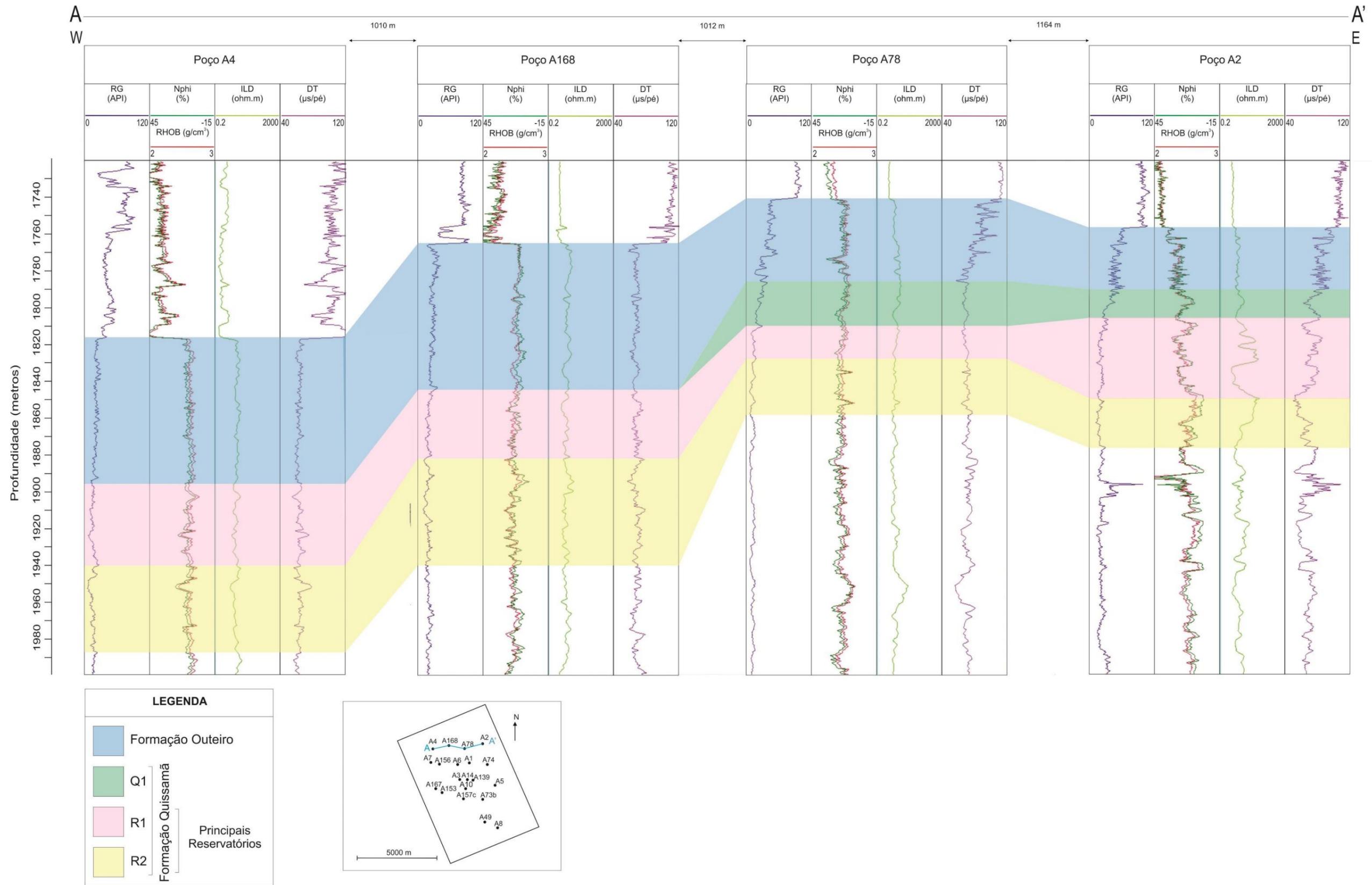


Figura 43: Seção estrutural A-A'.

Os reservatórios R1 e R2 foram separados entre si, em sua maioria, pelo aumento do perfil de raio gama para 30° API (principal critério adotado). Secundariamente, também foi considerada a mudança do padrão geométrico dos perfis de densidade ($RHOB = 2,3g/cm^3$) e porosidade neutrônica ($Nphi > 21\%$).

O perfil de resistividade (ILD) constatou essa divisão, apresentando um intervalo de interesse de hidrocarbonetos no poço A10 com valores acima de 80 ohm.m, maior valor encontrado no intervalo R1 para a área de estudo.

Já no poço A3, a seta verde indica o aumento crescente da curva de resistividade (ILD) até alcançar os dois picos (25 ohm.m) que representam o intervalo de óleo. Acima destes picos, a resistividade no reservatório R1 decresce (< 10 ohm.m), o que também reafirma a separação dos reservatórios, visto que o perfil de resistividade demonstra a presença de dois fluidos (água e óleo) não conectados, e considerando que para um reservatório convencional, a água não pode estar acima do óleo por motivos de diferença de densidade.

Na correlação entre os poços A3 e A10, observou-se que o poço A10 produz hidrocarbonetos no reservatório R1, enquanto que o poço A3 produz do reservatório R2, o que destaca estes níveis reservatórios como os principais produtores do campo estudado, com base na análise de seu perfil de resistividade (ILD).

Uma vez determinado o comportamento dos perfis geofísicos nos poços utilizados como parâmetro, foram elaboradas 5 seções estruturais que abrangem os 19 poços na área de estudo, apresentadas ao fim deste capítulo.

Com o propósito de visualizar a distribuição das propriedades físicas medidas pelos perfis geofísicos na área, foi calculada a média visual do perfil para cada intervalo, a qual corresponde ao valor mais frequente no nível (moda).

Em seguida, estes valores foram interpolados no mapa de distribuição dos poços com o método de mínima curvatura para as propriedades de espessura, radioatividade, porosidade, densidade, velocidade, índice de raio gama e saturação de água.

A seguir, será descrito cada intervalo estratigráfico com base na distribuição de suas propriedades petrofísicas observadas nos mapas de isovalores e nas seções estruturais de correlação de poços.

6.1.1 Formação Outeiro

Nos poços da área de estudo, a Formação Outeiro apresenta, em média, densidade de $2,45 \text{ g/cm}^3$, velocidade de 3800 m/s ($80 \text{ }\mu\text{s/pé}$), 45 m de espessura, resistividade de $2,7 \text{ ohm.m}$, porosidade neutrônica de 17% e raio gama de 43 graus API .

Com base nestas informações, pode-se afirmar que a Formação Outeiro apresenta os maiores valores de raio gama entre os quatro intervalos identificados.

A alta variação do perfil de raio gama neste intervalo específico resulta em um aspecto visualmente “serrilhado”, justificado pela intercalação de margas e carbonatos finos (*wackestones* e *mudstones*), segundo dados da pasta de poço, Spadini et al. (1988) e descrições petrográficas de Okubo (2014). Este padrão foi reconhecido por Spadini et al. (1987) e denominado de Marco *Chalk*.

Quando a composição da Formação Outeiro é essencialmente *wackestone* e *mudstone* (ausência de margas), o perfil de raio gama se mostra mais homogêneo e com valores menores que a média ($< 32 \text{ graus API}$), como pode ser observado nos poços A168 (correlação D-D' – figura 44 - e correlação A-A' – vide figura 43), A4 (correlação A-A') e A73b (correlação E-E' – figura 45).

Esta tendência pode ser verificada no mapa de distribuição da propriedade do perfil de raio gama (Figura 46), onde os menores valores ($< 32 \text{ graus API}$) se encontram a noroeste e sudoeste, podendo representar menor influência da ocorrência de margas.

O perfil de raio gama consiste no principal critério para demarcar o topo desta unidade, que se apresenta mais alta estruturalmente no centro e nordeste do campo e mais baixa na porção sudoeste (Figura 47).

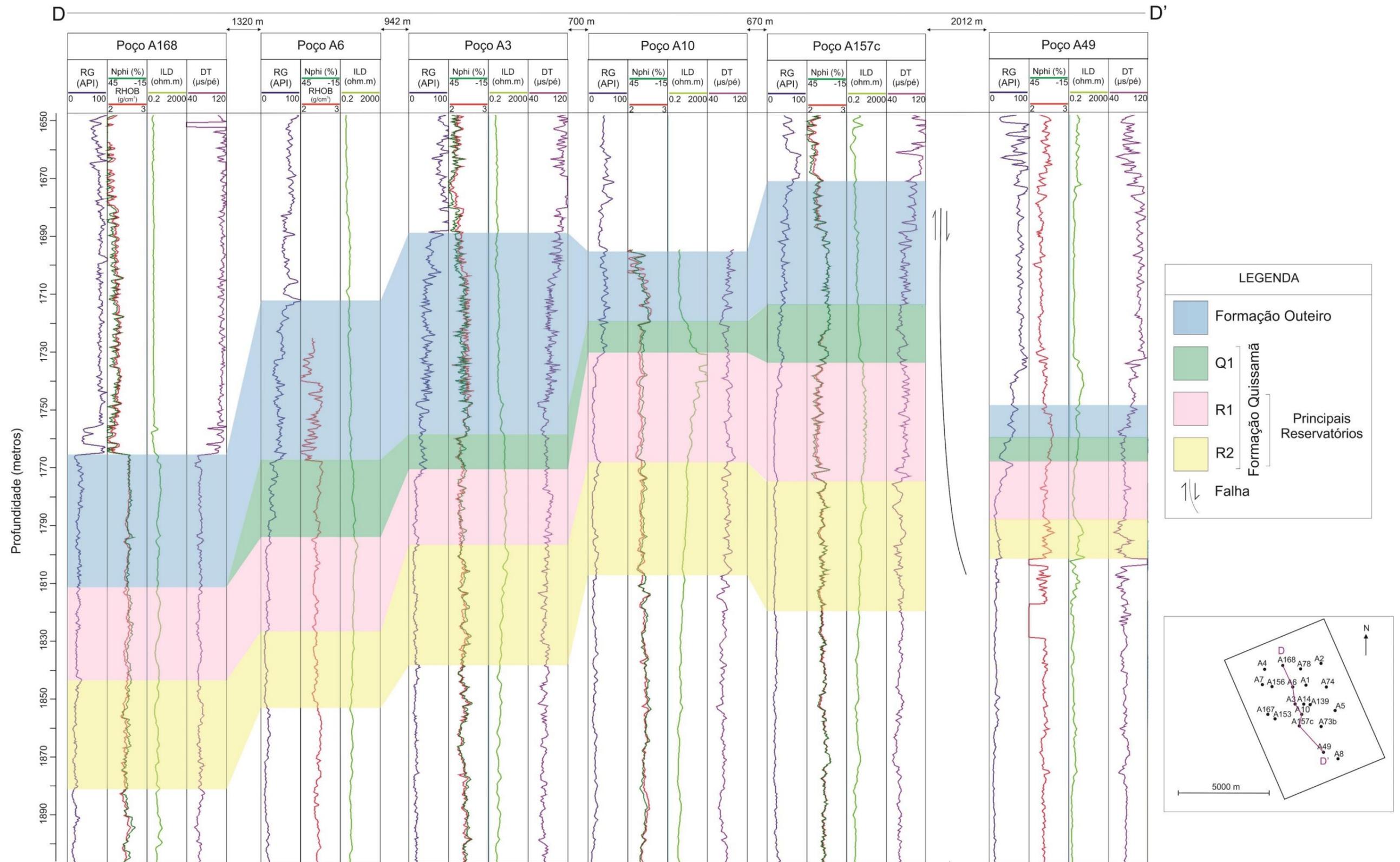


Figura 44: Seção estrutural D-D'.

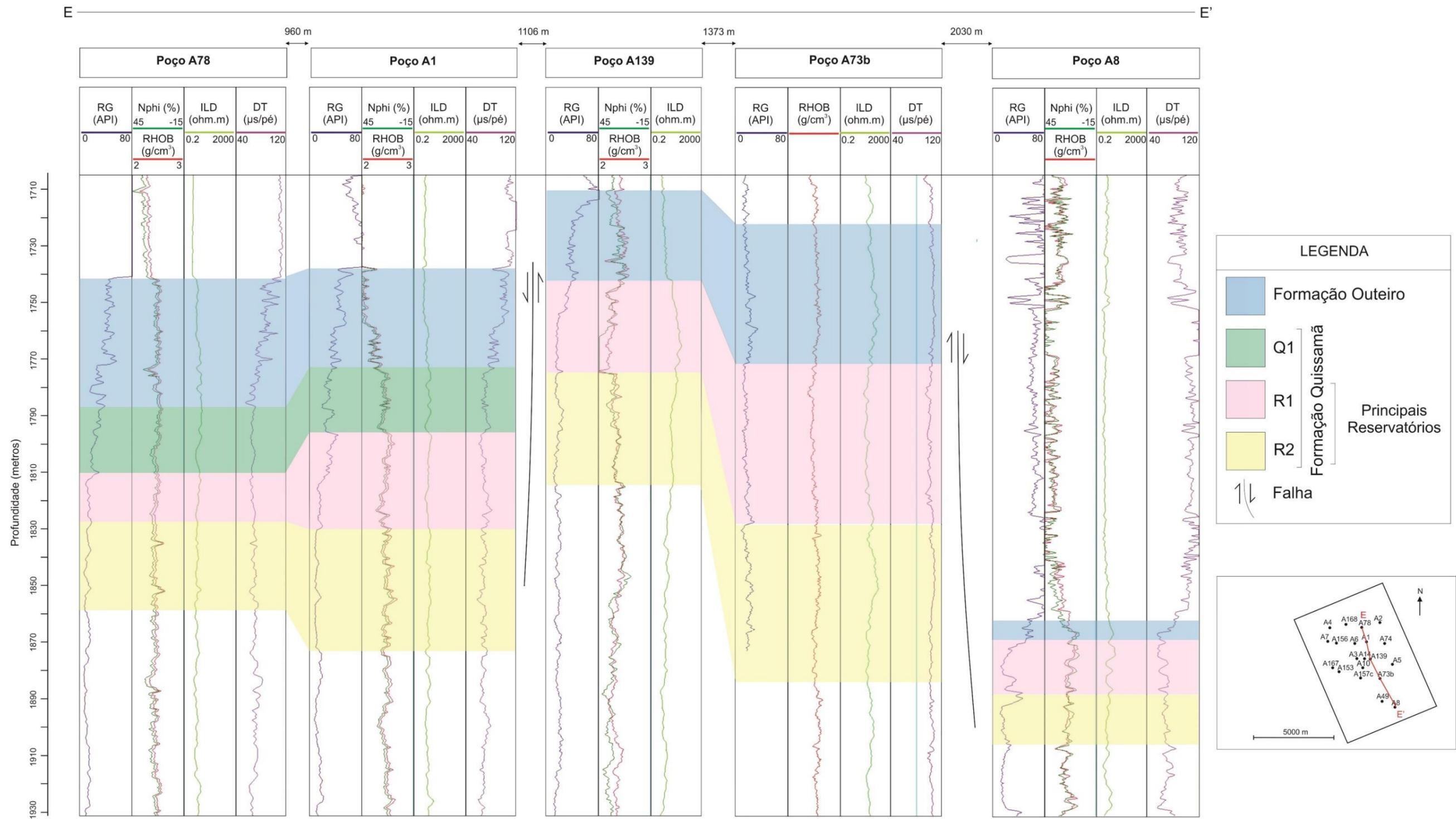


Figura 45: Seção estrutural E-E'.

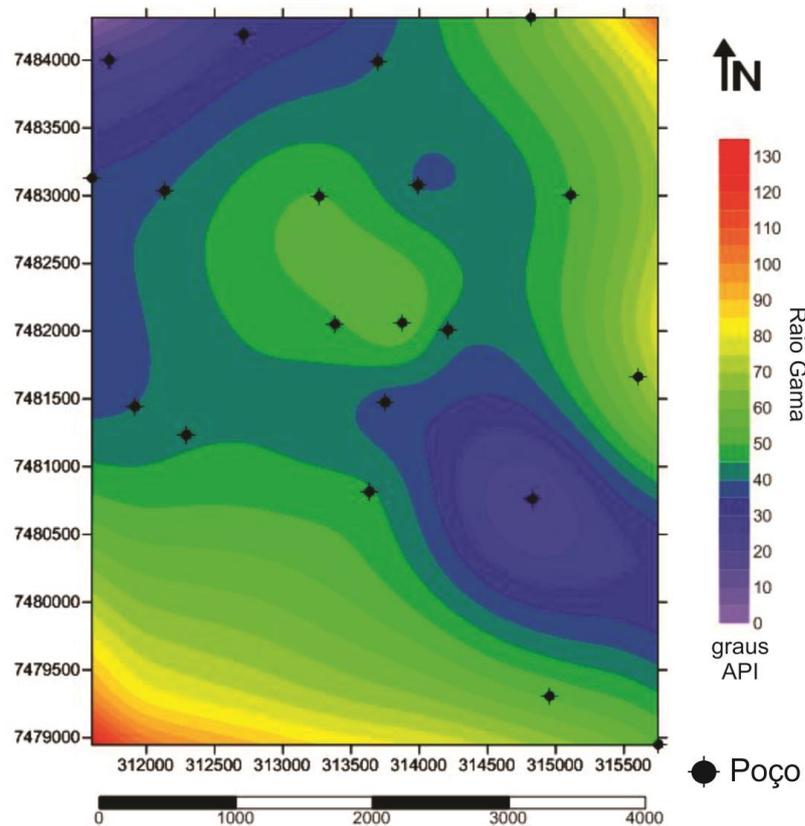


Figura 46: Mapa de distribuição dos valores de raio gama da Formação Outeiro no campo estudado.

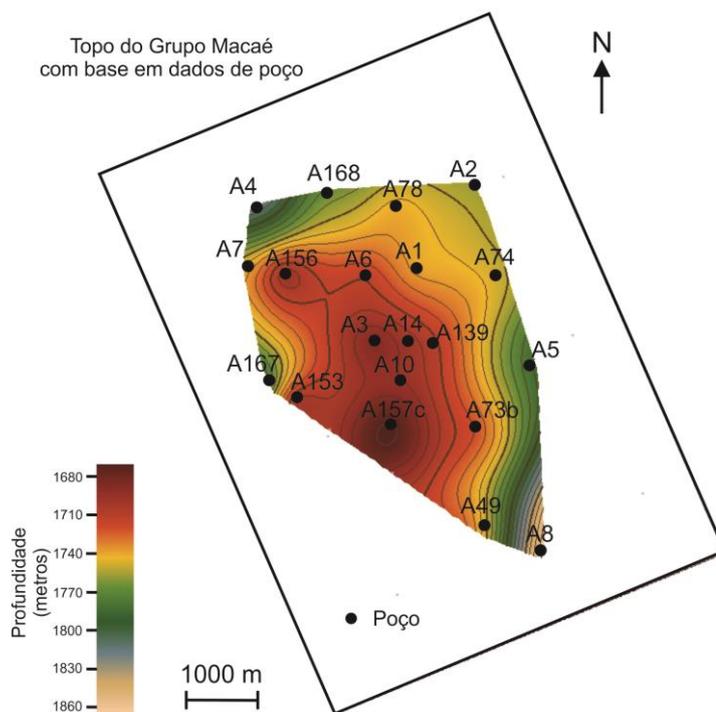


Figura 47: Mapa estrutural do topo da Formação Outeiro com base em dados de poço.

A partir do mapa estrutural, foi calculado o mapa de isópacas para verificar a espessura da Formação Outeiro (Figura 48). Foi observado que esta formação apresenta maiores valores (60 a 100 m) no oeste e noroeste do campo, que podem ser verificadas nas correlações A-A' e C-C' (direção W-E – *strike*), e menor espessura no sul do campo (< 20 m), observada nas correlações E-E' e D-D' (direção N-S – *dip*).

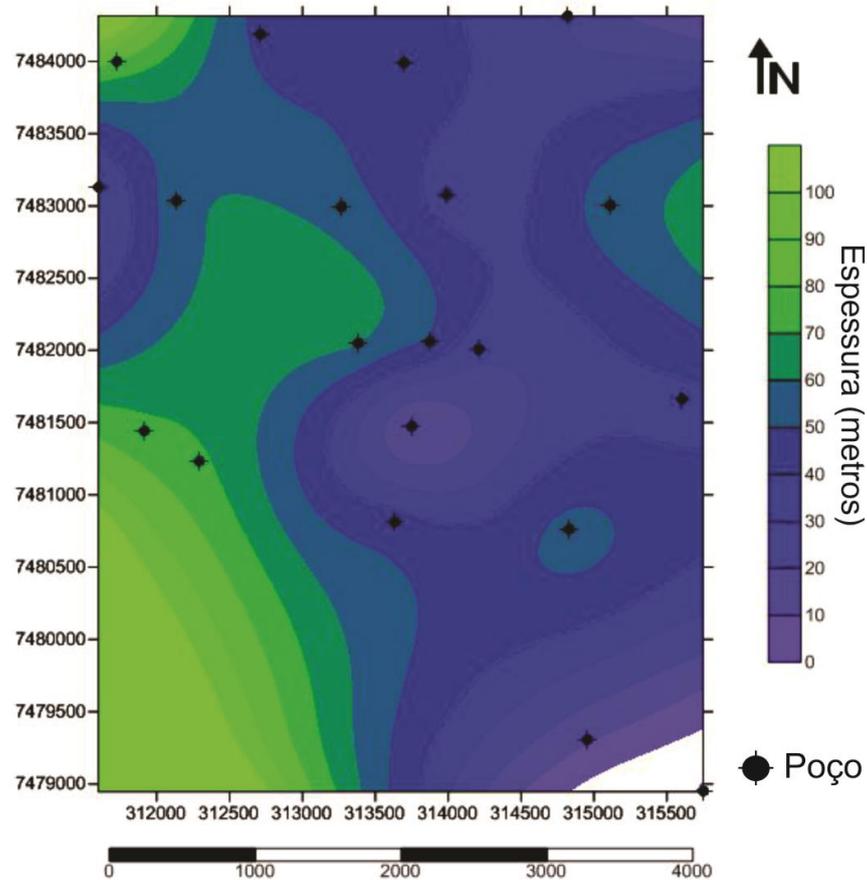


Figura 48: Distribuição da espessura da Formação Outeiro na área de estudo.

Foi analisada também que nos baixos estruturais (extremo noroeste e sudoeste) a densidade da Formação Outeiro tende a aumentar ($>2,55 \text{ g/cm}^3$), enquanto que no alto estrutural central a densidade é menor ($2,45 \text{ g/cm}^3$) e, conseqüentemente, a porosidade é maior, chegando a valores de até 18% (Figura 49).

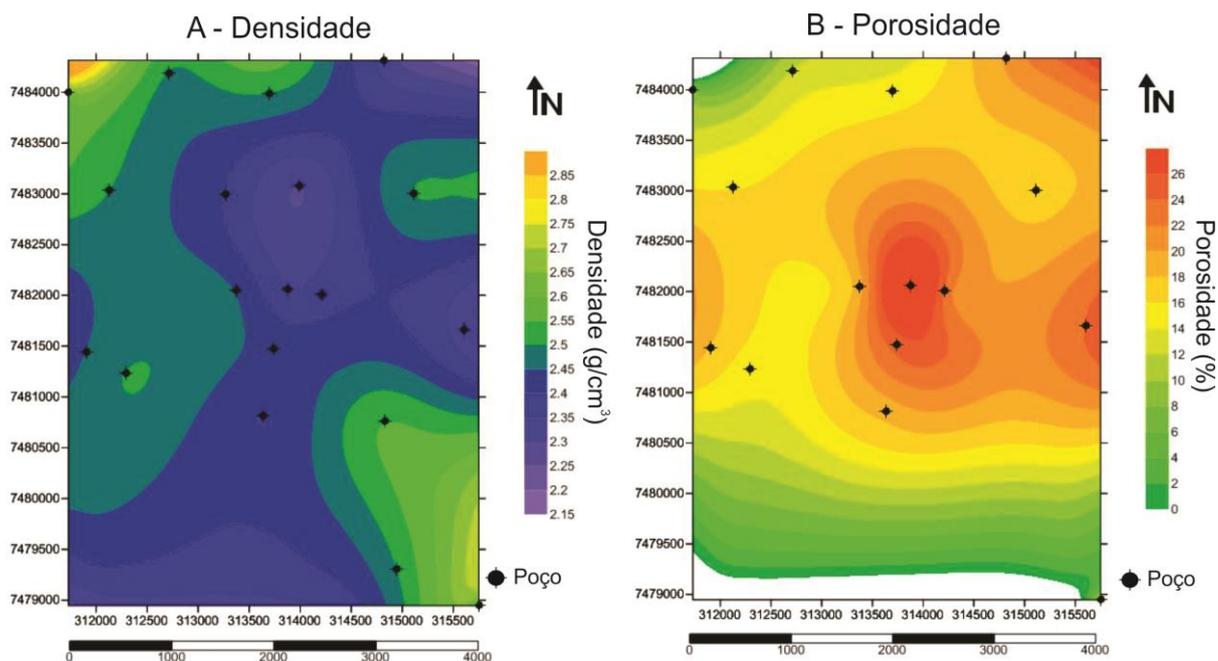


Figura 49: Mapa de densidade (A) e porosidade (B).

6.1.2 Intervalo Q1

O intervalo Q1 está descrito nas pastas de poços como uma intercalação de carbonatos finos (*wackestones* e *mudstones*), característicos da Formação Outeiro, com *grainstones* e *packstones*, representativos da Formação Quissamã.

Com base nessa descrição, este intervalo foi considerado, para este estudo, como uma zona de transição entre as duas formações supracitadas, separando os carbonatos porosos reservatórios e a “Seção Bota”, que representa o afogamento da plataforma carbonática (SPADINI et al., 1988).

As descrições petrográficas de Okubo (2014) para este intervalo apresentam ainda baixa permeabilidade (< 10 mD) e ocorrências pontuais de glauconita, o que possivelmente influenciou a média dos valores de raio gama (30 graus API) maiores que os intervalos reservatórios situados abaixo (~20 graus API).

O mapa de isovalores deste perfil de raio gama apresenta uma distribuição homogênea na área de ocorrência deste intervalo, com valores entre 20 e 40 graus API, aumentando para NE e S (Figura 50).

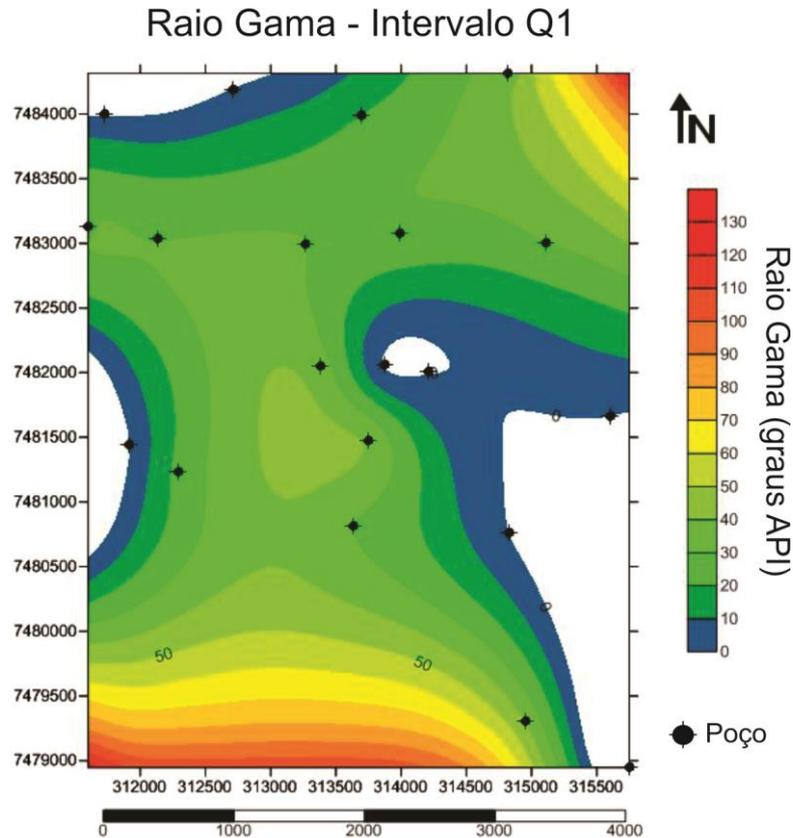


Figura 50: Mapa de isovalores do perfil de raio gama do intervalo Q1 no campo estudado.

Na pasta de poço do A153 e A10, foi descrita a presença de fraturas preenchidas por óleo no intervalo Q1, o que implica no perfil de porosidade neutrônica, valores próximos de 18% (correlação C-C' – Figura 52). Entretanto, estas fraturas não devem estar conectadas e devido à sua baixa permeabilidade, este intervalo não é viável para produção sem a utilização de processos de estimulação.

Aliado a este fato, a ocorrência pontual de hidrocarboneto em fraturas e manchas em apenas dois poços da área de estudo não é representativa, sendo então excluído o intervalo Q1 no processo de modelagem 3D.

Este nível apresenta sua posição estrutural mais alta no campo estudado, nos poços A10, A157 e A3 (Figura 51), mas, com exceção da correlação B-B' (Figura 53), não possui expressão regional, pois não ocorre na porção noroeste do campo, como pode ser observado nas correlações A-A' e D-D'.

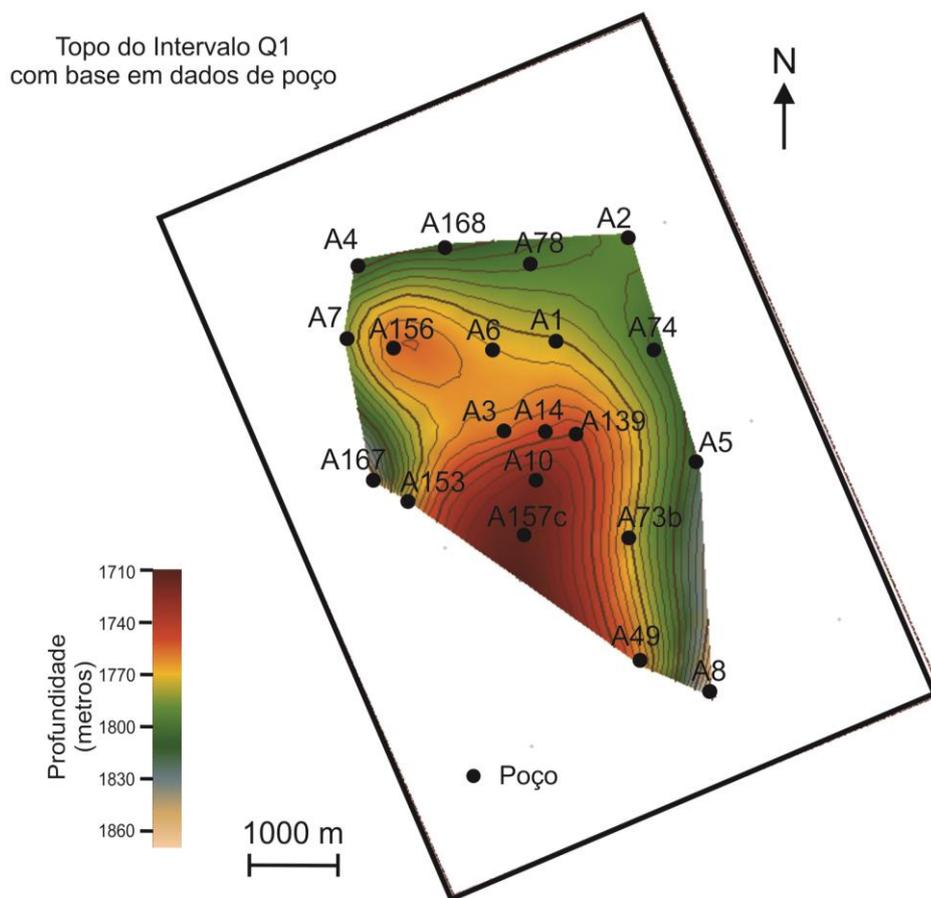


Figura 51: Mapa estrutural do topo do Q1 com base em dados de poço.

O mapa de isópacas (Figura 54) ressalta a distribuição de maior espessura no *trend* NE-SW, que coincide com a direção paleodeposicional dos bancos carbonáticos na área, segundo os modelos de Guardado et al. (1989) e Okubo (2014).

O intervalo Q1 apresenta nos perfis geofísicos média de 4000 m/s de velocidade ($75 \mu\text{s}/\text{pé}$), 19 m de espessura, resistividade de 5 ohm.m, porosidade neutrônica de 17%, 30° API no perfil de raio gama e densidade de $2,44 \text{ g}/\text{cm}^3$.

Com base na análise nos perfis geofísicos, observou-se que esta média do perfil sônico (DT) de 4000 m/s é a mesma para todos os intervalos da Formação Quissamã (Q1, R1 e R2), necessariamente por se tratarem da mesma composição litológica (carbonato).

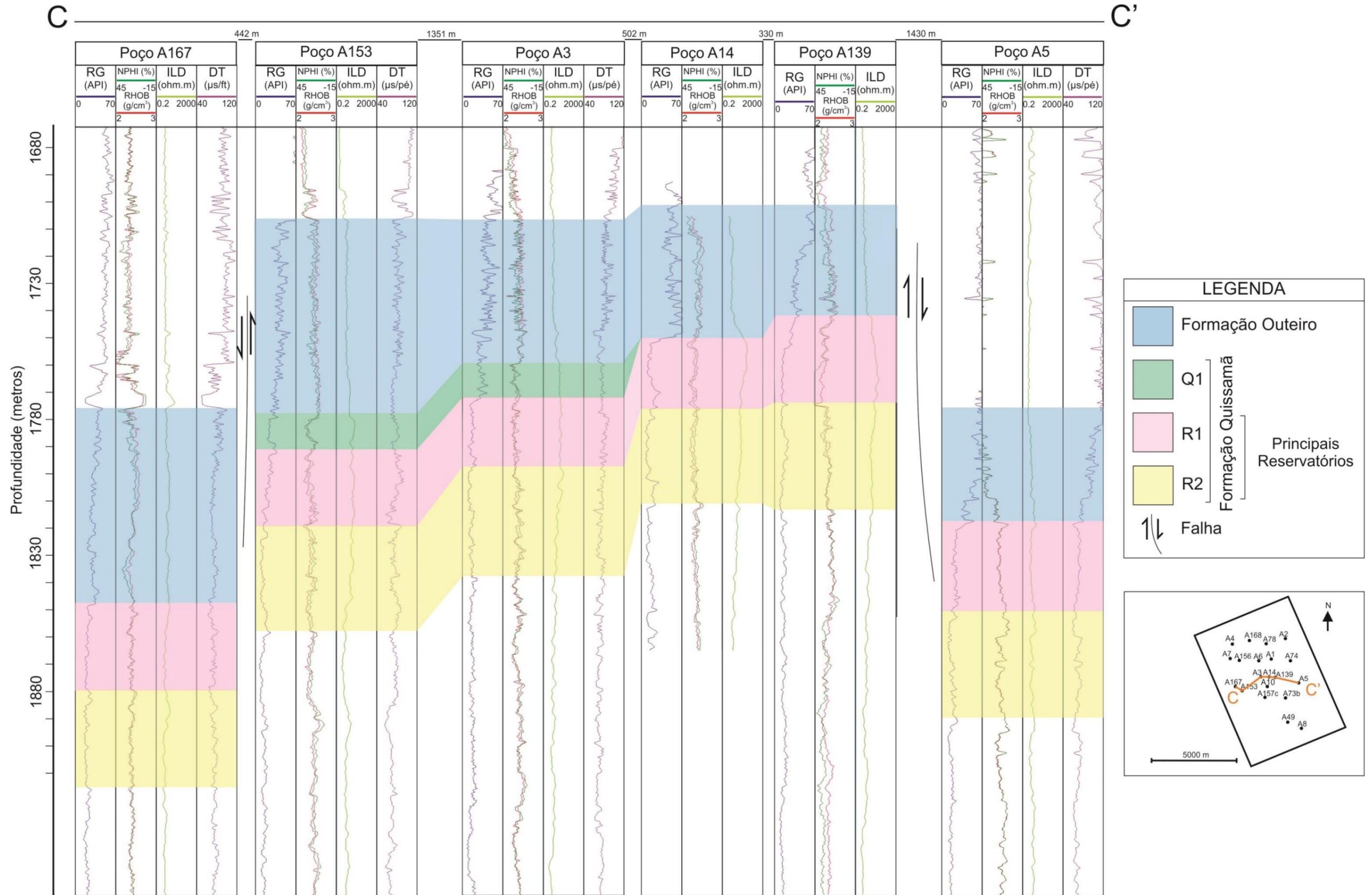


Figura 52: Seção estrutural C-C'.

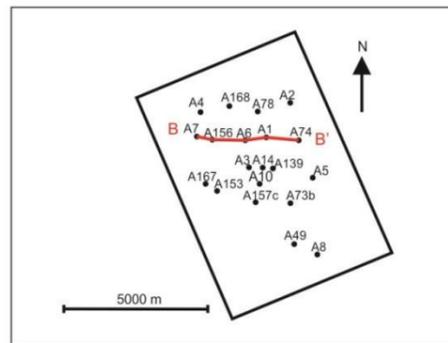
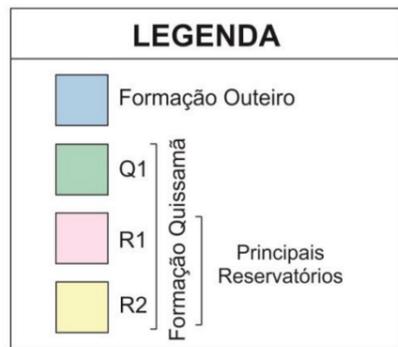
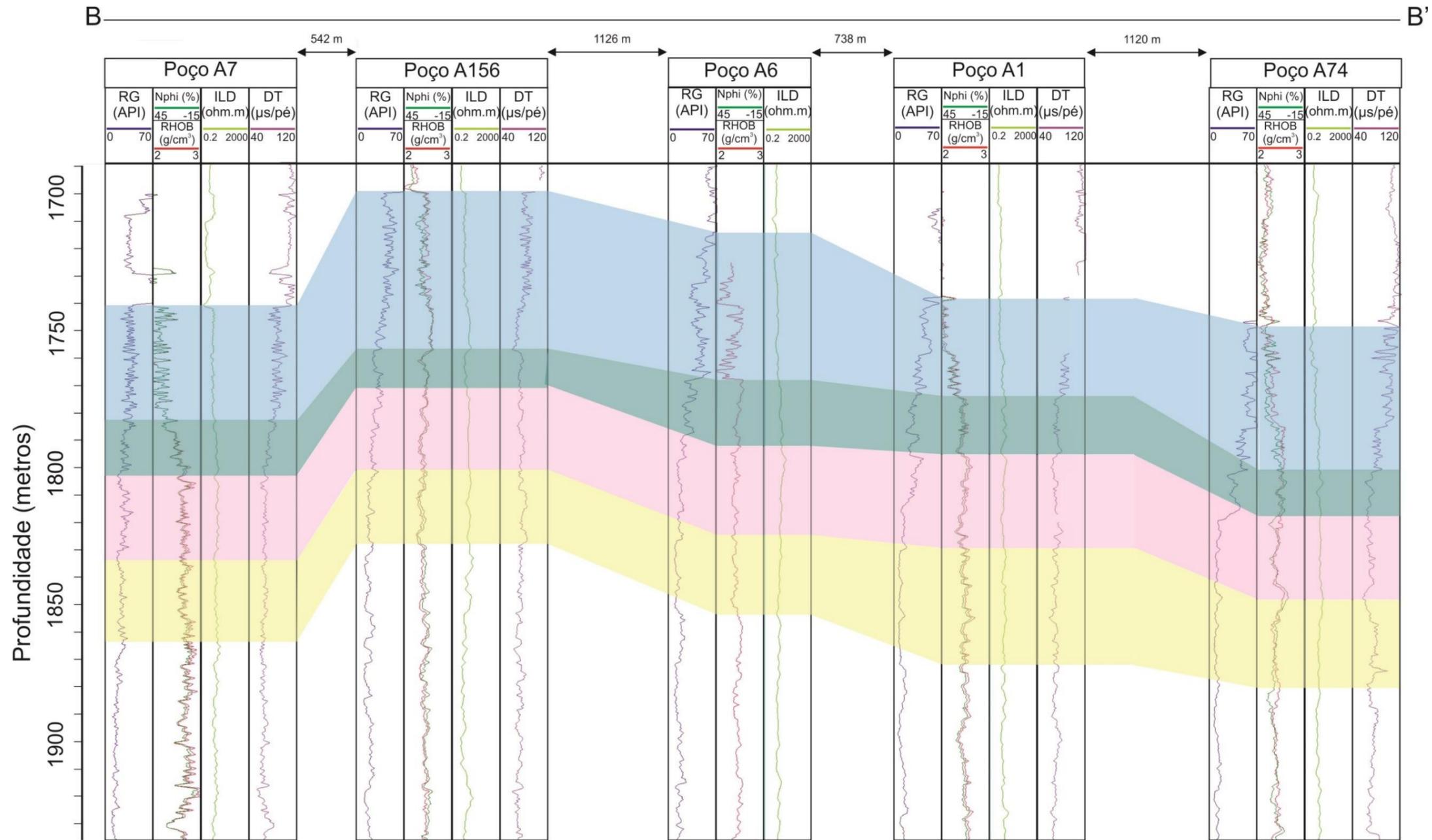


Figura 53: Seção estrutural B-B'.

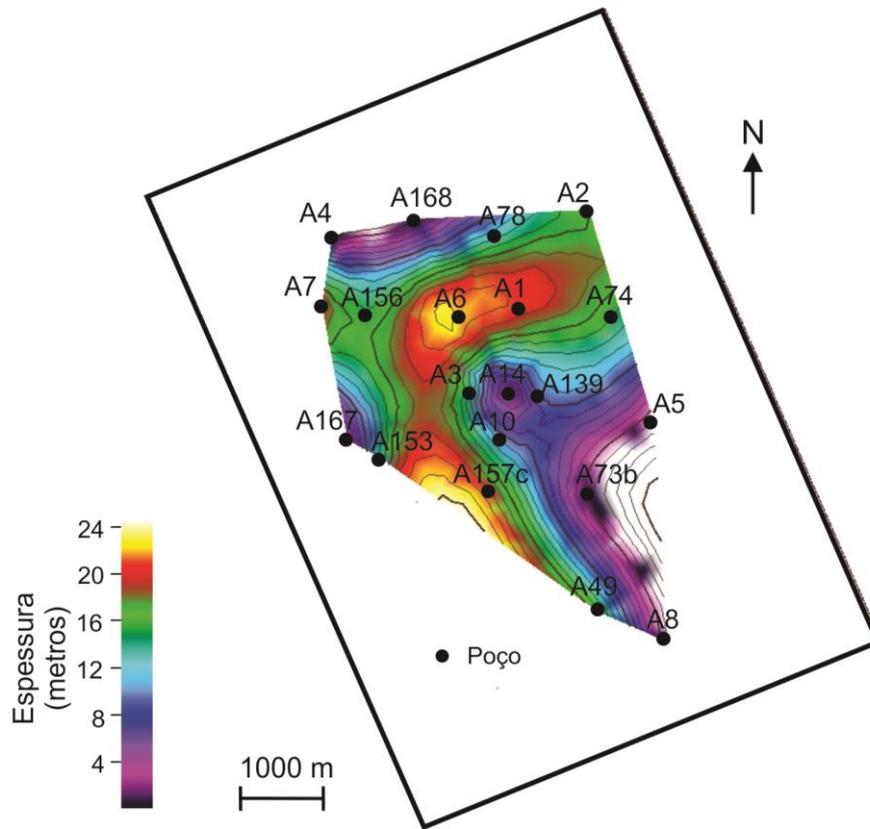


Figura 54: Mapa da distribuição de espessura do intervalo Q1.

6.1.3 Reservatório R1

O mapa estrutural do reservatório R1 é semelhante aos apresentados nos intervalos superiores: alto estrutural no centro, sul e noroeste da área de estudo, e posições estruturais mais baixas a nordeste (Figura 55).

O reservatório R1 é caracterizado na área de estudo por valores próximos de 31 m de espessura, 19% de porosidade, raio gama de 18° API, 2,40 g/cm³ de densidade, índice de radioatividade de 14 graus API e saturação de água de 30%.

Integrando o mapa estrutural apresentado com as propriedades do reservatório, observou-se que estes valores médios apresentam disparidade quando situados no alto estrutural central.

Por exemplo, os poços A10, A3, A157, A139a e A14 exibem valores de porosidade (Nphi) superior a 22%, enquanto que para noroeste e sudoeste, a porosidade decresce para valores menores que 15% (Figura 56 e Correlações C-C' e D-D').

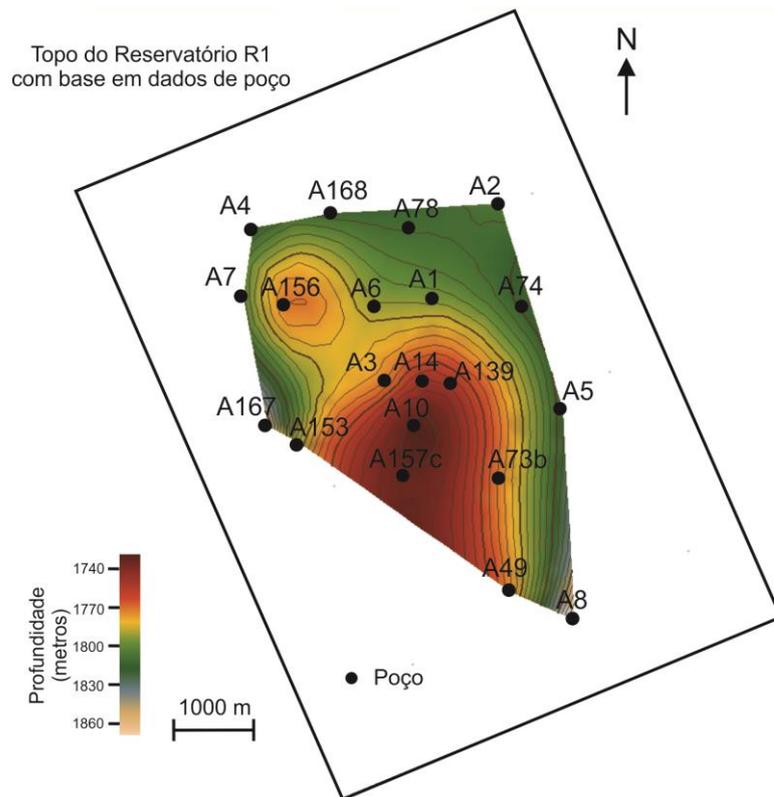


Figura 55: Mapa estrutural do reservatório R1 com base em dados de poço.

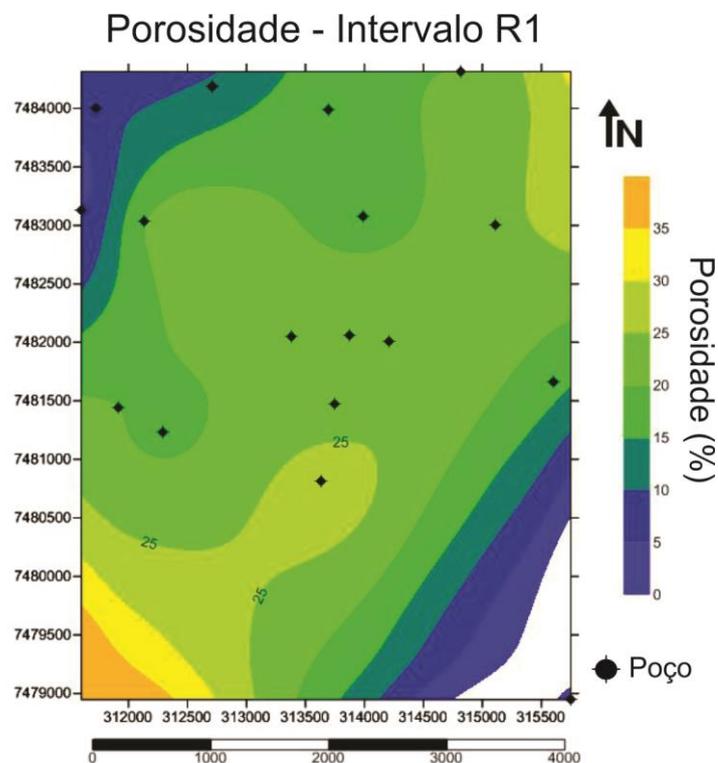


Figura 56: Mapa de isovalores da porosidade neutônica no reservatório R1.

Como esperado, o inverso ocorre nos mapas de distribuição da densidade do reservatório (Figura 57). Os menores valores desta propriedade (cerca de $2,3 \text{ g/cm}^3$) estão situados no alto estrutural central (*grainstones*), no *trend* NE-SW. Este arranjo também indica maior porosidade nesta região, uma vez que a litologia que compõe o reservatório corresponde a um carbonato que deveria apresentar densidade de $2,71 \text{ g/cm}^3$.

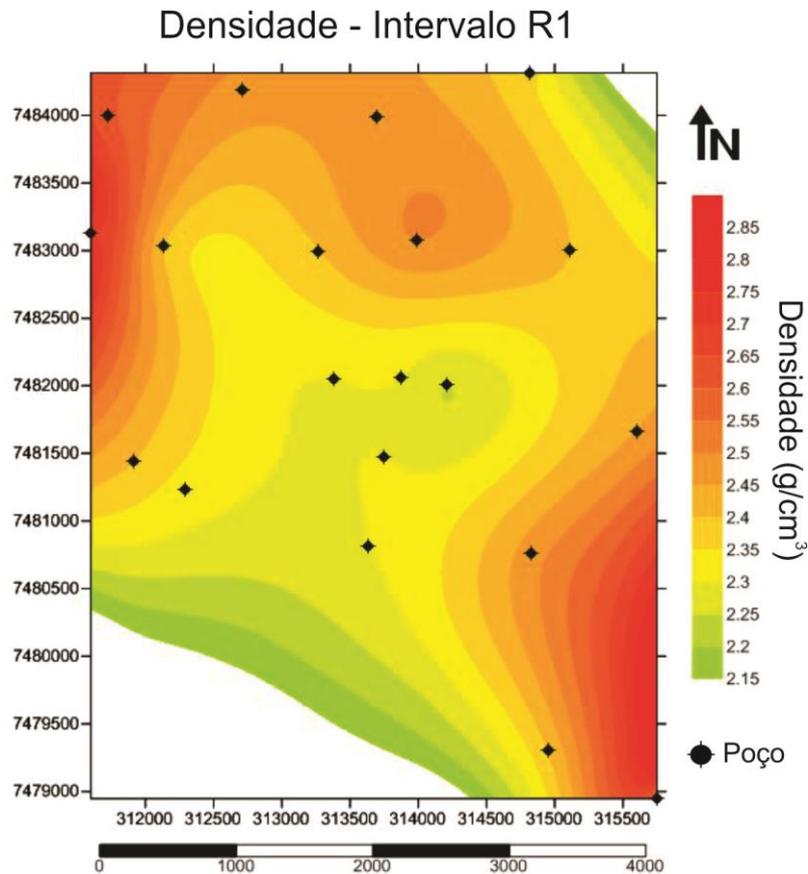


Figura 57: Mapa da distribuição da densidade (RHOB) do reservatório R1. Escala: g/cm^3 .

O perfil de raio gama apresenta em seu mapa de distribuição valores menores no centro, leste e sudeste da área de estudo (< 17 graus API) e valores maiores a oeste (> 20 graus API). Ao se comparar com o mapa de índice de radioatividade, destacam-se com valores menores que 14 graus API, os carbonatos denominados informalmente de “limpo” (Figura 58).

Estes representam diretamente a menor influência de partículas finas ou argilosas e, portanto, com maior potencial para formação de reservatórios de melhor qualidade (maior porosidade).

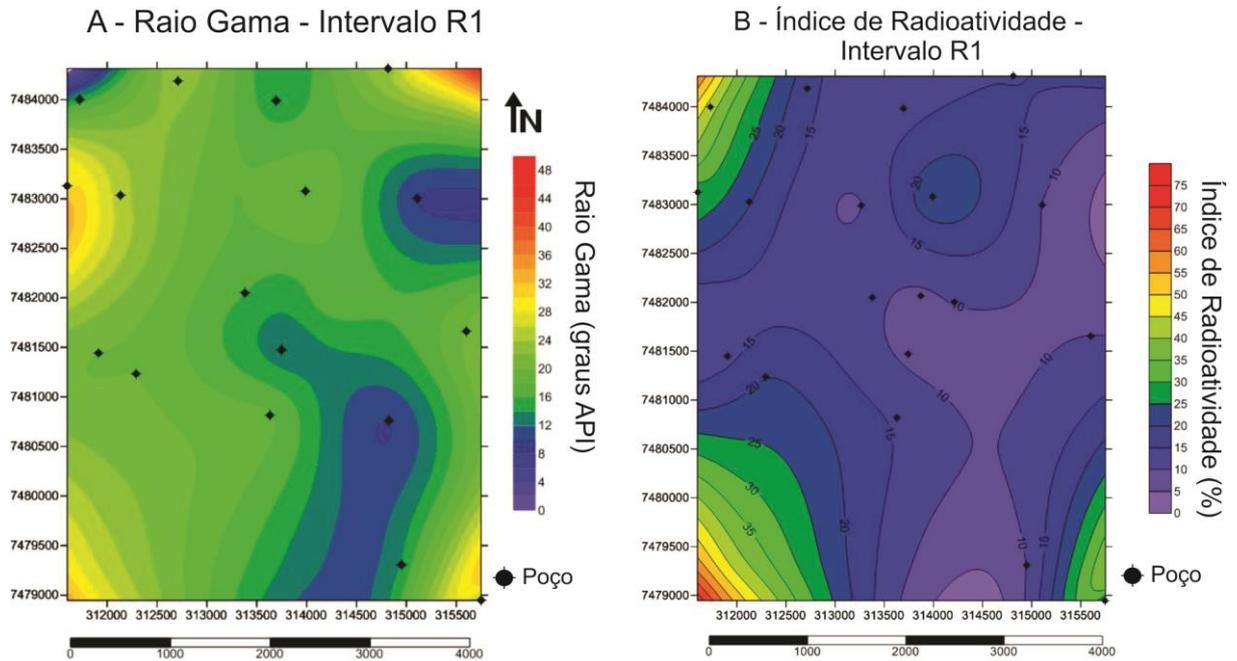


Figura 58: Mapa de distribuição do raio gama (A) e do Índice de radioatividade (B) do reservatório R1.

A variação das propriedades petrofísicas das fácies carbonáticas apresentadas até o momento sugere diminuição da qualidade dos reservatórios para o noroeste da área de estudo, pois nesta região, os reservatórios apresentam porosidade baixa, alta densidade e alto raio gama, o que representa maior índice de radioatividade. Esta tendência pode ser observada nas correlações de poços de direção W-E (seções estruturais A-A' e B-B').

Para analisar o fluido dos reservatórios, foi calculado o mapa de resistividade (ILD) para identificar a área portadora de hidrocarboneto.

Foi observado no mapa de distribuição de resistividade que o poço A10 apresenta valores muito altos (> 70 ohm.m) quando comparados aos poços adjacentes. A disparidade destes valores ocasiona a formação do efeito, conhecido informalmente de “olho de boi” (Figura 59).

Corroborando o mapa de resistividade (ILD), observa-se que o mapa de saturação de água apresenta valores baixos ($< 15\%$) no alto estrutural central, reafirmando a presença de hidrocarboneto na área (Figura 60).

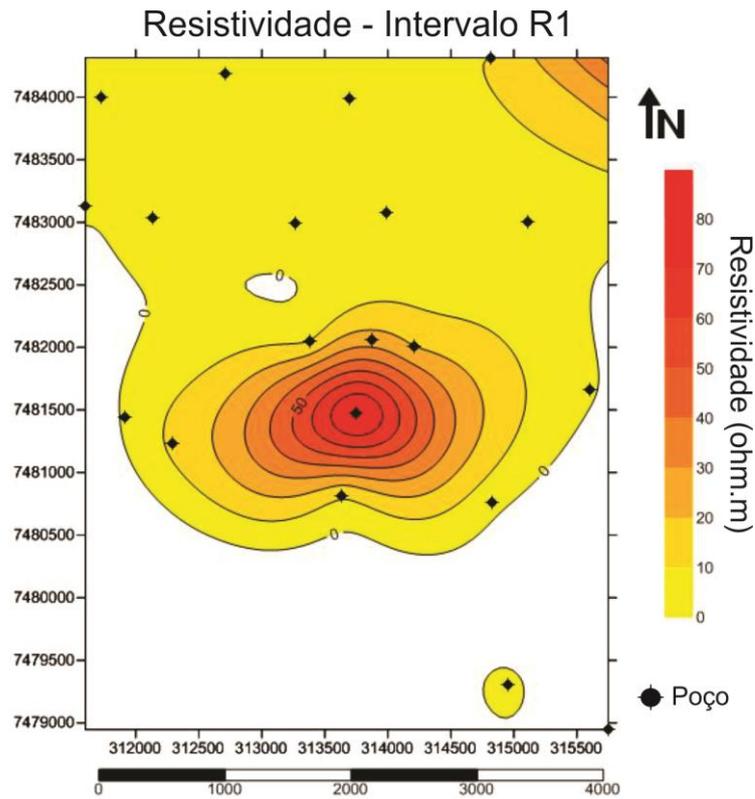


Figura 59: Mapa de isopropriedade da resistividade (ILD) do reservatório R1 no campo estudado.

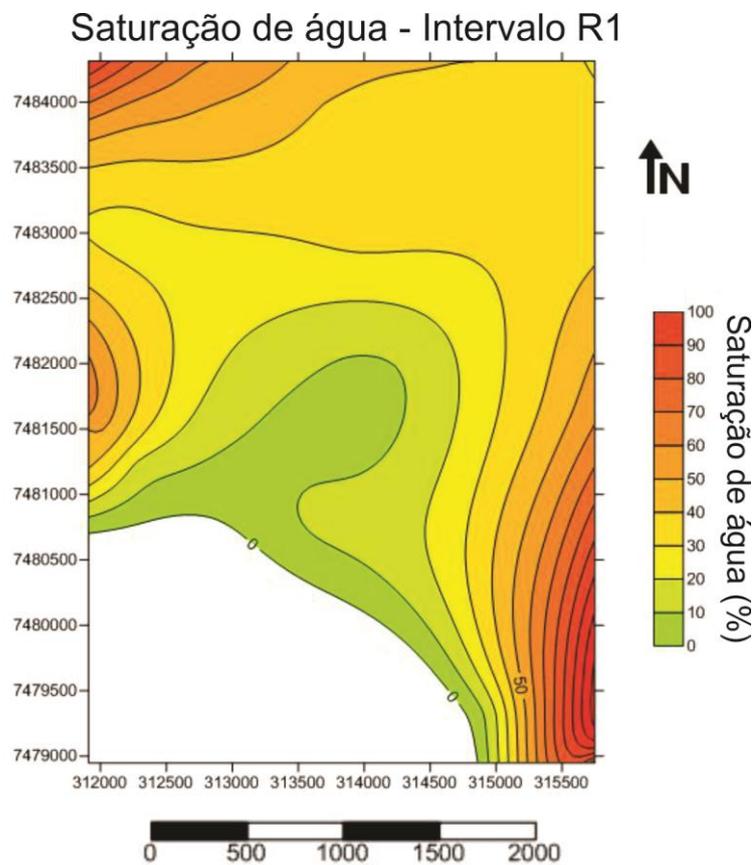


Figura 60: Mapa de saturação de água (%) do reservatório R1.

Com base nos mapas de resistividade e saturação de água, é possível afirmar que os reservatórios estão preenchidos por água a norte da área de estudo, apresentando valores de resistividade de até 10 ohm.m, e por hidrocarbonetos no centro (resistividade ILD acima de 20 ohm.m).

O perfil de resistividade nos poços A14 e A139a apresenta resistividade mais alta (27 e 22 ohm.m) no nível reservatório R1 do que no nível R2 (12 e 9 ohm.m), o que sugere que o reservatório principal destes poços seja o mesmo que o do poço A10 (correlação C-C').

A área preenchida por hidrocarboneto constitui a área de maior potencial reservatório quando analisada em mapas petrofísicos. Estas fácies reservatórios se encontram no topo do banco carbonático, o que sugere que elas tenham sido depositadas em águas rasas e, portanto, correspondam a fácies de alta energia, refletindo em altos valores de porosidade (>22%).

Esta interpretação é coerente com as interpretações de Okubo (2014), que reconhece as fácies de alta e moderada energia nos níveis reservatórios R1 e R2. Esta associação de fácies geológicas será discutida de forma mais detalhada no capítulo de discussão de resultados.

6.1.4 Reservatório R2

O reservatório R2 apresenta valores médios de 37 m de espessura, 15 graus API de raio gama, porosidade de 19%, densidade de 2,43 g/cm³, saturação de água de 31% e índice de radioatividade de 10 graus API.

A sua posição estrutural é semelhante aos níveis sobrepostos, ressaltando ainda o alto estrutural central (Figura 61). Esta região, adicionada ao sudeste da área, correspondem à área de maior espessura do reservatório R2 – acima de 32 m (Figura 62).

Na correlação A-A', extremo norte da área de estudo, observa-se o adelgaçamento do reservatório R2 de oeste para leste, também representado pelo mapa de isovalores de espessura.

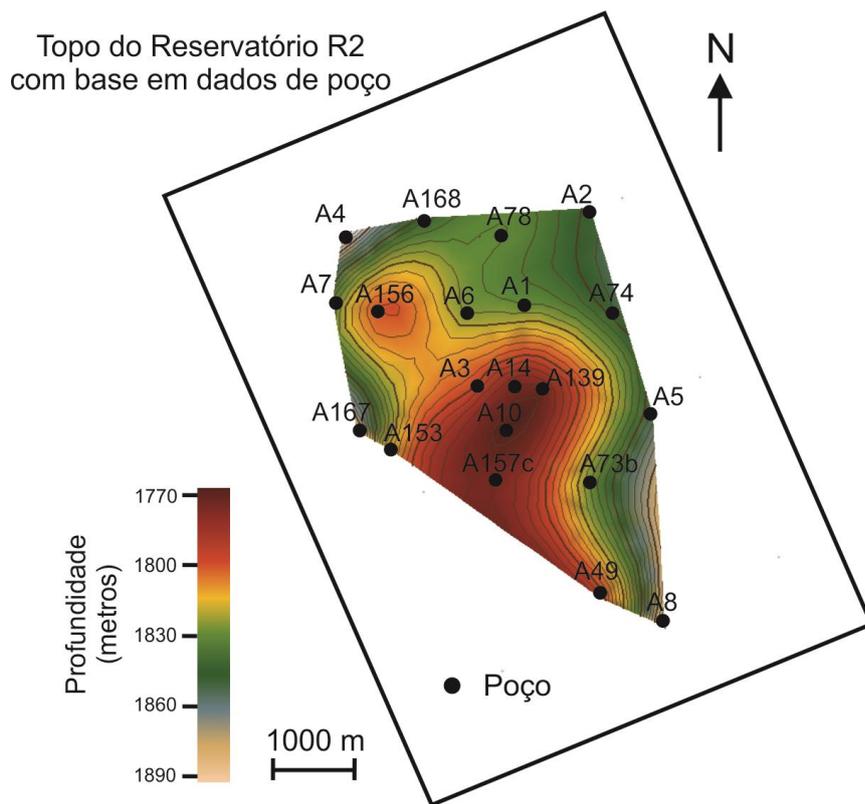


Figura 61: Mapa estrutural do reservatório R2 com base nos topos delimitados dos poços.

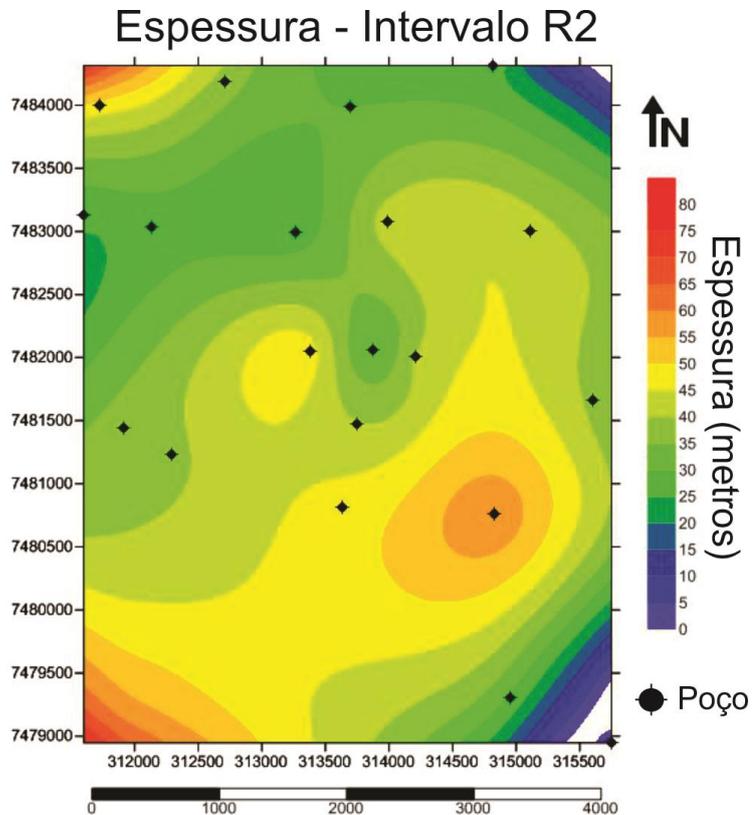


Figura 62: Mapa de distribuição da espessura (metros) do reservatório R2.

Na mesma direção (de leste para oeste), o raio gama (8 a 22° API) e a densidade (2,35 a 2,65 g/cm³) são crescentes, a porosidade é decrescente (21 a 9%) e a resistividade apresenta valores próximos correspondentes à água (2,4 a 3,5 ohm.m).

Com base nestas informações, é possível reafirmar a análise do reservatório R1 sobre a diminuição da qualidade do reservatório na direção noroeste da área de estudo. Na correlação B-B', observa-se essa tendência com o aumento do valor medido nos perfis de raio gama e densidade, e diminuição dos valores de porosidade no perfil Nphi (Figura 63).

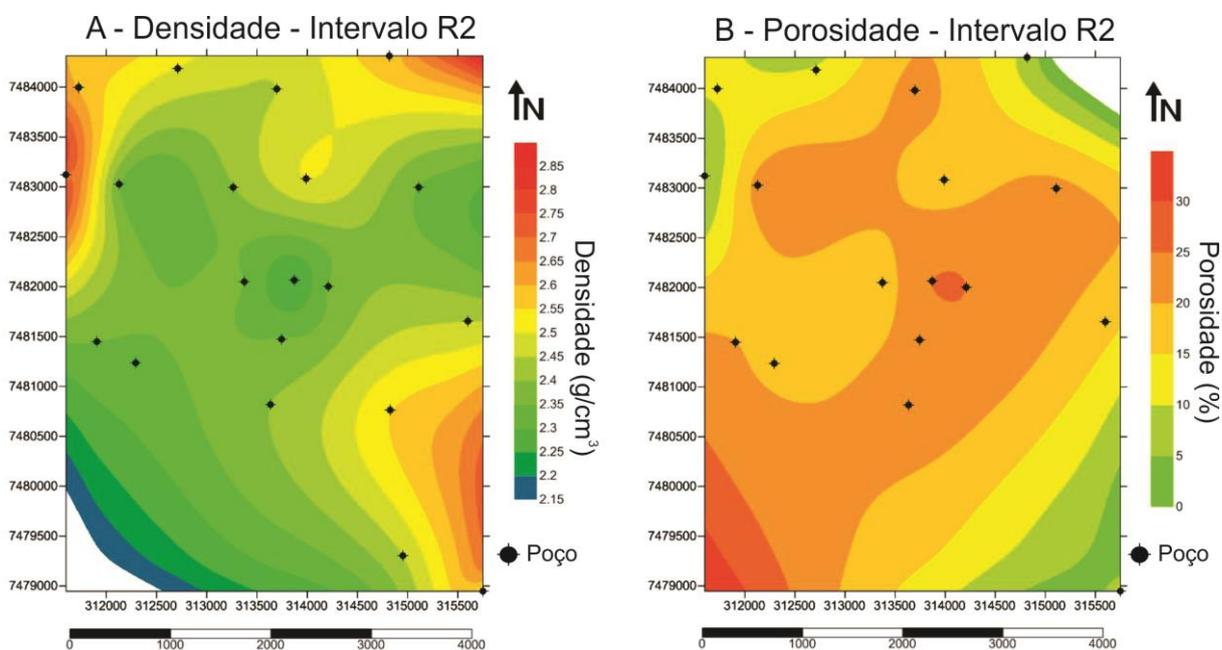


Figura 63: Mapa de distribuição da densidade (A) e da porosidade (B) do reservatório R2.

Enquanto que no mapa de resistividade (ILD) do reservatório R1, o poço A10 ressaltava altos valores desta propriedade (> 60 ohm.m), no reservatório R2 destacou-se o poço A3, já classificado como principal produtor do reservatório R2 na área, com base na correlação de poços, e apresentando valores de resistividade superiores a 20 ohm.m (Figura 64).

Esta análise é verificada no mapa de saturação de água, que apresenta geometria semelhante ao mesmo mapa do reservatório R1, com valores menores que 20% no alto estrutural central, alongado para a direção nordeste (Figura 65).

Resistividade - Intervalo R2

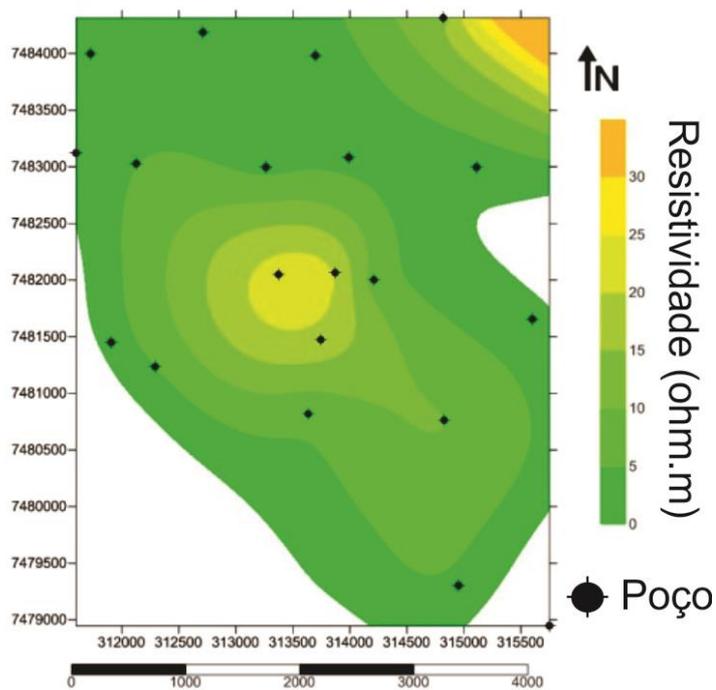


Figura 64: Mapa de isopropriedade de resistividade (ILD – ohm.m) do reservatório R2.

Saturação de água - Intervalo R2

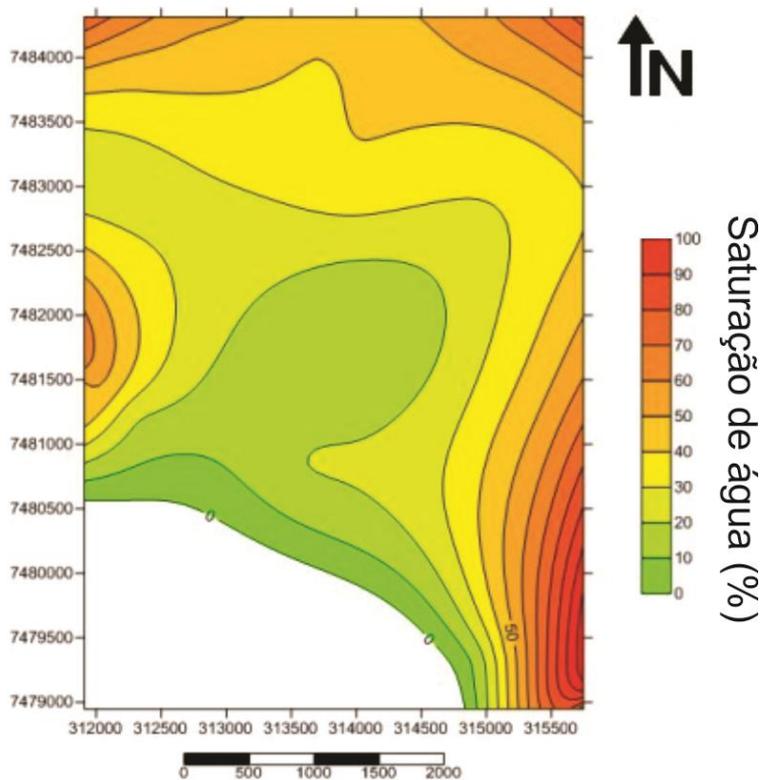


Figura 65: Mapa de saturação de água (%) do reservatório R2.

No *trend* SW-NE, observou-se também os menores valores de índice de radioatividade, que se limitam a 15 graus API no alto estrutural central, o que representa carbonatos com menor ocorrência de partículas finas (Figura 66).

Em suma, com base na correlação de poços, análise de mapas estruturais e petrofísicos, constata-se que a área central do campo estudado é a principal produtora de hidrocarbonetos, visto que representa um alto estrutural com porosidades altas (> 20%), índice de radioatividade baixo (< 15 graus API) e baixos valores de saturação de água (< 10%).

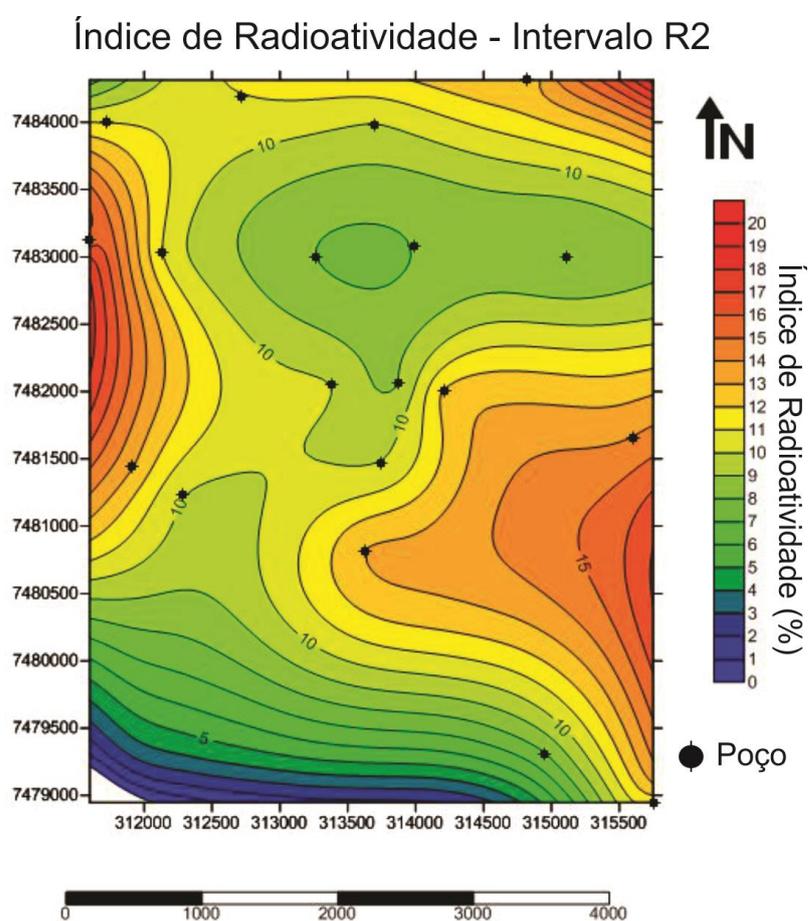


Figura 66: Mapa de índice de radioatividade (graus API) do reservatório R2.

A fim de compreender o condicionamento estrutural desta área de destaque no campo estudado, foi interpretada a geometria do banco carbonático e as falhas que compartimentaram estas unidades reservatórias no capítulo seguinte, de forma a complementar o conhecimento da evolução geológica da área.

6.2 Interpretação sísmica

Nesta etapa foram interpretados os quatro intervalos estratigráficos tratados no capítulo anterior de correlação de poços: Formação Outeiro, nível Q1, reservatórios R1 e R2, e, em adição, o topo do Dolomito Badejo e do Grupo Lagoa Feia.

Nos mapas estruturais obtidos com base nesta interpretação, observou-se a geometria de um alto na posição central do campo com eixo principal noroeste-sudeste, o que corrobora os mapas de topo estrutural baseados na informação dos poços.

Esta estrutura está delimitada a nordeste e noroeste pela própria geometria do banco carbonático, onde seu flanco representa os baixos estruturais que foram preenchidos posteriormente pelo Grupo Campos (Cretáceo Superior ao Recente).

Na região sudeste, os reservatórios são limitados pela falha normal denominada “Fa” de direção N-S, com grande expressão regional e apresentando rejeito aproximado de 100 m (Figura 67).

O limite sudoeste do banco carbonático também apresenta uma falha normal, mas de direção NW-SE (falha Fh), que constitui a direção principal do sistema de falhas interpretado na área de estudo.

As falhas também compartimentaram a região interna do reservatório, em direções NW-SE (falhas Fd,e,f,g,h,i,j,k,n), N-S (falhas Fa,b,c), E-W (falhas Fm, o) e NE-SW (falha FI). Nas seções sísmicas interpretadas observou-se a característica pós-deposicional deste sistema de falhas que seccionam a Formação Outeiro e a Formação Quissamã (intervalos Q1, R1 e R2), o que resultou em uma configuração estrutural semelhante destes níveis, como observado nos mapas estruturais (Figuras 68 e 69).

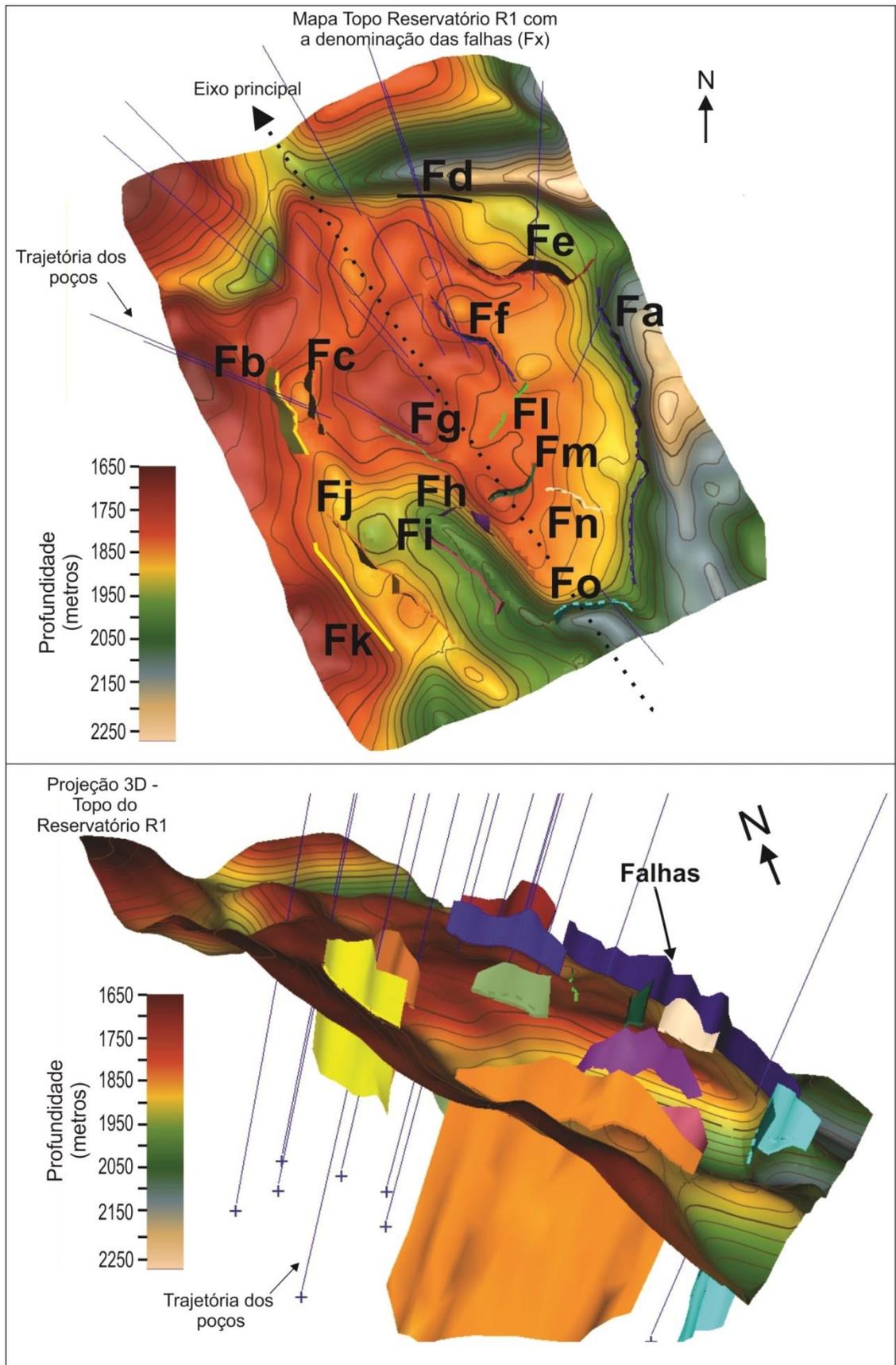


Figura 67: Mapa estrutural do topo do reservatório R2 com as falhas interpretadas. Observa-se a predominância das falhas de direção NW-SE.

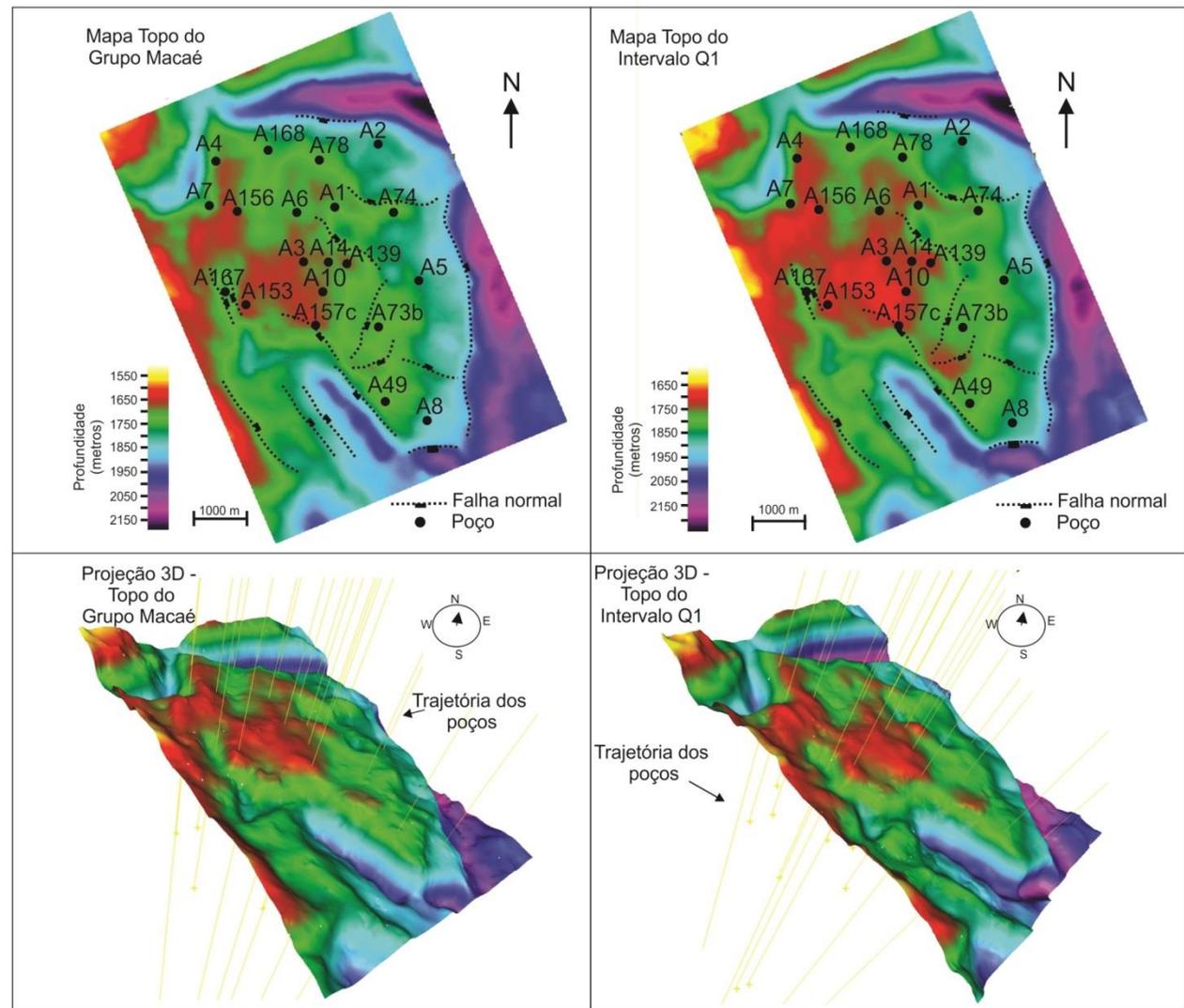


Figura 68: Mapas estruturais em profundidade (metros) do topo do Grupo Macaé (Formação Outeiro) e topo do intervalo Q1. As falhas apresentadas foram interpretadas nas seções sísmicas.

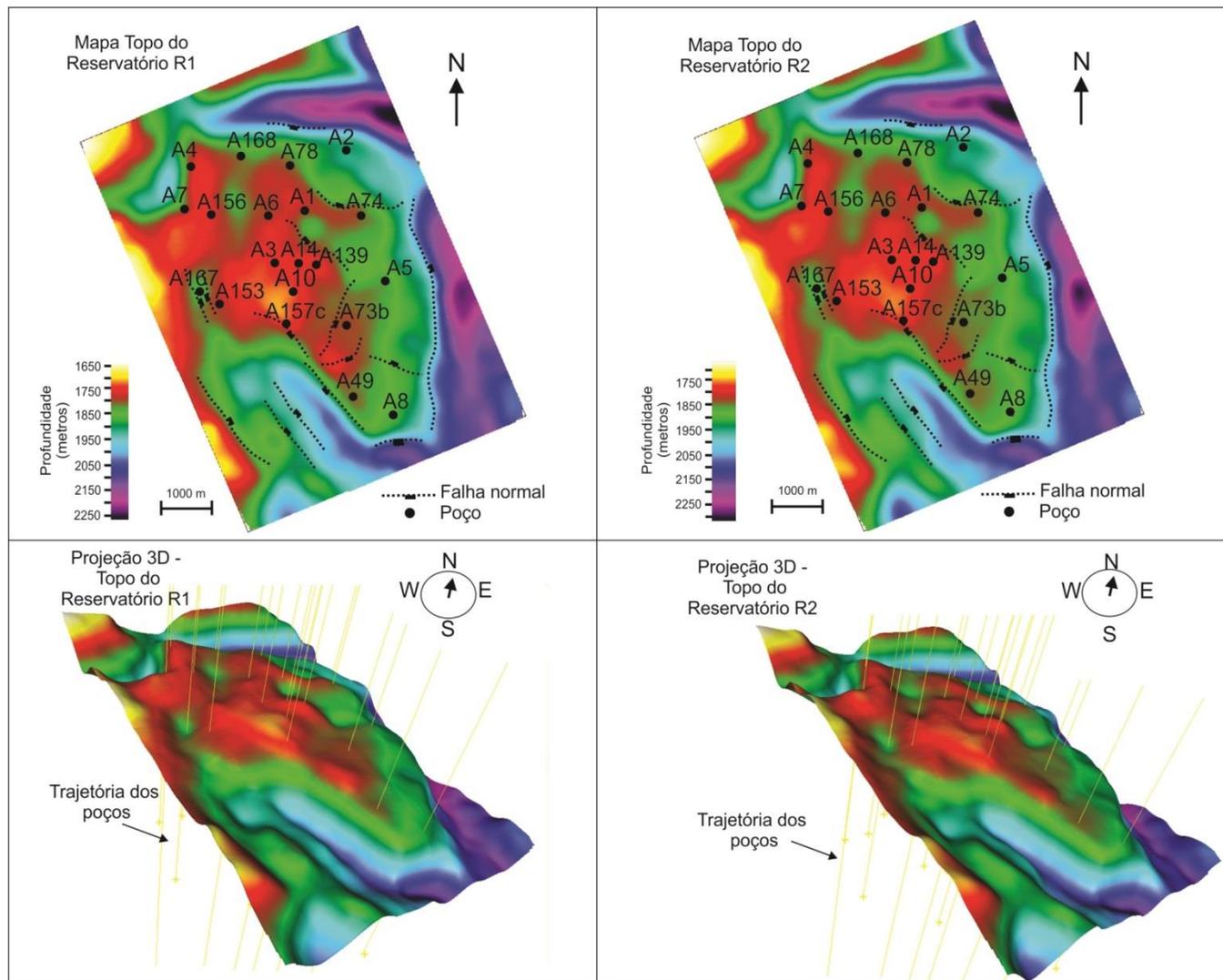


Figura 69: Mapas estruturais em profundidade (metros) dos topos dos reservatórios R1 e R2. As falhas apresentadas foram interpretadas nas seções sísmicas.

Na seção sísmica E-E' nota-se que a falha Fd é lístrica, que por definição, tende a horizontalizar em uma superfície plástica que acomoda a deformação, no caso, a camada de sal correspondente a Formação Retiro (Figura 70). O deslocamento desta falha gerou uma estrutura do tipo *rollover*, onde estão perfurados os poços A78 e A1.

Ainda nesta seção, foi observado o alto estrutural central, onde estão situados os poços produtores de hidrocarboneto no Albiano do campo (A3, A10, A139, A14 e A157), o qual foi classificado como um *horst*, limitado por falhas que o separam do alto estrutural a sul (poço A8) e do *rollover* a norte (poços A78 e A1).

Apesar de se encontrarem em uma posição estrutural alta, os poços A78 e A1 não apresentam hidrocarboneto, confirmado pelos mapas de resistividade apresentados no capítulo anterior. Isto sugere que a falha a norte do poço A139a (falha Ff) constitui o componente estrutural da trapa dos reservatórios na região central.

O alto estrutural central, produtor de hidrocarboneto do nível Albiano, também está delimitado por falhas a sudeste (Ff) e a sudoeste (Fg), próximo ao poço A157.

Com a ausência de falhas a noroeste do alto estrutural central, aliada à tendência de aumento da densidade da rocha apresentada nos mapas de isovalores dos reservatórios (apresentados no capítulo anterior), é possível interpretar o limite dos reservatórios como estipulado pela variação lateral de fácies carbonáticas.

Estas características permitem classificar os reservatórios R1 e R2 como delimitados por uma trapa mista, onde o componente estrutural consiste nas falhas e o componente estratigráfico se resume à variação de fácies não porosas a noroeste do campo (composição de carbonatos finos ou resultado de processos diagenéticos, e.g cimentação).

A alta influência das falhas no realce do alto estrutural central, proeminente em relação a leste da área de estudo, possivelmente foi um importante fator condicionante para tornar a área propícia à acumulação de hidrocarbonetos, associado à presença de fácies carbonáticas reservatórios de qualidade (alta porosidade e permeabilidade).

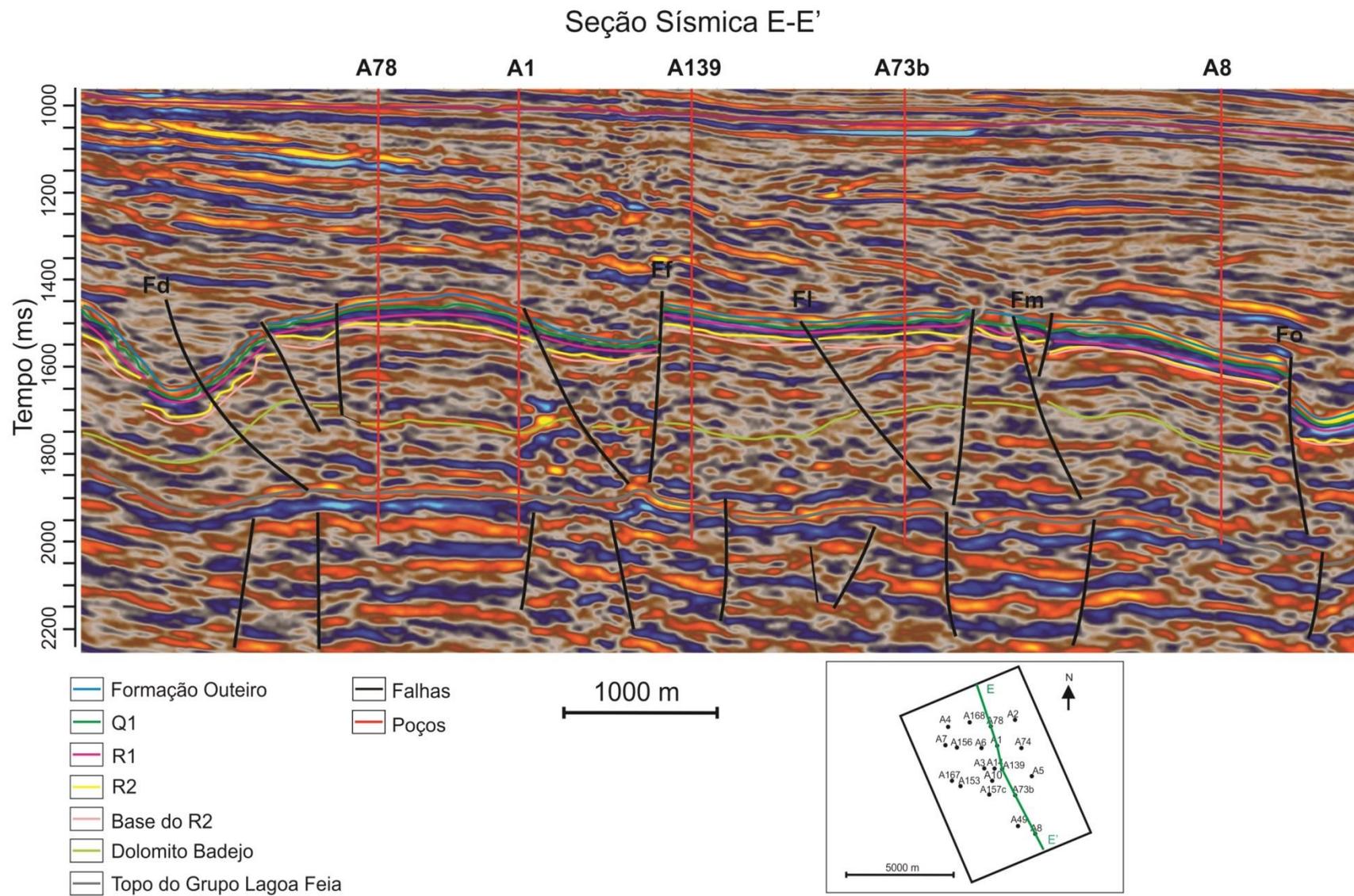


Figura 70: Seção Sísmica E-E'.

Na seção sísmica C-C' observa-se que o poço A167 está em um baixo estrutural local delimitado por duas falhas (Figura 71). A leste deste poço, os refletores do Grupo Macaé se apresentam contínuos entre os poços A153, A3, A14 e A139 até o gráben que separa o poço A5 dos restantes (Falha A5).

Observa-se nesta seção (C-C') um afinamento do refletor correspondente a base do R2 de oeste/noroeste para leste/sudeste do campo, representando o adelgaçamento do intervalo reservatório ao chegar no poço A5. Esta diminuição de espessura também pode ser verificada na correlação de poços homônima, apresentada no capítulo anterior.

A seção sísmica D-D' apresenta um baixo estrutural no norte do cubo sísmico e um alto extenso do banco carbonático que abrange os poços A168, A6, A3, A10, A157C separados a sul do poço A49 por um *graben* (Figura 72).

Os refletores correspondentes aos reservatórios R1 e R2 truncam nas falhas que formam este *gráben* (falha Fm), coincidindo com os refletores superiores, representando um afinamento dos intervalos reservatórios no poço A49. O mesmo ocorre na correlação de poços homônima e na seção sísmica E-E' para o poço A8.

No alto estrutural em que se encontram os poços A49 e A8, observa-se uma estrutura independente separado por falhas do alto central. Os horizontes cronoestratigráficos ilustram que, mesmo formados em outro banco carbonático, os níveis reservatórios correspondem à mesma linha de tempo.

Foi observado nas seções sísmicas em geral, que o horizonte correspondente ao Dolomito Badejo se encontra descontínuo e com geometria semelhante à sequência carbonática sobreposta dos *grainstones* e *packstones* da Formação Quissamã.

Constatou-se também, que a sísmica apresenta menor resolução no interior da sequência carbonática, ao contrário do topo do Grupo Macaé, pois este se destaca como um refletor de amplitude positiva forte devido à mudança de densidade e velocidade entre a sequência sedimentar terrígena acima e a carbonática (subjacente).

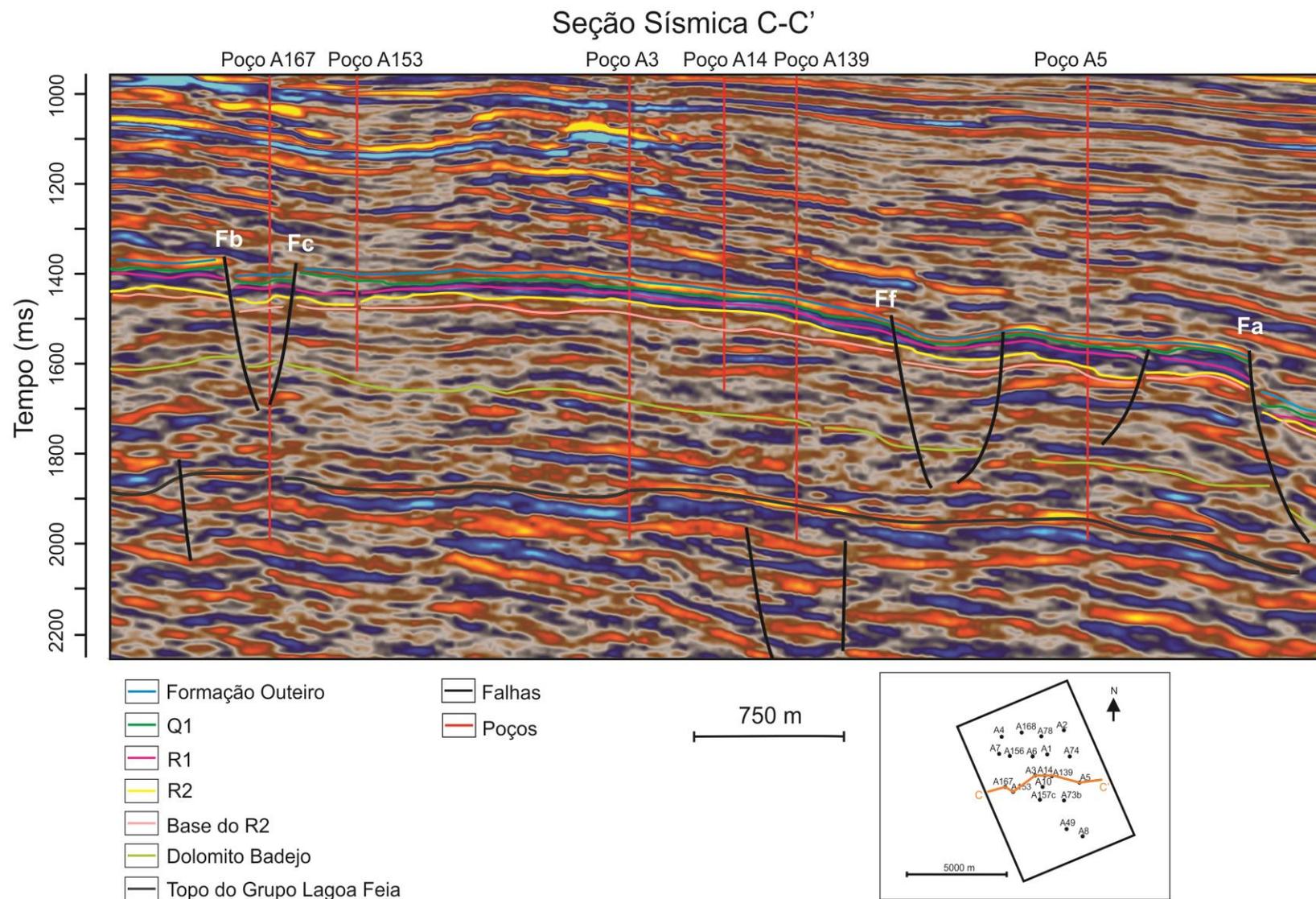
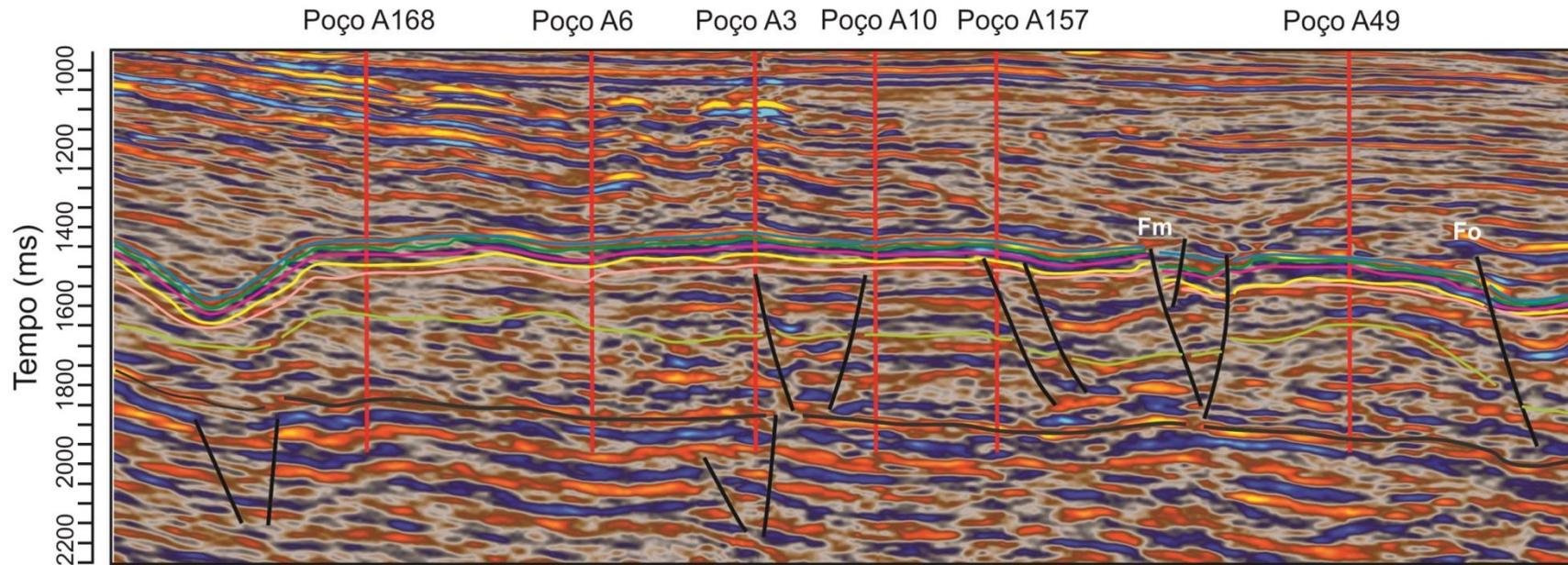


Figura 71: Seção sísmica C-C'.

Seção Sísmica D-D'



- | | |
|--|---|
|  Formação Outeiro |  Falhas |
|  Q1 |  Poços |
|  R1 | |
|  R2 | |
|  Base do R2 | |
|  Dolomito Badejo | |
|  Topo do Grupo Lagoa Feia | |

750 m

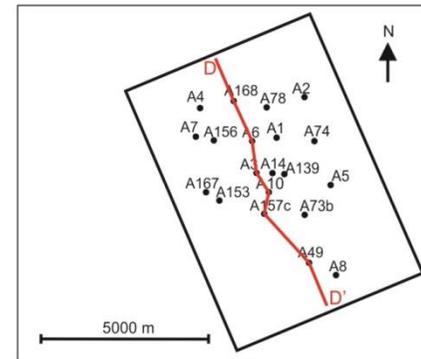


Figura 72: Seção sísmica D-D'.

Em suma, conclui-se com base na interpretação sísmica que as falhas normais e lítricas compartimentam as camadas do Grupo Macaé, resultado em vales (grabéns) e altos (horst e *rollover*), representados nas sessões sísmicas interpretadas. Estas falhas terminam até o topo do Grupo Lagoa Feia, o qual encontra-se praticamente contínuo, pois a camada de sal da Formação Retiro acomoda a deformação.

O banco carbonático foi, possivelmente, formado sobre um paleoalto dos sedimentos da fase rifte e pós-rifte. Posterior à sua deposição, as falhas evidenciaram altos estruturais com as estruturas do tipo *rollover* ou ainda, por abaterem blocos adjacentes por meio de falhas normais.

A combinação desta compartimentação do Albiano aliada à disposição de fácies de alta porosidade (verificada na correlação de poços) permitiu destacar o alto estrutural central como ideal para a posterior acumulação de hidrocarboneto.

6.3 Mapas de Atributos Sísmicos

Foram calculados e elaborados mapas de atributo de amplitude sobre o topo do Grupo Macaé, intervalo Q1, e níveis reservatórios R1 e R2 com a aplicação de janelas de 8 ms, 10 ms, 20 ms e 18 ms respectivamente, e sobre a base do reservatório R2 (janela de 10 ms). Nos mapas do topo do Grupo Macaé foi observada a falha que limita o campo a sudeste (falha Fa), destacada por valores anômalos de amplitude (Figura 73).

Nos mapas de atributos do intervalo Q1, observam-se anomalias de amplitude difusas e descontínuas no alto do banco carbonático (Figura 74). Entretanto, são nos mapas dos reservatórios R1 e R2 (Figuras 75 e 76) que anomalias de amplitude destacam a presença do reservatório nos altos estruturais correspondentes à área próxima ao A-10 e ao A-49, as quais não aparecem sobre os mapas de atributos da base do R2 (Figura 77). Qualitativamente, é possível diferenciar essas áreas de destaque do restante do banco carbonático.

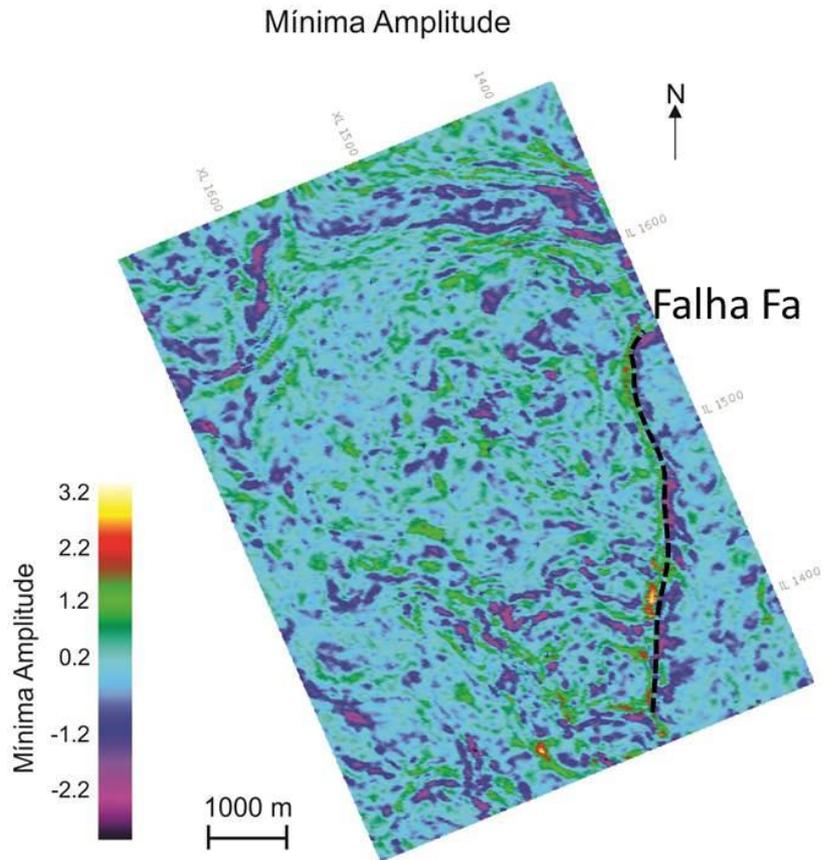


Figura 73: Mapa de atributo Mínima Amplitude calculado sobre o topo do Grupo Macaé.

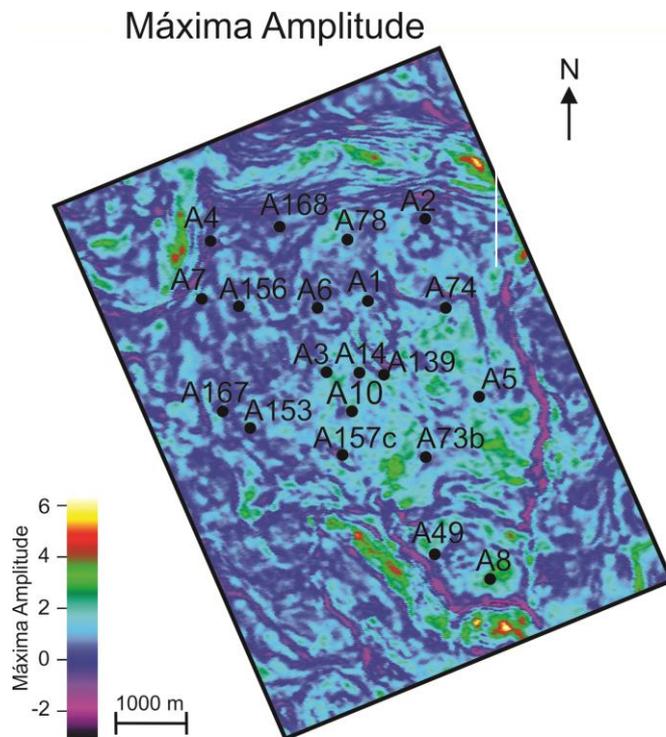


Figura 74: Mapas de atributo Máxima Amplitude calculado sobre o intervalo Q1.

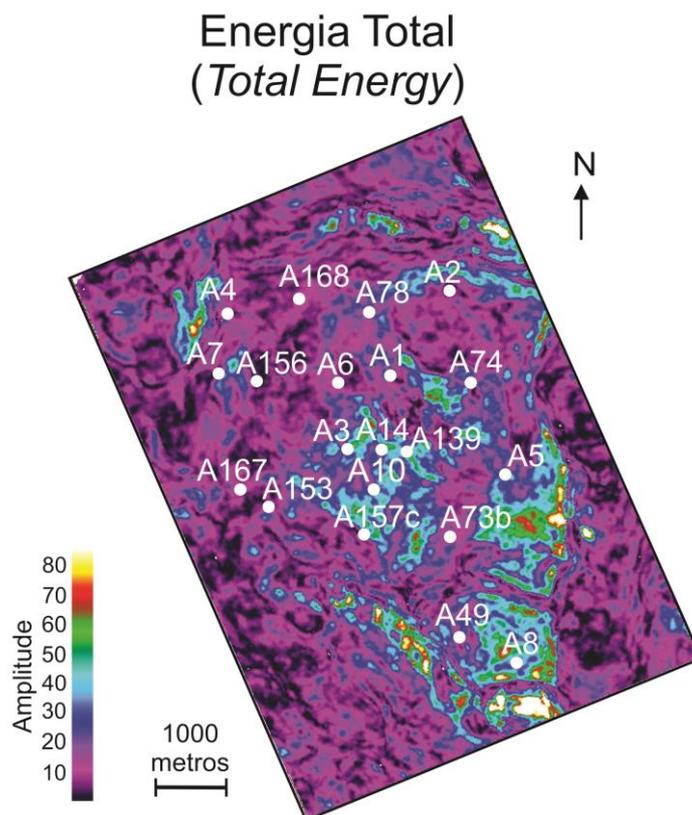


Figura 75: Mapa de atributo Energia Total calculado sobre o reservatório R1, apresentando anomalias de amplitude associadas às fácies reservatórios do alto carbonático central do campo.

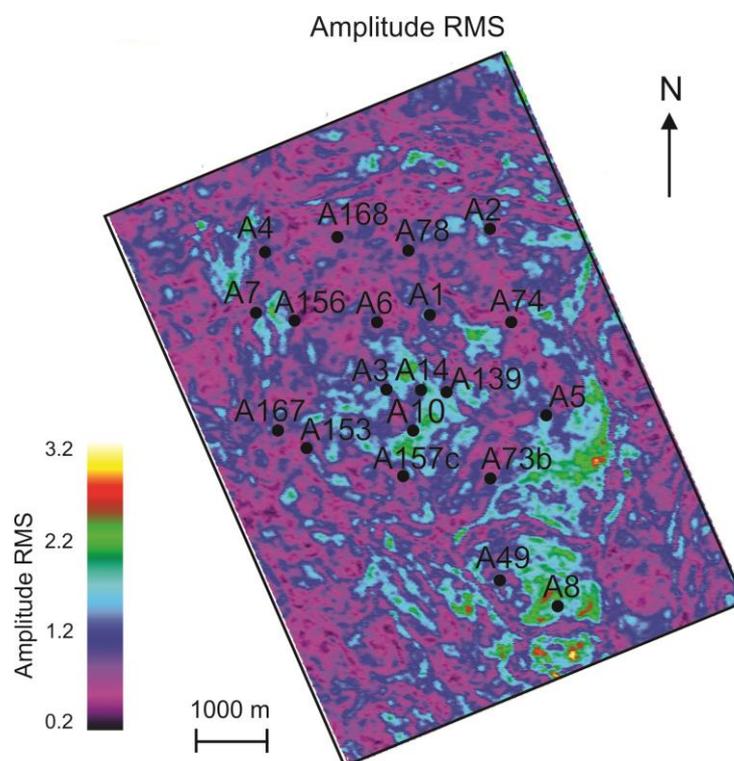


Figura 76: Mapa de atributo Amplitude RMS calculado sobre o reservatório R2, apresentando anomalias de amplitude (verde e azul) associadas ao alto estrutural central da área de estudo.

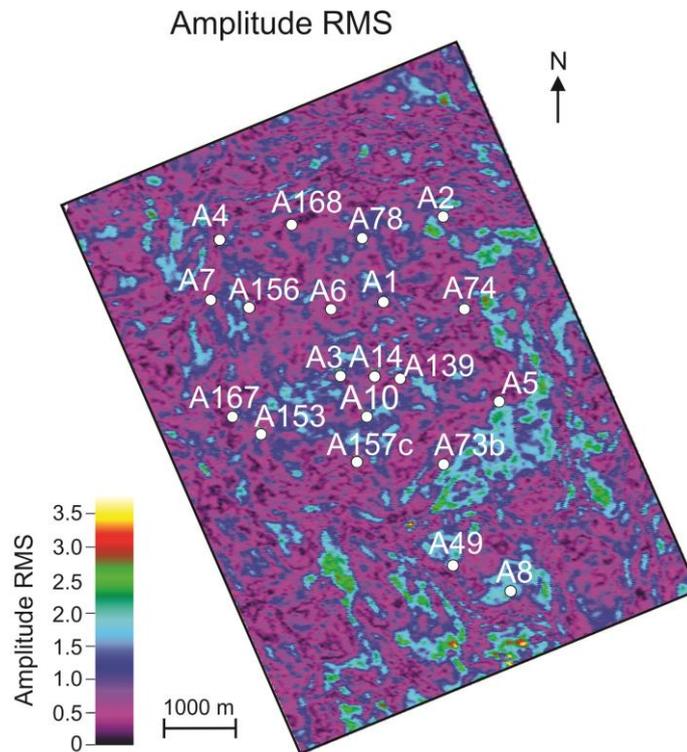


Figura 77: Mapa de atributo sísmico Amplitude RMS (*Root Mean Square*) calculado sobre a base do reservatório R2, demonstrando que as anomalias associadas ao alto estrutural produtor do campo desapareceram.

Com a finalidade de identificar a propriedade da rocha reservatório que o atributo está respondendo, foi realizada a análise de gráficos cruzados entre o valor da amplitude e a propriedade medida no perfil, apresentada a seguir.

6.4 Gráficos cruzados

As respostas dos mapas de atributos sísmicos foram correlacionadas com as propriedades físicas das rochas reservatórios, nos intervalos delimitados para este estudo, por meio de gráficos cruzados, também conhecidos como *cross plots*.

Os mapas de atributos sísmicos que apresentaram anomalias de amplitude para os níveis reservatórios R1 e R2 foram correlacionados com os valores medidos nos perfis de raio gama, resistividade, porosidade, densidade e velocidade.

Para o reservatório R1, foi observada uma correlação linear entre a propriedade de densidade (perfil RHOB) e os atributos sísmicos Máxima Amplitude Negativa, Máxima Amplitude Absoluta, Mínima Amplitude e *Trace Power*, com coeficiente de correlação $R^2 > 0,74$; e Amplitude RMS e Energia Total com $R^2 > 0,65$.

Pode-se observar na Figura 78, que os principais poços produtores do

Albiano (A3, A10, A157, A14, A139), situados no alto estrutural central do cubo, estão associados a anomalias de amplitude mais negativas de cores verde e azul. O gráfico confirma que os menores valores de densidade, característica dos níveis reservatórios produtores do R1, estão associados com valores mais negativos do atributo, destacando-se do restante da área, onde predominam amplitudes de -1 a -0.2, representadas pelas cores vermelha e amarela (Figura 79).

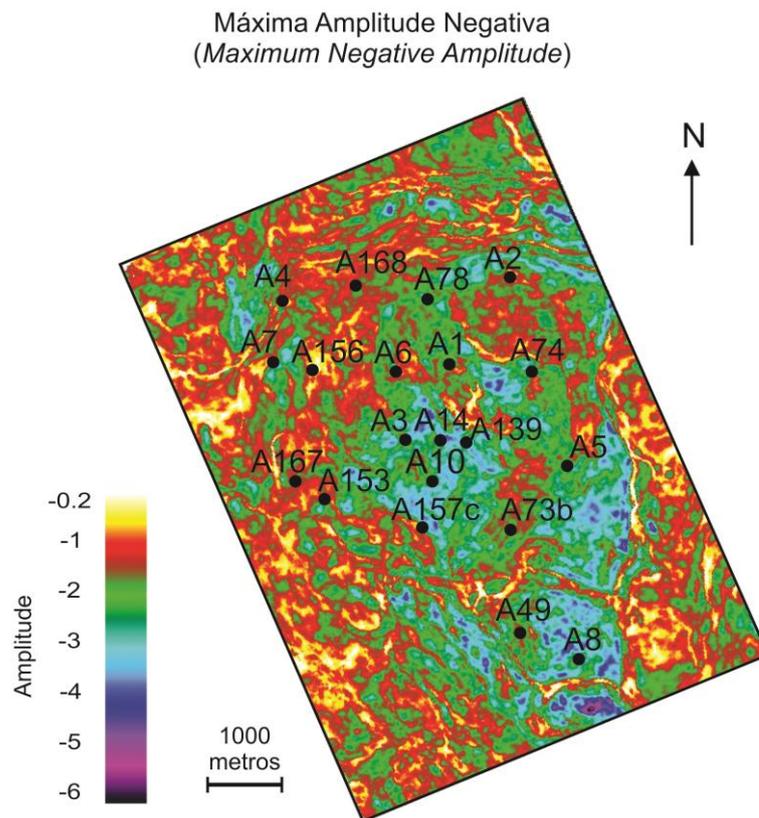


Figura 78: Mapa do atributo Máxima Amplitude Negativa aplicado sobre o topo do reservatório R1.

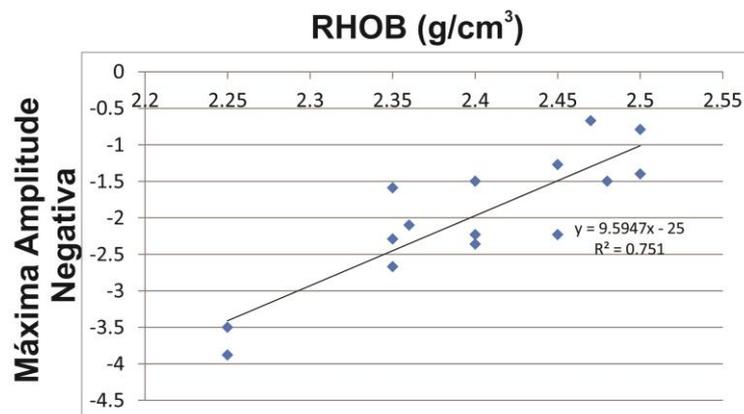


Figura 79: Gráfico de correlação (*cross-plot*) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R1 e o atributo sísmico Máxima Amplitude Negativa.

O atributo também apresenta alta correlação com a propriedade de porosidade, como observado na figura 80. Os maiores valores de porosidade, também particularidade dos poços produtores do Albiano, estão associados a valores negativos deste atributo.

O fato da correlação entre o atributo e a resistividade ser dispersa e, portanto, não apresentar tendência, comprova que os atributos de amplitude não estão respondendo ao fluido do reservatório R2, que varia entre água e óleo.

Entretanto, os poços localizados no alto da estrutura e que apresentam melhores fácies reservatórios (menor densidade, maior porosidade e melhor permeabilidade) quando comparados aos poços adjacentes, estão interligados por uma anomalia de geometria semelhante entre os atributos apresentados a seguir, o que sugere sua delimitação de forma qualitativa (destaque da anomalia no mapa) e quantitativa (gráficos *cross-plots*).

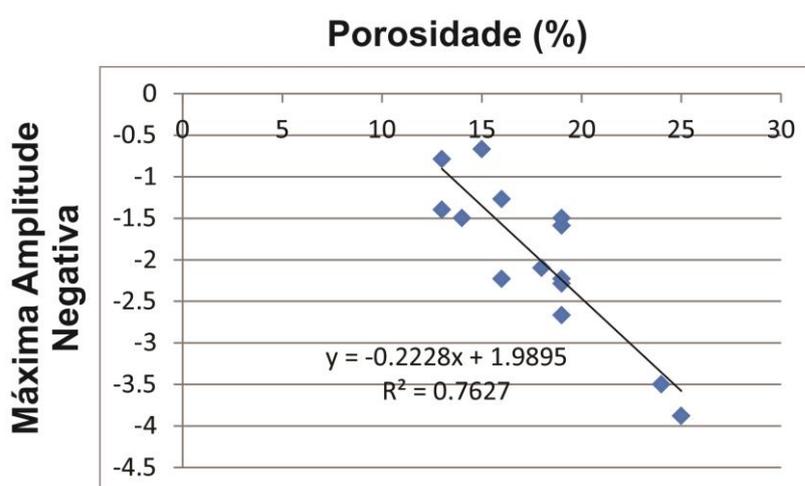


Figura 80: Gráfico de correlação (*cross-plot*) entre os valores de porosidade (NPHI) do reservatório R1 e o atributo sísmico Máxima Amplitude Negativa.

O mapa de Máxima Amplitude Absoluta (Figura 81) também apresenta anomalia de amplitude com a geometria do reservatório semelhante ao mapa apresentado anteriormente. No gráfico da figura 82, observa-se que os menores valores de densidade estão destacados por maiores valores de máxima amplitude absoluta.

Os principais poços supracitados apresentam valores de densidade entre 2,25 até 2,4 g/cm³, e são ressaltados, neste mapa, pelas cores azul e verde, que representam valores de amplitude entre 3 e 5.

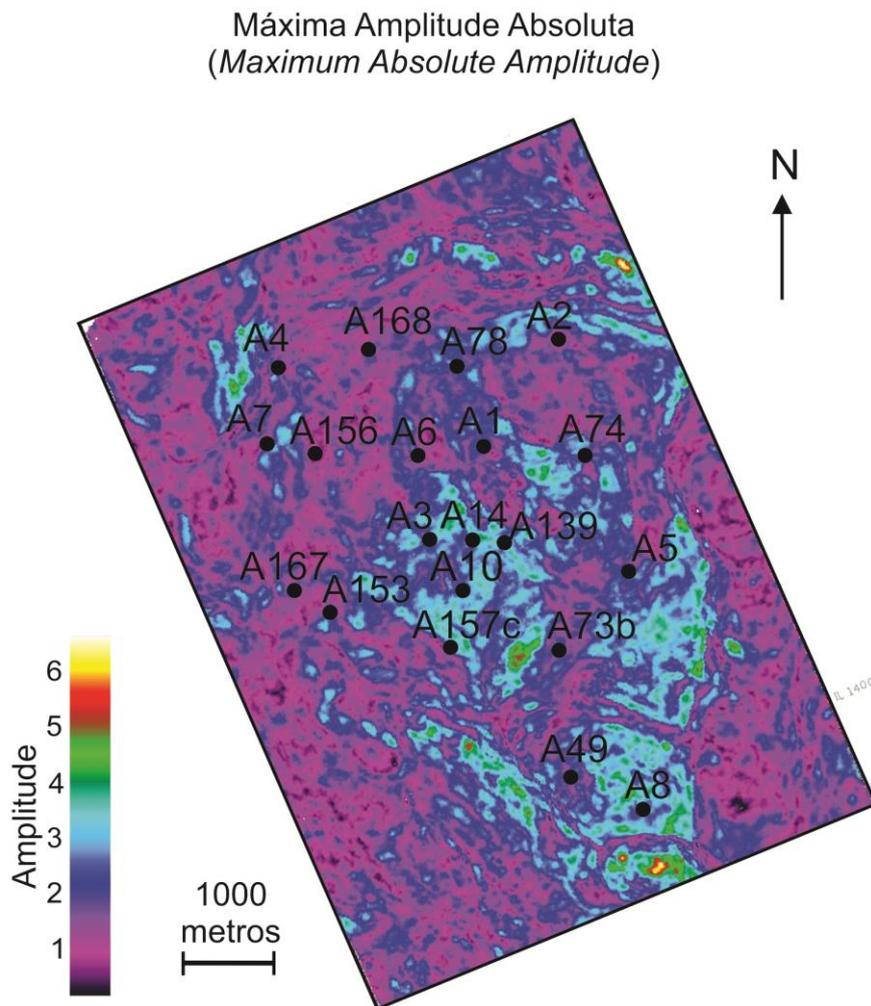


Figura 81: Mapa do atributo Máxima Amplitude Absoluta calculado sobre o topo do reservatório R1.

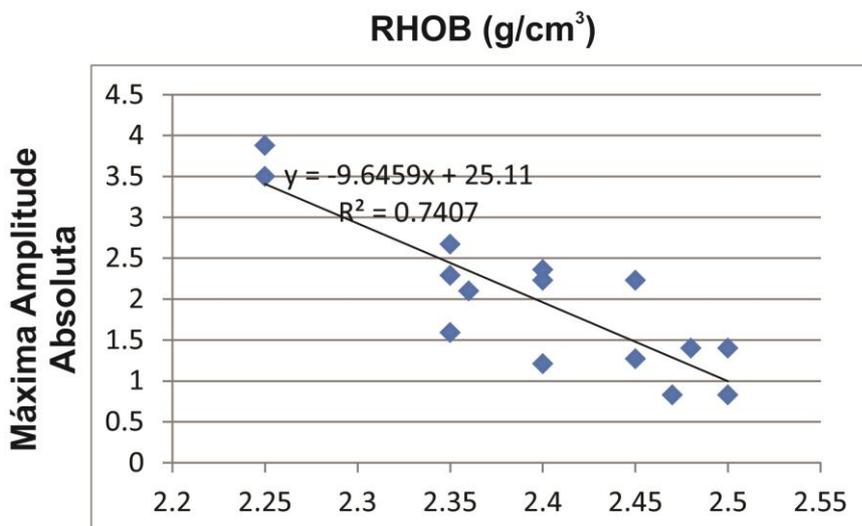


Figura 82: Gráfico de correlação (*cross-plot*) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R1 e o atributo sísmico Máxima Amplitude Absoluta.

Observa-se que esta anomalia também se sobressai em posições estruturais relativamente mais baixas do que o alto central, a sudeste do poço A5 e próxima à localização do Poço A8, o que sugere que fácies reservatórios estejam situadas nestes pontos.

Esta anomalia a sudoeste, onde não há informações de poço persiste nos mapas apresentados a seguir. Seguindo a lógica da análise dos gráficos apresentados, seria possível interpretar que esta anomalia corresponde a alta porosidade (ou baixa densidade) da rocha no nível estratigráfico R1.

A posição estrutural dessa anomalia é a mesma do poço A8, mas relativamente mais baixa que o principal nível produtor (posição do A10). Quando comparado com o mapa estrutural, observa-se que as anomalias de amplitude estão limitadas às falhas que abateram os blocos adjacentes (Figura 83).

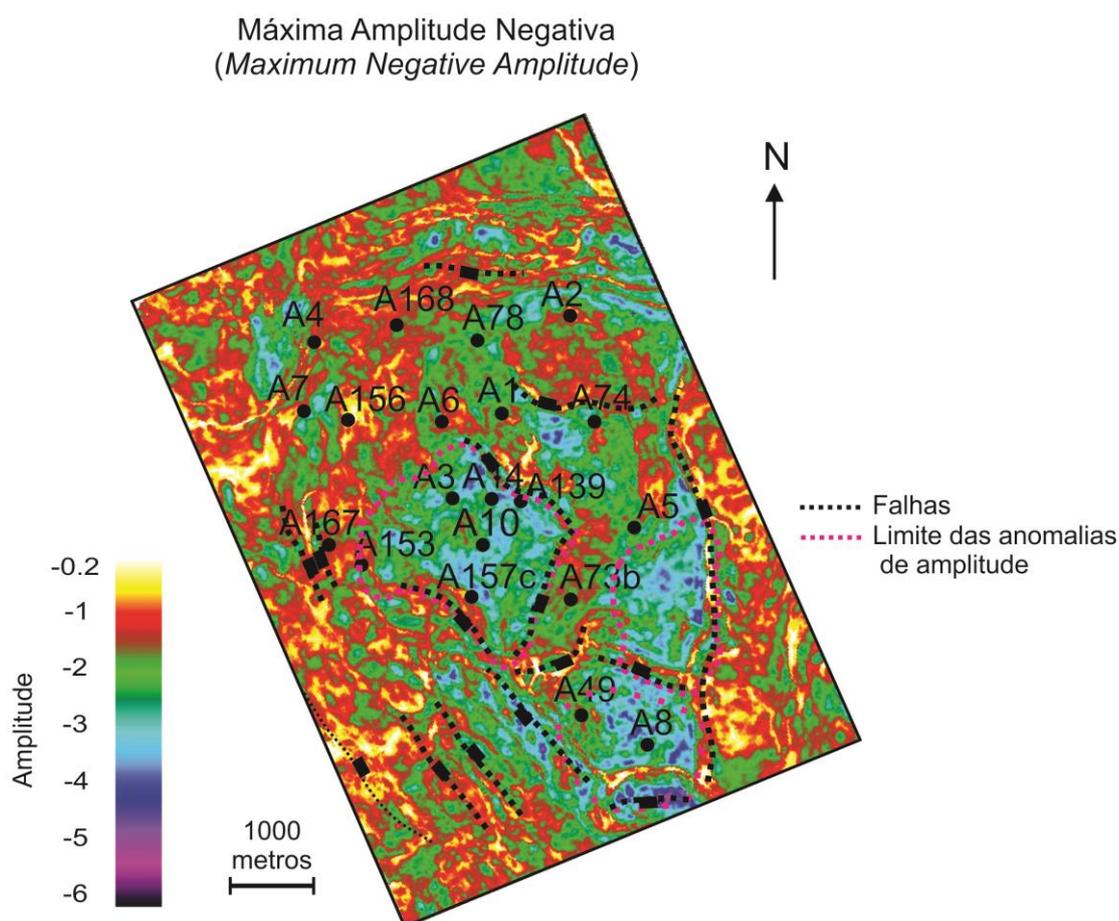


Figura 83: Mapa de atributo com separação de falhas entre as anomalias.

A localização destas falhas justificam o fato da anomalia se encontrar na borda do poço A157 e A153, os quais pela análise de seu perfil geofísico de

porosidade (Nphi) coincidem com as altas porosidades nos níveis reservatórios.

O atributo Máxima Amplitude Absoluta também apresenta correlação linear com a porosidade do reservatório R1 (Figura 84), considerando que as porosidades maiores (>19%) estão relacionadas com os seus valores máximos de amplitude.

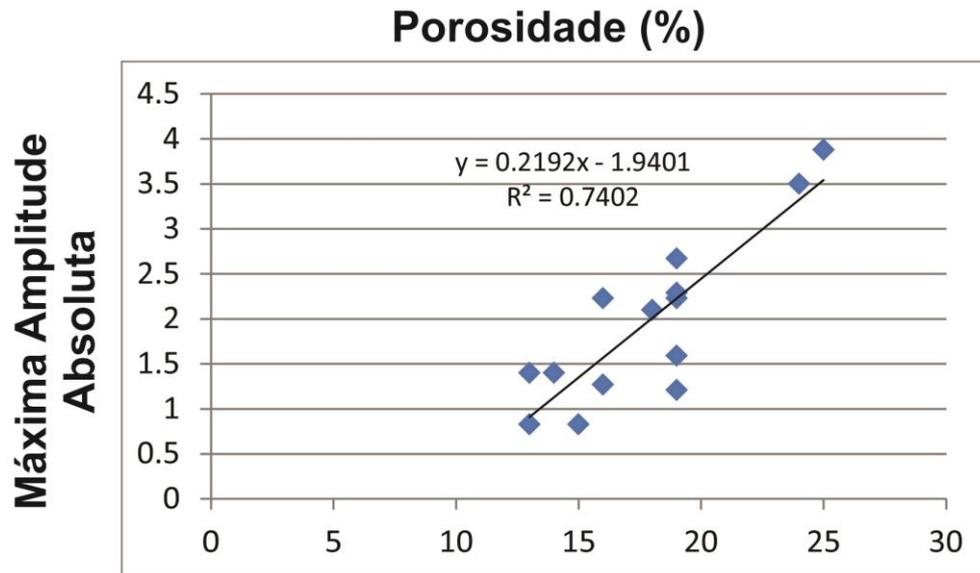


Figura 84: Gráfico de correlação (*cross-plot*) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R1 e o atributo sísmico Máxima Amplitude Absoluta.

Apresentando o mesmo índice de correlação ($R^2=0,74$), a anomalia de amplitude permanece nos mesmos pontos para os atributos de Mínima Amplitude (Figura 85), representado pela cores azul e roxo, associados aos menores valores de densidade.

Este atributo também possui correlação linear com a porosidade, o que é esperado pelo fato das propriedades densidade e porosidade estarem relacionadas no reservatório R1: quanto maior a densidade da rocha carbonática neste intervalo, menor sua porosidade. Portanto, para o reservatório R1, as melhores fácies reservatórios apresentam porosidade alta e densidade baixa (Figuras 86 e 87).

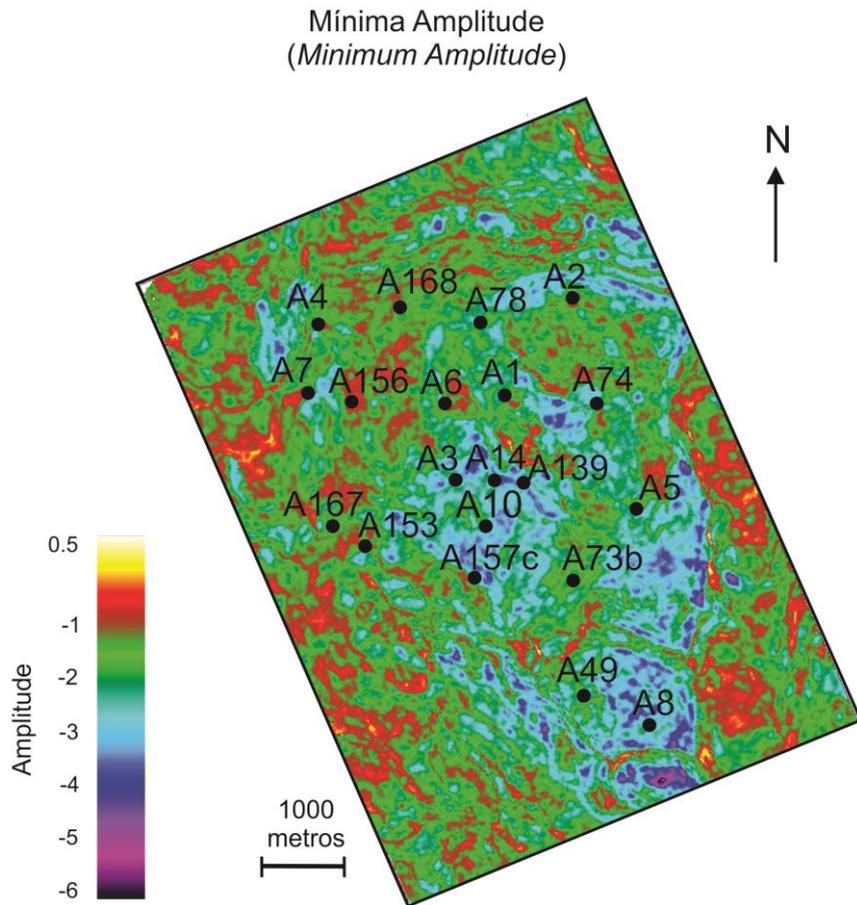


Figura 85: Mapa do atributo Mínima Amplitude calculado sobre o topo do Reservatório R1.

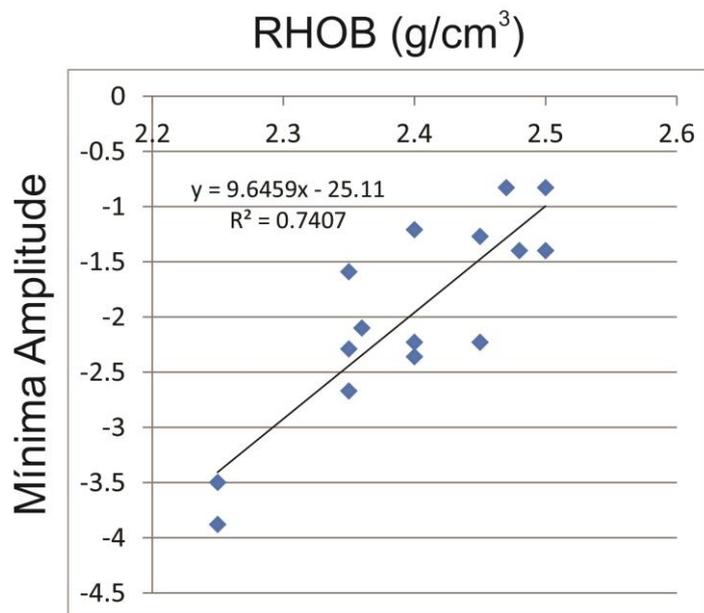


Figura 86: Gráfico de correlação (*cross-plot*) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R1 e o atributo sísmico Mínima Amplitude.

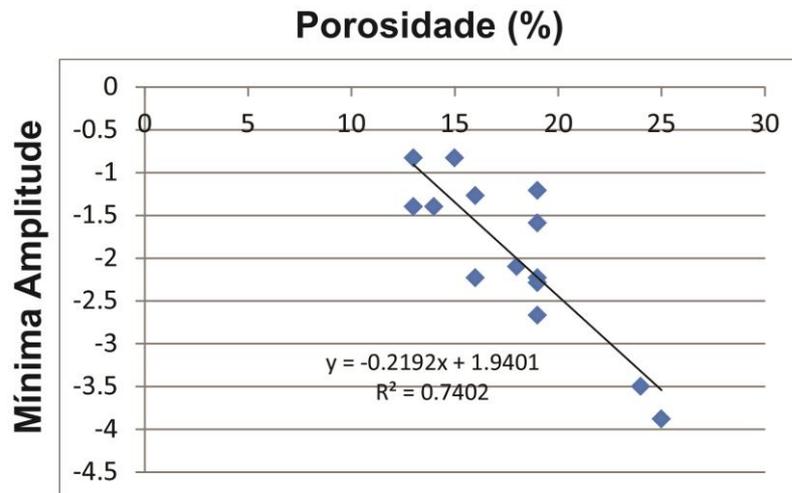


Figura 87: Gráfico de correlação (*cross-plot*) entre os valores de porosidade (NPHI) do reservatório R1 e o atributo sísmico Mínima Amplitude.

O mapa de atributo *Trace Power* (Figura 88) apresenta anomalia bem marcada nas cores vermelha e verde (5-10) associado aos menores valores de densidade ($2,25 - 2,4 \text{ g/cm}^3$) e maiores valores de porosidade ($>19\%$). Estas áreas estão realçadas no mapa entre os menores valores de amplitude representados pela cor amarela (< 5) (Figuras 89 e 90).

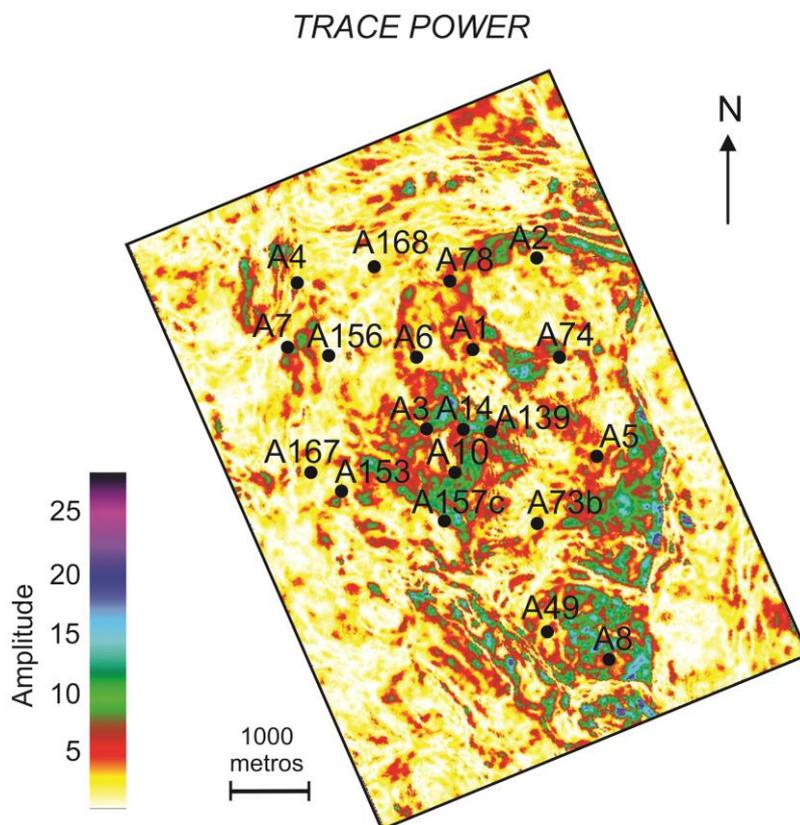


Figura 88: Mapa do atributo *Trace Power* calculado sobre o topo do reservatório R1 apresentando anomalias (cor verde) no alto estrutural produtor do campo.

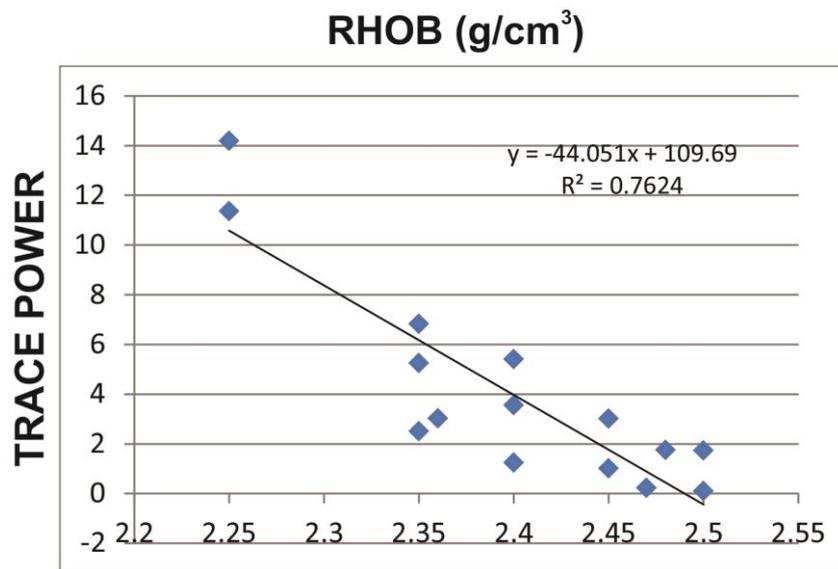


Figura 89: Gráfico de correlação (*cross-plot*) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R1 e o atributo sísmico *Trace Power*.

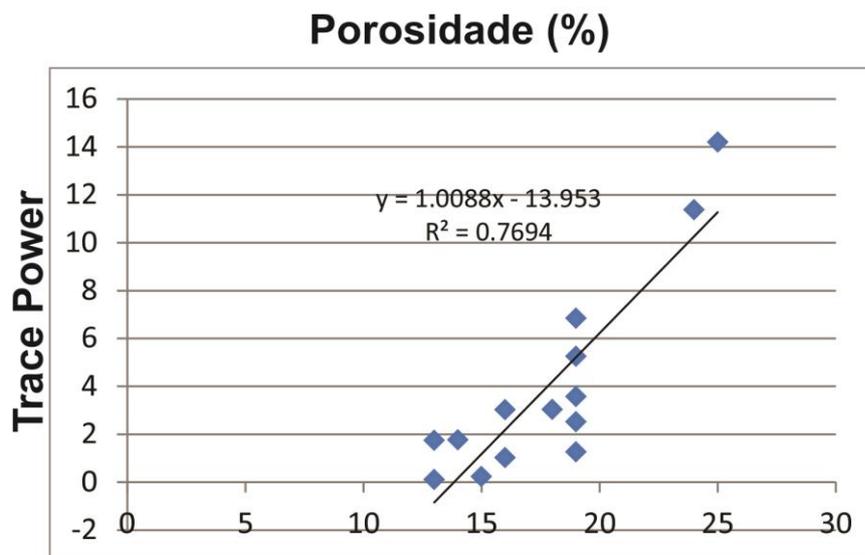


Figura 90: Gráfico de correlação (*cross-plot*) entre os valores de porosidade (NPHI) do reservatório R1 e o atributo sísmico *Trace Power*.

Com menores índices de correlação ($R^2 = 0,65$) com a densidade e porosidade, o reservatório R1 também apresentou anomalias de amplitude nos atributos de Amplitude RMS (Figuras 91 e 92) e Energia Total (apresentado anteriormente).

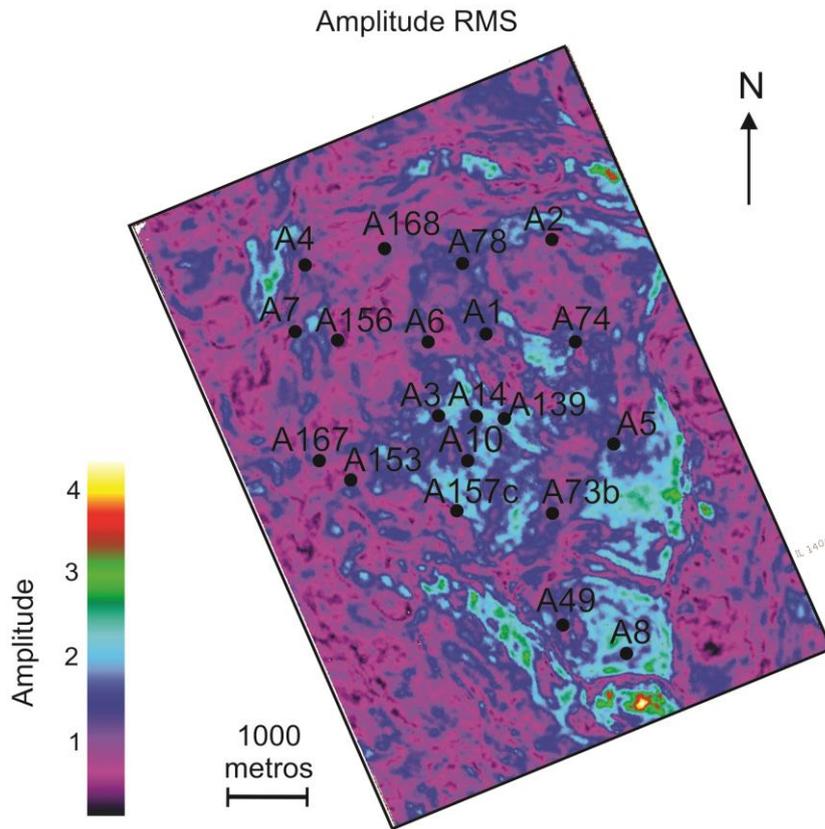


Figura 91: Mapa do atributo sísmico Amplitude RMS calculado sobre o topo do reservatório R1.

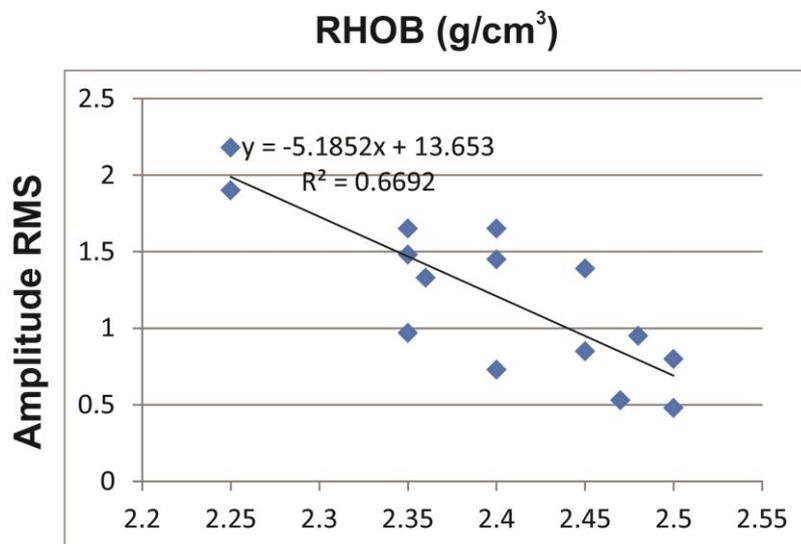


Figura 92: Mapa do atributo Amplitude RMS e o gráfico de correlação com a propriedade de densidade do reservatório R1.

Para o reservatório R2, produtor de hidrocarbonetos no poço A3, as anomalias de amplitude também representam as fácies reservatórios. A geometria é semelhante aos mapas apresentados do nível R1, seguindo a mesma interpretação.

Os atributos que apresentam maior correlação com a densidade do intervalo R2 são: Amplitude RMS (apresentada no item anterior), Mínima Amplitude e Soma

das Amplitudes Negativas, apresentadas a seguir com suas respectivas correlações com as propriedades de densidade e porosidade do reservatório (Figuras 93, 94, 95, 96 e 97).

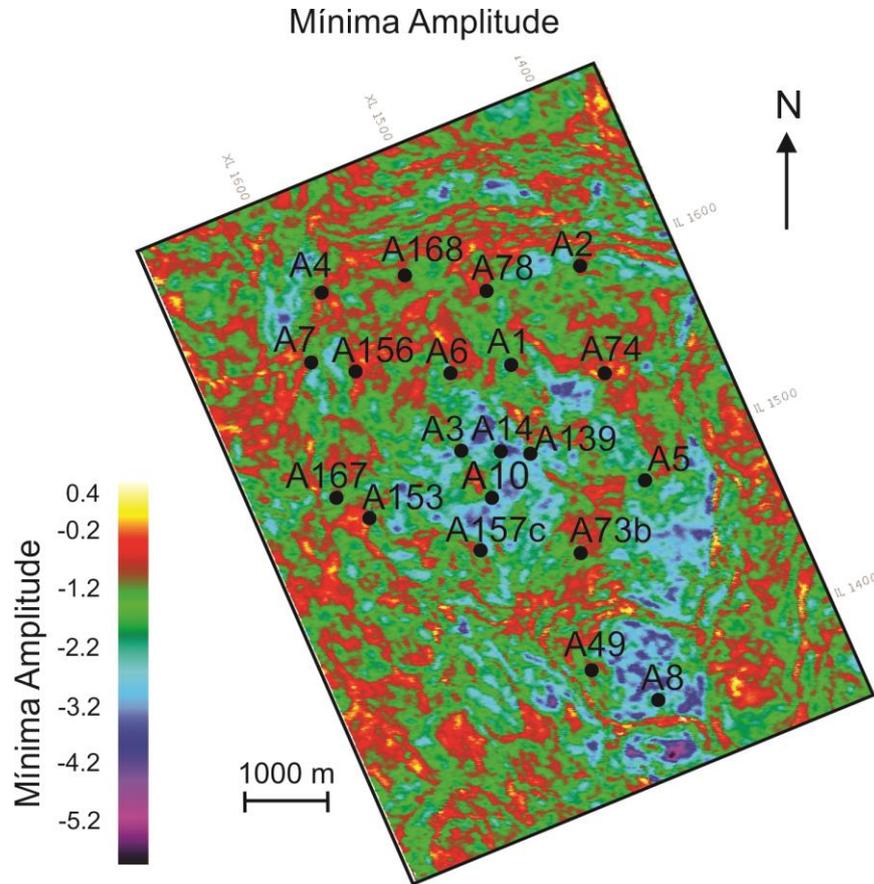


Figura 93: Mapa do atributo Mínima Amplitude calculado sobre o topo do reservatório R2 com anomalias associadas ao alto central produtor do banco carbonático.

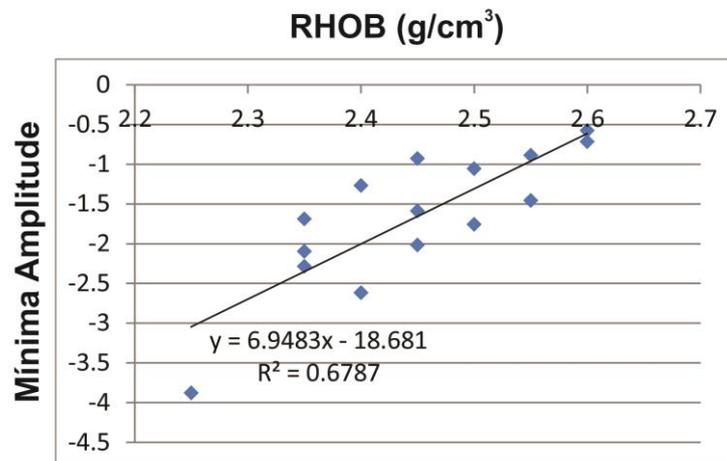


Figura 94: Gráfico de correlação (*cross-plot*) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R2 e o atributo sísmico Mínima Amplitude.

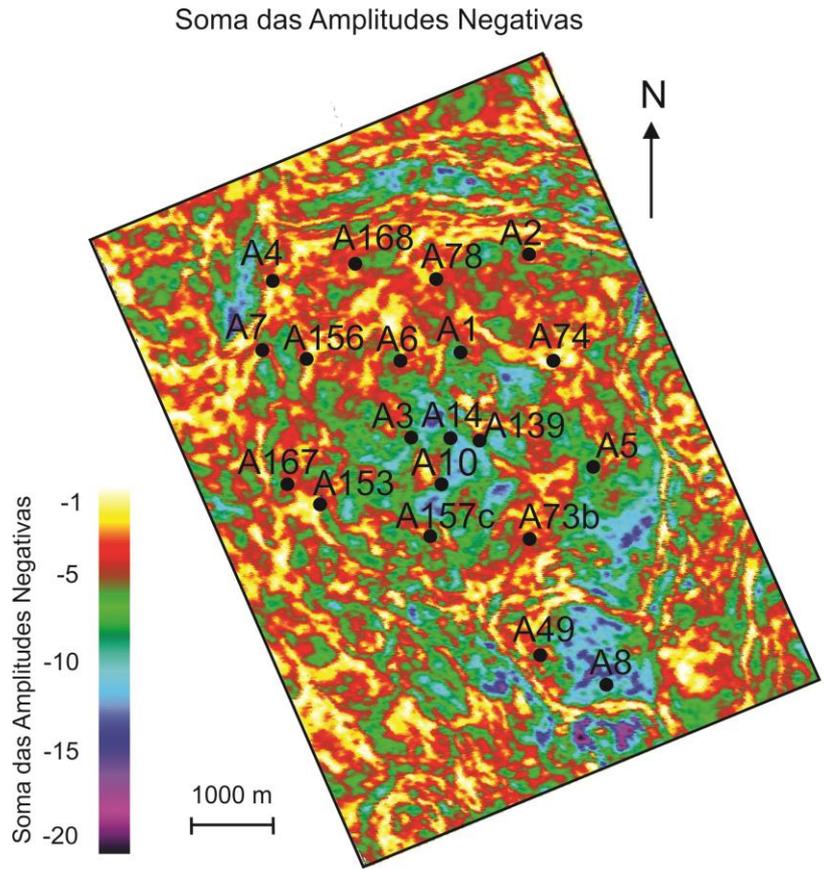


Figura 95: Mapa do atributo Soma das Amplitudes Negativas calculado sobre o topo do reservatório R2.

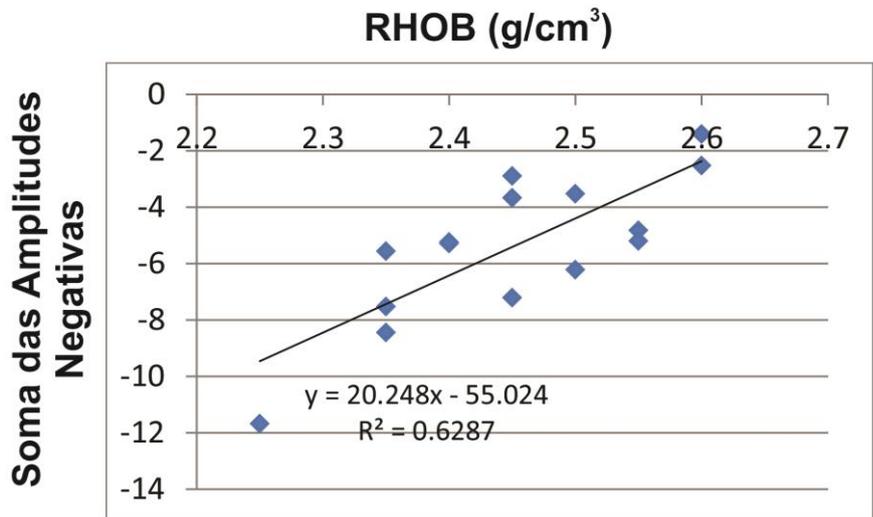


Figura 96: Gráfico de correlação (*cross-plot*) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R2 e o atributo sísmico Soma das Amplitudes Negativas.

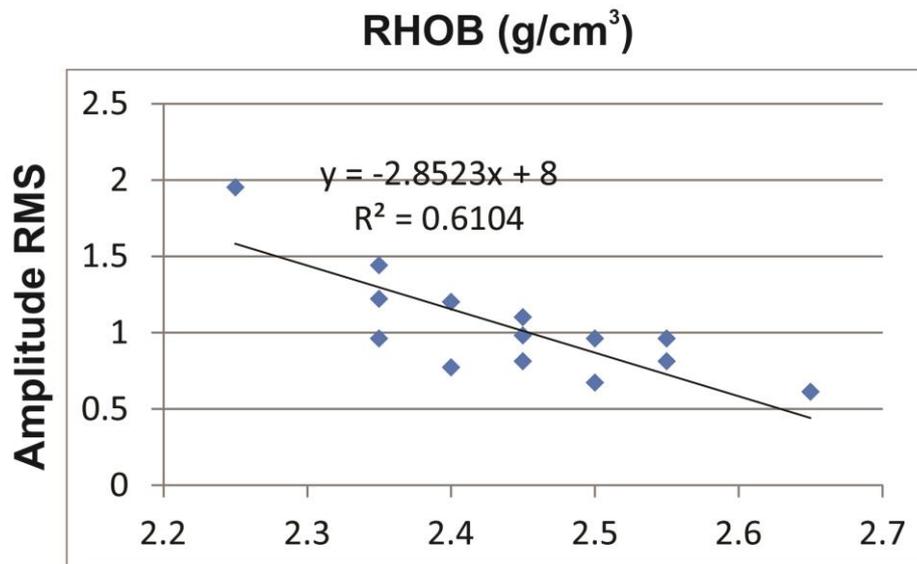


Figura 97: Gráfico de correlação (*cross-plot*) entre os valores de densidade (RHOB) do reservatório R2 e o atributo sísmico Amplitude RMS.

Com base nas análises descritas neste capítulo, observa-se que a ferramenta de atributos sísmicos estratigráficos se mostrou eficaz no reconhecimento das regiões de alta porosidade do reservatório carbonático estudado.

As anomalias de amplitude se concentram no alto estrutural central, no sudoeste e no sul da área de estudo, se ausentando nos planos de falha e nos extremos baixos estruturais.

6.5 Modelo Geológico 3D de porosidade dos reservatórios

Em 30 realizações (modelos equiprováveis) geradas por Simulação Sequencial Gaussiana, pôde-se observar que a área do alto central apresentavam altas porosidades em 100% das realizações. Isto se deve ao fato da área ser bem controlada com valores altos do perfil em poços próximos. Esta área também apresentou menor desvio padrão e valores altos, comparados ao restante da área, no mapa do mínimo valor gerado pela célula em todas as simulações.

Os histogramas de frequência da porosidade do modelo simulado (Figura 98) apresenta valores muito próximos ao apresentado pela porosidade regularizada, como observado no quadros 6 e 7.

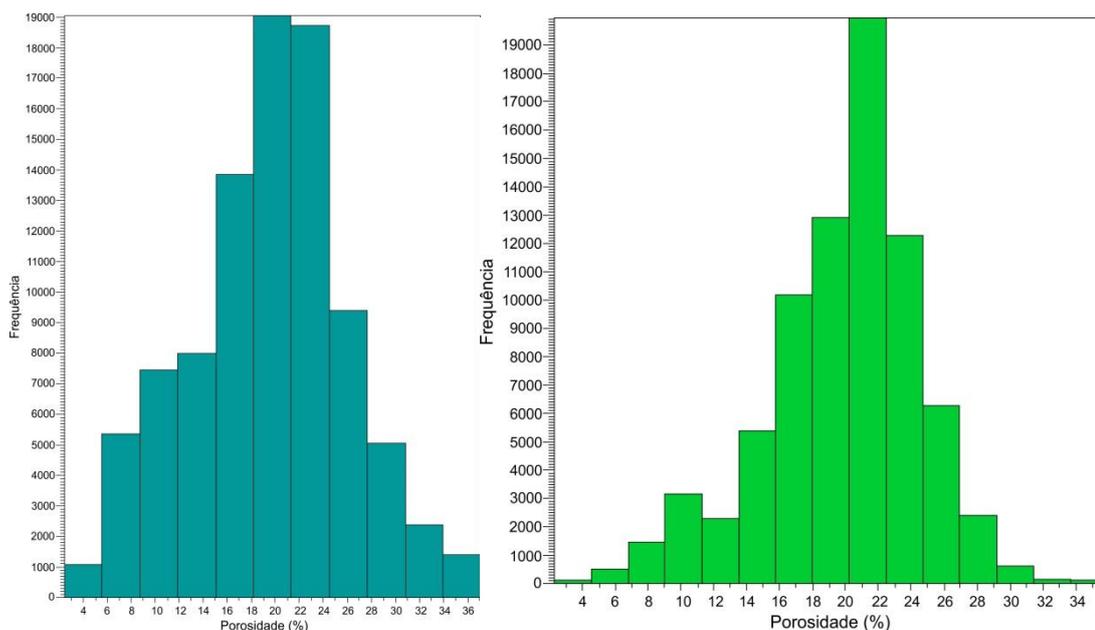


Figura 98: Histogramas de frequência da porosidade simulada no intervalo 1 (R1) à esquerda e intervalo 2 (R2) à direita.

Quadro 6: Valores dos parâmetros estatísticos para fins de comparação entre a porosidade regularizada, original e simulada do intervalo reservatório R1.

R1	Porosidade Regularizada (1 m)	Porosidade Original (0,2 m)	Porosidade Simulada
Média	20,6	20,9	20,37
Mediana	20,5	21	20,36
Range	47,28	52	47
Variância	59,87	71	63
Desvio padrão	7,73	8,4	7,9

Quadro 7: Valores dos parâmetros estatísticos para fins de comparação entre a porosidade regularizada, original e simulada do intervalo reservatório R2.

R2	Porosidade Regularizada (1 m)	Porosidade Original (0,2 m)	Porosidade Simulada
Média	19,96	19,7	19,7
Mediana	20,7	20,6	20,52
Range	33,64	50	33
Variância	30,97	34	21,9
Desvio padrão	4,3	4,4	4,6

Entre todas as realizações, observaram-se quais apresentavam a distribuição de porosidade alta nas mesmas posições das anomalias de amplitude dos mapas de atributos sísmicos, o que resultou em apenas 23% dos mapas (7 realizações). Isto

se deve ao fato da ausência de dados de poços nas áreas de alta porosidade a sudoeste e sul do campo (exatamente na área da anomalia).

Entre estes 7 mapas condizentes com o mapa de atributo, foi escolhida a realização que melhor se aproximava das anomalias, de forma qualitativa, isto porque a área de ocorrência dos maiores valores de porosidade era conhecida, comprovada por meio de gráficos de correlação.

O modelo geológico 3D, analisado sobre o topo do R1 (Figura 99), apresenta alta porosidade no alto estrutural central, a sudeste e sul, representada pelas cores vermelha e amarela (22% a 32%). Estas regiões são condizentes com as descritas em mapas de atributos sísmicos e dados petrofísicos tratados nos capítulos anteriores.

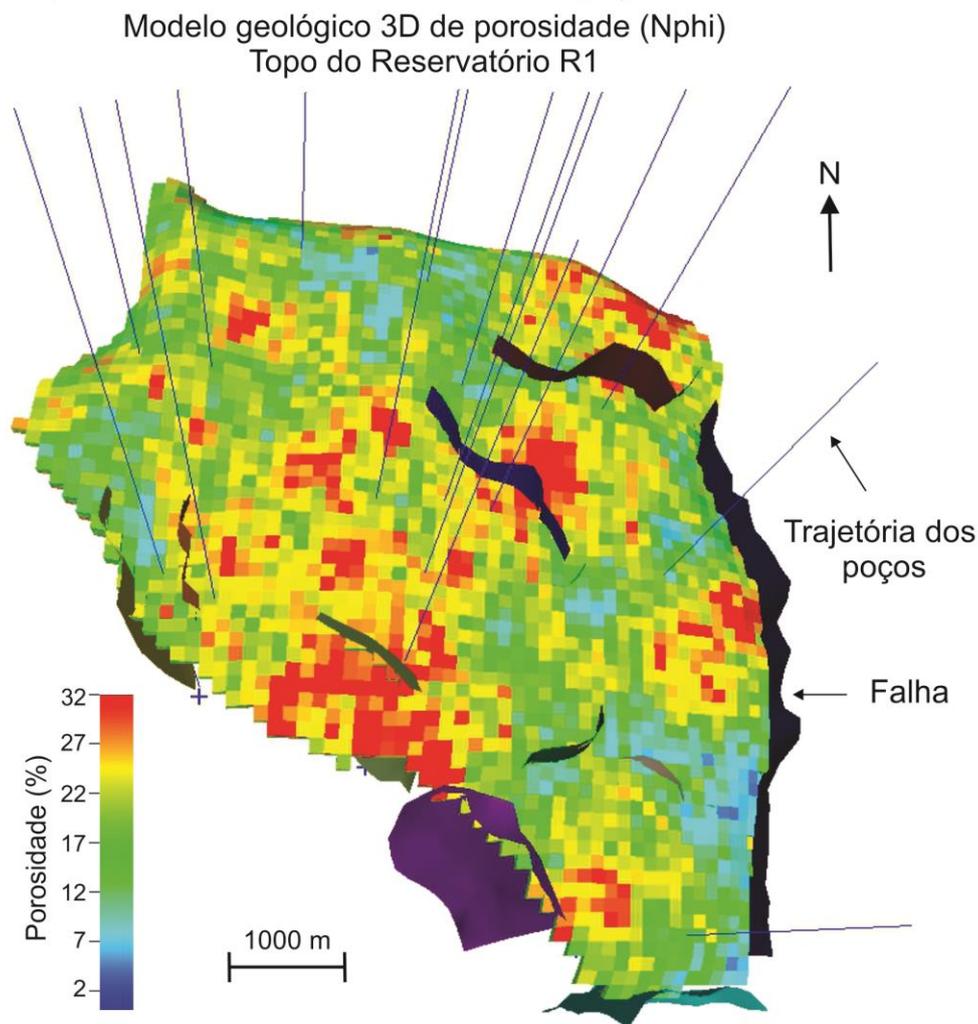


Figura 99: Modelo 3D de porosidade do reservatório. A vista de cima corresponde ao topo do reservatório R1 (Intervalo 1).

Para a análise do modelo geológico 3D, é importante ressaltar que a escala

de cores varia de 0 a 32%, sendo então considerada a seguinte correlação de cores com a propriedade de porosidade (Nphi):

- Cor azul – porosidade baixa, varia de 0 a 11%;
- Cor verde – porosidade moderada, varia de 11 a 22%;
- Cor amarela e vermelha – porosidade alta, varia de 22 a 32%.

Outras regiões do modelo que não contém dados de poços também apresentaram porosidade alta: a nordeste do campo e a sudoeste do poço A157. Estes artefatos criados pela simulação apresenta alto índice de incertezas, visto que estas localizações não foram destacadas em anomalias de amplitude no mapa de atributo sísmico.

No modelo 3D, observa-se a diminuição de porosidade para noroeste, também verificada pelas correlações de poços e mapas petrofísicos, e nas bordas das falhas a sudeste do banco carbonático, associação notada nos mapas de atributo.

Na seção do modelo (Figura 100) que secciona o alto estrutural central, observa-se o predomínio da alta porosidade na região dos poços A10, A14 e A157, enquanto que para norte há predomínio de valores moderados (cor verde – 13-19%).

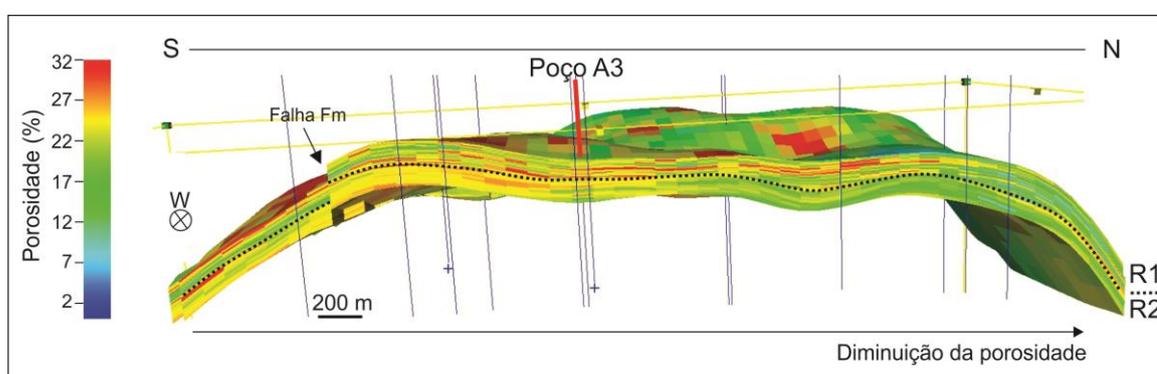


Figura 100: Seção S-N do modelo de porosidade em frente ao poço A3 com os reservatórios R1 e R2. Observam-se os valores altos no alto estrutural central que decrescem para o norte.

Esta variação também é observada na seção que corta o poço A10 (Figura 101), onde, em adição, foi verificada a diminuição de porosidade para oeste da área de estudo.

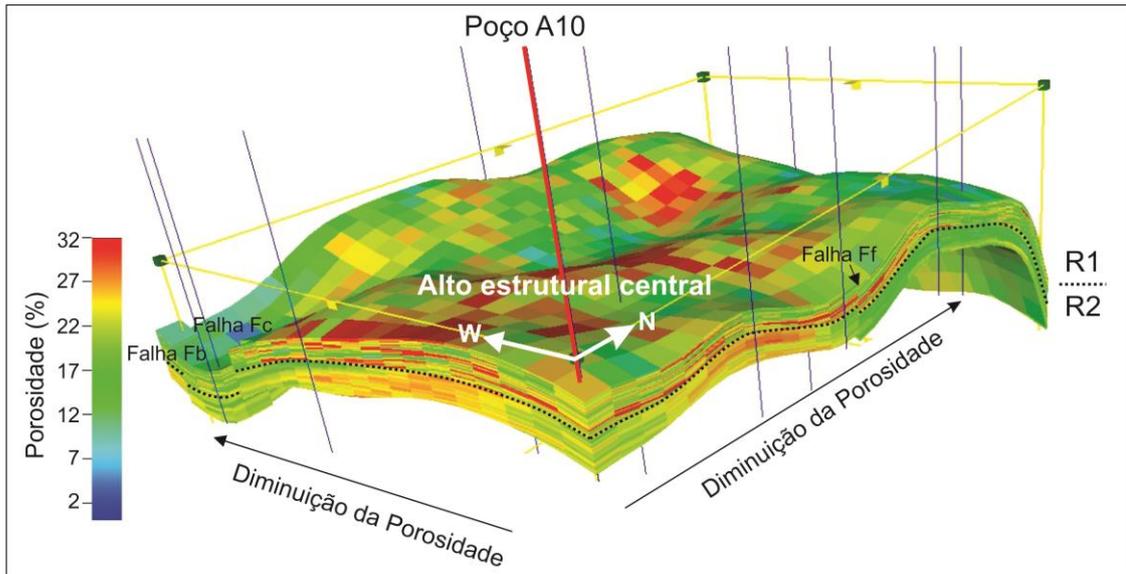


Figura 101: Seção cortada no poço A10 com os reservatórios R1 e R2. É ressaltada a diminuição da porosidade para oeste e norte.

O topo do reservatório R2 também apresenta altos valores de porosidade (>22%) no alto estrutural central e valores moderados a sudoeste e sul (Figura 102), de forma mais homogênea quando comparado ao topo do reservatório R1.

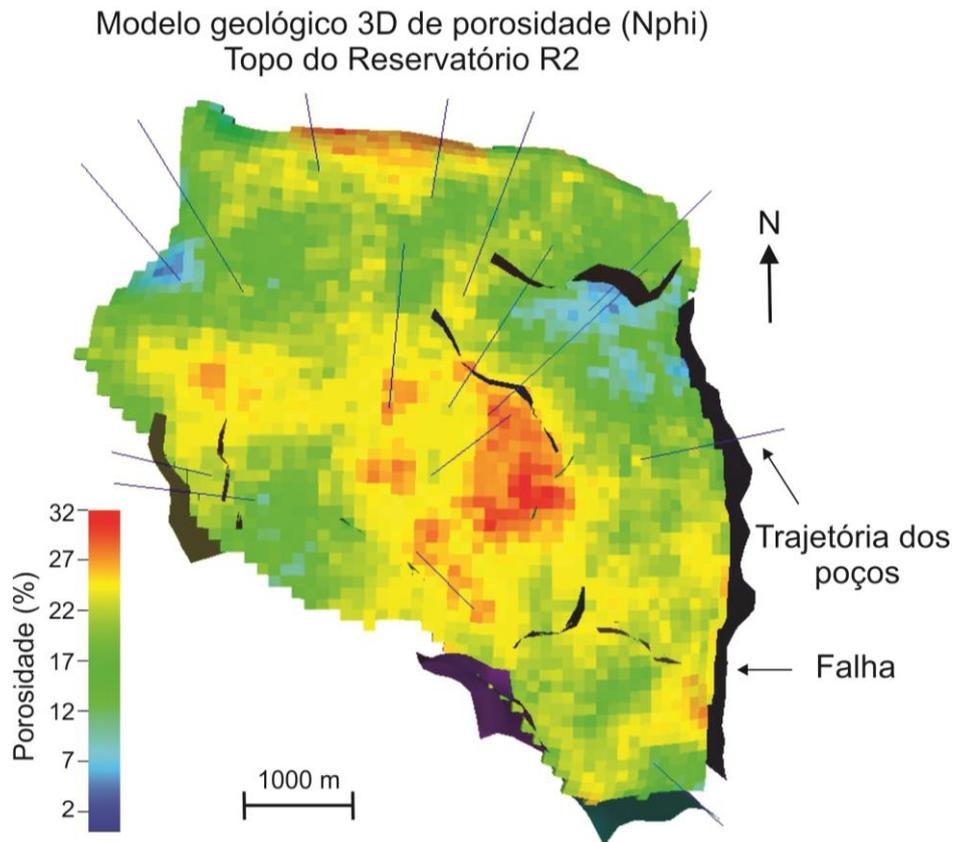


Figura 102: Topo do modelo geológico 3D de porosidade no intervalo reservatório R2.

A noroeste e nordeste a porosidade varia para valores baixos a moderados, que se apresentam sem muita oscilação em escala vertical, como pode ser analisado na seção abaixo (Figura 103). Em contrapartida, na mesma figura observa-se a alta variabilidade vertical do reservatório R1.

A falha a oeste do poço A157 (Fg) apresenta o deslocamento da alta porosidade na posição do poço, que decresce internamente para valores moderados a baixos para oeste. Já a leste da seção, o reservatório apresenta porosidades mais altas para o reservatório R2 do que no intervalo R1.

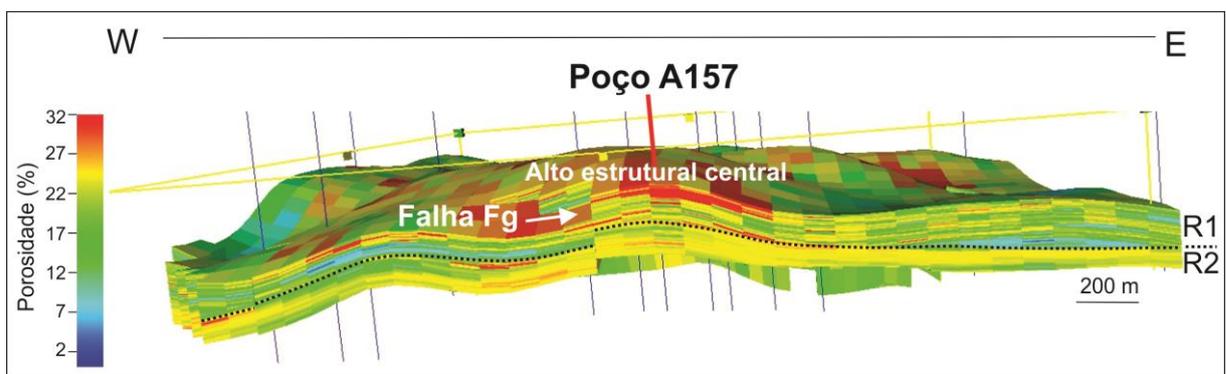


Figura 103: Seção W-E do modelo geológico 3D, seccionado no poço A157 com os reservatórios R1 e R2.

Com a finalidade de analisar as variações dos modelos simulados, foram calculados os mapas referentes à média, ao desvio padrão e mínimo valor gerado pela célula entre as 30 realizações.

Pode-se observar no mapa correspondente à média, que os valores dos poços perfurados no alto estrutural central apresentam a porosidade mais alta da área de estudo para os reservatórios R1 e R2, enquanto que ao sudeste alguns valores mais altos (>18%) em amarelo encontram-se dispersos na malha predominantemente verde, de valores menores (<18%) (Figuras 104 e 105).

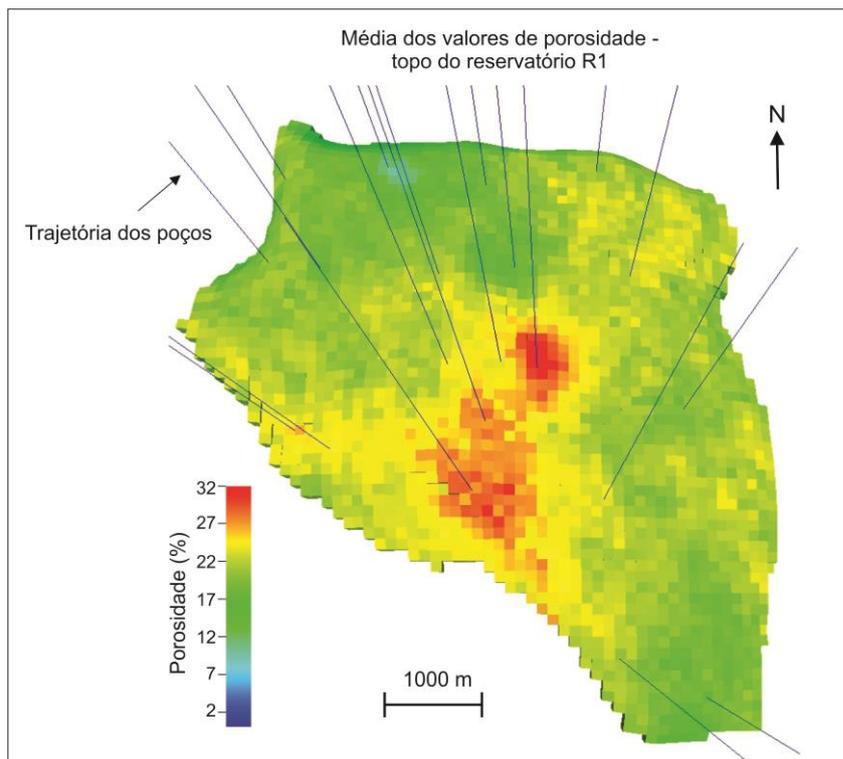


Figura 104: Média dos valores simulados em cada célula para o intervalo reservatório R1. Destaca-se o alto estrutural central com valores altos (> 22%).

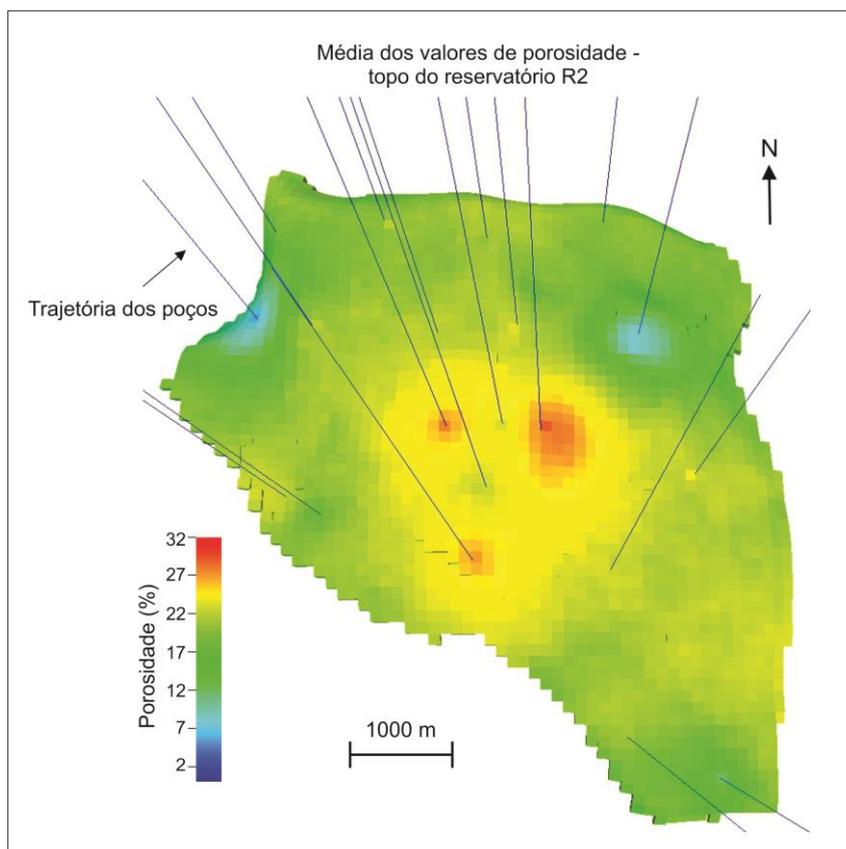


Figura 105: Média dos valores simulados em cada célula para o intervalo reservatório R2. Destaca-se o alto estrutural central com valores altos (> 22%).

Neste contexto, analisou-se a dispersão dos valores simulados em relação a média e foi observado no modelo de desvio padrão que o intervalo reservatório R1 apresenta alta variabilidade dos valores (Figura 106), enquanto que no reservatório R2, nota-se os valores mais baixos de dispersão (<10) na área ao redor dos poços e no alto estrutural central (Figuras 107 e 108).

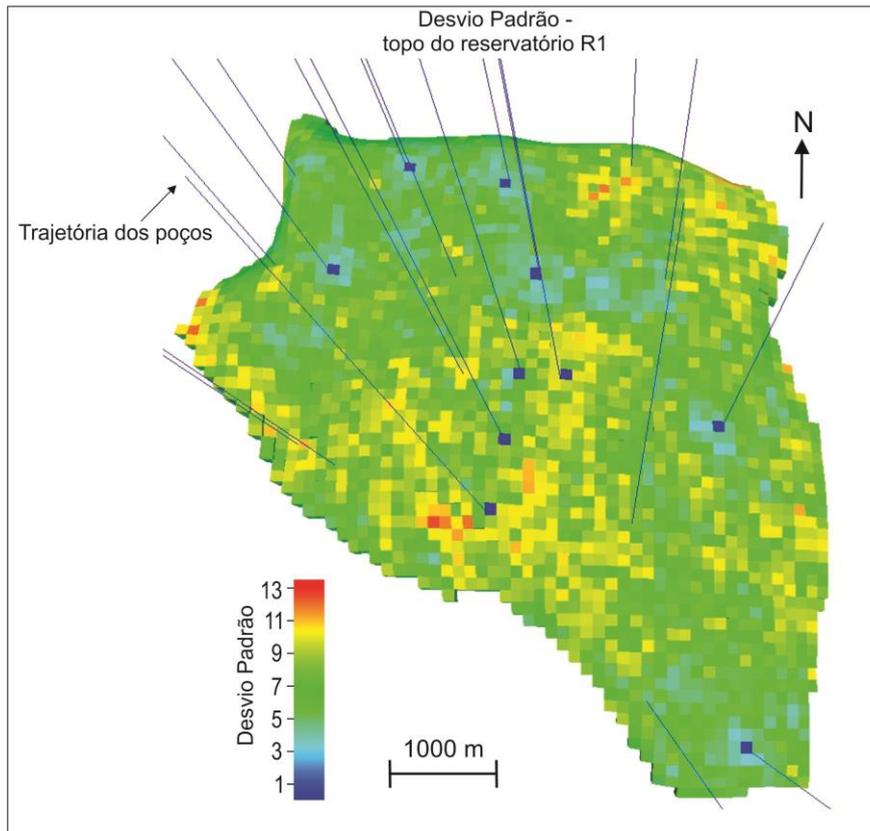


Figura 106: Desvio padrão do topo do reservatório R1.

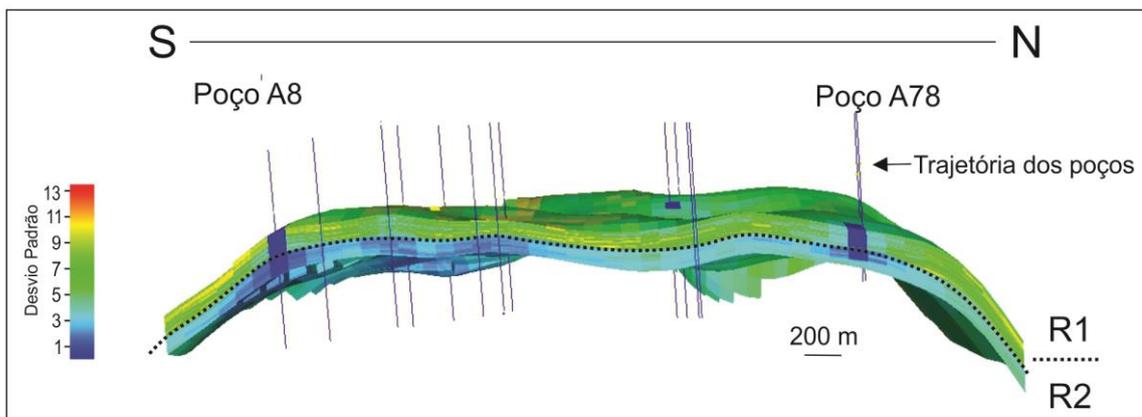


Figura 107: Seção do modelo com dados de desvio padrão dos reservatórios R1 e R2. Observa-se a alta variabilidade do R1 com relação ao reservatório R2.

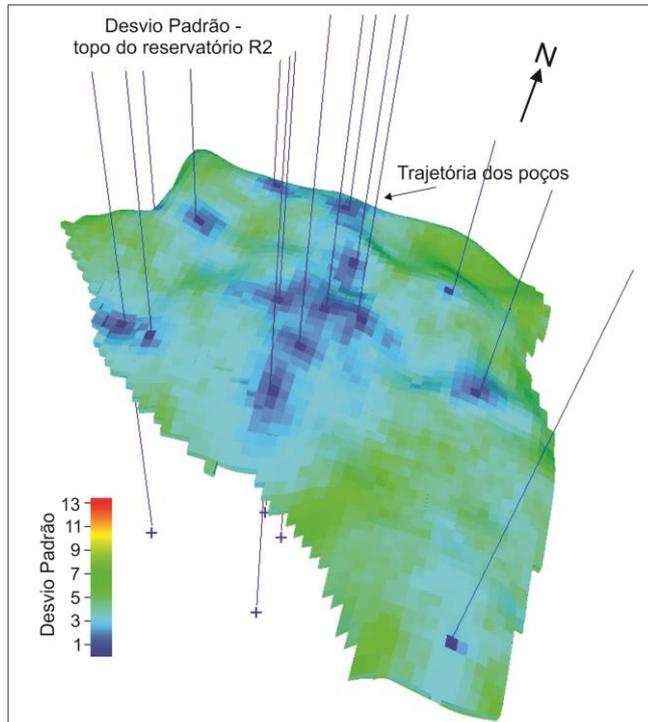


Figura 108: Desvio padrão do reservatório R2.

Por fim, o modelo do reservatório R1 com os menores valores de porosidade preenchidos pela célula em 30 realizações mostra que o intervalo foi preenchido com valores baixos (< 11%) em quase sua totalidade, com exceção dos poços no centro do banco (Figuras 109).

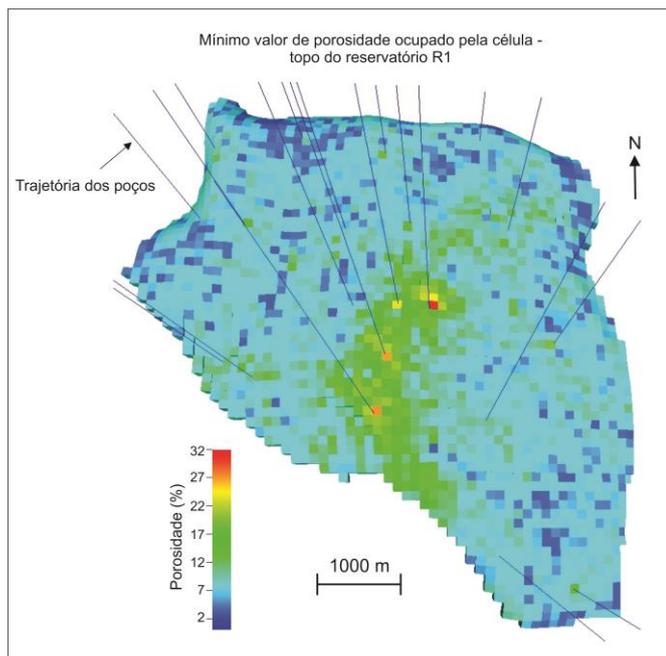


Figura 109: Mapa de menor valor de porosidade populado pelas células no reservatório R1.

Embora no reservatório R2 observou-se a mesma análise para a região central da área de estudo, outras áreas foram destacadas com valores de porosidade moderados, como no sudeste do campo, onde se encontra anomalia de amplitude identificada nos mapas de atributo (Figura 110).

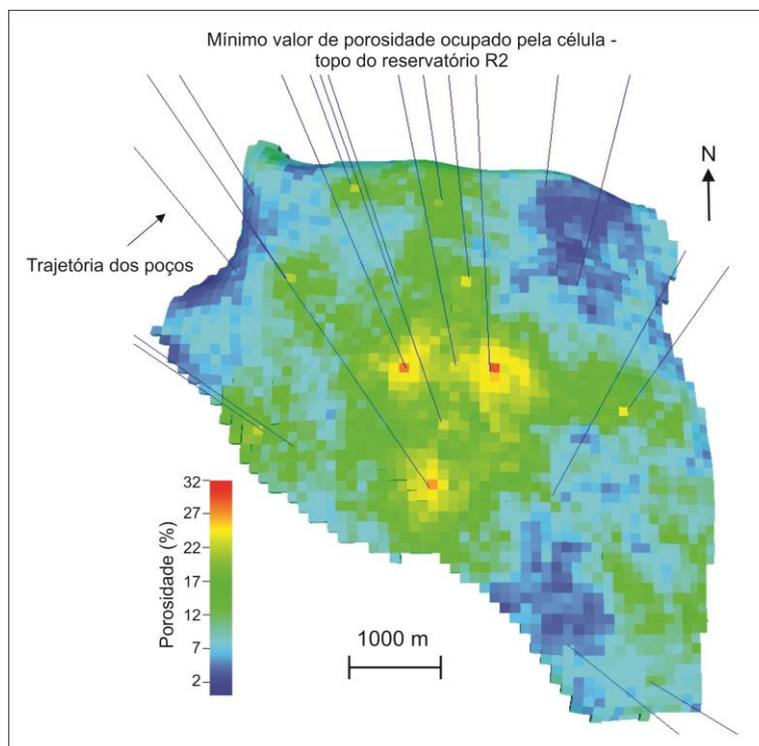


Figura 110: Mapa de menor valor de porosidade populado pelas células no reservatório R2.

O modelo 3D de porosidade apresentado retrata a disposição desta propriedade na área de estudo de forma confiável nas áreas de maior ocorrência dos poços, como esperado.

O alto estrutural central, ressaltado nos mapas petrofísicos, correlações de poço e mapas de atributo sísmico, também destacou-se na construção do modelo geológico com alto nível de certeza.

Entretanto, as regiões que também deveriam ser ressaltadas por valores altos de porosidade, a sudeste e sul do campo, não foram recorrentes em todas as realizações, justificado pela ausência de informações de poço.

Frente a esta falta de informação, recorreu-se à análise de mapas de atributo sísmico que evidenciou a região de alta porosidade, comprovada por gráficos de correlação. Assim, foi possível determinar o modelo que melhor representasse a análise geológica da área de estudo.

Neste cenário, o método de simulação gaussiana atingiu o objetivo de ilustrar a tendência principal da distribuição de porosidade em um reservatório carbonático de elevada heterogeneidade.

Se o modelo fosse gerado com um método determinístico, como por exemplo o inverso da distância, os valores dos poços seriam honrados, mas de forma suavizada. Este método não geraria uma área de alta porosidade no sudeste e sul do reservatório em nenhum cenário com base nos poços vizinhos, ressaltando apenas o alto estrutural central.

7 Discussão dos resultados

Os dois principais reservatórios estudados pertencentes a Formação Quissamã do Grupo Macaé são delimitados por falhas normais que limitam o reservatório a sudeste, sul e sudoeste, e pela própria geometria do banco carbonático a nordeste e noroeste, onde foram interpretados os flancos do mesmo, associada a baixos estruturais preenchidos, posteriormente, pelos sedimentos do Grupo Campos (Turoniano ao recente), como previamente descrito por Horschutz et al. (1992).

Embora tenha sido registrado uma única falha na direção NE-SW (Falha Fm), a mesma apresenta a direção principal dos falhamentos da fase rifte (Figura 111). O fato do sistema de falhas dominante no campo do Albiano ser na direção NW-SE evidencia a mudança no padrão estrutural, já apresentada em diversos trabalhos (DIAS et al., 1990; CHANG et al., 1992, GUARDADO et al., 1989; PONTE E ASMUS, 2004). Isto poderia ser explicado pela movimentação halocinética que gerou falhas nesta direção no intervalo Albiano.

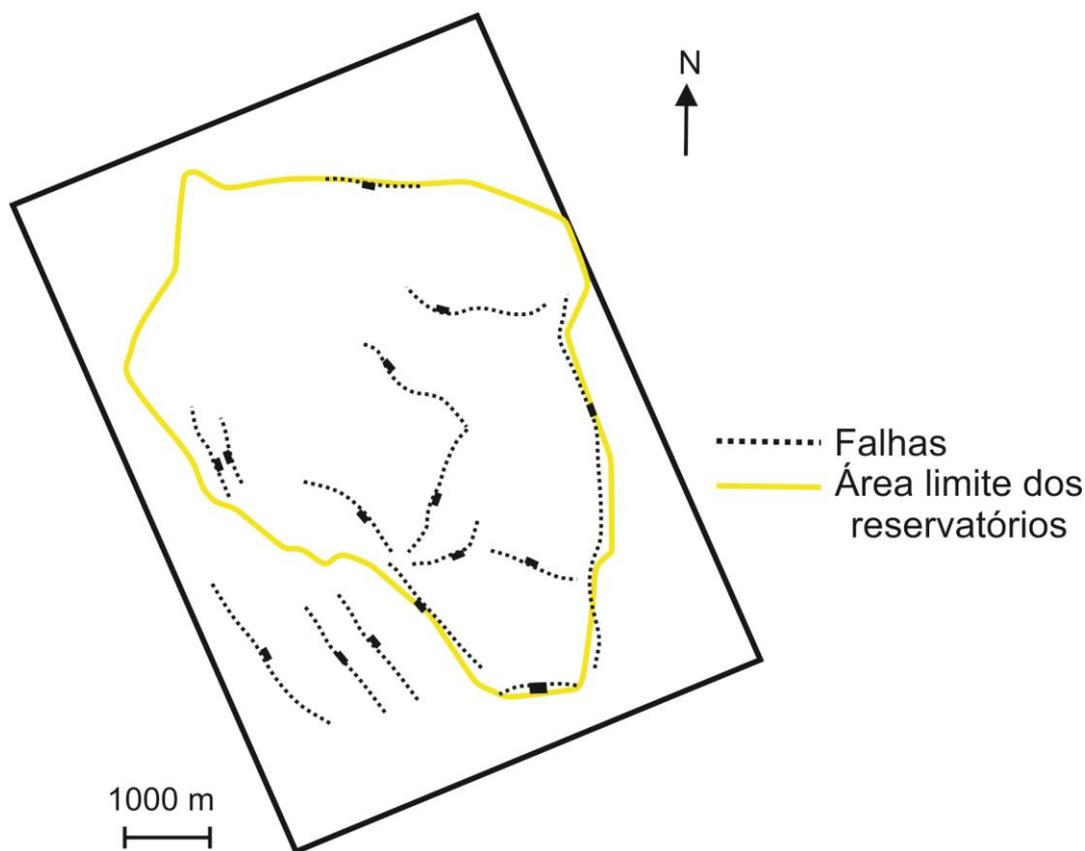


Figura 111: Falhas que compartimentam e delimitam os reservatórios R1 e R2.

A movimentação do sal, desencadeada pelo peso da sedimentação sobreposta (FIGUEIREDO & MOHRIAK, 1984) e basculamento da bacia para leste (CHANG et al., 1988), gerou estruturas do tipo *rollover*, os quais são conhecidos na bacia como importantes prospectos para exploração de petróleo.

Geralmente essas estruturas são comuns no intervalo Albiano, tanto na Bacia de Campos, como observado na área de estudo e descrito por Nascimento & Vincentelli (2015) no campo de Garoupa, quanto nas outras bacias da margem leste brasileira (Santos e Espírito Santo), reconhecidas nos trabalhos de Vincentelli & Barbosa (2008) e Vincentelli et al. (2007).

Os *rollovers* são formados por falhas lítricas que terminam na camada de sal (Formação Retiro – Aptiano Superior) depositada na fase pós-rifte, e apresenta a importante característica de ser dúctil e acomodar a deformação tectônica (MOHRIAK et al., 2008).

Foi observado que o reservatório também é compartimentado por falhas normais, apresentando as estruturas de horstes e grábens, modificando a paleogeometria descrita por Guardado et al. (1989) e Okubo (2014).

Segundo o modelo deposicional de Guardado et al. (1989), os bancos carbonáticos foram depositados paralelamente à linha de costa (em direção NE-SW).

Em um detalhamento deste modelo, Okubo (2014) descreveu 11 fácies agrupadas em 5 associações de fácies (AF), onde as fácies de alta energia estariam dispostas nas cristas dos bancos carbonáticos, enquanto que as fácies de baixa energia estariam nos flancos, corroborando o modelo de Lucia (2007) para sedimentação em plataforma carbonática.

Nesta faixa alongada de direção NE-SW da área, os mapas petrofísicos apresentados na seção anterior jkexibem baixa saturação de água, alta porosidade e baixo índice de radioatividade, onde se encontram as cristas dos bancos, segundos Guardado et al. (1989) e Okubo (2014).

De forma a integrar a descrição de fácies geológicas de Okubo (2014) com os intervalos reservatórios R1 e R2, delimitados nesta pesquisa com base em perfis geofísicos de poço, foram elaboradas as figuras 112 e 113, apresentadas a seguir.

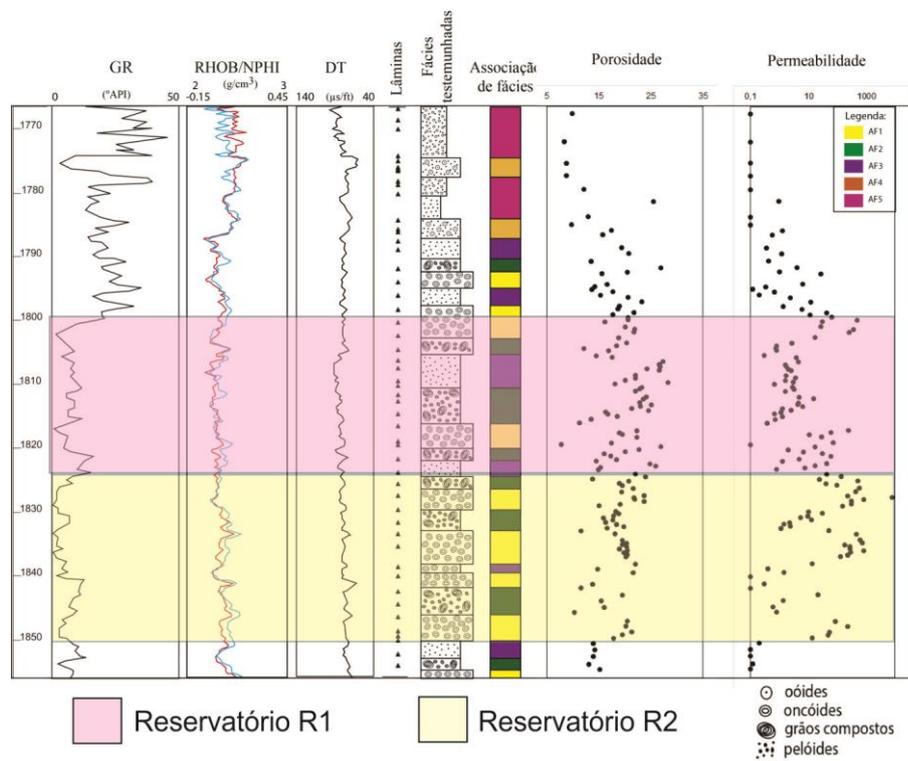


Figura 112: Integração das fácies geológicas descritas por OKUBO (2014) do poço A3 com os intervalos reservatórios R1 (Rosa) e R2 (amarelo) definidas nesta pesquisa.

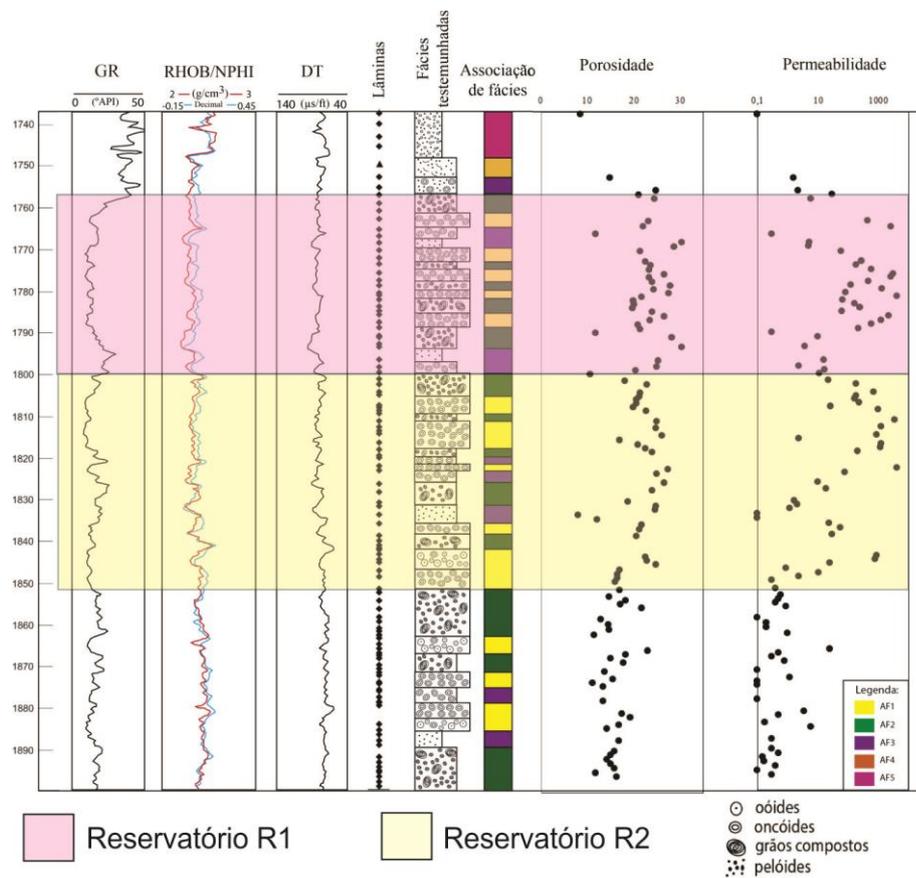


Figura 113: Integração das fácies geológicas descritas por OKUBO (2014) do poço A10 com os intervalos reservatórios R1 (Rosa) e R2 (amarelo) definidas nesta pesquisa.

Pode ser observado em ambas as figuras, a alta variabilidade vertical de fácies, o que classifica estes reservatórios como heterogêneos e complexos de serem caracterizados geofisicamente.

Como ilustrado nas figuras 112 e 113, os reservatórios R1 e R2 são compostos, em sua maioria, pela associação de fácies 1 (alta energia) e 2 (moderada energia); e, em menor quantidade pela associação de fácies 3 (baixa energia).

No alto estrutural central da área, onde estão os principais poços produtores do intervalo Albiano (segundo pastas de poço: A3, A10, A14, A139a e A157), predominam fácies deposicionais de AF1, que correspondem a *grainstones* oncolíticos, os quais são característicos de ambientes de alta energia (água rasa). Esta fácies apresenta os maiores valores de permeabilidade (30 a 6600 mD) e porosidade entre 15 e 25% (OKUBO, 2014).

Como apresentados nos mapas de distribuição das propriedades petrofísicas, neste mesmo alto estrutural, os valores de resistividade são altos (> 50 ohm.m), a saturação de água é baixa (< 20%) e o índice de radioatividade é baixo (próximo de 10 graus API), o que evidencia um reservatório de alta qualidade saturado em óleo.

Esta fácies intercalada com fácies de moderada energia (*packstone* oncolítico – AF2 de OKUBO, 2014), compõem os reservatórios principais produtores de hidrocarboneto do campo estudado (R1 e R2).

Devido à presença de micrita nesta AF2, é interpretada por Okubo (2014) como originada em condições energéticas mais brandas, onde a porosidade para estas fácies continuam altas, entretanto, a presença de micrita resulta em menores valores de permeabilidade.

Para formar as fácies reservatórios de alta energia (AF1), são necessárias algumas condições paleoambientais, dentre elas, profundidades de lâmina d'água de até 5 metros (DRAVIS, 1983). Estas condições de águas mais rasas devem ser encontradas em altos estruturais na área, que poderiam ser paleoaltos do embasamento (GUARDADO et al., 1989), ou ainda domos e almofadas de sal (GUARDADO & SPADINI, 1987; ESTEVES et al., 1987; CAINELLI & MOHRIAK, 1998; SPADINI, 1992).

A integração destes fatores permitiu que no topo do banco carbonático fossem encontradas condições permo-porosas atrativas para formar um reservatório

de petróleo. Posterior a sua deposição, a movimentação de falhas lítricas e normais intensificaram/evidenciaram o alto topográfico central, formando estruturas que permitiram a acumulação de hidrocarboneto.

O contato entre os reservatórios R1 e R2, é composto pela associação de fácies 3 (AF3), que apresenta predomínio de micrita e, portanto, foram formados em ambiente calmo, mas com lâmina d'água máxima de 50 m (OKUBO, 2014).

Esta AF3 apresentou no perfil geofísico o aumento do perfil de raio gama (~30 graus API) no limite entre os reservatórios R1 e R2, caracterizado por permeabilidade baixa (1 a 4 mD) e possivelmente, formou uma barreira de fluxo entre os dois reservatórios.

Esta variação vertical de fácies nos níveis reservatórios é resultante da oscilação da profundidade da lâmina d'água e o nível de agitação (SPADINI et al., 1988), representada por ciclos de afogamento e arraseamento interpretados a partir da ciclicidade do perfil de raio gama por Okubo (2014).

Acima da Formação Quissamã, ocorreu o afogamento da plataforma com a deposição de *wackestones* e *mudstones* (baixa energia), constituindo a Formação Outeiro (AZEVEDO et al., 1987; SPADINI et al., 1988).

Esta interpretação de fácies deposicionais auxilia na compreensão da formação dos reservatórios estudados e da propriedade (porosidade) que foi modelada.

A porosidade do topo do banco carbonático, no alto estrutural central da área de estudo, é classificada como intergranular, segundo descrições de Okubo (2014).

A existência de uma franja de cimentação em volta dos grãos, inicialmente, permitiu preservar a porosidade mesmo após a compactação posterior (GUARDADO et al., 2000, OKUBO, 2014). Aliado a este fato, a dissolução parcial da franja, gerada pela percolação de águas meteóricas, segundo Okubo (2014), aumentou o tamanho dos poros (porosidade secundária), resultando em altos valores de porosidade para os reservatórios.

Além da dissolução, outro fator diagenético é importante na área de estudo: a cimentação. É esperado que as fácies de alta energia apresentem alta porosidade, mas esta afirmação nem sempre é verdadeira, visto que uma ocorrência do *grainstone* oolítico no alto da estrutura (poço A10) encontra-se totalmente cimentado (descrições petrográficas de Okubo, 2014).

Também foi observado nas descrições de OKUBO (2014), que as fácies de alta energia (AF1), composta por *grainstone* oncolíticos, se estende a nordeste da área, porém a porosidade diminui bruscamente no perfil de NPHI dos poços desta região, justificado pela cimentação desta fácies (Figura 114).

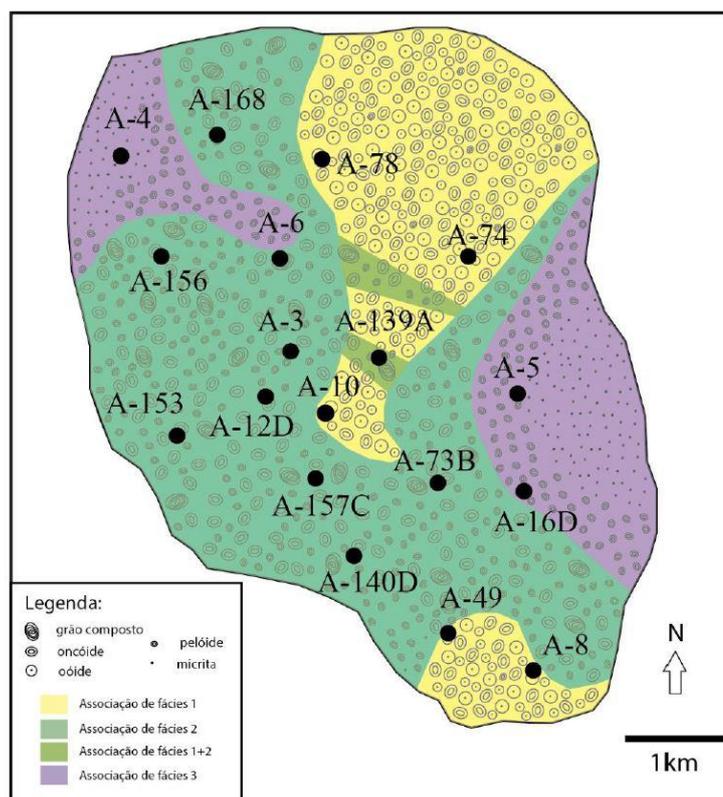


Figura 114: Mapa de integração das associações de fácies (AF1, AF2 e AF3). Fonte: OKUBO (2014).

Considerando que não há uma relação direta da área de ocorrência das AF1 e AF2 com alta porosidade, o mapa de atributo sísmico auxilia nesta distinção.

Como nos mapas de atributo de amplitude, a correlação das anomalias demonstrou uma correlação linear com a porosidade, em um primeiro momento acreditou-se tratar de uma correlação direta com a presença de fácies de alta energia. Entretanto, a diagênese causou cimentação nestas fácies em algumas regiões, e onde não havia porosidade alta, a anomalia de amplitude não ressaltou (nordeste da área).

Com base nesta análise, é possível interpretar, qualitativamente, que a área destacada nos mapas de amplitude correspondem às fácies de alta energia com porosidade alta (> 22%), e que por descrições petrográficas, também apresentam alta permeabilidade.

Na análise de atributos sísmicos estratigráficos, realizados nesta pesquisa, comparados com os atributos volumétricos (BUENO et al., 2014), outras áreas foram realçadas como possíveis de conter a porosidade dos reservatórios produtores: a sudeste do cubo sísmico e a sul.

Considerando que as anomalias de amplitude nos mapas de atributo estratigráficos estão separadas por falhas, combinadas com a integração paleodeposicional, estrutural e petrofísica discutida neste capítulo, acredita-se que estas áreas foram formadas em posições estruturais mais altas e depois foram deslocadas pela movimentação das falhas internas do reservatório (falhas Fm, Fn e Fl - pós-deposicionais). Esta interpretação corrobora a conclusão de Bueno et al. (2014) para o modelo de fácies e atributos volumétricos da área de estudo.

Para a anomalia a sudeste do campo, observa-se que a posição estrutural do bloco encontra-se mais baixa que o alto central, o que não favorece a acumulação de hidrocarbonetos.

A ausência de óleo nesta área pode ser também comprovada pelos mapas de isopropriedade de resistividade, onde são observados valores altos apenas na região central da área (> 100 ohm.m) em forma concêntrica. A resistividade varia para até 10 ohm.m para oeste e 2 ohm.m para norte e sul, o que representa reservatórios preenchidos por água.

A anomalia de amplitude a sul destaca a ocorrência de fácies de baixa densidade e alta porosidade, como a do bloco central. Ademais, foi observado na sísmica que os poços ao sul, estão situados sobre um alto estrutural semelhante, mas este bloco é separado do bloco central por falhas e por truncamento dos horizontes na sísmica. Estas observações permitiram interpretar a formação de dois bancos carbonáticos independentes e crono-correlatos.

Em adição, observa-se que além da delimitação por falhas (estrutural), os reservatórios são delimitados por variação lateral de fácies carbonáticas verificada nas descrições de pasta de poço e OKUBO (2014), constituindo uma trapa estrutural-estratigráfica. Este tipo de armadilha é comumente encontrada no nível Albiano, que produz hidrocarboneto em seis campos de petróleo em trapas mistas (SPADINI et al., 1988).

Esta variação lateral para fácies carbonáticas mais finas correspondem a *wackestones* e *mudstones*, depositados em condição de baixa energia (fácies H),

caracterizadas por baixos valores de porosidade (8-13%) e permeabilidade (0,1-1 mD) (OKUBO, 2014).

Para a construção do modelo 3D de porosidade, foi realizado um estudo variográfico e de uma elipse de anisotropia que, matematicamente, explicitou a direção de maior continuidade da variável para NW-SE.

Apesar de o modelo paleodeposicional demonstrar que os bancos foram dispostos na direção NE-SW, possivelmente a movimentação dos falhamentos, inclusão de canais e sucessão de eventos diagenéticos resultaram na disposição mais contínua (menor variação) da porosidade em outro quadrante (NW-SE).

Utilizando o método mais comum para construção de modelo 3D de reservatório – simulação gaussiana –, também conhecido por representar a alta heterogeneidade, foi pretendido honrar a distribuição complexa da porosidade descrita ao longo deste capítulo associado à sua real geometria.

Como método que se utiliza de probabilidade, quanto maior o número de dados, menor a incerteza dos valores estimados. Para este processo, o número de poços utilizados na construção do modelo de porosidade da área de estudo é considerado abaixo do ideal.

Entretanto, observou-se no mapa de desvio padrão do reservatório R2, que a dispersão dos valores para a média das células próximas aos poços era muito baixa, aumentando o grau de certeza nestas localizações.

No caso de poucos dados de poços, os atributos sísmicos estratigráficos se mostraram ferramentas eficazes no auxílio da validação qualitativa do modelo de porosidade, e conseqüentemente, na diminuição de incerteza relacionada aos valores estimados em áreas sem dados de poço.

No modelo geológico gerado, observou-se a diminuição da porosidade para noroeste do campo, a homogeneidade de valores altos de porosidade no alto estrutural central e a diminuição da porosidade nas zonas de falhas, sendo representativo das características descritas na análise petrofísica e de perfis de poço.

Se o modelo fosse gerado com um método determinístico, os valores dos poços seriam honrados, mas não geraria uma área de alta porosidade no sudeste e sul do reservatório, considerando que os poços vizinhos a essas áreas apresentam porosidade baixa. Assim, seria ressaltando apenas o alto estrutural central, como foi

apresentado no modelo 3D com base apenas em dados de poço por Nascimento et al. (2014).

Neste trabalho supracitado, a sua distribuição também foi considerada satisfatória quando comparado com os mapas petrofísicos. Entretanto, além de seguir a tendência de distribuição, o modelo 3D agora apresentado está aliado a um fator importante: a geometria do reservatório interpretada na sísmica.

A presença de falhas e definição dos altos e baixos estruturais auxilia na compreensão geológica do modelo de distribuição da propriedade, tornando-o mais próximo da realidade.

A geometria e as falhas são também importantes para o próximo passo na área de engenharia de reservatórios, que se utiliza destes modelos para simulação de fluxo, junto aos modelos de fácies, permeabilidade e saturação.

Visto os resultados obtidos, para estudos posteriores recomenda-se o uso de inversão sísmica e aplicação de atributos com base na impedância acústica, pois estas ferramentas aumentam a resolução e diminuem a diferença de escala entre os dados do poço e a propriedade sísmica. Essa proximidade dos dados pode ainda revelar outras associações não perceptíveis nesta escala de trabalho.

8 Conclusões

No campo de hidrocarboneto estudado, situado a sudoeste da Bacia de Campos (RJ), foram delimitados quatro intervalos estratigráficos no Albiano: Formação Outeiro, e na Formação Quissamã, os níveis Q1, reservatórios R1 e R2.

Estas unidades estratigráficas estão distribuídas na geometria de um banco carbonático com eixo principal de direção NW-SE, delimitado e compartimentado por um sistema de falhas normais pós-deposicionais que terminam na camada de sal (Aptiano Superior).

Embora as falhas interpretadas apresentem direções diversas (NW-SE, NE-SW, E-W, N-S), observa-se a predominância do sistema de falhas NW-SE na área de estudo, evidenciando a modificação do padrão estrutural quando comparado com a fase rifte (NE-SW), justificado pela influência da movimentação halocinética.

Estas falhas apresentaram influência fundamental para ressaltar um alto estrutural central que se destacou nos mapas petrofísicos por apresentar fácies carbonáticas nos reservatórios de alta porosidade ($> 21\%$), baixo índice de radioatividade (<15 graus API), baixa saturação de água ($<16\%$), baixa densidade ($<2,35 \text{ g/cm}^3$) e alta resistividade ($>25 \text{ ohm.m}$ até 100 ohm.m), o que evidenciou a presença de hidrocarboneto no campo.

Além do fator estrutural, foi verificada a mudança lateral de fácies carbonáticas, principalmente a noroeste, onde se a rocha reservatório apresenta alta densidade ($> 2,55 \text{ g/cm}^3$) e baixa porosidade ($<18\%$).

Com base nesta análise, pode-se concluir que os reservatórios produtores do Albiano na área de estudo estão delimitados por uma trapa estrutural-estratigráfica.

Sobre a evolução deste alto estrutural, permite-se afirmar que foi formado sobre um paleoalto que permitiu a geração de fácies típicas de água rasa, e à medida que a movimentação do sal formou falhas lítricas, altos estruturais nas formas de *rollover* e *horst* se encontraram em condições favoráveis à formação de reservatórios.

Com o intuito de realçar as áreas que apresentavam alguma propriedade que estivesse associada ao seu potencial reservatório, foram aplicados atributos sísmicos no domínio da amplitude. Obteve-se uma correlação linear com coeficiente $R^2 > 0,74$ entre os atributos *Trace Power*, Máxima Amplitude Negativa, Máxima Amplitude Absoluta e Mínima Amplitude; e coeficiente $R^2 > 0,65$ para Amplitude RMS

e Energia Total com as propriedades de densidade (RHOB) e porosidade (Nphi).

Estes atributos destacaram com anomalias de amplitude, as fácies reservatórios de maior porosidade e menor densidade. Além do alto estrutural central, estas características foram realçadas no sudeste e no sul do campo.

O alto estrutural ao sul do campo, próximo aos poços A8 e A49, foi definido pela sísmica como um alto estrutural independente, separado por meio de falhas normais do alto estrutural central.

Já a sudeste, foi proposto que esta área era um antigo alto estrutural que foi deslocado por meio de falhas normais. Por se encontrar em uma posição estrutural relativamente mais baixa que o alto estrutural central, deve estar preenchido com água.

O modelo geológico 3D de porosidade gerado por simulação Gaussiana apresenta-se coerente com a análise geológica realizada anteriormente. O alto estrutural central apresenta altos valores de porosidade ($> 21\%$) em todas as realizações com elevado nível de certeza (baixa dispersão em relação à média).

Em contrapartida, valores altos de porosidade nas mesmas localizações das anomalias de amplitude (a sul e sudeste da área) ocorreram em 7 realizações do total de 30, o que apresentou alta dispersão em relação à média calculada para cada célula. Embora não seja uma porcentagem representativa (21% das 30 realizações), o método de Simulação Gaussiana apresenta cenários prováveis de ocorrência, o que não aconteceria em métodos determinísticos com os dados de poços deste trabalho.

A integração entre atributos sísmicos e a análise qualitativa do modelo, permitiu escolher o modelo que melhor se ajustasse à área, tornando-se um critério para validar a representação da modelagem nas regiões com ausência de dados de poços.

No modelo geológico foi observada a alta variabilidade vertical do reservatório R1, quando comparado ao reservatório R2, que se apresenta mais homogêneo. Ambos apresentam valores de porosidade baixos nas zonas de falhas a sudoeste e na região norte-noroeste do campo.

Em suma, a metodologia utilizada se mostra eficaz na representação geológica dos reservatórios carbonáticos do Albiano, e ressalta a importância da integração das técnicas de correlação de poços, análise petrofísica e aplicação de

atributos sísmicos, para a compreensão da distribuição complexa de porosidade neste tipo de rocha.

9 Referências Bibliográficas

- ANDRIOTTI, J. L. S. Introdução à Geoestatística. *Acta Geologica Leopoldensia*, Porto Alegre, v. 6, n. 27, p. 7-82, 1988.
- ARAI, M. Paleogeografia do Atlântico Sul no Aptiano: um novo modelo a partir de dados micropaleontológicos recentes. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 17, n. 2, p. 331-351, 2009.
- ARAI, M. Aptian/Albian (Early Cretaceous) paleogeography of the South Atlantic: a paleontological perspective. *Brazilian Journal of Geology*, São Paulo, v. 44, n. 2, p. 339-350, 2014.
- 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.
- ASMUS, H. E.; PONTE, F. C. The Brazilian marginal basins. In: NAIRN, A. E; STEHLI, F. G. (Eds.). *The ocean basins and margins: The South Atlantic*. New York: Plenum Press, 1973. p. 87-133.
- ASQUITH, G. B. *Log Analysis by microcomputer*. Tulsa: PennWell Books, 1980. 105 p.
- ASQUITH, G. B.; KRYGOWSKI, D. *Basic Well Log Analysis*. Second edition. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2004. 243 p. (AAPG Methods in Exploration Series, n. 16).
- ASSINE, M. R.; QUAGLIO, F.; WARREN, L. V.; SIMÕES, M. G. Discussão do artigo "Aptian/Albian (Early Cretaceous) paleogeography of the South Atlantic: a paleontological perspective" de M. Arai. *Brazilian Journal of Geology*, São Paulo, v. 46, n.1, p. 3-7, 2016.
- AZEVEDO, R. L. M.; GOMIDE, J.; VIVIERS, M. C. Geo-história da Bacia de Campos: do Albiano ao Maastrichtiano. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 17, n. 2, p. 139-146, 1987.
- AZEVEDO, R. L. M. Paleoceanografia e a evolução do Atlântico. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 12, n. 2, p. 231-249, 2004.
- BASSIOUNI, Z. *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs*. Richardson: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1994. 372 p. (Spe Textbook Series, v. 4).
- BELTRAMI, C. V. Mapa paleogeográfico de progresso da Formação Macaé Inferior. *Relatório Interno da Petrobras*. DIVIB/SECASU, 1982.
- BRANETS, L.V.; GHAI, S.S.; LYONS, S.L.; WU, X.H. Challenges and Technologies in Reservoir Modeling. *Communications in Computational Physics*, v. 6, n. 1, p. 1-23, 2008.

BUENO, J.F.; HONORIO, B.C.Z.; KURODA M.C.; VIDAL, A.C.; PEREIRA, E. Structural and stratigraphic features delineation and facies seismic attributes and well log analysis applied to a Brazilian carbonate field. *In Interpretation*, v. 2, n. 1, p. SA83-SA92, 2014.

CABAÑAS, W.I.M. Interpretación geológica de sismogramas sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Río Segura G-1. *Geogaceta*, v. 20, n. 1, p. 153-156, 1996.

CAINELLI, C.; MOHRIAK, W. U. Brazilian Geology part II: Geology of Atlantic Eastern Brazilian basins. In: AAPG - International Conference & Exhibition, 1998, Rio de Janeiro. *Short course*. p. 67.

CHAMBERS, R.L.; YARUS, J.M.; HIRD, K. B. Petroleum geostatistics for nongeostatisticians – Part I. *The Leading Edge*, v. 19, n. 5, p. 474-479, 2000.

CHAMBERS, R.L.; YARUS, J.M.; HIRD, K. B. Petroleum geostatistics for nongeostatisticians – Part II. *The Leading Edge*, v. 19, n. 6, p. 592-599, 2000.

CHANG, H.K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. New concepts on the development of the Eastern Brazilian marginal basins. *Episodes*, v. 11, n. 3, p. 194-202, 1988.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. Novos Conceitos sobre o Desenvolvimento das Bacias Marginais do Leste Brasileiro. In: GABAGLIA, G. P. R.; MILANI, E. J. (Eds.). *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*. 2 ed. Rio de Janeiro: Petrobras, 1990. p. 269-289.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F.; BENDER, A. A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil rift system: an overview. *Tectonophysics*, v. 213, p. 97–138, 1992.

CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. T.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas Petrolíferos e Modelos de Acumulação de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 38, n. 2, p. 29-46, 2008.

DIAS, J.L.; SCARTON, J.C.; ESTEVES, F.R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L.R. 1990. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: GABAGLIA, G. P. R.; MILANI, E. J. (Eds.). *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*. 2 ed. Rio de Janeiro: Petrobras, 1990. p. 333-360.

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

DIAS, J. L. Estratigrafia e sedimentação dos evaporitos neo-aptianos na margem leste brasileira. In: MOHRIAK, W.; SZATMARI, P.; COUTO ANJOS, S. M. (Eds.). *Sal Geologia e tectônica: exemplos nas bacias brasileiras*. Rio de Janeiro: Petrobras/Beca Edições Ltda., 2008. p. 220-229.

DIAS-BRITO, D. Evolução paleoecológica da Bacia de Campos durante a deposição dos calcilitos, margas e folhelhos da Formação Macaé (Albiano e Cenomaniano). *Boletim Técnico da Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 25, n. 2, p. 84-97, 1982.

DIAS-BRITO, D.; AZEVEDO, R. L. M. 1986. As sequências deposicionais marinhas da Bacia de Campos sob a ótica paleoecológica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 34., 1986, Goiânia. *Anais...* Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geologia, 1986, p. 38-49.

DIAS-BRITO, D. Ocorrência de calcisferas pelágicas em depósitos carbonáticos do Atlântico Sul: impacto na configuração paleoceanográfica do Tétis cretáceo. In: SIMPÓSIO SOBRE AS BACIAS CRETÁCIAS BRASILEIRAS, 2., 1992, Rio Claro. *Resumos Expandidos...* Rio Claro: UNESP, 1992, p. 30-34.

DIAS-BRITO, D. Global stratigraphy, palaeobiogeography and palaeoecology of Albian - Maastrichtian pithonellid calcispheres: impact on Tethys configuration. *Cretaceous Research*, London, v. 21, n. 2-3, p. 315-349, 2000.

DRAVIS, J. J. Hardened Subtidal Stromatolites, Bahamas. *Science*, Boston, v. 219, n. 4583, p. 385-386, 1983.

ESTEVES, F.R.; SPADINI, A.R.; SAITO, M. 1987. A sedimentação albo-turoniana (Formação Macaé) da Bacia de Campos. In: SIMPÓSIO DE GEOLOGIA REGIONAL RJ-ES, 1., 1987, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geologia, 1987, p. 27-42.

FALKENHEIN, F. U. H.; FRANKE, M. R.; CAROZZI, A.V. *Petroleum Geology of the Macaé Formation (Albian-Cenomanian), Campos Basin, Brazil: carbonate Microfacies depositional and Diagenetic Models-natural and Experimental Porosity*. Rio de Janeiro: Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello, Divisão de Informação Técnica e Propriedade Industrial, 1981. 140p. (Ciência Técnica Petróleo, Seção Exploração Petróleo, v.11).

FIGUEIREDO, A.M.F.; MOHRIAK, W. U. A tectônica salífera e as acumulações de petróleo na Bacia de Campos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33., 1984, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geologia, 1984, p. 1380-1384.

GAMBOA, L. A. P.; MACHADO, M. A. P.; SILVA, D. P.; FREITAS, J. T. R.; SILVA, S. R. P. Evaporitos Estratificados no Atlântico Sul: Interpretação Sísmica e Controle Tectono-estratigráfico na Bacia de Santos. In: MOHRIAK, W. U.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. (Eds.). *Sal: Geologia e Tectônica*. São Paulo: Beca, 2008. p. 340-359.

GUARDADO, L.R.; SPADINI, A.R. Evolução deposicional e distribuição das fácies do Macaé Inferior (Eomesoalbio, Bacia de Campos). *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 1, p. 237-240, 1987.

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHESI, C.F. Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin. In: EDWARDS, J. D.; SANTOGROSSI, P. A. (Eds.). *Divergent/Passive Margin Basin*. Tulsa: AAPG Memoir, 1989. p. 3-79.

GUARDADO, L. R.; SPADINI A. R.; BRANDÃO, J.S.L.; MELLO, M.R. Petroleum System of the Campos Basin, Brazil. In: MELLO, M.R.; KATZ, B.J. (Eds.). *Petroleum systems of South Atlantic margins*. Tulsa: AAPG Memoir, 2000, p. 317-324.

HORSCHUTZ, P.M.C.; FREITAS, L.C.S.; STANK, C.V; BARROSO, A.S.; CRUZ, W.M. The Linguado, Carapeba, Vermelho and Marimba giant oil field, Campos Basin, offshore Brazil. In: HALBOUTY, M. T. (Ed.). *Giant Oil Fields of the Decade 1978-1988*. Tulsa: AAPG Memoir, 1992. p. 137-153.

JOURNEL, A.G. Geostatistics for Reservoir Characterization. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, New Orleans. *Resumos...* New Orleans: Society of Petroleum Engineers (SPE), 1990. p. 353-359.

KAMALI, M.R.; OMIÐVAR, A.; KAZEMZADEH, E. 3D Geostatistical Modeling and Uncertainty Analysis in a Carbonate Reservoir, SW Iran. *Journal of Geological Research*, v. 2013, p. 1-7.

KATZ, B.J.; MELLO, M.R. Petroleum Systems of South Atlantic Marginal Basins: an Overview. In: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (Eds.). *Petroleum Systems of South Atlantic Marginal Basins: an Overview*. Tulsa: AAPG Memoir 73, 2000.p.1 –13.

KOUTSOUKOS, E. A. M.; DIAS-BRITO, D. Paleobatimetria da margem continental do Brasil durante o Albiano. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 17, n. 2, p. 86-91, 1987.

KOUTSOUKOS, E.A.M. Late Aptian to Maastrichtian foraminiferal biogeography and palaeoceanography of the Sergipe Basin, Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, v. 92, n.3/4, p. 295-324, 1992.

LANDIM, P. M. B. Sobre Geoestatística e mapas. *Terrae Didática*, Campinas, v. 2, n. 1, p. 19-33, 2006.

LOPES, M. F. B. V. *Caracterização Geológica da Província Petrolífera de Campos*. 2004. 196 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

LUCCHESI, C.F. Petróleo. *Estudos Avançados*, São Paulo, v. 12, n. 33, p. 17-40, 1998.

LUCIA, F.J. *Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach*. 2. ed., Heidelberg: Springer, 2007. 336 p.

MATHERON, G. The intrinsic random functions and their applications. *Advances in Applied Probability*, v. 5, n. 3, p. 439–468, 1973.

MAUCEC, M.; YARUS, J.M.; CHAMBERS, R.L. Next Generation Geological Modeling for Hydrocarbon Reservoir Characterization. In: DongMei Chen (Ed.). *Advances in Data, Methods, Models and Their Applications in Geoscience*. 1 ed. Intech, 2011. p. 215-240. Disponível em: <<http://www.intechopen.com/books/advances-in-data-methods-models-and-their-applications-ingeoscience/next-generation-geological-modeling-for-hydrocarbon-reservoir-characterization>> Acessado em: 20 jan. 2016.

MOHRIAK, W.; SZATMARI, P.; ANJOS, S.M.C. *Sal: Geologia e Tectônica – Exemplos nas Bacias Brasileiras*. 1. ed. São Paulo: Beca Edições Ltda, 2008. 450 p.

NASCIMENTO, C. R.; PERINOTTO, J.A.J; ARAI, M. Análise Paleopalinológica do Albiano na Bacia de Campos. *Revista do Instituto Geológico*, São Paulo, v. 36, n. 1, p. 35-49, 2015.

NASCIMENTO, L.F.; VINCENTELLI, M.G.C. Caracterização Geofísica dos reservatórios do Grupo Macaé no Campo de Garoupa – Bacia de Campos. *Revista Geociências*, Rio Claro, v.34, n.2, p. 185-198, 2015.

OJEDA, H. A. O. Structural framework, stratigraphy, and evolution of Brazilian marginal basins. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Tulsa, v.66, n. 6, p. 732-749, 1982.

OKUBO, J. *Calcários Albianos de Campo Petrolífero na Bacia de Campos: Fácies, Diagênese e Modelo Depositional*. 2014. 113 f. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Rio Claro, 2014.

OKUBO, J.; LYKAWKA, R.; WARREN, L.V.; FAVORETO, J.; DIAS-BRITO, D. Depositional, diagenetic and stratigraphic aspects of Macaé Group carbonates (Albian): example from an oilfield from Campos Basin. *Brazilian Journal of Geology*, São Paulo, v. 45, n. 2, p. 243-258, 2015.

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

PONTE, F. C.; ASMUS, H.E. Geological framework of the Brazilian continental margin. *Geologische Rundschau*, Stuttgart, v. 67, n. 1, p. 201-235, 1978.

PONTE, F.C.; ASMUS, H. As bacias marginais brasileiras: estágio atual de conhecimento. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 12, n. 2, p. 385–420, 2004.

RANGEL, H.D.; MARTINS, C.C. Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos. In: *Searching for Oil and Gas in the Land of Giants*. Rio de Janeiro: Schlumberger, 1998. p.32-40.

RANGEL, H.D.; MARTINS, F.A.L.; ESTEVES, F.R.; FEIJÓ, F.J. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.8, n.1, p. 203-218, 1994.

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L.G.; TASSINARI, C.C.G. Pré-sal: geologia e exploração. *Revista USP*, São Paulo, n. 95, p. 33-42, 2012.

RIDER, M. *The Geological Interpretation of Well Logs*. 2. Ed. Sutherland: Rider-French Consulting Ltd., 2002. 280 p.

ROBAINA, L.E.S.; FORMOSO, M.L.L.; SPADINI, A.R. Geoquímica dos reservatórios carbonáticos da Formação Macaé, Bacia de Campos, RJ, Brasil. Parte I – Contribuição à Geoquímica de Carbonatos. *Geochimica Brasiliensis*, Rio de Janeiro, v. 5, n. 1/2, p. 53-67, 1991.

SCHALLER, H. Estratigrafia da Bacia de Campos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 27., 1973, Aracaju. *Anais...* Sociedade Brasileira de Geologia, 1973. p. 247-258.

SCHLUMBERGER. Disponível em: <http://www.slb.com/services/technical_challenges/carbonates.aspx>. Acesso em: 29 ago. 2016.

SPADINI, A. R. Oolitos: sua ocorrência na Formação Macaé, Bacia de Campos e sua importância como formadores de reservatórios de hidrocarbonetos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 34., Goiânia. *Anais...* Sociedade Brasileira de Geologia, 1986. p. 1689-1700.

SPADINI, A.R.; ESTEVES, F.B.; AZEVEDO, R.L.M. O ritmo do Albiano Superior da Formação Macaé, Bacia de Campos – um marco estratigráfico com significado paleoambiental e cronoestratigráfico. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA, 10., Rio de Janeiro. *Anais...* Sociedade Brasileira de Paleontologia, 1987.

SPADINI A. R.; ESTEVES, F. R.; DIAS-BRITO, D.; AZEVEDO, R. L. M.; RODRIGUES, R. The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: Its evolution in the context of the initial history of the South Atlantic. *Revista Brasileira de Geociências*, Rio Claro, v. 18, n. 3, p. 261-272, 1988.

SPADINI, A. R. *Processos deposicionais e ciclicidade em carbonatos albianos da plataforma rasa da Bacia de Campos*. 1992. 143 f. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1992.

TEIXEIRA, W.S., VINCENTELLI, M.G.C., CONTRERAS, S.A.C. Saturação de fluido nos reservatórios carbonáticos da Bacia de Campos: Equação de Archie e coeficientes de cimentação (m) e tortuosidade (a). In: SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DO SUDESTE, 14., 2015, Campos do Jordão. *Anais...* Sociedade Brasileira de Geologia, 2015.

THOMAS, J.E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001. 271 p.

THOMAZ FILHO, A.; MIZUSAKI, A.M.P.; ANTONIOLI, L. Magmatismo nas bacias sedimentares brasileiras e sua influência na geologia do petróleo. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 38, n. 2, p. 128-137, 2008.

VINCENNELLI, M.G.C.; CÁCERES, S. A.C.; POSSATO, S. Análise exploratória da porção noroeste da Bacia do Espírito Santo Mar. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 10., 2007, Rio de Janeiro. *Resumos expandidos...* Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, 2007. p. 490-495.

VINCENNELLI, M.G.C.; BARBOSA, M. Seismic attributes characterization for Albian reservoirs in shallow Santos Basin. In: RIO OIL AND GAS EXPO AND CONFERENCE, 14., 2008, Rio de Janeiro. *Resumos expandidos...* Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2008. p. 1-6.

VINCENNELLI, M. G. C.; CONTRERAS, S.A.C. Water Saturation on Albian Carbonates Reservoirs. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 14., 2015, Rio de Janeiro. *Resumos Expandidos...* Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, 2015.

WINTER, W. R.; JAHNERT R. J.; FRANÇA, A.B. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.15, n. 2, p. 511-529, 2007.

YAMAMOTO, J.K.; LANDIM, P.M.B. *Geoestatística: Conceitos e Aplicações*. 1 Ed. São Paulo: Editora Oficina de Textos, 2013. 215 p.

YETEN, B.; GUMRAH, F. The use of fractal geostatistics and artificial neural networks for carbonate reservoir characterization. *Transport in Porous Media*, Dordrecht, v. 41, n. 2, p. 173-195, 2000.