

Avaliação de formação de um sistema turbidítico do Campo de Albacora: uma abordagem estatística utilizando R

Formation evaluation of a turbidite system in the Albacora field: a statistical approach using R

Saulo Aparecido da Silva Correa¹ , Adalberto da Silva¹ ,
Samuel Aparecido da Silva Correa² , André Luiz Ferrari¹ 

¹Universidade Federal Fluminense - UFF, Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, Avenida General Milton Tavares de Souza, s/n, Gragoatá, Campus da Praia Vermelha, CEP: 24210-346, Niterói, RJ, BR (saulo.geophysics@gmail.com; adalberto.uff@gmail.com; andreluizferrari@id.uff.br)

²Consultor e pesquisador independente, Niterói, RJ, BR (scorrea.strat@gmail.com)

Recebido em 2 de setembro de 2021; aceito em 26 de agosto de 2022.

Resumo

Basicamente, a perfilagem de poços é um conjunto de medidas geofísicas executado em poços abertos ou revestidos, que fornece informações essenciais sobre as propriedades das formações geológicas em subsuperfície necessárias para a exploração e produção de importantes recursos minerais e energéticos. Como método geofísico propriamente dito, esse conjunto de técnicas desenvolveu-se na indústria do petróleo e constituiu-se na base principal da avaliação de formação, que é a ferramenta básica para a caracterização de rochas e sua viabilidade exploratória, pois fornece as melhores relações causais entre as medidas geofísicas e as propriedades geológicas e petrofísicas das rochas. No fluxo ordinário da indústria, a prática é a aplicação de suítes comerciais para realizar a tarefa. Neste trabalho, propomos uma alternativa usando uma plataforma livre (*R* e *RStudio*), em que o fluxo de avaliação é transparente, reproduzível e facilmente documentado pelo analista de perfis. Este artigo apresenta um fluxo analítico robusto e consistente para um poço-exemplo de um importante reservatório siliciclástico brasileiro, usando exclusivamente ferramentas e linguagem de domínio livre adaptável a outros cenários geológicos e distintos trabalhos de equipe, elegante e totalmente documentável. Como principal resultado, demonstra-se que, tendo por base a estatística descritiva, esse fluxo é uma ferramenta auxiliar sólida para a avaliação de formação, em que os experimentos de parametrização que aplicam ferramentas comuns como histogramas e densidade de probabilidade 1D e 2D e diagramas de dispersão (*crossplots*) concorrem para o reconhecimento de padrões consistentes, que resultam num modelo realístico de eletrofácies para o reservatório, com uma variedade de classes adequada à escala de inferência e à geologia.

Palavras-chave: Avaliação de formação; *RStudio*; Reservatório de Albacora.

Abstract

Well logging is basically a set of geophysical measurements taken in open or cased boreholes that provides essential information about the properties of geological formation in subsurface required by exploration and exploitation of important mineral and energetic resources. As a proper geophysical method itself, well logging was developed in the petroleum industry and is the very base for formation evaluation, the most relevant way to characterize the rocks and their exploitation viability, as it embodies the best causal relations between the geophysical measurements and the geological and petrophysical properties of the formation rocks. In the ordinary workflow of the industry, common practice is using commercial suites to perform this task. In this work, we propose an alternative approach, using free platforms (*R* and *RStudio*), in which the training evaluation workflow is fully transparent, reproducible, and easily documented by the log analyst. This article presents a consistent and robust analytical flow for an example well of an important Brazilian siliciclastic reservoir, using exclusively free domain tools and language adaptable to other geological scenarios and different teamwork, elegant and fully documentable. As a main result, it is demonstrated that, based on descriptive statistics, this flow is a solid auxiliary tool for formation evaluation, in which parameterization experiments applying common tools such as histograms and 1D and 2D probability density, and diagrams of dispersion (*crossplots*) compete for the recognition of consistent patterns, which result in a realistic model of electrofacies for the reservoir, with a variety of classes suitable for the scale of inference and geology.

Keywords: Formation evaluation; *RStudio*; Albacora Reservoir.

INTRODUÇÃO

A avaliação de formação visa avaliar a extensão, qualidade e desempenho de um reservatório com base em um modelo matemático-geológico adequado (Pickett, 1973; Hartmann e Beaumont, 1999). Para isso, requer a utilização de um conjunto extenso e robusto de informações contidas nos perfis geofísicos de poço, cujo confronto com os dados de produção e sua integração com dados sísmicos e modelos geológicos, especialmente aqueles derivados de análogos, deve fornecer uma descrição consistente do reservatório.

Definir o modelo com maior acurácia (no sentido de Cosentino, 2001) implica escolher, organizar e analisar o conjunto de dados que melhor represente o objeto geológico real de acordo com critérios prático-operacionais. Espera-se que este encontre respaldo interpretativo e conceitual tanto nas idiosincrasias geológicas (causalidade precípua) quanto nas análises numérico-quantitativas que permitam avaliar correlações fidedignas entre as propriedades físicas medidas (elas mesmas, produto de funções resposta da rocha e dos dispositivos de perfilagem) e suas assinaturas geofísicas específicas.

Este trabalho propõe uma abordagem já sumariada no clássico de Serra (1984), que aplica ferramentas alternativas, utilizando as plataformas *R* (R Core Team, 2021) e *RStudio* (RStudio Team, 2021), em que se organiza um conjunto de procedimentos de processamento de dados de perfilagem geofísica para a avaliação de formação num reservatório siliciclástico. Todas as etapas são realizadas segundo um fluxo transparente para que o intérprete tenha plena participação no tratamento da informação, com livre manipulação e análise do conjunto de dados (exibição de curvas de perfis, gráficos de dispersão ou *crossplots*, histogramas etc.). Mostra-se que é possível propor um fluxo de análise para esse propósito sem o uso de *software* proprietário, numa alternativa robusta, flexível, reproduzível e plenamente documentável.

CONTEXTO GEOLÓGICO DO CAMPO DE ALBACORA

O Campo de Albacora (Figura 1) tem aproximadamente 455 km² e está localizado na borda da plataforma continental e parte superior do talude, em lâminas d'água entre 100 e 1.050 m. Seus principais intervalos produtores são depósitos arenosos de idade albiana e oligocênica (Tigre et al., 1990).

A halocinese definiu locais preferenciais de deposição para os turbiditos albianos (Formação Macaé), que ocorrem intercalados com margas bioturbadas e calcilitos de ambiente marinho profundo (Souza Cruz, 1995; Souza Jr., 1997). Os reservatórios do Oligoceno (Formação Carapebus) são sistemas de leques turbidíticos de mar baixo, com

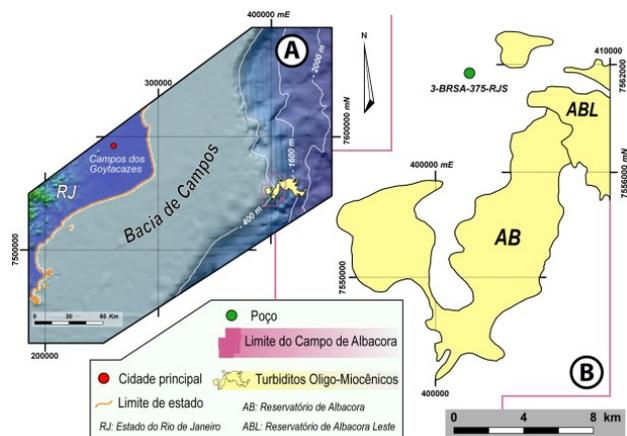
elementos confinados na porção noroeste do campo e lobos nas demais áreas (Cândido, 1991). A principal fácies reconhecida é representada por arenitos maciços subconsolidados. Conforme Cândido (1991), Bruhn et al. (1998) e De Gasperi e Catuneanu (2014), na análise composicional, esses arenitos são classificados como subarcosianos (na acepção de Folk, 1980), que, a despeito da incipiente alteração, apresentam algum grau de argiloidade e cimentação carbonática que aumenta com a profundidade (Arienti et al., 1995).

MODELO DE ROCHA E MEDIDAS DE PERFIS DE POÇO

A aplicação prática de medições em perfilagem de poços objetiva a determinação de uma vasta variedade de propriedades físicas das rochas, com bom contraste para a avaliação das litologias atravessadas pelo poço e de seu conteúdo de fluidos. Essas medidas são de duas categorias amplas; aquelas decorrentes de fenômenos espontâneos e aquelas decorrentes dos fenômenos induzidos (Serra, 1984).

Neste trabalho, restringimo-nos a um conjunto de perfis convencionais muito comuns na indústria, sucintamente descritos a seguir:

- Raio gama total (GR): O registro de raios gama responde à radiação gama natural na formação. Os poucos isótopos responsáveis por isso podem ser atribuídos a uma pequena lista de elementos comuns, associados ou ao nuclide pai (K^{40}) ou a algum radioisótopo filho na cadeia de decaimento do Urânio ou do Tório, que esteja associado a eles (Bi^{214} , Tl^{208}), sob a forma de elemento equivalente (eU e eTh) (Minty, 1997; Ellis e Singer, 2007);



Fonte: baseado em Bruhn et al. (2003).

Figura 1. (A) Localização do Campo de Albacora e Albacora Leste; (B) Mapa de localização em detalhe do reservatório de Albacora e do poço-exemplo utilizado neste estudo.

- Resistividade (*laterolog* — Res): A configuração de *laterolog* utiliza um eletrodo de corrente com um ponto de retorno remoto. Dois eletrodos de guarda, simétricos, emitem correntes focalizadas que restringem um feixe de corrente de forma que este flua perpendicularmente à formação. Os eletrodos de guarda de fato estabelecem superfícies equipotenciais colimadas e coaxiais à ferramenta, restringindo a corrente a irradiar perpendicularmente ao eixo. Assim, as interferências causadas pela lama e por camadas adjacentes são muito menores em relação aos perfis normal e lateral (convencionais) (Doll, 1951; Serra, 1984). Em rochas de pouca ou nenhuma argilosidade, a resistividade determina o fator de formação em função da textura da rocha e da geometria do espaço poroso (Archie, 1942);
- Perfil de densidade (Rho_b): Esta ferramenta bombardeia a formação com raios gama de alta energia e detecta a parcela que retorna ao receptor na parede do poço por espalhamento Compton. A densidade da nuvem eletrônica dos elementos constituintes da rocha é função de sua densidade aparente, expressa em termos da densidade da matriz e dos fluidos intersticiais e cuja porosidade pode ser estimada com base nestes (Serra, 2007). A ferramenta é calibrada para uma rocha padrão de matriz calcária;
- Perfil de nêutrons (Nphi): Uma fonte radioativa (Be/Am) emite um fluxo contínuo de nêutrons de alta energia que é desacelerado pelos núcleos dos elementos na formação. Esta ferramenta é principalmente sensível à quantidade de átomos de hidrogênio, calibrada para uma formação de matriz regular e cuja porosidade é conhecida. Em formações com grandes quantidades de hidrogênio, os nêutrons são retardados e absorvidos muito rapidamente em uma curta distância. A taxa de contagem de nêutrons lentos ou captura de raios gama é baixa no detector. Assim, a taxa de contagem será baixa em rochas de porosidade mais alta, com alto conteúdo de argilominerais em razão da presença de água adsorvida ou hidroxila (Darling, 2005; Tiab e Donaldson, 2015). Similarmente à ferramenta de densidade, o perfil neutrônico também é calibrado para uma matriz calcária;
- Perfil sônico (DT): Um pulso de onda acústica é transmitido através da formação e a diferença de tempo necessária para o sinal chegar a um receptor é registrada. Esse tempo de trânsito é afetado pela porosidade da formação (também função da densidade) e pela litologia (em função da elasticidade) (Wyllie et al., 1958);
- Perfil de discriminante numérico de identificação de intervalos arenosos (DRDN): O sinal é modulado pela diferença de amplitudes dos perfis de densidade e porosidade neutrônica, ponderados por seus respectivos fatores de escala, tendo por referência sua representação na matriz calcária original da calibração das ferramentas. Equivale à representação numérica 1D do cruzamento (no inglês, *crossover*) de ambos os perfis (Guimarães et al., 2008).

METODOLOGIA

Utilizou-se um poço vertical de extensão representativo do modelo regional de reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos para o desenvolvimento de um fluxo analítico de avaliação de formação. A caracterização petrofísica torna-se consideravelmente mais exitosa quando se adota um poço vertical ou de baixo ângulo, pois a variabilidade litológica vertical é um elemento-chave da análise estatística pela própria natureza da amostragem, tanto pela presença de frequências mais baixas vinculadas à causalidade da sucessão turbidítica (sequências similares de pacotes arenosos, delimitadas no topo por frações lamosas) quanto por transientes que marcam a cíclica laminação interior mais claramente. Poços verticais, em contraposição aos direcionais ou horizontais, são mais adequados à amostragem da variabilidade da sucessão geológica vertical, preservando melhor as relações de espessura nos cenários em que o mergulho das camadas não é muito acentuado e, portanto, permitindo uma análise estatística mais robusta. A base de dados utilizada neste trabalho está no formato LAS (versão 2.0), fornecida pela agência nacional do petróleo. Elegeram-se o conjunto de perfis que fosse mais representativo das características de assinatura geofísica para esse modelo de rocha (Figura 2), e foram realizados cortes em profundidade de 2.650 m como marcador de topo e 2.875 m como marcador de base. Posteriormente, escolheu-se um conjunto canônico de perfis (GR, Res, Nphi, Rho_b, DT e DRDN) que fossem mais representativos da realização singular que é um turbidito. Dado que o sinal possui estreita relação com o modelo de reservatório em questão, optou-se por um fluxo de trabalho que fosse adequado às características distintivas desses depósitos areníticos: intervalos bem marcados em granodecrescência ascendente; pulsos posicionais conservativos, sem erosão basal significativa, e relativamente autossimilares; superposição de alta frequência em virtude da laminação com algum grau de ciclicidade (Bouma, 1962; Mutti e Ricci Lucci, 1975; Walker, 1986; Mutti e Davoli, 1992); água de formação com características físico-químicas aproximadamente estáveis ao longo do intervalo analisado (salinidade e temperatura não sofrem mudanças significativas).

Desse modo, assegura-se um modelo determinístico de interpretação que evidencie a causalidade perante o peculiar sistema deposicional (pacotes arenosos decamétricos com laminações de finos, depositados em vários episódios singulares) e cuja análise contemple correlação autêntica entre as propriedades mensuradas e os fatores condicionantes dados pela geologia do reservatório (Emery e Myers, 1996; Reading, 1996).

Adotou-se uma sequência de processamento que consiste na visualização e em uma primeira avaliação qualitativa dos dados, com base na função resposta à propriedade física de interesse que mantenha maior compromisso com a geologia e onde se realizaram cortes convenientes de profundidade

de base e topo de modo a estabelecer condições de contorno adequadas para o tratamento numérico. Seguiu-se o tratamento analítico, que objetiva discriminar numericamente classes candidatas a eletrofácies (ou faciologias no sentido mais amplo) utilizando estatística paramétrica (histogramas, gráficos de dispersão (no inglês, *crossplots*) e histogramas 2D, bem como as estimativas empíricas da função densidade de probabilidade em uma e duas dimensões). Por fim, aplicou-se um método de agrupamento paramétrico, que propõe um modelo numérico de eletrofácies.

Neste trabalho, utilizou-se um fluxo analítico desenvolvido especificamente para este propósito, utilizando a linguagem de programação R® e o ambiente integrado de desenvolvimento do RStudio®.

R e RStudio compõem o ambiente de desenvolvimento e organização das informações tratadas neste trabalho. As principais bibliotecas utilizadas para a execução do fluxo de análise adotado e para a execução da classificação de eletrofácies foram: *ggplot 2* (Wickham, 2016), um conjunto original e elegante de representação de dados; *readr* (Wickham, et al., 2022), para leitura e carregamento da base de dados em formato vetorizado; *discrete_gradient_pal*, função implementada para a elaboração da escala discreta de cores nos gráficos de dispersão; *ggpubr* (Kassambara, 2020), utilizada na composição de painéis; e *cluster* (Maechler et al., 2021), para a determinação de um número ótimo de aglomerados e a proposição empírica de eletrofácies.

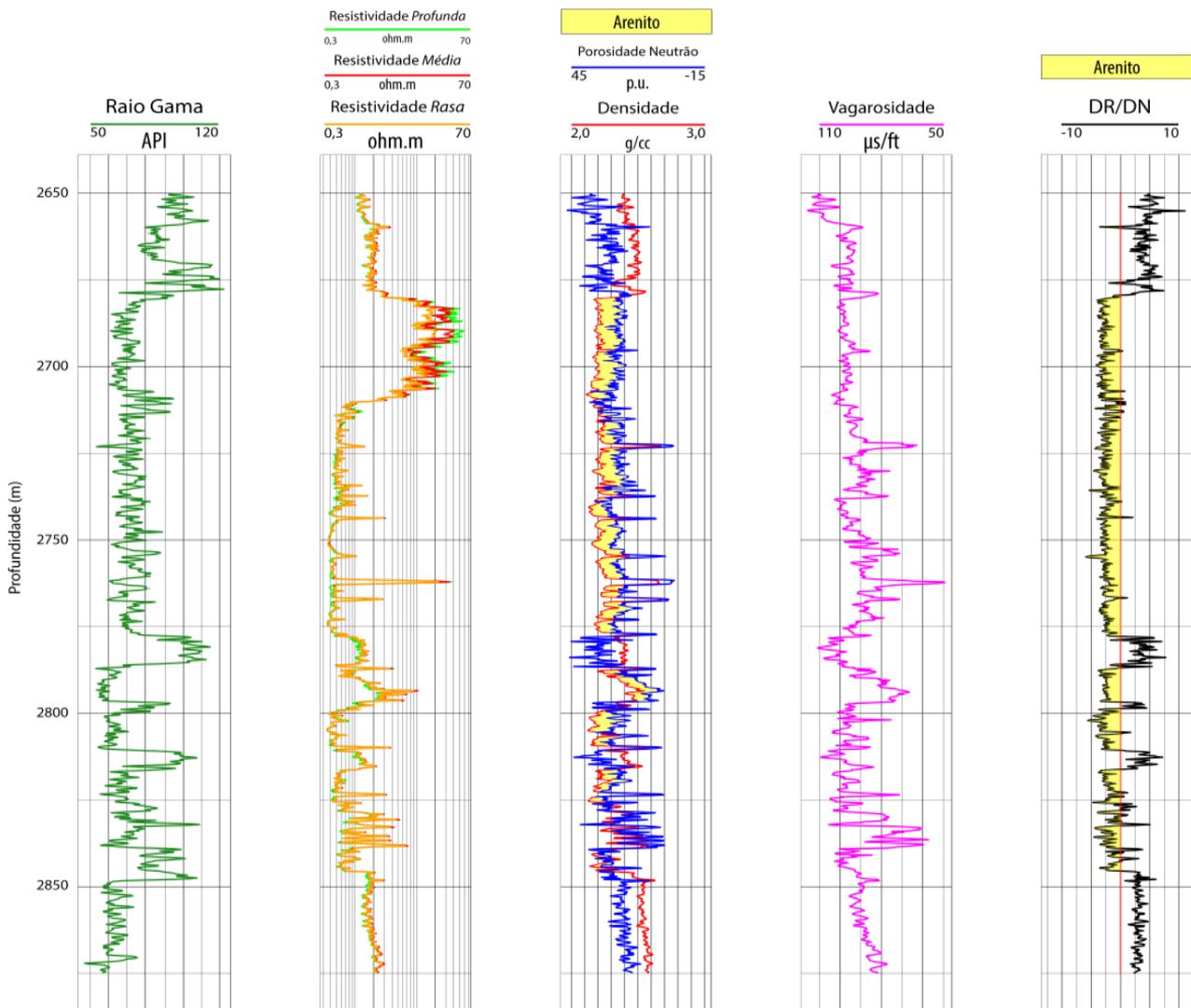


Figura 2. Painel padrão dos perfis canônicos para o poço de estudo, intervalo do reservatório com escala calibrada para matriz de calcário. O conhecimento geológico prévio, associado à assinatura geofísica peculiar dos turbiditos, permite localizá-los com relativa facilidade e precisão.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A despeito de variações composicionais e frequências altas provocadas por laminações, turbiditos são depósitos sedimentares relativamente monótonos ao nível da estacionariedade que caracteriza o sinal para comprimentos de onda decamétricos (Silva et al., 2003). A inferência de uma sequência turbidítica é realizada, entre outras maneiras, com base na caracterização sísmica e na análise faciológica de testemunhos, bem como em sua assinatura geofísica apoiada nos perfis. Analisando-se o perfil litológico do poço estudado (perfil composto), trata-se de um depósito turbidítico tanto pela assinatura geofísica clássica desse tipo de depósitos (por exemplo, Serra e Abbott, 1980; Serra, 1984; Ellis e Singer, 2007) quanto pela boa calibração rocha-perfil. Assim, nesse conjunto, pode-se identificar uma sequência turbidítica com relativa facilidade analisando-se o perfil de raio gama (Figura 2) qualitativamente, por exemplo. Com base nas curvas de resistividade (Figura 2), nota-se que o limite entre a zona saturada com óleo ($\cong 2.675$ a $\cong 2.710$ m) e a zona de aquífero subjacente ($\cong 2.710$ a $\cong 2.846$ m) é bastante conspicuo, com ocorrência de argilosidade em

graus variados e também de cimentação carbonática, evidenciada por transientes de elevada resistividade, bem acima da média observada no aquífero ($\cong 0,3 \Omega \cdot m$).

Os intervalos arenosos foram delimitados com base no cruzamento das curvas de densidade e porosidade neutrão, corroborado pela curva de DRDN (Figura 2), cuja amplitude revela com maior clareza o afastamento entre as duas. O perfil sônico (Figura 2) permite uma estimativa da porosidade da formação e a identificação de alguma zona de sobrepressão, com base no aumento repentino do gradiente de velocidade da formação. Determinou-se que essa seção de reservatório possui gradiente de pressão mais ou menos uniforme, comprovado por testes numéricos de interpolação que afastaram essa hipótese. O perfil sônico convencional é consideravelmente mais sensível a condições mecânicas e geométricas da aquisição e é mais ruidoso que os demais, limitando sua utilização e exigindo maior cautela em sua análise, mas demonstrou-se adequado para os objetivos deste trabalho.

O histograma de porosidade neutrônica (Figura 3A) apresenta uma única moda, com distribuição subnormal, não permitindo a distinção de populações subjacentes. Tal caráter

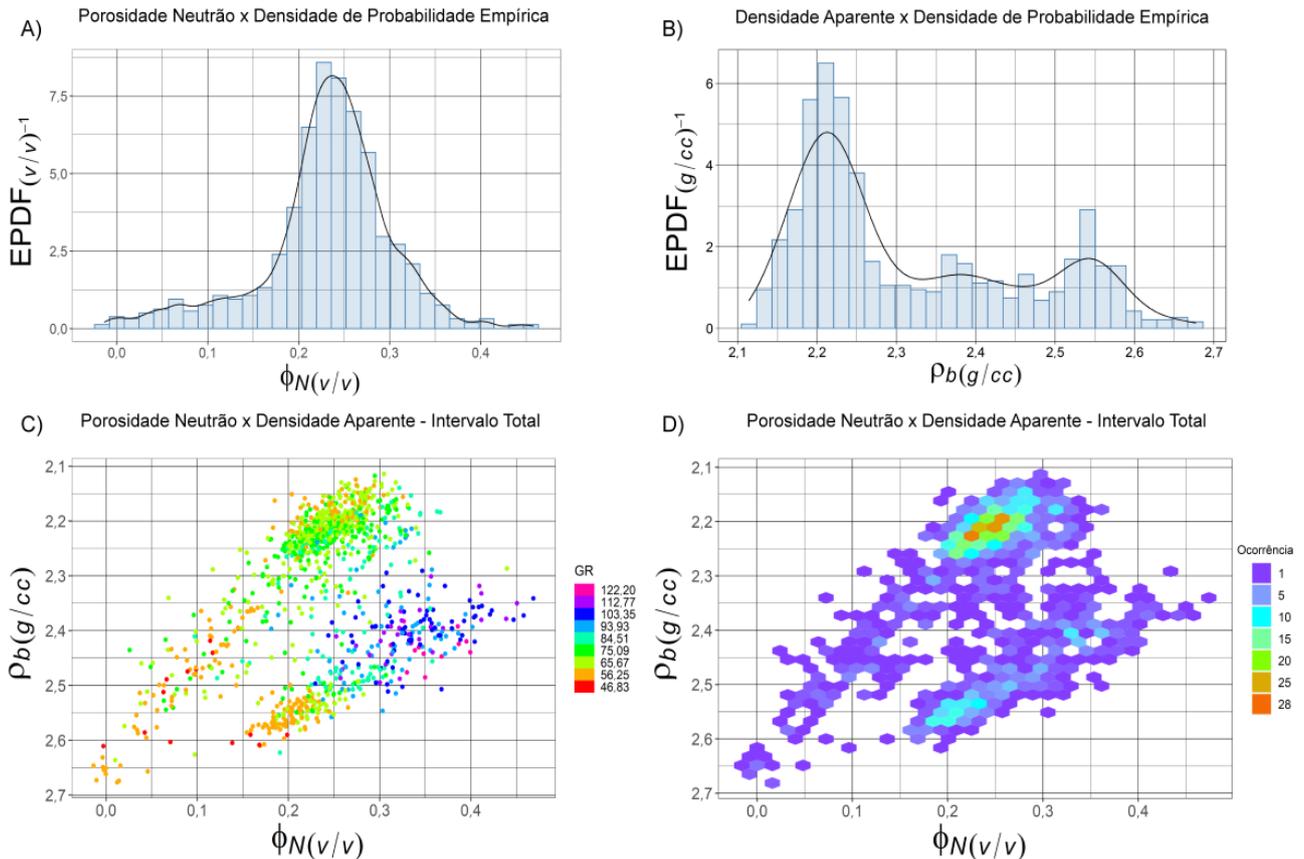


Figura 3. (A) Histograma do perfil de neutrões (B) Histograma da densidade (C) *Crossplot* do perfil de neutrão e de densidade (D) Histograma 2D.

deve-se à natureza da medida, que agrega indistintamente a porosidade intergranular dos arenitos e o efeito de água adsorvida e da hidroxila, tanto em arenitos argilosos quanto nos lamitos (argilitos, folhelhos e margas). Assim, faz-se necessário utilizar alguma outra variável que seja capaz de resolver essa ambiguidade. O histograma de densidade (Figura 3B) exibe, pelo menos, duas modas, uma com maiores frequências, que se refere aos arenitos, e outra devida aos lamitos. Flutuações entre essas duas quantidades centrais ocorrem em função da variabilidade composicional e conteúdo de argila. Em primeira aproximação, isto reflete a razoável estacionariedade do sinal para grandes comprimentos de onda, em termos da deposição dos turbiditos: assinaturas similares para cada conjunto, separadas por um contraste de propriedades petrofísicas das frações de lama no topo de uma parassequência, tornando-se mais arenosas na base da seguinte.

O *crossplot* (Figura 3C) revela a presença de pelo menos duas macrovariedades petrofísicas sobre o espaço ($\phi_N \times \rho_b$), concordante com o histograma de densidades, e de pelo menos três subvariedades relacionadas à variabilidade de medidas de GR. O espalhamento de medidas sobre a bisetriz deve-se ao aumento relativo de argila e da variação composicional na petrofábrica dos arenitos.

A análise bivariada utiliza um espaço de correlação em que as ênuclas (ϕ_{N_i}, ρ_i) ocupam *loci* preferenciais no hiperespaço de representação das medidas (Figura 3D), revelando com precisão as relações de intensidade entre dois canais. A volubilidade das medidas ocorre de maneira a flutuar em torno de centroides de mais alta frequência, cuja esperança de realização é o valor médio de cada uma das grandezas observadas. De fato, existem pelo menos dois lugares geométricos de realização, com maior frequência relativa, o que também corrobora o modelo causal adotado para os turbiditos.

O histograma de porosidade (Figura 4A) exibe assimetria à esquerda, provocada pela condição restritiva em que só rochas arenosas preenchidas por água salgada fossem levadas em conta ($DRDN < 0$). Existe alguma variabilidade sensível para valores de até 20% de porosidade, em função da composição e do arcabouço dos arenitos e de seu grau de argilosidade e cimentação. No entanto, aproximadamente 80% da potência do sinal concentra-se nas frequências que correspondem aos arenitos e que têm porosidades da ordem de 30%, o que é compatível com as maiores porosidades observadas para o campo de Albacora.

A análise do aquífero é importante, pois revela de maneira mais significativa a composição litológica do reservatório

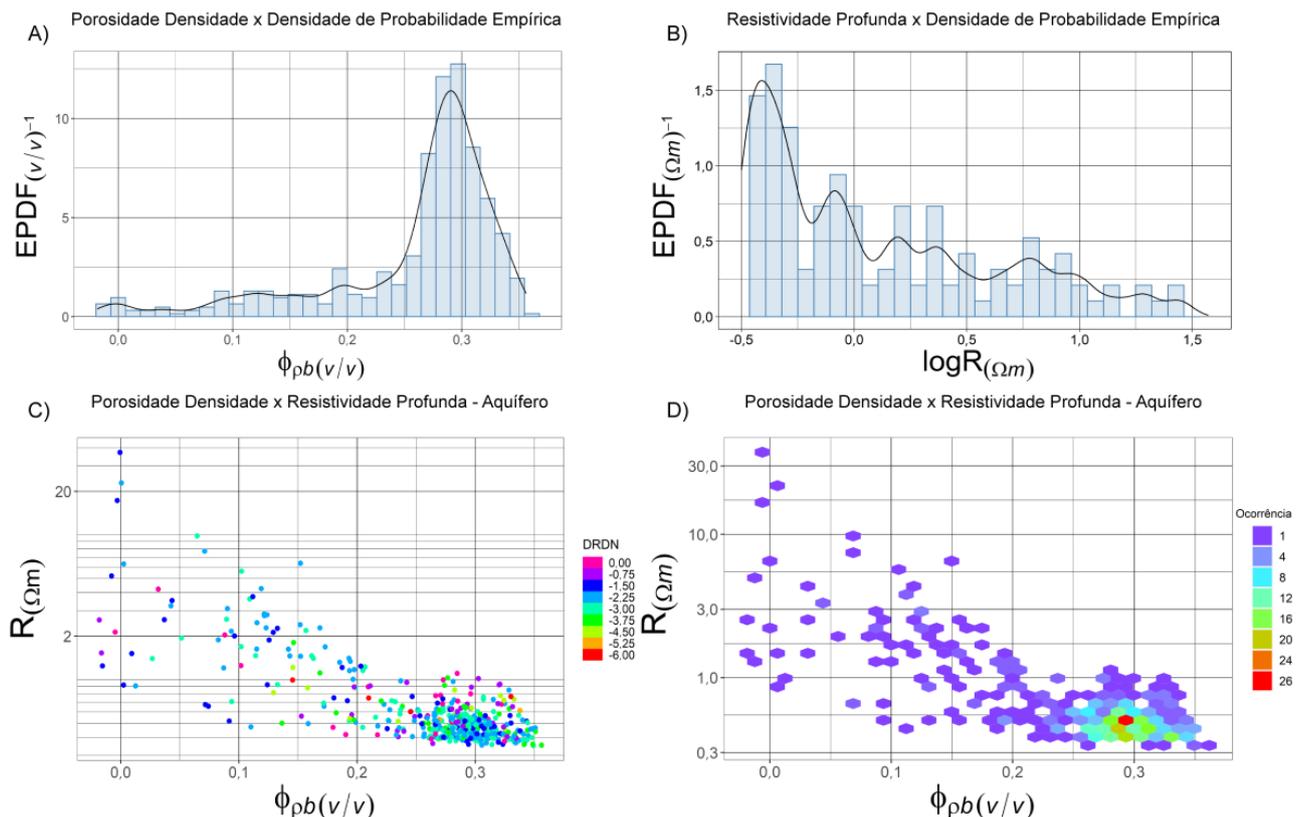


Figura 4. (A) Histograma da porosidade estimada com o perfil densidade (B) Histograma da resistividade profunda (C) *Crossplot* de porosidade e resistividade (D) Histograma 2D.

pela eliminação dos efeitos advindos da presença de fluido polifásico. Assim, o sinal é modulado somente pelos componentes de frequência que são atribuíveis ao arcabouço e composição da rocha e à água de poro. Para que se conseguisse mostrar a variabilidade das ordens de grandeza nas medidas, optou-se por exibir o logaritmo da medida registrada no eixo das abscissas (Figura 4B) e por uma função densidade de probabilidade com largura de banda ($h = 1/3$) sensível às nuances de transigência das componentes do sinal de resistividade profunda. As componentes de mais alta frequência acontecem nas resistividades da ordem de $0,3 \Omega \cdot m$, que correspondem a arenitos argilosos ou bastante porosos.

Resistividades superiores a $1 \Omega \cdot m$ são representativas de cimentação, com obturação quase completa do espaço poroso. Os principais fatores que influenciam a variância das medidas de resistividade no aquífero (Figuras 4C e 4D) são a petrofábrica, a matriz poliminerálica e com grau de seleção variável, que tende a produzir rochas com maior variedade da porosidade, e a argilosidade, pois a presença de minerais argilosos influencia tanto a porosidade quanto a resistividade em decorrência da condutividade eletrônica, além da tendência de conduzir a arranjos de poro mais complexos que afetam a porosidade e a permeabilidade. A resistividade varia segundo uma relação de potência para arenitos limpos cuja porosidade seja intergranular e de boa permeabilidade (Archie, 1942; Sundberg, 1980), e é grandemente afetada pelo aumento do volume relativo de argila. A tortuosidade, que concorre para o aumento da complexidade morfológica do arcabouço, também tem enorme influência sobre a resistividade, principalmente sobre a permeabilidade.

Para grandes valores de porosidade, a resposta do sinal é fortemente condicionada pela condução predominantemente eletrolítica, de maneira que se reduz o efeito da condutância das argilas e da tortuosidade na medida final das amplitudes de resistividade. Conquanto a porosidade caia, a influência de tortuosidade passa a ser relevante, considerando-se que nesse caso a condução se dará por condutância superficial, já que os eletrólitos precisam percorrer um percurso mais complexo.

Observa-se, grosso modo, um único centroide de mais alta frequência com baixas resistividades e altas porosidades (Figura 4D), como consequência de se tratar de uma realização geológica estável e mais ou menos autossimilar, que são os arenitos. Assim, é necessário estabelecer outra maneira de resolver as eventuais variações composicionais internas em virtude principalmente da variação da fonte de suprimento sedimentar, sabidamente conhecida nas bacias da margem leste brasileira.

Em se tratando de um reservatório de composição subarcosiana (Folk, 1980; Bjørlykke, 2015), ele possui níveis de argilosidade não negligenciáveis, com média de $V_{sh} = 18\%$ para os arenitos (rochas terciárias; Larionov, 1969), que compõem a maior parte do sinal (Figura 5A). O histograma

de DRDN exibe duas modas, com amplitudes máximas de frequência centradas em $-2,45$ (arenitos) e $2,86$ (não reservatórios). A argilosidade aumenta da esquerda para a direita, até a fronteira das rochas não reservatório ($DRDN > 0$) (Figura 5B). Não reservatórios com baixo valor de DRDN indicam a interferência causada pela presença de matriz não totalmente silicosa e a influência dos cimentos calcíferos.

Existem campos singulares, que refletem as faciologias preditas e que são razoavelmente estacionários, cuja coerência está suportada pela amplitude de densidades. A invasão mútua desses campos pelas medidas dá-se principalmente por excursão dos limites de resolução ferramental; ora da fronteira de matriz adotada para o modelo de rocha ($\rho_b = 2,65 \text{ g} \cdot \text{cm}^{-3}$), ora para a variedade composicional das rochas (argilosidade variável e cimentação).

Há um campo vago, para o qual o contexto geológico restringe a realização dessas propriedades petrofísicas. Há variabilidade composicional interna à classe de não reservatórios, ilustrada pela presença de finos de maior densidade (Figura 5C). Os mesmos dois principais lugares geométricos das frequências também estão delimitados pela fronteira discriminante de DRDN, no histograma 2D (Figura 5D).

A emissão radioativa (GR) e o tempo de trânsito (DT) também contêm informações importantes sobre a formação, mas ambos requerem maior cuidado quanto à manipulação. O perfil de GR convolve univocamente as respostas advindas de três variedades radioativas, sendo a mais representativa delas o isótopo de ^{40}K . O tempo de trânsito é influenciado pelas irregularidades da geometria da aquisição e pela rugosidade da parede do poço, principalmente. O histograma de GR exibe um comportamento que sugere a existência de duas populações distintas. O desvio do esperado ocorre tanto pela presença de argilominerais na matriz arenítica quanto pela presença de calcita na matriz silicosa dos argilitos. A maior potência do sinal provém de arenitos argilosos (Figura 6A).

A sensibilidade de DT apresenta-se em seu histograma pela observação de uma única moda, principalmente porque se limita à detecção de grandes intervalos genuinamente porosos com ou sem a presença de argila (Figura 6B).

O *crossplot* exibe com maior clareza as variedades litológicas compreendidas por essas duas variáveis com base nas densidades medidas (Figura 6C).

O histograma 2D confirma sobretudo a limitação experimental do perfil sônico, com uma única nuvem de frequências referentes aos arenitos. Folhelhos e outras litologias são notados unicamente pela compactação ou aumento de densidade, que acarreta uma redução do tempo de trânsito, em que pese o sinal não mostrar frequências que legitimem essas populações subjacentes (Figura 6D).

Cumprido então, uma vez constatada a consistência de análise, posto que a causalidade do sinal seja garantida pela inferência estatística, organizar essas propriedades de

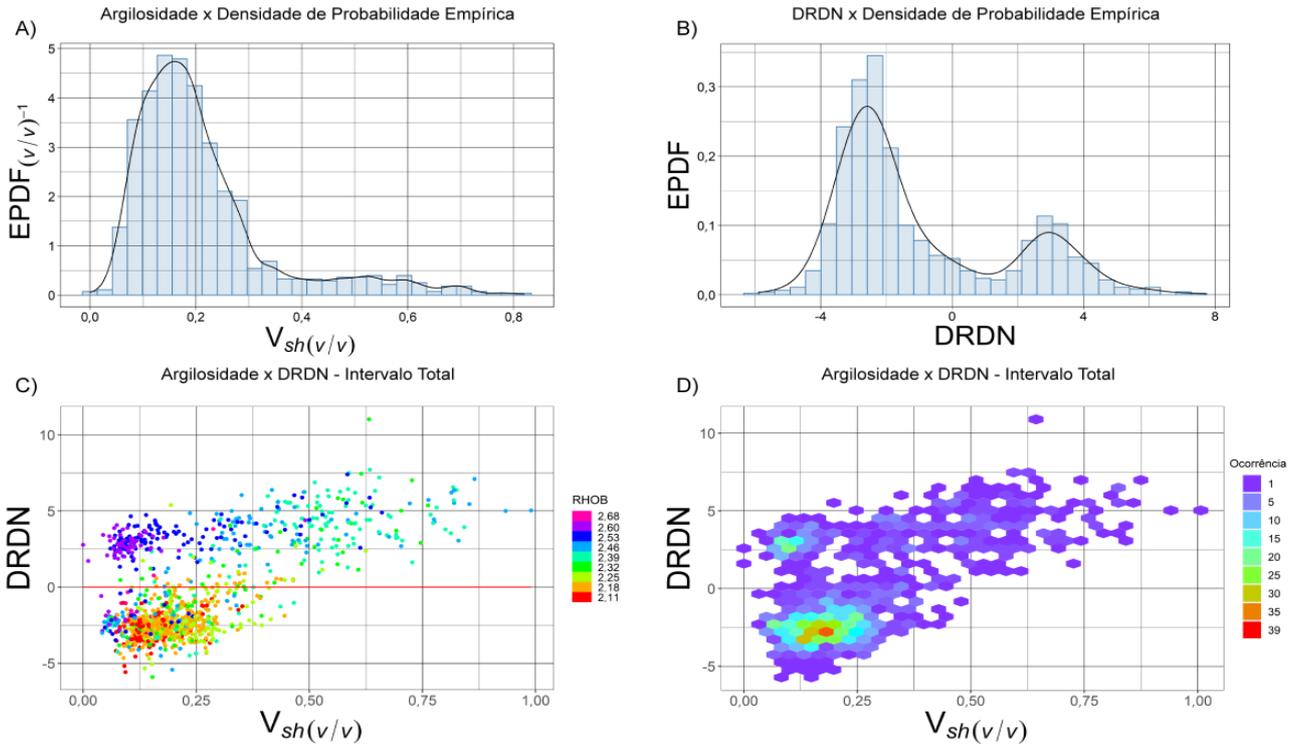


Figura 5. (A) Histograma da argilidade (B) Histograma de DRDN (C) *Crossplot* da argilidade e de DRDN (D) Histograma 2D. Observe-se a existência de campos delimitados para arenitos e não reservatórios por DRDN, com a argilidade aumentando em direção à origem.

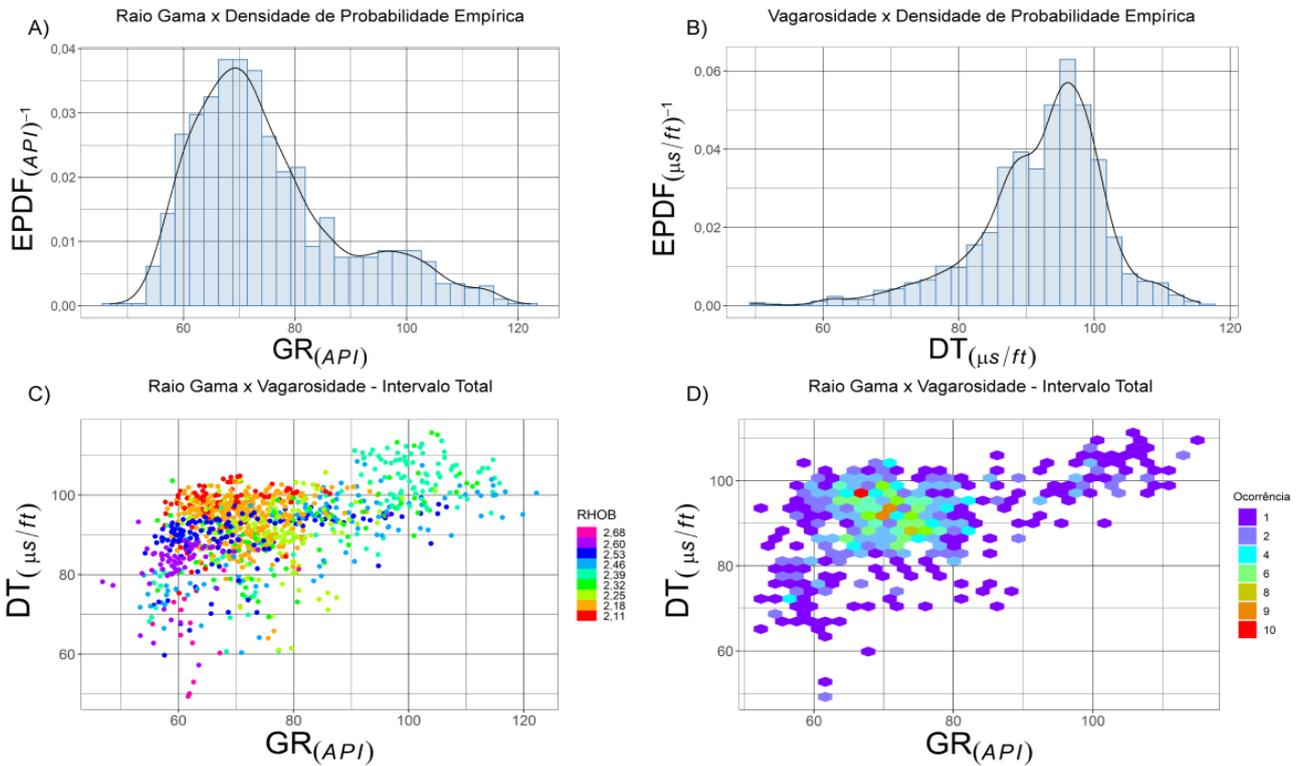


Figura 6. (A) Histograma de raio gama (B) Histograma do tempo de trânsito sônico (C) *Crossplot* de raio gama e tempo de trânsito sônico (D) Histograma 2D.

maneira que elas componham conjuntamente uma maneira de distinguir numericamente as variadas frequências amalgamadas no sinal.

Essa proposição é apoiada também em critérios práticos que contemplam o compromisso com a geologia da formação e as principais características do reservatório no pacote turbidítico, ao mesmo tempo em que se objetiva evitar a degradação da informação por opções inconvenientes, implícitas a qualquer processo de filtragem. O que limita essa classificação é puramente a consequência de escolhas que acomodem a ambos os critérios satisfatoriamente.

A aplicação de um fluxo de análise simples, mas suficientemente capaz de reconhecer e segregar variadas superposições de frequências, leva a um modelo em que as nuances vinculadas à predição geológica ficam muito mais evidentes.

A caracterização petrofísica torna-se mais precisa caso se disponha de informação de detalhe que ratifique o modelo preditivo, adequação denominada correlação rocha-perfil. No caso deste trabalho, foi utilizada a interpretação contida no perfil composto como uma restrição qualitativa de ratificação do modelo preditivo.

Eletrofácies e modelagem numérica

Eletrofácies (Serra e Abbott, 1980) são combinações de funções-resposta de perfis de poço que refletem as características litológicas (mineralogia e composição, bem como o conteúdo de fluidos), morfológicas, estruturais ou texturais (forma, tamanho e disposição dos grãos) de um determinado intervalo de rochas, sendo consideradas como *proxies* para litofácies pelos mesmos autores. Os métodos de classificação das suítes comerciais possuem pouca informação disponível sobre como as funções de eletrofácies funcionam, e o procedimento funciona como “caixas-pretas” (Davis, 2018). Quase todas as implementações comerciais aplicam uma combinação de análise componentes principais, análise de agrupamento e análise discriminante (Davis, 2018). Para essa classificação numérica, optou-se pela utilização da biblioteca de análise de agrupamentos. O R dispõe de uma ampla gama de métodos de agrupamento (método de partição, agrupamento hierárquico, agrupamento por lógica *fuzzy*, agrupamento baseado em densidade e agrupamento baseado em modelo). Optou-se pelo método de aprendizagem de máquina não supervisionado *K-means* (MacQueen, 1967), mais comumente utilizado, e que não se utiliza de uma variável-resposta para procurar relações entre as observações, orientado por uma parametrização. Assim, a proposição de eletrofácies obtida não se apoia em uma calibração rocha-perfil, mas somente em critérios empíricos aliados à informação de que se dispõe para o poço, principalmente diante do perfil litológico obtido. O algoritmo *K-means* segrega n observações em K grupos, de forma que cada observação n pertença ao grupo mais próximo da média local, o que resulta na partição do espaço em

polígonos de Voronoi. Este permite encontrar agrupamentos cuja extensão espacial convirja rapidamente para um *local optimum*, pela minimização da variância, calculada para normas euclidianas quadráticas. O algoritmo padrão no R é o algoritmo de Hartigan-Wong (1979), variação otimizada do primeiro autor, definida pela Equação 1:

$$SS_{within} = \sum_{k=1}^k W(C_k) = \sum_{k=1}^k \sum_{x_i \in C_k} (x_i - \bar{\mu}_k)^2 \quad (1)$$

Em que:

x_i : um ponto que pertence ao aglomerado C_k ;

$\bar{\mu}_k$: o valor médio atribuído ao aglomerado C_k .

Cada observação x_i é atribuída a um aglomerado dado, tal que a soma dos quadrados (SS) da distância da observação ao centroide atribuído a $\bar{\mu}_k$ seja mínima. Embora a proposição de eletrofácies não disponha de uma função de predição, que é calibrada por uma boa correlação rocha-perfil e pela análise de testemunhos ou *plugs* para uma resposta específica de uma litofácies, o modelo-produto é consistente com a geologia do reservatório (Figura 7).

A composição do pacote turbidítico pode ser descrita numericamente com boa similaridade. Invasões dos campos ocorrem em função da limitação das ferramentas (complexidade dos materiais reais *versus* calibração e resolução espacial) e da amplitude do raio de busca. Os arenitos cimentados, por exemplo, não são bem reconhecidos autenticamente, sendo classificados como arenitos limpos, e existem, pelo menos, duas populações de arenitos argilosos.

A medida geofísica é, toda ela, produto de filtragem ou convolução. A convolução é o operador linear que, com o uso de duas funções, resulta numa terceira que mensura a soma do produto das duas funções ao longo da região subentendida pela superposição delas em função do deslocamento relativo entre ambas (Smith, 1999). Amostragens de uma janela distinta de um número inteiro de períodos do sinal (presumido periódico) resultarão no aparecimento de descontinuidades, que geram componentes espúrias de alta frequência no sinal medido, o vazamento de frequências. Uma possibilidade de solução é encontrar raios de convergência cujas aproximações sucessivas sejam capazes de identificar com mais precisão as características petrofísicas de outras assinaturas de rochas e que, ao mesmo tempo, mantenham o compromisso com a informação geológica. Ainda, há que se considerar que a ampliação do fluxo de trabalho aqui proposto para um conjunto maior de poços pode melhorar a representatividade e a descrição estatística das classes com menores frequências, basicamente pelo incremento no número total de amostras.

Uma maneira de superar essa limitação é recorrer à estatística não paramétrica, utilizando funções núcleo que sejam capazes de estimar as densidades de probabilidade

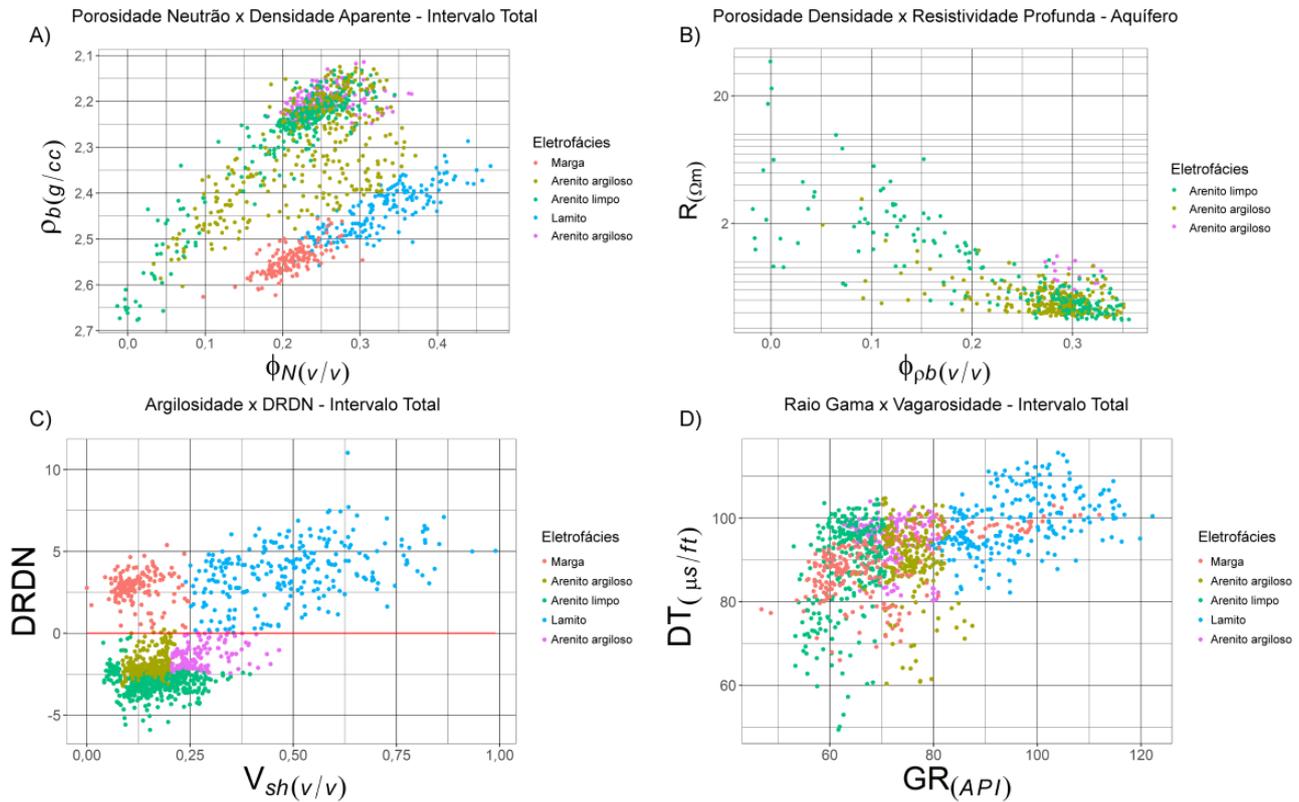


Figura 7. Modelo de eletrofácies propostas para o poço em estudo.

das componentes do sinal, decompondo-o em frequências que possuam uma largura de banda compatível com a geologia de reservatório, e que será objeto de trabalho futuro.

CONCLUSÕES

A plataforma R, de uso livre, mostra-se uma eficaz ferramenta para a tarefa de avaliação de formação. A utilização de estatística paramétrica valoriza a informação dos perfis de poço, porquanto estes fornecem a informação geológica de detalhe, forte condicionante da estratégia exploratória e de desenvolvimento do campo. A integração das informações de poço e da geologia compõe um arcabouço robusto de exploração e gerenciamento, pois a informação petrofísica serve de entrada para outras tarefas multidisciplinares: melhoramento do modelo de macroescala (sísmica e geofísica de reservatório) e de engenharia de reservatório (transferência de escala e modelagem de fluxo).

A execução do trabalho por partes facilita grandemente o ordenamento e controle necessários ao tratamento da informação: a geração dos painéis de apresentação dos perfis geofísicos, passo inicial tomado na inspeção dos dados, permite uma avaliação qualitativa bastante segura. A utilização da densidade de probabilidade (por kernel) permite

deprender estruturas legítimas vinculadas ao sinal por meio de uma assinatura característica honrada pela causalidade geológica e que está suportada também pela estatística descritiva, em que se demonstra de que modo a opção por parâmetros inadequados de filtragem afeta os perfis. Logrou-se a caracterização de alguns agrupamentos de propriedades que, por meio de uma boa parametrização de eletrofácies, permitiu a identificação de aglomerados que se relacionam a objetos geológicos específicos.

A utilização de histogramas 1D como primeiro procedimento de ensaio numérico permite inferir esses parâmetros e as características das populações analisadas com grande clareza. Gráficos de dispersão (*crossplots*) e histogramas 2D permitem o descortino das correlações entre as propriedades físicas e de intensidade dessas correlações nesse espaço de representação e do qual se infere o reconhecimento de padrões dessas distribuições. A integração da coesa gama de informações anteriores, concatenada a critérios práticos geológicos (ambiente deposicional, associação de fácies e estratigrafia) suportam um modelo de eletrofácies compatível. O fluxo de análise elaborado pode, ainda, ser aplicado a outros cenários nas geociências e ciências de dados.

Por fim, cabe destacar que o dado de poço é uma informação intrinsecamente viciada, pois a amostragem propiciada pelos poços concentra-se nas áreas com maior potencial

explotatório, e, sob este ponto de vista, impõe limitações operacionais e analíticas, uma vez que a desejada aleatoriedade que enriquece o estudo estatístico é bastante prejudicada, exigindo a adequada diligência no tratamento de dados.

Algumas limitações encontradas serão tratadas em trabalhos futuros, buscando aprimorar operadores mais robustos para decompor o sinal em frequências compatíveis a um detalhamento das classes do reservatório. O poço utilizado, com cerca de 1.125 amostras, constitui uma base de dados suficiente para as análises deste estudo de caso, como foi demonstrado. No entanto, depreender estruturas das funções de densidade de probabilidade para o caso de populações subamostradas é também uma dificuldade encontrada, tanto pela ausência quanto pelo eventual deslocamento do centro de massa, que assinala a função característica desses objetos, consequência direta de sua exígua variabilidade amostral. As estruturas estatísticas e a variabilidade das classes principais estão adequadamente amostradas, mas as classes com menor representação amostral não propiciam o mesmo desempenho das ferramentas aplicadas. Assim, a ampliação dessa rotina a um número maior de poços, preservando o intervalo estratigráfico analisado e, conseqüentemente, aumentando o número total de amostras geneticamente relacionadas, tem potencial de aprimorar a descrição estatística e a segregação em classes para tais casos.

AGRADECIMENTOS

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior — CAPES (Processo 88882.456619/2019-01, bolsa de mestrado concedida ao primeiro autor) e à Universidade Federal Fluminense (UFF) todas as contribuições para este estudo. Aos revisores da *Revista Geologia USP*. Série Científica, pelas recomendações ao manuscrito, e também aos membros da banca avaliadora da Dissertação de Mestrado, produto deste projeto de pesquisa, professores Abel Carrasquilla, Alfredo Carrasco, Alexandre Borges e Éverton Frigo, pelo valoroso escrutínio.

REFERÊNCIAS

- Archie, G. E. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 146(1), 54-62. <https://doi.org/10.2118/942054-G>
- Arienti, L. M., Backhauser, Y., Abreu, C. J., Cândido, A. (1995). Estratigrafia e modelo deposicional do Arenito Namorado no Campo de Albacora, Bacia de Campos. *Boletim de Geociências Petrobras*, 9(2), 249-263.
- Bjørlykke, K. (2015). Petroleum geoscience: from sedimentary environments to rock physics. In: K. Bjørlykke, J. Jahren (Eds.), *Sandstones and Sandstone Reservoirs*, 4, 113-140. 2. ed. Berlin: Springer, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-34132-8_4
- Bouma, A. H. (1962). *Sedimentology of some Flysch deposits: A graphic approach to facies interpretation*. Amsterdam: Elsevier Publications.
- Bruhn, C. H. L., Barroso, A. S., Lopes, M. R. F., Sarzenski, D. J., Abreu, C. J., Silva, C. M. A. (1998). High-resolution Stratigraphy and Reservoir Heterogeneities of Upper Albian Turbidite Reservoirs of Albacora Field, Campos Basin, Offshore Brazil. In: *AAPG Annual Convention, AAPG*, Salt Lake City, Utah.
- Bruhn, C. H. L., Gomes, J. A. T., Jr., C. D. L., Johann, P. R. S. (2003). Campos Basin: Reservoir Characterization and Management – Historical Review and Future Challenges. *Offshore Technology Conference*. Houston, Texas. <https://doi.org/10.4043/15220-MS>
- Cândido, A. (1991). Campo de Albacora: geometria dos reservatórios oligocênicos. *Encontro Técnico Interdepartamental sobre exploração em águas profundas*. Rio de Janeiro: Petrobras, 3, 57-61.
- Cosentino, L. (2001). *Integrated Reservoir Studies*. Paris: Editions Technip.
- Darling, T. (2005). *Well logging and formation evaluation*. Gulf Professional Publishing, Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7883-4.X5000-1>
- Davis, J. C. (2018). Electrofacies in Reservoir Characterization. In: B. S. D. Sagar, Q. Cheng, F. Agterberg (Eds.), *Handbook of Mathematical Geosciences – Fifth Years of IAMG*, 11, 211-223. Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-319-78999-6_11
- De Gasperi, E., Catuneanu, O. (2014). Sequence stratigraphy of the Eocene turbidite reservoirs in Albacora field, Campos Basin, offshore Brazil. *AAPG Bulletin*, 98(2), 279-313. <https://doi.org/10.1306/07031312117>
- Doll, H. G. (1951). The Laterolog: a new resistivity logging method with electrodes using an automatic focusing system. *Journal of Petroleum Technology*, 3(11), 305-316. <https://doi.org/10.2118/951305-G>
- Ellis, D. V., Singer, J. M. (2007). *Well logging for earth scientists*. 2nd ed. Holanda: Springer Dordrecht. <https://doi.org/10.1007/978-1-4020-4602-5>

- Emery, D., Myers, K. J. (1996). *Sequence Stratigraphy*. Wiley-Blackwell.
- Folk, R. L. (1980). *Petrology of sedimentary rocks*. 2nd ed. Austin: Hemphill Publishing Co.
- Guimarães, M. S. B., Denicol, P. S., Gomes, R. M. R. (2008). Avaliação e caracterização de reservatórios laminados: comparação entre as ferramentas convencionais e o perfil de indução multicomponente. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(Supl. 1), 188-206.
- Hartigan, J. A., Wong, M. A. (1979). A K-Means Clustering Algorithm. *Applied Statistics*, 28(1), 100-108. <https://doi.org/10.2307/2346830>
- Hartmann, D., Beaumont, E. A. (1999). Predicting reservoir system quality and performance. In: E. A. Beaumont, N. Foster (Eds.), *Treatise of Petroleum Geology: Handbook of Petroleum Geology – Exploring for Oil and Gas Traps*, 9, 4-125. AAPG. <https://doi.org/10.1306/TrHbk624C9>
- Kassambara, A. (2020). *Ggpubr: 'ggplot2' Based Publication Ready Plots*. R package version 0.4.0. Disponível em: <https://CRAN.R-project.org/package=ggpubr>. Acesso em: 17 maio 2022.
- Larionov, V. V. (1969). Bore Holes Radiometry Moscow, U.S.S.R. In: M. R. L. Nedra, W. P. Biggs (Eds.). Using Log-Derived Values of Water Saturation and Porosity. *Trans. SPWLA Annual Logging Symposium*, 10-26.
- MacQueen, J. (1967). Some methods for classification and analysis of multivariate observations. In: *Proceedings of 5th Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*, 281-297. Los Angeles: University of California Press.
- Maechler, M., Rousseeuw, P., Struyf, A., Hubert, M., Hornik, K. (2021). *Cluster: Cluster Analysis Basics and Extensions*. R package version 2.1.2. Disponível em: <https://CRAN.R-project.org/package=cluster>. Acesso em: 17 maio 2022.
- Minty, B. R. S. (1997). Fundamentals of Airborne Gamma-Ray Spectrometry. *AGSO Journal of Australian Geology and Geophysics*, 17(2), 39-50.
- Mutti, E., Davoli, G. (1992). *Turbidite Sandstones*. Milão: Istituto di Geologia, Università di Parma.
- Mutti, E., Ricci Lucci, F. (1975). Turbidite facies and facies associations. In: Examples of turbidite facies and associations from selected formations of the northern Apennines. *IX International Congress of Sedimentology*, Field Trip A-11, 21-36.
- Pickett, G. R. (1973). Pattern recognition as a means of formation evaluation. *The Log Analyst*, 14(4), 3-11.
- R Core Team. (2021). *R: A language and environment for statistical computing*. Viena: R Foundation for Statistical Computing. Disponível em: <https://www.R-project.org/>. Acesso em: 23 jun. 2021.
- Reading, H. G. (1996). *Sedimentary environments: processes, facies and stratigraphy*. Wiley-Blackwell.
- RStudio Team. (2021). *RStudio: Integrated Development Environment for R*. Boston: RStudio, PBC. Disponível em: <https://www.rstudio.com/>. Acesso em: 7 jun. 2021.
- Serra, O. (1984). *Fundamentals of well-log interpretation*. Developments in Petroleum Science, 15-A. Elsevier, Elf Aquitaine.
- Serra, O. (2007). *Well logging and reservoir evaluation*. Paris: Editions Technips.
- Serra, O., Abbott, H. T. (1980). The contribution of well logging data to sedimentology and stratigraphy. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 22(1), 117-131. <https://doi.org/10.2118/9270-PA>
- Silva, A., Protázio, J. M. B., Remacre, A. Z. (2003). Análise wavelet aplicada na mudança de escala em perfis geofísicos do Campo de Namorado. *Revista Brasileira de Geociências*, 33(2), 121-126.
- Smith, S. W. (1999). The Scientist & Engineer's Guide to Digital Processing. *Convolution*, 6, 107-122.
- Souza Cruz, C. E. (1995). *Estratigrafia e sedimentação de águas profundas do Neogeno da bacia de Campos, Estado do Rio de Janeiro*. Tese (Doutorado). Porto Alegre: Departamento de Paleontologia e Estratigrafia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Souza Jr., O. G. (1997). *Stratigraphie Séquentielle et Modélisation Probabiliste des Réservoirs d'un Cône Sous-marin Profond (Champ de Namorado, Brésil) – Intégration des Données Géologiques et Géophysiques*. Tese (Doutorado). Paris: Université Paris 6.
- Sundberg, K. (1980). Effect of impregnating water on electric conductivity of soils and rocks. *The Log Analyst*, (21).

Tiab, D., Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf Professional Publishing, Elsevier.

Tigre, C. A., Corá, C. A. G., Cândido, A. (1990). Campo de petróleo em águas profundas da costa brasileira - privilégio da Bacia de Campos? *Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório*, 4, 478-489. Rio de Janeiro: Petrobras.

Walker, R. G. (1986). *Facies Models*. 2nd ed. Geological Association of Canada Publications, Business and Economic Service.

Wickham, H. (2016). *ggplot 2: Elegant Graphics for Data Analysis*. 2nd ed. Nova York: Springer.

Wickham, H., Hester, J., Bryan, J. (2022). *readr: Read Rectangular Text Data*. Disponível em: <https://github.com/tidyverse/readr>. Acesso em: 22 maio 2022.

Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., Gardner, G. H. F. (1958). An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. *Geophysics*, 23(2), 459-493. <https://doi.org/10.1190/1.1438493>