

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
DINÂMICA DOS OCEANOS E DA TERRA



SAULO APARECIDO DA SILVA CORRÊA

**AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO NUM SISTEMA TURBIDÍTICO DO  
CAMPO DE ALBACORA: UMA ABORDAGEM ESTATÍSTICA  
UTILIZANDO R**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Niterói, RJ  
2021**

SAULO APARECIDO DA SILVA CORRÊA

**AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO NUM SISTEMA TURBIDÍTICO DO  
CAMPO DE ALBACORA: UMA ABORDAGEM ESTATÍSTICA  
UTILIZANDO R**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Geologia e Geofísica.

**Orientador**

André Luiz Ferrari

**Coorientador**

Adalberto da Silva

**Niterói, RJ  
2021**

SAULO APARECIDO DA SILVA CORRÊA

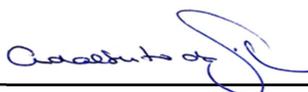
**AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO NUM SISTEMA TURBIDÍTICO DO CAMPO DE  
ALBACORA: UMA ABORDAGEM ESTATÍSTICA UTILIZANDO R**

Aprovada em 10/12/2021 pela banca examinadora abaixo:



---

**Prof. Dr. André Luiz Ferrari (Orientador)**  
LAGEMAR/ DOT/ UFF



---

**Prof. Dr. Adalberto da Silva (Coorientador)**  
LAGEMAR/ UFF



---

**Prof. Dr. Antonio Abel González Carrasquilla (Membro Externo)**  
LENEP/ UENF



---

**Prof. Dr. Alexandre Motta Borges (Membro Interno)**  
LAGEMAR/ UFF



---

**Prof. Dr. Alfredo Moisés Vallejos Carrasco (Membro Interno)**  
Depto de Eng. Química e Petróleo/ UFF



---

**Prof. Dr. Éverton Frigo (Membro Externo)**  
UNIPAMPA

S586a Silva Corrêa, Saulo Aparecido da  
Avaliação de Formação num Sistema Turbidítico do Campo  
de Albacora: Uma Abordagem Estatística Utilizando R / Saulo  
Aparecido da Silva Corrêa ; André Luiz Ferrari, orientador ;  
Adalberto da Silva, coorientador. Niterói, 2021.  
38 f.

Dissertação (Mestrado)-Universidade Federal Fluminense,  
Niterói, 2021.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2021.m.39543101809>

1. Avaliação de Formação. 2. Campo de Albacora. 3.  
Estatística Paramétrica. 4. *Recognition Patterns*. 5. Produção  
intelectual. I. Ferrari, André Luiz, orientador.  
II. Silva, Adalberto da, coorientador. III. Universidade Federal  
Fluminense. Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD -

*Dedicatória*

*Esta dissertação é dedicada aos meus pais Mauricélia e Adilson que sempre me amaram incondicionalmente. À minha amada avó, a velha Áurea e ao meu amado irmão Samuel, meu eterno agradecimento.*

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de expressar o meus mais sinceros agradecimentos a todas as pessoas que realmente puderam contribuir, cada uma a seu modo, durante as diferentes etapas desde o início até o fim desta Dissertação.

Início por minha família que esteve ao meu lado em todos os momentos, em especial ao meu irmão, Samuel, pelo amor e apoio incondicionais, pelas calorosas alterações que em muito contribuíram para o trabalho e pelo valoroso auxílio prestado em seu desenvolvimento e preparo.

Ao meu orientador, Professor André Luiz Ferrari, pelo suporte e generosidade de receber-me como seu aluno junto a este programa de pós-graduação.

Ao meu coorientador e amigo, Professor Adalberto da Silva, pela valiosa orientação no desenvolvimento deste trabalho e pelo permanente estímulo e amizade, pelas prestimosas discussões e horas a fio “perdidas” conversando e me ensinando geofísica de poços, e sem os quais eu hoje não seria um petrofísico melhor e não teria uma visão científica e formação que foram em muito, ampliadas.

Ao geólogo e amigo Vinícius Luiz da Silva, pelas recomendações e discussões ricas em Geologia, principalmente acerca da Bacia de Campos, em particular dos objetos de estudo deste trabalho.

Agradeço à CAPES pela bolsa de Mestrado (88882.456619/2019-01) concedida como recurso de suporte e manutenção na pós-graduação e que em muito foi útil para a realização do labor.

Gostaria de agradecer aos meus colegas de pós-graduação pelo companheirismo ao longo desses dois anos, em especial aos amigos de laboratório, Ammir Karsou, Ana G. L. Schanzembach, Eloíse Policarpo, Flávio Costa de Mesquita, Flávio Zaborne Oliver, Guilherme Lenz, Igor Lima, Roberto Miyamoto Pessoa, Ruann Mendanha e Tuany Fatah.

E por último, agradeço ao Laboratório de Geologia Marinha (LAGEMAR) do Departamento de Geologia e Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal Fluminense, e os seus professores que oferecem uma boa infraestrutura de apoio aos estudantes de pós-graduação.

*“Em toda a geofísica provavelmente não há outra lei de clareza e confiabilidade como esta - que existem dois níveis preferenciais para a superfície do mundo que ocorrem em alternância lado a lado e são representados pelos continentes e o fundo do oceano, respectivamente. Portanto, é muito surpreendente que quase ninguém tenha tentado explicar essa lei.”*

*Alfred Wegener*

## RESUMO

A perfilagem de poços é basicamente um conjunto de medições geofísicas executadas em poço aberto ou revestidos que fornece informações essenciais sobre as propriedades das formações geológicas em subsuperfície que modulam o sinal geofísico e que são essenciais à exploração e à produção de importantes recursos minerais. Como um método geofísico propriamente dito, este conjunto de técnicas se desenvolveu na indústria do petróleo e se constitui na base principal da avaliação de formação, a ferramenta básica para a caracterização de rochas e sua viabilidade exploratória, visto que fornece as melhores relações causais entre as medidas geofísicas e as propriedades geológicas e petrofísicas das rochas. No fluxo ordinário da indústria, a prática comum é a aplicação de suítes de programas comerciais para realizar tal tarefa. Neste trabalho, propomos uma alternativa usando uma plataforma livre (*R* e *RStudio*), em que o fluxo de avaliação é completamente transparente, reproduzível e facilmente documentado pelo analista de perfis. Tendo em conta a ciclicidade e autossimilaridade típica dos turbiditos, pela presença de espessos pacotes arenosos de boa porosidade intercalados a folhelhos distais, aplicou-se esta rotina a um poço típico do reservatório de Albacora, apropriando-se da relativa estacionariedade destes depósitos sedimentares para grandes comprimentos de onda, a despeito do conteúdo de transientes em virtude das laminações ao nível de parassequências. Tais características petrofísicas incorporadas no sinal geofísico são fundamentais para o fluxo de processamento.

Este trabalho apresenta um fluxo analítico robusto e consistente usando exclusivamente ferramentas e linguagem de domínio livre, adaptável a outros cenários geológicos e distintos trabalhos de equipe além de total e facilmente documentável como uma poderosa alternativa às suítes proprietárias. Como principal resultado, demonstra-se que, tendo por base a estatística descritiva, este fluxo é uma ferramenta auxiliar sólida para a avaliação de formação, em que os experimentos de parametrização por densidade de probabilidade, histogramas 1D, 2D e diagramas de dispersão (*cross plots*) concorrem para o reconhecimento de padrões consistentes e que geram um modelo numérico realístico de eletrofácies para o reservatório, com variabilidade litológica adequada à escala da análise de inferência e à geologia.

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

## ABSTRACT

Well logging is basically a set of geophysical measurements performed in open or cased hole environment that provides essential information about the properties of subsurface geological formations that modulate the geophysical signal and are therefore essential to exploration and exploitation of important mineral resources. As a geophysical method, this methodology was developed in the oil industry and constitutes the main basis of formation evaluation, the most significant tool for rock characterization and its exploitation viability since it provides the best causal relationships between geophysical measurements and the geological background and petrophysical properties of rocks. In the routine flow of the oil industry, it is a common practice applying commercial software suites to accomplish this task. In this work, we propose an alternative workflow using a free platform (R and RStudio), in which the evaluation flow is completely transparent, reproducible and easily documented by the analyst. Taking into account the cyclic behavior and typical self-similarity of turbidites, as represented by the presence of thick porous sandstone beds interbedded with distal impervious shales, the routine was applied to a typical well of the Albacora reservoir, taking into account the relative stationary behavior of these sedimentary deposits for large wavelengths, despite the transient content due to laminations at the parasequence level. Such petrophysical characteristics that modulate and modify the geophysical signal are fundamental to the processing flow.

This work presents a robust and consistent analytical flow using exclusively free domain computer language and associated tools, adaptable to other geological scenarios or different teamwork. In addition, this brings a fully and easily documented environment that is a powerful alternative to proprietary suites. As the main result, it is demonstrated that, based on descriptive statistics, this flow is a solid analysis tool for the formation evaluation, in which the probability density experimental parameterization, 1D, 2D histograms and cross plots contribute to the recognition of consistent patterns that generate a realistic numerical electrofacies model for the reservoir that honors the lithological variability in a proper scale both in terms of the inference analysis and the geological features.

**Keywords:** Formation evaluation; Open source software; RStudio; Albacora Reservoir.

## Sumário

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>5</b>
<b>1.1 INTRODUÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA .....</b>	<b>5</b>
<b>2. GEOLOGIA DO CAMPO DE ALBACORA .....</b>	<b>6</b>
<b>3. METODOLOGIA .....</b>	<b>7</b>
<b>4. DISCUSSÕES E RESULTADOS .....</b>	<b>10</b>
<b>5. ARTIGO CIENTÍFICO SUBMETIDO .....</b>	<b>20</b>
<b>6. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>35</b>
<b>7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>37</b>

## ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

### ***Sobre a estrutura desta dissertação:***

Esta dissertação de mestrado está centrada no artigo científico intitulado “**Avaliação de formação num sistema turbidítico do Campo de Albacora: uma abordagem estatística utilizando R**”, submetido à Revista *Geologia USP: Série Científica* em Setembro de 2021 e consta como se dispõe a seguir:

Capítulo 1 (Introdução): Apresenta a introdução sobre o tema central da pesquisa de mestrado, bem como os objetivos do trabalho e suas implicações frente ao problema tratado;

Capítulo 2 (Geologia do Campo de Albacora): Apresenta o contexto geológico do Campo de Albacora, as principais unidades estratigráficas e as características faciológicas atinentes aos reservatórios discutidos nesta monografia;

Capítulo 3 (Metodologia): Descreve a metodologia de desenvolvimento para o escopo de análise e processamento de dados adotado;

Capítulo 4 (Discussões e Resultados): Discorre, de maneira sucinta, sobre parte dos resultados obtidos neste trabalho;

Capítulo 5 (Artigo Científico): contém o artigo, produto de desenvolvimento de pesquisa junto este programa de pós-graduação. Está escrito em língua portuguesa e estruturado como a seguir: Abstract/ Resumo, Introdução, Contexto Geológico do Campo de Albacora, Modelo de Rocha e Medidas em Perfilagem de Poço, Método, Resultados e Discussões, Conclusões, Agradecimentos e Referências.

Capítulo 6 (Considerações Finais): Contém as recomendações finais e de prosseguimento do trabalho.

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 introdução e caracterização do problema

Perfilagem de poços é o conjunto de procedimentos aplicados para registrar as propriedades das formações geológicas atravessadas por uma perfuração. Pode-se basear tanto em inspeção visual do material amostrado em subsuperfície como fragmentos de calha e testemunhagem (amostragem geológica), quanto na realização de medidas de propriedades físicas utilizando instrumentos ou sondas descidos no poço (amostragem geofísica) (RIDER, 1996). Alguns registros geofísicos podem ser feitos durante qualquer etapa de desenvolvimento de um poço: perfuração, completação e abandono. A perfilagem pode ser aplicada a uma gama de objetivos exploratórios distintos — petróleo, água subterrânea, mineração e geotermia, além de geologia ambiental e geotecnia — mas cuja finalidade é basicamente a mesma: fornecer informação sobre a subsuperfície (ABZALOV, 2016; DARLING, 2005; HISCOCK E BENCE, 2014; KELLER, 2010; WALTHAM, 2009).

As companhias de serviços da área utilizam normalmente a perfilagem a cabo (*wireline*)<sup>1</sup> para obter este registro contínuo das propriedades físicas de rocha e tais medidas são referidas à profundidade real ao longo do poço. A análise deste tipo de perfilagem é utilizada para a inferência de outras propriedades, principalmente a saturação de hidrocarbonetos e pressão de formação, de maneira a auxiliar nas decisões de perfuração e produção. Outras categorias de perfilagem podem ser realizadas dependendo das condições operacionais e são comumente integradas a essa, em que pese diferirem em suas particularidades de aquisição, as mais usuais, *mud logging* e *logging while drilling*. (BOLT, 2012; HILCHIE, 1990)

Avaliação de Formação é o conjunto de ações que reúne e integra a informação dos perfis de poços de maneira que elas componham um arcabouço consistente de exploração, produção e de gerenciamento (XU *et al.*, 2019). A finalidade da avaliação de poços é passar da inferência numérica, enquanto plausibilidade, à aproximação de um modelo que contemple as reais capacidades de produção e desempenho do campo (PICKETT, 1973). De maneira mais restrita, entendida como a “tarefa de reconhecimento de comercialidade de um poço, quando se perfura um”.

---

<sup>1</sup> Levantamento e análise de dados geofísicos realizados através de aparato ferramental cabeado, em função da profundidade. Serviços correlatos também são fornecidos durante a perfilagem.

Para realizar esta tarefa exploratória, a indústria de petróleo se utiliza de suítes comerciais estabelecidas, fornecidas por desenvolvedores de *software* e companhias de serviço. A interpretação e modelagem de subsuperfície são, em muito, pautadas pela competência e experiência do analista de perfis, mas que podem ser prejudicadas em grande medida nos casos em que se requeira um ajuste fino, posto que a avaliação de poços é essencialmente empírica (ELLIS e SINGER, 2008) e deve ser adaptada frequentemente às condições específicas de cada área. Infelizmente, a documentação relativa a tais funções usualmente é escassa. Os procedimentos são aplicados como caixas pretas: o fluxo de processamento e análise não é transparente, com total supervisão e participação do intérprete, ou não permite sua intervenção no nível mais baixo de programação, quase sempre não documentável ou reproduzível.

Este trabalho propõe a utilização de uma linguagem e um ambiente de desenvolvimento integrado (IDE, na sigla em inglês) de código aberto – R e RStudio (RCORE TEAM, 2021; RSTUDIO TEAM, 2021) – para o desenvolvimento de um fluxo analítico robusto e consistente, apoiado principalmente em critérios empíricos e estatística paramétrica, aplicados a um poço-exemplo do reservatório turbidítico do Campo de Albacora, importante jazida de petróleo da Bacia de Campos. Para esta tarefa, utilizam-se exclusivamente ferramentas livres que podem ser muito facilmente adaptadas a outros cenários e trabalhos multidisciplinares, mostrando-se uma alternativa poderosa aos programas proprietários ou comerciais.

## **2. GEOLOGIA DO CAMPO DE ALBACORA**

O Campo de Albacora, descoberto em 1984, está localizado na borda da Plataforma Continental a cerca de 110 km do Cabo de São Tomé sob lâminas d'água de 100 m a 1.050 m, com volumes de óleo *in place* da ordem de 4,835 bilhão (bbl, 27° API) e de 111,335 bilhão de m<sup>3</sup> de gás (ANP, 2018).

Os horizontes produtores vão do Albiano até o Óligo-Mioceno, com sistemas independentes de falhas que afetam ora apenas o cretáceo, ora do cretáceo ao terciário, provocados por tectônica halocinética e cuja paleotopografia de calhas definiu sítios para a deposição de turbiditos (CÂNDIDO E CORÁ, 1990). Os níveis estratigráficos relevantes à discussão deste trabalho compõem-se dos arenitos de origem turbidítica da formação Carapebus como rochas reservatório e dos folhelhos distais e margas da formação Ubatuba que a partir destes elementos estruturais —

sistemas de falhas e dobramentos —, aprisionam o óleo (FIGUEIREDO E MARTINS, 1990).

Os turbiditos de Albacora possuem duas geometrias principais de ocorrência dos depósitos: canais discretos — corpos alongados sincronicamente à direção de deposição, com significativa variação lateral, excelentes características permo-porosas e alta razão areia/folhelho (MORAES; BLASKOVISC; PARAIZO, 2006) — e canais distributários rasos — de menor gradiente de energia e baixa eficiência de transporte, associados a lobos lateralmente restritos, mas que alimentam lobos fontais com extensão lateral franca. Marcados por pouca erosão durante os eventos de deposição, os pulsos de correntes de turbidez sobrepõem-se aos sedimentos hemipelágicos pré-existentes, o que afeta permeabilidade e continuidade vertical do reservatório. São, no entanto, canais de grande conectividade lateral e extensão (CÂNDIDO, 1991).

No poço selecionado para este trabalho, ocorrem fácies típicas do Grupo Campos (WINTER *et al.*, 2007), predominantemente, folhelhos intercalados a margas e, de maneira secundária, laminações de arenitos e calcilitos, que tipificam deposição lamítica distal correlacionados à Formação Ubatuba. Os depósitos da Formação Carapebus são compostos por lentes de arenito hialino, grosso a médio, subarredondado a arredondado, quartzoso, inconsolidado intercado com folhelho cinza escuro a esverdeado, síltico, micáceo, fossilífero, carbonático, semi-duro intercalado por folhelhos e margas que correspondem a sistemas de lobos não confinados ricos em areia, de acordo com a proposição de Bruhn *et al.*, (1998).

### **3. METODOLOGIA**

Utilizou-se um poço vertical representativo do modelo regional para os reservatórios turbidíticos desta área da Bacia de Campos para a elaboração de um algoritmo de avaliação de formação. A caracterização petrofísica é mais promissora tanto maior a variabilidade, decorrência da própria evolução do sistema turbidítico local, e é aspecto-chave para a análise estatística. Assim, utilizou-se o conjunto de perfis de poço disponíveis de modo a se obter uma boa representação da geologia deste reservatório. Posto que as propriedades físicas medidas possuam intrínseca relação com a geologia da formação, optou-se por um fluxo de trabalho que privilegie essas peculiaridades associadas às suas características distintivas, imbricadas na assinatura geofísica do sinal, ao mesmo tempo que se cuida

assegurar um modelo que contemple a correlação dos processos que condicionam a geologia de reservatório, de modo a garantir que as eventuais correlações honrem seus vínculos causais.

Adotou-se uma sequência de processamento que consiste na visualização e uma avaliação preliminar dos dados com base na função resposta da propriedade física de interesse e sua correspondência qualitativa com a geologia. A seguir, foram realizados cortes de profundidade de topo e base, para estabelecer condições de contorno adequadas ao tratamento numérico. O tratamento analítico tem por finalidade discriminar numericamente potenciais classes de litologia — faciologias no sentido *lato*.

Como ferramenta de análise, utiliza-se principalmente estatística paramétrica, técnica de inferência que formula diversas hipóteses sobre a natureza de uma população, assim chamada por atender premissas experimentais que a suportam. Os experimentos são tomados em escalas intervalares; os resultados provêm de determinada categoria de distribuição de probabilidade e a variância deve ser homogênea, assim, a flutuação das realizações precisa ser razoavelmente uniforme para uma condição experimental (GEISSER, 2006).

Experimentos paramétricos objetivam analisar a variabilidade dos resultados da variável dependente em função da manipulação da variável independente de maneira a validar ou aceitar a hipótese nula, que postula que as diferenças nas realizações se devam à aleatoriedade, outras variáveis irrelevantes ou mesmo ao acaso. Assim, na sequência de processamento utilizam-se histogramas 1D, gráficos de dispersão ou *cross plots* e histogramas 2D, ferramentas que possibilitam vincular e classificar tais parâmetros. Depois se utiliza um método de agrupamento (*clustering*), também paramétrico, que propõe um modelo numérico de eletrofácies. Contudo, deve se ter em vista que os sinais são analisados neste contexto como realizações de funções, isto é, tomadas duas a duas propriedades, averigua-se se existe correlação entre elas, e em que grau ela ocorre, ignorando em princípio o pressuposto de interferência entre ambas.

Esta análise tem respaldo de causalidade entre a geologia da formação e a propriedade petrofísica medida, ambas referidas à assinatura e à estrutura idiossincrática do sinal geofísico, determinada pela singularidade do evento geológico observado e que deve ser diferida pela aleatoriedade experimental.

Neste trabalho utilizou-se um algoritmo especificamente desenvolvido

utilizando a linguagem de programação R<sup>®</sup> (R CORE TEAM, 2021), e seu ambiente de desenvolvimento integrado RStudio<sup>®</sup> (RSTUDIO TEAM, 2021). A rotina implementada é aberta — de código decupável que permite a execução por partes; flexível pois assegura supervisão e intervenções durante o progresso do processamento pelo usuário; reproduzível pois concede e valoriza o trabalho colaborativo, e é plenamente documentável, pode ser armazenado de diversos modos e viabiliza a exportação de relatórios em vários formatos amplamente utilizados.

A análise de formação é realizada sobre um conjunto de pressupostos e informações referentes à geologia de subsuperfície, por adequação das medidas a um modelo físico conciliado a esta. Este trabalho se utiliza da estatística canônica como mediadora de uma rotina de análise de poços a partir de um conjunto de perfis geofísicos. A utilização destes para a avaliação de formação sustenta-se na suficiente heterogeneidade das propriedades físicas mensuradas frente às amplas faixas de distribuição destas populações, e esta variabilidade enseja a utilização com sucesso da inferência descritiva. Estas dissemelhanças manifestam-se não somente pelas idiosincrasias das propriedades petrofísicas, bem como pelas peculiaridades operacionais e construtivas das ferramentas, cada uma com calibração e resolução próprias para cada situação geológica, e funções-resposta singulares, favorecendo-as como instrumentos mediadores da análise, restringindo a natural ambiguidade das medidas geofísicas.

Neste trabalho, opta-se por um fluxo de processamento que evidencie tais características dissímeis das frequências que compõem o sinal, a partir da análise de histogramas (1D e 2D), densidades de probabilidade (1D) e gráficos de dispersão (*cross plots*) — espaço abstrato de representação das propriedades, tomadas duas a duas. Cabe destacar que, raramente, a congruência de realização dos pares  $(\alpha_i, \beta_i)$  no referencial deste pseudoespço definido pelas medidas não implica uniformidade destas mesmas realizações quando tomadas no domínio da profundidade. Dito de outro modo, a interpretação geofísica não atende à transformação linear de reflexão. O agrupamento de pontos acontece ao nível das propriedades físicas e está respaldado pela distinção das relações numéricas sobre conjuntos de valores neste espaço e que assinalam as diferentes assinaturas geofísicas.

A estimativa da densidade de probabilidade por *kernel* se utiliza de uma função

de janelamento para construir inferências e sondar relações contínuas sobre um conjunto discreto de pontos interiores a uma vizinhança de influência. A partir dos padrões gerados por cada subgrupo, afere a densidade de sua realização no intervalo fechado  $[a, b]$  delimitado por essa vizinhança. A função densidade de probabilidade  $\hat{p}$  de uma variável aleatória e identicamente distribuída e cuja amostra seja  $(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$  é dada por:

$$\hat{p}_h(x) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K_h \left( \frac{x - x_i}{h} \right) = \frac{1}{nh\sqrt{2\pi}} \sum_{i=1}^n e^{-\frac{1}{2} \left( \frac{x - x_i}{h} \right)^2}, \quad (1)$$

Em que  $K_h$  é um núcleo qualquer – canonicamente definido por uma gaussiana — e que foi normalizado para a largura de banda  $h$ . O efeito da largura de banda (distância de vizinhança) sobre a estimativa é muito maior que o da escolha de um núcleo eventualmente inadequado, onde a perda de desempenho é praticamente negligenciável. Deve-se lembrar, entretanto, que os efeitos advindos da transformação do domínio discreto para o domínio contínuo não são negligenciáveis e incorrem, a exemplo de qualquer outro núcleo algébrico, na perda da informação espacial (posição amostral) ou na perda de conteúdo de frequências. De outro lado, o Princípio de Localidade da medida discreta não pode ser atendido, posto que a densidade de probabilidade diz respeito não ao preciso posicionamento, mas à regionalidade — probabilidade da medida assumir um dado valor nas vizinhanças do intervalo observado.

Assim, é necessário escolhê-los de forma que sejam capazes de apreender estruturas do sinal subjacentes à função característica e atendam ao compromisso entre o viés da estimativa e sua variância, a despeito de sua representatividade frente ao modelo proposto.

#### 4. DISCUSSÕES E RESULTADOS

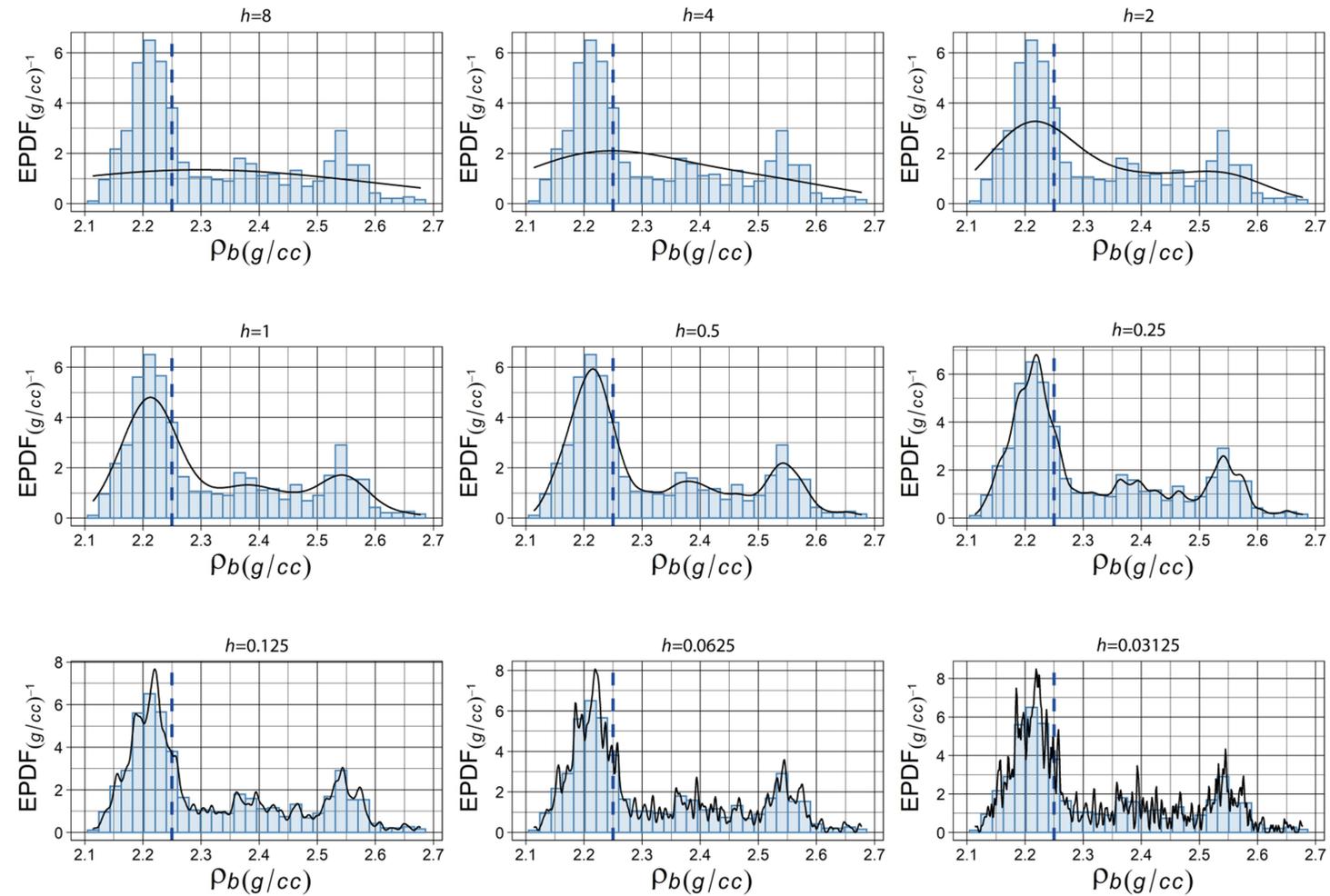
A seguir, é exibida uma série de ensaios-exemplo para diferentes perfis geofísicos do poço utilizado neste trabalho, utilizando diversas larguras de banda para a função densidade de probabilidade empírica (EPDF – *Empirical Probability Density Function*), averiguando por observação expedita de que modo a escolha

destes parâmetros influi no melhor resultado analítico da transformação para o domínio contínuo do conjunto amostrado de dados.

A Figura 1 exhibe os ensaios para o perfil de densidade aparente. A densidade é por excelência uma propriedade que caracteriza, dentro de certos limites, cada material geológico de maneira bem específica. Assim, quando se confronta a realidade geológica com a análise numérica nota-se um bom compromisso com esta para frequências baixas. Existem, grosso modo, duas grandes modas, cada uma referida à macrocomposição predominante dos turbiditos: corpos arenosos de porosidade regular, intercalados a folhelhos mais ou menos compactados.

A largura de janela é eleita de maneira que essas características consigam ser transcritas com certo grau de suavidade. Para pequenos comprimentos de  $h$ , nota-se que o sinal passa a apresentar modas variáveis e componentes de frequência espúria que certamente irão alterar o viés de interpretação, quando este passará a ser contaminado grandemente pelo efeito de filtragem. Assim, busca-se preservar a estimativa cuja estrutura mantenha o maior compromisso ao modelo. A disposição multimodal aponta para uma variabilidade de composição que pode ser legítima em alguma medida, mas que é inconsistente com a monotonicidade que deve caracterizar a faciologia do turbidito.

**Figura 1** – Densidade Aparente x Densidade de Probabilidade Empírica (Gaussiana) – 2650 a 2875 m. As retas transversais indicam a média da população.



Fonte: O autor

O perfil de raios gama (*GR*) (Figura 2) exhibe comportamento próximo a uma distribuição subnormal, posto que o decaimento radioativo agrega indistintamente as diferentes fontes de radiação. Naturalmente porque o decaimento radioativo pode ser bem aproximado por essa distribuição desde que a esperança de realização seja identicamente provável para cada um dos isótopos-guia, em suas respectivas janelas de energia que validam a leitura gamaespectrométrica. A assimetria à direita ( $M_o < M_d < M_e$ )<sup>2</sup> decorre do vício circunstancial ocasionado pela alta proporção de arenito / folhelho — as maiores espessuras são proporcionalmente devidas aos intervalos arenosos, a maior parte com grau de argilosidade relevante.

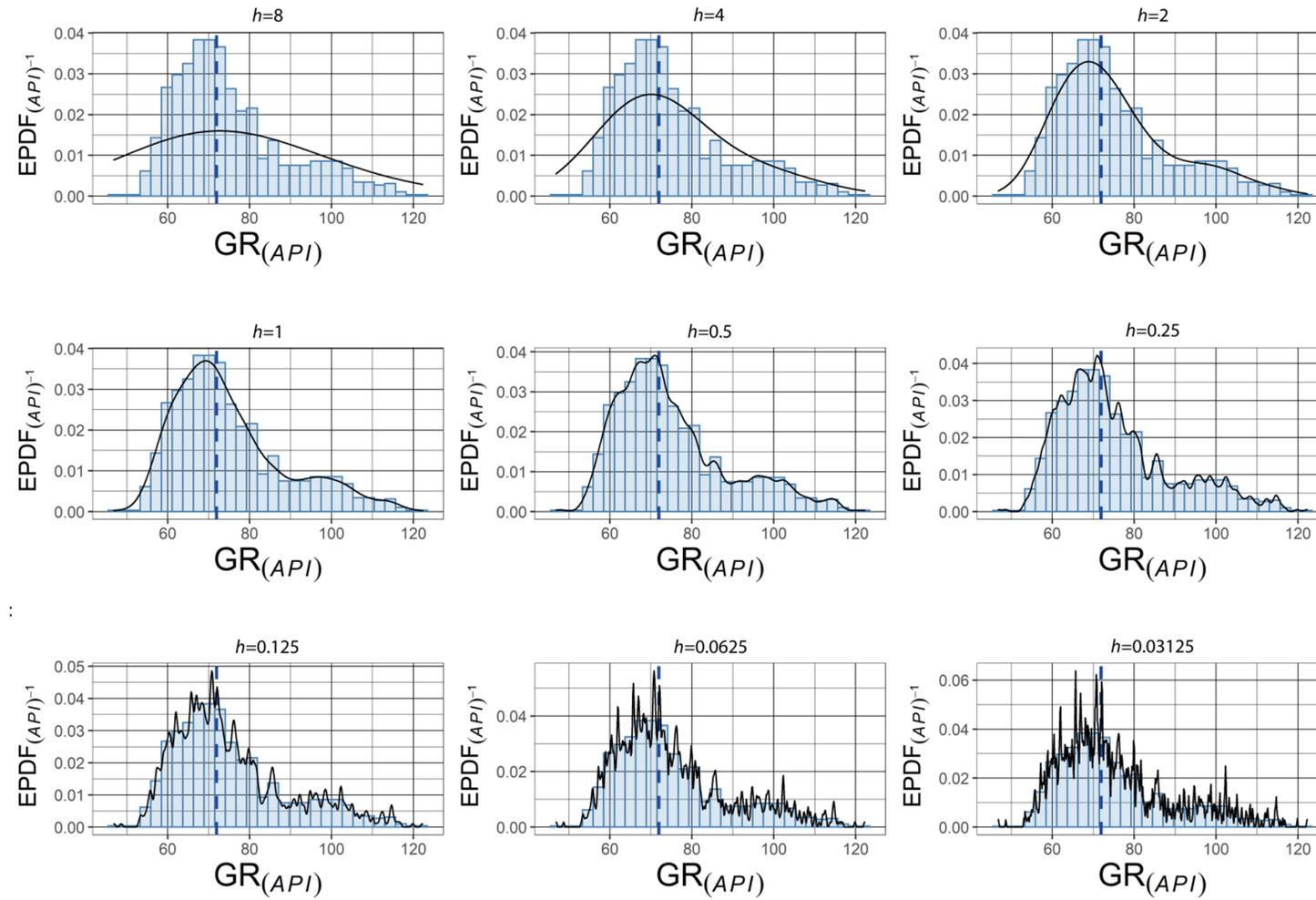
Deve-se ter em vista que a julgar por essa característica unimodal (a menos da inferência qualitativa da simetria), o perfil de raios gama não é suficientemente competente para distinguir as diferentes faciologias, devendo ser analisado em conjunto com outro perfil que reduza a ambiguidade. Como se pode observar (FIGURA 2), larguras de banda grandes ( $h \geq 3$ ) acarretam no subajuste da função densidade de probabilidade. Valores próximos à unidade possibilitam uma boa estimativa, já que conseguem descrever a população amostrada sem qualquer interferência de transientes.

Nota-se que, para valores pequenos de  $h$ , ocorre o sobreajuste da densidade de probabilidade, aumentando grandemente a quantidade de ruído. Não obstante a própria estimativa seja prejudicada pela ação do operador, tal característica já está condicionada ao fato de que o próprio decaimento radioativo é um processo estocástico, universo que pode ser descrito por uma família de variáveis aleatórias que descrevem como o sistema evolui com o tempo. Esta componente aleatória faz com que, mesmo que as condições iniciais sejam dadas, existem eventualmente infinitas realizações possíveis para o mesmo sistema no espaço de fase, fazendo com que o sinal seja marcado por uma quantidade expressiva de transientes.

---

<sup>2</sup> Parâmetros descritivos,  $M_o$  = moda,  $M_d$  = mediana e  $M_e$  = média. A moda diz respeito à maior frequência (valor) contida em uma distribuição, a mediana é frequência que separa a distribuição em uma metade maior e outra menor e a média é o valor do ponto de máxima concentração das frequências ou para o qual a densidade de probabilidade é a máxima, pelo menos localmente.

**Figura 2** – Raio Gama x Densidade de Probabilidade Empírica (Gaussiana) – 2650 a 2875 m. As retas transversais indicam a média da população.



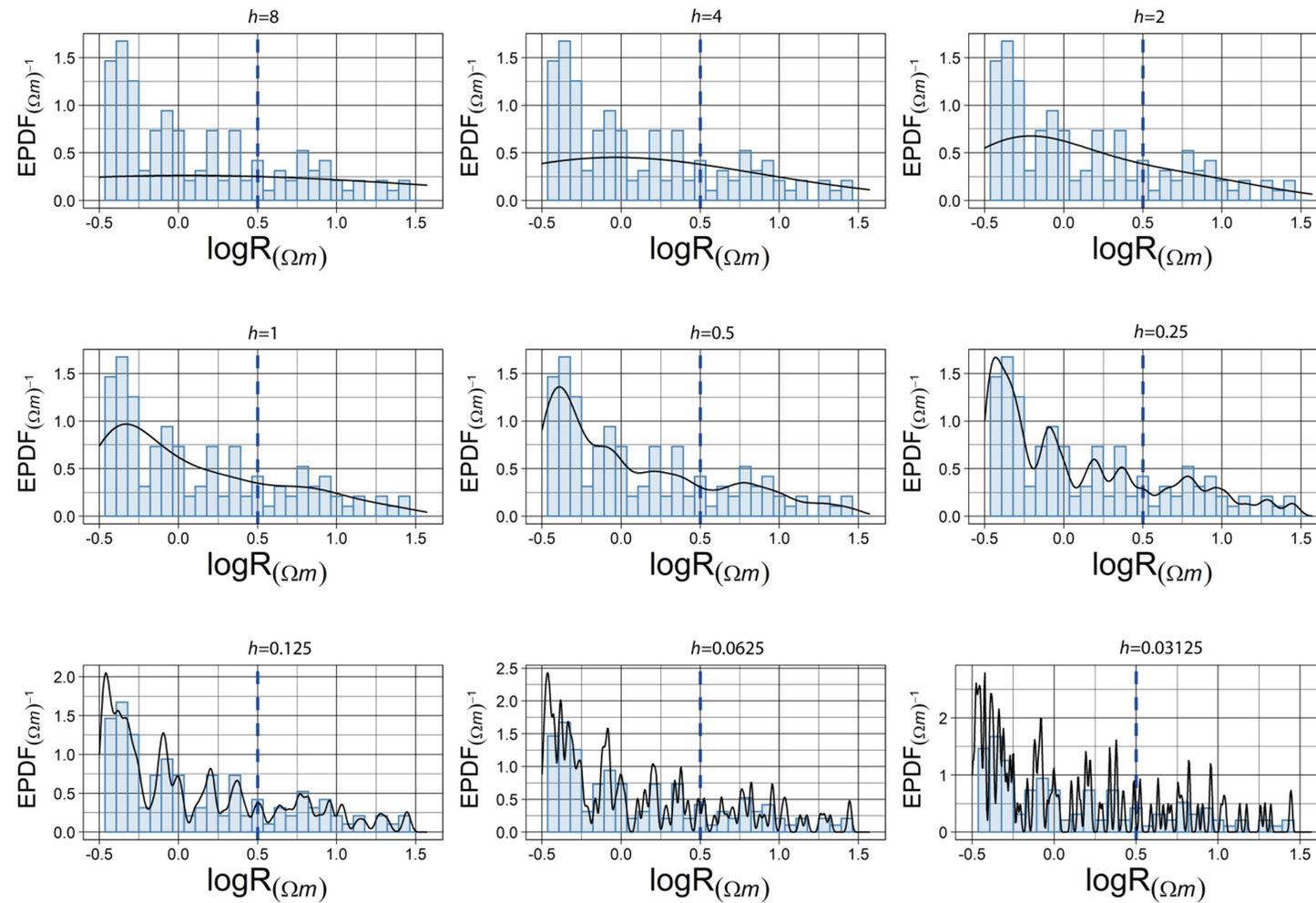
Fonte: O autor

O perfil de resistividade (Figura 3) é o mais singular de todos por uma série de motivos. A resistividade medida no aquífero é a única propriedade petrofísica que consegue demonstrar de maneira mais acurada a variabilidade composicional real da rocha reservatório, uma vez que esta é modulada essencialmente pela salinidade do fluido saturante no arcabouço poroso. A resistividade é o parâmetro capital para o cálculo da saturação de hidrocarbonetos, já que a última é uma quantidade derivada a partir de um modelo de rocha fisicamente consistente (ARCHIE, 1942; PICKETT, 1973). De outro modo, é a única propriedade realmente afetada pelo arcabouço da rocha, sensível à complexidade da matriz em função da variabilidade da geometria de poro e da tortuosidade em função da compactação diferencial e da argilosidade. A cimentação também é outro fator importante, caracterizada por pulsos localizados de resistividades anômalas positivas que superam em várias ordens de grandeza a resistividade média do aquífero.

A primeira grande objeção à resistividade é certamente quanto às ordens de grandeza que a caracterizam. Por isso é necessário sua transformação em escala logarítmica. Claramente a estrutura que está subentendida ao histograma de resistividade não diz respeito à própria, mas a seu parâmetro associado como composição dos fatores mencionados, o chamado fator de formação ( $F$ ) e cuja recíproca é a porosidade da formação (SUNDBERG, 1980).

Valores próximos à unidade são ineficazes para detectar as nuances desta população, em virtude da exiguidade do conjunto de amostras, restritas ao intervalo do aquífero, donde a variância amostral é grandemente afetada. Valores da ordem de  $h = 1/4$  conseguem reproduzir o sinal com um bom nível de acurácia. Notam-se, pelo menos, 8 modas, e estas quantidades também estão referidas cada uma às complexidades mencionadas, mas que são para estes comprimentos de onda, impossíveis de fornecer um volume de suporte que seja suficientemente representativo. O provável é que, em se aumentando a população, estas subpopulações sejam mais representativamente amostradas.

**Figura 3** – Resistividade Profunda x Densidade de Probabilidade Empírica (Gaussiana) – 2710 a 2825 m. As retas transversais indicam a média da população.



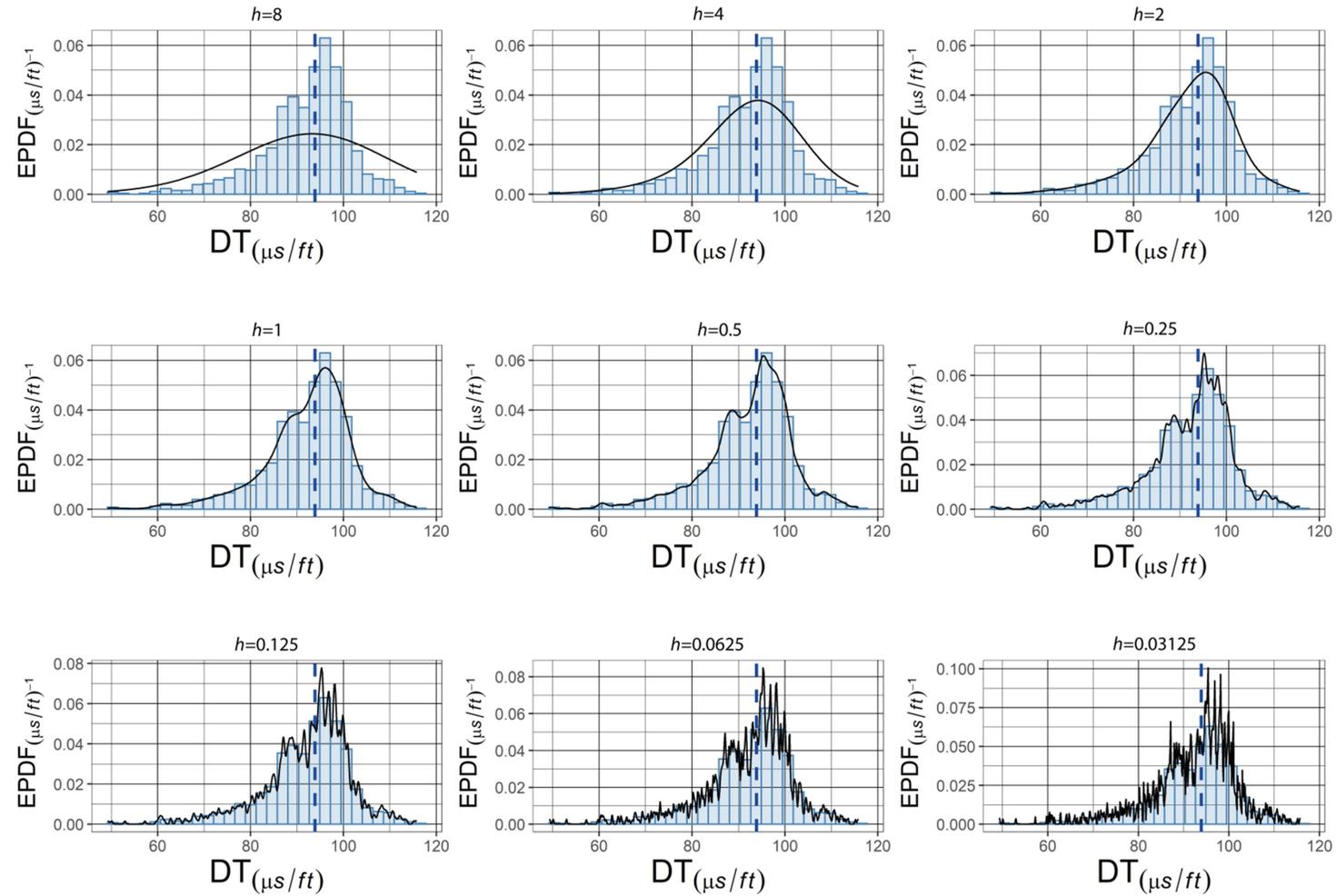
Fonte: O autor

O tempo de trânsito ou vagarosidade (FIGURA 4) é um perfil cuja análise permite inferência similar adotada para o perfil de raios gama, mas este requer bastante mais cuidado, pois o perfil sônico convencional é particularmente sensível às condições ambientais da aquisição, mais especificamente no que diz respeito à qualidade mecânica do poço, em razão de rugosidades, desmoronamentos ou condições que afetem a centralização da ferramenta. A assimetria à esquerda ( $M_o > M_d > M_e$ ) dá margem à interpretação de existência de variedades litológicas distintas, mas cuja estimativa integra com um nível de complexidade maior, em função desta variabilidade composicional, os tempos de trânsito de arenitos quartzosos, argilosos, cimentados e folhelhos compactados. Deste modo, somente médias espaciais de velocidades de camadas razoavelmente homogêneas e cujas espessuras sejam, pelo menos, da ordem de grandeza da precisão instrumental podem ser suficientemente representativas.

Assim, é necessário integrá-lo com mais informações cuja intersecção contenha resultados independentes entre elas, em um modelo que satisfaça igualmente ao conjunto de medidas geofísicas e às características do ambiente geológico sob escrutínio. Valores de  $h$  próximos à unidade fornecem um bom ajuste da função de densidade, sem, no entanto precisar a distinção das variedades litológicas, evidenciado pelo aninhamento de estruturas adjacentes. Valores pequenos de  $h$  ( $< 1/4$ ) produzem alto nível de ruído, não permitindo distinguir valores entre as estruturas, todas elas prejudicadas pelo efeito de transiência.

O artigo científico, produto base desta dissertação e que foi submetido à revisão por pares, está apresentado a seguir, e é o produto central do desenvolvimento da pesquisa do presente trabalho.

**Figura 4** – Vagarosidade x Densidade de Probabilidade Empírica (Gaussiana) – 2650 a 2875 m. As retas transversais indicam a média da população.



Fonte: O autor

Saulo Aparecido da Siva Correa:

Obrigado por submeter o manuscrito, "**Avaliação de formação num sistema turbidítico do Campo de Albacora: uma abordagem estatística utilizando R**" ao periódico Geologia USP. Série Científica. Com o sistema de gerenciamento de periódicos on-line que estamos usando, você poderá acompanhar seu progresso através do processo editorial efetuando login no site do periódico:

URL da

Submissão: <https://www.revistas.usp.br/guspsc/authorDashboard/submission/190337>

Usuário: saulocorrea

Se você tiver alguma dúvida, entre em contato conosco. Agradecemos por considerar este periódico para publicar o seu trabalho.

Daniel Machado.

## 5. ARTIGO CIENTÍFICO SUBMETIDO

**Título: Avaliação de formação num sistema turbidítico do Campo de Albacora: uma abordagem estatística utilizando R**

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

Running/short title: Formation evaluation: a statistical essay using R

Autores: Saulo Aparecido da Silva Correa\*<sup>1</sup>, Adalberto da Silva<sup>1</sup>, Samuel Aparecido da Silva Correa<sup>2</sup>, André Luiz Ferrari<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Universidade Federal Fluminense (UFF);

<sup>2</sup> Consultor e pesquisador independente.

E-mails: saulo.geophysics@gmail.com, adalberto.uff@gmail.com, scorrea.strat@gmail.com, andreluizferrari@id.uff.br.

\*Universidade Federal Fluminense, Programa de Pós Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, Av. General Milton Tavares de Souza, s/nº - Gragoatá - Campus da Praia Vermelha - Niterói - RJ. CEP: 24210-346.

\*Tel.: (17) 98141-4369 (celular)

ORCIDs:

Saulo: <https://orcid.org/0000-0002-4578-0173>

Adalberto: <https://orcid.org/0000-0002-4121-078X>

Samuel: <https://orcid.org/0000-0002-1178-2250>

André: <https://orcid.org/0000-0003-4019-931X>

Número total de palavras: 4.549

Número total de figuras: 07

Número total de tabelas: 00

## 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 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, because it embodies the best causality relations between the geophysical measurements and the geological and petrophysical properties of the formation rocks. In the ordinary workflow in the industry, the common practice is using commercial suites to perform routinely this task. In this work we propose an alternative approach, using free platforms (R and RStudio), where the training evaluation workflow is fully transparent, reproducible, and easily documented by the log analyst. In this article we present a consistent and robust analytic workflow for an example well in an important Brazilian siliciclastic petroleum reservoir using only free available tools, easily reproducible and adapted to particular geological settings and distinct teamwork, and fully and easily documented as a powerful alternative to proprietary software.

**Keywords:** Formation evaluation; Open Source Environment, Siliciclastic Reservoirs.

## RESUMO

Basicamente, a perfilagem de poços é um conjunto de medidas geofísicas executados 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. Como um método geofísico propriamente dito, a perfilagem de poço se desenvolveu na indústria do petróleo e se constitui na base principal da avaliação de formação que é a ferramenta básica para a caracterização de rochas e sua viabilidade exploratória, visto que fornece as melhores relações causais entre as medidas geofísicas e as propriedades geológicas e petrofísicas das rochas. No fluxo ordinário da indústria, a prática comum é a aplicação de suites de programas proprietários para realizar a tarefa. Neste trabalho, propomos uma alternativa usando uma plataforma livre (*R* e *RStudio*) em que o fluxo de avaliação é completamente 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, facilmente reproduzível e adaptável a outros cenários geológicos e distintos trabalhos de equipe além de total e facilmente documentável como uma poderosa alternativa às suites proprietárias.

**Palavras-chave:** Avaliação de formação; Ambiente de código aberto, Reservatório siliciclástico.

## INTRODUÇÃO

A avaliação de formação visa avaliar a extensão, capacidade e desempenho das reservas com base em um modelo matemático-geológico adequado. Para isso, requer-se a utilização de um conjunto extenso e robusto de informações contidas nos perfis geofísicos de poço, e cujo confronto com os dados de produção deve fornecer uma descrição consistente.

Eleger o modelo solidário à geologia da formação implica escolher, organizar e analisar o conjunto de dados que melhor represente o objeto 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 (elas mesmas produto de funções resposta aos dispositivos de perfilagem) e suas assinaturas geofísicas específicas.

Este trabalho propõe uma abordagem alternativa, utilizando as plataformas *R* (R Core Team, 2021) e *RStudio* (RStudio Team, 2021), e

conjunto de procedimentos de processamento de dados de perfilagem geofísica para 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 implementar uma rotina para este propósito sem o uso de *software* proprietário, numa alternativa robusta, flexível, reproduzível e plenamente documentada.

## CONTEXTO GEOLÓGICO DO CAMPO DE ALBACORA

O Campo de Albacora (Fig. 1) tem aproximadamente 455 km<sup>2</sup> 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).

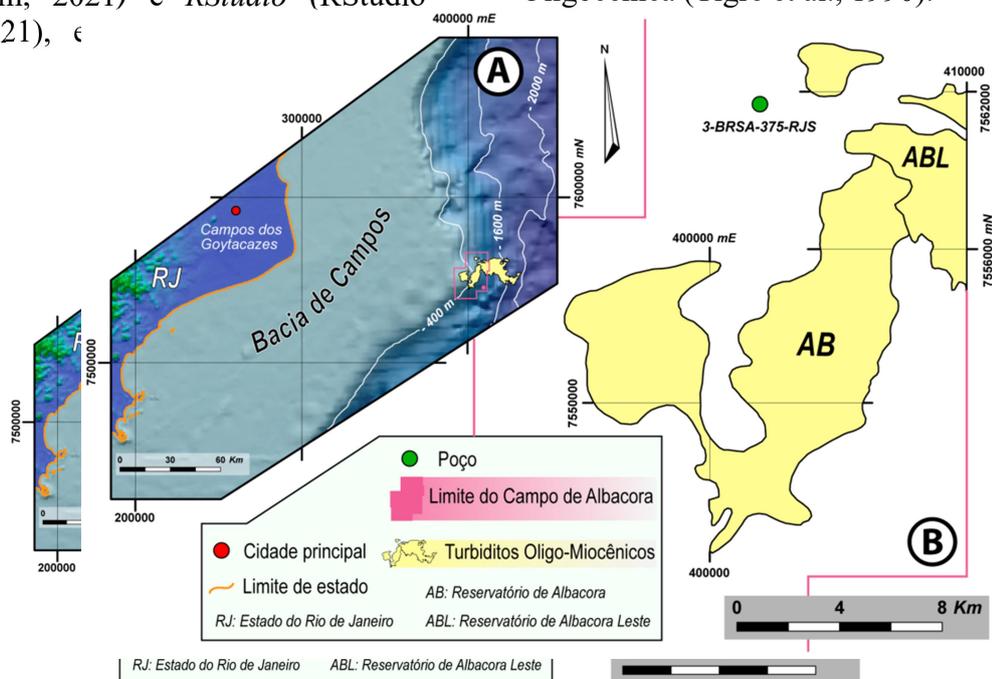


Figura 1 - a) Localização do Campo de Albacora e Albacora Leste; e b) Mapa de localização em detalhe do reservatório de Albacora e do poço-exemplo utilizado neste estudo (baseado em Bruhn, 2003).

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, 1990; 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 lóbulos nas demais áreas (Cândido, 1991). As principais fácies reconhecidas são representadas por arenitos maciços subconsolidados. A análise composicional revela uma afinidade subarcosiana que, a despeito do incipiente intemperismo, apresenta algum grau de argiloidade e cimentação carbonática que aumentam 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; Ellis e Singer, 2008).

Neste trabalho, nos restringimos a um conjunto de perfis convencionais muito comuns na indústria, sucintamente descritos a seguir.

**Raio gama total:** 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 (K, U e Th). A associação de quantidades mensuráveis de isótopos radioativos em folhelhos é principalmente devido à presença de minerais de argila ( $K^{40}$ ), naturalmente radioativos ou têm decaimento radioativo associado a eles ( $Bi^{214}$ ,  $Ta^{208}$ ) (Mint, 1997).

**Resistividade convencional:** um eletrodo injeta uma corrente em um meio homogêneo, para um ponto de retorno remoto. A corrente irradia uniformemente em todas as direções, com as superfícies equipotenciais concêntricas ao eletrodo emissor, assim, a tensão é medida entre esses dois pontos (Darling, 2005). A medição da resistividade é fundamental para avaliar a qualidade do fluido na rocha e sua saturação relativa. Em rochas limpas e porosas, a resistividade determina o fator de formação em função da textura e geometria do espaço poroso da rocha (Archie, 1942).

**Perfil de densidade:** 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 retro absorção pelos pares de detectores indica a porosidade da formação em função da matriz da rocha e fluidos dos poros (Serra, 2007).

**Perfil de neutrões:** Uma fonte radioativa (Be/Am) emite um fluxo contínuo de neutrões de alta energia que é desacelerado pelos núcleos dos elementos na formação. Esta ferramenta é principalmente sensível à quantidade de átomos de hidrogênio em uma formação, em função de sua porosidade ou mineralogia. Em formações com grandes quantidades de hidrogênio, os neutrões são retardados e absorvidos muito rapidamente em uma curta distância. A taxa de contagem de neutrões 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 devido à presença de água adsorvida ou hidroxila (Tiab e Donaldson, 2015).

**Perfil sônico:** 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. Este 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 DRDN:** Discriminante numérico de identificação de intervalos arenosos. O sinal é modulado pela diferença de amplitudes dos perfis de densidade e porosidade neutra, ponderados por seus respectivos fatores de escala. Equivale à representação 1D do *crossover* de ambos os perfis (Guimarães et al., 2008).

## METODOLOGIA

Inicialmente escolheu-se um conjunto canônico de perfis (GR, Res, Nphi, Rhob, 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 seja adequado às características distintivas desses depósitos areníticos: intervalos bem marcados em granodecrescência ascendente; pulsos deposicionais conservativos, sem erosão basal significativa, e relativamente auto-similares; superposição de alta frequência em virtude da laminação com algum grau de ciclicidade; água de formação com características físico-químicas aproximadamente constantes e estáveis ao longo do intervalo analisado (salinidade e temperatura não sofrem mudanças bruscas).

Deste modo, assegura-se um modelo fenomenológico de interpretação que evidencie a causalidade frente ao peculiar sistema deposicional (pacotes arenosos decamétricos com laminações de finos) e cuja análise contemple correlação autêntica entre as propriedades mensuradas e os fatores condicionantes da geologia de reservatório.

Adotou-se uma sequência de processamento que consiste na visualização e 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 as adequadas condições de contorno para o tratamento

numérico. Segue-se o tratamento analítico objetivando discriminar numericamente classes candidatas a litologias (ou faciologias no sentido mais amplo) utilizando estatística paramétrica (histogramas, *crossplots* e histogramas 2D). Por fim, aplicou-se um método de clusterização paramétrico que propõe um modelo numérico de eletrofácies.

Neste trabalho utilizou-se um algoritmo desenvolvido especificamente para este propósito, utilizando a linguagem de programação R<sup>®</sup> e o ambiente integrado de desenvolvimento do RStudio<sup>®</sup>.

## RESULTADOS E DISCUSSÕES

Utilizou-se um poço vertical que fosse representativo do modelo regional de reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos para o desenvolvimento de uma rotina de avaliação de formação. A caracterização petrofísica se torna 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 devido à 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. Elegeu-se o conjunto de perfis que fosse mais representativo das características de assinatura geofísica para esse modelo de rocha (Fig.2), e foram realizados cortes em profundidade de 2650 m como marcador de topo e 2875 m como marcador de base. A despeito de variações composicionais e frequências altas provocadas por laminações, turbiditos são eventos geológicos relativamente monótonos. Assim, pode-se identificar uma sequência turbidítica com relativa facilidade analisando o perfil de raio gama (Fig. 2) qualitativamente, por exemplo. A partir das curvas de resistividade (Fig. 2), nota-se que o limite entre a zona saturada

com óleo ( $\cong 2675$  a  $\cong 2710$  m) e a zona de aquífero subjacente ( $\cong 2710$  m a  $\cong 2846$  m) é bastante conspícuo, com ocorrência de argilosidade em graus variados e 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 *crossover* das curvas de densidade e porosidade neutrão, corroborado pela curva de DRDN (Fig. 2), cuja amplitude evidencia com maior clareza o *offset* destas duas. O perfil sônico (Fig. 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 esta 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 a sua utilização e exigindo maior cautela em sua análise.

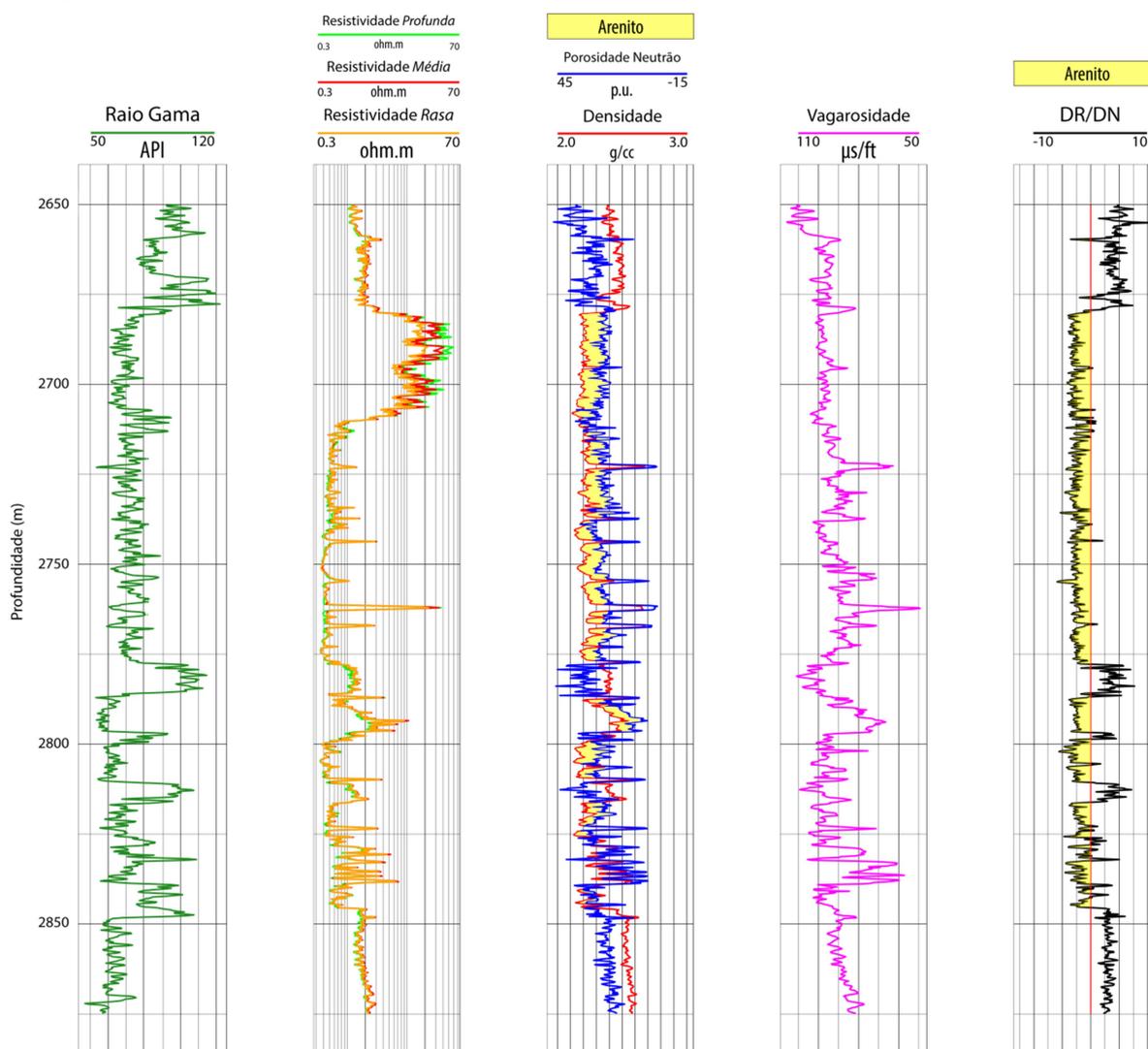


Figura 2 - Painel padrão dos perfis canônicos para o poço de estudo, intervalo do reservatório e aquífero. O conhecimento geológico prévio, associado à assinatura geofísica peculiar dos turbiditos; permite localizá-los com relativa facilidade e precisão.

O histograma de porosidade neutrônica (Fig. 3a) evidencia uma única moda, com uma distribuição subnormal, não permitindo a distinção de populações subjacentes. Tal caráter se deve 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 (Fig. 3b) exibe, pelo menos, duas modas, uma com maiores frequências, que se refere aos arenitos e outra devido aos lamitos. Flutuações entre estas 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 para-sequência tornando-se mais arenosas na base da seguinte.

O *cross plot* (Fig. 3c) evidencia 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 bissetriz se deve ao aumento relativo de argila e da variação composicional na petrofábrica dos arenitos.

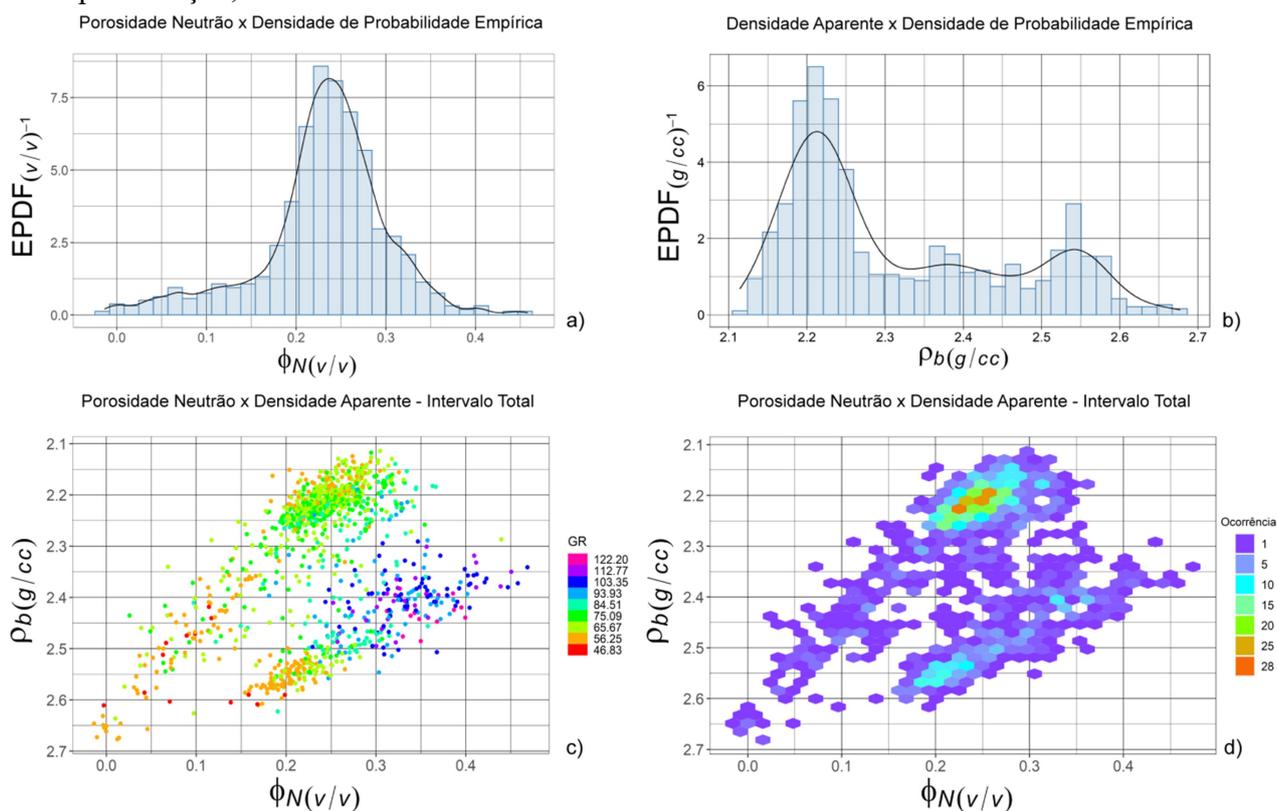


Figura 3 - (a) Histograma do perfil de neutrões (b) Histograma da densidade (c) *Crossplot* do perfil de neutrão e de densidade (d) Histograma 2D

A análise bivariada utiliza um espaço de correlação em que as ênuplas ( $\phi_{N_i}, \rho_i$ ) ocupam *loci* preferenciais no hiperespaço

de representação das medidas (Fig. 3, d), revelando com precisão as relações de intensidade entre dois canais. A

volubilidade das medidas ocorre de maneira a flutuar em torno de centróides 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 (Fig. 4, a) exibe assimetria à esquerda, provocado 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 se concentra 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 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 abcissas (Fig. 4, b), e por uma função densidade de probabilidade com largura de banda ( $h=1/3$ ) sensível às nuances de transiência 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.

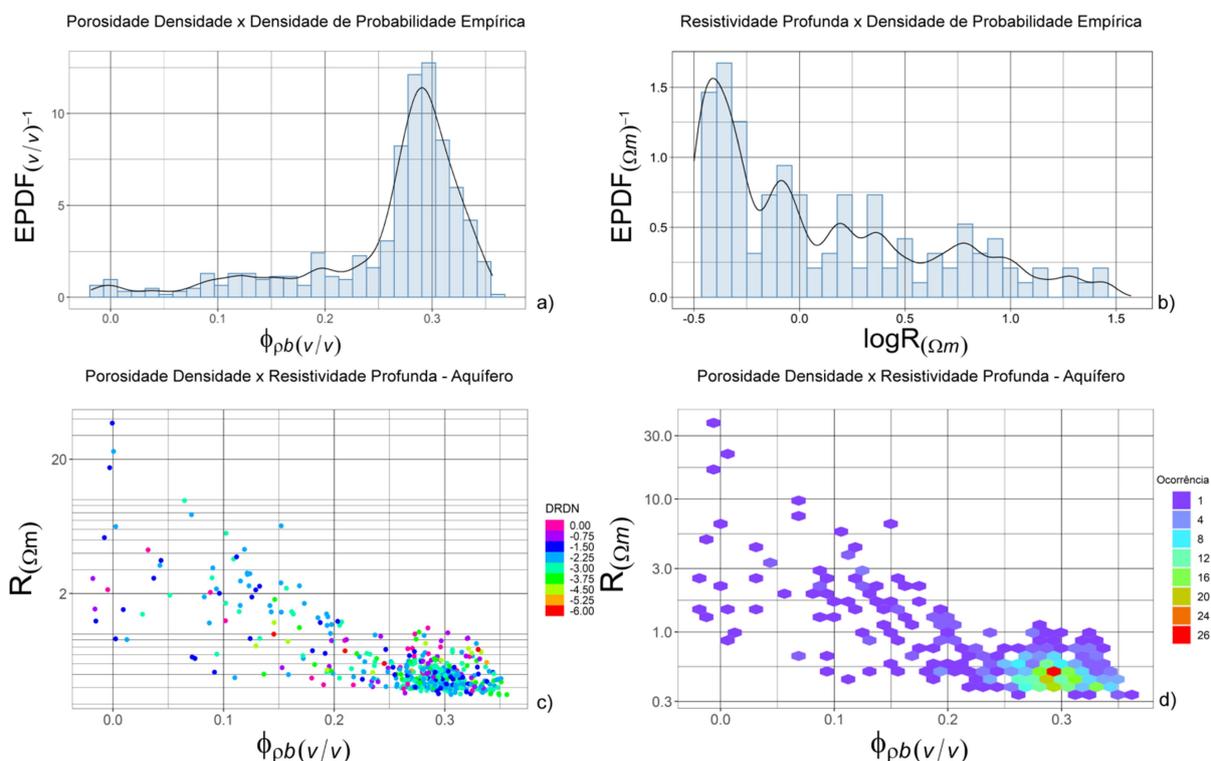


Figura 4 - a) Histograma da porosidade estimada com o perfil densidade b) Histograma da resistividade profunda c) *Crossplot* de porosidade e resistividade d) Histograma 2D.

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 (Figs. 4c, 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 devido à condutividade eletrônica além da tendência de conduzir a arranjos de poro mais complexos que afetam a porosidade e a permeabilidade. A resistividade varia linearmente com o volume relativo de argila e tortuosidade; a complexidade morfológica do arcabouço tem enorme influência sobre a resistividade e principalmente sobre a permeabilidade.

Para grandes valores de porosidade, a condução é quase exclusivamente eletrolítica, de maneira que supere a condutância das argilas e a tortuosidade é virtualmente desprezível. Conquanto a porosidade caia, a influência de tortuosidade passa a ser relevante, considerando que neste caso a condução se dará por condutância superficial, já que os eletrólitos precisam percorrer um percurso mais complexo.

Observa-se, grosso modo, um único centróide de mais alta frequência com baixas resistividades e altas porosidades (Fig. 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 que consiga 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, possui níveis de argilosidade não negligíveis, com média de  $V_{sh} = 18\%$  para os arenitos (rochas terciárias; Larionov, 1969), com estes compondo a maior parte do sinal (Fig. 5a). O histograma de DRDN exhibe duas modas, com amplitudes máximas de frequência centradas em -2.45 (arenitos) e 2.86 (não reservatórios). A argilosidade aumenta da esquerda pra direita, até a fronteira das rochas não-reservatório ( $DRDN \geq 0$ ) (Fig. 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.

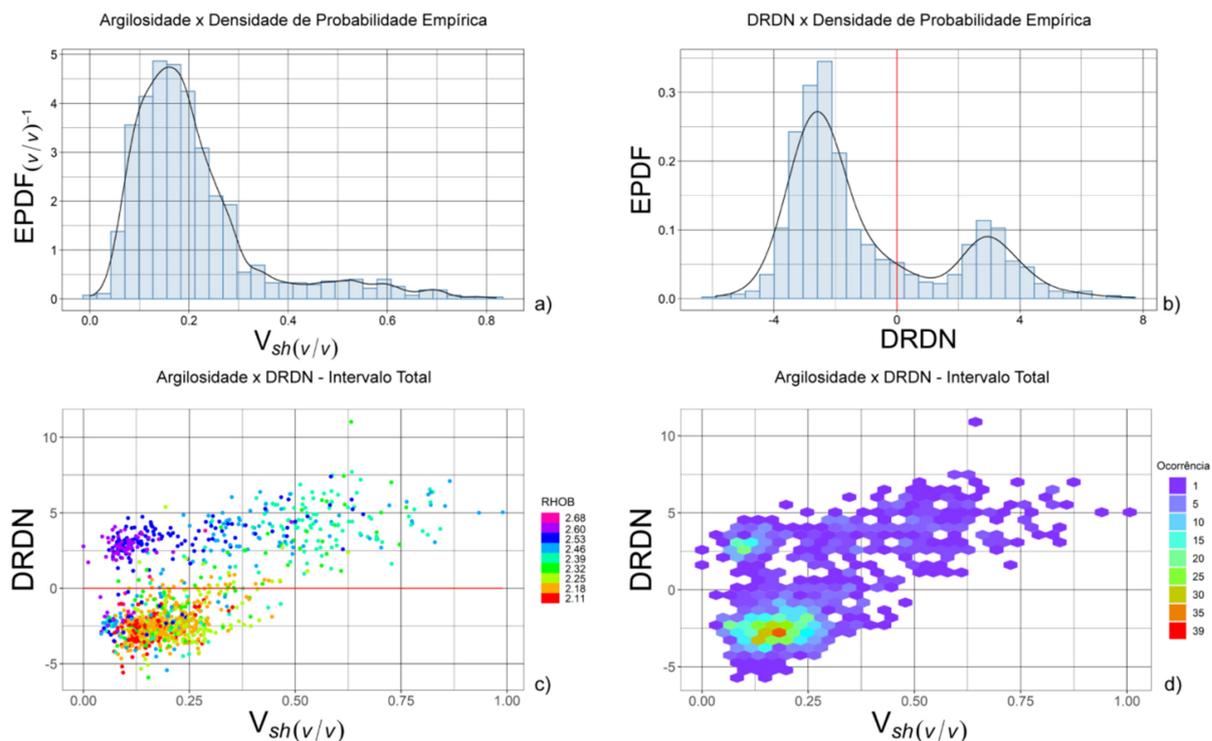


Figura 5 - a) Histograma da argilidade b) Histograma de DRDN c) *Crossplot* da argilidade e de DRDN d) Histograma 2D. Observe a existência de campos delimitados para arenitos e não reservatórios por DRDN, com a argilidade aumentando em direção à origem.

Existem campos singulares, que refletem as faciologias previstas e que são razoavelmente estacionários, cuja coerência está suportada pela amplitude de densidades. A invasão mútua destes campos pelas medidas se dá 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 (argilidade variável e cimentação).

Há um campo vago, para o qual o contexto geológico restringe a realização destas propriedades petrofísicas. Há variabilidade composicional interna à classe de não reservatórios, evidenciada pela presença de finos de maior densidade (Fig. 5c). Os mesmos dois principais lugares geométricos das frequências também estão delimitados pela fronteira discriminante de DRDN, no histograma 2D (Fig. 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  $^{40}\text{K}$ . 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.

A sensibilidade de DT se apresenta 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.

O *crossplot* exibe com maior clareza as variedades litológicas compreendidas por

essas duas variáveis a partir das densidades medidas.

O histograma 2D confirma principalmente 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 em uma redução do tempo de trânsito, em que pese o sinal não mostrar frequências que legitimem essas populações subjacentes.

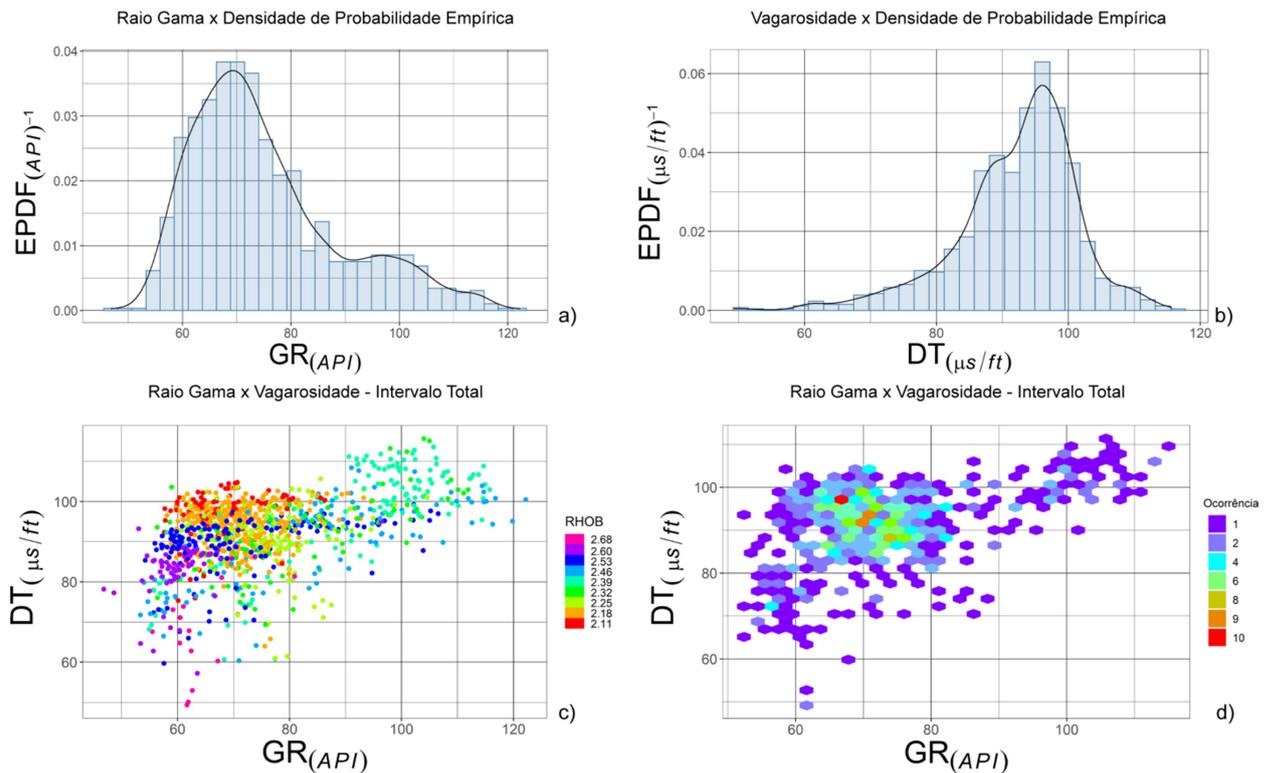


Figura 6- a) Histograma de raio gama b) Histograma do tempo de trânsito sônico c) *Crossplot* de raio gama e tempo de trânsito sônico d) Histograma 2D.

Cumpra então, uma vez constatada a consistência de análise, posto que a causalidade do sinal seja garantida pela inferência estatística, organizar essas propriedades de 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 contemplem 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 algoritmo simples, mas suficientemente capaz de reconhecer e segregar variadas superposições de frequências leva a um modelo em que as nuances vinculadas à predição geológica se tornam 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.

## Electrofácies e Modelagem Numérica

Eletrofácies (Serra & Abott, 1980) são combinações de funções-resposta de perfis de poço que refletem as características litológicas (mineralogia, composição e conteúdo de fluidos), morfológicas, estruturais ou texturais (forma, tamanho e disposição dos grãos) de um determinado intervalo de rochas. Para esta classificação numérica, optou-se pelo método de clusterização *K-means*, que segrega 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 algoritmo permite encontrar clusters cuja extensão espacial convirja rapidamente para um *local optimum*, pela minimização da variância, calculada para normas euclidianas quadráticas (MacQueen, 1967).

O método utilizado resulta em um modelo-produto consistente de eletrofácies, cujas classes mantêm um ótimo compromisso com a geologia de reservatório, utilizando critérios empíricos de corte (Fig. 7, a, b, c, d).

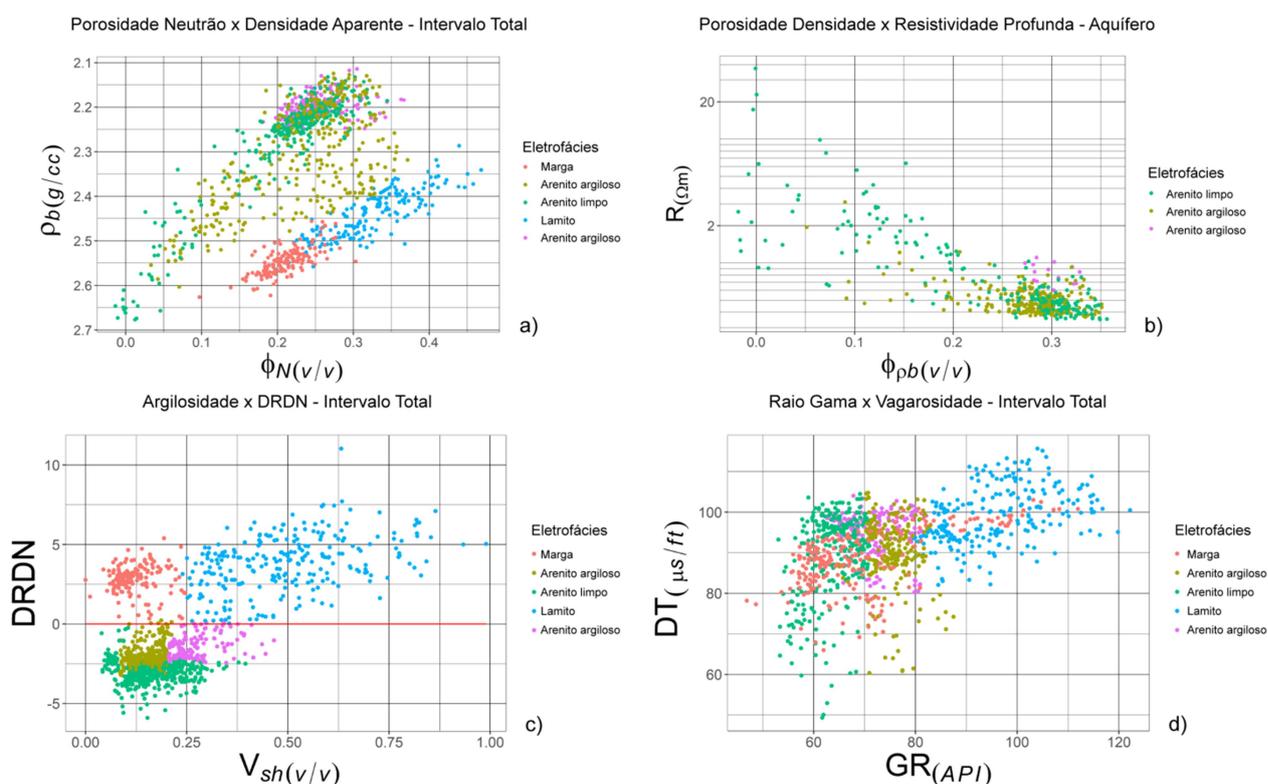


Figura 7 – Modelo de eletrofácies propostas para o poço em estudo.

A composição do pacote turbidítico consegue 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.

Estas ambiguidades são elas mesmas, produto do processo de convolução em que também ocorre 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.

Uma maneira de superar essa limitação é recorrer à estatística não-paramétrica, utilizando funções núcleo, que sejam capazes de estimar as densidades de probabilidade 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 macro-escala (sísmica e geofísica de reservatório) e de engenharia de reservatório (transferência de escala e modelagem de fluxo).

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

## AGRADECIMENTOS

À CAPES — Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Processo 88882.456619/2019-01, bolsa de mestrado concedida ao primeiro autor) e à UFF por todas as contribuições para este estudo.

## REFERÊNCIAS

- Archie, G. E. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 146 (01). 54-62. <https://doi.org/10.2118/942054-G>.
- Arienti, L. M., Backheuser, 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.
- 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*. vol. 3, 57-61. Rio de Janeiro. PETROBRAS.
- Darling, T. (2005). *Well logging and formation evaluation*. Gulf Professional Publishing, Elsevier. 326 p.
- Ellis, D. V., Singer, J. M. (2008). *Well Logging for Earth Scientists*. Netherlands (2<sup>nd</sup> ed.). Elsevier Press. 728 p.
- 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*, v. 38. 188-206.
- Larionov, V. V. (1969). Radiometry in Bore Holes in Russia. Nedra. Moscow. U.S.S.R, 127 p.
- MacQueen, J. B. (1967). Some Methods for classification and Analysis of Multivariate Observations: *Proceedings of 5<sup>th</sup> Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*. 281-297. University of California Press.
- Mint, B. R. S. (1997). Fundamentals of Airborne Gamma-Ray Spectrometry. AGSO, *Journal of Geology and Geophysics*. Australia. Vol. 17 (2): 39-50.
- R Core Team (2021). R: A language and environment for statistical computing, R Foundation for Statistical Computing. Viena, Austria. Acesso em 23/06/2021. <<https://www.R-project.org/>>.
- RStudio Team (2021). RStudio: Integrated Development Environment for R. RStudio, PBC, Boston, MA. Acesso em 07/06/2021. <<https://www.rstudio.com/>>.
- Serra, O. (1984). *Fundamentals of Well Logging Interpretation*. Developments in Petroleum Science, 15-A. Elsevier, Elf Aquitaine. 436 p.
- Serra, O. (2007). *Well Logging and Reservoir Evaluation*. Illustrated Edition. Editions Technips. Paris. France, 227 p.
- Serra, O., Abott, H. T. (1980). The Contribution of Well logging Data to Sedimentology and Stratigraphy. *Society of Petroleum Engineers Journal* - 22(01): 117-131. <https://doi.org/10.2118/9270-PA>.
- 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, 186 p.
- 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). Université Paris 6. Paris. France, 215 p.
- Tiab, D., Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Gulf Professional Publishing. Elsevier, 976 p.
- 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*. vol. 4, 478-489. Rio de Janeiro. PETROBRAS.
- 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. 459-93.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tendo em vista que este trabalho é propositivo e de cunho metodológico, as plataformas utilizadas para o desenvolvimento de uma rotina de avaliação de formação se mostraram poderosas alternativas às suítes proprietárias. O emprego de estatística paramétrica valoriza a informação de poço, que fornece a informação geológica de detalhe, fator condicionante da diligência de exploração e desenvolvimento de campos de petróleo. A informação petrofísica compõe um arcabouço robusto de exploração e desenvolvimento, pois fornece informações confiáveis e acuradas de entrada para outras etapas de exploração e produção, principalmente em relação ao modelo de macro-escala (geofísica e engenharia de reservatórios) e de gerenciamento, já em escala compatível aos modelos de fluxo. Publicações recentes apontam que a análise guiada por dados petrofísicos (PDDA)<sup>3</sup> têm surgido como uma subdisciplina ativa desta área: classificação geológica ou classificação petrofísica; propriedades sísmicas das rochas ou sua modelagem física; predição de propriedades petrofísicas, geoquímicas ou geomecânicas; modelagem de ferramentas de perfilagem; monitoramento de poços e reservatórios; controle automatizado de qualidade da informação, geração de dados de ensaio e orientação operação de perfilagem ou testemunhagem (XU *et al.*, 2019).

Cabe destacar que a informação de poço é intrinsecamente viciada, pois, é toda ela, enviesada devido à demanda e planejamento exploratórios. A amostragem dos poços é realizada nas áreas com maior potencial de produção e, deste ponto de vista, a desejada aleatoriedade necessária à análise estatística (SHANNON, 1948) é operacionalmente comprometida, requerendo diligência no tratamento da informação.

Quaisquer medidas geofísicas são produto de convolução, de maneira mais geral, médias espaciais e temporais, realizadas a precisão e tempo finitos — a primeira, em função da limitação da densidade espectral de potência, e a última como uma limitação da largura de banda associada às diversas faixas de frequência do sinal e dos equipamentos de medição.

Nisto reside a validade do método geofísico. Processos de medição que envolvam quantidades muito maiores de tempo e comprimento do que a escala de inferência em que estas características físicas se realizam, podem ser representativos ou capazes de obter propriedades físicas constantes se a amostragem for uniforme. Por esse motivo, a petrofísica e a análise de perfis são teorias fenomenológicas, pois se apoiam em proposições que atendam a propriedades e relações empiricamente acessíveis entre os

---

<sup>3</sup> Petrophysics Data-Driven Analytics. Tem como objetivo o desenvolvimento e implementação de modelos orientados a estimar as propriedades físicas de reservatórios com base em perfis de poços comuns.

fenômenos, conectando-os e integrando-os por finalidade (VERNIK, 2016; ELLIS; CASE; CHIARAMONTE, 2003).

Heuristicamente, a inferência geofísica não se atém a procurar fronteiras determinadas, a exemplo do que se realiza na investigação geológica, mas se ocupa do estudo e tratamento da informação contida em campos físicos — campos potenciais, campos de ondas e campos difusivos, em denominação abrangente.

A execução do trabalho em 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 estimativa de densidade por Kernel permite depreender estruturas legítimas vinculadas ao sinal por meio de uma assinatura característica honrada pela causalidade geológica e que está suportada também pela estatística descritiva, onde se demonstra de que modo a opção por parâmetros inadequados de filtragem influencia a análise de perfis. Logrou-se a caracterização de alguns agrupamentos de propriedades que, através de uma boa parametrização de eletrofácies, permitindo a identificação de *clusters* que se relacionam a objetos geológicos específicos.

A utilização de histogramas 1D permite inferir estes parâmetros e as naturezas das populações analisadas com grande clareza, primeiro procedimento de ensaio numérico. Cross plots e histogramas 2D permitem o descortino das correlações entre as propriedades físicas e de intensidade destas correlações nestes espaços de representação e de onde se infere o reconhecimento de padrões destas distribuições. A integração da coesa gama de informações anteriores, concatenada a critérios práticos geológicos (ambiente deposicional, associação de fácies e estratigrafia) suportam a um modelo numérico de eletrofácies compatível. A rotina elaborada pode, ainda, ser aplicada a outros cenários nas geociências e ciência de dados.

As limitações encontradas serão discutidas em trabalhos futuros que serão concentrados em refinar as capacidades desenvolvidas nesta pesquisa, avançando na exploração das ferramentas do *R* e *Rstudio*, em particular naquelas de tratamento numérico-estatístico e de eletrofácies. Progredir no aprimoramento de operadores que consigam decompor o sinal em frequências compatíveis com a geologia de reservatório, e ampliar esta rotina a um número maior de poços, com o melhoramento da descrição estatística.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abzalov, M. **Applied Mining Geology**. Modern Approaches in Solid Earth Sciences Book. Springer, ISBN (13) 978-3319392639. 448 p., 2016.

ANP — Agência Nacional de Óleo, Gás e Biocombustíveis. 2018. **Planos de Desenvolvimento, Campo de Albacora**. Disponível em: < [http://www.anp.gov.br/images/planos\\_desenvolvimento/Albacora.pdf](http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Albacora.pdf) >. Acesso em 22/09/2021.

Archie, G. E. **The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics**. Society of Petroleum Engineers Journal, 146 (01). 54-62. <https://doi.org/10.2118/942054-G>. 1942.

Bolt, H. **Wireline Depth Determination**. Society of Professional Well Log Analysts, 3 (3). 2012

Bruhn, C. H. L.; Barroso, A. S.; Lopes, M. R. F.; Sarzenski, D. J.; Abreu, C. J.; Silva, C. M. A. **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. 1998.

Cândido, A. **Campo de Albacora: geometria dos reservatórios oligocênicos**. Encontro Técnico Interdepartamental sobre exploração em águas profundas, vol. 3, 57-61. Rio de Janeiro. Petrobras. 1991.

Cândido, A.; Corá, C. A. G. **The Marlim and Albacora Giant Fields, Campos Basin, Offshore Brazil**. In: THOMAS, M. (ed.) Giant Oil Fields of the Decade 1978-1988. Tulsa, AAPG. 125-135 (Memoir 54). 1990.

Darling, T. **Well logging and formation evaluation**. Gulf Professional Publishing, Elsevier. 326 p. 2005.

Ellis, D. V., Singer, J. M. **Well Logging for Earth Scientists**. Netherlands (2nd ed.). Elsevier Press, 728 p. 2008.

Ellis, D. V.; Case, C. R.; Chiamonte, J.M. Tutorial - **Porosity from Neutron Logs I — Measurements**. Petrophysics, 44(06). 2003.

Figueiredo, A. M. F.; Martins, C. C. **20 anos de Exploração da Bacia de Campos e o sucesso nas águas profundas**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro. 4(1). 105-123. 1990.

Geisser, S. **Modes of Parametric Statistical Inference**. Wiley Series in Probability and Statistics. John Wiley & Sons, ISBN (10) 0471667269. 192 p., 2006.

Hilchie, D. W. **Wireline: A history of the well logging and perforating business in the oil fields**. Boulder, ASIN - B004BIPZK2. 200 p., 1990.

Hiscock, K.; Bense, V. F. Hidrogeology: **Principles and Applications**. Willey-Blackwell, 2<sup>nd</sup> ed. ISBN (10) 978-0-470-65662-4. 552 p., 2014.

Keller, E. A. **Environmental Geology**. Prentice Hall, 9<sup>th</sup> ed.. ISBN (10) 0321643755. 596 p., 2010.

Moraes, M. A. S., Blaskovisc, P. R., Paraizo, P. L. B. **Arquitetura de Reservatórios de Águas Profundas**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, 14(1), 7-25. 2006.

Pickett, G. R. **Pattern Recognition as a Means of Formation Evaluation**. The Log Analyst. 14 (04), 3-11. 1973.

R Core Team. 2021. **R: A language and environment for statistical computing, R Foundation for Statistical Computing**. Vienna, Austria. Acesso em 23/06/2021. <<https://www.R-project.org/>>.

Rider, M. **The Geological Interpretation of Well Logs**. Gulf Publication Co.. ISBN (10) 0884153541, 280 p. 1996.

RStudio Team. 2021. **RStudio: Integrated Development Environment for R**. RStudio, PBC, Boston, MA. Acesso em 07/06/2021. <<https://www.rstudio.com/>>.

Serra, O. **Fundamentals of Well Logging Interpretation**. Developments in Petroleum Science, 15-A. Elsevier, Elf Aquitaine. 436 p., 1984.

Shannon, C. E. **A Mathematical Theory of Communication**. *Bell System Technical Journal*. 27(3): 379–423. doi:10.1002/j.1538-7305.1948.tb01338.x. 1948.

Sundberg, K. **Effect of impregnating waters on electrical conductivity of soils and rocks**. The log Analyst (21). 1980.

Vernik, L. **Seismic Petrophysics in Quantitative Interpretation**. Society of Exploration Geophysicists, Investigations in Geophysics Series. doi: <https://doi.org/10.1190/1.9781560803256>. 2016.

Waltham, T. **Foundations of Engineering Geology**. CRC Press, 3<sup>rd</sup> ed. ISBN (10) 0415469597. 104 p., 2009.

Winter, W. R.; Jahnert, R. J.; França, A., B. **Bacia de Campos**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, 15(1), 511-529. 2007.

Xu, C.; Misra, S., Srinivasan, P.; Ma, S. **When Petrophysics Meets Big Data: What can Machine Do?**. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Manama, Bahrain. doi: <https://doi.org/10.2118/195068-MS>. 2019.