

Higor Benício Madruga Vieira

**Cálculo do volume de argila a partir de diferentes perfis geofísicos: Aplicação no poço pioneiro 1-EO-MA na bacia de Barreirinhas, Maranhão-Brasil**

Brasil

4 de outubro de 2021

Higor Benício Madruga Vieira

**Cálculo do volume de argila a partir de diferentes perfis  
geofísicos: Aplicação no poço pioneiro 1-EO-MA na bacia de  
Barreirinhas, Maranhão-Brasil**

Projeto Final de Graduação apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense como requisito para a obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

Universidade Federal Fluminense - UFF

Departamento de Geologia e Geofísica

Graduação em Geofísica

Orientador: Rodrigo Bijani

Brasil

4 de outubro de 2021

Higor Benício Madruga Vieira

**Cálculo do volume de argila a partir de diferentes perfis geofísicos: Aplicação no poço pioneiro 1-EO-MA na bacia de Barreirinhas, Maranhão-Brasil**

Projeto Final de Graduação apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense como requisito para a obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

Comitê composto pelos seguintes avaliadores:

---

**Rodrigo Bijani**(Orientador)  
GGO-UFF

---

**Mário Martins Ramos**  
GIECAR-UFF

---

**Rodrigo Dutra**  
GIECAR-UFF

Brasil  
4 de outubro de 2021

# Agradecimentos

Agradeço a Deus, que de formas muitas vezes inexplicáveis sempre me trouxe de volta ao meio acadêmico, e também por tudo o mais. À minha família, por todo apoio e paciência que tiveram ao longo de todos esses anos.

Ao Instituto Jelson da Costa Antunes - IJCA, e ao programa *Fortalecendo Trajetórias*, sem os quais tudo teria sido muito mais difícil.

Ao professor Aderbal, que com suas aulas vigorosas de Física despertou em mim o gosto pelas ciências exatas, e a todo corpo docente do Colégio Salesianos Santa Rosa.

À Pró-Reitoria de Assuntos Estudantis - PROAES da UFF, e aos professores Rogério de Araújo Santos e Humberto Marotta, que possibilitaram a minha permanência na universidade durante períodos difíceis.

Ao professor Rodrigo Bijani, que me acolheu como orientando e encarou os desafios deste trabalho junto comigo.

Ao professor Wagner Moreira Lupinacci, por sua solicitude e presença constante durante todo o trabalho.

Aos mestres Mário Martins Ramos e Fernando Vizeu, que gentilmente auxiliaram em todo o processo de programação científica.

À Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) por ter cedido os dados de perfilagem de poços.

Por fim, à Universidade Federal Fluminense e aos seus professores por toda a contribuição.

## Resumo

O efeito da argilidade é importante para determinação do potencial e qualidade de reservatórios petrolíferos, e deve ser levado em consideração na análise de perfis geofísicos de poço, e também nas medidas indiretas feitas a partir destes perfis, como cálculos de porosidade, permeabilidade e saturação de água. Na análise tradicional de perfis, estimativas do volume de argila e seus efeitos são realizadas usualmente a partir da leitura de perfis de raios (GR) gama, usando métodos empíricos. Porém, se a formação contiver outros componentes radioativos além daqueles presentes nas argilas, estes modelos sofrem uma considerável redução na precisão dos cálculos. No presente trabalho são apresentados os resultados obtidos utilizando um método tradicional para a estimativa do volume de argila, e outros dois métodos que integram informações dos perfis de densidade, porosidade neutrônica e potencial espontâneo. Foram utilizados dados do poço pioneiro 1-EO-1-MA, localizado no Campo de Espigão - Bacia de Barreirinhas. Quando comparados ao perfil litológico do poço, no intervalo de profundidades escolhido para o trabalho, a metodologia que apresentou os melhores resultados foi aquela que depende apenas das leituras do perfil de potencial espontâneo, e pode ser tratada como uma alternativa às metodologias clássicas para reservatórios compostos por arenitos feldspáticos e com grandes volumes de argilas detríticas, na Bacia de Barreirinhas.

**Palavras-chave:** estimativa de volume de argila, perfis de poços, métodos empíricos.

## Abstract

The effect of shaliness is important for determining the potential and quality of reservoirs. The analysis of well-log data and also the calculation of porosity, permeability and water saturation are dependent on shalliness estimation. In traditional well log analysis, estimates of clay volume and its effects are performed by gamma ray (GR) logs, using empirical methods. However, if the formation contains other radioactive components, those mathematical expressions tend to suffer a considerable reduction in the accuracy. In the present work, the results obtained using a traditional method for estimating the clay volume, and two other methods that integrate information on density, neutronic and spontaneous potential logs, are presented. Data from well 1-EO-1-MA, located in the Espigão Field - Barreirinhas Basin, were used. When compared to the lithological log of the well, in the range of depths chosen for the work, the methodology that showed the best results is referred to the spontaneous potential log, and can be treated as an alternative to classical methodologies for reservoirs composed of feldspathic sandstones and large volumes of dispersed clays, such as those of the Barreirinhas Basin.

**Keywords:** shaliness estimation, well logs, empirical methods.

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>9</b>
1.1	Objetivos	11
1.2	Estudo de Caso	11
<b>2</b>	<b>Contexto Geológica</b>	<b>13</b>
2.1	Bacia de Barreirinhas	13
2.2	Grupo Canárias	14
2.3	Formação Barro Duro	15
2.4	Campo de Espigão	15
<b>3</b>	<b>Metodologia</b>	<b>16</b>
3.1	Estimativas de Argilosidade	17
3.1.1	$V_{sh}$ através dos Perfis de Raios Gama (GR)	17
3.1.2	$V_{sh}$ através dos perfis de potencial espontâneo (SP)	19
3.1.3	$V_{sh}$ através da combinação entre perfis RHOB e NPHI	20
3.2	Determinação do perfil litológico	21
<b>4</b>	<b>Resultados e Discussões</b>	<b>22</b>
4.1	Análise dos Perfis	22
4.2	Volumes de Argila $V_{sh}$	23
4.3	Análise Litológica	24
<b>5</b>	<b>Conclusões</b>	<b>26</b>
	<b>Referências</b>	<b>27</b>

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Classificações do $V_{sh}$ de acordo com sua distribuição na formação (modificado de SCHLUMBERGER, 1989) . . . . .	10
Figura 2 – Localização da Bacia de Barreirinhas - Maranhão (modificado de ANP) . . .	11
Figura 3 – Área de Espigão (modificado de ANP) . . . . .	12
Figura 4 – Seção Geológica Esquemática da Bacia de Barreirinhas (modificado de ANP)	13
Figura 5 – Carta estratigráfica da Bacia de Barreirinhas (FIGUEIREDO et al., 1983) . .	14
Figura 6 – Fluxograma utilizado neste trabalho . . . . .	16
Figura 7 – Exemplo de definição das linhas base de arenitos e folhelhos no perfil GR (modificado de CARASQUILLA, 2014) . . . . .	18
Figura 8 – Exemplo de definição da linha base folhelhos e SSP no perfil SP (modificado de RIDER, 1986) . . . . .	19
Figura 9 – Perfil Litológico Verdadeiro (a), Cáliper (b), Raios Gama (c), Densidade (d), Neutrônico (e) e Potencial Espontâneo (f). As seções destacadas mostram os trechos de instabilidade do Cáliper . . . . .	22
Figura 10 – Perfil Litológico Verdadeiro (a), $V_{sh1}$ (b), $V_{sh2}$ (c), $V_{sh3}$ (d) . . . . .	23
Figura 11 – Perfil Litológico Verdadeiro (a), e litofácies calculadas a partir dos volumes $V_{sh1}$ (b), $V_{sh2}$ (c) e $V_{sh3}$ (d) . . . . .	24

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Razões Arenito/Folhelho calculadas a partir dos Perfis Litológicos . . . . .	25
Tabela 2 – Erros percentuais dos Perfis Litológicos calculados em relação ao Perfil Litológico Verdadeiro . . . . .	25

# 1 Introdução

Os argilo-minerais, principais constituintes dos folhelhos, são comuns em rochas sedimentares. Segundo Suguio (2003), cerca de 60% dessas rochas são compostas por argilo-minerais. A ocorrência de folhelhos e/ou argilo-minerais em uma determinada formação é um fator importante na avaliação de perfis geofísicos de poço. A estimativa de argilosidade, aqui tratada como o volume de argilo-minerais e/ou folhelhos presentes na formação ( $V_{sh}$ ), constitui uma etapa essencial na avaliação do potencial e qualidade do reservatório, pois seus efeitos tem grande influência na determinação da porosidade, permeabilidade e saturação de água da formação (SCHLUMBERGER, 1989). O  $V_{sh}$  também pode afetar o comportamento e interpretação de todos os perfis, por essa razão deve ser considerado em todas as leituras. De acordo com NERY (2013), o efeito da argilosidade sobre os perfis está associado à quantidade de  $V_{sh}$ , sua distribuição dentro do volume investigado e do tipo de material argiloso (principalmente no que se refere a sua capacidade de reter água); logo, a saturação em água e salinidade da água de formação também podem influenciar o efeito.

A distribuição do  $V_{sh}$  dentro da formação pode ocorrer de forma laminar, estrutural ou dispersa. Adicionalmente, é possível a presença das três distribuições simultaneamente na mesma formação (SCHLUMBERGER, 1989) (Figura 1):

- Forma laminar:

Ocorre na forma de lâminas intercaladas com areias. Não afeta a porosidade e permeabilidade das faixas de areia em si, porém, em proporções elevadas, pode diminuir correspondentemente o meio poroso, reduzindo proporcionalmente a porosidade efetiva média geral;

- Forma estrutural:

Participa da matriz da rocha como grãos ou nódulos, e tem propriedades semelhantes as da forma laminar.

- Forma dispersa:

Ocorre disperso entre as areias, preenchendo parcialmente os espaços intersticiais. Pode estar disperso em acumulações, aderindo grãos de areia, revestindo-os ou preenchendo poros menores. Reduz significativamente a permeabilidade da formação.

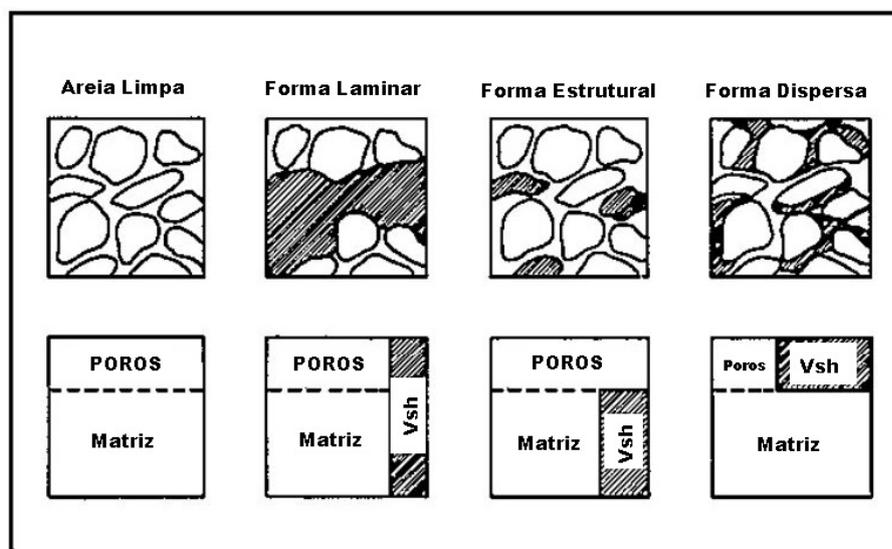


Figura 1 – Classificações do  $V_{sh}$  de acordo com sua distribuição na formação (modificado de SCHLUMBERGER, 1989)

Ellis e Singer (2007) introduzem que, historicamente, na análise tradicional de perfis de poços, muitas técnicas bem sucedidas para estimativas de  $V_{sh}$  e seus efeitos são baseadas em medições e gráficos de dispersão, também chamados de crossplots, de perfis em grandes intervalos de profundidade que incluem folhelhos maciços e zonas limpas (sem argilas). Nestas situações, os volumes de argila são determinados a partir do escalonamento de funções dessas leituras entre os valores máximos e mínimos do registro, que representariam, respectivamente, 100% e 0% de folhelho. Ainda segundo os autores, essas técnicas são subjetivas, e produzem estimativas de  $V_{sh}$  com pouca consideração sobre os detalhes de composição e distribuição das argilas, além de presumirem que a composição das argilas é a mesma nos folhelhos e nos reservatórios (i.e., arenitos). No entanto, Ellis e Singer (2007) ressaltam que, em muitas circunstâncias, isto é o melhor que pode ser feito.

Existem alguns métodos estabelecidos para a estimativa de volumes de argila que consistem basicamente da normalização do perfil de raios gama, associando os valores mínimos medidos às areias e os valores máximos aos folhelhos, aplicando-se, em seguida, modelos empíricos clássicos para o cálculo do  $V_{sh}$ , como: Linear, Larionov (1969), Stieber (1970) dentre outros (PAIVA et al., 2019). Estes são métodos simples, por dependerem somente do perfil de raios gama, e podem gerar dados superestimados em formações com rochas ricas em feldspato e outros elementos radioativos.

Neste trabalho são confrontados, além do modelo de Larionov (1969), outros dois modelos empíricos para estimativa da argilosidade a partir dos perfis de potencial espontâneo (SP), densidade (RHOB) e porosidade neutrônica (NPHI).



que variam entre 2300 a 3360 metros. De acordo com o antigo operador, estima-se que o volume de gás *in situ* é da ordem de 283,3 milhões de  $m^3$ . A nova área do Espigão, localizada no Município de Santo Amaro do Maranhão, com uma extensão de 21,35  $Km^2$ , incluindo quatro dos poços do antigo campo (1-EO-1-MA, 3-EO-3-MA, 3-EO-4-MA e 3-EO-5-MA) (anp.gov.br acessado dia 15/08/2021) (Figura 3).

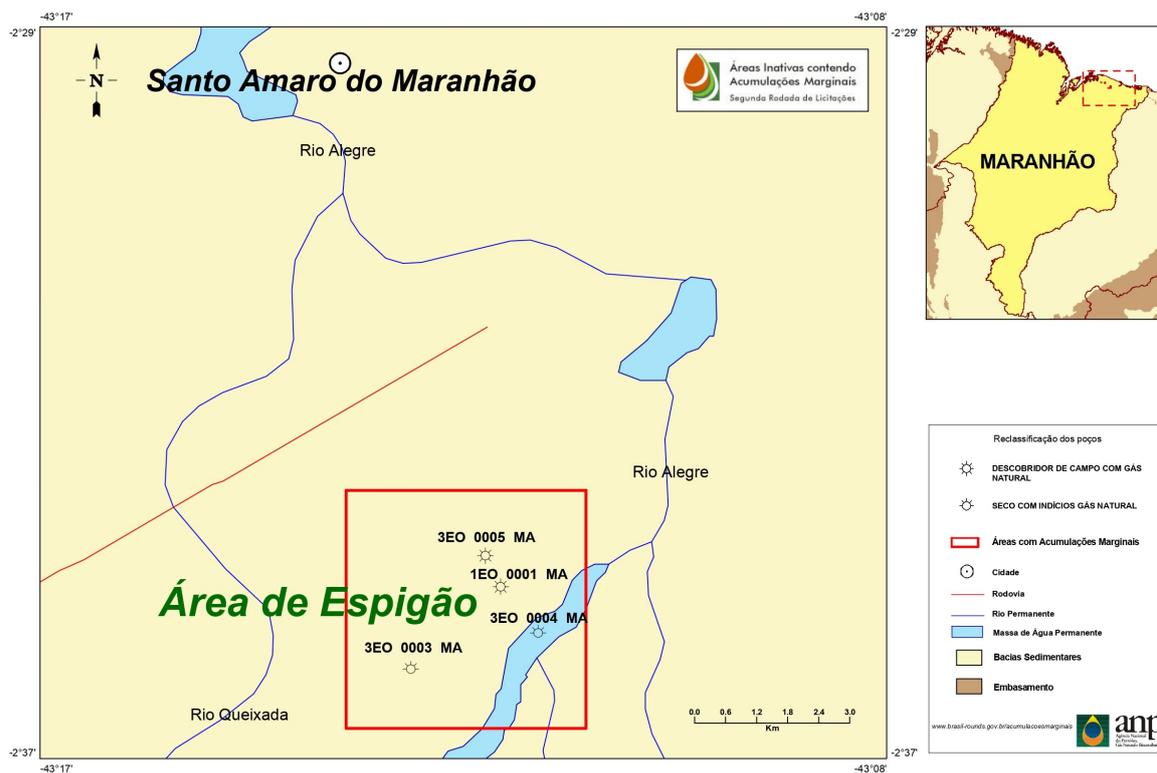


Figura 3 – Área de Espigão (modificado de ANP)

## 2 Contexto Geológica

Neste capítulo, uma breve contextualização acerca da Geologia da Bacia de Barreirinhas é apresentada, com o propósito de correlacionar as informações geológicas relevantes da bacia com os resultados obtidos neste trabalho.

### 2.1 Bacia de Barreirinhas

A Bacia de Barreirinhas tem sua origem e evolução associada ao processo de abertura do Oceano Atlântico, em consequência de movimentos rotacionais do continente sul-americano em relação ao africano, resultando em um tectonismo do tipo graben (Figura 4).

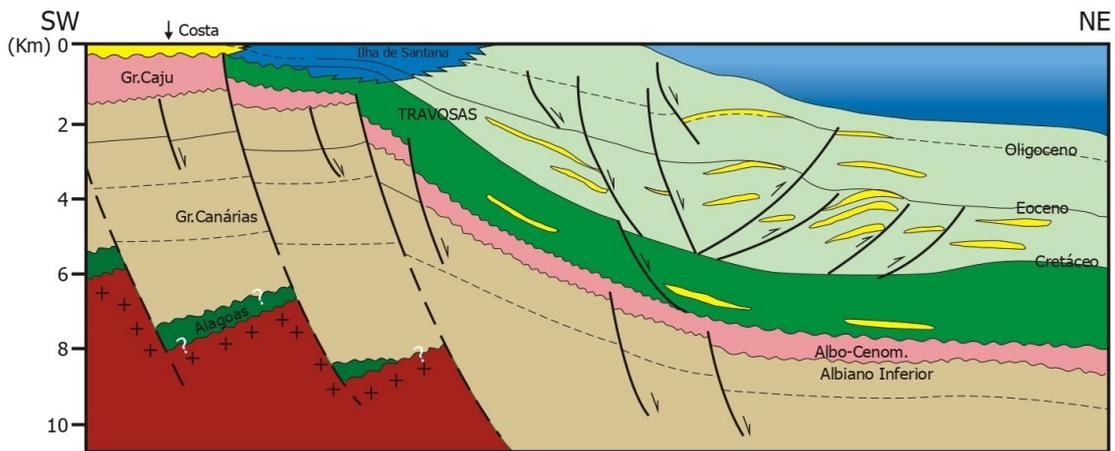


Figura 4 – Seção Geológica Esquemática da Bacia de Barreirinhas (modificado de ANP)

A bacia desenvolveu-se sobre a Bacia do Parnaíba, tendo toda a coluna estratigráfica desta bacia como embasamento (JÚNIOR; COSTA; HASUI, 2008). O preenchimento sedimentar da Bacia de Barreirinhas, segundo Feijó (1994) é constituído de duas seqüências estratigráficas: rift, formada pelo Grupo Canárias, e de margem passiva, constituída pelos grupos Caju, Humberto de Campos, Formação Pirabas e Formação Barreiras (Figura 5).

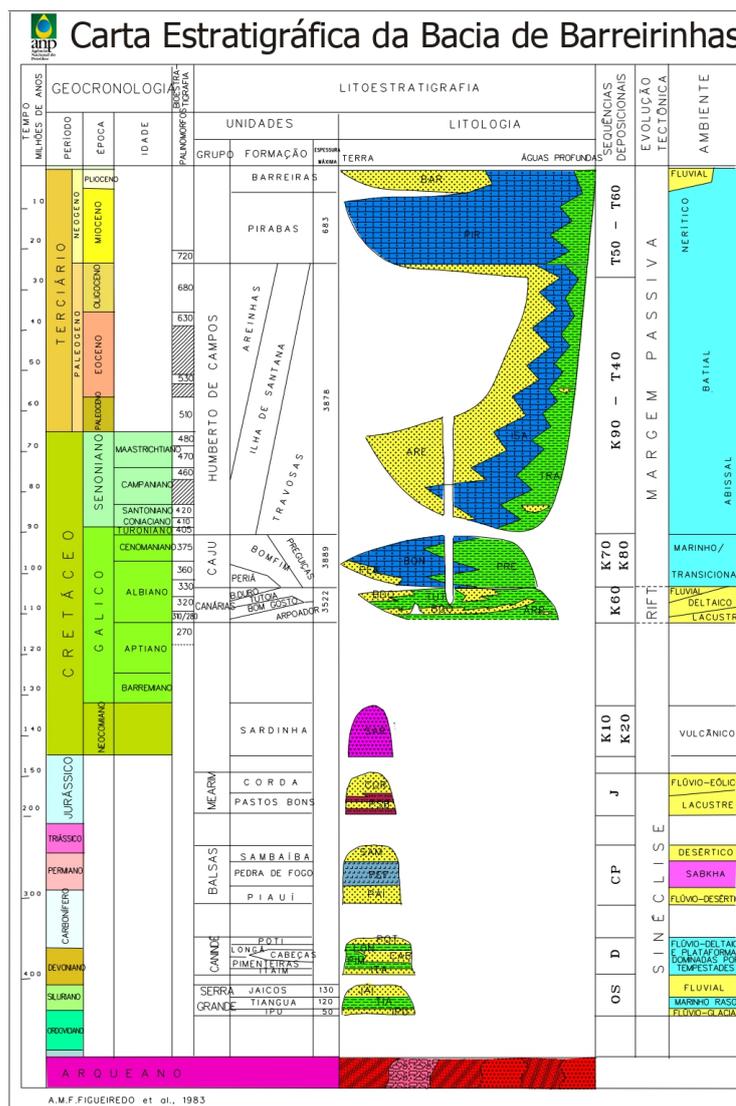


Figura 5 – Carta estratigráfica da Bacia de Barreirinhas (FIGUEIREDO et al., 1983)

Segundo ROSSETTI (1990), o contexto estrutural da bacia favoreceu a formação de uma depressão onde ocorreu uma intensa sedimentação siliciclástica e carbonática, simultaneamente aos movimentos tectônicos. A autora destaca ainda que, representando a fase rift da bacia, o Grupo Canárias é formado por uma espessa sequência terrígena, no qual estão presentes sedimentos depositados em ambiente deltaico-marinho de idade albiana, que correspondem à Formação Barro Duro, onde está inserida a sequência litológica que foi objeto e foco de estudo neste trabalho.

## 2.2 Grupo Canárias

De acordo com a divisão feita por Figueiredo et al. (1983) e Feijó (1994), o Grupo Canárias é composto por quatro formações: Arpoador, Bom Gosto, Tutóia e Barro Duro. As formações Arpoador e Tutóia são caracterizadas por folhelhos escuros; a formação Bom Gosto

por arenitos grossos cinzentos e a formação Barro Duro por arenitos finos a médios cinzentos com intercalações de folhelhos e siltitos.

### 2.3 Formação Barro Duro

Como visto anteriormente, a formação Barro Duro, por incluir sedimentos de ambiente deltaico-marinho, e possivelmente de talude (FIGUEIREDO et al., 1982), possui um arranjo faciológico diversificado, pois contém vários sub-ambientes referentes à dinâmica deltaica. De acordo com ROSSETTI (1990), a formação é caracterizada por arenitos, litologia predominante. A autora enfatiza que estes arenitos são geralmente feldspáticos, micáceos, moderadamente selecionados, de cor branca (cinza-claro a esverdeada), localmente calcíferos e com frequência contendo fragmentos de matéria orgânica vegetal; associados a folhelhos duros, compactos e silticos.

ROSSETTI (1990) conclui ainda que os arenitos da formação Barro Duro tem baixa qualidade como reservatórios de hidrocarbonetos, devido a suas características deposicionais com intercalações frequentes de folhelhos e introdução de volumes elevados de argila detrítica em estágios diagenéticos, que podem ter obstruído total, ou parcialmente, espaços intersticiais.

### 2.4 Campo de Espigão

Segundo a ANP, o Campo de Espigão tem em sua constituição apenas uma acumulação de gás, localizada na Formação Barro Duro. O reservatório se caracteriza pela presença de arenitos de granulometria fina a muito fina, e matriz argilosa localmente cimentado por calcita, depositado em ambiente deltaico durante o Albiano, Cretáceo. Sua trapa é estrutural, com acumulação encaixada em arqueamento de estrutura dômica alongada seguindo a direção NE-SW, com fechamento dado pelo mergulho no flanco da superfície arqueada e pelo limite de ocorrência do arenito, visto que não foi identificado o contato óleo-água.

Ainda segundo a ANP, o poço 1-EO-1-MA teve a finalidade de testar uma estrutura anticlinal mapeada por sísmica de reflexão, e apresentou, no trecho correspondente a Formação Barro Duro, uma sequência litológica composta por arenitos e folhelhos.

### 3 Metodologia

Para a estimativa e avaliação dos volumes de argila ( $V_{sh}$ ) foram utilizados dados de perfis do poço pioneiro 1-EO-1-MA, cedido pela ANP, localizado no Campo de Espigão, na Bacia de Barreirinhas. Este poço disponha da suíte básica de perfis, dos quais, para os fins deste trabalho, foram utilizados os perfis raios gama (GR), densidade (RHOB), neutrônico (NPHI) e potencial espontâneo (SP). A partir da avaliação do perfil composto do poço, considerando a descrição litológica referente a cada profundidade, foi selecionado o trecho entre as profundidades de 2381m (topo) e 2747m (base), inserido na Formação Barro Duro, tendo em vista a disponibilidade dos perfis propostos e procurando simplificar as estimativas amenizando a variação litológica, observado que o intervalo em questão é composto predominantemente por arenitos e folhelhos.

Com o intuito de alcançar os objetivos propostos, o estudo foi dividido em quatro etapas: recebimento e seleção dos dados, importação e validação dos dados, desenvolvimento de uma abordagem para as estimativas de  $V_{sh}$ , cálculo e análise das estimativas obtidas e avaliação dos resultados. A figura 6 apresenta o fluxograma das atividades executadas.



Figura 6 – Fluxograma utilizado neste trabalho

A plataforma Google Colaboratory, ou Colab, foi escolhida para a implementação da metodologia. Trata-se de um ambiente de notebooks que permite escrever e executar na nuvem, através do navegador, códigos em linguagem de programação Python (ROSSUM; JR, 1995). Boa parte do serviço é gratuito e hospedado pelo Google. A escolha foi motivada pelas dificuldades impostas pelo regime de trabalho remoto, visto que a ferramenta permite o compartilhamento, execução e edição de scripts via Google Drive. Com o Colab é possível ainda ter acesso às bibliotecas Python comumente utilizadas para análise científica de dados. Neste trabalho foram utilizadas principalmente as bibliotecas de código aberto: Numpy (HARRIS et al., 2020), Pandas (TEAM, 2020) e Matplotlib (HUNTER, 2007).

Uma vez carregados os dados de perfis via Colab, foi feito um breve processamento buscando facilitar as análises iniciais e verificar possíveis erros, como a remoção de valores espúrios não amostrados e seleção das profundidades a serem investigadas com base na análise da Faixa 4 do perfil composto, que representa as litologias atravessadas pelo poço e interpretadas com base nos perfis, amostras laterais, de testemunho e amostras de calha. É importante destacar que a metodologia aplicada não visou a identificação de cenários exploratórios, ou uma análise petrofísica completa do poço, mas as estimativas de volume de argila. Em seguida foram determinadas as argilosidades da formação usando três metodologias que serão abordadas nas próximas seções.

### 3.1 Estimativas de Argilosidade

Nesta seção são detalhadas as metodologias para estimar a argilosidade utilizando os perfis GR, RHOB, NPHI e SP previamente processados.

#### 3.1.1 $V_{sh}$ através dos Perfis de Raios Gama (GR)

Segundo NERY (2013) a radioatividade medida pelo perfil GR é proporcional ao volume de argila de cada camada. Porém, a presença de minerais radioativos, além daqueles presentes nas camadas de argila, podem superestimar o cálculo do  $V_{sh}$ ; isto pode acontecer, por exemplo, com a presença de arenitos feldspáticos (KAMEL; MABROUK, 2003).

A interpretação quantitativa do perfil GR parti da definição das linhas de base de arenitos e folhelhos, para que sejam determinadas as leituras dos valores mínimo ( $GR_{min}$ ) e máximo ( $GR_{max}$ ) registrados pelo perfil (PAIVA et al., 2019) (Figura 7). Sendo a radioatividade uma medida estatística, os valores de  $GR_{min}$  e  $GR_{max}$  devem ser, respectivamente, uma média das leituras mínimas e máximas (NERY, 2013). Neste trabalho, utilizamos cerca de 2% dos máximos e mínimos como base para o cálculo das médias mínimas e máximas recomendadas pela literatura.

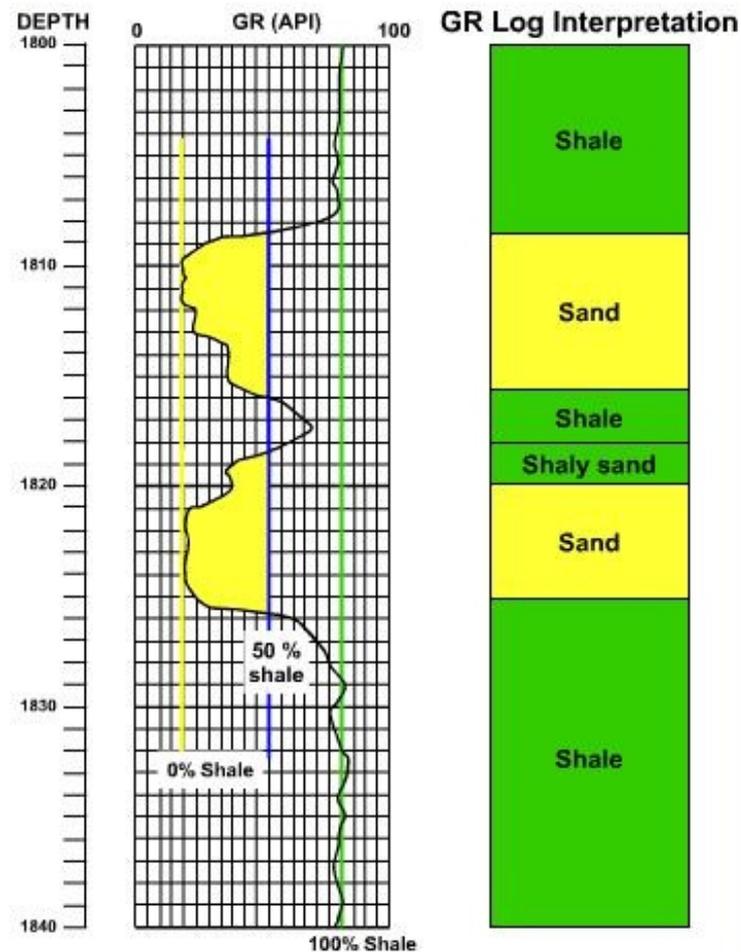


Figura 7 – Exemplo de definição das linhas base de arenitos e folhelhos no perfil GR (modificado de CARASQUILLA, 2014)

Esses valores, juntamente com o registro do perfil GR, são indispensáveis para o cálculo do índice de raios gama ( $IGR$ ), utilizado para a estimativa de modelos empíricos de argilidade (CASTRO et al., 2014). O  $IGR$  é expresso pela seguinte equação:

$$IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (3.1)$$

onde GR são os valores lidos no perfil de raios gama.

Para a estimativa do volume de argila a partir do perfil raios gama, foi utilizada a equação proposta por Larionov (1969):

$$V_{sh1} = 0.33 * [2^{(2*IGR)} - 1] \quad (3.2)$$

Vale salientar que a equação 3.2 é utilizada diante de um tipo de sedimentação consolidada.

### 3.1.2 $V_{sh}$ através dos perfis de potencial espontâneo (SP)

Como destacam Kearey, Brooks e Hill (2009), o efeito do potencial espontâneo tem sua origem no movimento de íons com velocidades diferentes entre dois fluidos de concentrações distintas. Este efeito é pronunciado no limite entre arenitos e folhelhos, devido a invasão do filtrado de lama de perfuração ser maior em camadas mais porosas. Nestes limites, a anomalia de arenito é negativa em relação à de folhelho, onde é possível traçar uma linha base de folhelho através da anomalia máxima, e uma linha de arenito através da anomalia mínima (Figura 8).

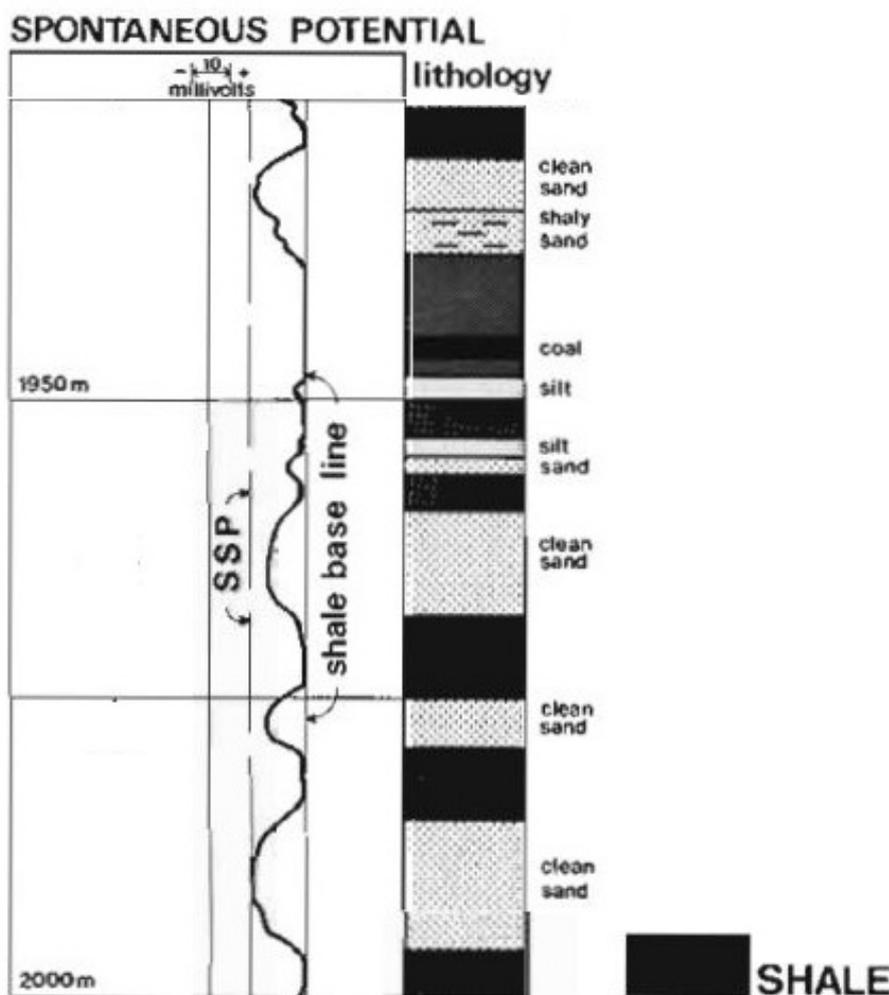


Figura 8 – Exemplo de definição da linha base folhelhos e SSP no perfil SP (modificado de RIDER, 1986)

Por não ter valores absolutos, o perfil SP é tratado em termos de sua deflexão com relação a um zero definido. A definição deste zero é feita a partir da linha base de folhelho; e todos os valores estão relacionados a esta linha (RIDER, 1986). Assim, a curva SP tende a seguir uma reta vertical na presença de folhelhos, com variações mais acentuadas em formações permoporosas mais limpas, o que permite que o perfil SP seja utilizado como um indicador de folhelhos (KAMEL; MABROUK, 2003). Para a estimativa do volume de argila a partir do perfil

de potencial espontâneo, foi utilizada a equação:

$$V_{sh2} = 1 - \frac{SP}{SSP} \quad (3.3)$$

em que SP são os valores lidos no perfil de potencial espontâneo, e o SSP é o potencial espontâneo estático, valor lido na máxima deflexão negativa com relação a linha base de folhelho, que ocorre em oposição a arenitos limpos, porosos e permeáveis, como ilustrado na figura 8 (RIDER, 1986). Ao assumir que o volume de argila é proporcional a deflexão da curva SP entre a linha base de folhelho e o potencial espontâneo estático (SSP), segundo Rider (1986), a relação é verdadeira qualitativamente, porém, quantitativamente, não possui nenhuma base teórica. Ainda segundo o autor, o volume de argila derivado do perfil SP, normalmente fornece resultados superestimados.

### 3.1.3 $V_{sh}$ através da combinação entre perfis RHOB e NPHI

A resposta do perfil neutrônico é uma função do teor de hidrogênio ( $H^+$ ) presente na formação. A presença de argilo-minerais aumenta a quantidade de  $H^+$  das camadas, e a resposta do perfil NPHI. Além disso, os folhelhos contêm variados teores de água livre e adsorvida em seus poros, ocasionando um excesso de  $H^+$  (NERY, 2013). Logo, as leituras do perfil neutrônico dependem da própria argilosidade da camada, e do fluido preenchido pela porosidade efetiva. Segundo Kamel e Mabrouk (2003), o volume de argila calculado em zonas de baixa porosidade será mais preciso, enquanto em intervalos de porosidade mais alta, o volume de argila pode ser superestimado. Ainda segundo o autor, o perfil neutrônico é um excelente indicador de argila em formações estreitas, porém é muito sensível à porosidade efetiva e ao tipo de fluido presente.

Por outro lado, no perfil RHOB o efeito de  $V_{sh}$  não é muito pronunciado na maioria das formações, isto acontece devido a densidade do folhelho ser normalmente muito próxima da densidade da matriz, principalmente quando silicosa (NERY, 2013). Ainda assim, a presença de folhelhos afeta a qualidade das porosidades obtidas a partir do perfil de densidade, bem como a presença de alguns minerais de densidades anormais também pode afetar, mesmo em pequenas quantidades, os valores de porosidade (destacam-se: mica, siderite e pirita) (SELLEY; SONNENBERG, 2016). O perfil RHOB é muitas vezes utilizado para uma breve avaliação da porosidade, visto que não serão registrados valores muito elevados quando a densidade dos folhelhos for igual ou maior que a da matriz (KAMEL; MABROUK, 2003). Para as estimativas de volume de argila a partir dos perfis RHOB e NPHI, foi utilizada a metodologia a seguir, utilizando a equação (BHUYAN; PASSEY, 1994):

$$V_{sh3} = \frac{X_1 - X_0}{X_2 - X_0} \quad (3.4)$$

onde  $X_0$  é a média dos valores máximos do perfil NPHI, e:

$$X_1 = NPHI + M(RHOB_{matriz} - RHOB) \quad (3.5)$$

$$X_2 = NPHI_{shale} + M(RHOB_{matriz} - RHOB_{shale}) \quad (3.6)$$

$$M = \frac{NPHI_{fluido} - NPHI_{matriz}}{RHOB_{fluido} - RHOB_{matriz}} \quad (3.7)$$

em que  $NPHI_{matriz}$ ,  $NPHI_{shale}$  e  $NPHI_{fluido}$ , correspondem, respectivamente, aos valores medidos em uma zona (100%) com matriz (arenito ou calcita), folhelho ou fluido do perfil NPHI. E  $RHOB_{matriz}$ ,  $RHOB_{shale}$  e  $RHOB_{fluido}$ , correspondem, respectivamente, aos valores medidos em uma zona (100%) com matriz (arenito ou calcita), folhelho ou fluido do perfil RHOB. Foram utilizados valores tabelados.

## 3.2 Determinação do perfil litológico

Estabeleceu-se que é possível estimar perfis litológicos a partir dos valores de  $V_{sh}$  calculados para cada profundidade, por meio da seguinte relação: valores de  $V_{sh}$  entre 0 e 40%, são estimados como arenitos, e valores entre 40 e 100%, como folhelhos. É importante frisar que a relação acima só pode ser utilizada devido a escolha de um intervalo onde ocorrem apenas estas duas litologias (arenitos e folhelhos).

## 4 Resultados e Discussões

### 4.1 Análise dos Perfis

O conjunto de curvas geradas via Colab para o poço 1-EO-1-MA, resultado das leituras de perfis feitas no intervalo selecionado, é mostrado na figura 9. O poço apresenta má integridade no intervalo de aproximadamente 2381 a 2575 m, evidenciada pelas alterações significativas no perfil de cáliper; com intervalos constantes de desmoronamento ou acúmulo de reboco. Há ainda um pequeno desmoronamento após 2735 m aproximadamente. Portanto, sugere-se um intervalo de dados confiáveis entre 2575 e 2730 m para as leituras dos demais perfis.

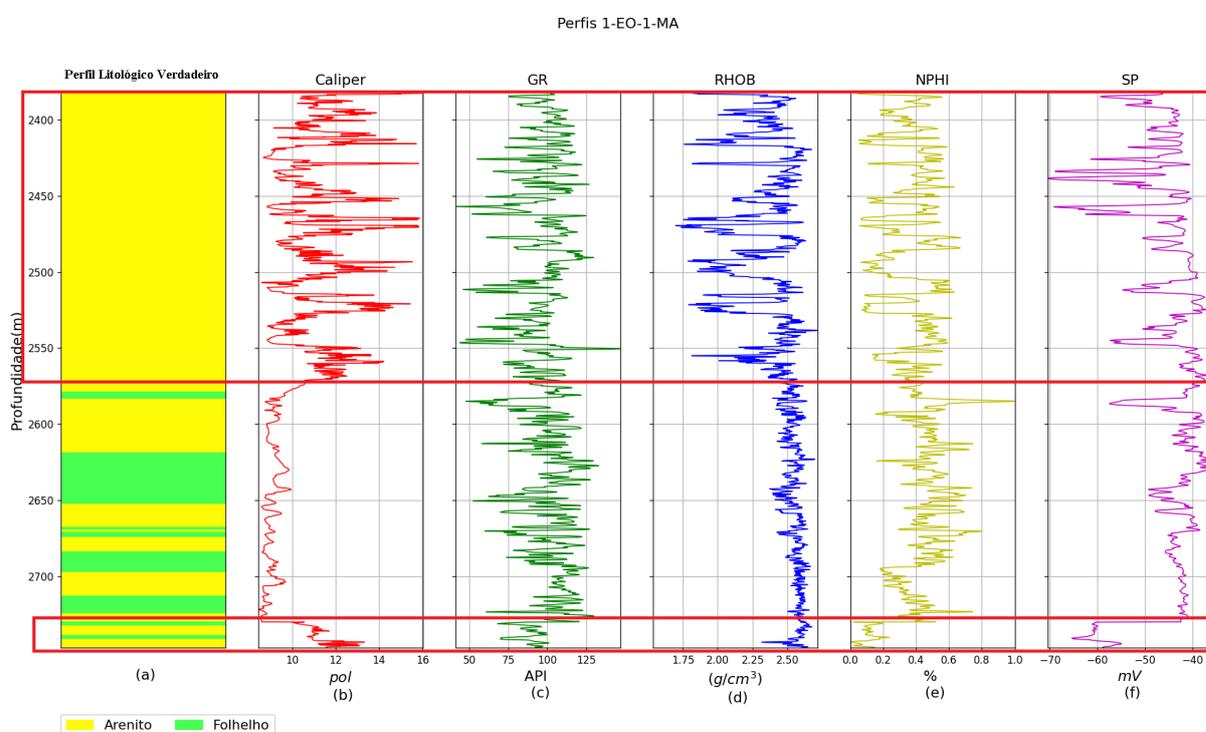


Figura 9 – Perfil Litológico Verdadeiro (a), Cáliper (b), Raios Gama (c), Densidade (d), Neutrônico (e) e Potencial Espontâneo (f). As seções destacadas mostram os trechos de instabilidade do Cáliper

Nota-se que o perfil litológico verdadeiro contém uma grande quantidade de arenitos, com leves intercalações de folhelhos, o que condiz com o proposto por ROSSETTI (1990). Isto não é evidenciado no perfil de raios gama, mesmo na faixa em que o cáliper é mais estável, que também apresenta, como o resto da seção, um excesso de perturbações. Uma possível explicação para este comportamento do perfil GR é a presença de arenitos feldspáticos e dos grande volumes de argilas detríticas da Formação Barro Duro, o que também pode ter afetado as leituras dos demais perfis utilizados neste trabalho, e as estimativas do volume de argila calculados a partir dos perfis apresentados na figura 9 (b-f). Como sugerido, essa influência

da composição sedimentar da Formação Barro Duro pode ter ainda superestimado os valores do perfil neutrônico e, apesar da influência sobre o perfil de densidade ser muito mais sutil no que se refere a argilosidade, os valores de densidade podem ter sofrido diminuição. Nas leituras de potencial espontâneo, por sua vez, a alta argilosidade previamente mencionada atuaria reduzindo a permeabilidade e, conseqüentemente, amenizando as deflexões a partir da linha base de folhelho, visto que elas são reflexo principalmente da diferença de salinidade entre o filtrado de lama e a água da formação.

## 4.2 Volumes de Argila $V_{sh}$

A figura 10 mostra as estimativas do volume de argila  $V_{sh1}$ ,  $V_{sh2}$  e  $V_{sh3}$  respectivamente calculadas a partir dos perfis raios gama, potencial espontâneo e combinação dos perfis neutrônico e densidade.

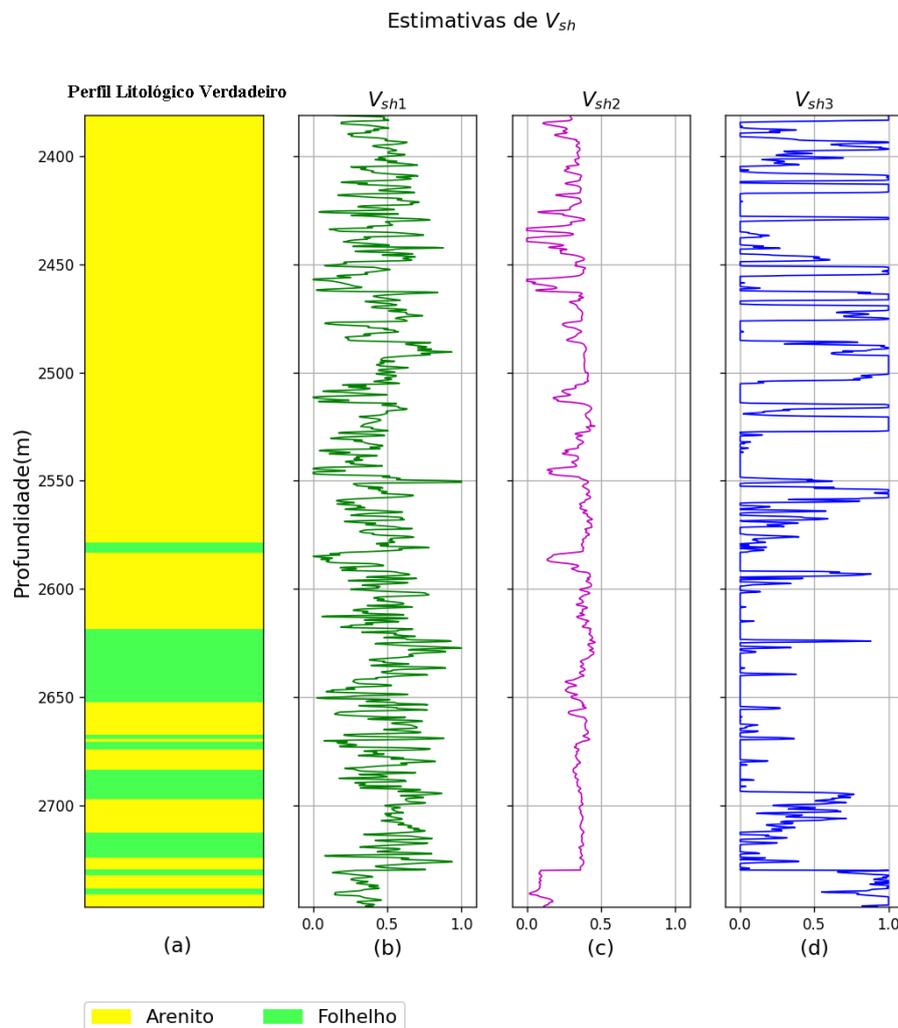


Figura 10 – Perfil Litológico Verdadeiro (a),  $V_{sh1}$  (b),  $V_{sh2}$  (c),  $V_{sh3}$  (d)

Inicialmente podemos notar que as três metodologias apresentaram resultados diferentes. Observa-se que  $V_{sh1}$  e  $V_{sh2}$ , obtidos respectivamente pelas equações 3.2 e 3.4 refletiram as ten-

dências apresentadas pelos perfis de raios gama e potencial espontâneo, o que era esperado, visto que cada equação depende das leituras de um único perfil. Em comparação ao perfil litológico verdadeiro, percebe-se que  $V_{sh1}$  apresentou os maiores valores de argilosidade, superestimados em relação a  $V_{sh3}$  e, principalmente, em relação a  $V_{sh2}$ , que dos três resultados foi o mais coerente com o perfil litológico verdadeiro.

### 4.3 Análise Litológica

Seguindo o critério descrito na seção 3.2, foram gerados os perfis litológicos a partir de cada uma das estimativas de volume de argila ( $V_{sh1}$ ,  $V_{sh2}$  e  $V_{sh3}$ ), apresentados na figura 11.

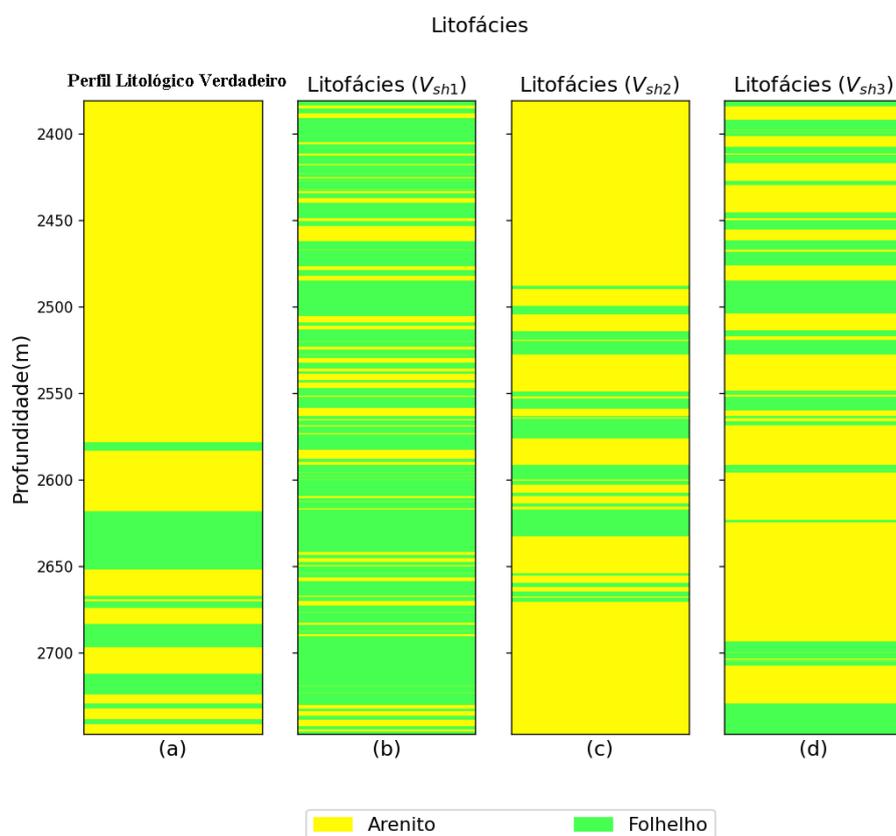


Figura 11 – Perfil Litológico Verdadeiro (a), e litofácies calculadas a partir dos volumes  $V_{sh1}$  (b),  $V_{sh2}$  (c) e  $V_{sh3}$  (d)

Como era esperado, a metodologia usada a partir do perfil de potencial espontâneo se comportou melhor que as demais, principalmente no intervalo de dados confiáveis. É importante destacar ainda que o perfil litológico verdadeiro pode conter intervalos com informações pouco confiáveis, devido a má integridade do poço em algumas seções. Adicionalmente, vale reforçar que as primeiras profundidades do poço estão comprometidas, conforme analisado através do perfil calíper. Não é comum, por exemplo, a presença de um pacote de arenitos tão extenso e sem intercalações como o apresentado no perfil. As tabelas 1 e 2 a seguir, mostram, respectivamente,

os resultados obtidos para os cálculos das razões arenito/folhelho a partir dos perfis litológicos, e os erros percentuais dos perfis estimados em relação ao perfil litológico verdadeiro.

Tabela 1 – Razões Arenito/Folhelho calculadas a partir dos Perfis Litológicos

Perfil Litológico Verdadeiro	4.30
Litofácies ( $V_{sh1}$ )	0.62
Litofácies ( $V_{sh2}$ )	4.73
Litofácies ( $V_{sh3}$ )	2.50

Tabela 2 – Erros percentuais dos Perfis Litológicos calculados em relação ao Perfil Litológico Verdadeiro

	(%)
Litofácies ( $V_{sh1}$ )	54.94
Litofácies ( $V_{sh2}$ )	28.83
Litofácies ( $V_{sh3}$ )	43.25

A leitura das tabelas reforça como os resultados obtidos para  $V_{sh1}$  e  $V_{sh3}$  apresentaram valores superestimados em relação a  $V_{sh2}$ , que teve o menor erro percentual em relação ao perfil litológico verdadeiro, 28.83%, e apresentou uma razão arenito/folhelho de 4.70, a mais próxima daquela calculada para o perfil litológico verdadeiro, de 4.30. Dos três cenários propostos,  $V_{sh1}$  apresentou os valores mais altos de argilosidade, o que pode ser explicado, como colocado anteriormente, pela maior sensibilidade do perfil de raios gama a radioatividade dos arenitos feldspáticos e argilas detríticas da Formação Barro Duro (ROSSETTI, 1990). A estimativa  $V_{sh3}$ , por sua vez, pode ter sido afetada pela presença de gás na formação, visto que o perfil neutrônico é sensível à presença do fluido. Estas diferenças reforçam a dificuldade de se definir com precisão a argilosidade da formação por métodos indiretos, o que pode aumentar as incertezas; contudo, a obtenção destes dados tem baixo custo e maior praticidade quando comparados a trabalhos de testemunhagem, por exemplo. Na prática, o interprete adota o menor valor estimado, que de acordo com os resultados, seria o  $V_{sh2}$ , obtido através da equação 3.3.

## 5 Conclusões

O desenvolvimento do presente trabalho possibilitou a integração de dados diretos e indiretos para a determinação e análise da argilosidade no contexto do poço pioneiro 1-EO-1-MA da Bacia de Barreirinhas. Foram analisados em conjunto três métodos empíricos baseados em perfis geofísicos de poços, como os de densidade, porosidade neutrônica, raios gamma e potencial espontâneo. Adicionalmente aos perfis, foram calculados razões areia/folhelho e uma análise litológica também foi proposta a fim de ampliar as possibilidades interpretativas. Das três metodologias apresentadas neste trabalho para a estimativa do volume de argila, considerou-se que o melhor resultado foi o calculado a partir do perfil de potencial espontâneo, que apresentou menor limitação frente a composição sedimentar da Formação Barro Duro, menor margem de erro em relação ao perfil litológico verdadeiro e valores mais moderados. A limitação do método de Larionov para sedimentos consolidados, e possivelmente de qualquer outro método empírico para a estimativa de argilosidade utilizando unicamente o perfil de raios gama, foi evidenciada e dificilmente trará resultados precisos para a área de estudo, visto que seus valores foram consideravelmente superestimados.

A utilização da plataforma Colab promoveu resultados satisfatórios de forma ágil, prática e interativa, fatores importantes no âmbito das ciências aplicadas e, conseqüentemente, na Perfilagem Geofísica de Poços. O script gerado em linguagem de programação Python pode ser executado remotamente, sem a necessidade da instalação de programas, módulos e/ou ambientes de execução.

Por fim, reforça-se a importância das estimativas do volume de argila na compreensão do real potencial exploratório dos reservatórios de uma bacia sedimentar, nas análises de perfis geofísicos de poço e em medidas indiretas feitas a partir destes perfis. Os melhores resultados obtidos ainda apresentaram grande incerteza, o que enfatiza a necessidade de integração de todos os dados, diretos e indiretos, para a composição de modelos geológicos mais confiáveis. Adicionalmente, o ideal é sempre oferecer uma análise multi-metodológica para cada cenário, com o intuito de potencializar o uso de cada técnica em um determinado ambiente geológico.

# Referências

- BHUYAN, K.; PASSEY, Q. Clay estimation from gr and neutron-density porosity logs. In: ONEPETRO. *SPWLA 35th Annual Logging Symposium*. [S.l.], 1994. Citado na página 20.
- CARASQUILLA, A. *Perfilagem GEOFÍSICA de poços. 16A Escola de Verão*. [S.l.]: Instituto de Astronomia, GEOFÍSICA e Ciências Atmosféricas, USP, 2014. Citado na página 7.
- CASTRO, T. et al. Argilosidade em sedimentos clásticos: modelos empíricos × modelos petrofísicos. *Anais do VI Simpósio Brasileiro de Geofísica*, p. 14–16, 2014. Citado na página 18.
- ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. *Well logging for earth scientists*. [S.l.]: Springer, 2007. v. 692. Citado na página 10.
- FEIJÓ, F. Barreirinhas basin; bacia de barreirinhas. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 8, 1994. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 14.
- FIGUEIREDO, A. de et al. *Projeto Barreirinhas, reavaliação da Bacia Cretácea. Área terrestre e marítima*. [S.l.], 1982. Citado na página 15.
- FIGUEIREDO, A. M. D. et al. Barreirinhas basin, an equatorial atlantic transform basin. *AAPG Bulletin*, American Association of Petroleum Geologists, v. 67, n. 3, p. 449–449, 1983. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 14.
- HARRIS, C. R. et al. Array programming with NumPy. *Nature*, Springer Science and Business Media LLC, v. 585, n. 7825, p. 357–362, set. 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1038/s41586-020-2649-2>>. Citado na página 16.
- HUNTER, J. D. Matplotlib: A 2d graphics environment. *Computing in Science & Engineering*, IEEE COMPUTER SOC, v. 9, n. 3, p. 90–95, 2007. Citado na página 16.
- JÚNIOR, A. V. S.; COSTA, J. B. S.; HASUI, Y. Evolução da margem atlântica equatorial do brasil: três fases distensivas. *Geociências (São Paulo)*, v. 27, n. 4, p. 427–437, 2008. Citado na página 13.
- JUNIOR, I. T. et al. Bacia de barreirinhas. *Bol. Geociências Petrobrás, Rio J.*, v. 15, n. 2, p. 357–369, 2007. Citado na página 11.
- KAMEL, M. H.; MABROUK, W. M. Estimation of shale volume using a combination of the three porosity logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, v. 40, n. 3-4, p. 145–157, 2003. Citado 3 vezes nas páginas 17, 19 e 20.
- KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. Geofísica de exploração: Tradução maria cristina moreira coelho. *São Paulo, Oficina de Textos*, 2009. Citado na página 19.
- LARIONOV, W. Radiometry of boreholes (em russo). *NEDRA, Moscou*, 1969. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 18.
- NERY, G. Perfilagem geofísica em poço aberto–fundamentos básicos com ênfase em petróleo. sociedade brasileira de geofísica–sbgf. rio de janeiro. brasil. 2013. Citado 3 vezes nas páginas 9, 17 e 20.

- PAIVA, M. F. B. et al. Comparison of methodologies to estimate the clay content—a case study in the Roncador field, Campos basin. *Sociedade Brasileira de Geofísica—SBGf. Rio de Janeiro, Brasil*, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 17.
- RIDER, M. H. The geological interpretation of well logs. 1986. Citado 3 vezes nas páginas 7, 19 e 20.
- ROSSETTI, D. d. F. Caracterização faciológica e diagenética da formação barro duro bacia de barreirinhas. 1990. Citado 4 vezes nas páginas 14, 15, 22 e 25.
- ROSSUM, G. V.; JR, F. L. D. *Python reference manual*. [S.l.]: Centrum voor Wiskunde en Informatica Amsterdam, 1995. Citado na página 16.
- SCHLUMBERGER. Principles/applications. *Schlumberger Educational Services, Houston*, 1989. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 9.
- SELLEY, R. C.; SONNENBERG, S. A. *Geologia do Petróleo: Tradução da 3ª edição*. [S.l.]: Elsevier Brasil, 2016. Citado na página 20.
- STIEBER, S. Pulsed neutron capture log evaluation-louisiana gulf coast. In: ONEPETRO. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. [S.l.], 1970. Citado na página 10.
- SUGUIO, K. *Geologia sedimentar*. [S.l.]: Editora Blucher, 2003. Citado na página 9.
- TEAM, T. pandas development. *pandas-dev/pandas: Pandas*. Zenodo, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.5281/zenodo.3509134>>. Citado na página 16.