



UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
ESCOLA DE MINAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA



LANITA RAMALHO DE OLIVEIRA

**AVALIAÇÃO DE UM MODELO PETROFÍSICO LINEAR PARA ESTIMATIVA DO
CONTEÚDO ORGÂNICO TOTAL A PARTIR DE PERFIS DE RAIOS GAMA E
DENSIDADE: ESTUDO DE CASO NO BAIXO RIO INDAIÁ**

MONOGRAFIA nº 592

OURO PRETO
Junho de 2026

LANITA RAMALHO DE OLIVEIRA

**AVALIAÇÃO DE UM MODELO PETROFÍSICO LINEAR PARA ESTIMATIVA DO
CONTEÚDO ORGÂNICO TOTAL A PARTIR DE PERFIS DE RAIOS GAMA E
DENSIDADE: ESTUDO DE CASO NO BAIXO RIO INDAIÁ**

Monografia apresentada ao curso de
Engenharia Geológica da Escola de Minas
da Universidade Federal de Ouro Preto
como requisito parcial obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Geológica.
Orientador: Prof. Dr. Joney Justo da Silva.

OURO PRETO

2026

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

O482a Oliveira, Lanita Ramalho de.

Avaliação de um modelo petrofísico linear para estimativa do conteúdo orgânico total a partir de perfis de raios gama e densidade [manuscrito]: estudo de caso no baixo Rio Indaiá. / Lanita Ramalho de Oliveira. - 2026.

73 f.: il.: color., gráf., tab., mapa.

Orientador: Prof. Dr. Joney Justo da Silva.

Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto. Escola de Minas. Graduação em Engenharia Geológica .

1. Geofísica. 2. Rochas - Petrofísica. 3. Carbono Orgânico Total. 4. Métodos estatísticos - Regressão linear. 5. São Francisco, Rio, Bacia. 6. Raios gama. I. Silva, Joney Justo da. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 550.3:549.091.3

Bibliotecário(a) Responsável: Sione Galvão Rodrigues - CRB6 / 2526



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
REITORIA
ESCOLA DE MINAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA



FOLHA DE APROVAÇÃO

Lanita Ramalho de Oliveira

Avaliação de um Modelo Petrofísico Linerar para Estimativa do Conteúdo Orgânico Total a partir de Perfis de Raios Gama e Densidade: Estudo de caso no Baixo Rio Indaiá

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Geológica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Geólogo

Aprovada em 09 de julho de 2026

Membros da banca

Dr. Joney Justo da Silva - Orientador (Universidade Federal de Ouro Preto)
Dra. Suze Nei Pereira Guimarães - (Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro)
Dr. Filipe Altoe Temporim - (Universidade Federal de Ouro Preto)

Joney Justo da Silva, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 01/08/2026



Documento assinado eletronicamente por **Joney Justo da Silva, CHEFE DO DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**, em 01/08/2026, às 04:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1149996** e o código CRC **16E46D01**.

AGRADECIMENTOS

A conclusão deste projeto final de curso só foi possível graças, primeiramente a Deus e Nossa Senhora, e graças a pessoas muito especiais que caminharam comigo ao longo dessa jornada. Primeiramente, à minha mãe, Regiane Inês que foi a pessoa que sempre esteve ao meu lado, desde que eu era pequena, incentivando a ter gosto por aprender e que o conhecimento era indispensável. Muito obrigada minha vida! A senhora foi quem sempre acreditou em mim, mais do que eu mesma. A senhora foi a pessoa que nunca soltou minha mão e me ensinou a sempre persistir na vida. Se não fosse a senhora, tenho a absoluta certeza que eu não teria chegado até aqui. Obrigada mãe, para mim a senhora sempre foi e sempre será a melhor mãe do mundo! Obrigada pelos puxões de orelha e por todo o amor que a senhora e o pai sempre me deram. Amo vocês infinitamente!

Ao meu pai, Luiz Cláudio, que assim como minha mãe, sempre me aconselhou a dedicar aos estudos e me incentivou a seguir meu coração quando fui escolher o curso com o qual eu seguiria como profissional. Obrigada por ser meu maior companheiro, por todos os ensinamentos de vida, pelos acampamentos, pelas pescas e, principalmente, pelas correções de língua portuguesa (que acontecem até depois de eu me tornar mais velha). O senhor e a mãe são as pessoas que eu mais tenho admiração e tenho como exemplo. Espero poder fazer ainda por vocês ao menos um por cento do que fizeram por mim! Não tenho a menor dúvida, que eu fui uma das poucas pessoas a ter o privilégio de ter pais aos quais posso falar com todo orgulho que sou filha! Tudo que espero, nessa vida é dar orgulho para vocês tanto quanto vocês sempre me deram!

À minha esposa, Kámilly Cerqueira, que me acompanhou ao longo desses seis anos e nunca soltou minha mão. Admiro a paciência que teve comigo até aqui, sou grata por todas as vezes que assistiu minhas aulas para eu estudar para provas e apresentações. Assistiu documentário sobre dinossauros comigo repetidas vezes e não reclamou. Também tenho a hipótese que ela saiba mais Petrologia Ígnea do que eu mesma. Agradeço a Deus por ter te colocado no meu caminho assim que cheguei em Ouro Preto. Você foi o maior presente que tive a honra de ter! Essa jornada da graduação, espero que seja finalizada aqui. Mas peço a Deus que continuemos nossa jornada até onde Deus nos permitir.

Agradeço ao meu Orientador, Joney Justo da Silva, pela paciência e por me

guiar com sabedoria. Obrigada por aceitar me orientar e não desistir de mim. Agradeço também a professora Maria Silvia, que tive contato ao entrar para Sociedade de Geofísica Aplicada e desde então se fez uma das professoras que mais me marcou e foi exemplo para mim durante a minha graduação.

Aos amigos: Bruna Perucci, Milton José, Bruna Ribeiro, Mayele Lacerda, Dener dos Anjos, Bárbara Maria e Rafaela Maia, obrigada pelas conversas geológicas e de vida, pelas palavras de conforto e pelo apoio quando precisei. Vocês fizeram, muitas vezes, esse processo se tornar mais leve. E fizeram eu acreditar que chegaria até aqui.

À todas essas pessoas, meu muito obrigada!

RESUMO

A Bacia do São Francisco se destaca em diferentes estudos como uma importante fronteira exploratória *onshore* para hidrocarbonetos no Brasil, especialmente em razão da ocorrência de exsudações naturais de gás na região do Baixo Rio Indaiá, em Minas Gerais. Nesse contexto, a estimativa do Carbono Orgânico Total (COT) torna-se fundamental para compreender o potencial gerador das rochas sedimentares e contribuir para a caracterização de possíveis sistemas petrolíferos. Este trabalho teve como objetivo estimar e analisar o Índice de Carbono Orgânico Total (COT) da rocha geradora da Bacia Sedimentar do São Francisco, utilizando dados petrofísicos provenientes de perfilagem geofísica de poços. Para isso, foi realizada a organização e análise exploratória dos dados, seguida da avaliação das correlações entre o COT e os perfis de densidade (RHOB) e radiação gama (GR), além da aplicação de modelos de regressão linear simples e múltipla para a estimativa do COT. Os resultados obtidos foram comparados com dados e estudos geoquímicos disponíveis na literatura, visando avaliar a aplicabilidade dos métodos utilizados na área de estudo. Para isso, foram utilizados dados públicos terrestres disponibilizados pelo Projeto REATE, em parceria entre a CPRM/SGB e a ANP. A metodologia consistiu na organização dos dados de COT, RHOB e GR, seguida de análise exploratória por meio de diagramas de box plot e aplicação de regressões lineares simples e múltipla. Os resultados indicaram que os valores de COT apresentam distribuição heterogênea, com ocorrência de intervalos pontuais de enriquecimento orgânico, enquanto o perfil RHOB mostrou baixa variabilidade ao longo do trecho analisado. O perfil GR, embora tenha apresentado maior variação, não demonstrou relação direta com o teor de matéria orgânica, possivelmente devido à influência de fatores litológicos e mineralógicos, como a presença de argilominerais e elementos radioativos naturais. As regressões lineares apresentaram baixos coeficientes de determinação, indicando que os perfis RHOB e GR, isoladamente ou combinados, não foram suficientes para explicar de forma satisfatória a variação do COT no conjunto de dados estudado. Ainda assim, os resultados obtidos são relevantes, pois evidenciam as limitações da aplicação de modelos lineares simples em sistemas geológicos heterogêneos e reforçam a necessidade de abordagens complementares, incluindo outros perfis geofísicos, como resistividade e sônico, além da ampliação do número de amostras e da integração com informações litológicas e geoquímicas.

Palavras-chave: Carbono Orgânico Total; Perfilagem geofísica; Bacia do São Francisco; Baixo Rio Indaiá; Raios gama; Densidade; Regressão linear.

ABSTRACT

The São Francisco Basin has been highlighted in several studies as an important onshore exploratory frontier for hydrocarbons in Brazil, particularly due to the occurrence of natural gas seeps in the Lower Indaiá River region, in the state of Minas Gerais. In this context, the estimation of Total Organic Carbon (TOC) is essential for understanding the source potential of sedimentary rocks and contributing to the characterization of possible petroleum systems. This study aimed to estimate and analyze the Total Organic Carbon (TOC) Index of the source rock in the São Francisco Sedimentary Basin using petrophysical data obtained from well geophysical logging. To this end, data organization and exploratory analysis were carried out, followed by an assessment of the correlations between TOC and density (RHOB) and gamma-ray (GR) logs, as well as the application of simple and multiple linear regression models to estimate TOC. The results obtained were compared with geochemical data and studies available in the literature in order to evaluate the applicability of the methods used in the study area. Public onshore data provided by the REATE Project, a partnership between the Geological Survey of Brazil (CPRM/SGB) and the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP), were used. The methodology consisted of organizing the TOC, RHOB, and GR data, followed by exploratory analysis using box plots and the application of simple and multiple linear regression models. The results indicated that TOC values exhibit a heterogeneous distribution, with localized intervals of organic enrichment, while the RHOB log showed low variability throughout the analyzed interval. Although the GR log exhibited greater variation, it did not demonstrate a direct relationship with organic matter content, possibly due to the influence of lithological and mineralogical factors, such as the presence of clay minerals and naturally occurring radioactive elements. The linear regression models yielded low coefficients of determination, indicating that the RHOB and GR logs, either individually or in combination, were not sufficient to satisfactorily explain the variation in TOC within the studied dataset. Nevertheless, the results obtained are relevant, as they highlight the limitations of applying simple linear models to heterogeneous geological systems and reinforce the need for complementary approaches, including the use of additional geophysical logs, such as resistivity and sonic logs, as well as an increased number of samples and integration with lithological and geochemical information.

Keywords: Total Organic Carbon; Geophysical well logging; São Francisco Basin; Lower Indaiá River; Gamma ray; Bulk density; Linear regression.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Potencial de recursos não convencionais no Brasil.	14
Figura 2: Mapa geológico da bacia do Rio Indaiá com a localização dos pontos de exsudação (indicados em verde) e poços de perfuração profunda (identificados com símbolos vermelhos). Circulado em vermelho, tem-se o poço que será trabalhado na presente monografia.	16
Figura 3: Coluna estratigráfica simplificada da bacia intracratônica do São Francisco, mostrando as principais unidades de preenchimento (Alkmim & Martins-Neto 2001).	23
Figura 4: Mapa Geológico da Bacia do São Francisco com ênfase nas principais unidades estratigráficas.	27
Figura 5: Representação esquemática de uma ferramenta de perfilagem.	30
Figura 6: Operação de perfilagem geofísica em campo.	31
Figura 7: Box plot e seus elementos principais (Modificado de Sobral 2022).	40
Figura 8: Perfil composto 1-PTRA-4-MG.	43
Figura 9: Diagrama de caixa do Teor de COT (%).	46
Figura 10: Diagrama de caixa do Perfil de Densidade (RHOB).	47
Figura 11: Diagrama de caixa do perfil Gama Ray (GR).	48
Figura 12: Gráfico de regressão linear simples COT × RHOB.	51
Figura 13: Gráfico de regressão linear simples COT × GR.	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dados de COT obtidos através de amostras rochosa e de perfil de densidade e Raio Gama no topo da amostra registrada do poço 1-PTRA-4-MG na Bacia de São Francisco.	43
Tabela 2: Dados estatísticos do diagrama boxplot.	44
Tabela 3: Valores de COT e RHOB utilizados na regressão linear simples.	47
Tabela 4: Estatísticas da regressão linear simples entre COT e RHOB.	48
Tabela 5: Coeficientes da regressão linear simples entre COT e RHOB.	48
Tabela 6: Valores de COT e GR utilizados na regressão linear simples.	50
Tabela 7: Estatísticas da regressão linear simples entre COT e GR.	50
Tabela 8: Coeficientes da regressão linear simples entre COT e GR.	51
Tabela 9: Valores de COT, RHOB e GR utilizados na regressão linear múltipla.	53
Tabela 10: Estatísticas da regressão linear múltipla entre COT, RHOB e GR.	53
Tabela 11: Coeficientes da regressão linear múltipla entre COT, RHOB e GR.	54

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Relação entre COT e RHOB.....	19
Equação 2: Relação entre COT e GR.....	20
Equação 3: Regressão linear múltipla para COT.....	20
Equação 4: Porosidade pelo perfil de densidade.....	32
Equação 5: Equação de mistura da densidade.....	33
Equação 6: Porosidade pela equação de Wyllie.....	33
Equação 7: Regressão linear simples obtida entre COT e RHOB.....	48
Equação 8: Regressão linear simples obtida entre COT e GR.....	51
Equação 9: Regressão linear múltipla obtida entre COT, RHOB e GR.....	54

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	13
1.1.	APRESENTAÇÃO	13
1.2.	LOCALIZAÇÃO	15
1.3.	OBJETIVOS	16
1.4.	JUSTIFICATIVA	16
1.5.	MATERIAIS E MÉTODOS.....	16
1.5.1	Revisão Bibliográfica.....	17
1.5.2	Banco de Dados.....	17
1.5.3	Metodologia.....	17
2.	BACIA DO SÃO FRANCISCO.....	21
2.1.	CONTEXTO GEOTECTÔNICO.....	21
2.2.	UM BREVE PANORAMA DA GEOLOGIA DOS HIDROCARBONETOS GÁSOSOS NA BACIA DO SÃO FRANCISCO	23
2.3.	BACIA SEDIMENTAR DO SÃO FRANCISCO	23
2.4.	GEOLOGIA DA ÁREA DE ESTUDO	24
3.	SISTEMA PETROLÍFERO	25
4.	PERFILAGEM GEOFÍSICA	28
4.1.	PERFIL DE RAIOS GAMA.....	30
4.2.	PERFIL DE DENSIDADE (RHOB)	31
5.	RESULTADOS DA ANÁLISE DE DADOS	36
5.1.	BOX PLOT.....	37
5.2.	REGRESSÃO LINEAR.....	38
6.	RESULTADOS.....	41
6.1.	DADOS.....	41
6.2.	RESULTADOS DO <i>BOXPLOT</i>	43
6.3.	RESULTADOS DA REGRESSÃO LINEAR SIMPLES ENTRE O COT E RHOB.....	46
6.4.	REGRESSÃO LINEAR SIMPLES ENTRE O COT E GR	49
6.5.	RESULTADOS DA REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA ENTRE COT, RHOB E GR.....	52
7.	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	56
7.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	56

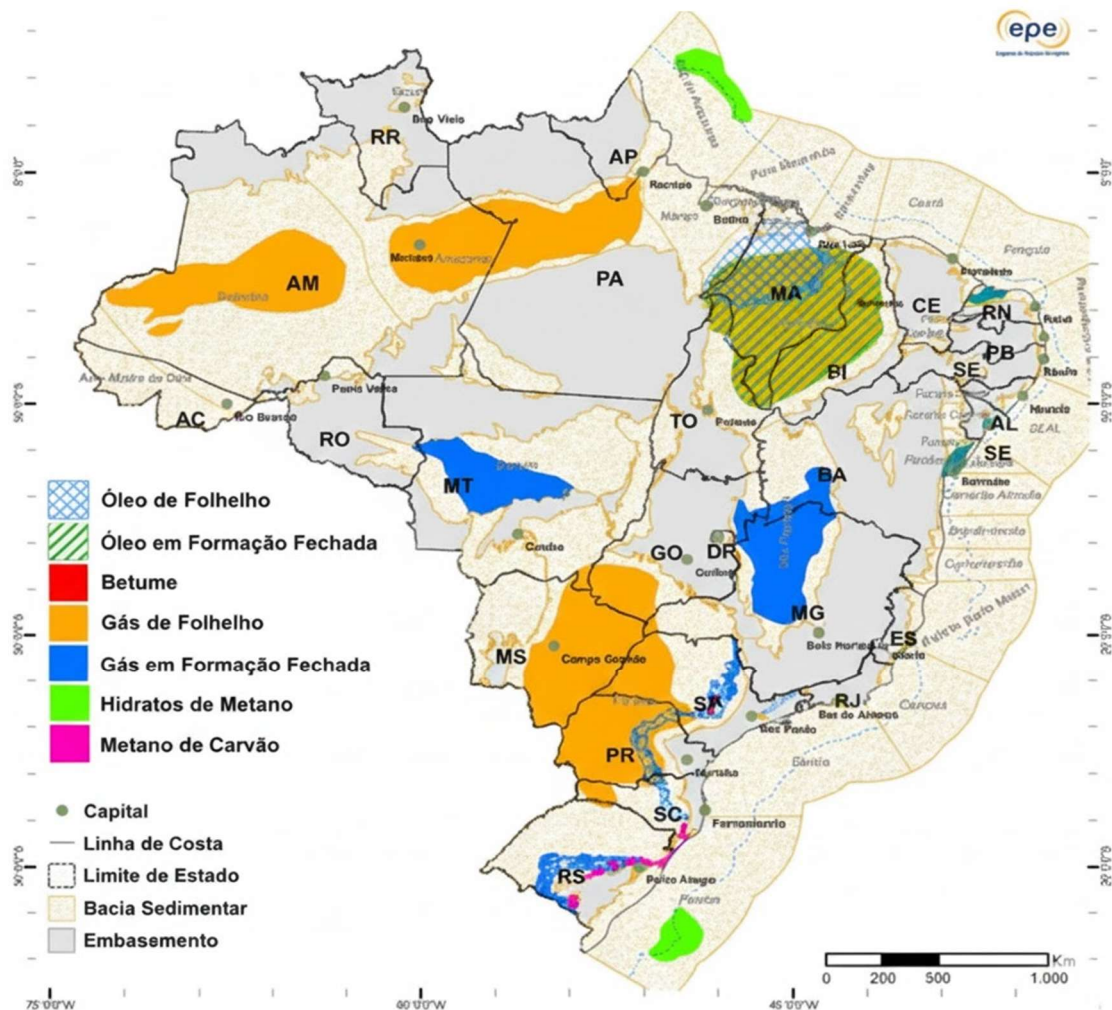
7.2.	INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA DO COT	56
7.3.	DISCUSSÃO SOBRE O PERFIL DE RAIOS GAMA	57
7.4.	DISCUSSÃO SOBRE O PERFIL RHOB	58
7.5.	DISCUSSÃO SOBRE A REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA.....	59
7.6.	LIMITAÇÕES DA ANÁLISE.....	60
7.7.	SÍNTESE DA DISCUSSÃO	61
8.	CONCLUSÕES	65
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	67

1. INTRODUÇÃO

1.1. APRESENTAÇÃO

O desenvolvimento de recursos de hidrocarbonetos não convencionais, extraídos de reservatórios com baixa permeabilidade, representa uma fronteira estratégica para a segurança energética global e brasileira. Embora a produção desses recursos já seja uma realidade consolidada em certas áreas do país, como na Bacia do Recôncavo, onde campos como Riacho Quiricó e Rio Una exploram os folhelhos fraturados da Formação Candeias (Figura 1; Delgado; Santos, 2021), ainda se observa uma resistência significativa. Consequentemente, há uma carência de dados e informações detalhadas para o pleno desenvolvimento desse potencial.

Figura 1: Potencial de recursos não convencionais no Brasil.



Fonte: Delgado; Santos (Org.), 2021.

Nesse contexto, a Bacia Sedimentar do São Francisco é destacada em diversos estudos como uma das áreas mais promissoras para a exploração de hidrocarbonetos *onshore* no território brasileiro. Evidências como a ocorrência de emanções naturais de gás e a presença de vestígios de compostos orgânicos na área sugerem fortemente a existência de sistemas petrolíferos ativos, com especial interesse para o potencial de exploração de ativos não convencionais. Em particular, a Bacia do Baixo Rio Indaiá, localizada na porção mineira da Bacia do São Francisco, é uma zona de destaque em função de estudos que detalham a estratigrafia e tectônica ligadas a essas manifestações de gás natural (Reis, 2011).

Diante desse cenário, o COT é um parâmetro geoquímico utilizado para estimar a qualidade da rocha geradora e, conseqüentemente, o potencial de geração de petróleo e gás de uma formação (Sobral, 2022). Embora a determinação tradicional do COT necessite análises laboratoriais complexas, como a pirólise *Rock-Eval*, técnicas indiretas que utilizam dados de perfilagem geofísica adquiridos em poços perfurados têm se mostrado eficazes e eficientes.

Ademais, técnicas alternativas vêm sendo empregadas com sucesso para estimativas indiretas do COT, utilizando dados de perfilagem geofísica adquiridos em poços perfurados. Métodos como o $\Delta\log R$ (*Delta Log Resistivity*), proposto por Passey *et al.* (1990), têm se mostrado eficazes na correlação de anomalias em perfis de resistividade e acústica com enriquecimento orgânico das rochas, principalmente folhelhos.

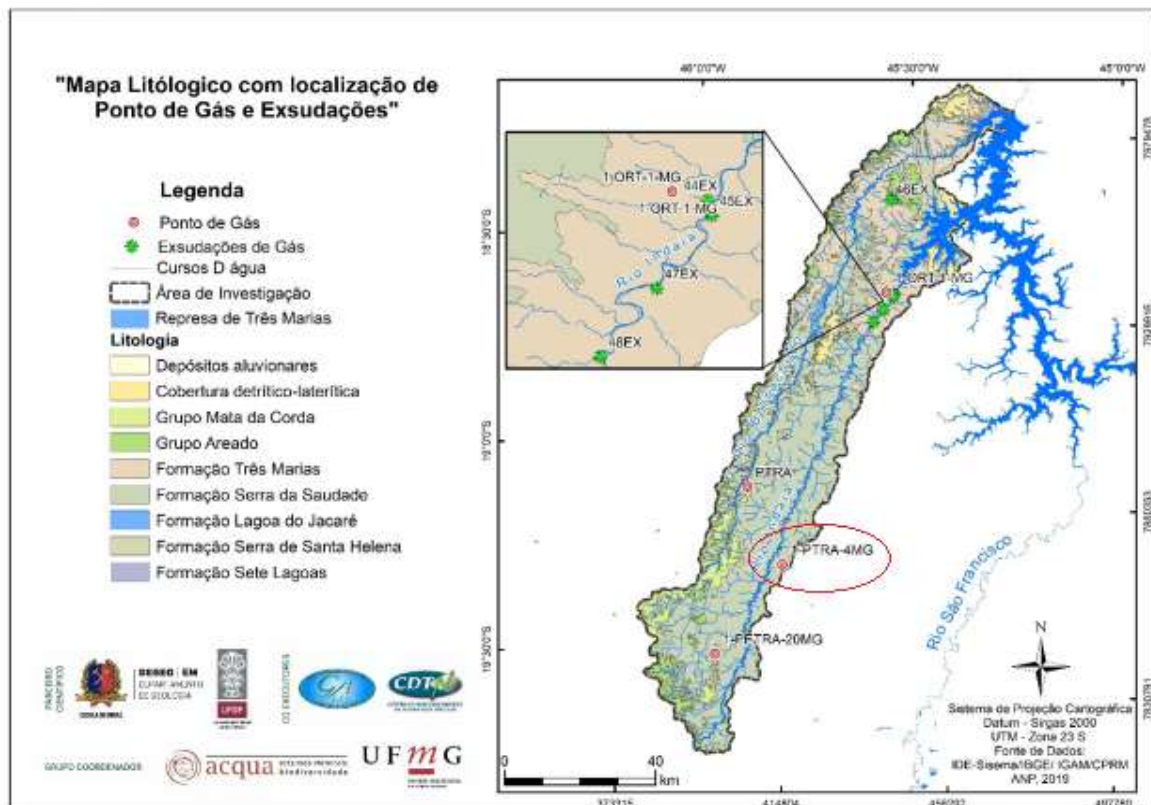
Neste contexto, a presente abordagem será aplicada em um poço localizado na sub-bacia hidrográfica do Rio Indaiá, região inserida na porção mineira da Bacia São Francisco. A seleção do poço se dará com base na disponibilidade de dados petrofísicos confiáveis, permitindo a aplicação de modelos matemáticos para estimativa do COT, bem como a interpretação integrada com informações geológicas e estratigráficas da área.

Essa metodologia visa não apenas confirmar o potencial das unidades rochosas locais como geradoras de hidrocarbonetos, mas também contribuir com subsídios técnicos para futuros levantamentos exploratórios na região, reforçando a importância do Baixo Rio Indaiá no contexto energético nacional.

1.2. LOCALIZAÇÃO

A área de estudo para este Projeto Final de Curso (PFC) está concentrada na região do Baixo Rio Indaiá, localizada no estado de Minas Gerais, a qual se situa geologicamente no setor sudoeste da vasta Bacia Sedimentar do São Francisco. Esta bacia intracratônica é considerada de grande relevância no cenário energético nacional devido ao seu potencial para a ocorrência de sistemas petrolíferos de recursos não convencionais. A escolha específica desta localização é motivada pela presença de emanções superficiais de gás natural, que indicam a atividade de rochas geradoras maduras no subsolo. Neste trabalho, que visa a Estimativa Indireta do Conteúdo Orgânico Total (COT), utilizaremos como principal fonte de dados os perfis petrofísicos (ou *logs*) adquiridos no poço PTR-4-MG (Figura 2).

Figura 2: Mapa geológico da bacia do Rio Indaiá com a localização dos pontos de exsudação (indicados em verde) e poços de perfuração profunda (identificados com símbolos vermelhos). Circulado em vermelho, tem-se o poço que será trabalhado na presente monografia.



Fonte: modificado de CODEMIG e CPRM, baseado em dados de Tuller e Silva (2002); Reis (2011); Knauer *et al.* (2011); Costa *et al.* (2011).

1.3. OBJETIVOS

O presente trabalho tem como objetivo estimar e analisar o COT da rocha geradora da Bacia Sedimentar do São Francisco, a partir de dados petrofísicos provenientes de perfilagem geofísica de poços, avaliando a relação entre os parâmetros petrofísicos e o COT por meio de métodos estatísticos e de regressão. Como objetivos específicos, destacam-se os seguintes pontos:

- Organizar e analisar os dados petrofísicos provenientes da perfilagem geofísica de poços, com ênfase nos perfis de densidade (RHOB) e radiação gama (GR);
- Realizar uma análise exploratória dos dados, visando caracterizar a distribuição e o comportamento das variáveis utilizadas no estudo;
- Avaliar a correlação entre os dados petrofísicos (RHOB e GR) e o Índice de Carbono Orgânico Total (COT);
- Aplicar modelos de regressão linear simples e múltipla para estimar o COT a partir dos dados de perfilagem geofísica;
- Comparar os valores de COT estimados pelos modelos com dados geoquímicos disponíveis na literatura, visando avaliar a aplicabilidade dos métodos na área de estudo.

1.4. JUSTIFICATIVA

Esse projeto justifica-se não apenas pelo seu potencial energético, mas também pela oportunidade de desenvolvimento econômico na região do Baixo Indaiá. A região da bacia hidrográfica do rio Indaiá se apresenta como uma região bastante promissora para a exploração de hidrocarbonetos não convencionais *onshore*. Isso se dá pela presença de exsudações de gás natural. Estimar o COT é essencial para a avaliação do potencial da rocha geradora, e utilizar dados de perfilagem geofísica pode fornecer estimativas rápidas e econômicas.

1.5. MATERIAIS E MÉTODOS

O presente trabalho tem como objetivo estimar indiretamente o COT em intervalos de folhelho da região do Baixo Rio Indaiá, utilizando dados petrofísicos

obtidos por meio de perfilagem geofísica de poços. A seleção dos intervalos de folhelho fundamenta-se na importância dessas litologias para a caracterização de potenciais rochas geradoras, devido à sua capacidade de concentrar e preservar matéria orgânica. A partir dos perfis geofísicos disponíveis, especialmente os registros de radiação gama (GR) e densidade (RHOB), busca-se avaliar a relação entre as propriedades petrofísicas e o conteúdo orgânico, utilizando análises estatísticas e modelos de regressão para a estimativa do COT.

1.5.1 Revisão Bibliográfica

Essa fase foi conduzida a partir de diversas publicações, com o objetivo de compreender a evolução geológica da área de estudo e do sistema petrolífero da Bacia Hidrográfica do Baixo Rio Indaiá. Entender como a perfilagem geofísica poderia ser utilizada para estimar esse parâmetro geoquímico que é o COT.

1.5.2 Banco de Dados

O dado de poço utilizado no presente trabalho foi oriundo do acervo de dados públicos terrestres disponibilizados na página virtual do Projeto Reate da CPRM (Serviço Geológico do Brasil) em parceria com a ANP (Agência Nacional de Petróleo). Foi realizado um controle de dados nos poços da região de estudo a fim de verificar quais tinham informação geoquímica de COT além dos perfis necessários para o desenvolvimento desse estudo, que são os de Raio Gama (GR) e de Densidade (RHOB). Essa análise culminou na escolha do poço 1-PTRA-4-MG, que atendeu às características necessárias para a execução deste trabalho.

1.5.3 Metodologia

Para o desenvolvimento deste Trabalho de Conclusão de Curso, adotou-se uma abordagem baseada na integração entre dados geoquímicos de COT e dados petrofísicos provenientes de perfilagem geofísica de poço. A metodologia foi conduzida a partir da análise dos valores de COT, densidade volumétrica da formação (RHOB) e raios gama (GR), com o objetivo de verificar se esses perfis apresentam alguma relação estatística com o teor de matéria orgânica registrado no poço 1-PTRA-

4-MG, localizado na Bacia do São Francisco.

Como referência metodológica principal, utilizou-se o estudo de Justo *et al.* (2022), intitulado *Indirect analysis of unconventional shale hydrocarbon resources in the Recôncavo Basin, Brazil: a case study*, no qual dados petrofísicos são empregados como apoio à avaliação indireta de recursos não convencionais em rochas geradoras. A partir dessa referência, o presente trabalho buscou adaptar uma abordagem semelhante ao contexto da Bacia do São Francisco, considerando os dados disponíveis para o poço selecionado.

Inicialmente, foi realizada a organização do banco de dados, composto pelos valores de COT, RHOB e GR obtidos em intervalos amostrados do poço. Os dados foram conferidos e estruturados em tabelas, de modo a permitir a comparação entre os parâmetros geoquímicos e petrofísicos. Nessa etapa, foram considerados apenas os intervalos em que havia disponibilidade conjunta das variáveis necessárias para as análises propostas.

Em seguida, foi aplicada uma análise exploratória dos dados por meio de diagramas do tipo box plot. Essa etapa teve como finalidade observar a distribuição das variáveis, avaliar a dispersão dos valores, reconhecer tendências centrais e identificar possíveis valores discrepantes. A análise exploratória foi importante para compreender o comportamento individual do COT, do RHOB e do GR antes da aplicação das regressões lineares.

Após essa etapa, foram realizadas regressões lineares simples com o objetivo de investigar separadamente a relação entre o COT e os perfis petrofísicos analisados. A primeira regressão avaliou a relação entre COT e RHOB, com base na tendência proposta por Schmoker (1979), que relaciona o teor de carbono orgânico total à densidade da rocha. Essa relação parte do princípio de que rochas com maior conteúdo orgânico podem apresentar alterações em sua resposta de densidade, uma vez que a matéria orgânica possui densidade inferior à de muitos constituintes minerais presentes nas rochas sedimentares.

A relação entre COT e RHOB foi representada pela seguinte equação:

$$\text{COT} = A \times \text{RHOB} + B \quad (1)$$

Em que A corresponde ao coeficiente angular da reta de regressão e B representa o coeficiente linear.

A segunda regressão linear simples foi aplicada para avaliar a relação entre COT e GR, tomando como base a abordagem apresentada por Schmoker (1981), que discute a possibilidade de associação entre o teor de carbono orgânico e a resposta do perfil de raios gama. Essa relação pode ocorrer porque rochas ricas em matéria orgânica, especialmente folhelhos, podem apresentar concentrações mais elevadas de elementos radioativos naturais, como urânio, tório e potássio. No entanto, essa associação não é direta em todos os casos, pois o perfil GR também responde à argilosidade e à composição mineralógica da formação.

A relação entre COT e GR foi representada pela seguinte equação:

$$\text{COT} = C \times \text{GR} + D \quad (2)$$

Em que C corresponde ao coeficiente angular da reta de regressão e D representa o coeficiente linear.

Além das regressões lineares simples, também foi realizada uma regressão linear múltipla, considerando simultaneamente os perfis RHOB e GR como variáveis independentes e o COT como variável dependente. Essa etapa teve como objetivo verificar se a combinação dos dois parâmetros petrofísicos apresentaria maior capacidade de explicar a variação do teor de carbono orgânico total em comparação às regressões simples.

A regressão linear múltipla foi representada pela seguinte equação:

$$\text{COT} = A \times \text{RHOB} + B \times \text{GR} + C \quad (3)$$

Em que A e B correspondem aos coeficientes associados às variáveis independentes RHOB e GR, respectivamente, enquanto C representa o intercepto da equação.

Os modelos obtidos foram avaliados principalmente por meio do coeficiente de determinação (R^2) e do R^2 ajustado, utilizados para verificar o grau de ajuste das regressões aos dados analisados. Esses parâmetros permitiram avaliar se os perfis petrofísicos apresentaram capacidade explicativa em relação à variação do COT no intervalo estudado.

Por fim, os resultados estatísticos foram interpretados considerando o contexto

geológico da Bacia do São Francisco e as limitações do conjunto de dados disponível. Dessa forma, a análise não se restringiu apenas à obtenção das equações de regressão, mas buscou compreender as possíveis razões para a presença ou ausência de correlação entre as variáveis. Foram considerados fatores como heterogeneidade litológica, baixa variabilidade do RHOB, resposta multifatorial do GR, influência da argilosidade e número reduzido de amostras disponíveis. Assim, a metodologia adotada permitiu avaliar de maneira crítica o potencial e as limitações do uso dos perfis RHOB e GR na estimativa indireta do COT no poço 1-PTRA-4-MG.

2. BACIA DO SÃO FRANCISCO

Este capítulo estabelece o contexto geológico regional e local necessário para compreender as formações geológicas e a estimativa indireta do COT na região do Baixo Rio Indaiá. O entendimento da arquitetura estratigráfica e da história de deformação da área é essencial, uma vez que a presença e a preservação de rochas geradoras de matéria orgânica, bem como as vias de migração de fluidos, são determinadas por esses fatores. A área em questão localiza-se em uma porção da Bacia Sedimentar do São Francisco (BSF), notável pela ocorrência de exsudações de gás natural - um indício direto de um sistema petrolífero ativo na subsuperfície (Reis, 2011).

CONTEXTO GEOTECTÔNICO

A área de estudo concentra-se no baixo segmento do Rio Indaiá, situado na região centro-oeste de Minas Gerais, abrangendo municípios como Tiros, Paineiras e Três Marias (Sobral, 2022). Geologicamente, esta região representa o setor sudoeste da Bacia Sedimentar do São Francisco, uma vasta feição cratônica pós-orogênica que se estabeleceu sobre o Cráton do São Francisco. Esta bacia é o repositório de uma sucessão sedimentar com idades que se estendem do Paleoproterozóico ao Cretáceo. O foco principal do presente trabalho está nas camadas que contêm material orgânico com potencial de maturação e nas estruturas tectônicas que controlam o movimento e aprisionamento do gás ascendente a partir dessas rochas (Lima et al., 2021).

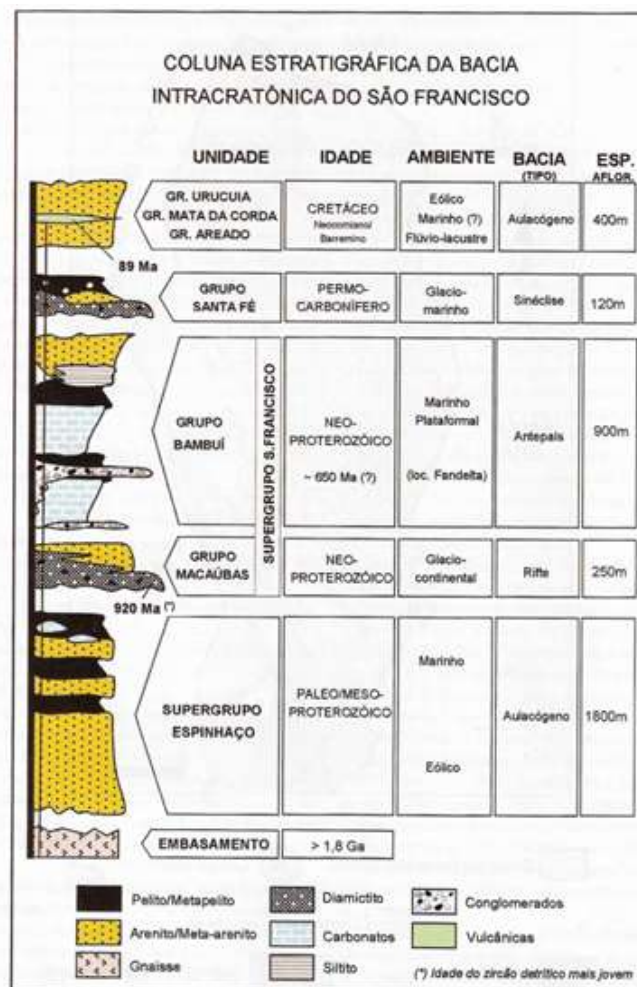
A fundação da bacia é estabelecida por um embasamento cristalino de natureza Arqueana e Paleoproterozóica. Sobre este alicerce, dados sísmicos indicam a presença de duas unidades sedimentares mais antigas, não visíveis na superfície, denominadas Pré-BambuÍ (Pb1 e Pb2) (Lima et al., 2021). Estas sequências basais, cuja composição e idade exata ainda são incertas, acumularam-se em ambientes controlados por falhas extensionalmente ativas, apresentando-se espessadas em *grabens* regionais. Sua posição sugere um potencial para abrigar rochas-fonte ou reservatórios mais profundos.

A sequência sedimentar de maior distribuição na área é o Grupo Bambuí, datado do Neoproterozóico e depositado em um ambiente predominantemente marinho raso. Esta unidade possui a maior relevância para a questão da matéria orgânica. A sequência é composta, de baixo para cima, pela Formação Lagoa do

Jacaré, caracterizada por pelitos e rochas carbonáticas. Em seguida, encontra-se a Formação Serra da Saudade, unidade de particular importância, que consiste em uma sucessão pelítico-carbonática. É no seu interior que se localiza o principal candidato a rocha geradora de hidrocarbonetos da região: uma lente de pelito carbonoso rica em matéria orgânica (Lima et al., 2021). A Formação Três Marias encerra a deposição do Grupo Bambuí com sedimentos siliciclásticos de natureza tempestítica arcoseana, atuando potencialmente como uma camada selante e, em alguns locais, como reservatório.

A coluna estratigráfica local é subdividida em unidades de embasamento, sequências pré-bambuí, a principal cobertura neoproterozoica (Grupo Bambuí) e depósitos cretácicos (Figura 3).

Figura 3: Coluna estratigráfica simplificada da bacia intracratônica do São Francisco, mostrando as principais unidades de preenchimento (Alkmim & Martins-Neto 2001).



Fonte: Alkmim e Martins-Neto (2001).

2.2. UM BREVE PANORAMA DA GEOLOGIA DOS HIDROCARBONETOS GÁSOSOS NA BACIA DO SÃO FRANCISCO

A Bacia Geológica do São Francisco (SF), caracterizada como uma bacia sedimentar intracratônica e poli-histórica, é considerada uma área de fronteira exploratória com potencial significativo para a ocorrência de hidrocarbonetos, sobretudo gás natural. Essa bacia se desenvolveu sobre o Cráton do São Francisco, cujo embasamento metamórfico data de aproximadamente 1,8 bilhões de anos (Lima et al., 2021), sendo limitada tectonicamente a oeste pela Faixa Brasília e a leste pelo Orógeno Araçuaí. O preenchimento sedimentar da bacia é vasto, estendendo-se desde o Proterozóico Superior, incluindo sequências importantes como o Grupo Bambuí e o Supergrupo Espinhaço, que formam a arquitetura geológica onde são estabelecidos os sistemas petrolíferos.

Para a compreensão do arcabouço regional, é imprescindível estabelecer a definição de Cráton. Este é conceituado como uma porção diferenciada da litosfera continental que demonstrou estabilidade relativa por longos períodos no tempo geológico, sendo notavelmente caracterizado por atributos como grande espessura litosférica, baixos gradientes geotérmicos e significativa flutuabilidade (Hoffman 1988; Winge, et al. 2001).

2.3. BACIA SEDIMENTAR DO SÃO FRANCISCO

A Bacia Sedimentar do São Francisco é definida como uma complexa sucessão sedimentar que experimentou múltiplos ciclos sobrepostos, todos mais jovens do que 1,8 Ga, refletindo os diversos eventos tectônicos e climáticos que influenciaram a litosfera após a Era Paleoproterozoica. De acordo com Reis *et al.* (2017), a estratigrafia da Bacia do São Francisco é composta por pelo menos três sequências sedimentares principais, abrangendo o período pré-cambriano ao paleozoico. Tais sequências são: i) Paranoá-Espinhaço Superior, de idade mesoproterozoica a neoproterozoica; ii) Macaúbas, de idade neoproterozoica; e iii) Bambuí, que abrange a idade ediacarana à cambriana. Essas unidades litoestratigráficas, apresentadas e correlacionadas em cartas estratigráficas, formam o registro geológico da bacia e são limitadas pelos cinturões orogênicos que circundam o Cráton do São Francisco.

O contexto geológico da Bacia do São Francisco (SF) está intrinsecamente ligado à estabilidade e à constituição do Cráton do São Francisco, sobre o qual ela se assenta. O Cráton SF é definido como uma porção diferenciada da litosfera continental que se manteve relativamente estável por milhões de anos, sendo notavelmente caracterizado por uma grande espessura litosférica, baixos gradientes geotérmicos e alta fluviabilidade. A Bacia Geológica do São Francisco é, portanto, uma típica bacia sedimentar intracratônica que se localiza sobre este cráton homônimo. Embora o Cráton São Francisco represente uma extensa e estável porção da litosfera, a bacia e o cráton são delimitados por estruturas geológicas mais jovens e dinâmicas. Na sua porção em Minas Gerais, a bacia sedimentar e o Cráton SF são limitados a oeste pela Faixa Brasília (pertencente ao sistema orogênico Tocantins) e a leste pelo Orógeno Araçuaí (do sistema orogênico Mantiqueira). Estes orógenos representam as raízes de grandes cadeias de montanhas que se desenvolveram entre 700 e 500 milhões de anos atrás, estabelecendo o arcabouço estrutural que confina a bacia sedimentar (Reis *et al.*, 2017).

2.4. GEOLOGIA DA ÁREA DE ESTUDO

A área de interesse deste trabalho abrange a região do Baixo Rio Indaiá e seu entorno, localizada no estado de Minas Gerais. Geologicamente, esta região está inserida no setor sudoeste da vasta Bacia Sedimentar do São Francisco. Esta é classificada como uma bacia intracratônica de natureza poli-histórica, desenvolvida sobre o Cráton do São Francisco, uma porção estável da litosfera com grande espessura e baixos gradientes geotérmicos (Lima *et al.*, 2021). A arquitetura sedimentar da bacia é limitada pelos cinturões orogênicos da Faixa Brasília (a oeste) e do Orógeno Araçuaí (a leste), que se formaram entre 700 e 500 milhões de anos atrás.

O preenchimento sedimentar na BSF é composto por múltiplos ciclos, sendo a sucessão estratigráfica da área de estudo dominada por sequências Neoproterozoicas a Cambriana. Estruturalmente, a área se encontra próxima ao Aulacógeno Pirapora. Esta é uma estrutura de rifte fóssil que concentra os depósitos sedimentares mais espessos da bacia. Ela exerce um controle significativo na distribuição das unidades litoestratigráficas, um fator relevante para a exploração de hidrocarbonetos na região (Lima *et al.*, 2021).

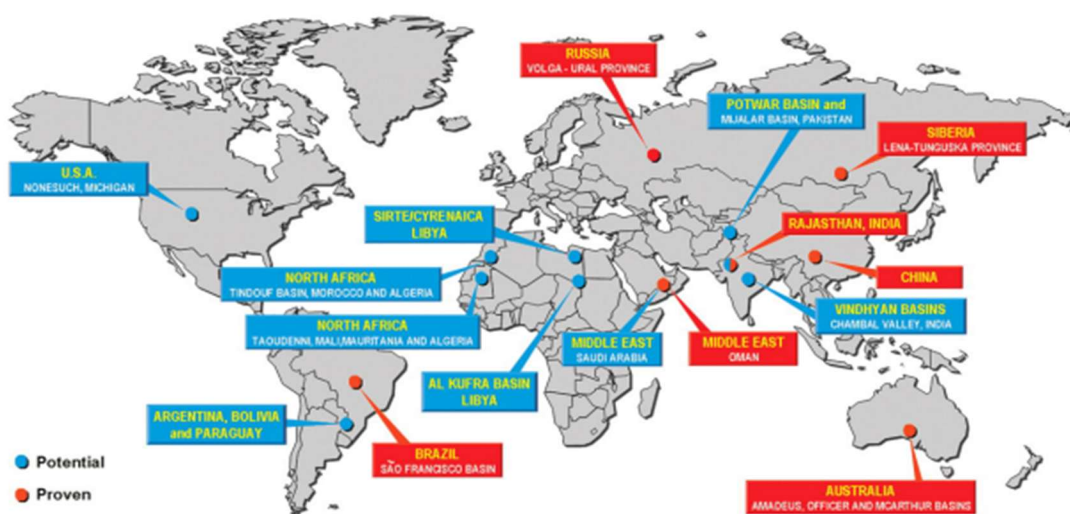
3. SISTEMA PETROLÍFERO

Um sistema petrolífero é definido como o conjunto de elementos e processos geológicos essenciais que culminam na formação e acumulação de reservas de hidrocarbonetos. Esse processo envolve a maturação térmica da rocha geradora (rica em matéria orgânica) em condições ideais de soterramento, pressão e temperatura, resultando na produção dos hidrocarbonetos. Em seguida, uma arquitetura geológica favorável é exigida para garantir a migração desses fluidos e sua subsequente retenção em rochas porosas e permeáveis denominadas reservatórios. A integridade do sistema é finalmente assegurada por uma camada de baixa permeabilidade, conhecida como selo ou rocha capeadora (Lima *et al.*, 2021).

Dada a dimensão continental do Brasil, e sua complexa história geológica, o país apresenta diferentes reservas não convencionais potenciais para óleo e gás distribuídas em seu território.

A Figura 1 permite observar que, em grande parte da Bacia do São Francisco, há presença de reservas do tipo *tight gas*, sobretudo na porção mineira do território brasileiro. De acordo com Lima *et al.* (2021), trata-se de uma das principais bacias em que suas potenciais zonas produtoras associam-se a elementos e processos de idade pré-cambriana.

Figura 4: Mapa Geológico da Bacia do São Francisco com ênfase nas principais unidades estratigráficas.



Fonte: Lima *et al.* (2021).

A Figura 4, acima, apresenta as principais reservas de hidrocarbonetos não convencionais em ambientes proterozoicos. Nesta figura, percebe-se que a Bacia do São Francisco se insere no grupo das reservas provadas, denotadas pela cor vermelha. Esta categoria difere significativamente daquelas marcadas em azul, que apenas sinalizam áreas com potencial para a existência de reservas. Cabe ressaltar que a quase totalidade dos componentes do sistema petrolífero da Bacia do São Francisco possui uma origem ligada aos eventos do Proterozóico.

A evolução geológica da Bacia do São Francisco está intimamente associada aos eventos tectono-estratigráficos desenvolvidos ao longo do Proterozóico, intervalo que se estende aproximadamente de 2,5 bilhões a 541 milhões de anos. Durante esse período, ocorreram processos fundamentais para a consolidação do Cráton do São Francisco, incluindo episódios de rifteamento, subsidência térmica e posteriores eventos compressivos relacionados à aglutinação continental que culminou na formação do Gondwana. Esses mecanismos controlaram a geração de bacias intracratônicas e a deposição de espessas sequências sedimentares siliciclásticas e carbonáticas, as quais atualmente representam importantes registros stratigráficos com potencial gerador e reservatório (Alkmim, 2004).

Os ciclos tectônicos proterozóicos favoreceram a formação de sistemas de falhas e fraturas que exerceram papel decisivo na configuração estrutural regional, condicionando tanto a migração quanto o trapeamento de hidrocarbonetos. Além disso, a estabilidade relativa do cráton durante fases de subsidência permitiu a acumulação de matéria orgânica em ambientes marinhos e lacustres, propiciando a formação de rochas potencialmente geradoras. Estudos stratigráficos indicam que as unidades do Supergrupo São Francisco e das coberturas Neoproterozoicas refletem essa evolução tectono-sedimentar complexa, responsável pela arquitetura dos principais elementos do sistema petrolífero regional (Uhlein, 2012).

Observa-se que a gênese dos componentes essenciais do sistema petrolífero — rocha geradora, reservatório, selo e armadilhas estruturais — encontra-se diretamente vinculada à dinâmica geotectônica do Proterozóico. A configuração stratigráfica estabelecida nesse intervalo geológico foi determinante para a formação, acumulação e preservação de hidrocarbonetos na bacia, demonstrando que a história tectônica proterozóica constitui o principal arcabouço geológico que sustenta o potencial exploratório da região.

O pico de maturação para o gás natural ocorreu em um período que coincide

ou se segue de perto ao Evento Brasileiro. As rochas geradoras, incluindo a sequência Bambuí e formações mais antigas, foram submetidas às condições térmicas e de pressão suficientes, advindas do soterramento, para culminar na formação e deslocamento dos hidrocarbonetos (REIS, 2018).

Os sistemas petrolíferos de idade Proterozóica apresentam distinções significativas em relação aos sistemas Fanerozoicos, principalmente em função de sua composição orgânica e de sua história evolutiva mais extensa. Nos sistemas Proterozóicos, a matéria orgânica que deu origem aos hidrocarbonetos é predominantemente derivada de atividades microbianas (bactérias e algas), diferindo da contribuição de organismos mais complexos observada no Fanerozóico. Além disso, a sua trajetória geológica, que engloba a formação da rocha-fonte, do reservatório e os processos de maturação e migração, é consideravelmente mais longa.

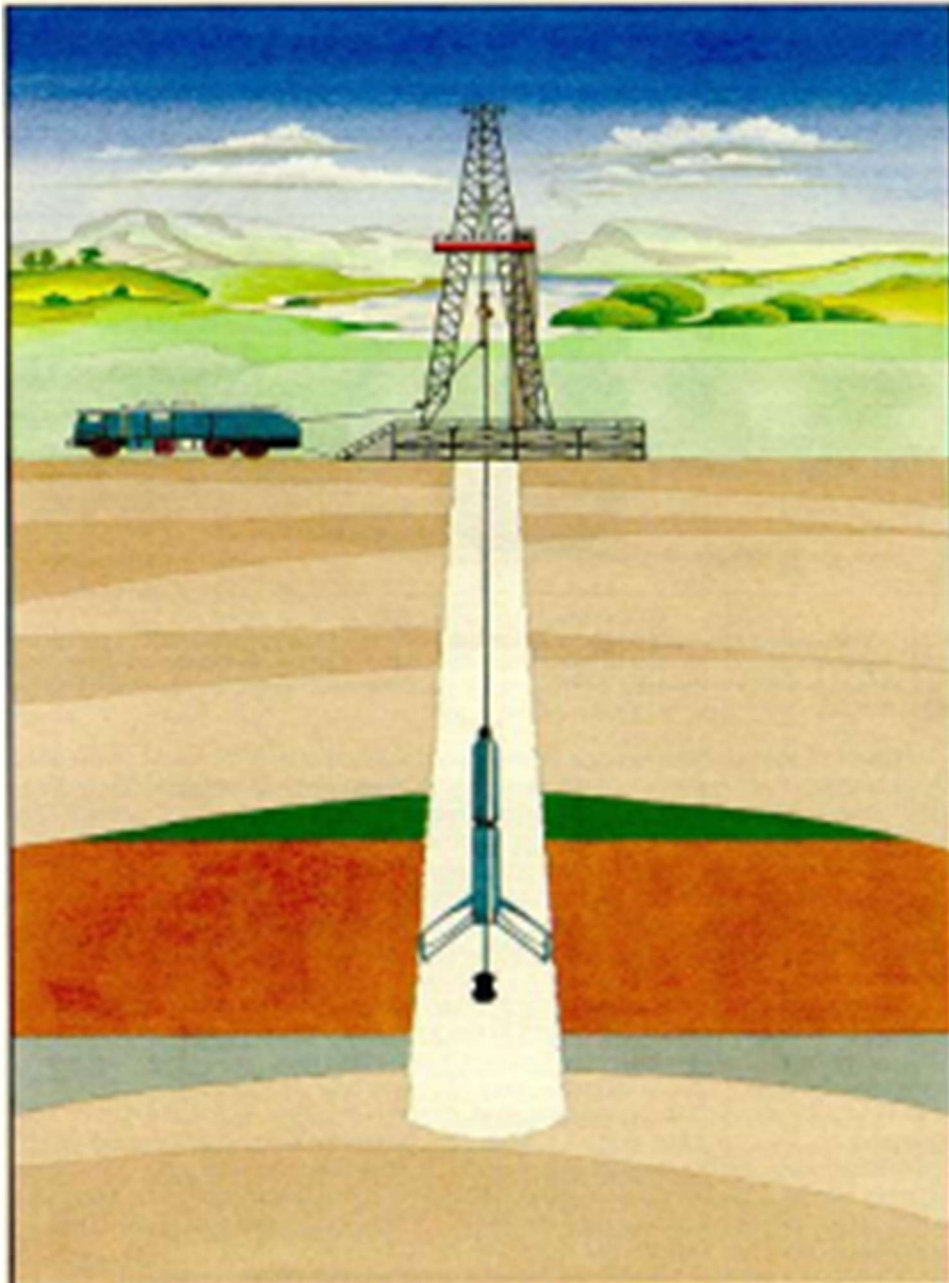
É preciso reconhecer que a antiguidade de um sistema pré-cambriano não implica, por si só, que ele seja do tipo não convencional. Muitos desses sistemas, embora antigos, apresentam uma combinação de rochas geradoras Neoproterozoicas com rochas reservatório de idade Fanerozóica (CRAIG *et al.*, 2013; CRAIG *et al.*, 2009).

A formação dessas rochas geradoras é frequentemente relacionada a períodos imediatamente posteriores aos episódios de glaciações extremas que ocorreram no planeta, aproximadamente entre 700 e 500 milhões de anos atrás. Acredita-se que a deposição dessas rochas ricas em matéria orgânica tenha sido impulsionada por uma combinação de fatores ambientais subsequentes ao degelo, incluindo o aumento da temperatura, a elevação do nível do mar e um crescimento da atividade biológica (CRAIG *et al.*, 2009).

4. PERFILAGEM GEOFÍSICA

A perfilagem geofísica de poços (FIGURAS 5 e 6) constitui um conjunto de métodos de investigação indireta e contínua, realizada em furos de sondagem ou poços tubulares, com o objetivo primordial de mensurar as propriedades físicas das diferentes unidades geológicas atravessadas pela perfuração (Nery, 1990; Keys, 1989). Essa técnica atua como uma ponte entre a informação pontual obtida por testemunhos e uma avaliação mais ampla e assertiva da subsuperfície.

Figura 5: Representação esquemática de uma ferramenta de perfilagem.



Fonte: Santos; Silva, 2014.

A perfilagem geofísica utiliza sondas, cabos, guinchos, módulos de energia/processamento e unidades de registro. Os sistemas modernos são computadorizados e permitem a coleta de múltiplos dados em uma única passagem. O procedimento de perfilagem geofísica envolve o registro contínuo de diversos parâmetros físicos das rochas, tais como resistividade elétrica, radioatividade natural (raios gama), densidade (gama-gama), porosidade (nêutrons) e propriedades acústicas (sônico), os quais são obtidos através do içamento de sondas instrumentadas ao longo do poço, sendo os dados registrados em relação à profundidade (Costa *et al.*, 2020).

A interpretação desses dados, expressos graficamente como perfis geofísicos, permite, de acordo com IK *et al.*, 2017, a identificação litológica e caracterização de fluidos. Isso inclui distinguir camadas de rocha e fluidos com base em contrastes de propriedades. A medição de raios gama é útil para identificar folhelhos e a resistividade é essencial para diferenciar hidrocarbonetos de água salgada.

A correlação estratigráfica entre poços para a construção de modelos geológicos tridimensionais e a avaliação da formação, que determina parâmetros fundamentais para a avaliação econômica de jazidas, como a espessura de camadas, porosidade, saturação de fluidos e densidade *in situ* (Costa *et al.*, 2020).

Figura 6: Operação de perfilagem geofísica em campo.



Fonte: U.S. Geological Survey (2014).

4.1. PERFIL DE RAO GAMA

O Perfil de Raio Gama (GR - *Gamma Ray*) é uma ferramenta de perfilagem passiva essencial que mede a radioatividade natural das rochas da formação ao longo da profundidade do poço, sendo expressa na unidade API (*American Petroleum Institute*). A radioatividade é emitida por isótopos instáveis, principalmente o potássio, o tório e o urânio. Sua principal aplicação geológica reside na distinção litológica: rochas ricas em argila ou folhelho, que concentram minerais radioativos, exibem altas leituras de GR, enquanto rochas, como arenitos e calcários, reservatórios potenciais, apresentam baixas leituras. Segundo Da Silva *et al.* (2022), no estudo do Carbono Orgânico Total (COT), o perfil GR é usado para estimar o teor de COT através de regressão linear, explorando a relação de que folhelhos geradores, frequentemente ricos em Urânio, tendem a ter uma radioatividade elevada.

O perfil de raios gama (GR) consiste na medição da radiação natural emitida por rochas e sedimentos em um poço. Este método é amplamente aplicado na prospecção mineral, na perfuração de poços artesianos e, fundamentalmente, na avaliação de formações em poços de petróleo e gás. A emissão de radiação varia conforme o tipo de rocha e seu espectro radioativo específico. Notadamente, os folhelhos apresentam níveis de radiação superiores aos de outras rochas sedimentares, devido à presença de potássio radioativo em sua composição argilosa e à capacidade de troca catiônica da argila, que facilita a adsorção de urânio e tório.

Essa diferenciação radioativa permite que a ferramenta de raios gama identifique zonas de folhelho e não folhelho. Entretanto, conforme observado por Rider (2002), não existe necessariamente uma relação linear entre a intensidade da radiação medida e a proporção de folhelho na formação. Além disso, a morfologia das curvas registradas pode ser influenciada pela velocidade de operação da ferramenta (Bassiouni, 1994).

Uma vantagem técnica relevante deste perfil em relação a outros métodos é a sua funcionalidade em poços revestidos com aço e cimento. Embora esses materiais absorvam parte da radiação, a quantidade residual que os atravessa é suficiente para uma determinação qualitativa eficaz da formação rochosa.

A densidade da rocha também influencia a leitura: entre duas formações com a mesma concentração de material radioativo, a menos densa apresentará níveis de radioatividade aparentemente superiores, pois a maior porosidade facilita a passagem

da radiação. Após as correções devidas aos parâmetros da ferramenta, o resultado da medição é proporcional à concentração mássica do material radioativo na formação (Schlumberger, 1998; Ellis; Singer, 2008).

O registro é realizado inserindo a ferramenta pelo poço, e os dados são expressos em API (unidade padronizada pela Universidade do Texas), onde 1 unidade representa 1/200 da diferença entre os padrões de radiação máxima e mínima. Para análises qualitativas, correções adicionais são raramente necessárias; contudo, para interpretações quantitativas, os perfis devem ser ajustados considerando o diâmetro do poço, a posição da ferramenta e as propriedades do fluido de perfuração (Rider, 2002; Ellis; Singer, 2008).

O perfil GR é especialmente valioso na identificação de estratos de folhelho quando o Potencial Espontâneo (SP) está distorcido (devido a lama salgada, fluidos não condutivos ou presença de gás). Sua facilidade de integração com outras ferramentas também o torna ideal para a correlação precisa entre diferentes sequências de perfis no mesmo poço (Schlumberger, 1998).

4.2. PERFIL DE DENSIDADE (RHOB)

O RHOB é uma ferramenta ativa que mede a densidade de volume da formação em g/cm^3 . A ferramenta bombardeia a rocha com raios gama e registra a quantidade de radiação que é espalhada de volta para os detectores (espalhamento Compton). A densidade de volume da rocha é inversamente proporcional à sua porosidade: quanto mais porosa a rocha e quanto mais leve o fluido preenchendo os poros, menor será a leitura do perfil de densidade. Por outro lado, altas leituras de RHOB são típicas de rochas de matriz densa ou de baixa porosidade. Este perfil é crucial para o cálculo preciso da porosidade e para a identificação de zonas de gás (quando combinado com o perfil Neutrônico).

A perfilagem geofísica de poços representa uma das principais técnicas utilizadas na caracterização de formações geológicas em subsuperfície, desempenhando papel essencial na exploração de recursos minerais e energéticos. Entre os diversos métodos disponíveis, o perfil de densidade (RHOB - *bulk density*) destaca-se por fornecer medições contínuas da densidade volumétrica das rochas atravessadas pelo poço, permitindo inferências importantes sobre propriedades petrofísicas, como porosidade, litologia e saturação de fluidos. De acordo com Ellis e

Singer (2007), os perfis nucleares transformaram a avaliação de reservatórios ao possibilitar medições diretas das propriedades físicas das formações, reduzindo as incertezas associadas à análise exclusiva de amostras laboratoriais.

O perfil de densidade é classificado como um método nuclear ativo, pois depende da emissão controlada de radiação para investigar as propriedades do meio geológico. A ferramenta de perfilagem normalmente contém uma fonte radioativa - geralmente Césio-137 - além de detectores capazes de registrar a radiação retro espalhada após sua interação com a formação. Esse processo ocorre predominantemente por meio do espalhamento Compton, fenômeno no qual os fótons de alta energia colidem com os elétrons dos átomos, perdendo parte de sua energia. A intensidade da radiação detectada apresenta relação direta com a densidade eletrônica do meio e, conseqüentemente, com a densidade volumétrica da rocha (Schlumberger, 2009).

A relação entre densidade eletrônica e densidade real decorre da estrutura atômica dos materiais geológicos. Para a maioria dos elementos que compõem as rochas sedimentares, a razão entre número atômico e massa atômica (Z/A) aproxima-se de 0,5, o que possibilita converter a densidade eletrônica em densidade aparente da formação com precisão adequada. Dessa forma, os valores obtidos são normalmente expressos em gramas por centímetro cúbico (g/cm^3), unidade fundamental para análises petrofísicas e geomecânicas (Ellis; Singer, 2007).

A ferramenta de densidade é projetada para manter contato direto com a parede do poço, reduzindo interferências causadas pelo fluido de perfuração. Além disso, muitos equipamentos utilizam dois detectores posicionados a diferentes distâncias da fonte radioativa, técnica conhecida como perfil de densidade compensado. Esse arranjo permite corrigir parcialmente efeitos associados à rugosidade do poço e à presença de materiais entre a ferramenta e a formação, aumentando a confiabilidade das medições (Schlumberger, 2009).

Uma das aplicações mais relevantes do perfil RHOB consiste na determinação da porosidade das formações. Esse cálculo baseia-se no modelo de mistura volumétrica entre matriz rochosa e fluido presente nos poros, podendo ser expresso pela equação:

$$\phi_d = (\rho_{ma} - \rho_b)/(\rho_{ma} - \rho_f) \quad (4)$$

Em que p_m representa a densidade da matriz, p_b a densidade medida e p_f a densidade do fluido. Essa relação demonstra que valores de densidade mais baixos tendem a indicar maior volume de vazios, enquanto densidades elevadas sugerem formações mais compactas. Entre os valores típicos de densidade da matriz, destacam-se aproximadamente 2,65 g/cm³ para arenitos quartzosos, 2,71 g/cm³ para calcários e 2,87 g/cm³ para dolomitas, parâmetros frequentemente utilizados como referência na interpretação petrofísica (Ellis; Singer, 2007).

Outra forma de expressar essa relação é por meio da equação de mistura:

$$p_b = (1 - \phi)p_m + \phi p_f \quad (5)$$

Esse modelo evidencia que a densidade registrada pelo perfil corresponde à contribuição ponderada da matriz e do fluido, sendo particularmente útil em estudos de caracterização de reservatórios.

Apesar de sua elevada confiabilidade, o perfil de densidade pode sofrer influência de fatores ambientais. A presença de lama de perfuração, por exemplo, pode criar uma camada entre a ferramenta e a formação, reduzindo artificialmente a densidade medida. Da mesma forma, regiões alargadas do poço - conhecidas como *washouts* - tendem a comprometer a qualidade do registro. Minerais de alta densidade, como barita e pirita, podem gerar leituras superiores às reais, enquanto formações argilosas frequentemente apresentam densidade reduzida devido à água adsorvida em sua estrutura cristalina (Rider; Kennedy, 2011).

Em função dessas limitações, a interpretação moderna raramente utiliza o perfil RHOB de forma isolada. A integração com o perfil neutrônico (NPHI) e o perfil sônico (DT) constitui uma das abordagens mais consolidadas da petrofísica. O perfil neutrônico mede essencialmente o índice de hidrogênio da formação, sendo altamente sensível à presença de fluidos nos poros. Já o perfil sônico baseia-se no tempo de trânsito das ondas acústicas através da rocha, podendo estimar a porosidade por meio da equação de Wyllie:

$$\phi_s = (\Delta t - \Delta t_m) / (\Delta t_f - \Delta t_m) \quad (6)$$

Na qual Δt corresponde ao tempo de trânsito medido, Δt_m ao tempo característico da matriz e Δt_f ao tempo associado ao fluido. A comparação entre os

três perfis permite diagnósticos importantes. Em zonas contendo gás, por exemplo, a densidade tende a diminuir devido à baixa massa específica do fluido, enquanto o perfil neutrônico registra porosidade aparentemente menor. Esse fenômeno, conhecido como *crossover* densidade-neutrônico, é amplamente utilizado para identificação de acumulações gasosas. Já as formações de folhelho costumam apresentar valores elevados tanto no perfil neutrônico quanto no sônico, refletindo o alto teor de água ligada e a menor rigidez da rocha (Schlumberger, 2009).

Além da estimativa de porosidade e da identificação litológica, o perfil de densidade possui aplicações relevantes na geomecânica. A integração dos valores de densidade ao longo da profundidade permite calcular a tensão vertical exercida pelas camadas sobrejacentes.

Outra aplicação importante envolve a calibração de dados sísmicos. A impedância acústica, definida como o produto da densidade pela velocidade da onda compressional ($AI = \rho V_p$), constitui um dos principais parâmetros utilizados na inversão sísmica. Dessa forma, o perfil RHOB contribui diretamente para a correlação entre dados de poço e informações sísmicas, reduzindo incertezas na modelagem do reservatório.

Os avanços tecnológicos têm ampliado significativamente as capacidades das ferramentas de densidade. Equipamentos modernos contam com detectores espectrais, sistemas automáticos de compensação ambiental e processamento digital em tempo real. Além disso, a integração com algoritmos de aprendizado de máquina tem possibilitado interpretações mais rápidas e precisas, especialmente em ambientes geológicos complexos. Conforme destacam Rider e Kennedy (2011), a tendência da perfilagem contemporânea é a aquisição simultânea de múltiplos perfis, favorecendo abordagens interpretativas cada vez mais integradas.

Embora apresente limitações - como resolução reduzida em camadas muito finas e sensibilidade ao diâmetro do poço -, o perfil de densidade permanece como uma das ferramentas mais confiáveis para avaliação de formações sedimentares. Sua forte relação com a estrutura física das rochas garante elevada aplicabilidade em estudos de reservatórios, modelagem geológica e planejamento de produção.

Diante do exposto, observa-se que o perfil RHOB ocupa posição central na petrofísica moderna. Sua capacidade de fornecer estimativas consistentes da densidade das formações, aliada à possibilidade de integração com outros métodos, torna-o indispensável na redução de incertezas e na tomada de decisões em projetos

de subsuperfície. Assim, o domínio conceitual e prático dessa técnica é elementar para profissionais das áreas de geologia, geofísica e engenharia de petróleo, contribuindo para interpretações mais seguras e eficientes.

5. RESULTADOS DA ANÁLISE DE DADOS

A etapa de análise de dados consiste em avaliar de forma objetiva os resultados obtidos a partir dos perfis petrofísicos e das medições de COT. O objetivo principal se dá em verificar se há correlação estatística entre os parâmetros de densidade (RHOB), raio gama (GR) e os valores de COT adquiridos no poço PTR-4-MG.

Para isso, foram aplicadas ferramentas estatísticas clássicas, como a análise exploratória por meio de box plots e a modelagem por regressão linear, tanto simples quanto múltipla. Essas técnicas possibilitaram identificar padrões, tendências e possíveis relações entre variáveis, ainda que os resultados nem sempre confirmem as hipóteses iniciais. O propósito desta análise residiu na verificação da existência de uma correlação estatística robusta entre parâmetros petrofísicos fundamentais, como a densidade do volume (RHOB) e os raios gama (GR), e os valores de COT.

Para alcançar esse objetivo, foram aplicadas técnicas estatísticas amplamente utilizadas na análise de dados. Como etapa inicial, realizou-se uma análise exploratória, representada principalmente pelo uso de gráficos do tipo box plot. Esses gráficos possibilitaram avaliar a distribuição das variáveis, reconhecer valores atípicos e obter uma primeira interpretação sobre a variabilidade presente no conjunto de dados.

Após a etapa inicial de análise exploratória dos dados, foram aplicadas técnicas de regressão linear com o objetivo de investigar possíveis relações entre as variáveis estudadas. A regressão linear simples foi utilizada para avaliar separadamente a relação entre o COT e os perfis petrofísicos RHOB e GR. Já a regressão linear múltipla permitiu analisar a influência conjunta dessas variáveis petrofísicas sobre os valores de COT, possibilitando uma avaliação mais integrada do comportamento dos dados.

A utilização dessas ferramentas estatísticas buscou não apenas identificar tendências e padrões presentes no conjunto de dados, mas também verificar o grau de associação entre as variáveis analisadas. Além disso, a construção dos modelos de regressão contribuiu para avaliar o potencial preditivo dos perfis petrofísicos em relação ao teor de carbono orgânico total.

Cabe destacar que, em estudos geológicos e petrofísicos, nem sempre os resultados obtidos confirmam integralmente as hipóteses inicialmente propostas. Ainda assim, resultados com baixa correlação possuem relevância científica, uma vez que evidenciam as limitações da metodologia aplicada e apontam a necessidade de

novos tipos de abordagem analíticas. Dessa forma, mesmo quando as relações estatísticas observadas não se mostram adequadas, elas fornecem informações importantes para a compreensão da heterogeneidade do sistema geológico estudado e corroboram para o direcionamento de pesquisas futuras.

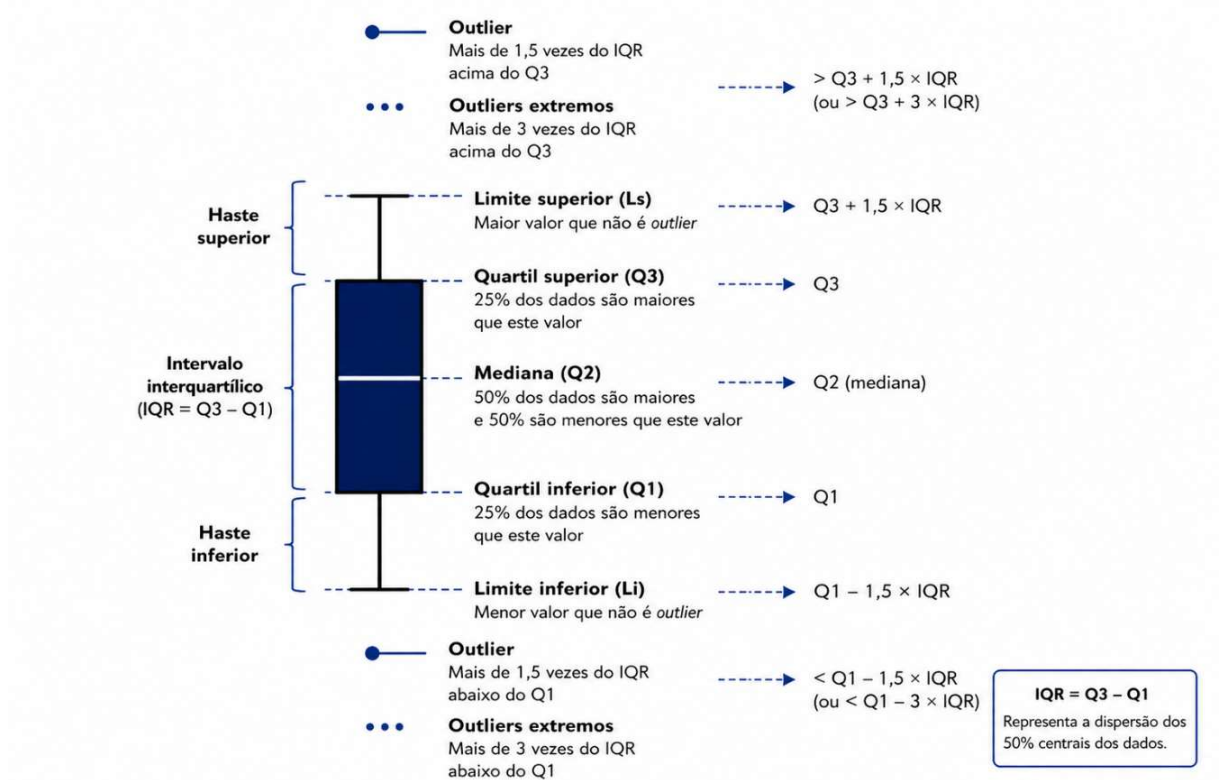
5.1. BOX PLOT

O *Box Plot* ou Diagrama de Caixa é uma ferramenta gráfica que permite visualizar a distribuição e os valores discrepantes. Com ele, consegue-se desenvolver uma perspectiva sobre o caráter dos dados e comparar diferentes amostras. Isso só é possível porque o Box Plot é formado por estatísticas descritivas como: mínimo, máximo, primeiro quartil, segundo quartil ou mediana e o terceiro quartil. Ele permite visualizar medidas de tendência central, como a mediana, além da dispersão dos valores em torno dos quartis. Outro aspecto relevante é a identificação de valores extremos (outliers), que podem indicar anomalias ou zonas de enriquecimento orgânico acima da média (Tukey, 1977).

As técnicas estatísticas desempenham papel elementar na sustentação dos resultados obtidos em pesquisas científicas, sendo a análise descritiva uma de suas principais abordagens. Esse tipo de análise possibilita a organização sistemática das informações, contribuindo para a compreensão do comportamento global dos dados e para a identificação de padrões e possíveis valores atípicos (Reis; Reis, 2002).

Segundo Neto *et al.* (2017), a estatística descritiva pode ser apresentada por meio de tabelas e representações gráficas. As tabelas favorecem a síntese e a comparação entre diferentes variáveis, enquanto os gráficos permitem visualizar tendências, dispersões e relações existentes no conjunto de dados. Entre os recursos gráficos amplamente empregados em estudos científicos destaca-se o *boxplot* (Figura 7), utilizado para representar a distribuição estatística e evidenciar medidas de posição e variabilidade.

Figura 7: *Boxplot* e seus elementos principais.



Fonte: (Modificado de Sobral 2022).

No presente trabalho, o uso do *boxplot* foi elementar para compreender a variabilidade dos dados de COT, RHOB e GR. A análise revelou que a maior parte das amostras apresenta baixos teores de carbono orgânico, com mediana em torno de 0,64%, mas também evidenciou a presença de valores elevados (superiores a 3%), que representam intervalos de maior potencial gerador. Para a densidade, observou-se uma distribuição bastante homogênea, com discretas variações que sugerem litologia uniforme, enquanto os perfis de raios gama apresentaram valores elevados típicos de rochas argilosas (Da Silva *et al.*, 2022).

5.2. REGRESSÃO LINEAR

A regressão linear é uma técnica estatística que busca modelar a relação entre uma variável dependente e uma ou mais variáveis independentes. No caso deste estudo, o COT foi considerado como variável dependente, enquanto os perfis de densidade (RHOB) e raios gama (GR) foram utilizados como variáveis explicativas. Foram aplicados dois tipos de regressão: a simples, que avalia cada variável isoladamente, e a múltipla, que combina ambas em um único modelo (Schmoker,

1979; 1981).

Os resultados obtidos indicaram que as correlações estabelecidas foram pouco significativas. Os valores do coeficiente de determinação (R^2) mostraram-se baixos e, em alguns casos, negativos após o ajuste, evidenciando baixa capacidade explicativa dos modelos. Isso indica que os perfis petrofísicos analisados não foram capazes de representar adequadamente a variabilidade do COT. Na regressão linear simples entre COT e RHOB, foi observado um R^2 em torno de 0,06, indicando uma relação muito fraca entre as variáveis. Para o parâmetro GR, os valores encontrados foram ainda menores, próximos de zero. A regressão múltipla, considerando simultaneamente RHOB e GR, também não apresentou melhora significativa, resultando em R^2 ajustado negativo, o que reforça a ausência de poder explicativo do modelo.

É importante destacar que um R^2 baixo não invalida o estudo, mas indica que o modelo linear não representa bem os dados analisados. Esse coeficiente mostra apenas o quanto o modelo se ajusta aos dados, não sendo suficiente, por si só, para indicar relevância científica. Em contextos geológicos complexos, como na Bacia do São Francisco, o enriquecimento de matéria orgânica é controlado por múltiplos fatores, o que dificulta sua explicação por meio de variáveis isoladas (CRAIG et al., 2009; CRAIG et al., 2013). Nesse sentido, a inclusão de outros parâmetros pode ser necessária para representar de forma mais adequada essa relação. Além disso, a baixa variabilidade dos valores de RHOB e o caráter multifatorial do perfil GR podem ter contribuído para a ausência de correlação significativa observada.

No caso do perfil de raios gama (GR), a correlação com o COT foi ainda mais limitada. Isso ocorre porque os valores de GR podem ser influenciados por diferentes fatores geológicos, especialmente pela presença de argilominerais e elementos radioativos naturais, como urânio, tório e potássio (Ellis; Singer, 2007). Assim, valores elevados de GR não necessariamente indicam maiores concentrações de matéria orgânica, o que ajuda a explicar o comportamento observado nos resultados deste trabalho.

Portanto, a regressão linear utilizada neste trabalho indicou que não há uma correlação significativa entre o COT e os perfis petrofísicos analisados, apesar da utilidade dos métodos estatísticos na exploração dessas relações. Esse resultado sugere a necessidade de incluir outros parâmetros, como resistividade ou sônico, além de considerar métodos não lineares que representem melhor a complexidade do

sistema (Passey et al., 1990).

A análise estatística realizada neste trabalho, utilizando boxplots e regressões lineares, permitiu compreender melhor a distribuição dos valores de COT e sua relação com os perfis de densidade (RHOB) e raios gama (GR). O boxplot foi útil para identificar a tendência central, a dispersão dos dados e valores extremos, que podem indicar zonas de maior enriquecimento orgânico. Essa etapa ajudou a separar o comportamento geral da formação dos pontos anômalos, tornando as interpretações mais confiáveis.

As regressões lineares, tanto simples quanto múltiplas, mostraram limitações na correlação entre os perfis analisados e o COT. Os baixos valores de R^2 indicam que os modelos lineares não explicam bem a variabilidade do carbono orgânico nas amostras. Isso sugere que a relação entre o COT e os parâmetros petrofísicos é mais complexa do que uma relação linear, podendo envolver outras variáveis ou comportamentos não lineares.

Apesar da ausência de uma correlação significativa, a análise realizada é importante por mostrar as limitações do uso de regressões lineares simples em sistemas geológicos heterogêneos, além de indicar a necessidade de metodologias complementares. A inclusão de outros perfis, como resistividade ou sônico, assim como o uso de técnicas estatísticas mais avançadas, pode levar a resultados mais consistentes em estudos futuros.

Dessa forma, este capítulo mostra que, embora os métodos aplicados tenham ajudado a entender a distribuição dos dados e suas tendências, também evidenciaram a complexidade da estimativa indireta do COT. Esse resultado os resultados indicam que estudos futuros podem apresentar respostas mais consistentes com a incorporação de outros perfis geofísicos, como resistividade e perfil sônico, além da utilização de métodos estatísticos mais robustos e modelos não lineares, capazes de representar melhor a complexidade dos dados analisados para pesquisas futuras na Bacia do São Francisco, especialmente na região do Baixo Rio Indaiá, onde a heterogeneidade geológica exerce influência direta sobre as respostas obtidas nos perfis geofísicos.

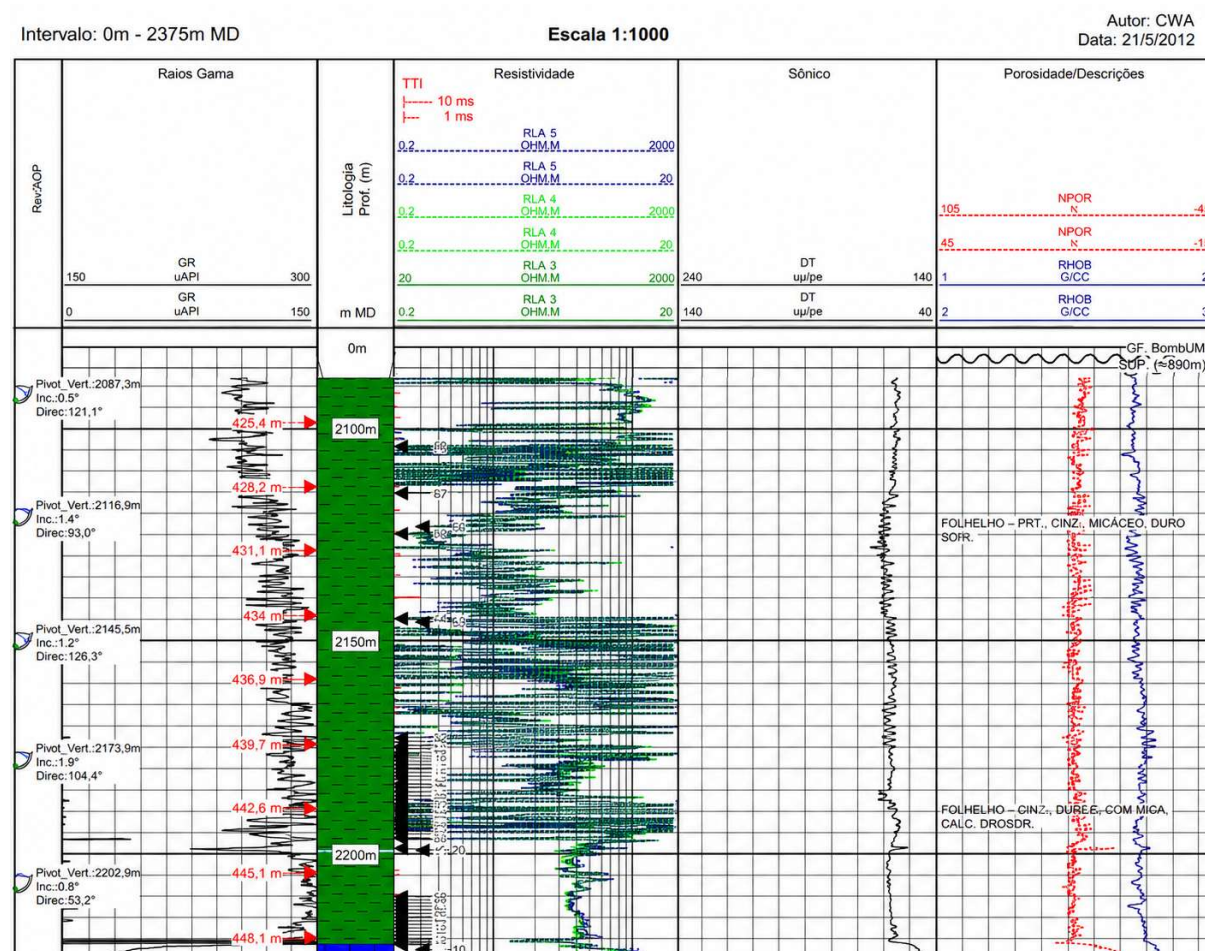
6. RESULTADOS

6.1. DADOS

A Tabela 1 reúne os dados de COT, densidade da formação (RHOB) e raios gama (GR) ao longo do intervalo analisado no poço 1-PTRA-4-MG, na Bacia do São Francisco. De início, já é possível perceber que os valores de COT apresentam uma variação considerável, indo de aproximadamente 0,09% até 3,69%. Essa diferença relativamente grande indica que a distribuição da matéria orgânica ao longo da seção não é homogênea, ocorrendo de forma mais concentrada em alguns intervalos específicos.

A seguir, tem-se a Figura 8 que representa o recorte do poço 1-PTRA-4MG, do qual foram tirados os dados de densidade e raios gama.

Figura 8: Perfil composto 1-PTRA-4-MG



Fonte: Elaborado pela autora.

Os maiores teores de COT aparecem em profundidades pontuais, como por volta de 2124,8 m e 2172,6 m, onde os valores ultrapassam 3%. Esses picos sugerem que, nesses trechos, as condições podem ter sido mais favoráveis à preservação da matéria orgânica, possivelmente relacionadas a ambientes com menor oxigenação ou maior aporte de material orgânico. Por outro lado, não se observa um comportamento contínuo desses valores ao longo da profundidade, o que reforça a ideia de um sistema deposicional heterogêneo, com variações nas condições de sedimentação ao longo do tempo.

Quando se observa o perfil de densidade (RHOB), o comportamento é bem diferente. Os valores permanecem relativamente estáveis em todo o intervalo, variando pouco, entre cerca de 1,72 e 1,83 g/cm³. Essa baixa variação sugere que não houve mudanças muito significativas nas características físicas das rochas nesse trecho. Além disso, mesmo nos pontos em que o COT apresenta valores mais elevados, não se percebe uma redução clara na densidade, o que poderia ser esperado em alguns casos. Isso indica que o teor de matéria orgânica presente pode não ser suficiente para influenciar de forma mais evidente a resposta do perfil de densidade.

Já os valores de raios gama (GR) apresentam uma variação mais expressiva, oscilando aproximadamente entre 60 e 149 API. Esse comportamento normalmente está associado a mudanças litológicas, principalmente relacionadas ao conteúdo de argilas. No entanto, ao comparar os valores de GR com os de COT, não se observa uma relação direta entre eles. Em alguns intervalos com GR elevado, os teores de COT continuam baixos, o que mostra que o perfil de raios gama não responde apenas à presença de matéria orgânica, mas também a outros fatores, como a composição mineralógica da rocha.

Assim, já a partir desta tabela, é possível perceber que a relação entre COT, GR e RHOB não é linear, o que ajuda a entender os resultados obtidos nas análises estatísticas realizadas posteriormente. Esse conjunto de observações reforça a importância de utilizar abordagens mais integradas, incluindo outros perfis geofísicos, para uma interpretação mais consistente do teor de matéria orgânica na formação estudada.

Tabela 1: Dados de COT obtidos através de amostras rochosa e de perfil de densidade e Raio Gama no topo da amostra registrada do poço 1-PTRA-4-MG na Bacia de São Francisco.

Topo Amostra registrada (metros)	COT-Teor de carbono orgânico total (%)	Perfil de densidade (RHOB)	Perfil de Raios Gama (GR)
2075,5	0,16	1,75	105
2083	0,48	1,75	105
2115,3	1,62	1,78	120
2124,8	3,69	1,72	120
2172,6	3,47	1,79	135
2174	3,08	1,8	135
2177	1,29	1,8	135
2179	2,32	1,8	135
2181	1,09	1,73	127
2184	0,83	1,78	135
2186	0,37	1,79	136
2189,1	1,22	1,8	134
2191	0,64	1,78	133
2194	1,23	1,77	91
2196	0,21	1,79	107
2198,5	0,76	1,81	75
2210	0,15	1,78	149
2213	0,19	1,78	143
2215	0,22	1,78	141
2217	0,23	1,78	141
2219	0,25	1,8	130
2220,8	0,29		
2221,3	0,3	1,83	60

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

6.2. RESULTADOS DO *BOXPLOT*

A análise integrada entre os diagramas de box plot e os resultados das regressões lineares evidencia limitações importantes na relação entre os parâmetros petrofísicos e o teor de carbono orgânico total (COT).

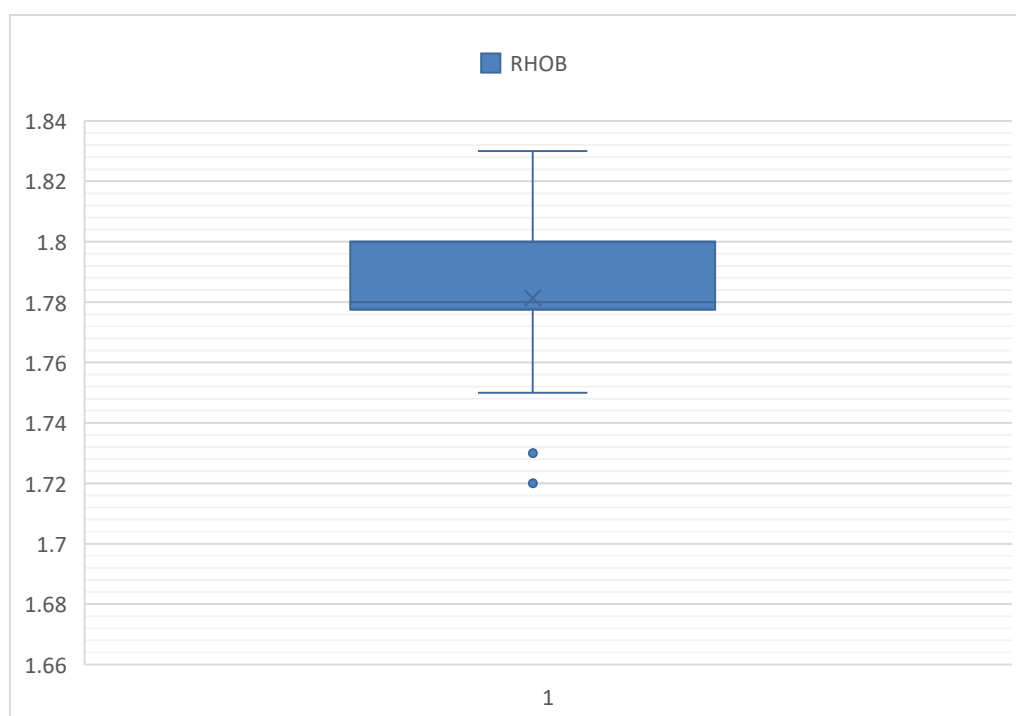
Os diagramas de box plot permitiram visualizar a dispersão dos dados e identificar possíveis valores extremos. No caso do COT, a presença de valores mais elevados em relação à maior parte do conjunto indica que alguns intervalos apresentam enriquecimento orgânico mais significativo. Esses valores não devem ser descartados automaticamente, pois podem representar níveis geológicos importantes, especialmente em estudos voltados à avaliação de rochas potencialmente geradoras.

Os box plots demonstraram que o COT apresenta elevada variabilidade e distribuição assimétrica, com ocorrência de valores discrepantes superiores. Esse comportamento indica que a variável não segue um padrão linear simples, sendo influenciada por fatores geológicos complexos, como variações no ambiente deposicional e na preservação da matéria orgânica.

com o COT, o que se reflete diretamente no baixo coeficiente de determinação observado na regressão linear simples entre essas variáveis.

Para o RHOB, o box plot evidencia uma distribuição mais concentrada, com menor amplitude entre os valores. Essa característica ajuda a explicar, posteriormente, a baixa capacidade do RHOB em estimar o COT por meio de regressão linear simples. Quando uma variável independente apresenta pouca variação, sua capacidade de explicar a variação de outra variável tende a ser limitada (Figura 10).

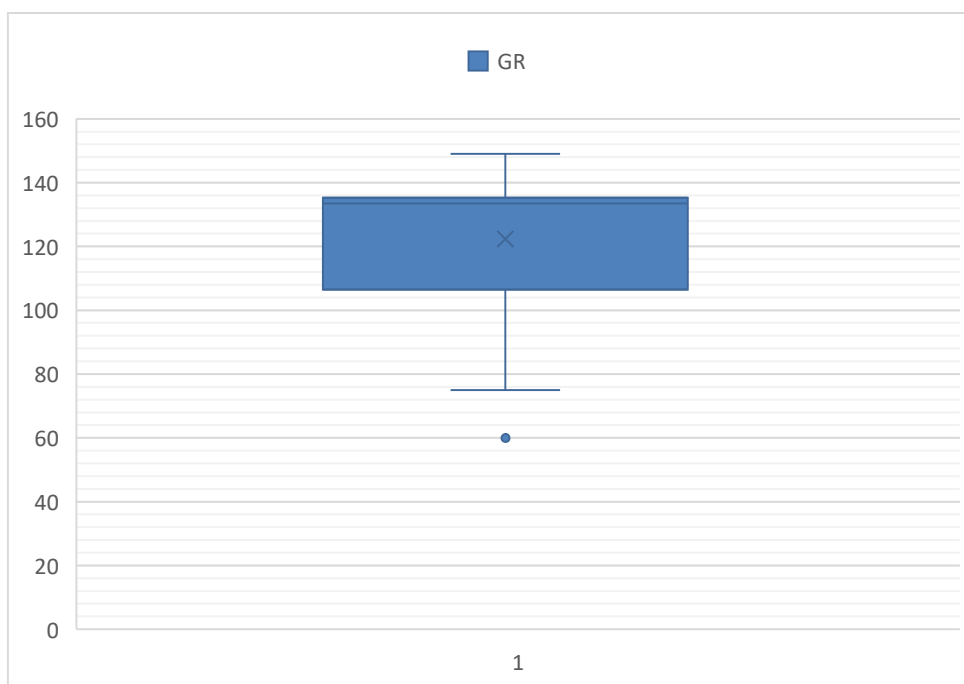
Figura 10: Diagrama de caixa do Perfil de Densidade (RHOB).



Fonte: Elaborado pela autora (2026).

O perfil de raios gama (GR), por sua vez, apresentou variabilidade intermediária. No entanto, sua resposta está associada a múltiplos fatores, especialmente ao conteúdo de argilominerais e à presença de elementos radioativos naturais, o que reduz sua sensibilidade direta à matéria orgânica. Entretanto, essa variação não significa, necessariamente, aumento do teor de matéria orgânica. O GR pode estar associado à presença de minerais argilosos e elementos radioativos naturais, e não apenas ao conteúdo orgânico da rocha (Figura 11).

Figura 11: Diagrama de caixa do perfil Gama Ray (GR).



Fonte: Elaborado pela autora (2026).

De modo geral, a análise exploratória indicou que as variáveis apresentam comportamentos diferentes entre si. Enquanto o COT mostra variação pontual associada ao enriquecimento orgânico, o RHOB apresenta baixa amplitude e o GR reflete maior variabilidade litológica. Essa observação inicial é importante para compreender os resultados das regressões apresentadas nas seções seguintes.

6.3. RESULTADOS DA REGRESSÃO LINEAR SIMPLES ENTRE O COT E RHOB

Com o objetivo de avaliar a relação entre o teor de Carbono Orgânico Total (COT) e os parâmetros petrofísicos da formação estudada, foi aplicada regressão linear simples utilizando o método dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO). Nesta etapa, o COT foi considerado como variável dependente, enquanto o perfil de densidade (RHOB) foi utilizado como variável independente. A Tabela 3 apresenta os valores de COT e RHOB utilizados na regressão linear simples.

Tabela 3: Valores de COT e RHOB utilizados na regressão linear simples.

COT-Teor de carbono orgânico total (%)	RHOB
0,16	1,75
0,48	1,75
1,62	1,78
3,08	1,8
1,29	1,8
2,32	1,8
0,83	1,78
0,37	1,79
1,22	1,8
0,64	1,78
1,23	1,77
0,21	1,79
0,76	1,81
0,15	1,78
0,19	1,78
0,22	1,78
0,23	1,78
0,25	1,8
0,3	1,83

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

A Tabela 3 apresenta os pares de valores utilizados na análise entre COT e RHOB. Observa-se que os valores de COT apresentam variação considerável, enquanto os valores de RHOB permanecem concentrados em uma faixa estreita. Essa diferença de comportamento entre as variáveis é relevante, pois indica que a densidade volumétrica variou pouco em comparação ao teor de carbono orgânico.

A baixa variabilidade do RHOB pode limitar sua capacidade de explicar as variações do COT. Em termos estatísticos, uma variável independente com pequena amplitude tende a apresentar menor poder explicativo, principalmente quando a variável dependente apresenta dispersão mais elevada. Esse comportamento foi observado nos resultados da regressão.

Os resultados estatísticos da regressão linear são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4: Estatísticas da regressão linear simples entre COT e RHOB.

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,246113261
R-Quadrado	0,060571737
R-quadrado ajustado	0,005311251
Erro padrão	0,809481098
Observações	19

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

Os resultados estatísticos indicaram R múltiplo de aproximadamente 0,2461 e coeficiente de determinação, R^2 , de aproximadamente 0,0606. Esse valor indica que cerca de 6,06% da variação do COT pode ser explicada pela variação do RHOB no conjunto analisado. O R^2 ajustado, de aproximadamente 0,0053, reforça que o modelo apresenta baixa capacidade explicativa.

Tabela 5: Coeficientes da regressão linear simples entre COT e RHOB.

Coeficientes	
Interseção	-17,80684713
RHOB	10,42356688

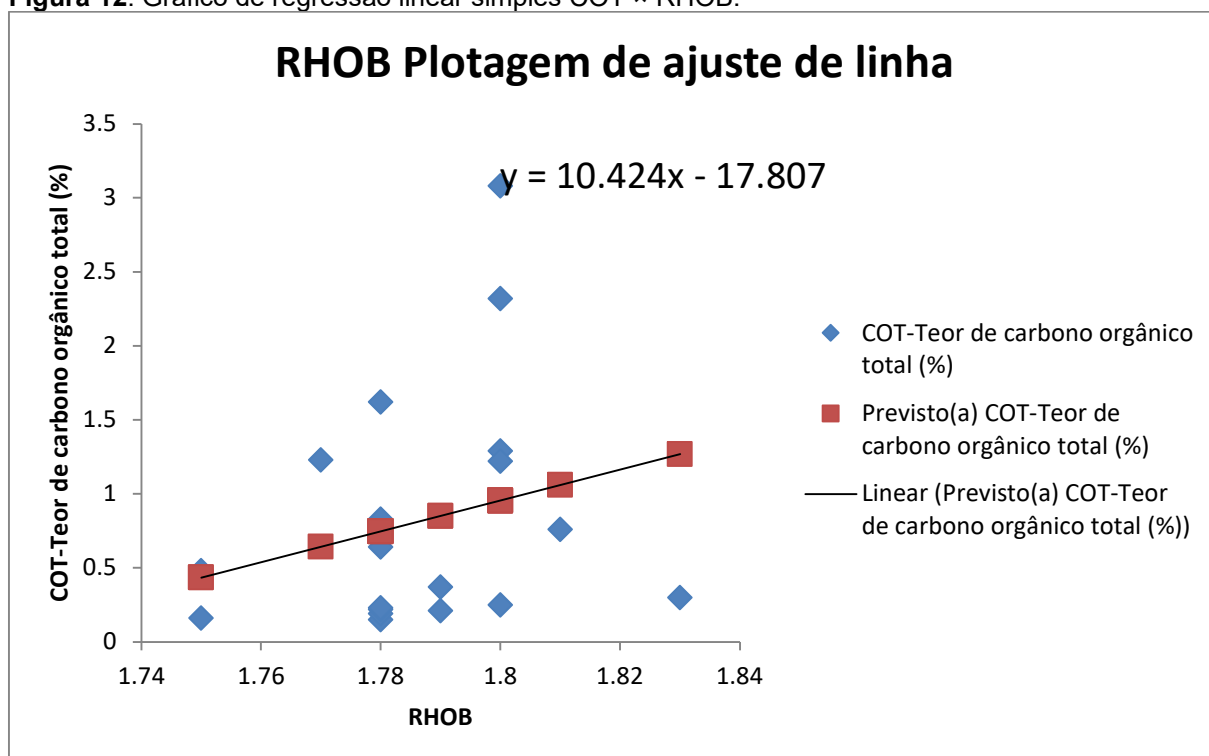
Fonte: Elaborado pela autora (2026).

A equação da regressão linear simples obtida foi:

$$\text{COT} = -17,8068 + 10,4236 \times \text{RHOB} \quad (7)$$

Embora a equação apresente coeficiente angular positivo, esse resultado deve ser interpretado com cautela. Do ponto de vista geológico, intervalos mais ricos em matéria orgânica podem apresentar tendência de redução da densidade, uma vez que a matéria orgânica possui densidade inferior à de muitos minerais presentes em rochas sedimentares. No entanto, no conjunto de dados analisado, essa relação não se mostrou evidente.

A ausência de uma correlação mais forte pode estar relacionada à influência de outros fatores sobre o RHOB, como composição mineralógica, porosidade, compactação e presença de fluidos. Dessa forma, o perfil de densidade não respondeu exclusivamente ao teor de matéria orgânica, mas ao conjunto de propriedades físicas da formação.

Figura 12: Gráfico de regressão linear simples COT × RHOB.

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

A Figura 12 apresenta a dispersão dos valores de COT em função do RHOB, juntamente com a linha de ajuste da regressão. Observa-se que os pontos não acompanham de maneira clara a linha de tendência, demonstrando elevada dispersão. Amostras com valores semelhantes de RHOB apresentam teores distintos de COT, o que confirma a baixa capacidade do modelo em estimar o carbono orgânico a partir da densidade volumétrica.

Portanto, a regressão entre COT e RHOB indica que, para o conjunto de dados estudado, a densidade volumétrica não foi suficiente para explicar de forma satisfatória a variação do teor de carbono orgânico. Esse resultado não invalida o uso do RHOB em interpretações petrofísicas, mas demonstra que sua aplicação isolada para estimativa de COT apresenta limitações importantes.

6.4. REGRESSÃO LINEAR SIMPLES ENTRE O COT E GR

A segunda regressão linear simples foi aplicada para avaliar a relação entre o teor de Carbono Orgânico Total e o perfil de raios gama. Nesta análise, o COT foi mantido como variável dependente, enquanto o GR foi utilizado como variável independente.

Tabela 6: Valores de COT e GR utilizados na regressão linear simples.

COT-Teor de carbono orgânico total (%)	GR
0,16	105
0,48	105
1,62	120
3,08	135
1,29	135
2,32	135
1,09	127
0,83	135
0,37	136
1,22	134
0,64	133
1,23	91
0,21	107
0,76	75
0,15	149
0,19	143
0,22	141
0,23	141
0,25	130

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

A Tabela 6 apresenta os dados utilizados na regressão entre COT e GR. Os valores de GR apresentam variação mais ampla do que os valores de RHOB, indicando mudanças na resposta radioativa natural da formação. Essa variação pode estar relacionada à presença de minerais argilosos, minerais radioativos ou mudanças litológicas ao longo do intervalo analisado.

Apesar dessa variação, os valores de GR não acompanharam de maneira proporcional os teores de COT. Isso indica que a radioatividade natural registrada pelo perfil não apresentou relação direta com o teor de matéria orgânica no conjunto estudado.

Tabela 7: Estatísticas da regressão linear simples entre COT e GR.

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,023984
R-Quadrado	0,000575
R-quadrado ajustado	-0,05821
Erro padrão	0,826869
Observações	19

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

Tabela 8: Coeficientes da regressão linear simples entre COT e GR.

Coeficientes	
Interseção	0,736918157
GR	0,000983826

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

Os resultados estatísticos da regressão entre COT e GR indicaram R múltiplo de aproximadamente 0,0240 e R² de aproximadamente 0,0006. Esse valor é praticamente nulo, demonstrando que o GR explicou menos de 0,1% da variação do COT. O R² ajustado negativo, de aproximadamente -0,0582, reforça que o modelo não apresentou capacidade explicativa satisfatória.

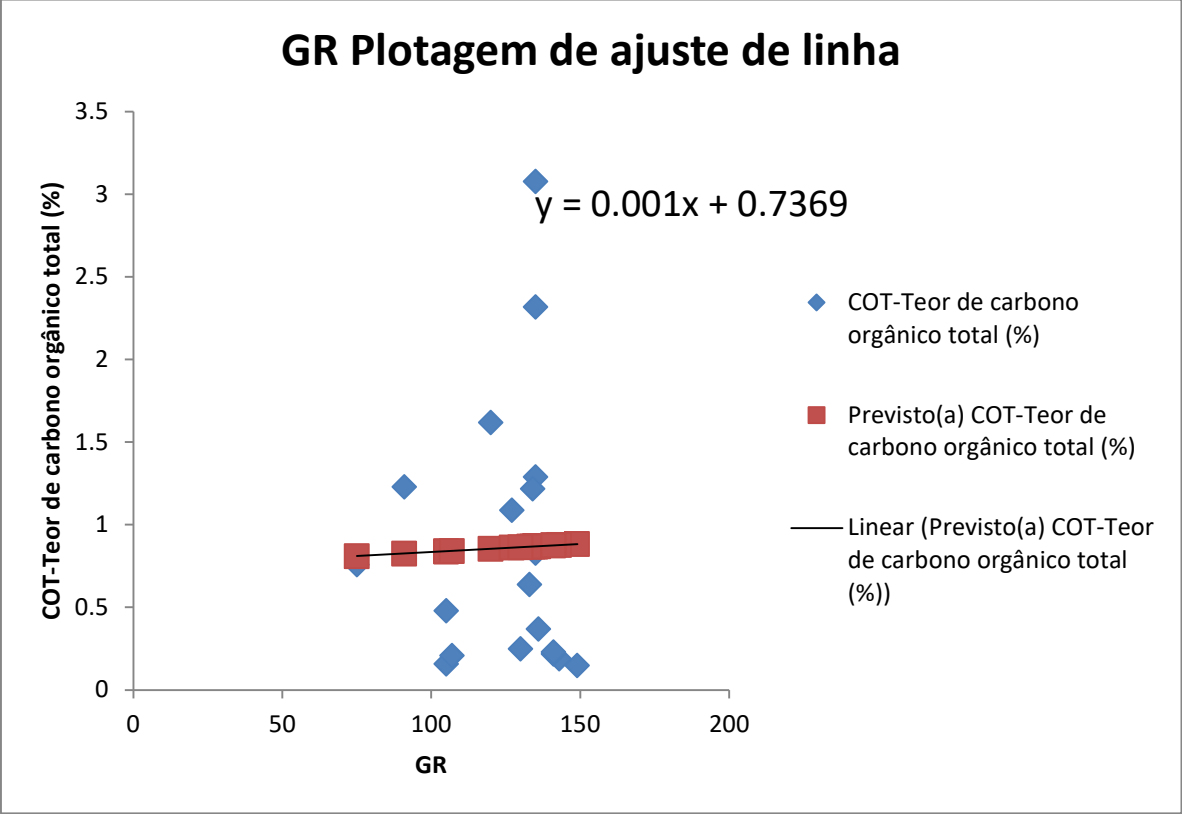
A equação da regressão foi:

COT = 0,7369 + 0,00098 × GR

(8)

O coeficiente angular positivo é muito baixo, indicando que o aumento nos valores de GR praticamente não altera os valores estimados de COT. Em outras palavras, a regressão não identificou uma tendência linear significativa entre as duas variáveis.

Figura 13 - Gráfico de regressão linear simples COT × GR.



Fonte: Elaborado pela autora (2026).

A Figura 13 mostra a dispersão dos valores de COT em relação ao GR. A distribuição dos pontos evidencia ausência de padrão linear definido. Amostras com valores elevados de GR apresentam tanto baixos quanto moderados teores de COT, enquanto algumas amostras com GR mais baixo também não seguem uma tendência proporcional.

Esse resultado é coerente com a natureza do perfil de raios gama. Embora o GR seja amplamente utilizado para auxiliar na interpretação litológica, especialmente na identificação de intervalos mais argilosos, sua resposta não está diretamente associada apenas à matéria orgânica. Elementos como potássio, urânio e tório podem contribuir para o aumento da radioatividade natural, tornando o perfil sensível a diferentes componentes mineralógicos.

Assim, para o conjunto de dados analisado, o GR não se mostrou um bom indicador direto do COT. Sua resposta pode estar mais relacionada à variação litológica e mineralógica da formação do que ao enriquecimento orgânico propriamente dito.

6.5. RESULTADOS DA REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA ENTRE COT, RHOB E GR

Após as regressões simples, foi realizada uma regressão linear múltipla com o objetivo de avaliar se a combinação entre RHOB e GR poderia melhorar a estimativa do COT. Neste modelo, o COT foi considerado como variável dependente, enquanto RHOB e GR foram utilizados simultaneamente como variáveis independentes.

Tabela 9: Valores de COT, RHOB e GR utilizados na regressão linear múltipla.

COT-Teor de carbono orgânico total (%)	RHOB	GR
0,16	1,75	105
0,48	1,75	105
1,62	1,78	120
1,29	1,8	135
2,32	1,8	135
0,83	1,78	135
0,37	1,79	136
1,22	1,8	134
0,64	1,78	133
1,23	1,77	91
0,21	1,79	107
0,76	1,81	75
0,15	1,78	149
0,19	1,78	143
0,22	1,78	141
0,23	1,78	141
0,25	1,8	130

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

A Tabela 9 apresenta os dados utilizados na regressão múltipla. Essa análise foi realizada com 17 observações, considerando apenas os intervalos em que havia disponibilidade conjunta dos três parâmetros: COT, RHOB e GR.

A proposta da regressão múltipla foi analisar se a integração entre densidade e raio gama poderia fornecer um ajuste mais representativo do que os modelos simples. Em teoria, o uso conjunto de mais de uma variável petrofísica pode ampliar a capacidade de interpretação, uma vez que cada perfil responde a propriedades distintas da formação.

Tabela 10: Estatísticas da regressão linear múltipla entre COT, RHOB e GR.

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,358526595
R-Quadrado	0,128541319
R-quadrado ajustado	0,004047222
Erro padrão	0,625995848
Observações	17

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

Tabela 11: Coeficientes da regressão linear múltipla entre COT, RHOB e GR.

	Coeficientes
Interseção	-22,54029335
RHOB	13,31037815
GR	-0,003884482

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

Os resultados indicaram R múltiplo de aproximadamente 0,3585 e R² de aproximadamente 0,1285. Isso significa que o modelo múltiplo explicou cerca de 12,85% da variação do COT. Embora esse valor seja superior ao observado nas regressões simples, ainda representa uma capacidade explicativa baixa.

O R² ajustado, de aproximadamente 0,0040, mostra que, ao considerar o número de variáveis e o tamanho da amostra, o ganho explicativo do modelo é praticamente nulo. Esse resultado indica que a inclusão simultânea de RHOB e GR não foi suficiente para produzir uma estimativa robusta do COT.

A equação obtida foi:

$$\text{COT} = -22,5403 + 13,3104 \times \text{RHOB} - 0,00388 \times \text{GR} \quad (9)$$

O coeficiente positivo associado ao RHOB e o coeficiente negativo associado ao GR não devem ser interpretados como relações geológicas definitivas. Como o modelo apresenta baixo poder explicativo, esses coeficientes refletem apenas o comportamento estatístico do conjunto de dados analisado, e não necessariamente uma relação causal entre as variáveis.

Esse resultado reforça a necessidade de interpretação integrada. Em estudos petrofísicos voltados à estimativa de matéria orgânica, é comum que melhores resultados sejam obtidos com a inclusão de outros perfis, especialmente resistividade, sônico e porosidade neutrônica. Métodos como o ΔLogR , por exemplo, utilizam a combinação entre perfis de resistividade e porosidade para estimar riqueza orgânica em rochas geradoras (Passey *et al.*, 1990).

Os resultados obtidos neste capítulo indicam que os perfis RHOB e GR apresentaram baixa capacidade de explicar a variação do COT no conjunto de dados analisado. A regressão simples entre COT e RHOB apresentou R² de aproximadamente 0,0606, enquanto a regressão entre COT e GR apresentou R² praticamente nulo, de aproximadamente 0,0006. A regressão múltipla, utilizando RHOB e GR em conjunto, apresentou R² de aproximadamente 0,1285, mas com R²

ajustado muito baixo.

Esses valores indicam que a relação entre COT e os perfis geofísicos analisados não apresentou comportamento linear significativo. Em termos práticos, isso significa que os modelos testados não foram capazes de estimar o teor de carbono orgânico de forma confiável apenas a partir dos perfis de densidade e raios gama.

A análise dos gráficos confirma essa interpretação, pois os pontos apresentam elevada dispersão e não seguem uma tendência linear bem definida. A distribuição dos dados sugere que a variação do COT pode estar associada a fatores geológicos mais complexos, como mudanças de fácies, composição mineralógica, preservação da matéria orgânica, compactação e diferenças entre as escalas de medição dos perfis e das amostras geoquímicas.

Dessa forma, o Capítulo 6 demonstra que, embora os perfis GR e RHOB sejam importantes na caracterização geológica e petrofísica, sua utilização isolada para estimativa de COT apresenta limitações no conjunto estudado. Os resultados obtidos devem ser compreendidos como parte de uma análise exploratória, capaz de indicar tendências, limitações e caminhos para interpretações futuras.

7. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

7.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os resultados apresentados no capítulo anterior demonstraram baixa correlação entre o teor de COT e os perfis geofísicos de densidade volumétrica e raios gama. Essa baixa correlação não deve ser interpretada como ausência de importância dos perfis geofísicos, mas sim como indicativo de que, neste conjunto de dados, os parâmetros analisados não foram suficientes para explicar, de forma linear, a variação do COT.

A discussão dos resultados exige considerar que a matéria orgânica em rochas sedimentares é controlada por diversos fatores geológicos, geoquímicos e deposicionais. A concentração de COT depende da quantidade de matéria orgânica produzida, das condições de preservação no ambiente deposicional, da taxa de sedimentação, do grau de oxigenação do meio, da atividade biológica e dos processos diagenéticos posteriores (Tissot; Welte, 1984).

Além disso, os perfis geofísicos não medem diretamente o teor de carbono orgânico. Eles registram propriedades físicas da formação, que podem ser influenciadas por diferentes componentes da rocha. Por isso, a relação entre COT, GR e RHOB tende a ser indireta e, muitas vezes, complexa.

7.2. INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA DO COT

O COT é um parâmetro utilizado na avaliação de rochas potencialmente geradoras de hidrocarbonetos, pois representa a quantidade de matéria orgânica preservada na rocha. Em estudos de sistemas petrolíferos, valores de COT são utilizados em conjunto com outros indicadores, como tipo de querogênio, maturação térmica e potencial gerador, para avaliar a qualidade de uma rocha geradora (Peters; Cassa, 1994).

No conjunto de dados analisado, os valores de COT apresentaram variação expressiva, com predominância de teores mais baixos e ocorrência de alguns valores mais elevados. Essa distribuição sugere que o enriquecimento orgânico não ocorre de forma homogênea ao longo do intervalo estudado. Em vez disso, parece estar concentrado em níveis pontuais, possivelmente associados a condições deposicionais

mais favoráveis à preservação da matéria orgânica.

A presença de valores de COT superiores a aproximadamente 1% pode indicar intervalos com maior potencial de geração, embora essa interpretação dependa de outros fatores, como maturidade térmica e tipo de matéria orgânica. Assim, o COT deve ser analisado como parte de um conjunto maior de informações, e não como critério isolado.

Essa observação é importante porque ajuda a explicar a baixa correlação com os perfis geofísicos. Se o enriquecimento orgânico ocorre de forma localizada, ele pode não produzir resposta petrofísica suficientemente forte para ser captada por modelos lineares simples, especialmente quando o número de amostras é reduzido.

7.3. DISCUSSÃO SOBRE O PERFIL DE RAIOS GAMA

O perfil de raios gama é amplamente utilizado na interpretação litológica de poços, principalmente por sua capacidade de registrar a radioatividade natural das rochas. Em formações sedimentares, valores mais elevados de GR são frequentemente associados à presença de argilominerais, uma vez que esses minerais podem concentrar elementos radioativos naturais, como potássio, urânio e tório.

Entretanto, a relação entre GR e matéria orgânica não é direta. Embora rochas ricas em matéria orgânica possam, em alguns contextos, apresentar valores elevados de raios gama, essa resposta pode estar ligada à presença de urânio associado à matéria orgânica ou à ocorrência de fácies argilosas. Em outros casos, o aumento do GR pode refletir apenas maior conteúdo de argila ou variações mineralógicas, sem relação significativa com o COT.

No presente estudo, a regressão linear simples entre COT e GR apresentou R^2 praticamente nulo. Esse resultado indica que a variação do GR não acompanhou a variação do carbono orgânico. Em termos geológicos, isso sugere que a radioatividade natural registrada no intervalo analisado está provavelmente mais relacionada à composição mineralógica e litológica da formação do que ao conteúdo orgânico.

A análise gráfica também confirma essa interpretação. Amostras com valores elevados de GR não apresentaram, necessariamente, altos valores de COT. Da mesma forma, amostras com menores valores de GR não se comportaram de maneira previsível em relação ao teor de carbono orgânico. Essa dispersão reforça

que o GR, isoladamente, não foi um bom indicador de COT no conjunto de dados estudado.

Portanto, o resultado obtido evidencia a seguinte limitação: o perfil de raios gama é útil para auxiliar na interpretação litológica, mas sua utilização direta como estimador de COT pode gerar interpretações equivocadas quando não há controle mineralógico, estratigráfico e geoquímico adequado.

7.4. DISCUSSÃO SOBRE O PERFIL RHOB

O perfil de densidade registra a densidade média da formação e é influenciado por fatores como composição mineralógica, porosidade, compactação e fluidos presentes nos poros. Em rochas sedimentares, a densidade pode variar de acordo com a proporção entre matriz mineral, espaço poroso e materiais de menor densidade, como a matéria orgânica.

Em termos gerais, rochas com maior teor de matéria orgânica podem apresentar redução nos valores de densidade, já que a matéria orgânica tende a ser menos densa do que muitos minerais siliciclásticos e carbonáticos. No entanto, essa relação pode ser fraca ou pouco perceptível quando a quantidade de matéria orgânica é pequena em relação à matriz mineral, ou quando há influência de outros fatores petrofísicos.

No conjunto analisado, os valores de RHOB apresentaram baixa amplitude. Essa característica indica que a densidade volumétrica variou pouco entre as amostras. Como consequência, o RHOB teve baixa capacidade de explicar a variação do COT, que apresentou comportamento mais disperso.

A regressão linear simples entre COT e RHOB apresentou R^2 de aproximadamente 6,06%. Embora esse valor seja maior do que o observado para o GR, ainda representa uma correlação fraca. O resultado mostra que a densidade possui alguma variação estatística em relação ao COT, mas essa variação não é suficiente para sustentar uma estimativa confiável do teor orgânico.

Outro ponto relevante é que o coeficiente da regressão apresentou tendência positiva, enquanto, em muitos contextos, seria esperado que intervalos mais ricos em matéria orgânica tivessem densidade mais baixa. Essa diferença entre o comportamento esperado e o resultado obtido reforça a influência de outros controles geológicos sobre o RHOB, como mineralogia, compactação e variação litológica.

Assim, a análise do RHOB mostra que o perfil de densidade deve ser interpretado com cautela. Ele pode contribuir para a caracterização petrofísica da formação, mas não apresentou, neste estudo, resposta suficientemente sensível para estimar o COT de forma isolada.

7.5. DISCUSSÃO SOBRE A REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA

A regressão linear múltipla foi aplicada com o objetivo de avaliar se a combinação entre RHOB e GR poderia melhorar a explicação da variabilidade do COT. O modelo apresentou R^2 de aproximadamente 12,85%, valor superior ao das regressões simples, mas ainda baixo. Além disso, o R^2 ajustado permaneceu próximo de zero, indicando que a inclusão conjunta das variáveis não trouxe ganho explicativo significativo.

Esse resultado mostra que a simples combinação de dois perfis geofísicos não garante uma estimativa robusta do COT. Embora RHOB e GR representem propriedades distintas da formação, ambos estão sujeitos à influência de múltiplos fatores que não se relacionam exclusivamente com a matéria orgânica.

O baixo desempenho do modelo múltiplo pode estar associado à natureza heterogênea do intervalo estudado. Caso as amostras pertençam a diferentes fácies sedimentares, cada grupo pode apresentar uma relação própria entre COT e os parâmetros petrofísicos. Quando esses dados são analisados em conjunto, por meio de um único modelo linear, as tendências individuais podem ser mascaradas.

Além disso, o número reduzido de observações limita a estabilidade estatística da regressão múltipla. Com poucas amostras, os coeficientes tornam-se mais sensíveis a valores extremos e variações pontuais. Por isso, os resultados devem ser interpretados como uma avaliação exploratória, e não como um modelo preditivo definitivo.

A literatura mostra que estimativas mais consistentes de COT por meio de perfis geofísicos geralmente utilizam conjuntos mais amplos de dados, incluindo resistividade, sônico e porosidade. O método ΔLogR , proposto por Passey et al. (1990), por exemplo, baseia-se na separação entre curvas de resistividade e porosidade para identificar intervalos ricos em matéria orgânica. Esse tipo de abordagem tende a ser mais adequado porque considera respostas petrofísicas mais diretamente associadas à presença de hidrocarbonetos, matéria orgânica e maturação

térmica.

Dessa forma, a regressão múltipla realizada neste trabalho contribuiu para demonstrar que RHOB e GR, mesmo combinados, não foram suficientes para explicar a variação do COT. Esse resultado reforça a necessidade de integração com outros perfis e com informações geológicas mais detalhadas.

7.6. LIMITAÇÕES DA ANÁLISE

A principal limitação deste estudo está relacionada ao tamanho da amostra. As regressões simples foram realizadas com 19 observações, enquanto a regressão múltipla utilizou 17 observações. Esse número reduzido permite uma análise inicial, mas limita a robustez estatística dos modelos e aumenta a influência de valores individuais.

Outra limitação importante é o uso de modelos lineares. A relação entre matéria orgânica e propriedades petrofísicas nem sempre ocorre de forma linear. Em sistemas sedimentares, a distribuição do COT pode ser controlada por processos deposicionais, diagenéticos e geoquímicos complexos, que não são adequadamente representados por uma reta de regressão.

Também deve ser considerada a diferença de escala entre os dados geoquímicos e os dados geofísicos. As análises de COT geralmente representam amostras pontuais ou intervalos específicos, enquanto os perfis de poço registram respostas contínuas da formação, com resolução vertical própria de cada ferramenta. Essa diferença pode gerar ruídos na correlação entre as variáveis.

Além disso, os perfis GR e RHOB apresentam limitações próprias. O GR é influenciado por diferentes fontes de radioatividade natural e não diferencia, sozinho, argila, urânio associado à matéria orgânica ou outros minerais radioativos. O RHOB, por sua vez, responde à densidade total da formação, sendo afetado por matriz mineral, porosidade, compactação e fluidos.

Portanto, a baixa correlação observada não deve ser entendida como falha da metodologia, mas como evidência dos limites da aplicação de regressão linear simples e múltipla a um conjunto de dados geológicos reduzido e heterogêneo. Os resultados obtidos são úteis justamente por mostrarem que a estimativa de COT exige integração de múltiplas informações.

7.7. SÍNTESE DA DISCUSSÃO

A discussão dos resultados permite concluir que a variação do COT no intervalo estudado não foi adequadamente explicada pelos perfis GR e RHOB. O GR apresentou resposta provavelmente associada à heterogeneidade litológica e mineralógica, enquanto o RHOB mostrou baixa variabilidade e possível domínio da matriz mineral sobre a resposta da densidade.

A regressão múltipla apresentou pequena melhora em relação aos modelos simples, mas não o suficiente para gerar um modelo estatisticamente sólido. Esse resultado indica que a matéria orgânica presente nas amostras pode estar sendo controlada por fatores geológicos que não foram plenamente capturados pelos perfis disponíveis.

Dessa forma, a principal contribuição da análise não está na criação de um modelo preditivo de COT, mas na identificação das limitações da estimativa indireta baseada apenas em GR e RHOB. O estudo reforça a importância de abordagens integradas, envolvendo dados geoquímicos, perfis geofísicos adicionais, controle litológico e interpretação geológica detalhada.

Uma primeira hipótese refere-se à complexidade dos processos que controlam a deposição e preservação da matéria orgânica em ambientes sedimentares. A acumulação de carbono orgânico em rochas sedimentares depende de diversos fatores, incluindo produtividade biológica, condições redox do ambiente deposicional, taxa de sedimentação e preservação da matéria orgânica durante os processos diagenéticos (Tissot; Welte, 1984). Dessa forma, a distribuição de COT tende a refletir uma combinação de processos geológicos que não necessariamente se manifestam de maneira direta nos parâmetros geofísicos analisados.

Outro aspecto importante está relacionado à interpretação do perfil de raios gama (GR). Esse perfil mede a radioatividade natural das rochas e é frequentemente utilizado como indicador da presença de minerais argilosos. Entretanto, a radioatividade registrada pelo perfil não está diretamente relacionada apenas à matéria orgânica, mas também à concentração de elementos radioativos naturais, como potássio, tório e urânio (Rider; Kennedy, 2011). Assim, valores elevados de GR podem estar associados à presença de argilominerais ou minerais pesados, o que reduz a especificidade desse parâmetro como indicador indireto de conteúdo orgânico.

No caso do perfil de densidade (RHOB), sua resposta é influenciada

principalmente pela densidade da matriz mineral da rocha, pela porosidade e pelo tipo de fluido presente nos poros. Em rochas ricas em matéria orgânica, é comum observar valores de densidade ligeiramente mais baixos, uma vez que a matéria orgânica possui densidade inferior à de muitos minerais siliciclásticos ou carbonáticos (Schlumberger, 2011). Contudo, quando a variação litológica é limitada ou quando a quantidade de matéria orgânica é relativamente pequena em relação à matriz mineral, essa influência pode tornar-se pouco perceptível.

Outro fator que pode contribuir para a inconsistência observada está relacionado à heterogeneidade litológica das amostras. Caso o conjunto de dados inclua intervalos pertencentes a diferentes fácies sedimentares, cada ambiente deposicional pode apresentar características próprias de composição mineralógica, granulometria e conteúdo orgânico. Essa variabilidade tende a dificultar a identificação de relações estatísticas simples entre os parâmetros analisados.

Além disso, deve-se considerar possíveis diferenças de resolução entre os dados de perfilagem geofísica e as análises laboratoriais de COT. Enquanto as amostras geoquímicas representam intervalos específicos coletados em profundidade, os perfis geofísicos registram propriedades médias ao longo de intervalos contínuos da formação. Essa diferença de escala pode introduzir discrepâncias na comparação direta entre os conjuntos de dados.

Por fim, o tamanho relativamente reduzido da amostra analisada também pode ter influenciado os resultados da regressão. Amostras pequenas tendem a apresentar maior sensibilidade a valores extremos e menor robustez estatística, o que pode dificultar a identificação de tendências confiáveis entre as variáveis. O baixo valor do coeficiente de determinação obtido na regressão indica que o modelo proposto não foi capaz de explicar de forma satisfatória a variabilidade do COT a partir dos parâmetros petrofísicos analisados. Esse comportamento pode ser atribuído a diversos fatores geológicos, metodológicos e estatísticos.

Uma das possíveis explicações está relacionada à natureza não linear da relação entre COT e os perfis geofísicos. Em sistemas sedimentares, a distribuição de matéria orgânica nas rochas é frequentemente controlada por processos deposicionais, diagenéticos e estruturais complexos, que dificilmente podem ser representados por um modelo linear simples.

Outro fator importante refere-se à resposta do perfil de raios gama (GR). Embora esse perfil seja frequentemente associado a rochas ricas em matéria

orgânica, sua leitura também é fortemente influenciada pela presença de minerais radioativos, como potássio, urânio e tório, geralmente associados a minerais argilosos. Dessa forma, valores elevados de GR podem refletir alta concentração de argilas e não necessariamente alto conteúdo orgânico, o que reduz a correlação direta com o COT.

No caso do perfil de densidade (RHOB), observou-se uma faixa de variação relativamente estreita, indicando baixa variabilidade litológica no intervalo analisado. Variáveis com baixa variabilidade tendem a apresentar menor capacidade explicativa em modelos de regressão, o que pode ter contribuído para o fraco ajuste estatístico observado.

Outro aspecto relevante refere-se à possível mistura de diferentes fácies sedimentares no conjunto de dados. Caso as amostras pertençam a ambientes deposicionais distintos, cada um pode apresentar uma relação própria entre COT e os parâmetros petrofísicos, o que dificulta a identificação de uma tendência única em um modelo global.

Além disso, deve-se considerar a possibilidade de desalinhamento entre as profundidades das amostras geoquímicas e dos perfis geofísicos, bem como diferenças na resolução vertical entre os métodos. Amostras de COT obtidas em laboratório representam pontos específicos da formação, enquanto os perfis geofísicos registram valores médios ao longo de intervalos maiores, o que pode introduzir ruídos na correlação estatística.

Por fim, o tamanho relativamente reduzido da amostra (17 observações) também pode ter contribuído para a instabilidade do modelo estatístico. Em amostras reduzidas, relações fracas tornam-se mais difíceis de detectar e podem ser fortemente influenciadas por valores individuais.

Esses fatores indicam que a estimativa indireta do COT por meio de regressão linear baseada apenas nos perfis GR e RHOB apresenta limitações significativas, sendo necessária a inclusão de outros parâmetros petrofísicos ou o uso de modelos estatísticos mais robustos para melhorar a capacidade preditiva.

A integração entre dados geoquímicos e petrofísicos constitui uma etapa elementar na caracterização de rochas potencialmente geradoras de hidrocarbonetos. Em contextos sedimentares, parâmetros como o teor de carbono orgânico total (COT) são amplamente utilizados para avaliar o potencial gerador das formações. Isso ocorre porque representam a quantidade de matéria orgânica disponível para geração de

hidrocarbonetos ao longo da evolução térmica da bacia sedimentar (Tissot; Welte, 1984).

A análise exploratória dos dados realizada neste estudo, incluindo a utilização de gráficos estatísticos como boxplots, permitiu visualizar a distribuição das variáveis e identificar a presença de valores extremos associados a intervalos de maior enriquecimento orgânico. Observou-se que a maior parte das amostras apresenta valores relativamente baixos de COT, enquanto algumas delas registram índices mais elevados, sugerindo a existência de intervalos localizados com maior concentração de matéria orgânica.

Em termos de interpretação geológica, valores de COT superiores a aproximadamente 1% são frequentemente considerados indicativos de rochas com potencial gerador, dependendo de fatores adicionais como tipo de querogênio e grau de maturação térmica (Peters; Cassa, 1994). No conjunto de dados analisado, algumas amostras ultrapassam esse limite, o que pode indicar a presença de níveis sedimentares com maior potencial para geração de hidrocarbonetos.

Entretanto, os resultados da regressão linear indicaram que os perfis de raios gama e densidade não apresentam correlação significativa com os valores de COT. Esse resultado sugere que a distribuição da matéria orgânica nas rochas analisadas pode ser controlada por fatores geológicos adicionais, como mudanças de fácies sedimentares, variações na taxa de sedimentação ou diferenças na composição mineralógica das formações.

Além disso, estudos realizados em sistemas petrolíferos demonstram que a estimativa indireta de COT tende a apresentar melhores resultados quando são utilizados conjuntos mais amplos de perfis geofísicos, incluindo resistividade, sônico e porosidade neutrônica. Métodos integrados, como a técnica $\Delta\text{Log}R$, combinam diferentes tipos de perfis e permitem estimar o conteúdo orgânico com maior confiabilidade (Passey *et al.*, 1990).

Dessa forma, os resultados obtidos neste estudo reforçam a importância de abordagens integradas na análise de rochas potencialmente geradoras, combinando informações geológicas, geoquímicas e geofísicas para obter interpretações mais consistentes sobre a distribuição da matéria orgânica nas formações sedimentares.

8. CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo avaliar a relação entre o COT e os parâmetros petrofísicos obtidos por perfilagem geofísica, com ênfase nos perfis de raios gama e densidade. Para isso, foram aplicadas análises exploratórias, regressões lineares simples e regressão linear múltipla, buscando compreender se os perfis GR e RHOB poderiam explicar a variação do COT no conjunto de dados estudado.

A análise exploratória mostrou que os valores de COT apresentam variação significativa entre as amostras, com predominância de teores mais baixos e ocorrência de valores pontualmente mais elevados. Esse comportamento sugere que o enriquecimento orgânico não se distribui de maneira uniforme ao longo do intervalo analisado, podendo estar associado a variações locais nas condições deposicionais, litológicas e geoquímicas.

Os valores de RHOB apresentaram baixa amplitude, indicando pequena variação da densidade volumétrica no conjunto analisado. Essa característica limitou a capacidade do perfil de densidade em explicar a variação do COT. A regressão linear simples entre COT e RHOB apresentou R^2 de aproximadamente 0,0606, demonstrando fraca correlação entre as variáveis.

A regressão entre COT e GR apresentou resultado ainda menos expressivo, com R^2 praticamente nulo. Esse resultado indica que o perfil de raios gama não apresentou relação linear significativa com o teor de carbono orgânico no conjunto estudado. A resposta do GR parece estar mais relacionada à variação litológica e mineralógica da formação do que ao enriquecimento orgânico propriamente dito.

A regressão linear múltipla, utilizando RHOB e GR como variáveis explicativas, apresentou R^2 de aproximadamente 0,1285. Embora esse valor represente pequena melhora em relação às regressões simples, o R^2 ajustado permaneceu muito baixo, indicando que a combinação dos dois perfis não foi suficiente para produzir um modelo confiável de estimativa de COT.

Com base nesses resultados, conclui-se que os perfis GR e RHOB, quando utilizados isoladamente ou em conjunto, apresentaram baixa capacidade de explicar a variação do COT no conjunto de dados analisado. Essa baixa correlação pode estar relacionada à heterogeneidade litológica, à influência da composição mineralógica nos perfis geofísicos, à baixa variabilidade do RHOB, à resposta multifatorial do GR e à diferença de escala entre os dados de perfilagem e as análises geoquímicas.

Apesar das limitações observadas, o estudo contribui para a compreensão da relação entre propriedades petrofísicas e conteúdo orgânico em rochas sedimentares. Os resultados demonstram que a estimativa indireta de COT por regressão linear exige cautela e não deve ser realizada apenas com base em poucos perfis geofísicos, especialmente quando o conjunto de dados é reduzido.

Como recomendação para trabalhos futuros, sugere-se ampliar o número de amostras analisadas, verificar com maior precisão a correspondência entre profundidades de amostragem e profundidades dos perfis, separar os dados por litologia ou fácies sedimentares e incluir outros perfis geofísicos, como resistividade, sônico e porosidade neutrônica. A aplicação de métodos integrados, como o ΔLogR , também pode contribuir para estimativas mais consistentes do teor de carbono orgânico.

Dessa forma, o presente trabalho evidencia que a integração entre dados geofísicos, geoquímicos e geológicos é essencial para interpretações mais adequadas sobre o potencial orgânico de formações sedimentares. Mais do que apontar uma correlação direta entre COT, GR e RHOB, os resultados mostram a complexidade natural dos sistemas geológicos e a necessidade de abordagens interpretativas que considerem essa heterogeneidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALKMIM, F. F. **O que faz de um cráton um cráton? O Cráton do São Francisco e as revelações almeidianas ao delimitá-lo.** In: MANTESSO-NETO, V. et al. (org.). Geologia do continente sul-americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo: Beca, 2004.
- ALKMIM, F. F.; MARTINS-NETO, M. A. **A Bacia Intracratônica do São Francisco: arcabouço estrutural e cenários evolutivos.** In: PINTO, C. P.; MARTINS-NETO, M. A. (ed.). Bacia do São Francisco: geologia e recursos naturais. Belo Horizonte: SBG/MG, 2001. p. 9-30.
- BASSIOUNI, Z. **Theory, measurement and interpretation of well logs.** Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1994.
- COSTA, J. P. et al. **Aplicação de perfis geofísicos na estimativa de carbono orgânico total em rochas geradoras.** Revista Brasileira de Geofísica, v. 38, n. 2, 2020.
- COSTA, R. D. da; SILVA, R. R. da; KNAUER, L. G.; PREZOTTI, F. P. S.; PAULA, F. L. de; DUARTE, F. T.; TEIXEIRA, L. F. **Folha Três Marias, SE.23-Y-B-III, escala 1:100.000.** In: PEDROSA-SOARES, A. C.; NOCE, C. M.; VOLL, E. (ed.). Projeto Alto Paranaíba. Belo Horizonte: CODEMIG, 2011. p. 784-873.
- CRAIG, J. et al. **Global Neoproterozoic petroleum systems.** London: Geological Society, 2009.
- CRAIG, J. et al. **Petroleum systems of the Neoproterozoic.** London: Geological Society, 2013.
- DA SILVA, J. J. et al. **Aplicação de perfis petrofísicos na caracterização de rochas geradoras.** Revista Brasileira de Geociências, 2022.
- DELGADO, F.; SANTOS, E. dos (org.). **O desenvolvimento da exploração de recursos não convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional.** Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021. (Cadernos FGV Energia, ano 8, n. 12).
- DELGADO, J.; SANTOS, M. **Geochemical characterization of organic-rich rocks.** Journal of Petroleum Geology, 2021.
- ELLIS, D.; SINGER, J. **Well logging for earth scientists.** 2. ed. Dordrecht: Springer, 2007.
- GORELIK, B.; GASPER, G. O.; SALVADORETTI, P.; LIBARDI, D. M. Q. S.; ALMEIDA, T.; COSTA, J. F. C. L. **Avaliação do uso da perfilagem geofísica para reconhecimento e determinação de espessuras de camadas de carvão em depósitos do Rio Grande do Sul.** Geociências, São Paulo, v. 38, n. 1, p. 157-170, 2019.

HOFFMAN, P. F. **United plates of America, the birth of a craton: early Proterozoic assembly and growth of Laurentia.** Annual Review of Earth and Planetary Sciences, v. 16, p. 543-603, 1988.

KEYS, W. S. **Borehole geophysics applied to ground-water investigations.** Washington: U.S. Geological Survey, 1989. (Techniques of Water-Resources Investigations, Book 2, Chapter E2).

KNAUER, L. G.; COSTA, R. D. da; FREIMANN, M.; FERREIRA, M. P. **Folha Morada Nova de Minas, SE.23-Y-B-VI, escala 1:100.000.** In: PEDROSA-SOARES, A. C.; NOCE, C. M.; VOLL, E. (ed.). Projeto Alto Paranaíba. Belo Horizonte: CODEMIG, 2011. p. 524-570.

LIMA, R. et al. **Avaliação do potencial gerador de hidrocarbonetos a partir de perfis geofísicos.** Brazilian Journal of Petroleum and Gas, 2021.

NERY, G. G. **Petrofísica aplicada à exploração de petróleo.** Rio de Janeiro: Petrobras, 1990.

PASSEY, Q. R. et al. **A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs.** AAPG Bulletin, v. 74, n. 12, p. 1777-1794, 1990.

PETERS, K. E.; CASSA, M. R. **Applied source rock geochemistry.** In: MAGOON, L.; DOW, W. The petroleum system. Tulsa: AAPG, 1994.

PETRA ENERGIA. **Perfil composto do poço 1-PTRA-4-MG (1-QGE-1-MG): Bacia do São Francisco, bloco SF-T-137.** 2012. Documento técnico.

REIS, H. L. S. **Estratigrafia e tectônica da Bacia do São Francisco na zona de emanções de gás natural do Baixo Rio Indaiá (MG).** 2011. Dissertação (Mestrado em Ciências Naturais) - Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2011.

REIS, H. J. **Geologia e estratigrafia do Grupo Bambuí.** Belo Horizonte: CPRM, 2011.

RIDER, M. **The geological interpretation of well logs.** 2. ed. Caithness: Rider-French Consulting, 2002.

RIDER, M.; KENNEDY, M. **The geological interpretation of well logs.** 3. ed. Caithness: Rider-French Consulting, 2011.

SANTOS, C. F.; SILVA, C. M. **Perfilagem geofísica de poços: princípios e aplicações.** 2014.

SCHLUMBERGER. **Log interpretation principles/applications.** Houston: Schlumberger Educational Services, 1998.

SCHLUMBERGER. **Log interpretation charts.** Houston: Schlumberger, 2011.