



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA/LAGEMAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA TERRA

Projeto Final: EGG10163 - Perfilagem Geofísica de Poços

Eduarda Carvalho de Almeida – Aluna especial

Rio de Janeiro
2022

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho se trata da aplicação da linguagem R para análise petrofísica através do *software Rstudio*, isto é, se trata de aplicação da linguagem computacional R para análise das propriedades físicas das rochas. O *Rstudio* é ambiente de desenvolvimento integrado para a linguagem R, que permite criar e rodar códigos de forma prática e simples através do seu ambiente de manipulação, análise e visualização de dados.

Os scripts utilizados neste trabalho foram apresentados e explanados na disciplina EGG10163 - Perfilagem Geofísica de Poços, do Programa de Pós-graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra - Universidade Federal Fluminense.

É importante destacar que para auxiliar na criação de gráficos, histogramas e diagramas foi utilizado o *ggplot2*, um pacote com linguagem R que permite uma fácil visualização de dados, pois possibilita através das variáveis de interesse definir parâmetros básicos sobre o gráfico.

Os dados petrofísicos são oriundos de um poço, o qual não se sabe as coordenadas exatas, mas é sabido que se trata de um poço na Bacia de Campos, localizada na porção sudeste do Brasil, ao longo da costa norte do Estado do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo (figura 1). O poço em questão pertence a reservatórios turbidíticos dos pós-sal da Bacia de Campos, reservatórios que tiveram uma significativa importância no cenário petrolífero nacional offshore.

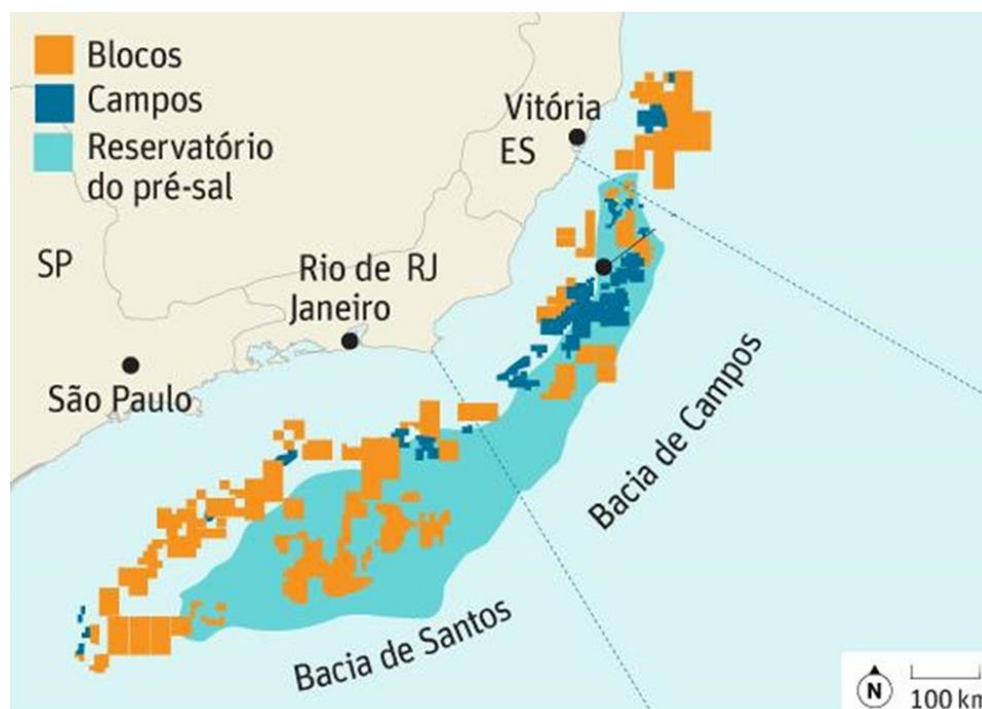


Figura 1 – Localização da Bacia de Campos no sudeste do Brasil. (Fonte: Modificado de Petronotícias, 2015)

Esses reservatórios turbidíticos estão associados a sistemas deposicionais de águas profundas, com granulometria dos sedimentos variando de conglomerado a argila, mas com a predominância de grãos em tamanho areia, através de fluxos de correntes de turbidez formando canais ou lobos (figura 2). Frequentemente esses sedimentos exibem uma sequência de deposição característica denominada sequência Bouma (figura 3).

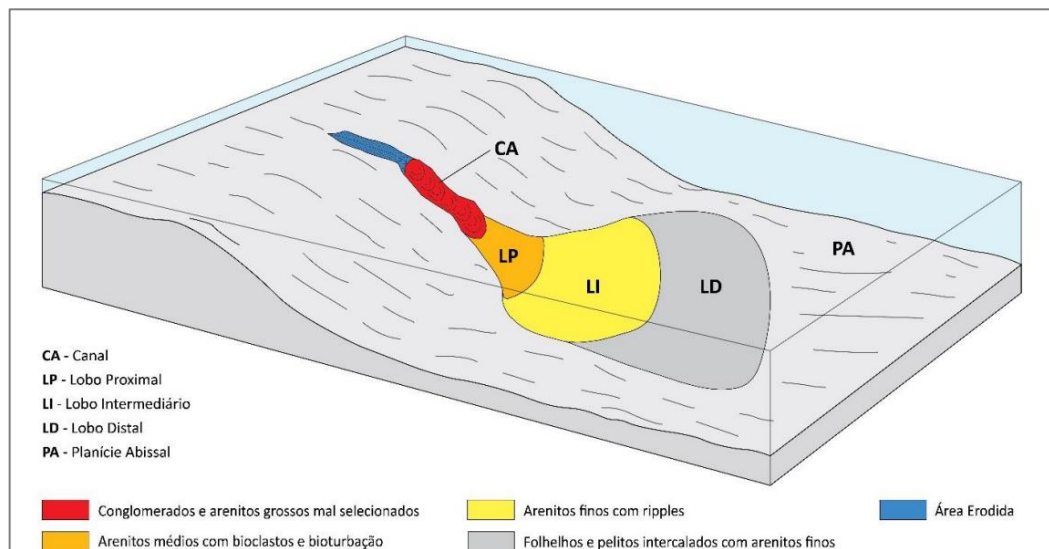


Figura 2 – Modelo esquemático de deposição de reservatórios turbidíticos. (Fonte: Moraes, 2017)

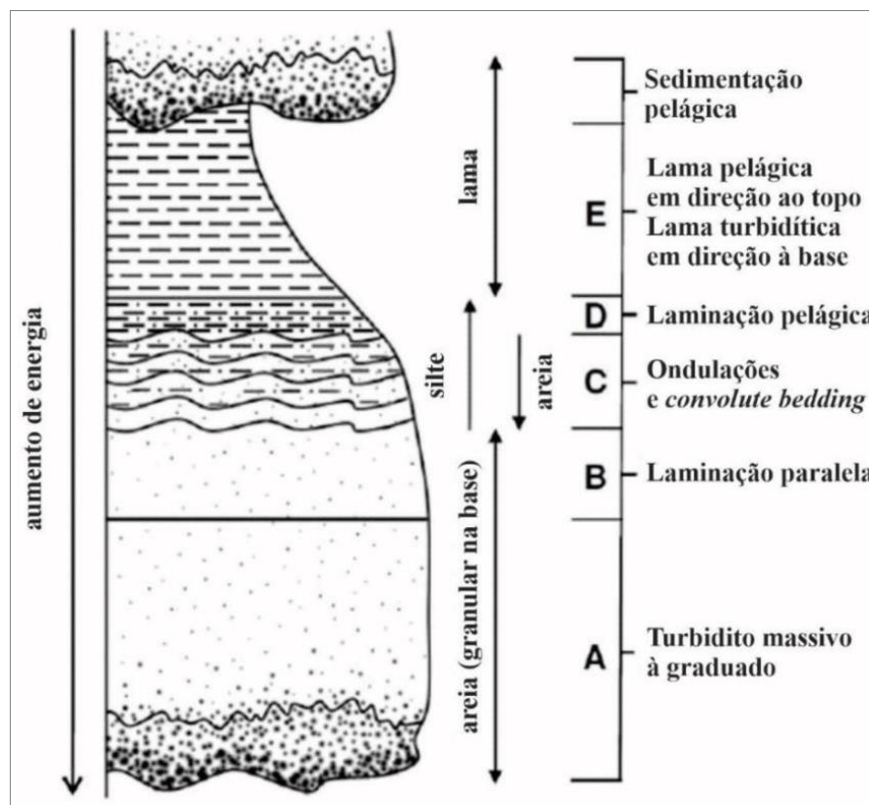


Figura 3 - Sequência de Bouma completa. (Fonte: Bouma, 1962).

2. OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal a aplicação dos principais scripts explanados e estudados na disciplina EGG10163 - Perfilagem Geofísica de Poços para interpretação dos parâmetros físicos do poço, visando realizar interpretações geológicas, bem com identificar locais com chances de ocorrência de hidrocarbonetos.

Para realizar essa análise foi escolhido utilizar scripts que expliquem o comportamento entre os perfis geofísicos, para que com isso seja possível realizar interpretações geológicas sobre o poço. Sendo assim, foi possível analisar:

- perfis x profundidade;
- Histogramas 2D;
- Gráficos de dispersão;
- Gráfico DR/DN;
- Regressão local suavizada.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Considerando a disponibilidade das curvas de profundidade, raios gama, resistividades, sônico, NPHI e densidade na tabela de banco de dados em um primeiro momento foi gerada os gráficos dessas curvas pela profundidade, bem como densidade x neutrão (%), para uma análise geral do poço (figura 4). Com base na análise das curvas presentes, e principalmente no perfil raio gama, foi feita a interpretação geológica visando dividir as litologias do poço em dois grandes grupos: folhelhos e não-folhelhos.

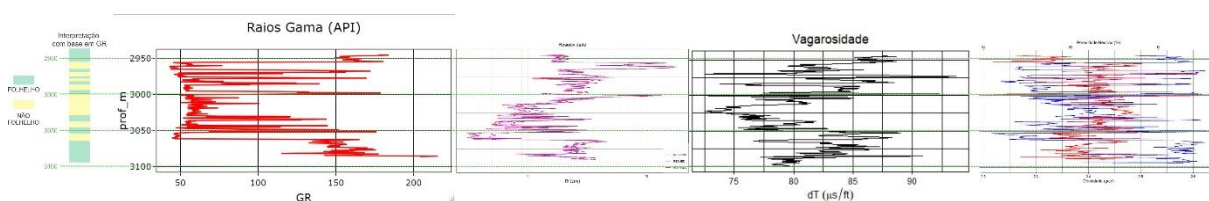


Figura 4 – Gráficos do comportamento dos principais perfis e interpretação geológica.

Para essa classificação de folhelhos e não-folhelhos foi escolhida a curva raio gama, dada sua natureza bastante sensível a presença de argilas componente principal dos folhelhos. Para medidas com raio gama inferiores a 100 foi considerado não folhelhos, e valores superiores foram classificados como folhelho.

Vale ressaltar que essa metodologia pode ser facilmente incorreta quando há a presença significativa no poço de rochas além dos folhelhos com altos valores de K, Th e U, que irão fazer com que a curva de raio gama tenha valores mais elevados para essas litologias. Entretanto, considerando o ambiente deposicional e o depósito a qual esse poço estar associado, por se tratar de um reservatório turbidítico, acredita-se que a predominância de raios gama com altos a baixos valores está associado a presença intercalada de arenitos e folhelhos, assinatura típica desses depósitos.

Dada a susceptibilidade dos raios gama para identificação das litologias, se faz necessário investigar o comportamento desse dado através de histogramas de raio gama total (figura 5), no qual apresenta o agrupamento de conjunto das medidas em grau API em células, denominadas bins, sendo altura de cada bin obtida pela contagem de números obtidos dentro daquele conjunto. Ao analisar a figura é perceptível que mesmo com o aumento do detalhamento do gráfico, através do aumento no número de bins, ainda é possível identificar dois agrupamentos principais com distribuição normal dentro do perfil raio gama: i) um agrupamento com ocorrência maior, e valores entre aproximadamente 40 a 80 graus API, associado aos volumes

de arenito com baixa argilosidade e *ii*) valores de raio gama altos, entre aproximadamente 125 a 170 graus API, correspondente aos folhelhos.

Nota-se também que, entre esses dois agrupamentos há a distribuição de amostras com valores intermediários maiores que 80 e menores que 125, bem como um grupo de valores superiores que 170 graus API. Esse comportamento pode estar associado a *i*) heterogeneidade geológica do poço, pois além de folhelho e arenitos pode haver outras litologias com valores maiores ou menores de raio gama, *ii*) lentes de arenitos com matriz argilosa e *iii*) folhelhos com concentrações de argila extremamente altas.

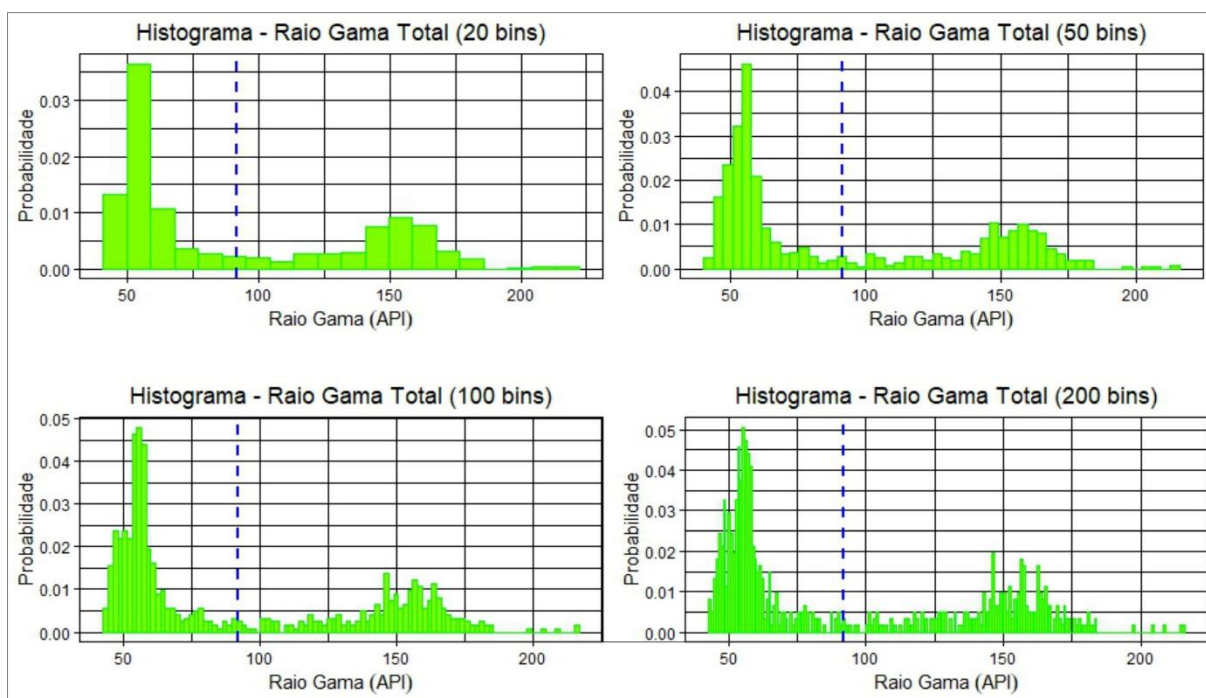


Figura 5 – Histograma de raio gama total.

Considerando o comportamento dos histogramas de raio gama total, com dois agrupamentos principais, é interessante analisar esses subconjuntos para verificar a distribuição para cada um. Para essa análise foi considerado o teor de corte 70 graus API (figura 6). É perceptível que para agrupamento dos arenitos a maioria dos valores exibem graus API entre 50 a 60, valores que podem ser compatíveis para rochas reservatórios, isto é, com baixo percentual de matriz argilosa. Há também uma predominância da ocorrência de valores com raio gama menor e maior, estes com menor frequência de ocorrência, o que pode ser explicado pela natureza desses depósitos, com alternância de tipos de arenitos compatíveis com a sequência de Bouma para a deposição de turbiditos.

Para os folhelhos observa-se uma predominância de valores com alto grau API, e valores com grau API um pouco menores, mas ainda altos, comportamento típico dessas rochas que

frequentemente exibe heterogeneidade composicional, mas ainda assim preservam valores de argila altos.

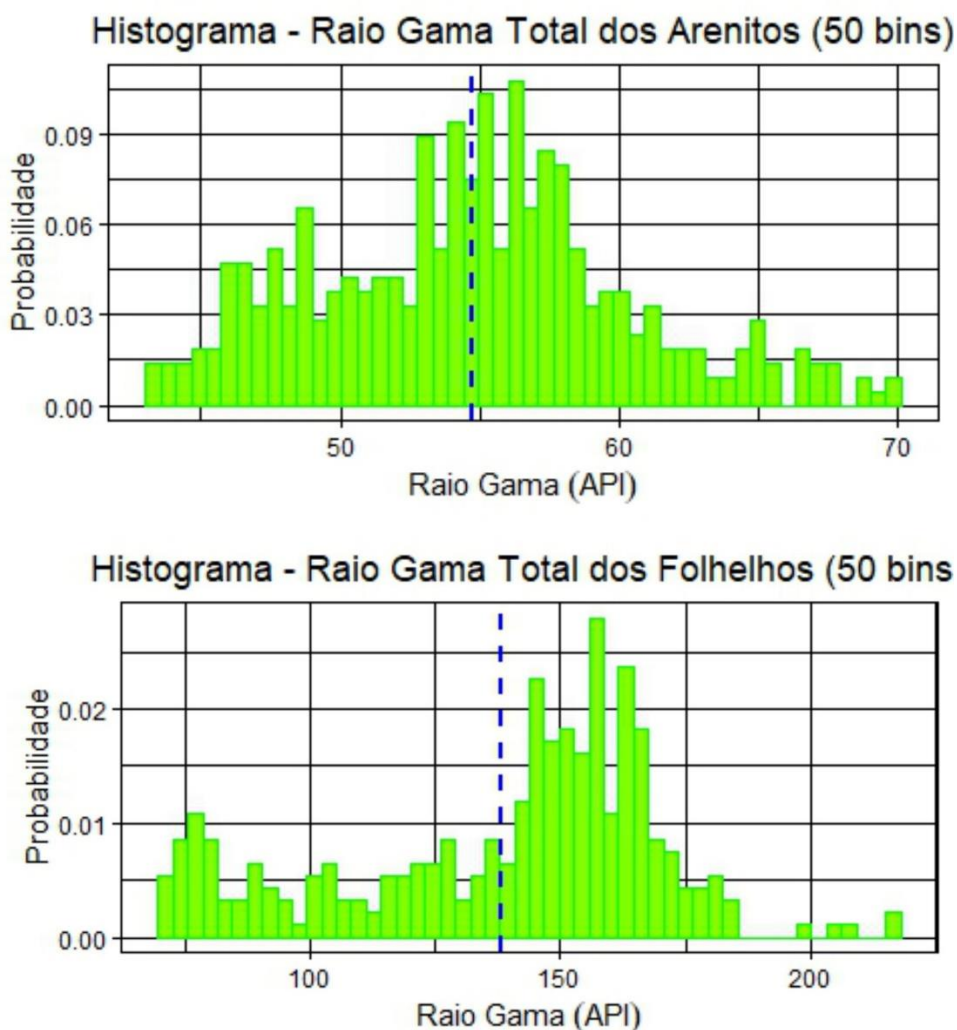


Figura 6 – Histograma do agrupamento de arenitos e folhelhos, com teor de corte 70 graus API.

Analisando a relevância do perfil raio gama para identificação de litologias no poço e a considerável distinção ante composição mineralógica e granulometria dos folhelhos e arenitos, se faz pertinente analisar o comportamento desses grupos com relação a densidade. O gráfico de dispersão (figura 7) exibe como essas amostras se relacionam com a densidade, sendo possível observar dois grandes agrupamentos, um com valores de densidade inferiores a $2,4 \text{ g/cm}^3$ associados a valores de raio gama inferiores a ~ 75 graus API relacionado aos arenitos, e outro grupo com densidade $\sim 2,55$ a $2,65 \text{ g/cm}^3$ associado a valores de raio gama entre 125 a 175 graus API associado aos folhelhos.

É importante mencionar que nesse gráfico de dispersão, ente esses dois grupos, ocorre amostras com distribuição dispersa, sem exibir um comportamento característico que relacionem o raio gama com a densidade.

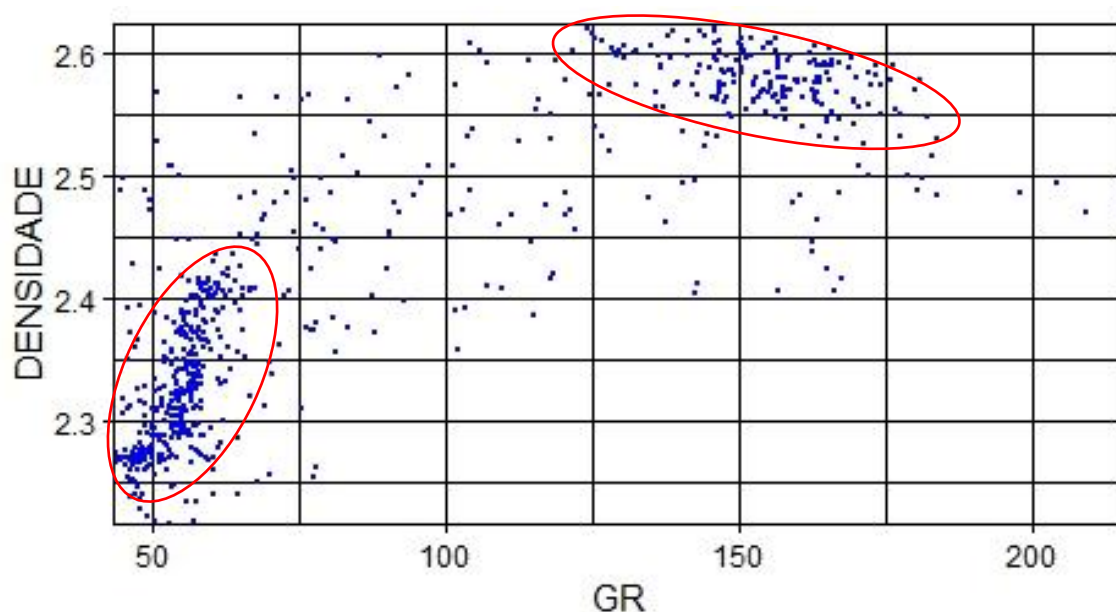


Figura 7 – Gráfico de dispersão do raio gama com a densidade. Círculos em vermelho exibem dois comportamentos principais das amostras.

Tendo em vista a relação direta das curvas de raio gama e densidade o *Rstudio* permite também realizar regressões para explicar o comportamento entre essas duas variáveis. Ao aplicar a regressão linear no diagrama de dispersão (figura 8) para verificar o comportamento da densidade em relação ao raio gama, tentando estabelecer o comportamento linear entre essas duas variáveis, nota-se que uma reta não é o ideal para descrever essa relação, uma vez que ocorre muitos pontos dispersos em todo o gráfico.

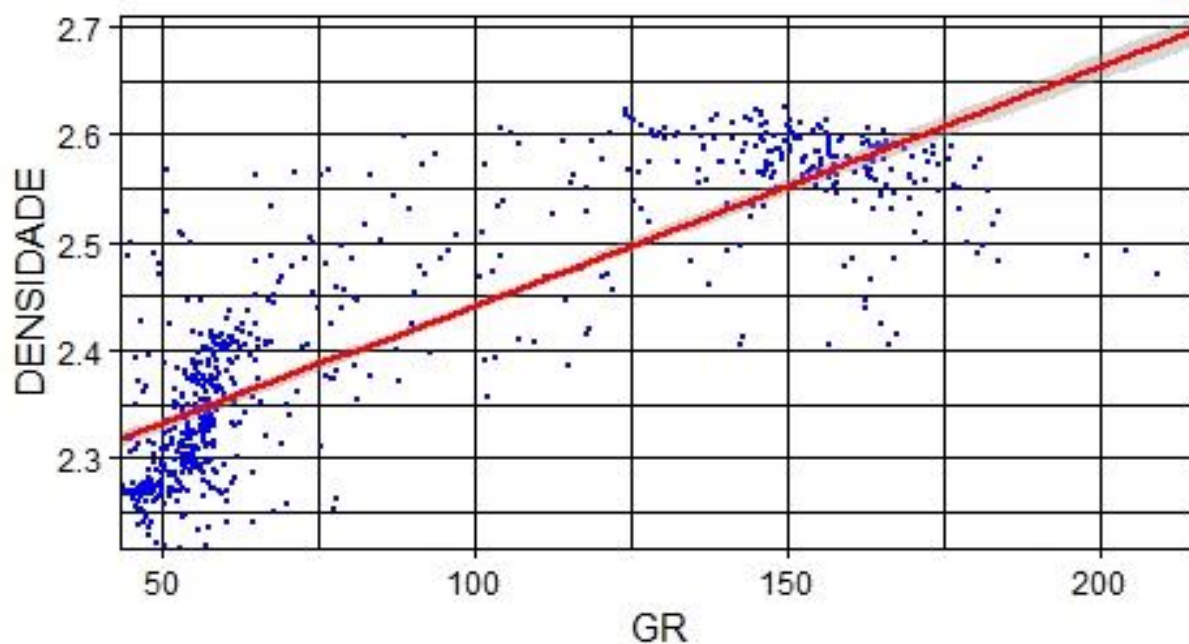


Figura 8 – Regressão linear para o diagrama de dispersão visando estabelecer a relação da densidade com o raio gama.

Nesse sentido, é nítido que uma regressão linear não é o melhor método para descrever o comportamento entre essas duas variáveis, por isso a regressão local (*Loess*) que basicamente estima curvas e superfícies através da suavização também foi calculada pelo *Rstudio* (figura 9).

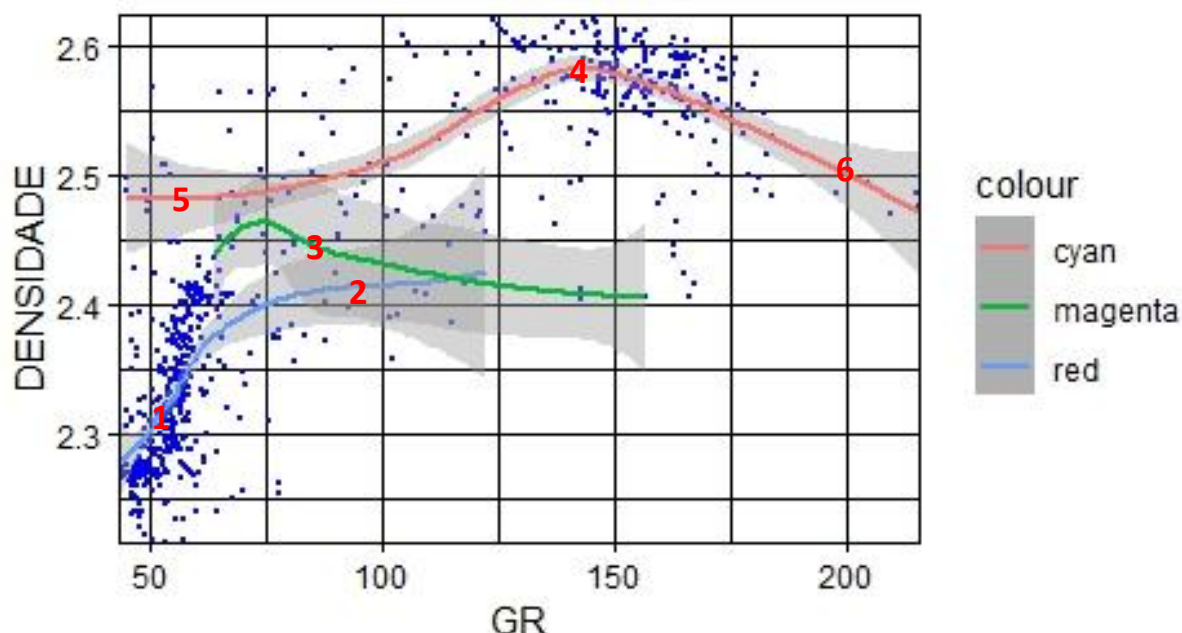


Figura 9 – Regressão local descrevendo a relação dos valores de densidade com o raio gama.

Esse método de regressão estima a função que descreve a dependência entre as variáveis com base na vizinhança de cada ponto de interesse, o que melhor se adequa a distribuição dos dados em questão, uma vez que há pelo menos três grandes grupos com comportamentos distintos. Percebe-se que para cada curva *loess* o ajuste da curva possui maior precisão em locais onde há uma densidade de amostras com comportamentos muito próximos, com por exemplo regiões 1 e 4 do gráfico, enquanto para locais nos quais os pontos estão muito afastados entre si, a nuvem na cor cinza permite estimar um intervalo a qual aquela função poderia variar, tendo em vista a discrepância dos valores dos pontos de interesse como por exemplo, regiões 2, 3, 5 e 6 do gráfico.

Outra funcionalidade robusta que o *Rstudio* permite calcular são os gráficos de dispersão com três variáveis (abscissa, ordenada, cor do ponto), para mostrar a relação entre ambas. Na figura 10 é dada a relação que o neutrão (%) e densidade possui com o raio gama. É possível então analisar o comportamento da densidade e neutrão (perfis utilizados para estimar porosidade) com o raio gama, sendo perceptível que para os valores de baixo raio gama exibem menores densidades (entre 2,3 a 2,4) característica compatível com os arenitos, enquanto que os altos valores de raio gama possui densidade mais elevada (entre 2,5 a 2,6) o é esperado devido ao grau de compactação dos folhelhos. O cruzamento da relação densidade X raio gama

com o perfil neutrão evidencia que para os folhelhos os valores de neutrão são médios a altos (entre 17 a 28%), o que pode ser explicado devido a presença abundante de argilas que possuem água estrutural, aumentando o teor de hidrogênio e o valor da medida do perfil neutrão. Para os arenitos os valores de neutrão são médios, tendo em vista que essas rochas possuem fluidos em sua composição.

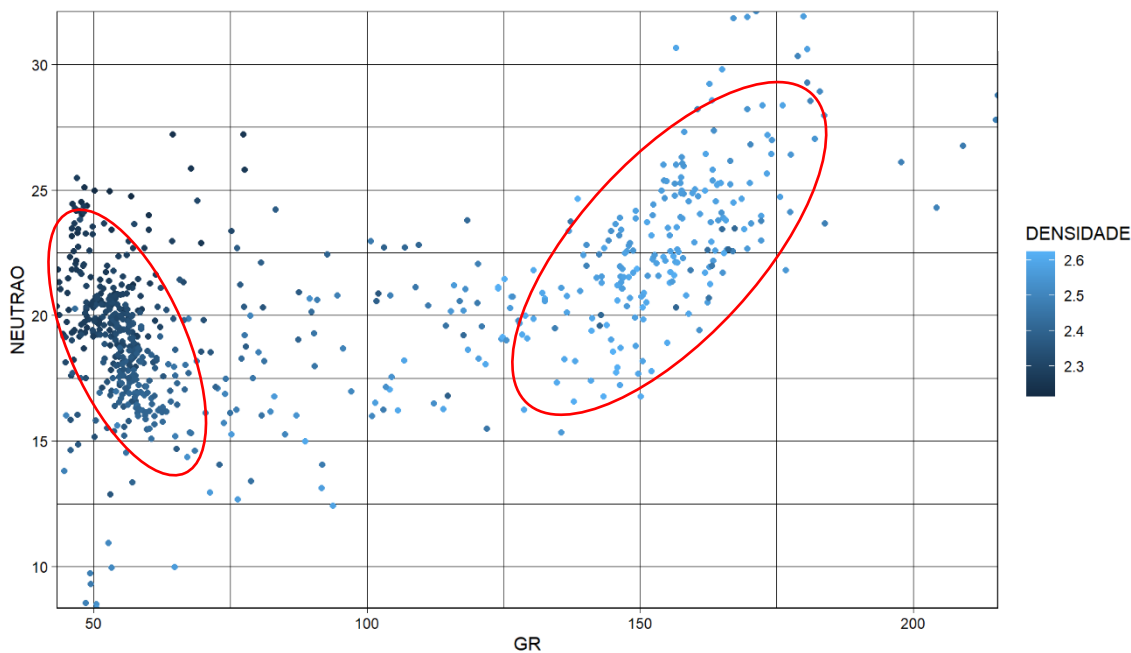


Figura 10 – Gráfico de dispersão de três variáveis.

É importante ressaltar que para os arenitos com gás, os valores de neutrão serão tipicamente baixos, sugerindo uma porosidade menor que a real, uma vez que o gás apresenta menor concentração de hidrogênio. Logo, essas medidas de arenito com baixos valores de neutrão devem ser investigadas também em outros perfis, para avaliar a possibilidade de ocorrência de hidrocarbonetos.

Uma outra metodologia eficiente para identificação de litologias, para posterior identificação de ocorrência de hidrocarbonetos é a curva DRDN. Essa curva é utilizada para identificar litologias com base nos perfis de densidade e neutrão, pela relação $DR/DN = [(RHOB-2)/0.05] - [(0.45-NPHI)/0.03]$, sendo valores negativos representam os arenitos e os positivos os folhelhos (figura 11).

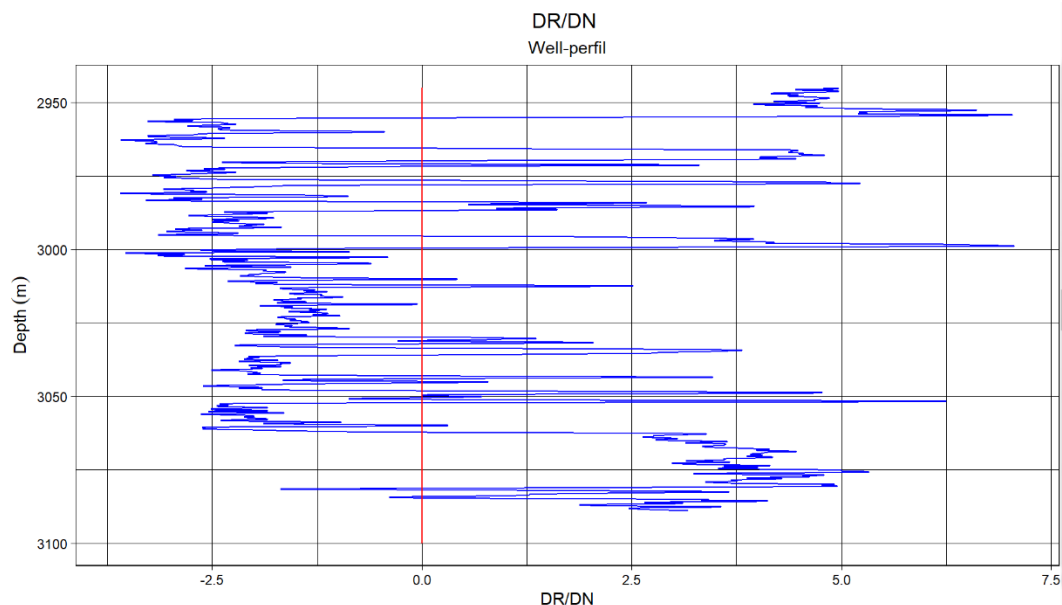


Figura 11- Curva DR/DN para distinção de litologias.

Ao identificar as litologias pelo perfil DR/DN e cruzar as profundidades das camadas de arenitos com os valores de resistividades elevados e com crossover dos perfis densidade e neutrão é possível identificar locais com possibilidade de hidrocarbonetos, tendo em vista que o espaçamento com baixos valores de neutrão e altos de densidade pare arenitos com resistividade elevada pode ser indicativo da presença de óleo e principalmente gás, regiões representadas pelo traço cinza claro na figura 12.

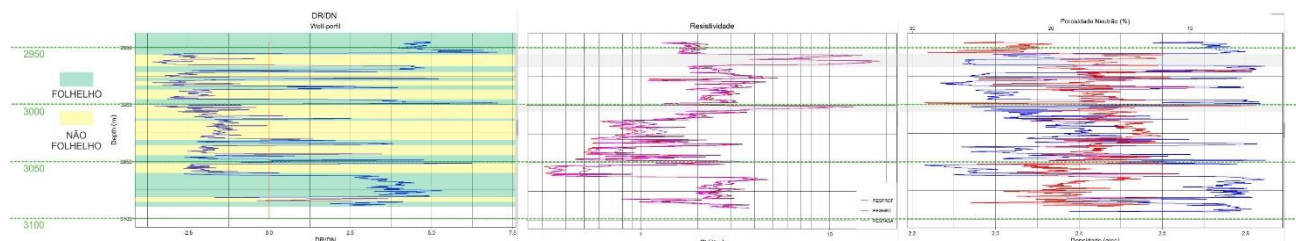


Figura 12 – Análise de perfis para identificar regiões com possibilidade maior de ocorrência de hidrocarbonetos. O traço no preenchimento cinza claro evidência a ocorrência dessas regiões no poço.

4. CONCLUSÕES

Com a aplicação da linguagem de programação em R através do *software Rstudio* foi possível investigar as propriedades petrofísicas do poço de uma forma prática e simples. Os scripts estudados se mostraram bastante eficientes para investigar o comportamento entre as variáveis (ex: raios gama, densidade, neutrão, etc) através da construção de gráficos, diagramas de dispersão e histogramas. Isso possibilita um melhor entendimento do comportamento litológico de cada rocha, permitindo entender quais fatores podem ter influenciado no processo de formação daquela rocha.

Além disso, foi possível também identificar, em um primeiro momento, zonas com maior chance para ocorrência de hidrocarbonetos. Logo, é perceptível que a linguagem R utilizada se atrelada aos dados do perfil de acompanhamento geológico, ou até mesmo ao perfil composto do poço, os quais exibem a ocorrência de hidrocarbonetos durante a perfuração, será uma metodologia poderosa para identificar zonas produtoras.

Tendo em vista que o *Rstudio* é um software livre e as recentes iniciativas da Agência Nacional do Petróleo em parceria com o Serviço Geológico do Brasil na disponibilização gratuita dos dados técnicos públicos digitais de diversas bacias brasileiras, incluindo dados de poços, através do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), é nítido a importância da aplicação nesse software no estudo das informações disponíveis, o que possibilita um avanço significativo no conhecimento da geologia brasileira.

REFERÊNCIAS

ANP autoriza continuidade de produção no Campo de Frade. **Petronotícias**. 2015. Disponível em:< <https://petronoticias.com.br/anp-autoriza-continuidade-de-producao-no-campo-de-frade/>>. Acesso em 30 de julho de 2022.

Bouma, A.H., **Sedimentology of some Flysch Deposits: A Graphic Approach to Facies Interpretation**. Elsevier, Amsterdam, 1962, p 168.

Moraes, T. A. **Análise sismoestratigráfica dos complexos turbidíticos do cretáceo superior da Bacia de Campos**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2017, 87p.