



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

JOÃO VICTOR FERNANDES BRAGA

**MACHINE LEARNING APLICADO À CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE
RESERVATÓRIOS: UM EXEMPLO DA BACIA DO CEARÁ**

FORTALEZA

2023

JOÃO VICTOR FERNANDES BRAGA

MACHINE LEARNING APLICADO À CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE
RESERVATÓRIOS: UM EXEMPLO DA BACIA DO CEARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Mecânica
do Centro de Tecnologia da Universidade
Federal do Ceará, como requisito parcial à
obtenção do grau de bacharel em Engenharia
Mecânica.

Orientador: Profa. Dra. Narelle Maia de
Almeida

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- B794m Braga, João Victor Fernandes.
Machine learnig aplicado à caracterização petrofísica de reservatórios : um exemplo da bacia do Ceará / João Victor Fernandes Braga. – 2023.
148 f. : il.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Mecânica, Fortaleza, 2023.
Orientação: Profa. Dra. Narelle Maia de Almeida.
1. Petrofísica. 2. Perfilagem. 3. Aprendizado de máquina. 4. Redes neurais. 5. K-means. I. Título.
CDD 620.1
-

JOÃO VICTOR FERNANDES BRAGA

MACHINE LEARNING APLICADO À CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE
RESERVATÓRIOS: UM EXEMPLO DA BACIA DO CEARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Mecânica
do Centro de Tecnologia da Universidade
Federal do Ceará, como requisito parcial à
obtenção do grau de bacharel em Engenharia
Mecânica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Profa. Dra. Narelle Maia de Almeida (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Luis Glauber Rodrigues
Universidade Federal do Ceará (UFC)

MSc. Thiago Henrique da Silva Barbosa
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Aos meus pais, cuja dedicação e apoio me permitiram chegar até este momento. Apenas finalizo uma caminhada que vocês iniciaram.

AGRADECIMENTOS

Nos agradecimentos, me permito deixar de lado o rigor técnico do trabalho para dar voz aquilo que vem de dentro do coração.

Assim, agradeço profundamente aos meus amados pais e irmãos. Obrigado por serem meu exemplo de vida. Vocês estão enraizados em mim e são a essência do meu ser. Eu simplesmente não seria quem sou sem vocês.

Aos engenheiros da minha família, que em todos os momentos foram minha fonte de inspiração e apoio, motivando-me a seguir em frente. Seus exemplos me impulsionaram e sempre tive alguém a quem me espelhar.

Aos meus queridos amigos, que estiveram ao meu lado em todos os momentos, tanto nos bons quanto nos ruins. Em especial, quero expressar minha gratidão ao meu amigo Gabriel Costa, do curso de Engenharia Elétrica, que foi uma presença constante ao longo de toda a minha jornada acadêmica.

À Professora Dra. Narelle de Almeida do Laboratório de Geologia Marinha e Aplicada (LGMA-UFC), expresso minha gratidão pela oportunidade, paciência e confiança em meu trabalho.

À Geóloga e amiga Isadora Nascimento, com quem compartilhamos a jornada como bolsistas do projeto PRH, agradeço pela ajuda mútua.

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pela essencial disponibilidade dos dados de poços utilizados neste trabalho.

Ao Programa de Formação de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP) e FINEP agradeço pelo financiamento da minha pesquisa por meio da bolsa de iniciação científica.

À Geoactive (Lloyd's Register), sou grato pela disponibilização da licença do software *Interactive Petrophysics*, utilizado nesta pesquisa.

“Não é porque as coisas são difíceis que não nos atrevemos; é porque não nos atrevemos que elas são difíceis.”

(Sêneca)

RESUMO

No processo de caracterização e exploração de um reservatório, tem-se a perfilagem geofísica como uma ferramenta amplamente utilizada, capaz de estimar não só várias das propriedades físicas do meio explorado como avaliar o conteúdo de fluidos existentes e assim aferir uma estimativa de volume de óleo recuperável. Nesse contexto, técnicas de *machine learning* podem ser incorporadas como ferramentas para prever tais propriedades e assim melhorar *workflows* de avaliação petrofísica, propiciando um melhor entendimento dos dados de perfis. Nesse sentido, o presente trabalho objetiva utilizar dados de perfilagem para a caracterização de reservatórios a partir do desenvolvimento de fluxo de trabalho convencional e *machine learning*. Assim, em um primeiro momento foi selecionado o poço 3-EP-5-CES do campo de Espada, Bacia do Ceará, com a finalidade de identificar e avaliar os reservatórios nele contidos, tendo sido efetuados diferentes cálculos petrofísicos para a estimativa das suas propriedades. A análise petrofísica convencional proposta selecionou 4 zonas para a avaliação econômica e permitiu a obtenção de valores médios de 20% para argilosidade, 30,28% para ϕ , 67,65 % para S_o e 643 mD para permeabilidade, totalizando um Net-Pay de 14m, resultados próximos aos comumente descritos para o campo estudado conforme sumário executivo da ANP. Adicionalmente, o trabalho classificou três eletrofácies - reservatório, possível reservatório e não reservatório - utilizando técnica de agrupamento não supervisionado *k-means* a partir dos dados dos perfis do poço 3-EP-5-CES. Essa abordagem obteve de forma automatizada as facies reservatório do poço e obteve parâmetros petrofísicos calculados de 20,79% para argilosidade, 27,65% para ϕ e 53,66% para S_o , resultados próximos aos obtidos na avaliação convencional. Além disso, a metodologia utilizando redes neurais para predição de fácies litológicas, curvas de S_w e ϕ do poço 3-CES-38D-CE demonstrou uma boa taxa de acerto na predição em comparação com os dados reais, evidenciando que o modelo adotado é uma maneira eficaz de estimativa. A predição de litologia se mostrou eficiente, especialmente em arenitos e com precisão de 72,02%, oferecendo uma solução viável quando informações litológicas estão indisponíveis. Já o resultados da predição da curva de S_w otimizou o fluxo de trabalho convencional, mantendo boa similaridade com dados convencionais e erro médio de 0,1693. Por último, a predição de NPHI também se mostrou interessante em situações de dados faltantes, com média de erros abaixo de 0,18.

Palavras-chave: Petrofísica. Perfilagem de Poços. Machine Learning. Redes Neurais. K-means.

ABSTRACT

In the process of reservoir characterization and exploration, geophysical well logging stands as a widely employed tool capable of estimating various physical properties of the explored environment. It also evaluates the content of existing fluids, thus providing an estimate of recoverable oil volume. In this context, machine learning techniques can be integrated as tools to predict such properties, thereby enhancing petrophysical evaluation workflows and enabling a deeper comprehension of log data. In this regard, the present study aims to employ well logging data for reservoir characterization through the development of both conventional and machine learning-based workflows. Initially, well 3-EP-5-CES from the Espada field in the Ceará Basin was selected for the identification and assessment of contained reservoirs. Various petrophysical calculations were conducted to estimate its properties. The proposed conventional petrophysical analysis identified 4 zones for economic evaluation, yielding average values of 20% for clay content, 30.28% for porosity (ϕ), 67.65% for water saturation (S_o), and 643 mD for permeability. This resulted in a Net-Pay of 14m, aligning closely with values commonly described for the studied field as per the ANP executive summary. Furthermore, the study classified three electrofacies - reservoir, potential reservoir, and non-reservoir - using an unsupervised clustering technique, *k-means*, based on well 3-EP-5-CES log data. This approach automated the reservoir facies identification and obtained calculated petrophysical parameters of 20.79% for clay content, 27.65% for ϕ , and 53.66% for S_o , akin to results obtained through conventional evaluation. Additionally, the methodology employing neural networks for predicting lithological facies, S_w curves, and ϕ of well 3-CES-38D-CE demonstrated a good prediction accuracy compared to actual data. This underscores the effectiveness of the adopted model as an estimation approach. The lithology prediction proved efficient, particularly for sandstones, achieving an accuracy of 72.02%, offering a viable solution when lithological information is lacking. The results of S_w curve prediction optimized the conventional workflow, maintaining resemblance to conventional data with an average error of 0.1693. Lastly, NPHI prediction also showcased promise in scenarios with missing data, with mean errors below 0.18.

Keywords: Petrophysics. Well Logs. Machine Learning. Neural Networks. K-means

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Enquadramento geográfico do Campo de Espada.	20
Figura 2 – Bacia do Ceará com seus campos e blocos exploratórios evidenciados. . . .	22
Figura 3 – Plays Exploratórios Correlatos.	23
Figura 4 – Compartimentação tectonoestratigráfica com a indicação das sub-bacia. . . .	25
Figura 5 – Diagrama cronoestratigráfico da Bacia do Ceará.	26
Figura 6 – Diagrama estratigráfico da Bacia do Ceará com o sistema petrolífero eviden- ciado.	30
Figura 7 – Subdivisão de uma corrente de turbidez.	31
Figura 8 – Mecanismos de deposição da Sequência de Bouma.	33
Figura 9 – Mecanismos de deposição da Sequência de Bouma.	34
Figura 10 – Principais aplicabilidades dos perfis geofísicos.	37
Figura 11 – Circulação do fluido de perfuração durante a perfuração.	40
Figura 12 – Exemplos de desmoronamento em poços.	41
Figura 13 – Zonas observadas durante a filtração de fluidos de perfuração.	42
Figura 14 – Perfil de cáliper com desmoronamento, reboco e estrangulamento.	44
Figura 15 – Perfil de raio gama e espectral em litologias típicas.	46
Figura 16 – Velocidades e intervalo de tempo de trânsito em litologias típicas.	48
Figura 17 – Visualização da derivação dos componentes da porosidade.	51
Figura 18 – Repostas típicas do perfil neutro.	53
Figura 19 – Repostas típicas do perfil de resistividades.	55
Figura 20 – Zonas de acordo com o raio de invasão do fluido de perfuração.	57
Figura 21 – Composição básica de um Folhelho.	60
Figura 22 – Gráfico comparativo das equações de argilosidade via método empírico. . .	62
Figura 23 – Determinação dos pontos de arenito limpo e ponto de folhelho (esq) e dos pontos de arenito limpo e ponto de folhelho (dir).	63
Figura 24 – Exemplo de um neurônio matemático.	73
Figura 25 – Exemplo de k-means para uma amostra de 500 pontos.	74
Figura 26 – Fluxograma de trabalho empregado nesse estudo.	76
Figura 27 – Comparativo perfil litológico (Track 2) e o zoneamento via DRDN 1272m – 1411m. Amarelo: Arenitos - Verde: Folhelhos - Vinho: Siltitos	78

Figura 28 – Obtenção dos valores máximos e mínimos do GR para estimativa de argilosi- dade.	79
Figura 29 – Histograma com os valores de RHOB lido nos arenitos do poço. Valores de média = 2.3 g/cm^3 e moda = 2.4 g/cm^3	81
Figura 30 – <i>Crossplot</i> $\phi_{den} \times ILD$ feito para distinção de reservatórios. As zonas de água (azul) foram selecionadas em pontos de baixa resistividade, as zonas de óleo (magenta) em pontos de média resistividade e as zonas de possível presença de gás (verde) em pontos de alta resistividade.	83
Figura 31 – Determinação de R_{Sh} utilizando todos os pontos classificados como Folhelho. Resistividade de 0.053 ohm.m..	84
Figura 32 – Pickett Plot utilizado com as zonas identificadas como reservatórios de água (esq.) e histograma do R_{wa} para as zonas interpretadas como saturadas de água, média 0.05 ohm.m e moda 0.03 ohm.m (dir.).	85
Figura 33 – Histograma dos valores obtidos de R_{wSP} , Média de 0.08 ohm.m (esq.) e Determinação da LBF e calibração da curva SP (dir.).	86
Figura 34 – Dendrograma gerado usando o método de ligação de Ward, que minimiza a soma dos quadrados das diferenças entre os pontos dentro de cada grupo	89
Figura 35 – 1. Inputs e Outputs do 1º poço estabelecendo um modelo. 2. Modelo estabelecido e pronto para receber entradas e oferecer saídas. 3. Input a partir dos dados do 2º poço, fornecendo outputs sintéticos.	92
Figura 36 – Resultados obtidos do cut-off na faixa de profundidade 1080m - 1468m.	94
Figura 37 – Resultados obtidos do cut-off na faixa de profundidade 1500m - 1850m.	95
Figura 38 – Resultados da estimativa de S_w pelos diferentes modelos a partir do <i>crossplot</i> $S_w \times ILD$	100
Figura 39 – Distribuição de porosidade da rocha e como isso influencia S_w	101
Figura 40 – <i>Plot</i> $\phi_{den} \times K$ para visualização do ajuste da permeabilidade.	103
Figura 41 – Estágios e Corpos Turbidíticos Caracterizados.	105
Figura 42 – Resultado do agrupamento de eletrofácies no intervalo 1160m - 1475 m.	110
Figura 43 – Histogramas - Eletrofácies 0.	112
Figura 44 – Histogramas - Eletrofácies 1	113
Figura 45 – Histogramas - Eletrofácies 2	114
Figura 46 – <i>crossplot</i> $GR \times DT$	118

Figura 47 – <i>crossplot GR x NPHI.</i>	119
Figura 48 – <i>crossplot GR x RHOB.</i>	120
Figura 49 – <i>crossplot NPHI x DT.</i>	121
Figura 50 – <i>crossplot RHOB x DT.</i>	122
Figura 51 – <i>crossplot RHOB x NPHI.</i>	123
Figura 52 – <i>Volume de Folelho e Porosidade das Eletrofácies 1 e 2.</i>	126
Figura 53 – <i>Contato Óleo/Água da FM. Ubarana no Poço 3-EP-5-CES</i>	127
Figura 54 – <i>Contato Óleo/Água da FM. Ubarana no Poço 3-EP-5-CES</i>	128
Figura 55 – <i>Predição de Litologia no Poço 2-CES-38D</i>	129
Figura 56 – <i>Predição de Saturação de Água na FM. Ubarana do poço 2-CES-38D</i>	131
Figura 57 – <i>Predição de Saturação de Água na FM. Mundaú do poço 2-CES-38D</i>	132
Figura 58 – <i>Histograma de erros por Formação</i>	133
Figura 59 – <i>Histograma de erros nos Arenitos</i>	133
Figura 60 – <i>Predição da Curva NPHI no poço 2-CES-38-D</i>	134
Figura 61 – <i>Predição da Curva NPHI na FM. Ubarana</i>	135
Figura 62 – <i>Predição da Curva NPHI na FM. Mundaú</i>	136
Figura 63 – <i>Histograma de erros - Pedição da Curva NPHI</i>	137
Figura 64 – <i>Workflow Convencional 3-CES-38D-CE</i>	146
Figura 65 – <i>Workflow k-means 3-CES-38D-CE</i>	147
Figura 66 – <i>Track completa 2-EP-5-CES</i>	148
Figura 67 – <i>Track completa 3-CES-38D-CE</i>	148

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Reservas e Recursos Totais da Bacia do Ceará	23
Tabela 2 – Eventos e hierarquia dos complexos turbidíticos	35
Tabela 3 – Intervalo de tempo de trânsito da matriz para algumas litologias e minerais.	50
Tabela 4 – Valores de densidade da matriz e da rocha com fluidos em litologias mais comuns.	52
Tabela 5 – Critérios DRDN para classificação litológica	78
Tabela 6 – Critérios <i>cut-off</i> para classificação dos reservatórios	83
Tabela 7 – Volume de Folhelho (Médias %) nas zonas Possíveis Reservatórios	96
Tabela 8 – Porosidades (Médias %) nas zonas Possíveis Reservatórios	97
Tabela 9 – Porosidades (Médias %) nas zonas Possíveis Reservatórios	99
Tabela 10 – Permeabilidades (mD) nas zonas Possíveis Reservatórios	102
Tabela 11 – Resultados das propriedades Petrofísicas nos Reservatórios portadores de Hidrocarbonetos	104
Tabela 12 – Totalização dos Resultados para as melhores zonas identificadas.	107
Tabela 13 – Dados estatísticos da Eletrofácies 0.	113
Tabela 14 – Dados estatísticos da Eletrofácies 1.	114
Tabela 15 – Dados estatísticos da Eletrofácies 2.	115
Tabela 16 – Dados de Porosidade das Eletrofácies 1 e 2.	125
Tabela 17 – Dados de Argilosidade das Eletrofácies 1 e 2.	126
Tabela 18 – Comparativo das abordagens adotadas	128
Tabela 19 – Assertividade do Modelo de Predição de Litologia	130

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil

LISTA DE SÍMBOLOS

ρ_b	Densidade Bulk
ρ_m	Densidade da Matriz
ρ_f	Densidade do Fluido
IGR	Índice GR Linear
K	Permeabilidade
Φ	Porosidade
Φ_{ef}	Porosidade Efetiva
mD	Milidarcy
V_{sh}	Volume de Argila
R_w	Resistividade da Água
R_{sh}	Resistividade Folhelho
R_t	Resistividade Total
S_w	Saturação de Água
S_o	Saturação de Óleo
$VOOIP$	Volume de Óleo <i>in place</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Objetivos	19
1.2	Área de Estudo	20
1.3	Poços Avaliados	21
2	ENQUADRAMENTO	22
2.1	Geográfico	22
2.2	Histórico Exploratório	22
2.3	Evolução Tectonoestratigráfica	24
2.3.1	<i>Fase Rifte</i>	25
2.3.2	<i>Fase Pós-Rifte</i>	26
2.3.3	<i>Fase Drifte</i>	28
2.4	Sistema Petrolífero	28
2.4.1	<i>Geração e Migração</i>	29
2.4.2	<i>Rochas Reservatório</i>	29
2.4.3	<i>Rochas Selantes</i>	29
2.4.4	<i>Trapas</i>	30
2.5	Sistemas Turbidíticos	31
2.5.1	<i>Correntes de Tubidez</i>	31
2.5.2	<i>Estágios Turbidíticos</i>	32
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	36
3.1	Perfilagem Geofísica	36
3.2	Operação de Perfilagem	38
3.2.1	<i>Sistema de Perfuração</i>	38
3.2.2	<i>Ambiente de Perfilagem</i>	38
3.2.3	<i>Fluido de Perfuração</i>	39
3.2.4	<i>Formação do Reboco</i>	40
3.2.5	<i>Invasão do Filtrado</i>	41
3.3	Perfis Geofísicos Utilizados	43
3.3.1	<i>Perfil Cáliper (CALI)</i>	43
3.3.2	<i>Perfil de Raios Gama (GR)</i>	45

3.3.3	<i>Perfil Sônico (DT)</i>	47
3.3.4	<i>Perfil de Densidade (RHOB)</i>	50
3.3.5	<i>Perfil Neutrônico (NPHI)</i>	52
3.3.6	<i>Perfil de Resistividades (ILD)</i>	54
3.3.7	<i>Perfil de Potencial Espontâneo (SP)</i>	56
3.4	Caracterização Petrofísica Convencional	59
3.4.1	<i>Estimativa de Argilosidade (V_{Sh})</i>	59
3.4.2	<i>Modelos SSI</i>	61
3.4.3	<i>Modelos empíricos de argilosidade</i>	61
3.4.4	<i>Modelos DSI</i>	62
3.4.5	<i>Estimativa de Porosidade (ϕ)</i>	63
3.4.6	<i>Correção de Gaymard-Poupon (ϕ_{gp})</i>	64
3.4.7	<i>Porosidade efetiva (ϕ_{ef})</i>	64
3.4.8	<i>Estimativa de Saturação de Água (S_w)</i>	65
3.4.9	<i>Estimativa de R_{Sh}</i>	66
3.4.10	<i>Estimativa de R_w</i>	67
3.4.11	<i>Estimativa de Permeabilidade (K)</i>	68
3.4.12	<i>Avaliação Econômica</i>	69
3.5	Machine Learning	70
3.5.1	<i>Redes Neurais</i>	72
3.5.2	<i>Análise por Agrupamentos k-means</i>	73
3.5.3	<i>Eletrofácies</i>	74
4	MÉTODOS	75
4.1	Metodologia Convencional	76
4.1.1	<i>Carregamento e Controle de Dados</i>	76
4.1.2	<i>Zonas de Interesse</i>	77
4.1.3	<i>Volume de Argila (V_{Sh})</i>	79
4.1.4	<i>Porosidade (ϕ)</i>	80
4.1.5	<i>Cut-offs e Reconhecimento dos Reservatórios</i>	82
4.1.6	<i>Parâmetros de Resistividade</i>	84
4.1.7	<i>Saturação de Água (S_w)</i>	86
4.1.8	<i>Permeabilidade (K)</i>	87

4.1.9	<i>Avaliação Econômica</i>	87
4.2	Metodologia <i>Machine Learning</i>	88
4.2.1	<i>K-Means</i>	88
4.2.2	<i>Redes Neurais</i>	90
5	RESULTADOS	94
5.1	Resultados <i>workflow</i> convencional	94
5.1.1	<i>Cut-off e Zoneamento</i>	94
5.1.2	<i>Resultados Estimativa de Argilosidade (V_{sh})</i>	96
5.1.3	<i>Resultados Estimativa de Porosidade (ϕ)</i>	97
5.1.4	<i>Resultados Estimativa de Saturação de Água (S_w)</i>	99
5.1.5	<i>Estimativa de Saturação de Permeabilidade (K)</i>	102
5.1.6	<i>Caracterização dos Reservatórios</i>	104
5.1.7	<i>Avaliação Econômica</i>	107
5.2	Resultados <i>workflow Machine Learning</i>	109
5.2.1	Resultados <i>k-means</i> Poço 3-EP-5-CES	109
5.2.1.1	<i>Avaliação Estocástica das Eletrofácies</i>	111
5.2.1.2	<i>Avaliação Petrofísica das Eletrofácies</i>	125
5.2.2	Resultados <i>Redes Neurais</i>	129
5.2.2.1	<i>Resultados Predição Litológica</i>	129
5.2.2.2	<i>Resultados Predição de Saturação de Água</i>	131
5.2.2.3	<i>Resultados Predição da curva de Porosidade Neutrão</i>	134
6	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	139
	REFERÊNCIAS	141
	APÊNDICES	146
	APÊNDICE A – <i>workflow convencional 3-CES-38D-CE</i>	146
	APÊNDICE B – <i>Eletrofácies K-MEANS 3-CES-38D-CE</i>	147
	APÊNDICE C – <i>TRACKS</i>	148
	APÊNDICE D – <i>Códigos-fontes utilizados</i>	149
	ANEXOS	149

1 INTRODUÇÃO

A caracterização de reservatórios é de grande importância para a exploração de acumulações petrolíferas, pois auxilia na diminuição do grau de incerteza e de possíveis riscos na exploração de petróleo e gás durante a fase de exploração de um campo. Para caracterizar um reservatório, é primária a obtenção das propriedades das rochas que o constituem. Nesse contexto, essas propriedades normalmente são obtidas a partir da coleta e análise direta de amostras das rochas e dos chamados perfis geofísicos (RIDER, 2002).

No primeiro caso, a análise pode ser realizada mediante obtenção de amostras de calha, que podem ser mais imprecisas, além de não permitir uma variedade de testes devido à sua pequena dimensão e da contaminação pela lama de perfuração. Por outro lado, existe a testemunhagem mecânica, que é mais precisa, porém mais lenta e cara, além de não funcionar adequadamente em rochas não consolidadas (RIDER, 1986; SERRA, 1984). Dessa forma, a perfilagem de poços surge como uma alternativa eficaz e menos dispendiosa para medir as propriedades da rocha como argilosidade (V_{sh}), porosidade (ϕ), saturação de água (S_w) e saturação de óleo (S_o) (HEARST *et al.*, 2000; SERRA, 1984). Com base nessas medidas, é possível decidir uma metodologia para definir quais os intervalos do poço são de interesse econômico para testes de formação (THOMAS, 2001).

Ainda dentro do escopo da avaliação das propriedades petrofísicas das rochas utilizando dados de perfis geofísicos, técnicas como as de *machine learning*, atualmente amplamente empregadas em processos que demandam análises de dados, também podem ser introduzidas e usadas como ferramenta para auxiliar na obtenção e até mesmo prever as principais propriedades petrofísicas do reservatório e assim contornar um fluxo de trabalho petrofísico convencional. Tais algoritmos ajudam a melhorar os *workflows* de avaliação petrofísica e servem como ferramenta complementar para correlacionar as propriedades de um poço e assim facilitar a caracterização petrofísica dos reservatórios atravessados. No âmbito deste estudo, são utilizados algoritmos de Redes Neurais e *k-means*. Dessa forma, as Redes Neurais podem prever propriedades petrofísicas e discernir litologias por meio do desenvolvimento de um modelo de correlação ponderada entre parâmetros. Por outro lado, o algoritmo *k-means* classifica as facies ao analisar as similaridades entre os agrupamentos, tornando mais fácil a compreensão e a análise das propriedades da formação presente.

1.1 Objetivos

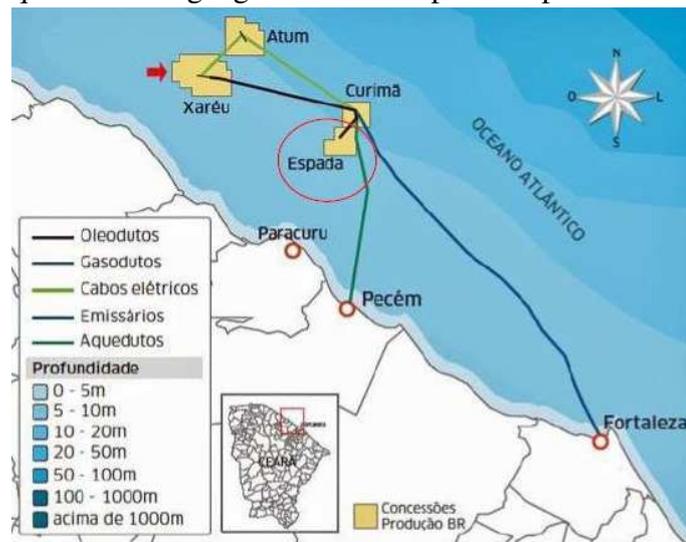
Este trabalho tem como objetivo realizar a caracterização petrofísica dos reservatórios do campo de Espada, localizado na Bacia do Ceará, utilizando técnicas convencionais e de *machine learning*. A partir disso, o estudo tem como objetivos específicos:

- Elaboração de fluxo de trabalho para a avaliação petrofísica convencional das formações atravessadas (Paracuru e Mundaú) por um poço selecionado do Campo de Espada, com a determinação de propriedades como Argilosidade, Porosidades, Saturação de Água, Saturação de Hidrocarboneto e Permeabilidade.
- Elaboração de fluxos de avaliação petrofísica explorando técnicas de machine learning, utilizando o método k-means para agrupar os dados e gerar as eletrofácies de rocha-reservatório, possível reservatório e não-reservatório e assim obter as propriedades petrofísicas de cada um desses agrupamentos.
- Utilizar redes neurais em conjunto com as descrições de amostras de rocha e os perfis geofísicos com o intuito de gerar eletrofácies e modelar as curvas de perfil litológico, saturação de água e porosidade.
- Avaliar criteriosamente os resultados alcançados e prever as melhores fácies reservatórios do campo, colaborando para a definição de novas estratégias para uso e/ou desenvolvimento do campo.

1.2 Área de Estudo

O campo de Espada (EP) foi descoberto em 26 de março de 1978 e está localizado na Plataforma Continental do Estado do Ceará, Brasil na sub-bacia de Mundaú. Ele está localizado na Plataforma Continental do Estado do Ceará, na sub-bacia de Mundaú, distante 30 km da costa e 70 km a NW de Fortaleza, numa lâmina de água aproximada de 36m. Esse campo possui uma área de 22,67 km² e óleo com densidades que variam de 19 até 30 ° API, com produção de gás natural associado. As zonas produtoras desse campo pertencem à Formação Ubarana e estão distribuídas desde o Maastrichtiano até o Albiano Superior, sendo as melhores fácies-reservatório com granulometria de muito grossa a conglomerática, consistindo de areia quartzosa e feldspática (ANP, 2013). Por fim, a sua produção foi encerrada em 2020 com o anúncio de sua venda pela Petrobras.

Figura 1 – Enquadramento geográfico do Campo de Espada.



Fonte: (ANP, 2013).

1.3 Poços Avaliados

O presente estudo teve enfoque no poço 3-EP-5-CES, que se situa a SW do Campo de Espada e, segundo a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) teve como objetivos principais explorar os arenitos Turbidíticos da Formação Ubarana, que são os produtores de Óleo no Campo de Espada, em diversos níveis da formação. Além disso, esse poço teve como objetivos secundários explorar os arenitos da Sequência Rifte.

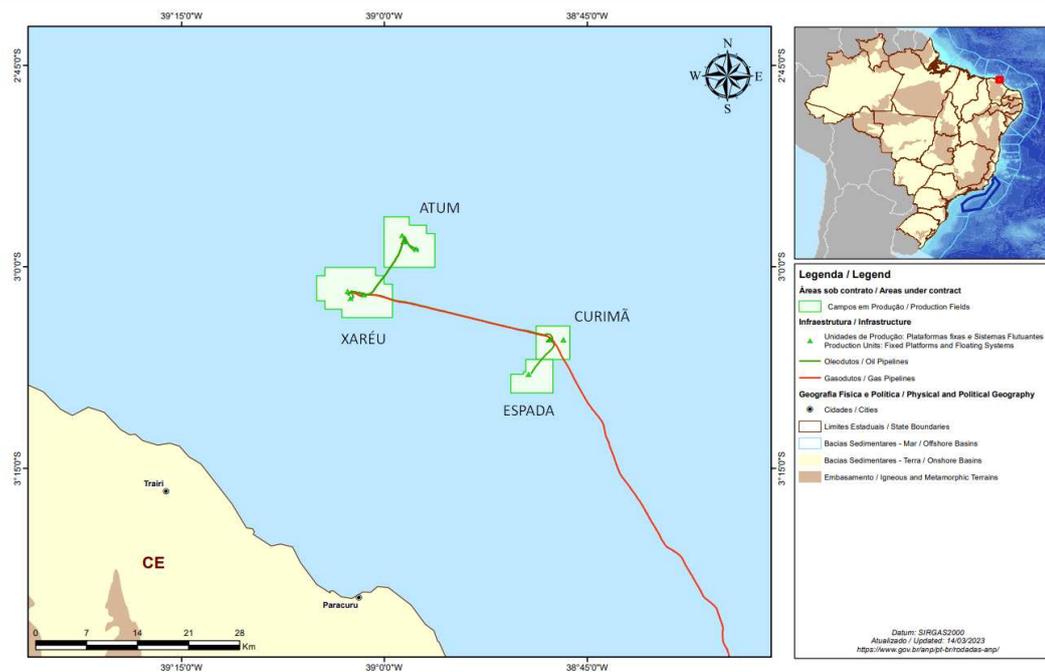
O outro poço avaliado é o 3-CES-38D, que, segundo a ANP, a finalidade principal foi de testar a extensão dos arenitos turbidíticos em reservatórios na Formação Ubarana. Além disso, o poço objetivou explorar os arenitos da Sequência Continental.

2 ENQUADRAMENTO

2.1 Geográfico

A Bacia do Ceará está localizada na Margem Equatorial Brasileira e tem suas fronteiras delimitadas pela Bacia Potiguar (sudeste), Bacia de Barreirinhas (oeste), faixa de afloramento do embasamento (sul) e Falha Transformante do Ceará (norte). Com cota batimétrica de 3.000 metros, a bacia abrange cerca de 65.000 km², com 50.000 km² submersos (ANP, 2021). Ela é subdividida em quatro sub-bacias: Piauí-Camocim, Acaraú, Icaraí e Mundaú, sendo que todos os quatro campos produtores (Xaréu, Atum, Curimã e Espada) estão localizados na sub-bacia Mundaú, como mostra a Figura 2 (NETO *et al.*, 2003).

Figura 2 – Bacia do Ceará com seus campos e blocos exploratórios evidenciados.



Fonte: (ANP, 2021).

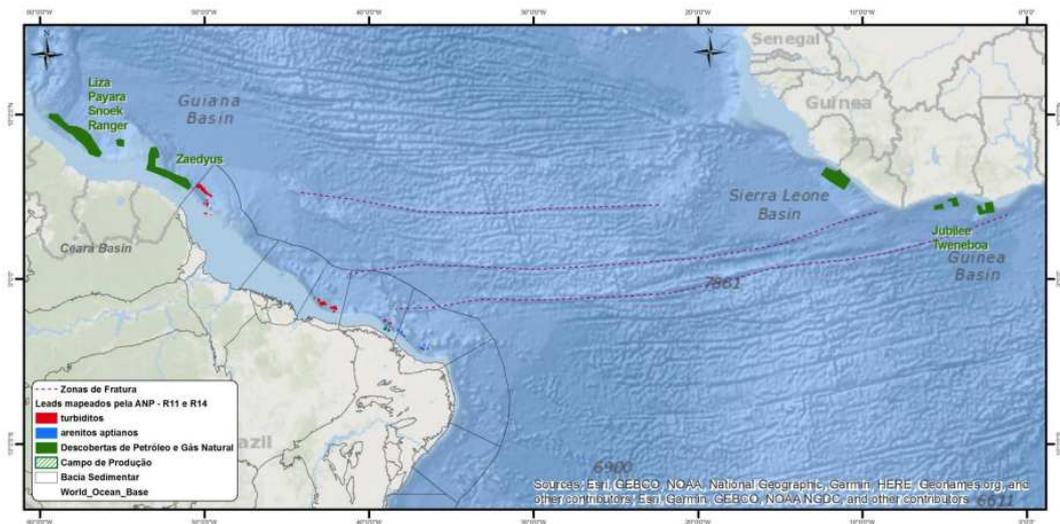
2.2 Histórico Exploratório

A exploração da Bacia do Ceará iniciou-se na década de 60 pela Petrobras. Nesse contexto, a maior parte do esforço exploratório foi concentrada na sub-bacia de Mundaú, onde foram descobertos os campos de Xaréu, Curimã, Espada e Atum. Em 2012, foram perfurados os primeiros poços de águas profundas da bacia, o que marca uma nova fase exploratória. Atualmente, a exploração na bacia envolve levantamentos sísmicos, dados gravimétricos e

magnetométricos, aquisição de dados eletromagnéticos e dados sísmicos, além do acervo de poços exploratórios, que serviu como fonte de dados primária desse estudo. A produção petrolífera da bacia provém dos quatro campos produtores descobertos em águas rasas (ANP, 2021). A Tabela 1 mostra as reservas de petróleo provadas (1P), provadas e prováveis (2P) e provadas, prováveis e possíveis (3P) da Bacia do Ceará em milhões de metros cúbicos advindas desses campos. Desde 2013, empresas nacionais e internacionais arrematam blocos em rodadas promovidas pela ANP.

Um interesse crescente surge na Bacia do Ceará a partir da recente teoria geológica *Atlantic Mirror* a qual sugere que a formação geológica em uma margem do Oceano Atlântico é reflexo da formação na margem oposta, em uma simetria espelhada (STOLTE, 2018), e de novas descobertas de plays exploratórios correlatos e análogos tanto na Bacia Africana quanto na Guiana, Suriname e Guiana Francesa.

Figura 3 – Plays Exploratórios Correlatos.



Fonte: (CARDOSO, 2018).

Tabela 1 – Reservas e Recursos Totais da Bacia do Ceará

	Petróleo (MM/m ³)			Gás Natural (MM/m ³)		
	1P	2P	Contingentes	Reservas 1P	Reservas 2P	Contingentes
Mar	4,31	4,42	2,38	321,32	327,07	60,54

Fonte: (ANP, 2021)

2.3 Evolução Tectonoestratigráfica

A Bacia do Ceará foi formada durante a ruptura do paleocontinente Gondwana, no Eocretáceo, na abertura do Atlântico Equatorial. Esse processo complexo influenciou sua compartimentação nas sub-bacias de Piauí-Camocim, Acaraú, Icarai e Mundaú, que apresentam histórias deposicionais e deformacionais diferentes. (ANP, 2021)

Ainda conforme (ANP, 2021), lineamentos de direção NE-SW cortam obliquamente a estrutura principal da Bacia do Ceará, contribuindo para sua compartimentalização e acomodando diferentes taxas de deformação, como mostra a Figura 4. Nessas circunstâncias, a sub-bacia de Mundaú apresenta uma evolução tectônica menos complexa em comparação às sub-bacias adjacentes e limita-se com a sub-bacia de Icarai por uma inflexão da falha de borda¹. As sub-bacias de Piauí-Camocim, Acaraú e Icarai, por sua vez, têm em comum feições estruturais associadas à transcorrência e compressão que invertem depocentros². A sub-bacia de Mundaú sofreu menos influência desses esforços, indicando uma estrutura semelhante a uma bacia de pull-apart³ originada pelos movimentos cisalhantes dextrais.

Condé et al. (2007) dividem o preenchimento tectono-sedimentar da Bacia do Ceará em três Supersequências (Rifte, Pós-Rifte e Drifte) que são caracterizadas por arquiteturas e padrões de falhamentos distintos. Cada sub-bacia tem unidades estratigráficas dispostas de forma diferente, mas que possuem características litológicas que permitem a mesma denominação formal.

¹ Falha de Borda: Mudança abrupta na direção de uma falha geológica que ocorre na borda de uma placa tectônica ou bloco de rocha.

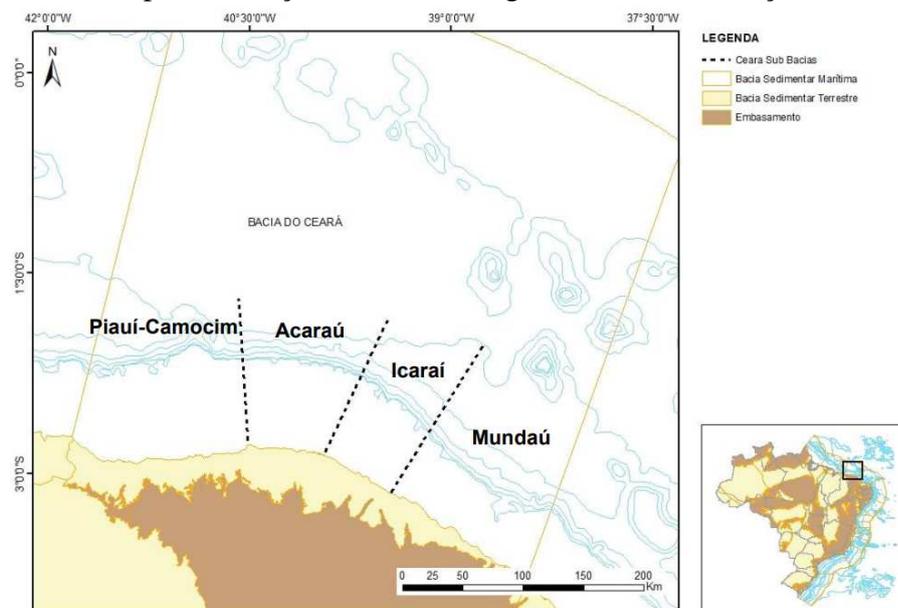
² Depocentros: Locais onde ocorrem a deposição de sedimentos.

³ Bacia pull-apart: Tipo de bacia tectônica que se forma quando dois segmentos adjacentes de uma falha se movem em direções opostas, criando uma região de cisalhamento, que se enche de sedimentos.

2.3.1 Fase Rifte

A Bacia do Ceará teve uma fase inicial do tipo Rifte⁴, caracterizada por rifteamento e cisalhamento crustal em regime transformante-divergente. Essa fase resultou em falhas normais de direção NW-SE e a formação de semi-grabens⁵ assimétricos, bem como sedimentação continental da Formação Mundaú, composta por conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos intercalados com depósitos de fluxo gravitacional. Essa fase também apresenta indícios de ambientes tipicamente continentais de leques aluviais, rios entrelaçados e lagos (BELTRAMI *et al.*, 1994). A seção sedimentar do rifte evoluiu a partir de um processo de estiramento e afinamento crustal⁶, proveniente de esforços distensionais, e pode atingir até 4.000 metros de espessura preservada na sub-bacia de Piauí-Camocim (NETO *et al.*, 2003), embora os registros de dados de poços anotam espessuras apenas de até 2.400 metros (ANP, 2021).

Figura 4 – Compartimentação tectonoestratigráfica com a indicação das sub-bacia.



Fonte: (ANP, 2021).

⁴ Rifte: Processo de abertura e alargamento da crosta terrestre que pode dar origem a uma bacia sedimentar.

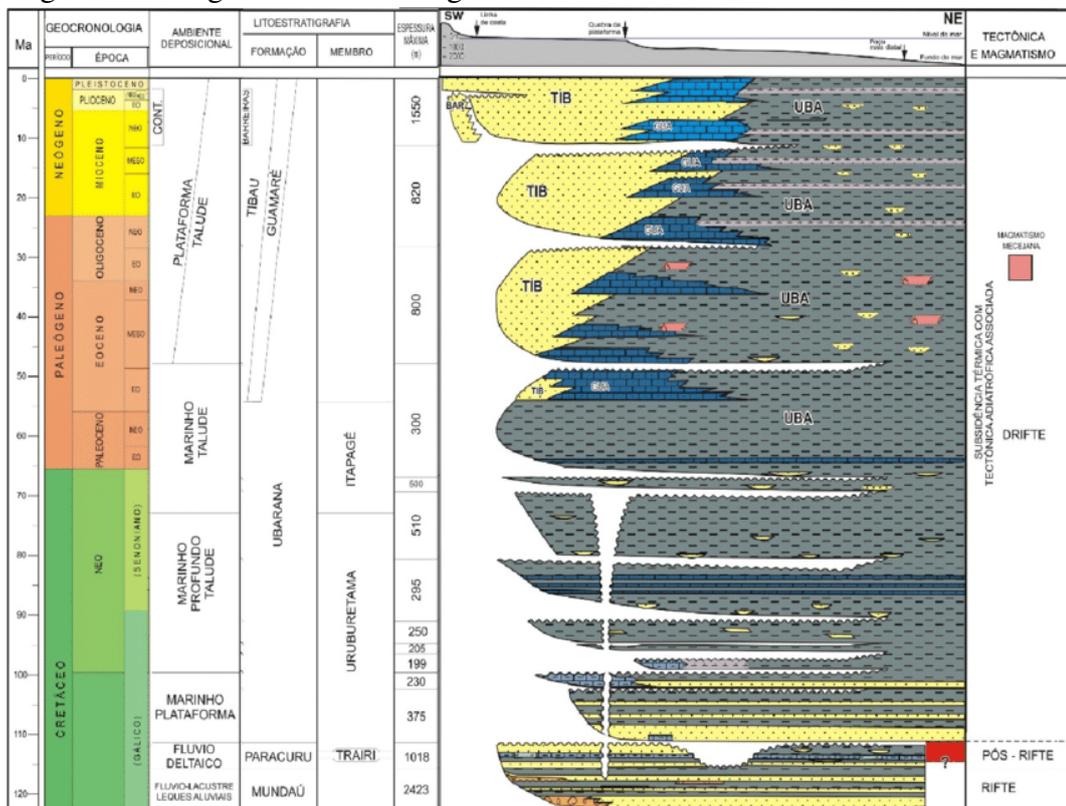
⁵ Semi-grabens: Estrutura típica de bacias de rifte, caracterizada por um bloco levantado limitado por falhas normais.

⁶ Afinamento crustal: Processo que ocorre em bacias de rifte, em que a crosta terrestre é esticada e afinada.

2.3.2 Fase Pós-Rifte

Beltrami et al. (1994) define a Supersequência Pós-Rifte da Bacia do Ceará como a transição da sedimentação continental⁷ para condições marinhas marginais, representada pela Formação Paracuru. A deposição dessa unidade ocorreu nas fases finais do rifteamento e sua deposição foi condicionada por subsidência tectônica ativa⁸. A Formação Paracuru é composta por arenitos e folhelhos com boa continuidade lateral, retratando a transição de um ambiente continental deltaico⁹ para marinho restrito¹⁰ ou sabkha marginal¹¹ e para mar epicontinental¹².

Figura 5 – Diagrama cronoestratigráfico da Bacia do Ceará.



Fonte: (CONDE *et al.*, 2007).

- ⁷ Sedimentação continental: Processo de deposição de sedimentos originados da erosão de rochas continentais.
- ⁸ Subsidência tectônica ativa: Processo geológico que uma área da crosta terrestre sofre afundamento devido a forças tectônicas ativas.
- ⁹ Ambiente continental deltaico: Área em que os rios transportam sedimentos para o oceano.
- ¹⁰ Marinho Restrito: Ambiente costeiro onde a influência do oceano é limitada.
- ¹¹ Sabkha marginal: Planície costeira rasa e salina que se forma entre a terra e o mar e é influenciada tanto pelo oceano quanto pela água doce.
- ¹² Mar Epicontinental: Mar que se estende sobre uma plataforma continental, caracterizado por baixa profundidade e influência continental.

Conforme mostrado na Figura 5, a sequência é constituída por sedimentos com espessura máxima de aproximadamente 1.000 metros e três litotipos distintos. Na sua parte inferior, há a presença de principalmente arenitos e folhelhos de origem fluvial, deltaica e lacustre¹³. Na parte mediana, tem-se o Membro Trairi, uma camada carbonática rica em calcilutito, ostracodes e folhelhos carbonosos. Já na parte superior, predominam folhelhos siltícos com intercalações subordinadas de arenitos e calcilutitos, depositados em ambiente marinho, provavelmente restrito (ANP, 2021).

¹³ Lacustre: Tudo o que está relacionado a lagos ou ambientes de água doce

2.3.3 Fase Drifte

A fase Drifte da evolução tectônica da Bacia do Ceará começou com a deriva continental, resfriamento crustal¹⁴ e subsidência generalizada¹⁵, que levaram à deposição de uma sequência sedimentar marinha. Essa sequência é composta por sedimentos transicionais¹⁶, marinhos rasos e profundos, divididos em duas seções principais: a Transgressiva, mais delgada e representada pelos pelitos do Membro Uruburetama, e a Regressiva, mais espessa, representada pelos sedimentos de talude do Membro Itapagé, juntamente com os sedimentos plataformais das formações Tibau e Guamaré (ANP, 2021).

A fase transgressiva da Bacia do Ceará iniciou no Eoalbiano com a deposição de folhelhos calcíferos e siltitos argilosos em ambiente transicional a marinho raso, evoluindo para uma sedimentação marinha profunda no Neoalbiano. Eventos erosivos e escavações de cânions ocorreram até o Eoturoniano, quando se depositaram folhelhos anóxicos. Já megaciclo regressivo começou a partir do Neocampaniano/Maastrichtiano e é representado pelas formações Ubarana, Guamaré e Tibau, com alta paleobatimetria¹⁷. Eventos erosivos e discordâncias ocorreram, resultando na deposição de corpos turbidíticos produtores de hidrocarbonetos nos campos petrolíferos de Espada, campo alvo desse estudo, e Xaréu (NETO *et al.*, 2003).

2.4 Sistema Petrolífero

De forma sucinta, para existência de um sistema petrolífero, é preciso que ele seja composto por uma rocha geradora rica em matéria orgânica, uma rocha reservatório porosa e permeável que permite a mobilidade do fluido, uma rocha selante impermeável e uma estrutura geológica que cria uma armadilha para os hidrocarbonetos. Desse modo, o fluido é gerado na rocha geradora, migra para uma rocha-reservatório devido a um gradiente de pressão e então é aprisionado pelas trapas e rocha selante, formando o reservatório. Então, todos esses fatores trabalham juntos para culminar no acúmulo de hidrocarbonetos em quantidades viáveis.

¹⁴ Resfriamento crustal: Processo geológico que envolve a perda de calor do interior da Terra para o exterior, o que resulta no resfriamento das rochas da crosta terrestre.

¹⁵ Subsidência generalizada: Afundamento de uma área extensa da crosta terrestre devido a causas tectônicas

¹⁶ Sedimentos transicionais: Sedimentos depositados em ambientes que se encontram na interface entre ambientes continentais e marinhos, eles possuem uma alternância entre camadas de sedimentos terrígenos e marinhos.

¹⁷ Paleobatimetria: Estimativa da profundidade do mar em tempos passados, com base na interpretação de características sedimentares, tectônicas e biológicas de rochas sedimentares.

Dessa maneira, segundo (COSTA *et al.*, 1990), os principais sistemas petrolíferos da Bacia do Ceará são compostos pelas formações Mundaú-Mundaú, Mundaú-Paracuru, Paracuru-Paracuru e Paracuru-Ubarana. A maioria dos horizontes produtores está restrita à sub-Bacia de Mundaú e apresenta traçamentos principalmente estrutural e misto, com blocos basculados associados a falhas lítricas que funcionam como dutos para hidrocarbonetos gerados em profundidades elevadas. As acumulações estratigráficas identificadas envolvem principalmente arenitos turbidíticos depositados na região proximal ao talude da bacia durante o Neocretáceo e Paleógeno (ANP, 2021).

2.4.1 Geração e Migração

Os folhelhos da Formação Paracuru são as principais rochas geradoras da Bacia do Ceará, com alta matéria orgânica dos tipos I e II e alto potencial gerador. A geração começou no Eomioceno e a migração ocorreu por expulsão primária e fluxo ao longo de falhas. Os folhelhos lacustres da Formação Mundaú, por sua vez, são geradores ao longo de um alinhamento NW-SE. A sub-bacia de Icarai não possui níveis geradores significativos, exceto pela seção evaporítica detectada no poço 1-CES-46 CE. As sub-bacias de Acaraú e Piauí-Camocim apresentam baixos potenciais de geração (ANP, 2021).

2.4.2 Rochas Reservatório

Os principais reservatórios da Bacia do Ceará são os arenitos fluviais e deltaicos das sequências Pós-Rifte e Rifte, com porosidade média acima de 20% e permeabilidade de até 2.000 mD. Os carbonatos do Membro Trairi também são importantes reservatórios. Na seção Drifte, os principais reservatórios são os arenitos turbidíticos da Formação Ubarana, com porosidade média de 20% e permeabilidades entre 50 e 900 mD, encontrados na região de águas profundas da bacia (ANP, 2021).

2.4.3 Rochas Selantes

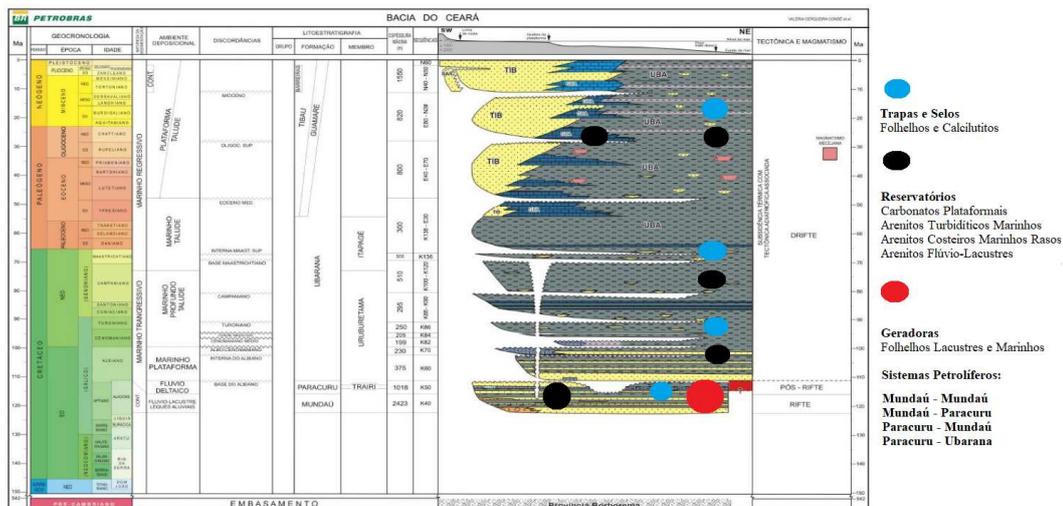
Os selos para os reservatórios das fases Rifte e Pós-rifte são principalmente os folhelhos intercalados das próprias unidades ou os sobrepostos da Formação Ubarana, bem como as margas para a sequência Pós-rifte. As falhas em regime de basculamento de blocos também podem atuar como selantes. Na fase Drifte, os folhelhos intraformacionais da Formação Ubarana

são os principais selos para os reservatórios (ANP, 2021).

2.4.4 *Trapas*

As acumulações de hidrocarbonetos na Bacia do Ceará estão presentes nas três Supersequências definidas por (CONDE *et al.*, 2007). As trapas identificadas incluem estruturas rotacionais, armadilhas estruturais-estratigráficas e trapas estratigráficas. As estruturas rotacionais consistem em rollovers¹⁸ associados a falhas normais e estruturas transpressivas relacionadas a anticlinais, enquanto as armadilhas estruturais-estratigráficas são constituídas por truncamentos dos arenitos do aptiano da Formação Paracuru em associação com falhas NW-SE. As trapas estratigráficas são formadas por corpos de arenitos turbidíticos intercalados com folhelhos da Formação Ubarana, com a geração ocorrendo nos folhelhos da Formação Paracuru e a migração sendo realizada ao longo de falhas normais.

Figura 6 – Diagrama estratigráfico da Bacia do Ceará com o sistema petrolífero evidenciado.



Fonte: (CARDOSO, 2018).

¹⁸ Rollovers: Deformações em camadas de rochas sedimentares que ocorrem quando a camada é dobrada, fazendo com que a inclinação da camada mude gradualmente até quase na verticalizada.

2.5 Sistemas Turbidíticos

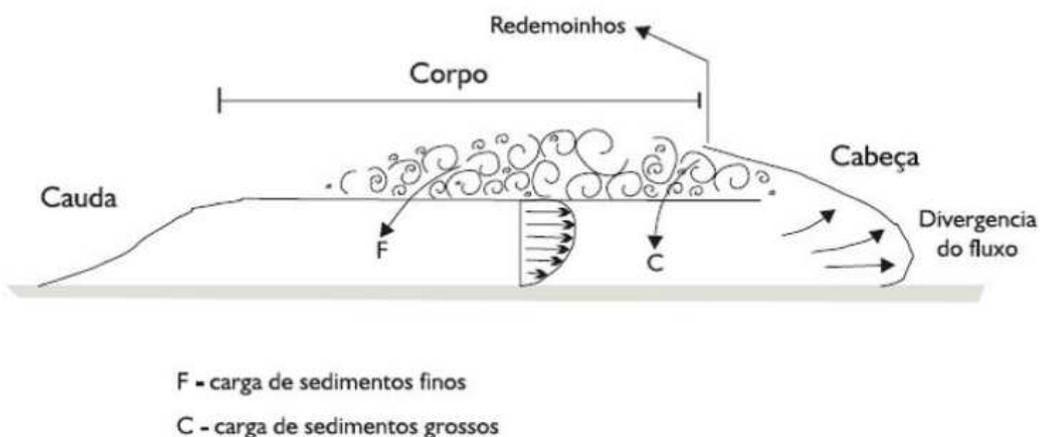
2.5.1 Correntes de Turbidez

As correntes de turbidez são fluxos densos de água e sedimentos que se movem ao longo do fundo do oceano em direção a áreas mais profundas em resposta a desequilíbrios de densidade entre camadas de água. Tais desequilíbrios são desencadeados por eventos como terremotos, deslizamentos submarinos ou tempestades. (D'ÁVILA; PAIM, 2003).

Nesse sentido, a formação dos turbiditos deve-se a um processo hidrodinâmico no qual essas correntes de turbidez são a principal responsável pela formação dos depósitos sedimentares. Tais depósitos vão se apresentar em finas camadas de sedimentos como argilas e siltes, intercalados com camadas mais espessas de sedimentos arenosos ou conglomeráticos¹⁹.

Como um fenômeno hidrodinâmico, as correntes de turbidez são influenciadas pela densidade e viscosidade da água e dos sedimentos, velocidade e volume da corrente e pela topografia do fundo do mar. Dessa forma, o fenômeno é resultante da interação entre a gravidade, a força de cisalhamento da água e o arraste das partículas, de modo que a medida que a força de cisalhamento exercida pela água em movimento sobre a camada de sedimentos aumenta, pode superar a força gravitacional que mantém os sedimentos no lugar, fazendo com que eles sejam desestabilizados e comecem a se mover formando a corrente de turbidez em direção a áreas mais profundas. De modo geral, as características desses fluxos podem influenciar a distribuição e a qualidade dos depósitos turbidíticos.

Figura 7 – Subdivisão de uma corrente de turbidez.



Fonte: (D'ÁVILA; PAIM, 2003).

¹⁹ Conglomerados: Rochas sedimentares clásticas compostas por fragmentos de rochas ou minerais arredondados a subarredondados, com diâmetros maiores que 2 mm.

(D'ÁVILA; PAIM, 2003), em uma definição mais moderna, descreve as correntes de turbidez como fluxos bipartidos, onde na sua base há um fluxo laminar, mais viscoso e de baixa velocidade, e na parte superior um fluxo turbulento de baixa densidade. Os sedimentos mais finos podem agir como lubrificante dos grãos na parte basal²⁰, o que proporciona um fluxo de maior capacidade de transporte, com maior densidade de corrente e de turbulência da camada superior.

Como detalhado na Figura 7, as correntes de turbidez são compostas por três partes: Região frontal, que é mais espessa e constitui a região de alta turbulência, região central, onde o fluxo é mais uniforme e cauda, que possui uma zona de afinamento do fluxo.

2.5.2 Estágios Turbidíticos

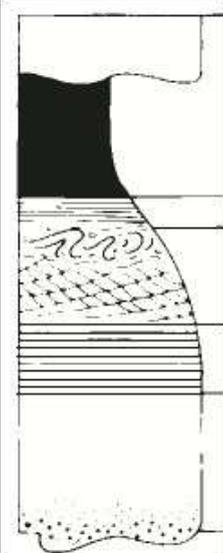
O termo "turbidito" foi introduzido (KUENEN; MIGLIORINI, 1950) para descrever depósitos arenosos com gradação normal em bacias marinhas profundas que foram formados pelas correntes de turbidez. Há particular interesse nesses depósitos pelo fato de serem importantes rochas-reservatório alvos de exploração de hidrocarbonetos (D'ÁVILA; PAIM, 2003).

Mais tarde, (BOUMA, 1962) estabeleceu um modelo genético descritivo para depósitos turbidíticos, conhecido como *Sequência de Bouma*. Nela, a deposição dos sedimentos diretamente da suspensão ocorre na parte distal do fluxo, onde a velocidade da corrente de turbidez diminui. Como resultado, é formada uma sequência sedimentar característica, que assume um comportamento grano-decrescente e um afinamento das camadas da base para o topo, como mostra a Figura 8.

(MUTTI, 1992; MUTTI *et al.*, 1999) trazem o conceito de trato de fácies para descrever a segregação de texturas durante o deslocamento de fluxos gravitacionais para a bacia. O objetivo foi criar um arcabouço genético de fácies turbidíticas que representasse a relação entre diferentes fácies no espaço e mostrasse como o fluxo de correntes de turbidez pode se reajustar e se transformar ao longo do tempo.

²⁰ Basal: Base, fundo ou parte inferior de uma estrutura geológica

Figura 8 – Mecanismos de deposição da Sequência de Bouma.

	φ	Divisões de Bouma (1962)	Interpretação atual Lowe (1982) e Mutti (1992)
	Lama	E - Lama homogênea ou laminada	Corrente de turbidez de baixa densidade desacelerante: decantação pelágica / hemipelágica
	Silte	D - Lama / silte laminado	Tração + decantação
	Areia	C - <i>Ripples</i> cavalgantes, lâminas onduladas ou convolutas	- sob regime de fluxo inferior
	Areia grossa	B - Laminação plano-paralela	- sob regime de fluxo superior
		A - Areia a grânulos gradada ou maciça	Corrente de turbidez de alta densidade desacelerante: deposição <i>en masse</i> dos grãos (<i>frictional freezing</i>)

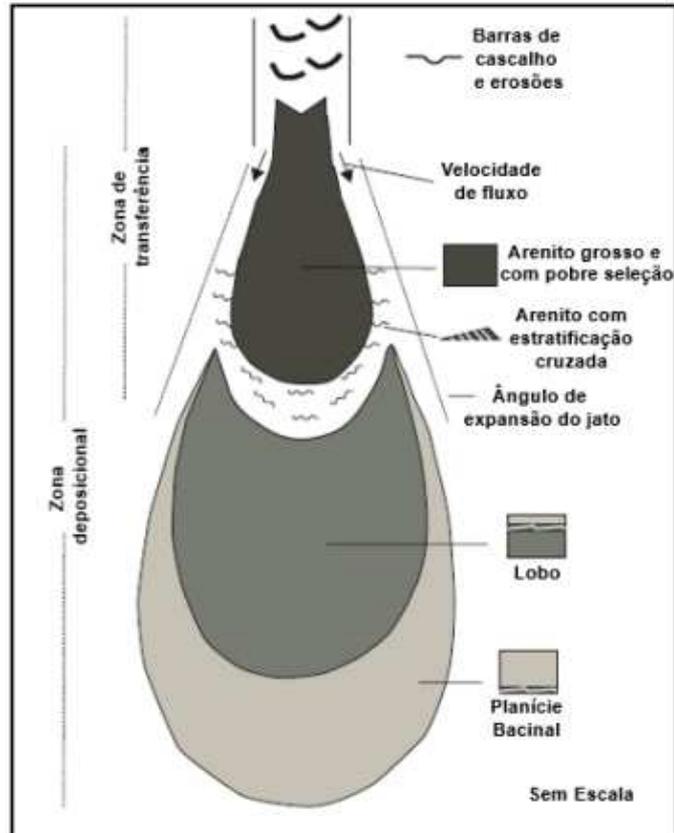
Fonte: (D'ÁVILA; PAIM, 2003).

Foram adotadas premissas para o desenvolvimento das fácies turbidíticas, sendo uma delas de grande importância: o salto hidráulico. Esse salto é responsável por restabelecer o fluxo ao passar de trechos confinados para não confinados e separa a zona de transferência da zona de deposição. Essa região de transição é conhecida como transição canal-lobo e é onde ocorre a passagem brusca.

Na zona de transferência ocorrem erosão, escavação profunda do substrato, *bypass de sedimentos*²¹ e deposição de conglomerados e arenitos grossos a partir de correntes de turbidez cascalhosas de alta densidade, enquanto na zona de acumulação predominam camadas tabulares de arenitos e pelitos depositados por correntes de turbidez arenosas de alta e baixa densidade, mostradas na 9. Com isso, os eventos turbidíticos são classificados pelos autores em complexos, sistemas, estágios, sub-estágios e estratos turbidíticos, de acordo com o grau de hierarquia e duração, dados pelas associações de fácies turbidíticas.

²¹ Bypass de sedimentos: Ocorre quando um fluxo turbidítico é desviado para fora do canal principal e deposita seus sedimentos em um canal lateral.

Figura 9 – Mecanismos de deposição da Sequência de Bouma.



Fonte: (D'ÁVILA; PAIM, 2003; MUTTI *et al.*, 1999).

Com relação a duração, os complexos turbidíticos são eventos de primeira ordem com duração em anos de 10^6 a 10^7 , afetados por inconformidades. Já os sistemas turbidíticos são eventos de segunda ordem com duração de 10^5 a 10^6 anos, sem significantes inconformidades. Os estágios turbidíticos são eventos de terceira ordem, com duração de 10^4 a 10^5 anos, e possivelmente podem ser reconhecidos em escala de perfis de poços (SILVA, 2021). Por fim, os estágios, sub-estágios e estratos turbidíticos tem duração de 10^3 a 10^4 anos.

Tabela 2 – Eventos e hierarquia dos complexos turbidíticos

Eventos	Terminologia	Hierarquia	Duração (anos)
Deposição afetada por quebras de sedimentação criadas por longo período de variação do nível do mar e tectonismo	Complexo Turbidítico	1ª Ordem	de 10^6 a 10^7
Curta variação do nível do mar e tectonismo que afetam a sedimentação, sem relevantes inconformidades	Sistema Turbidítico	2ª Ordem	de 10^5 a 10^6
	Estágio Turbidítico	3ª Ordem	de 10^4 a 10^5
Frequente mudança nos processos de deposição e erosão de origem pouco conhecida	Associação de Fácies Turbidíticas e sub-estágios turbidíticos	4ª Ordem	de 10^3 a 10^4

Fonte: (MUTTI; NORMARK, 1991), modificado por (SILVA, 2021)

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Perfilagem Geofísica

(THOMAS, 2001; RIDER, 2002) trazem a definição concisa de um perfil de poço como a representação gráfica de propriedades radioativas, elétricas e acústicas, típicas de cada litologia das rochas perfuradas em relação à profundidade. Tais propriedades são obtidas por sensores (ferramentas) que percorrem o revestimento do poço.

A perfilagem geofísica de poços possui vasta aplicabilidade na grande área de caracterização dos reservatórios. Nesse cenário, os perfis de poços obtém informações indiretas das rochas perfuradas, que são adquiridas ao final ou durante o processo de perfuração de um poço de petróleo, fornecendo uma espécie de "raio-x" do poço. Isso se dá após uma avaliação macro, à nível de bacias, que utilizam dados de gravimetria, magnetometria e sísmica, que norteiam uma área alvo para as perfurações identificando potenciais alvos e evitando perfurações desnecessárias (OLIVEIRA, 2021).

Com relação ao período de obtenção das informações, os perfis de poços *wireline (wl)* são realizados após a retirada das ferramentas de perfuração e são medidos em poços abertos¹ e em poços revestidos² de modo que as ferramentas são presas por um cabo que percorre o poço de baixo para cima e transmitem as informações dos sensores para a unidade de perfilagem. Já os perfis *logging while drilling (lwd)* são medidos durante a perfuração e apenas em poços abertos, tendo mais utilidade em poços horizontais ou com desvios elevados.

As técnicas de perfilagem são amplamente empregadas na investigação de poços perfurados para a exploração de hidrocarbonetos, pois fornecem importantes propriedades das rochas reservatório como litologia, porosidade, geometria dos poros e permeabilidade (HEARST *et al.*, 2000).

(HEARST *et al.*, 2000) ainda citam que os dados de perfis de poços são empregados para identificar zonas produtivas, determinar a profundidade e espessura dessas zonas, distinguir entre óleo, gás ou água no reservatório e estimar as reservas de hidrocarbonetos. O presente estudo aborda no *Workflow Convencional* essa utilização para os dados de perfis de poços. No escopo deste estudo, serão abordados exclusivamente os perfis geofísicos empregados.

¹ Poços abertos: A sua parede não é revestida por um tubo de metal, tendo a formação exposta.

² Poços revestidos: A sua parede é revestida por um tubo de metal para proteger a integridade do poço.

A Figura 10 apresentada a seguir, ilustra os principais tipos de perfis e suas respectivas aplicações. As aplicabilidades abordadas nesse estudo são encontradas nas colunas "Geologia Geral" e "Petrofísica".

Figura 10 – Principais aplicabilidades dos perfis geofísicos.

	Geologia Geral			Sísmica		Geologia do Reservatório	Geoquímica	Petrofísica						
	Litologia	Fácies Depositionais	Correlação estratigráfica	Veloc. Intervalar	Impd. Acústica	Idnt. Fraturas	altas pressões Idnt	Idnt rocha fonte	Maturidade	Porosidade	Volume de Folhelho	Permeabilidade	Idnt. de gás	Saturação de Hidrocarbonetos
Resistividade	-	-	-				*	*	*			-	-	+
Raio Gama	-	-	-					*			+			
Sônico	*		-	*	*	*	*	*		+			-	
Densidade	*	-			*	*		*		+			-	
Neutrão	*	-						-		+			-	
<p>- usos qualitativos * uso semi-quantitativos/quantitativos + usos quantitativos</p>														

Fonte: (RIDER, 2002).

3.2 Operação de Perfilagem

3.2.1 Sistema de Perfuração

O processo de perfuração de poços é composto por diversos equipamentos e materiais que trabalham juntos para perfurar a rocha e alcançar o reservatório de hidrocarbonetos. Dentre eles, um dos principais componentes desse sistema é a broca, que é responsável por cortar e quebrar a rocha durante a operação. A coluna de perfuração é quem sustenta e transmite o torque para a broca, além de comportar as ferramentas de perfilagem. É ela que também permite o fluxo do fluido de perfuração. Para proporcionar desempenho adequado à broca, é necessário utilizar um fluido de perfuração, que tem como função resfriá-la, transportar os resíduos gerados na perfuração para fora do poço e manter a estabilidade da formação. Adicionalmente, o fluido de perfuração também é utilizado para controlar a pressão do poço e evitar a entrada de líquidos indesejados (MANNING; CARTER, 1993). Assim, o fluido de perfuração é circulado por dentro da coluna de perfuração, passa pela broca e sobe à superfície pelo espaço anular.³

Durante a perfuração, informações valiosas podem ser coletadas, como as amostras de formação obtidas pela calha. Essas amostras fornecem detalhes sobre as características da rocha sendo perfurada. Além disso, o fluido de perfuração pode conter indícios de hidrocarbonetos presentes em reservatórios, fornecendo informações cruciais para a identificação de zonas de interesse. Essas informações são essenciais para a tomada de decisões no processo de perfuração.

3.2.2 Ambiente de Perfilagem

Durante a perfuração de um poço, todas as leituras realizadas pelas ferramentas são influenciadas pelo ambiente em que o poço está inserido. Isso acontece devido à presença do fluido de perfuração no espaço anular entre a ferramenta e a rocha, de maneira que o fluido pode ter um impacto significativo nas leituras das ferramentas. Além disso, muitos detalhes relacionados ao ambiente do poço, como a pressão, temperatura e tipo de fluido de perfuração utilizado, podem ter mais influência nas leituras das ferramentas do que as características da rocha em si. Esses detalhes são de extrema importância em termos de controle de qualidade, pois podem afetar a precisão das medições realizadas pelas ferramentas no poço (OLIVEIRA, 2021).

³ Espaço anular: Espaço entre a parede do poço e a coluna de perfuração.

3.2.3 Fluido de Perfuração

O fluido de perfuração é um líquido ou gás que é usado durante o processo de perfuração para resfriar a broca, manter a limpeza do poço e controlar a pressão. No caso de fluidos líquidos, ele é composto principalmente de uma parte líquida e uma parte sólida.

O controle da pressão é uma das funções mais importantes do fluido de perfuração. Isso ocorre porque o reservatório está sob uma pressão maior do que a superfície, o que aumenta o risco de *blowout* (vazamento de hidrocarbonetos), que pode resultar em explosões, impactos ambientais e acidentes graves. Para evitar isso, o fluido de perfuração cria uma contrapressão que impede que os fluidos da formação migrem para dentro do poço. (OLIVEIRA, 2021).

Os fluidos de perfuração podem ser à base de água, óleo ou gás, dependendo do tipo de reservatório e da região de perfuração. No Brasil, os fluidos mais utilizados são à base de água e óleo. A escolha do fluido de perfuração correto é crucial para a eficiência e segurança do processo de perfuração. Além disso, a composição do fluido pode ser ajustada para atender às necessidades específicas do reservatório e minimizar os impactos ambientais (OLIVEIRA, 2021). No caso dos poços avaliados, segundo relatório fornecido pela ANP, os fluidos de perfuração são a base de água do mar, bentonita e Cloreto de Potássio *KCl*.

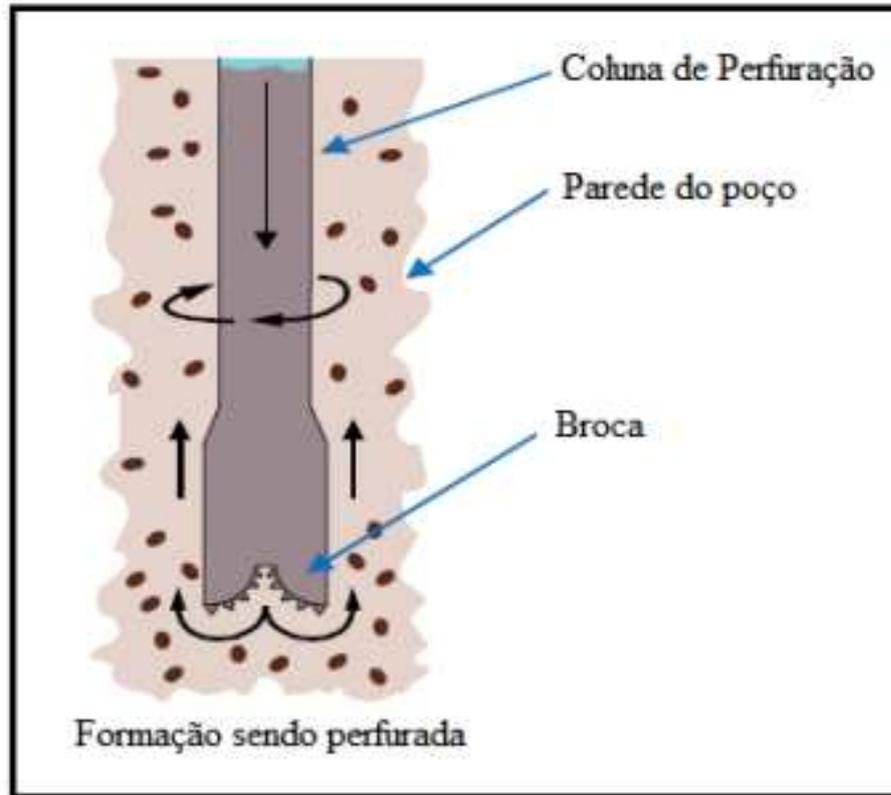
Fluidos à base de água do mar são mais baratos, pelo fato de que são facilmente disponíveis em áreas *offshore* como a dos poços estudados, porém podem ser corrosivos para a broca e para os outros equipamentos de perfuração.

A bentonita, por sua vez, é a parte sólida do fluido de perfuração e a sua adição aumenta a viscosidade e estabilidade do mesmo permitindo a formação do reboco⁴. Outrossim, a bentonita tem a capacidade de absorver água em formações permeáveis, mas o inchaço excessivo pode obstruir o poço, exigindo monitoramento cuidadoso (PATHAK; SINGH, 2016).

Por fim, o de *KCl* é adicionado no intuito de fornecer densidade para ajudar no controle de pressão sem aumentar a viscosidade do fluido. Ele pode tornar o fluido mais custoso e tem algumas limitações, como a formação de argilas instáveis e a corrosão de equipamentos de perfuração (DANG *et al.*, 2019; SINGH, 2015).

⁴ Reboco: Camada na parede do poço para estabilizar a formação e prevenir a contaminação do fluido com hidrocarbonetos

Figura 11 – Circulação do fluido de perfuração durante a perfuração.



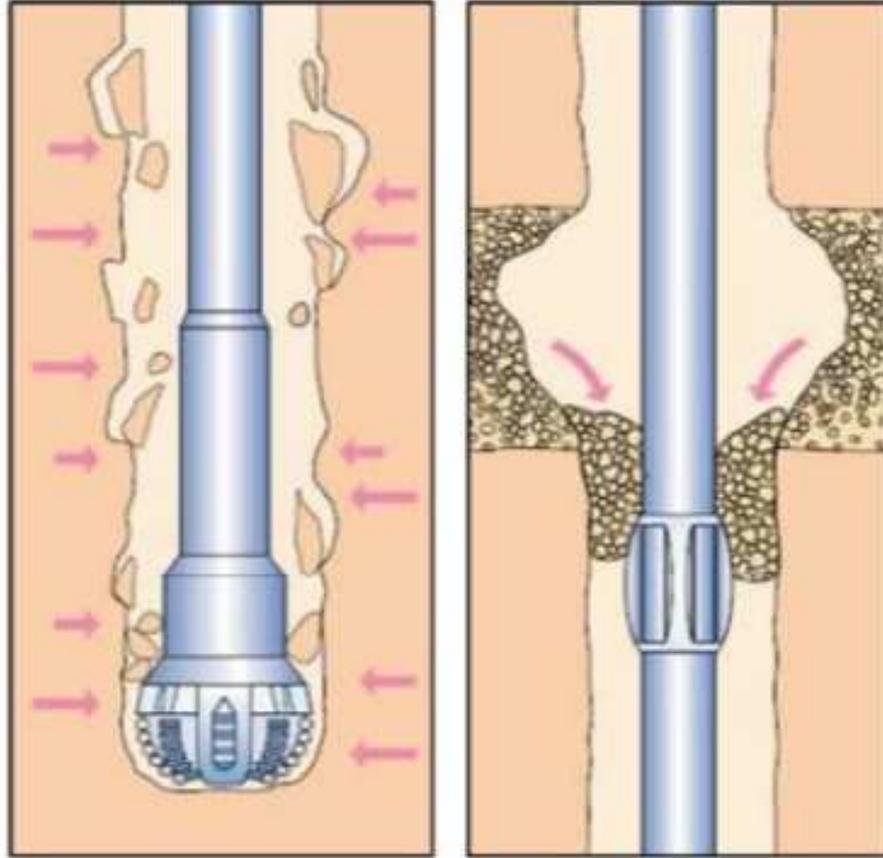
Fonte: (OGP, 2003), adaptado por (SILVEIRA, 2016).

3.2.4 Formação do Reboco

O reboco é formado a partir das partículas sólidas do fluido de perfuração utilizado durante a perfuração do poço. Tais partículas vão se depositando nas paredes do poço até uma camada de reboco. (ARJOMAND; KALANTARI, 2017). Em poços de petróleo, o processo de formação do reboco está diretamente associado ao caráter permeável das rochas que formam os reservatórios. Como a pressão do poço é maior que a pressão da formação com a presença do fluido de perfuração, isso se dá a medida que o fluido de perfuração entra na formação. Sem os sólidos, o fluido adentraria infinitamente no poço. Com a presença dos sólidos, conforme ocorre a infiltração do fluido de perfuração dentro da rocha, os sólidos vão se acumulando na parede do poço até formar uma barreira de permeabilidade que impede a infiltração (OLIVEIRA, 2021). Com a formação do reboco, existe uma situação estável do poço, onde não há movimentação da formação para o poço, extinguindo as possibilidades de *blowout* nem do fluido para a formação. No último caso, não é interessante a migração do fluido de perfuração para a formação devido a possibilidade de obstrução dos poros, reduzindo a capacidade de produção e formação de fraturas. Ademais, a invasão excessiva do filtrado pode acarretar erros de leitura dos perfis geofísicos.

É relevante ressaltar que quando há a formação de reboco, o diâmetro da broca torna-se maior que o diâmetro do poço. Em situações de desmoronamento⁵, a situação inverte-se e o diâmetro do poço torna-se maior que o diâmetro da broca.

Figura 12 – Exemplos de desmoronamento em poços.



Fonte: (ALDRED *et al.*, 1999).

3.2.5 Invasão do Filtrado

Conforme discutido anteriormente, durante a perfuração de poços de petróleo, nem todo o fluido de perfuração penetra na formação rochosa, pois a parte sólida do fluido fica retida na parede do poço formando o reboco. A porção do fluido que efetivamente penetra na formação é denominada de filtrado, que apresenta as mesmas características do fluido de perfuração, porém sem a presença da fase sólida (OLIVEIRA, 2021).

Consequentemente, a formação de zonas onde o fluido original da formação é substituído pela mistura do filtrado com os fluidos originais (como água ou hidrocarbonetos)

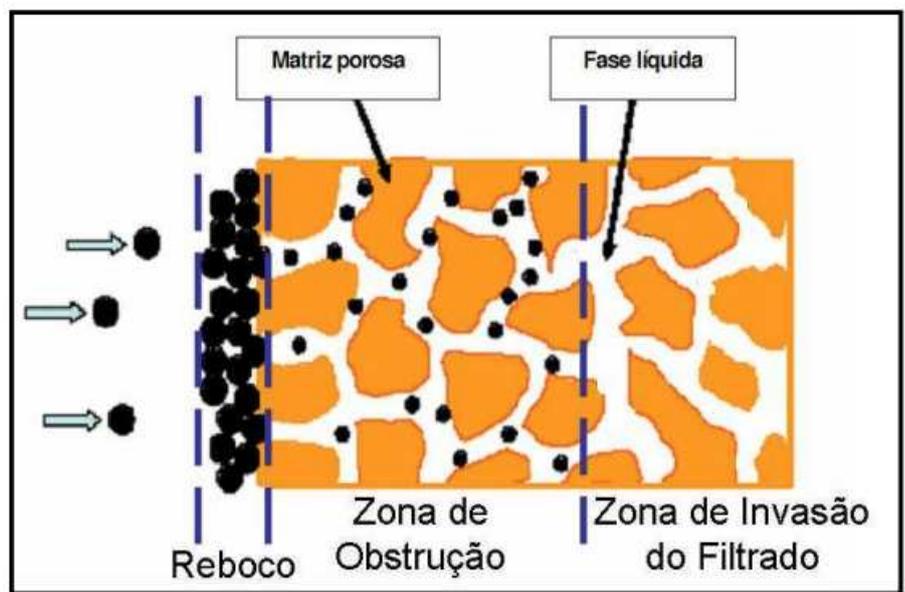
⁵ Desmoronamento: Quando a pressão da formação supera a pressão do poço levando a deformação ou quebras na parede do poço ou quando há escavação excessiva da broca.

pode ocorrer. Essa mistura pode alterar as propriedades dos fluidos originais da formação, e é importante entender esse fenômeno na avaliação petrofísica, para evitar equívocos.

Segundo (OLIVEIRA, 2021), se a formação permitir a rápida formação do reboco, a zona de infiltração é superficial. No entanto, se a infiltração for muito profunda, pode levar a problemas na avaliação dos poços.

Fluidos à base de óleo tendem a invadir menos as formações rochosas do que fluidos à base de água devido à menor tensão superficial e menor permeabilidade efetiva (HUANG *et al.*, 2016).

Figura 13 – Zonas observadas durante a filtração de fluidos de perfuração.



Fonte: (MEDEIROS, 2010).

3.3 Perfis Geofísicos Utilizados

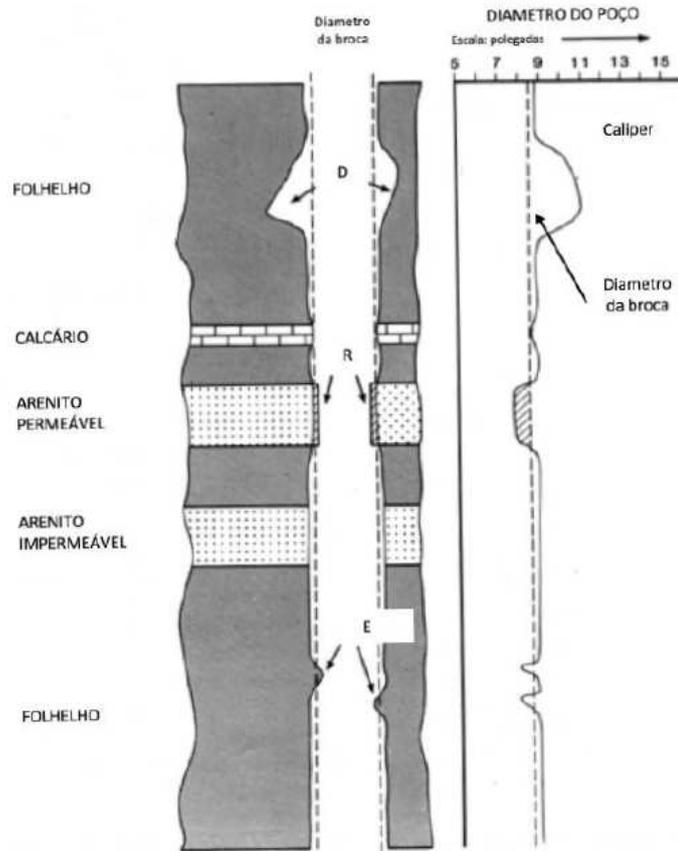
3.3.1 Perfil Cáliper (CALI)

O cáliper é uma ferramenta utilizada na perfilagem de poços que mede variações no diâmetro do poço em polegadas ao longo da profundidade. Essa ferramenta, em conjunto com o perfil *Bit size*⁶ permite avaliar as condições da parede do poço e a qualidade dos dados obtidos pelos perfis geofísicos. Por isso, o perfil cáliper é frequentemente utilizado como um perfil de controle de qualidade dos dados. Isso se deve ao fato de que a confiabilidade dos dados é baixa em regiões de desabamento ou reboco, pois nesses casos pode ocorrer a distorção da aquisição de dados, especialmente em perfis como sônico (SP), densidade (RHOB), porosidade neutrônica (NPHI) e indução (ILD), em que a leitura deve ser feita junto à parede do poço. Com o auxílio do perfil cáliper, é comum classificar as zonas de pico do cáliper com a flag "Bad Hole". Isso permite identificar as regiões problemáticas do poço e tomar medidas para corrigir ou minimizar esses problemas, garantindo a qualidade dos dados obtidos pela perfilagem de poços na indústria de petróleo e gás.

Segundo (OLIVEIRA, 2020) onde são observados estrangulamentos, pode-se deduzir que isso se deu por conta da formação dos rebocos na parede do poço, o que se dá em regiões de permeabilidade elevada, indicando potenciais rochas reservatório. Porém, vale destacar que isso só será útil no caso de uma avaliação qualitativa, onde não se dará tanta importância na acurácia dos dados.

⁶ *Bit size*: Perfil que representa a espessura da broca e facilita a visualização de desmoronamentos ou formação de reboco ao longo do poço

Figura 14 – Perfil de cáliper com desmoronamento, reboco e estrangulamento.



Fonte: (RIDER, 2002), adaptado por (OLIVEIRA, 2020).

3.3.2 Perfil de Raios Gama (GR)

A perfilagem de raios gama é uma técnica utilizada para medir a radioatividade natural das rochas atravessadas pelo poço que se baseia na interação dos raios gama emitidos pelas rochas com os detectores da ferramenta, que segundo (RIDER, 2002), podem ser cintilômetros, câmara de ionização ou contadores Geiger-Müllerq, que medem a radiação a decímetros da parede do poço. Conforme (NERY, 2013), existem dois processos de interação dos raios gama com a matéria que são relevantes na perfilagem de poços: O efeito Compton⁷ e o efeito fotoelétrico⁸.

No contexto da perfilagem de poços, o efeito Compton ocorre quando um fóton de raios gama interage com um elétron orbital de um átomo, perdendo parte de sua energia e mudando de direção. Com isso, o elétron ejetado no processo pode produzir sinais elétricos detectáveis usados para determinar a concentração de elementos radioativos presentes nas camadas geológicas atravessadas pelos raios gama uma vez que a intensidade do sinal gerado pelo espalhamento Compton é proporcional à concentração do elemento radioativo (GRUPEN, 2005; NERY, 2013).

Já o efeito fotoelétrico acontece quando o fóton de raios gama interage com um elétron de um átomo, ejetando-o e produzindo mais uma vez um sinal elétrico detectável proporcional à quantidade de raios gama absorvida utilizado para medir a espessura das camadas de rochas ou solo atravessadas pelos raios gama (GRUPEN, 2005; NERY, 2013).

Em relação à emissão natural dos raios gama pela formação, segundo (NERY, 1990) ela é originária primariamente de três fontes distintas:

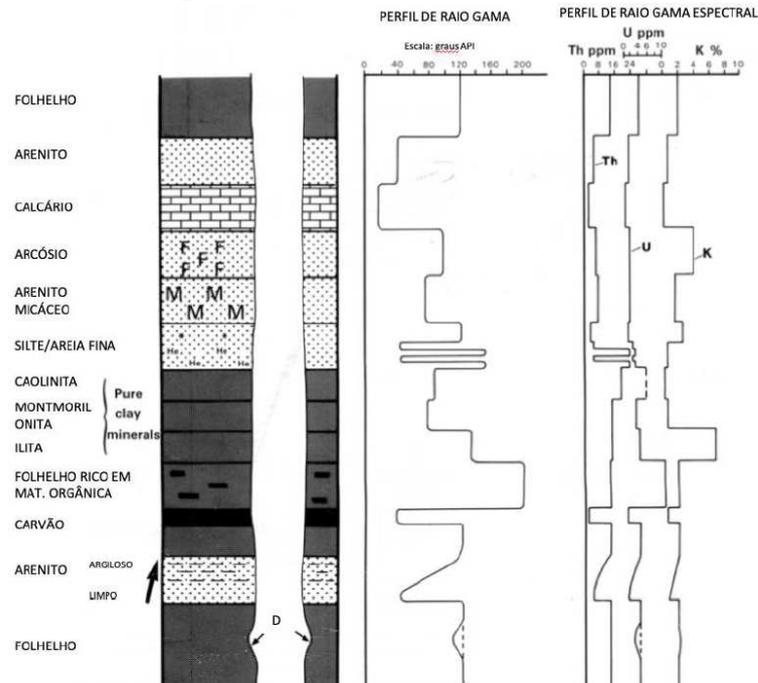
- Elementos provenientes da desintegração do U^{235} , como o Bi^{214} e o Pb^{214}
- Tl^{208} , elemento proveniente da desintegração do Th^{232} .
- K^{40} , isótopo instável que sofre decaimento, emitindo radiação γ e β , transformando-se em um isótopo estável de cálcio.

⁷ Efeito Compton: Fenômeno em que um fóton de alta energia, ao colidir com um elétron, perde parte de sua energia e muda de direção, produzindo um espalhamento do fóton.

⁸ Efeito fotoelétrico: Fenômeno em que elétrons são ejetados de um material quando este é iluminado por luz de alta frequência.

Perfis de raio gama simples indicam a radioatividade ($^{\circ}$ API) desses três elementos combinados, já o perfil de raio gama espectral indica a radioatividade ($^{\circ}$ API) de cada um desses elementos.

Figura 15 – Perfil de raio gama e espectral em litologias típicas.



Fonte: (RIDER, 2002), adaptado por (OLIVEIRA, 2020).

Ainda segundo (NERY, 1990), o urânio pode ser encontrado associado à matéria orgânica, já potássio e tório à argilominerais. Em sistemas petrolíferos siliciclásticos como os estudados no presente trabalho⁹, altos valores de radioatividade indicam a presença de rocha geradora ou selante – que geralmente serão argilas e folhelhos – associados tanto ao potássio radioativo presente nas argilas quanto a sua capacidade de adsorção de urânio e tório devido a possível presença de matéria orgânica (RIDER, 2002). Por outro lado, valores baixos estão associados a presença de potenciais rochas reservatórios como arenitos.

Variações dos níveis de radiação de forma anormal podem descender do ambiente deposicional ou da contaminação por argilominerais, à exemplo dos arenitos arcoseanos, que são compostos por grãos feldspáticos que possuem átomos de potássio em sua composição, conferindo um aumento na medida de raio gama em relação aos arenitos limpos.

⁹ Siliciclásticos: Rochas sedimentares compostas predominantemente por grãos de sílica, como quartzo, feldspatos e minerais argilosos.

De forma geral, o perfil de raios gama terá grande utilidade na identificação geral de litologia no *Workflow Convencional* a partir da discriminação da presença de argila de forma qualitativa e na avaliação quantitativa da presença de argila pelo cálculo do volume de folhelho (V_{sh}), utilizado para corrigir as porosidades encontradas nos perfis de densidade, sônico e neutrão (RIDER, 1986).

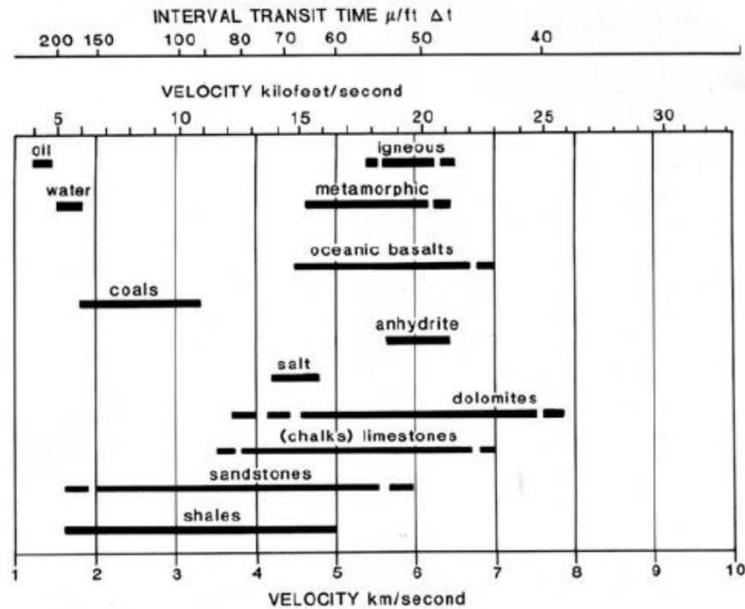
3.3.3 Perfil Sônico (DT)

O perfil sônico (DT), fornece o intervalo de tempo de trânsito de ondas acústicas compressoriais ou cisalhantes na formação, medindo a sua capacidade de transmiti-las. Com isso, utilizar esses dados para auxiliar a interpretação sísmica ao correlacionar as velocidades da sísmica com as velocidades do perfil, fazendo a correlação tempo-profundidade e cálculo das constantes elásticas e coeficiente de reflexão para a elaboração de sismogramas sintéticos, além de propriedades mecânicas das rochas, algo não abordado no escopo deste trabalho.

O princípio básico de funcionamento do perfil consiste em uma fonte que emite pulsos ultrassônicos (20-40 kHz) que se propagam pela formação, retornam e ativam receptores acústicos presentes na ferramenta, que registram os sinais recebidos. Uma vez calibrada a distância da fonte à formação, com o registro da variação do tempo entre a emissão e a captação do pulso, é possível medir a vagarosidade da propagação da onda, normalmente dada em μ/ft em uma escala de $140 - 40\mu/ft$ (KEARY *et al.*, 2009).

Qualitativamente, segundo (STEVANATO, 2011) pelo perfil sônico exibir sensibilidade às mudanças texturais tanto em arenitos quanto em folhelhos, ele pode auxiliar na determinação da presença de falhas e fraturas. Entretanto, a distinção de litologia através deste perfil é pouco utilizada, já há grande variação na velocidade dentro de cada formação. Porém, em determinadas circunstâncias é possível associar altas velocidades aos carbonatos, médias aos arenitos e folhelhos e baixas velocidades aos folhelhos, como mostra a Figura 16.

Figura 16 – Velocidades e intervalo de tempo de trânsito em litologias típicas.



Fonte: (RIDER, 2002).

Por outro lado, em avaliações quantitativas o perfil sônico é utilizado para cálculo de porosidade, de modo que tempos de trânsito elevados indicam baixa densidade e alta porosidade. Isso pode ser explicado pelo fato do tempo de trânsito variar de acordo com a densidade dos fluidos presentes nos poros, já que a propagação de ondas sonoras em sólidos, via de regra, é maior que em fluidos que, por sua vez, é maior que em gases. Portanto, quando os poros das rochas estão preenchidos por fluidos, o perfil sônico tenderá a apresentar valores maiores de vagarosidade. Fazendo a comparação entre fluidos, gases apresentarão maiores vagarosidades, seguidos por formações portadoras de hidrocarbonetos e então formações com, devido à diferença na densidade dos fluidos presentes nos poros da rocha. Nesse contexto, distinção de fluidos utilizando o perfil sônico é mais evidente no caso de detecção de gases, pelo fato de possuírem densidades bem inferiores.

Dessa forma, a equação de Wyllie (WYLLIE *et al.*, 1958) mostrada a seguir é usada para estimar a porosidade efetiva de uma formação rochosa com base na medição da velocidade de onda compressional obtida via perfil sônico em casos de arenitos consolidados e carbonatos com porosidade intergranular ou porosidade intercrystalina.

$$\phi_{son} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad (3.1)$$

Onde:

- ϕ_{son} é a porosidade via perfil sônico;
- Δt_{log} é o tempo de trânsito da onda sonora lido na formação;
- Δt_{ma} é o tempo de trânsito da onda sonora na matriz rochosa;
- Δt_{fl} é o tempo de trânsito da onda sonora no fluido presente nos poros.

Caso a rocha seja inconsolidada, o fator de compactação é adicionado à equação, de modo que:

$$\phi_{son} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \times C_p \quad (3.2)$$

Onde C_p é dado por:

$$\phi_{son} = \frac{\Delta t_{Sh} \times C}{100} \quad (3.3)$$

Δt_{Sh} é o intervalo de trânsito do folhelho adjacente e C é uma constante, normalmente com valor adotado igual a 1,0.

Portanto, devido aos parâmetros presentes na equação de Wyllie, na estimativa de porosidade via perfil sônico é necessário conhecer o intervalo de trânsito da matriz e do fluido presente na formação

A Tabela 3.2 mostra os principais valores que podem ser adotados para o intervalo de tempo de trânsito da matriz em alguma das principais litologias.

Tabela 3 – Intervalo de tempo de trânsito da matriz para algumas litologias e minerais.

Litologia	$\Delta t_{ma}(\mu s/ft)$
Arenitos (compactados)	55,5 - 51
Quartzo	55,1
Calcários	53 – 47,6
Calcita	46,5
Dolomito	45 – 38,5
Dolomita	40
Folhelho	167 – 62,5

Fonte: (SCHLUMBERGER, 1987), modificado por (STEVANATO, 2011)

3.3.4 Perfil de Densidade (RHOB)

Conhecido como perfilagem por espectroscopia gama, o perfil de densidades RHOB é obtido a partir da medida da atenuação da energia de um feixe de raios gama ao atravessar o meio rochoso. Seu princípio de funcionamento é baseado na lei de atenuação exponencial da energia dos raios gama emitidos por fontes de ^{137}Cs e ^{60}Co , de maneira que conforme os raios gama se movem através do meio rochoso, eles interagem com os núcleos dos átomos que compõem as rochas, perdendo energia através de processos como espalhamento Compton e produção de pares¹⁰. Com isso, quanto maior a densidade da rocha, maior será a probabilidade de interação dos raios gama com os núcleos dos átomos, levando a uma maior atenuação da energia do feixe captado pelos sensores. (TELFORD *et al.*, 1990)

Assim, em formações densas um menor número de raios gama retornarão para os sensores, pois haverá um maior número de colisões no trajeto e então uma maior quantidade de raios gama serão absorvidos pela formação via efeito fotoelétrico. Já em formações de baixa densidade, existirão menos colisões e então menos energia será dissipada e mais raios gama serão detectados. Neste perfil são obtidas as leituras de densidade (bulk density, ρ_b) normalmente dadas em g/cm^3 que variam com a profundidade ao longo do poço.

Qualitativamente, o perfil de densidades é utilizado principalmente para a interpretação litológica – principalmente arenitos – e discriminante de zonas de hidrocarbonetos leves como gases, quando combinada com a curva de porosidade Neutrônica, mediante o efeito *crossover* desses dois perfis, abordado na próxima seção. Quando combinado com o perfil sônico, pode gerar perfis impedância acústica utilizados para geração de modelos sísmicos sintéticos (RIDER, 2002).

¹⁰ Produção de pares: Quando um fóton interage com o campo eletromagnético de um átomo e é convertido em um elétron e e um pósitron.

Quantitativamente, o perfil de densidades é utilizado para estimativa de porosidade. Segundo (ASQUITH; GIBSON, 1982) densidade total da formação ρ_b , é função da densidade da matriz, da porosidade, e densidade do fluido nos poros da formação, já que:

$$\rho_b = \rho_f \times \phi_t + \rho_m \times (1 - \phi_t) \quad (3.4)$$

onde:

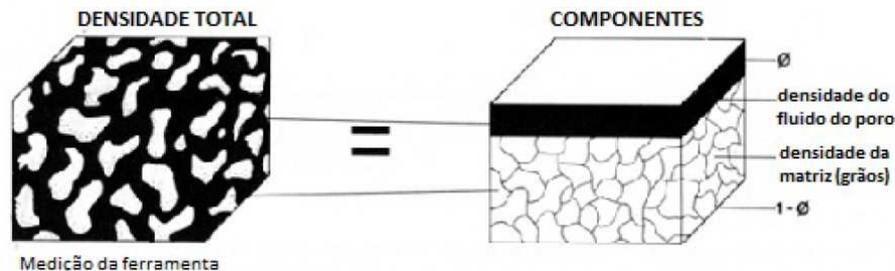
- ρ_b é a densidade lida da formação;
- ρ_f é a densidade do fluido presente na formação;
- ϕ_t é a porosidade total;
- ρ_m é a densidade da matriz da formação.

Assim, podemos obter a densidade advinda do perfil de porosidades como:

$$\phi_{den} = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (3.5)$$

Segundo (RIDER, 2002) alguns fatores podem causar variação de densidade, como a compactação, que causa um aumento da densidade e a idade, onde no geral rochas mais antigas apresentam maiores densidades. Por outro lado, com relação a densidade do fluido, fluidos com lama e salmoura possuem densidade por volta $1,1 \text{ g/cm}^3$, fluidos de lama com água doce, $1,0 \text{ g/cm}^3$, já fluidos com presença de gás, $0,7 \text{ g/cm}^3$. Como visto da Equação 3.5, a porosidade pode ser estimada somente mediante conhecimento da litologia da formação e o fluido envolvido.

Figura 17 – Visualização da derivação dos componentes da porosidade.



Fonte: (RIDER, 2002).

Tabela 4 – Valores de densidade da matriz e da rocha com fluidos em litologias mais comuns.

	Presença de Fluidos (g/cm^3)	Matriz (g/cm^3)
Folhelho	1,8 - 2,75	2,65 - 2,7
Arenito	1,9 - 2,65	2,65
Cálcário	2,2 - 2,71	2,71
Dolomito	2,3 - 2,87	2,87

Fonte: (RIDER, 2002).

3.3.5 Perfil Neutrônico (NPHI)

O perfil de porosidade Neutrão obtém valores de medição direta de porosidade a partir da utilização de uma fonte de nêutrons, geralmente um pequeno cilindro contendo Amerício-berílio (Am-Be), e um cintilômetro posicionado a uma distância fixa. O fonte de emissão propriamente dita é o $^{241}_{95}\text{Am}$, com o berílio metálico atuando como moderador, ou seja, ele atenua a energia cinética das partículas de nêutrons, tornando-as mais lentas e aumentando assim a sua interação com os núcleos atômicos dos elementos constituintes da formação rochosa. Tal efeito só é possível pelo baixo número atômico e massa do berílio. (CLARKSON, 1991).

Com o bombardeio de nêutrons sofrido pelos elementos da formação há então a captura dessa partícula pelos seus núcleos, desencadeando a emissão de raios γ que chegam ao com o cintilômetro. Segundo (KEARY *et al.*, 2009), a intensidade dessa radiação dependerá principalmente da concentração de íons de hidrogênio, de modo que a presença de hidrogênio estará associada a menores energias captadas pelo cintilômetro, já que nêutrons são partículas que possuem a mesma massa do hidrogênio e então, a colisão causará maior desaceleração das partículas. Com maior desaceleração dos nêutrons, menor será a energia recebida pelos átomos da formação e menor será a energia retornada aos sensores em forma de raios γ . Como presença de hidrogênio está presente principalmente em fluidos, como água e hidrocarbonetos a perda de energia pode ser relacionada à porosidade da formação.

Ou seja, a leitura de porosidade do perfil indica a abundância de átomos de hidrogênio nos poros das rochas, de modo que quanto maior a presença de hidrogênio dentro da rocha, maior é o valor lido no perfil de porosidade neutrão (RIDER, 2002).

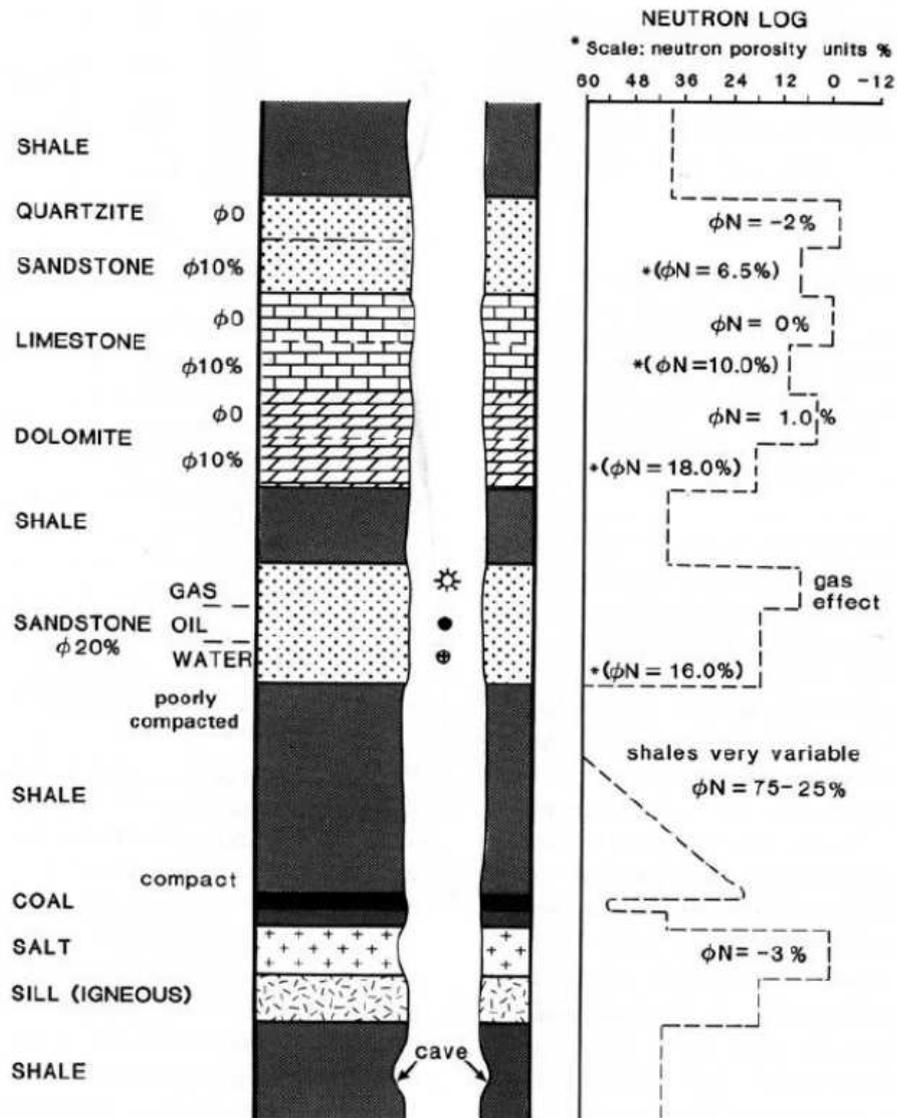
No caso de gases, devido a sua baixa densidade, os nêutrons encontraram uma baixa quantidade de hidrogênio devido ao maior espaçamento das moléculas. Não havendo tantas colisões, resultará em uma maior energia de volta captada pelos sensores, que são associadas a baixas quantidades de hidrogênio e por consequência baixa porosidade. É por isso que, em

geral, zonas de gases podem ser discriminadas pelo *crossover* do perfil RHOB com o NPHI, já que nessas zonas, NPHI apresentará déficit de porosidades mais acentuado. De maneira geral, o efeito de déficit de porosidade neutrônica é mais acentuado em zonas de gases, normalmente sendo mais menos acentuada que em zonas de óleo. Em zonas de água, esse efeito é baixo, já que é o fluido que possui a maior densidade dentre os citados.

Já no caso de folhelhos (NERY, 1990) cita que devido ao fato de argila possuir água adsorvida em sua composição, folhelhos devem apresentam maior porosidade neutrônica que arenitos limpos.

A unidade de medida desse perfil é a porcentagem do índice de hidrogênio na formação, os quais os valores geralmente variam numa escala de -15 a 40.

Figura 18 – Repostas típicas do perfil neutrão.



Fonte: (RIDER, 2002).

3.3.6 Perfil de Resistividades (ILD)

O perfil de resistividade é um perfil elétrico que fornece a resistência da formação à passagem de uma corrente elétrica. Dessa maneira, o método de aquisição de dados desse perfil consiste na utilização de diferentes arranjos de eletrodos que geram informações sobre zonas ao redor do poço. Tais arranjos são realizados por dispositivos comutadores, que permitem a conexão de diferentes conjuntos de eletrodos, de modo que vários tipos de perfil de resistividade podem ser gerados durante uma única passagem de sonda, possibilitando a aquisição de informações sobre diferentes zonas ao redor do poço (rasa, profunda e média), o que possibilita uma avaliação mais precisa da formação. Esse arranjo obtém a densidade e resistividade da corrente a partir da diferença de potencial entre os eletrodos (KEARY *et al.*, 2009).

De maneira geral, o campo magnético primário induzido por corrente alternada pelo arranjo descrito anteriormente percorre a rocha e então eventuais fluidos condutores contidos nos poros poderão sofrer a indução de uma corrente elétrica, gerando um campo magnético secundário que será lido pela bobina receptora, na relação que quanto menor o campo detectado menor será a condutividade e maior a resistividade. (NERY, 2013).

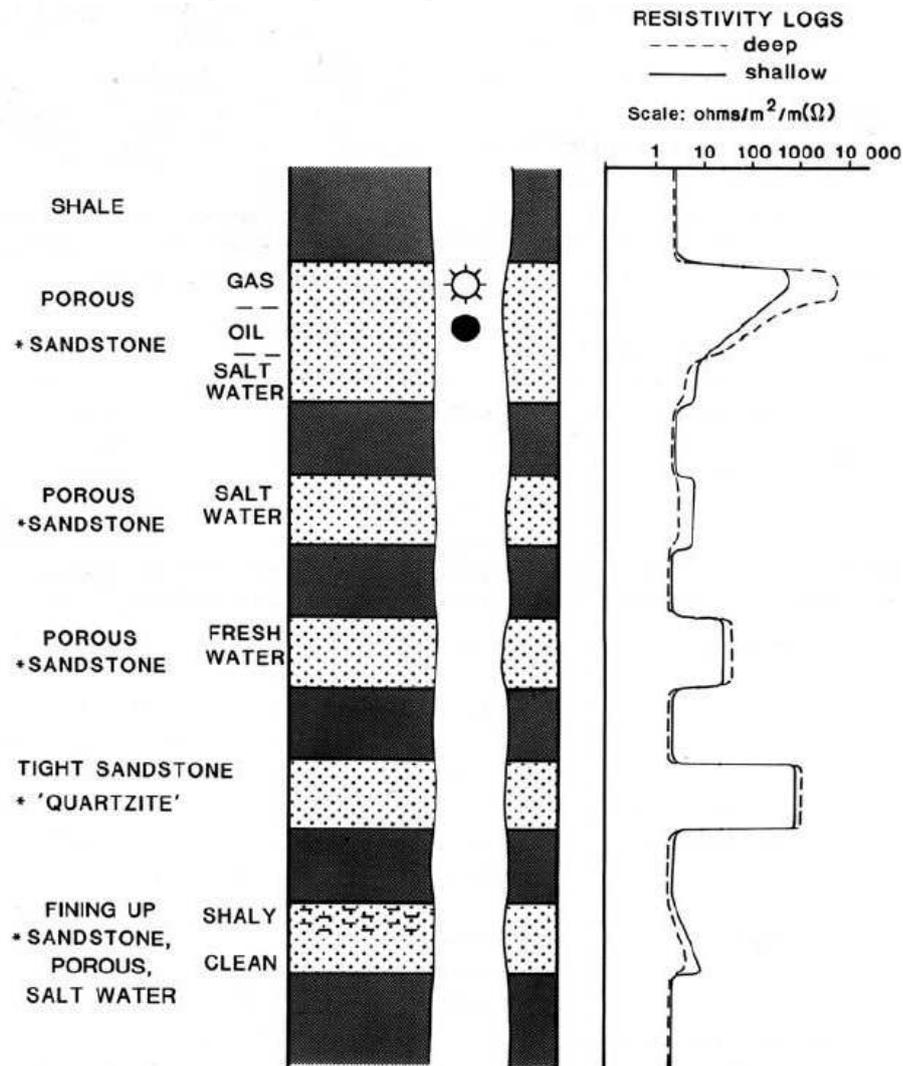
Existem diversas técnicas para medir a resistividade, todas baseadas em um sistema comum que consiste em um emissor (eletrodo ou bobina) que envia um sinal (corrente elétrica ou campo eletromagnético) para a formação, e um receptor (eletrodo ou bobina) que mede a resposta da formação a uma determinada distância do emissor. Aumentar o espaçamento entre o emissor e o receptor geralmente resulta em uma maior profundidade de investigação, já que há dispersão da corrente elétrica ou o campo eletromagnético emitido (SERRA, 1984).

No contexto de rochas reservatórios, já que o óleo e o gás não possuem boa condutividade, uma baixa resistividade elétrica é associada a presença de água e, portanto, a resistividade da rocha aumenta conforme o aumento da saturação de hidrocarbonetos e diminui conforme a saturação de água (ASQUITH; GIBSON, 1982). Assim, ao enviar uma corrente elétrica para ao poço, é possível medir a resistência elétrica da formação na intenção de investigar se há hidrocarbonetos ou água presentes. Dessa maneira, a aferição de resistividade da formação é um dos métodos preliminares de identificação do fluido no reservatório e no cálculo de saturação de água (NERY, 1990).

É importante salientar que o perfil de resistividade rasa visa a obtenção de propriedades do fluido de perfuração, enquanto que o perfil de resistividade profunda tende a medir o fluido presente na formação. Então, para avaliação de zonas reservatórios, o perfil de

resistividade profunda (ILD) é o mais indicado e o adotado no presente trabalho. No caso de intervalos com pouca diferença entre as curvas de resistividade rasa e profunda, há indicativo de ocorrência de invasão de fluido de perfuração na formação porosa (CALONIO, 2016).

Figura 19 – Repostas típicas do perfil de resistividades.



Fonte: (RIDER, 2002).

O cálculo da saturação da água (S_w), é realizado com o auxílio do pioneiro modelo descrito por (ARCHIE, 1942).

A equação de Archie é dada por:

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3.6)$$

onde:

- R_t é a resistividade total lida da formação
- $S_{wArchie}$ é a saturação de água;
- a é uma constante denominada fator de tortuosidade;
- ϕ é a porosidade efetiva da formação;
- m é o expoente de cimentação, relacionado à textura da formação;
- R_w é a resistividade da água no reservatório (conata).
- n é o expoente de saturação.

Para utilizar esta equação, são necessárias as medidas da porosidade e da resistividade da formação, além de conhecimento prévio dos valores dos parâmetros a e m , que podem ser determinados empiricamente através de dados de poços com testes de formação.

Os limites normais de a , m e n são obtidos experimentalmente:

- $0,62 < a < 1,0$
- $2,0 < m < 3,0$
- $1,5 < n < 3,0$

3.3.7 Perfil de Potencial Espontâneo (SP)

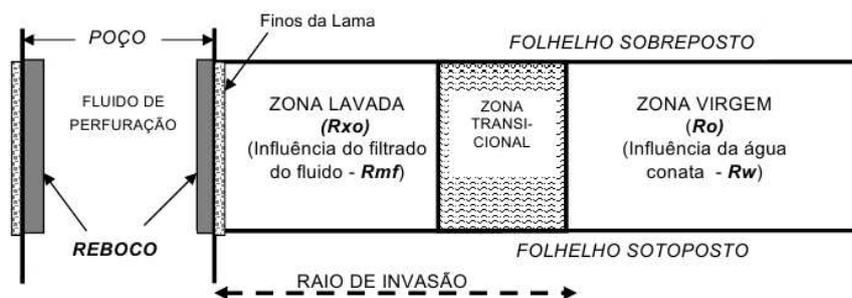
Esse perfil é obtido por meio da medição da diferença de potencial elétrico entre um eletrodo de referência, localizado na superfície, e um conjunto de eletrodos posicionados ao longo de uma linha de perfil no subsolo. Então, esses eletrodos são conectados a um sistema de aquisição de dados que registra as medidas de diferença de potencial elétrico em função da profundidade.

Segundo (RIDER, 2002), os fatores que causam as diferenças de potencial eletroquímico são a presença de um fluido condutor no poço perfurado, a existência de uma camada porosa e permeável cercada por uma formação impermeável e as discrepâncias na salinidade entre o fluido de perfuração e o fluido da formação.

Dessa forma, em formações permoporosas, as respostas de medições obtidas por este tipo de perfil estarão diretamente ligadas ao processo de invasão do filtrado e da interação entre o fluido de perfuração e o fluido da formação, já que o efeito de potencial espontâneo se dará a partir do movimento dos íons existentes em dois meios fluidos distintos. (KEARY *et al.*, 2009).

Por outro lado, esse processo também se pronuncia no contato entre arenitos e folhelhos, rochas de caráter impermeável a qual não ocorre invasão do filtrado. Isso se deve pelo fato de que nos arenitos, devido a sua maior porosidade, a invasão ocorrerá e então, no limite entre essas litologias observa-se a mistura entre o filtrado presente arenitos e o fluido não filtrado, com salinidade distinta, localizado nos folhelhos. Nesse caso, nos registros efetuados são observadas anomalias negativas na transição do arenito para o folhelho.

Figura 20 – Zonas de acordo com o raio de invasão do fluido de perfuração.



Fonte: (NERY, 2013).

A Figura 20 mostra como a invasão dos fluidos se dá dentro das paredes de um poço. O raio de infiltração delimita-se pelas zona lavada, zona transicional e zona virgem, de maneira que na zona lavada o fluido interporoso é deslocado parcialmente pelo filtrado, na zona transicional os fluidos existentes – que podem ser filtrado, gás, óleo e água de formação – estão misturados e, na zona virgem não há invasão do fluido de perfuração, com os fluidos das rochas presentes em suas proporções originais.

Segundo (KEARY *et al.*, 2009), o perfil de potencial espontâneo pode ser utilizados na identificação dos limites entre horizontes de folhelho e camadas mais porosas, como a distinção entre arenitos e folhelhos e no cálculo da resistividade da água de formação R_w .

Na presença de rochas impermeáveis como os folhelhos, o perfil SP tem um comportamento retilíneo, se destacando como a chamada Linha Base de Folhelho (*LBF*).

Já em rochas permeáveis como arenitos, é esperado que ocorram deflexões na curva de perfil SP. Como indicado por (RIDER, 2002) essas deflexões normalmente ocorrerão da seguinte forma:

- Serão negativas (à esquerda) caso água de formação for mais salina que o filtrado, ou seja, se $R_w < R_{mf}$.
- Serão positivas, (à direita) caso o filtrado for mais salino que a água de formação, ou seja, se $R_w > R_{mf}$.

Consoante a (NERY, 2013), com essas informações e outras provenientes do relatório de exploração do poço, é possível realizar o cálculo de R_w via perfil SP da seguinte maneira:

$$R_{wSP} = \frac{R_{mf} \times F_T}{10^{-\frac{SSP}{K}}} \quad (3.7)$$

onde:

- R_{wSP} é a resistividade da água da formação via perfil SP;
- R_{mf} é a resistividade do filtrado;
- F_T é a temperatura da formação via perfil de temperaturas;
- SSP é o Potencial Espontâneo Estático;
- K é uma constante em função da temperatura verificada;

O SSP é o máximo potencial que se desenvolve em um circuito *lama/rocha/folhelho/lama* e é calculado com base na identificação da LBF no perfil e na leitura de deflexão da curva na profundidade com leitura mais afastada da LBF.

R_{mf} normalmente é obtido nos relatórios de exploração dos poços cedidos pela ANP.

Finalmente, para F_T em °C, K é calculado por:

$$K = 61 + 0,24 \times F_T \quad (3.8)$$

3.4 Caracterização Petrofísica Convencional

A avaliação petrofísica inclui todo um conjunto de técnicas utilizadas para determinar as propriedades físicas e químicas das rochas, sendo as principais a porosidade, permeabilidade, e a saturação de fluidos. Tais informações são fundamentais para a caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos, ajudando a determinar a capacidade de produção de petróleo e gás em um determinado campo (TIAB; DONALDSON, 2015).

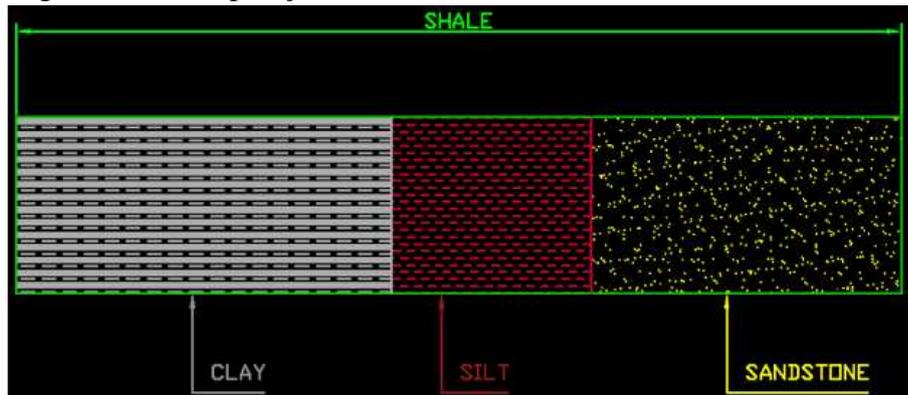
3.4.1 Estimativa de Argilosidade (V_{Sh})

O parâmetro de volume de argila tem a sua importância pois influencia na qualidade do reservatório, já que a presença desse mineral, devido à sua natureza selante, prejudica na conexão dos poros, interferindo diretamente na permeabilidade e a porosidade da formação, dificultando o escoamento do fluido. Pelo impacto da argilosidade nas estimativas de porosidade, conseqüentemente afetará a modelagem de saturação de água, na relação de que quanto mais argiloso é uma formação reservatório, menor será o seu potencial exploratório.

É necessário expor uma questão fundamental nesse tópico: O V_{Sh} , parâmetro central dessa seção, é calculado como um índice de argilosidade, porém, é importante salientar que ele não é uma medida direta de volume de argila. Isso porque o cálculo de dessa propriedade com o perfil GR utiliza um *input* de radioatividade de uma rocha mapeada como folhelho, não de uma argila isolada. Isso acontece pelo fato que não é possível separar o que somente é argila dentro de um folhelho (OLIVEIRA, 2021).

Para entender melhor, é preciso demonstrar que um folhelho é composto por uma série de elementos, como argilominerais, quartzo e silito, em diversas e proporções, como mostra a Figura 21.

Figura 21 – Composição básica de um Folhelho.



Fonte: Autor. Software: AUTOCAD

Ou seja, não há uma maneira, utilizando o perfil de radioatividade GR, de isolar a argila, embora esse perfil meça a radioatividade natural das rochas, que aparecem sobretudo em argilominerais e rochas argilosas. Portanto, um GR alto indica a presença de folhelho e não da argila separadamente. É claro que, dado que na realidade entre os grãos de quartzo de um reservatório, não existe a presença de folhelhos e sim de argila, o ideal seria o cálculo apenas do volume de argila isoladamente. Porém, como dito, apenas com o perfil GR, não é possível separar a argila do folhelho, e assim o IGR vai indicar um volume de folhelho.

Então, um modelo primário para calcular o V_{Sh} é utilizar uma relação linear entre uma rocha argilosa e um arenito, considerando que V_{Sh} varia linearmente com o GR, sendo radioatividades mais altas associadas a folhelhos e radioatividades mais baixas associadas aos arenitos. Esse é o modelo linear de estimativa de argilosidade, via volume de folhelho.

A modelagem para a estimativa de argilosidade é ampla. Não apenas o modelo linear, existem vários outros tipos de modelos. Dentro os modelos, existem os "*Single Shale Indicators*" e os "*Double Shale Indicators*", por exemplo.

Os modelos *Single Shale*, são do tipo que utilizam apenas um perfil para o cálculo de argilosidade. Por outro lado, os modelos *Double Shale* são modelos que necessitam de duas curvas como *input* para estimar a argilosidade.

Nesse estudo, foram realizados 3 modelos *Single Shale* e 1 modelo *Double Shale*. Dessa forma, é possível estimar a argilosidade entre todos esses modelos para assim obter uma maior confiabilidade dos resultados, seguindo premissa principal da análise, que visa os resultados.

3.4.2 Modelos SSI

Esses modelos dependem do parâmetro linear IGR, que trata o volume de folhelho variando linearmente com o perfil GR. O parâmetro IGR é dado da seguinte forma:

$$IGR = \frac{GR_{lido} - GR_{Min}}{GR_{Max} - GR_{Min}} \quad (3.9)$$

Onde:

- GR_{lido} é o registro GR em uma dada profundidade;
- GR_{Min} , GR_{Max} são os máximos e mínimos do Perfil GR, respectivamente.

3.4.3 Modelos empíricos de argilosidade

Esses modelos se baseiam no IGR para cálculo de argilosidade. O modelo de (STIEBER, 1970) dependem da idade da formação estudada, a partir do parâmetro A. Como as rochas da Bacia do Ceará são anteriores ao período Terciário (Mesozoico) (ANP, 2021), então a modelagem toma A=2 Já os modelos de (LARIONOV, 1969) e (CLAVIER *et al.*, 1971) também dependem da idade da formação estudada, porém as equações apresentada já são considerando a idade das rochas da Bacia do Ceará.

$$VSh_{Stieber} = \frac{IGR}{A - (A - 1)IGR} \quad (3.10)$$

$$VSh_{Larionov} = 0.33 \times (2^{2IGR} - 1) \quad (3.11)$$

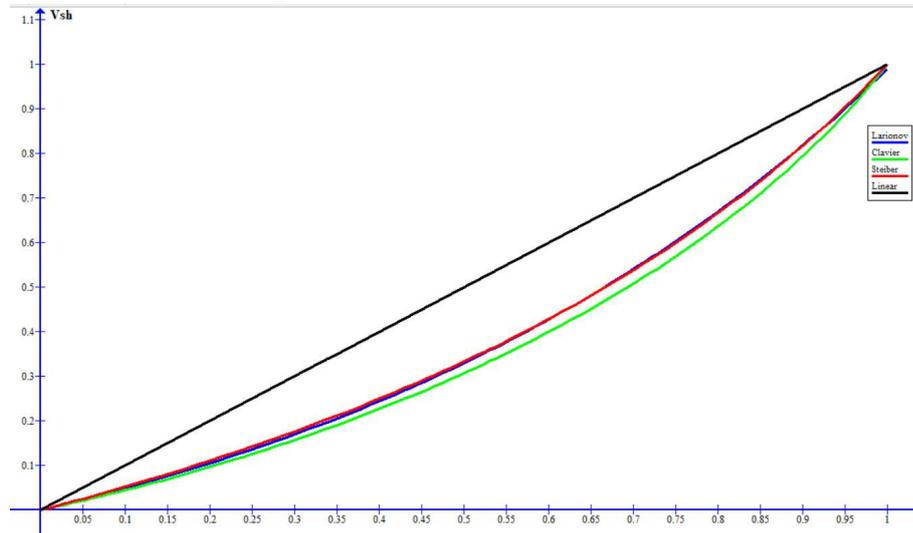
$$VSh_{Clavier} = 1.7 - [3.38 - (IGR + 0.7)^2]^{\frac{1}{2}} \quad (3.12)$$

De forma geral, esses modelos foram elaborados para modelar características de rochas específicas, que não possuem estritamente as mesmas características das rochas estudadas nessa formação. Dessa forma, é necessário realizar essas estimativas sob a perspectiva de vários modelos, com intuito da verificação e validação dos resultados.

Os valores de argilosidade desses métodos frequentemente se comportam de maneira semelhante. É esperado que a argilosidade pelo modelo de Larionov sejam intermediárias em

relação ao modelo IGR linear e ao de Clavier. A estimativa linear IGR costuma exibir resultados superestimados de argilidade, como mostra a Figura 22

Figura 22 – Gráfico comparativo das equações de argilidade via método empírico.



Fonte: Autor. Software: Graph

3.4.4 Modelos DSI

De outra perspectiva, o outro modelo utilizado nesse estudo, é do tipo *Double Shale Indicator*, pois utiliza leituras do perfil de Nêutrons (NPHI) em conjunto com o perfil de Densidade (RHOB). Nesse caso, é utilizado o *crossplot* NPHI x RHOB e é preciso estabelecer 3 pontos, dos quais: Dois pontos vão definir uma reta onde estão as formações limpas e saturadas de água e um terceiro, chamado ponto de argila, terá as medidas de NPHI e RHOB esperadas para uma rocha argilosa. Então, partir da distribuição dos pontos, é esperado que os pontos de arenito e os pontos de folhelho se concentram em basicamente dois agrupamentos, e com isso é possível calibrar 2 retas, a partir dos 2 *endpoints* e da origem. O primeiro ponto, a origem que fica no vértice, representa o ponto da formação limpa, com matriz de 100% arenito.

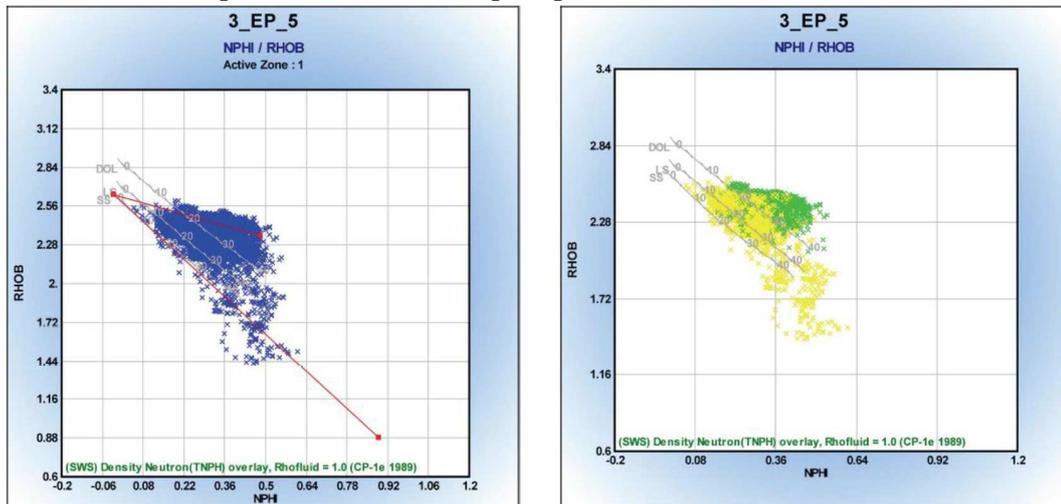
Em síntese, esse método avalia os pontos de acordo com a forma que eles estão distribuídos, sua variação de porosidade (retas cinzas da Figura 23) e a sua forma de variação entre uma matriz limpa (a partir do ponto de arenito limpo) e um folhelho 100% (a partir do *shale point*). Se os pontos estão na reta de arenito, podemos classificar como um arenito limpo e o que varia é a porosidade. Se os pontos estão na outra reta, temos um arenito limpo e o que tá variando é o V_{Sh} . Com base nisso é possível calcular o volume de folhelho (com base onde esses

pontos caem em relação essas duas retas).

$$V_{ShND} = \frac{((Den_{cl2} - Den_{cl1})(Neu - Neu_{cl1}) - (Den - Den_{cl1})(Neu_{cl2} - Neu_{cl1}))}{((Den_{cl2} - Den_{cl1})(Neu_{clay} - Neu_{cl1}) - (Den_{clay} - Den_{cl1})(Neu_{cl2} - Neu_{cl1}))} \quad (3.13)$$

Neu_{cl1} e Den_{cl1} são basicamente os dados setados no gráfico para uma matriz arenítica limpa. O segundo ponto, representa o fluido que satura a rocha, que é calibrado com os parâmetros Neu_{cl2} e Den_{cl2} . Por último, o terceiro ponto é determinado a partir de uma profundidade em que o perfil de raios gama indique uma rocha argilosa, representada pelos pontos Neu_{clay} e Den_{clay} .

Figura 23 – Determinação dos pontos de arenito limpo e ponto de folhelho (esq) e dos pontos de arenito limpo e ponto de folhelho (dir).



Fonte: Autor - Software: Interactive Petrophysics

3.4.5 Estimativa de Porosidade (ϕ)

Em meios porosos, a porosidade caracteriza a quantidade de vazios de um elemento de volume (ASQUITH; GIBSON, 1982) e é uma grandeza adimensional geralmente expressa em porcentagem. Em síntese, a porosidade quantifica o espaço da rocha que pode ser ocupado por fluidos, seja ele água, óleo ou gás.

Em geral, existem dois tipos de porosidades que podem ser extraídas dos perfis de poços: A porosidade efetiva ϕ_{ef} e a porosidade absoluta ϕ_t . A porosidade absoluta mensura a totalidade de vazios de uma rocha, já a porosidade efetiva mensura o volume poroso que de fato pode ser extraído, pois leva em consideração a conectividade dos poros.

Nesse contexto, os perfis convencionais utilizados para estimativa de porosidade são o RHOB, NPHI e DT. Então, esse são normalmente chamados de perfis de porosidade, já que suas variações estão relacionadas principalmente as variações de porosidade.

Além das estimativa de porosidade já apresentadas via perfis sônico (3.1), densidade (3.5) e neutrão, nesse estudo foi incluída a estimativa pela equação da Correção de *Gaymard-Poupon* (GAYMARD; POUPON, 1968).

3.4.6 Correção de *Gaymard-Poupon* (ϕ_{gp})

É uma outra forma de calcular a porosidade utilizada nesse estudo. Nesse caso há a combinação da porosidade neutrão com a porosidade via perfil de densidade ϕ_{den} . Esse modelo foi formulado para uma estimativa de porosidade onde a formação apresenta presença de fluidos leves.

$$\phi_{gp} = \sqrt{\frac{\phi_{den}^2 + NPHI^2}{2}} \quad (3.14)$$

3.4.7 Porosidade efetiva (ϕ_{ef})

Em adição, a porosidade efetiva ϕ_{ef} pode ser calculada para qualquer um desses métodos. A porosidade efetiva visa quantificar a conectividade dos poros, por isso, nesse caso é excluída a interferência da argilosidade para qualquer um dos métodos utilizados. Assim, já que a presença de folhelho é atrelada a efeitos selantes e impermeabilidade temos:

$$\phi_{ef} = \phi_t(1 - V_{Sh}) \quad (3.15)$$

3.4.8 Estimativa de Saturação de Água (S_w)

A investigação das propriedades petrofísicas do reservatório estudado tem como ponto importante a obtenção das estimativas de saturação de água. A saturação de água é a fração de água presente nos poros de uma rocha, e a sua estimativa é um dos principais parâmetros no estudo de um reservatório, já que isso viabiliza a estimativa do volume de óleo recuperável. A avaliação de saturação de água passa pela análise do perfil de resistividade (ILD) da formação, que é impactado consideravelmente pelos fluidos presentes e na porosidade da rocha. De forma geral, a resistividade aumenta com a diminuição da porosidade, já que a rocha não conduz eletricidade, mas sim a água.

Dentre os modelos que estimam a saturação de água, o mais conhecido é o de (ARCHIE, 1942). O desenvolvimento desse modelo se deu a partir de estudos que concluíram que a resistividade da formação é impactada por R_w (resistividade da água da formação) e porosidade. A equação de Archie foi abordada na seção 3.3.6 no presente trabalho e a equação foi demonstrada em (3.6).

O modelo de Archie, assim como os outros modelos subsequentes contém fórmulas empíricas que fazem uma associação entre a resistividade da formação (ILD), a resistividade da água (R_w), a porosidade total (ϕ_t) e a própria saturação de água conata R_w .

O modelo de Archie, por sua vez é um modelo que possui melhor aplicabilidade em formações limpas, com menor conteúdo argiloso. Segundo (ELLIS; SINGER, 2008) isso acontece pois na superfície dos cristais de minerais argilosos ocorrem reações de substituição por átomos de menor valência, produzindo cargas superficiais negativas. O balanceamento dessas cargas ocorre por trocas iônicas, que geram uma menor resistividade da rocha saturada e torna o fator de formação, que é uma razão entre a resistividade da rocha saturada e a resistividade da água de formação, uma função da resistividade da água da formação. Tais efeitos não estão previstos no modelo de Archie. Nesse contexto, em geral, a utilização da equação de Archie em reservatórios que possuem minerais de argila presentes nas rochas, gera valores superestimados da saturação de água.

Por isso, outros modelos empíricos foram desenvolvidos para adequar de melhor maneira a modelagem de R_w em reservatórios com maior índice de conteúdo argiloso.

Dentre os modelos que foram elaborados para o estudo de reservatórios com conteúdo argiloso, os utilizados para investigação de saturação de água no poço estudado foram os advindos das equações de Indonésia, Simandoux e Nigéria.

A equação Indonésia foi proposta por (POUPON; LEVEAUX, 1971) e, segundo (SCHÖN, 2011), é recomendada para formações argilosas que possuem quantidades elevadas de água doce. A equação Indonésia foi precursora da equação Nigéria a qual, de acordo com (AL-WAHEED; AL-RUWAILI, 2005), é demonstrada por (3.16).

Já a relação de Simandoux foi elaborada por (SIMANDOUX, 1963) e representa um modelo de distribuição estrutural e dispersa de argilas.

$$S_{w_{Indonesia}} = \left(\frac{1}{R_t \left[\left(\frac{\phi^m}{aR_w} \right) + \sqrt{\frac{\phi^m V_{Sh}^{2-V_{Sh}}}{aR_w R_{Sh}} + \frac{V_{Sh}^{2-V_{Sh}}}{R_{Sh}}} \right]} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3.16)$$

$$S_{w_{Nigeria}} = \left(\frac{1}{R_t \cdot \left[\left(\frac{\phi^m}{R_w} \right)^{\frac{1}{2}} + \left(\frac{V_{Sh}^{2.8}}{R_{Sh}} \right)^{\frac{1}{2}} \right]^2} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3.17)$$

$$S_{w_{Simandoux}} = \frac{aR_w}{2\phi^m} \left[\sqrt{4 \cdot \frac{\phi^m}{R_w R_t} + \left(\frac{V_{Sh}}{R_{Sh}} \right)^2} - \frac{V_{Sh}}{R_{Sh}} \right] \quad (3.18)$$

A partir das equações listadas acima, é possível perceber que existem os parâmetros R_w e R_{Sh} presentes nas equações. São as resistividades da água da formação e do folhelho adjacente, respectivamente. Esses parâmetros são essenciais para o cálculo dos modelos de equações de saturação de água selecionados para o estudo. Quando não é possível obtê-los diretamente de testemunhos, é preciso estima-los.

3.4.9 Estimativa de R_{Sh}

Segundo (DOVETON, 2002), esse é um parâmetro problemático e traz incertezas em todas as equações aplicadas na avaliação das formações em subsuperfície, e sua estimativa se da R_{Sh} selecionando os valores baixos (ou o menor valor) de R_{Sh} do perfil ILD lido em folhelhos próximos ao reservatório.

(IQBAL; REZAEI, 2015), calcula R_{Sh} a partir do *crossplot* $R_{Sh} \times R_t$, também selecionando o menor valor de R_t (ILD) lido no folhelho.

Dessa forma, assim foi feito nesse estudo para a estimativa de R_{Sh} , selecionando a resistividade para uma zona do poço rica em folhelhos.

3.4.10 Estimativa de R_w

Por ser um parâmetro necessário nas equações de saturação de água, R_w precisa ser modelado. Se não com amostras diretas da formação, existem formas de estimá-la. No presente trabalho, foram utilizadas as seguintes estimativas:

- Pickett Plot (PICKETT, 1966): É basicamente uma representação gráfica da equação de Archie na escala log-log. Com ela, é possível fazer o reconhecimento visual das características do reservatório, com a validação dos valores de resistividade da água e do coeficiente de cimentação adotados para a solução da equação de Archie. Nesse sentido, esse método é utilizado para auxiliar na resolução da equação de Archie quando os valores do coeficiente de cimentação (m) e a resistividade da água da formação R_w são desconhecidos e o expoente de saturação (n) é constante.

Portanto, o gráfico Pickett-Plot foi uma das maneiras encontradas para a estimativa de R_w , já que não são foram colhidas e avaliadas amostras de testemunhos para esse poço, então não foram estudos com os valores laboratoriais de R_w .

- $R_{w_{aparente}}$: Outra maneira de estimar R_w é utilizando o R_{w_a} mínimo. Nesse caso, é utilizado a equação de Archie modelando a situação para uma $R_w = 1$ ou seja, supondo uma aplicação da equação somente em reservatórios saturados de água com $m = n = 2$ e $a = 1$, valores padrões. Assim, da equação 3.6, temos:

$$R_t = R_w / \phi^2 \quad (3.19)$$

então:

$$R_w = R_t \phi^2 \quad (3.20)$$

Então, com ϕ e R_t pode-se obter R_w , válido somente em zonas onde $S_w = 1$, ou seja, formações portadoras somente de água. Por isso, R_{w_a} pode ser calculado para todo o poço, porém, só será representativo para zonas identificadas como saturadas de água.

Em síntese, o método do R_{w_a} mínimo é usado quando se deseja uma boa aproximação da Saturação em Água de uma zona, mas não se dispõe de um dado confiável de R_w .

- R_{wSP} : A última estimativa de R_w realizada foi utilizando o método do Potencial Espontâneo, discutido na seção 3.3.7 pela equação (3.7). Em muitos casos, uma boa estimativa da resistividade da água da formação pode ser extraída pelo perfil SP, desde que seja aplicado em formações limpas

3.4.11 Estimativa de Permeabilidade (K)

A permeabilidade é uma propriedade petrofísica importante em um reservatório e muitas vezes é obtida por meio de análises laboratoriais. Assim, esse é um parâmetro especialmente importante pois uma boa permeabilidade proporciona um bom deslocamento de fluidos pelos poros da rocha, propiciando maior quantidade e velocidade de fluidos que podem ser produzidos do reservatório, o que está diretamente ligado com a viabilidade econômica de um reservatório (TIAB; DONALDSON, 2004). Na ausência dessas análises, é possível estimá-las por meio de métodos empíricos derivados dos dados de perfilagem. Por ter uma natureza tensorial, a permeabilidade pode variar em diferentes direções em um meio poroso. Assim, tais métodos empíricos obtêm valores dos componentes escalar da permeabilidade.

Para uma estimativa razoável da permeabilidade de um reservatório, é essencial considerar se a formação de interesse está localizada em uma zona de saturação irreduzível¹¹.

Se a formação está ou não em tal zona, dependerá da relação da Porcentagem de Volume de Água¹² (BVW).

Caso o reservatório esteja em uma zona de saturação irreduzível, é possível aplicar alguns modelos para inferir a permeabilidade (ASQUITH; GIBSON, 1982). Tais modelos utilizam os resultados dos cálculos de porosidade da formação. Nesse sentido, a relação empírica geral foi proposta por (WILLIE; ROSE, 1950), a qual relaciona a permeabilidade (K) com a porosidade ϕ e a Saturação Irreduzível, S_{wIrr} da seguinte forma:

$$K = \frac{a\phi^b}{(S_{wIrr})^c} \quad (3.21)$$

Onde a , b e c são parâmetros estatisticamente determinados, que irão variar de acordo com o método utilizado.

¹¹ Zona de saturação irreduzível: Porção de uma formação porosa que contém água que não pode ser drenada pois a água está fortemente ligada às superfícies dos grãos da rocha, devido às forças de capilaridade e adesão.

¹² BVW: *Bulk Volume Water* é uma medida que representa a fração volumétrica de água presente em uma formação rochosa porosa.

Segundo (TORSKAYA, 2007), baseado nessa expressão geral, várias relações empíricas foram propostas para o cálculo de permeabilidade para valores de porosidade e saturação de água irreduzível derivadas de curvas de perfilagem, como (TIXIER, 1949) e (TIMUR, 1968), modelos utilizados para cálculo de porosidade nesse estudo.

$$K_{Tixier} = \frac{62500\phi^6}{(S_{wIrr})^2} \quad (3.22)$$

$$K_{Timur} = \frac{8542\phi^{4.4}}{(S_{wIrr})^2} \quad (3.23)$$

Onde, $a = 62500$, $b = 6$ e $c = 2$ para o modelo de Tixier e $a = 8541$, $b = 4.4$ e $c = 2$ para o modelo de Timur. K é obtido em mD para ambos os casos.

3.4.12 Avaliação Econômica

Cálculos de avaliação econômica podem ser realizados recebendo como entrada parâmetros petrofísicos. Dessa maneira, a avaliação econômica de um poço envolve vários fatores, incluindo a estimativa da espessura líquida (*Netpay*) da formação, a saturação de óleo presente e o volume de hidrocarbonetos contido nessa formação. Com base nessas informações, é possível estimar o valor econômico do poço avaliado, ajudando a determinar a sua viabilidade financeira do poço e na tomada de decisões sobre investimentos futuros. (AHMED, 2010).

Netpay indica a espessura efetiva de reservatórios interpretados como hidrocarbonetos presentes no intervalo estudado. Normalmente, zonas de interesse são calculadas a partir de *cutoffs*. Segundo (NERY, 2013), o cálculo de *Netpay* está diretamente relacionado ao lucro do investimento da pesquisa exploratória caso seja encontrado um novo intervalo de canhoneio, por exemplo.

A saturação de óleo, por sua vez, S_o refere-se à fração de poros da formação preenchidos por óleo. A saturação de óleo é importante porque afeta a quantidade de óleo que pode ser produzido a partir da formação e é calculada por:

$$S_o = 1 - S_w \quad (3.24)$$

Onde S_w depende do modelo de saturação de água adotado.

Por fim, a estimativa volumétrica, por sua vez é usada para calcular o volume total de hidrocarbonetos contidos na formação. Isso é feito multiplicando-se a área da formação pela espessura líquida e pela porosidade efetiva, e em seguida multiplicando-se esse valor pelo fator de recuperação esperado, obtendo a estimativa de volume de óleo original *in place*. Assim, temos segundo (DAKE, 1998):

$$VOOIP = \frac{Ah_p\phi(1 - S_w)}{B_{oi}} = \frac{Ah_pS_o}{B_{oi}} \quad (3.25)$$

Onde:

- A corresponde a área superficial do Campo estudado em m^2 ;
- h_p a espessura da camada interpretada como portadora de hidrocarboneto;
- B_{oi} é o fator volume de formação.

Para cálculos adicionais de volume de hidrocarbonetos recuperáveis, é preciso adicionar o fator de recuperação¹³ F_r na equação (3.25).

3.5 *Machine Learning*

Machine Learning é um segmento da inteligência artificial que procura projetar algoritmos e modelos que permitem que um sistema de computador aprenda – a partir do reconhecimento de padrões de dados – e então use essa aprendizagem para fazer previsões sobre novos dados sem a necessidade da programação explícita de todas as etapas. (ALPAYDIN, 2010).

Nessa conjuntura, as técnicas de aprendizado de máquina aplicadas à Petrofísica têm como objetivo melhorar a interpretação e previsão de propriedades. Isso é possível porque o uso dessas técnicas confere um caráter flexível à manipulação dos dados, permitindo a automatização dos processos de análise de dados e previsões de propriedades em cenários variáveis e complexos a partir de reconhecimento de padrões.

Nesse sentido, essas técnicas podem ser divididas em dois tipos principais de aprendizado: Não supervisionado e supervisionado.

No caso supervisionado o algoritmo é treinado em um conjunto de dados em que a variável de saída é conhecida. Assim, o objetivo é que o algoritmo seja capaz de aprender a

¹³ Fator de recuperação: Medida da eficiência da produção de óleo em um reservatório, definido como a fração de óleo originalmente presente no reservatório que pode ser recuperada através de operações de produção.

relação entre as variáveis de entrada e de saída e, posteriormente, ser capaz de fazer previsões precisas em novos conjuntos de dados a partir de um modelo criado (GOODFELLOW *et al.*, 2016).

Segundo (MURPHY, 2012) as saídas do conjunto de um treinamento supervisionado assumem dois tipos:

- Variáveis categóricas, quando possuírem um conjunto finito de valores gerando uma *classificação*;
- Variáveis reais, quando possuírem um conjunto infinito de valores, gerando uma *regressão*.

Um exemplo de algoritmo supervisionado é o de *Redes Neurais*, utilizado no presente trabalho tendo como entrada dados de perfis de poços. As saídas tanto foram categóricas (Eletrofácies Litológicas) como reais (Saturação de Água).

De outra parte, no caso não supervisionado o algoritmo é treinado em um conjunto de dados em que a variável de saída é desconhecida. Com isso, o objetivo é que o algoritmo seja capaz de encontrar padrões e estruturas nos dados sem a necessidade de um rótulo prévio mas com o *input* do número de classes em que se deseja agrupar os dados classificados (GOODFELLOW *et al.*, 2016). Um exemplo de algoritmo de *Machine Learning* não supervisionado é o algoritmo de *clustering k-means*, também utilizado nesse trabalho para gerar agrupamentos reservatório, não-reservatório e possível-reservatório a partir dos dados de poços.

3.5.1 *Redes Neurais*

As redes neurais são um conjunto de algoritmos de aprendizado de máquina que se inspiram na estrutura do cérebro humano – mais especificamente no comportamento da célula neuronal – para realizar tarefas de reconhecimento de padrões e aprendizado (GOODFELLOW *et al.*, 2016).

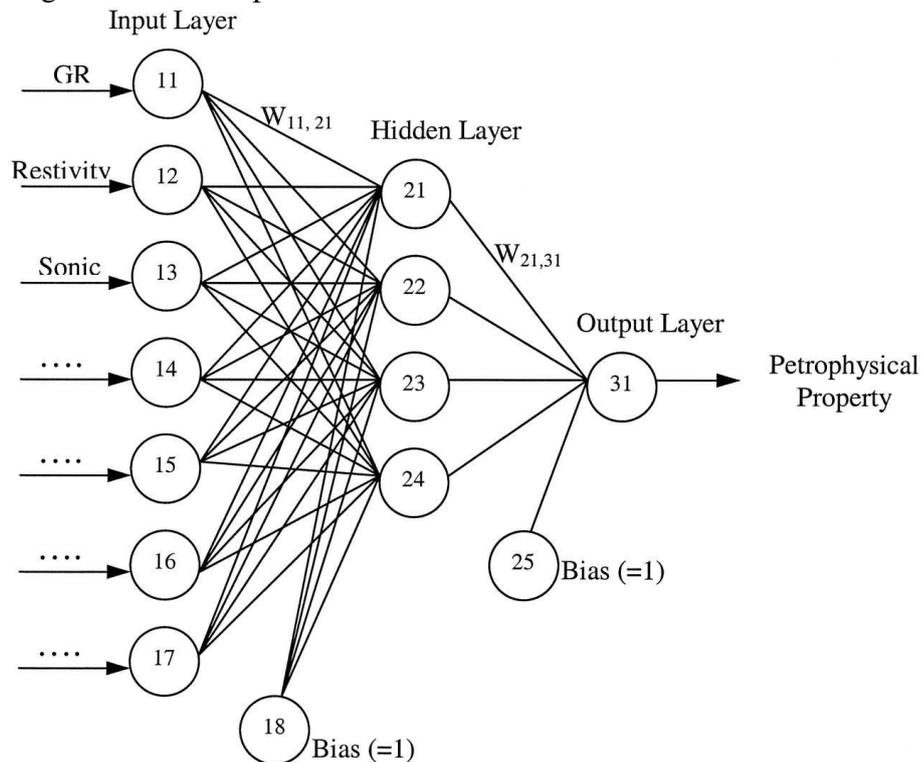
Segundo (MURPHY, 2012) essas redes são compostas por camadas de neurônios interconectados que processam informações de entrada e geram saídas correspondentes, de modo que durante o treinamento da rede, pesos das conexões entre os neurônios são ajustados de forma a minimizar o erro entre a saída da rede e o valor desejado para cada entrada.

(OLIVEIRA, 2019), resume redes neurais supervisionadas em 3 estágios: seleção, treinamento e classificação.

- Seleção: Onde o número e a natureza de diferentes classes são definidos e os exemplos representativos de cada classe são selecionados como *input*.
- Treinamento: Onde são reconhecidos alguns dos padrões dos dados
- Classificação: Onde todos os dados são classificados com base nas características reconhecidas durante o treinamento dos exemplos *input*.

No presente trabalho as entradas de treinamento serão um conjunto de dados composto por medidas de perfis de poço enquanto as saídas serão dadas ou pelo perfil de litologias interpretadas a partir das descrições das amostras de rocha ou pelo perfil de Saturação de Água obtido pela avaliação petrofísica convencional.

Figura 24 – Exemplo de um neurônio matemático.



Fonte: (WANG *et al.*, 2019).

3.5.2 Análise por Agrupamentos *k-means*

k-means é um algoritmo de *clustering* que separa um conjunto de dados em *k clusters*, onde cada *cluster* é representado por seu centroide, que é a média dos pontos no agrupamento. O algoritmo itera entre a alocação dos pontos para seus agrupamentos mais próximos e a atualização dos centroides até que a variação dentro de cada *cluster* seja minimizada (BISHOP, 2006).

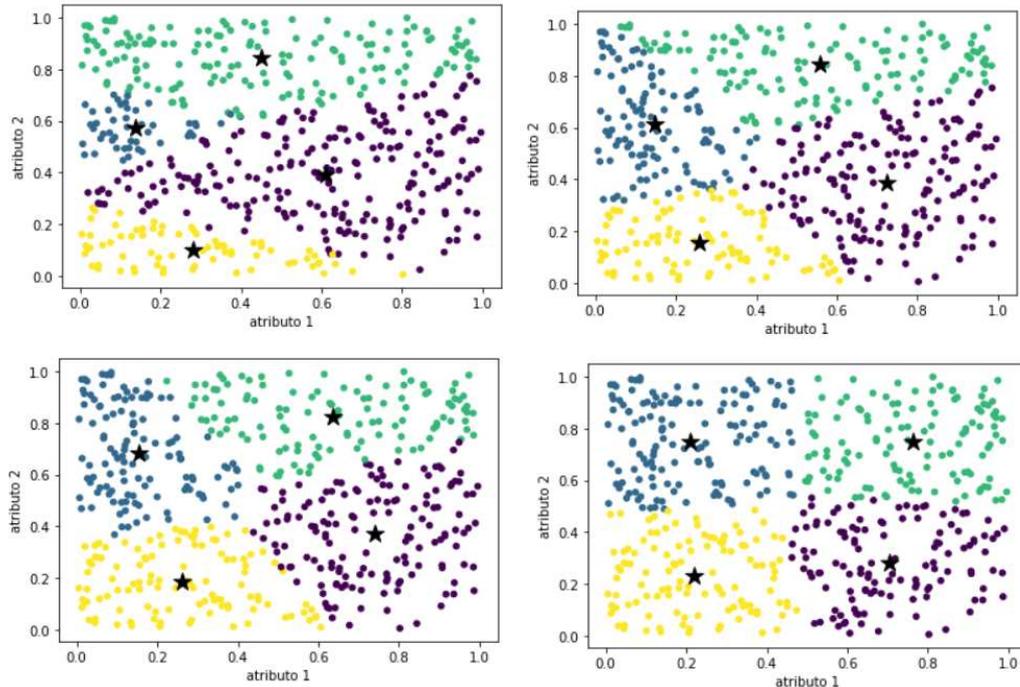
O algoritmo funciona da seguinte maneira:

Primeiro, é necessário definir o número *K* de *clusters* desejados. Então, o algoritmo seleciona *k* pontos aleatórios como centróides iniciais. Em seguida, cada observação – que é representada por um número *p* de atributos, onde cada atributo será um perfil geofísico – é atribuída ao centróide mais próximo, formando *k clusters*. Então, os centróides são então recalculados como a média das observações em cada agrupamento e o processo é repetido até

que os centróides se estabilizem e não haja mais mudanças na atribuição das observações aos *clusters*.

A Figura 25 mostra esse processo de agrupamento em quatro etapas.

Figura 25 – Exemplo de k-means para uma amostra de 500 pontos.



Fonte: Autor.

3.5.3 Eletrofácies

As eletrofácies são classes ou agrupamentos litológicos ou estatísticos definidos numericamente e com propriedades elétricas e petrofísicas semelhantes, identificados a partir de dados dos perfis geofísicos e que são amplamente utilizadas como ferramenta para caracterização e interpretação de litologias (TIAB; DONALDSON, 2015; RIDER, 2002).

Dessa forma, a própria definição de eletrofácies está em consonância com os sistemas que são alvo de técnicas de *Machine Learning*. Com isso, a geração de eletrofácies pode ser uma aplicação direta dessa técnica para a identificação automática de eletrofácies tendo os perfis de poços como entrada para os modelos, com algoritmos como *redes neurais* sendo capazes de identificar padrões complexos nos perfis de poço, aprendendo a relação entre as diferentes variáveis e classificando automaticamente os dados em diferentes eletrofácies (ABADI *et al.*, 2016; LIU *et al.*, 2019).

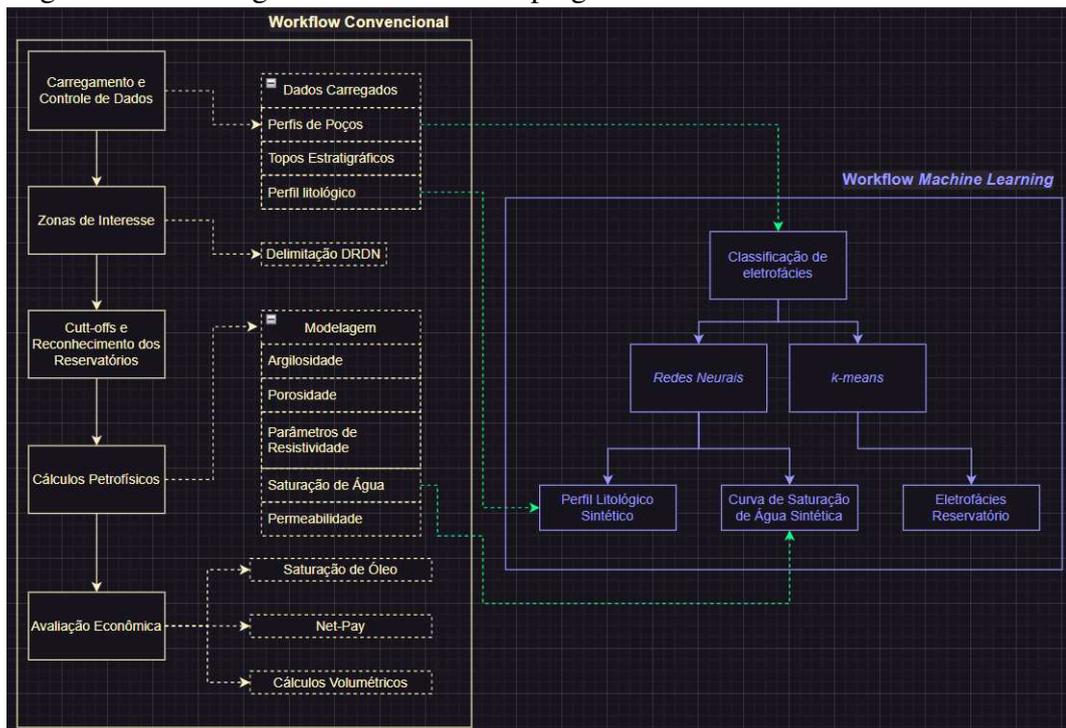
4 MÉTODOS

O objetivo deste trabalho primeiramente se deu com a aplicação de um *workflow* petrofísico convencional no poço 3-EP-CES do Campo de Espada, na Bacia do Ceará, utilizando dados de perfis de poços concedidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil (ANP) com o intuito de caracterizar as principais propriedades petrofísicas dos reservatórios perpassados pelo poço.

O estudo se segue com a aplicação de 3 *workflows* envolvendo processos de aprendizado de máquina, tais quais:

- Utilizou-se um algoritmo de *redes neurais* juntamente com os perfis geofísicos do poço 3-EP-5-CES e curva de saturação de água obtida do *workflow* convencional para treinar um modelo que pudesse ser aplicado no poço correlato 3-CES-38-D a fim de gerar curvas de saturação a partir dos perfis geofísicos do mesmo.
- Foram utilizados os dados de perfil dos poços 3-CES-38D-CE e 3-EP-5-CES para a implementação do método *k-means* e categorização de eletrofácies reservatório, não-reservatório e possível-reservatório em ambos os poços, com a posterior avaliação das propriedades petrofísicas de cada uma.
- Utilizou-se um algoritmo de *redes neurais* juntamente com os perfis geofísicos do poço 3-EP-5-CES e suas descrições de amostras de rochas com o intuito de treinar um modelo que pudesse ser aplicado no poço correlato 3-CES-38-D a fim de gerar um perfil de descrições de amostras de rochas sintético a partir dos perfis geofísicos do mesmo e a posterior comparação com as descrições de rocha reais do poço.

Figura 26 – Fluxograma de trabalho empregado nesse estudo.



Fonte: Autor.

4.1 Metodologia Convencional

A abordagem convencional do presente trabalho pode ser dividida em duas etapas: inicialmente, há uma análise qualitativa para carregar, realizar o controle dos dados e identificar de forma preliminar zonas potencialmente alvo. Em seguida, inicia-se a avaliação quantitativa, que envolve modelagem de propriedades e parâmetros petrofísicos, reconhecimento de reservatórios, avaliação dos fluidos presentes e da permeabilidade, e, por fim, análise econômica. Os cálculos das propriedades e parâmetros petrofísicos foram realizados utilizando os módulos de avaliação básica do *Software Interactive Petrophysics*, bem como a calculadora, que manipula operações matemáticas a partir dos perfis carregados.

4.1.1 Carregamento e Controle de Dados

Os dados do poço, recebidos em formato *DLIS*¹, foram carregados e processados no software *Interactive Petrophysics*, fornecido pela companhia *Lloyd's Register*. Nessa etapa, foram inseridos perfis de poço, incluindo caliper (CAL), raios gama (GR), densidade (RHOB), porosidade neutrônica (NPHI), sônico compressional (DTc), resistividade (ILD) e

¹ *DLIS*: Formato de arquivo usado para armazenar registros digitais de perfilagem de poços.

espontâneo (SP), juntamente com informações das descrições de amostras laterais, sendo todos esses perfis dados em função da profundidade (TVD)².

Em seguida, foi realizada a união das curvas resultantes (*splice*) de cada intervalo de perfilagem ao longo do poço e também ajustes de *gaps*, com o intuito de formar um monolítico de cada perfil.

Com todos os perfis disponíveis carregados e unificados, foi realizado um controle de qualidade dos dados com base no perfil de caliper, de modo que foram descartados segmentos que apresentassem valores faltantes, inconsistentes ou que se apresentassem em picos (outliers), sendo esses classificados como *flag bad role*³.

4.1.2 Zonas de Interesse

Nesta parte do processo foram interpretadas as litologias do poço com base no perfil litológico obtido via amostras de calha, cedido pela ANP e no perfil DRDN, que auxiliou o processo de distinção das zonas de interesse.

A curva DRDN é um indicador quantitativo da presença de arenitos, que tem como base os limites das escalas dos perfis (RHOB) e (NPHI) e pode ser utilizadas para identificar zonas de arenitos, folhelhos e siltitos (GUIMARÃES *et al.*, 2006).

Como a formação atravessadas pelo poço 3-EP-5-CES é majoritariamente formada por arenitos, siltitos e folhelhos dispostos de uma forma bem laminada, o DRDN foi calculado da seguinte forma:

$$DRDN = \left(\frac{RHOB - 2}{0.05} \right) - \left(\frac{0.45 - NPHI}{0.03} \right) \quad (4.1)$$

Os critérios para classificação litológica a partir do valor de DRDN foram adotados conforme a Tabela 5.

² *True vertical depth*: Profundidade calculada levando em consideração inclinação, direção do poço e a elevação do ponto de partida.

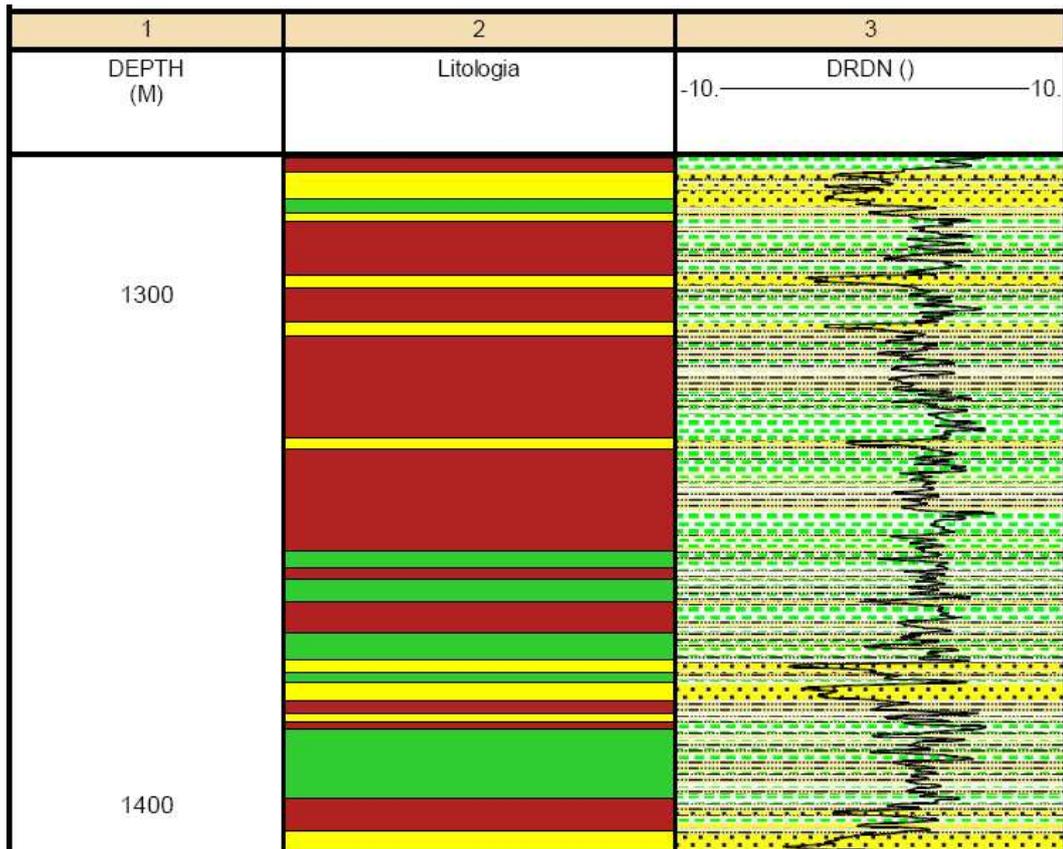
³ *Bad hole*: Intervalos que apresentam problemas de qualidade de dados, como picos ou travamento. Pode ser atribuído a problemas técnicos na coleta.

Tabela 5 – Critérios DRDN para classificação litológica

DRDN	Litologia
< 0	Arenito
≥ 0 e ≤ 3	Siltito
> 3	Folhelho

Fonte: Autor.

Figura 27 – Comparativo perfil litológico (Track 2) e o zoneamento via DRDN 1272m – 1411m. Amarelo: Arenitos - Verde: Folhelhos - Vinho: Siltitos



Fonte: Autor.

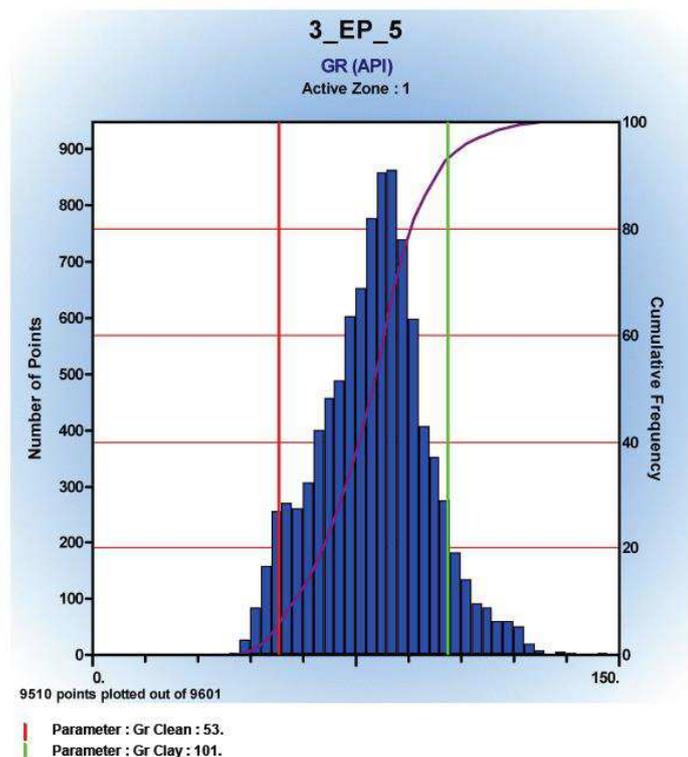
4.1.3 Volume de Argila (V_{Sh})

Na modelagem da argilosidade, foram utilizados os métodos apresentados pelas Equações 3.12, 3.11, 3.10 e 3.13 discutidos na seção 3.4.1. Para os modelos empíricos de argilosidade, os valores máximos e mínimos lido do perfil de radioatividade adotados para o cálculo de IGR pela Equação 3.9 foram de:

- $GR_{MAX} = 53^\circ \text{ API}$
- $GR_{MIN} = 101^\circ \text{ API}$

Sendo esses valores obtidos por meio do histograma mostrado na Figura 28, que seleciona valores mínimos e máximos representativos para todo o poço.

Figura 28 – Obtenção dos valores máximos e mínimos do GR para estimativa de argilosidade.



Fonte: Autor.

Por outro lado, os parâmetros para o modelo de argilosidade *Neutron-Densidade* foram definidos a partir do ajuste mostrado na Figura 23, obtendo:

- $Neu_{cl1} = -0.02$ e $Den_{cl1} = 2.65$;
- $Neu_{cl2} = 0.88$ e $Den_{cl2} = 0.88$;
- $Neu_{clay} = 0.48$ e $Den_{clay} = 2.34$.

4.1.4 Porosidade (ϕ)

Com excessão da porosidade advinda do Neutrão (NPHI), que é obtida de forma direta, as demais estimativas de porosidade adotadas possuem parâmetros a serem discutidos nessa seção.

Na estimativa de porosidade via perfil sônico ϕ_{son} , foram considerados, de modo a simplificar o modelo, que os reservatórios são arenitos consolidados, com fator de compactação $C_p = 1$. Além disso, foram utilizados valores padrões para o tempo de trânsito em matriz de quartzo, já que os reservatórios a serem avaliados são formados por arenitos e tempo de trânsito em fluido de lama a base água, já que o fluido do poço, conforme relatório de exploração, é base-água salina.

Assim, tem-se para a curva de ϕ_{son} , a partir da Equação 3.1:

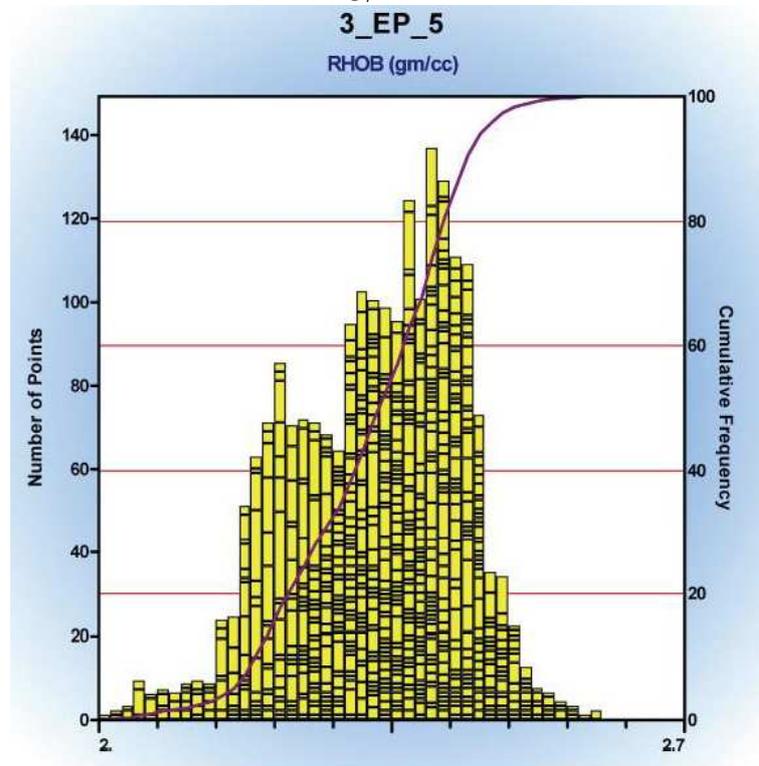
- $\Delta t_{ma} = 55.5 \mu Sec/ft$;
- $\Delta t_{fl} = 189 \mu Sec/ft$.

Na estimativa da curva de porosidade via perfil de densidades ϕ_{den} , como os reservatórios estudados são arenitos, então é possível estimar um ρ_m de aproximadamente $2.65g/cm^3$, que é o valor de densidade aproximada de uma matriz de Quartzo. Para além disso, foi feita uma análise das leituras de RHOB nos intervalos considerados arenitos pelo perfil litológico, afim de verificar se a estimativa de $2.65g/cm^3$ foi razoável para o estudo, como mostra a Figura 29. De outra parte, como o poço, conforme o relatório de perfuração, foi perfurado com um filtrado com lama a base de água salgada, é utilizado um ρ_f de $1.10g/cm^3$, que é o valor aproximado utilizado para fluidos salinos.

Com isso, obtém-se para ϕ_{den} , a partir da Equação 3.5:

- $\rho_m = 2.65g/cm^3$;
- $\rho_f = 1.10g/cm^3$.

Figura 29 – Histograma com os valores de RHOB lido nos arenitos do poço. Valores de média = 2.3 g/cm^3 e moda = 2.4 g/cm^3 .



Fonte: Autor.

Já a correção de *Gaymard-Poupon* é calculada pela média quadrática entre ϕ_{son} e ϕ_{den} , conforme a Equação 3.14, também via calculadora do *Interactive Petrophysics*.

Por fim, a porosidade efetiva, onde exclui-se a interferência da argilosidade, foi calculada a partir da Equação 3.15.

É importante salientar que as estimativas de porosidade são feitas em *tracks* para todo o poço. Ou seja, elas são feitas para todas as litologias as quais o poço perpassa. Dessa maneira, como as estimativas foram feitas visando a avaliação dos reservatórios, que são arenitos, então os parâmetros utilizados modelam esse tipo de litologia. Dessa forma, é possível que haja uma curva de porosidade para os folhelhos, porém ela não será tão confiável, uma vez que os parâmetros utilizados não foram selecionados para esse tipo de litologia. A porosidade dos folhelhos é difícil de ser estimada, uma vez que esse tipo de rocha é composto por vários componentes, tais como siltito, quartzo e argila, o que dificulta a obtenção da densidade da matriz do folhelho, por exemplo. No entanto, é sabido que a porosidade dos folhelhos é geralmente menor do que nos arenitos que constituem os reservatórios.

4.1.5 *Cut-offs e Reconhecimento dos Reservatórios*

Após os cálculos da curva de porosidade, foi realizado um *cut-off*⁴ a partir do *crossover* de \emptyset x *ILD*, com o intuito de classificar os fluidos presentes nos arenitos mapeados. Foi escolhido o perfil de porosidades ϕ_{den} dentro de todos os calculados por este ser um perfil mais confiável que os demais, já que a densidade da rocha é fortemente influenciada pela porosidade e é menos suscetível à erros de correlação com outros parâmetros tais quais mineralogia, litologia e a própria saturação de fluidos.

Nesse sentido, o *crossover* \emptyset x *ILD* mostrado na Figura 30 é particularmente interessante pois permite realizar uma separação preliminar dos pontos que constituem os reservatórios saturados de água e os reservatórios saturados de hidrocarbonetos. Isso ocorre porque normalmente os reservatórios de água se apresentam com maiores porosidades e menores resistividades. Por sua vez, os reservatórios de óleo se apresentam com boas porosidades, porém com maiores resistividades, já que a presença de hidrocarbonetos normalmente está associada a maiores resistividades lidas da formação, como discutido na seção (3.3.6). Com isso, juntamente com a distinção litológica, é possível sinalizar os pontos dos arenitos de baixa resistividade e alta porosidade, que serão interpretados como reservatórios saturados de água, e os arenitos de alta resistividade e boa porosidade, que serão interpretados como possíveis reservatórios de hidrocarbonetos. Além disso, esse *plot* também auxilia nas posteriores estimativas de R_w discutidas na próxima seção, pois os métodos de estimativa da resistividade da água da formação só podem ser aplicados nos reservatórios identificados como saturados de água. Além disso, é possível selecionar os reservatórios que terão melhores características de portar hidrocarbonetos e assim descartar os reservatórios portadores de água para avaliação econômica. Vale ressaltar que essa avaliação não exclui totalmente a possibilidade desses reservatórios descartados eventualmente serem portadores de óleo ou gás. Isso porque existem reservatórios que não são facilmente identificados a partir perfis convencionais.

⁴ *Cutoff*: Valor mínimo ou máximo de um parâmetro utilizado para definir a presença ou ausência de uma determinada característica em um reservatório.

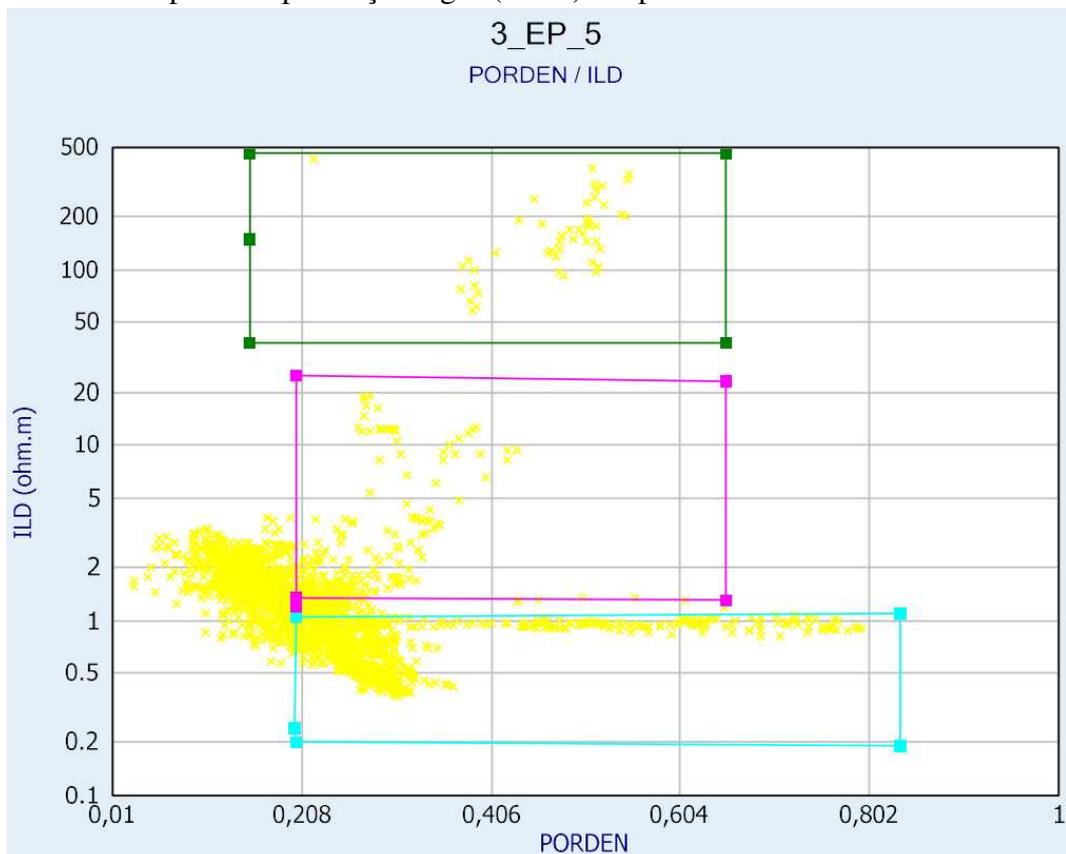
Na tabela 6 a seguir estão apresentados os critérios adotados para mapeamento dos fluidos dos reservatórios. Adotou-se uma resistividade de reservatórios portadores de água de até 1 (ohm.m), devido ao fato do fluido de perfuração ser salino, portanto condutor, o que diminui as leituras de resistividade de modo geral. Assim, tais critérios foram adotados considerando-se o contexto do poço estudado e também o efeito de aumento da resposta do perfil de resistividade na presença de hidrocarbonetos.

Tabela 6 – Critérios *cut-off* para classificação dos reservatórios

ϕ_{den}	ILD (ohm.m)	Fluido
> 0.2	≤ 1	Água
> 0.2	> 1 e ≤ 50	Óleo
> 0.2	> 50	Possível Gás

Fonte: Autor.

Figura 30 – *Crossplot* $\phi_{den} \times$ *ILD* feito para distinção de reservatórios. As zonas de água (azul) foram selecionadas em pontos de baixa resistividade, as zonas de óleo (magenta) em pontos de média resistividade e as zonas de possível presença de gás (verde) em pontos de alta resistividade.



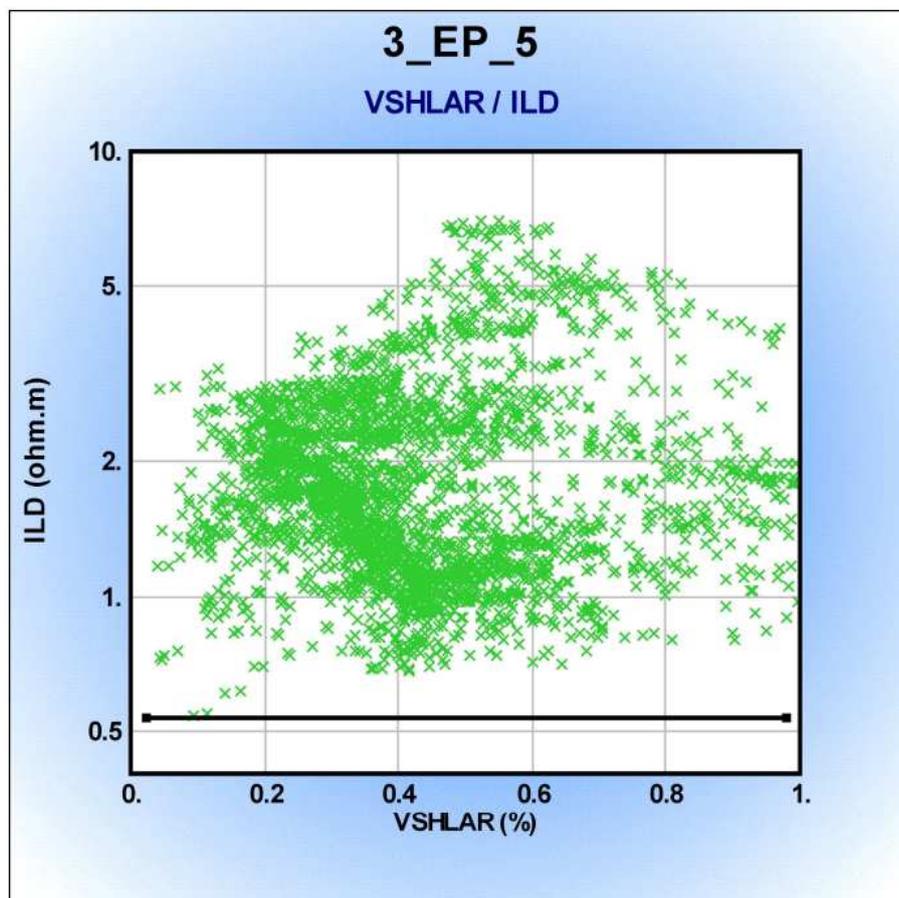
Fonte: Autor.

4.1.6 Parâmetros de Resistividade

Conforme discutido na seção (3.4.9), a estimativa de R_{Sh} foi realizada a partir do *crossplot* $V_{Sh} \times R_t$ realizado em zonas identificadas como folhelho ao longo de todo o poço. Com isso, foi obtido como resultado 0.053 (ohm.m) para R_{Sh} , como mostra a Figura 31.

É importante levar em consideração que não existem dados de testemunhos obtidos em campo disponíveis para o comparativo desse parâmetro com os resultados dessa seção.

Figura 31 – Determinação de R_{Sh} utilizando todos os pontos classificados como Folhelho. Resistividade de 0.053 ohm.m..



Fonte: Autor.

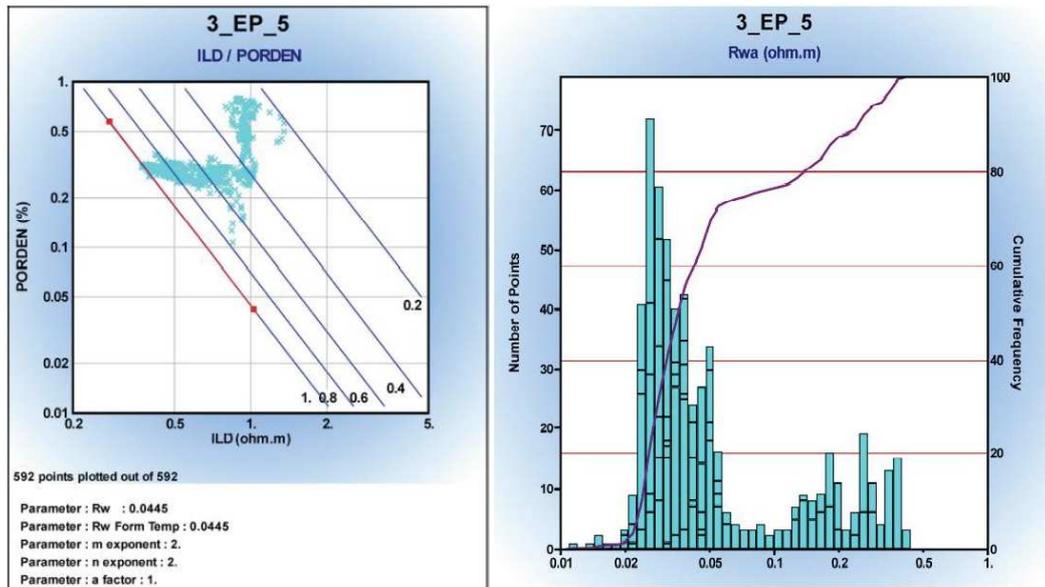
De outra parte, conforme discutido na seção (3.4.10), a estimativa de resistividade da água da formação R_w contou com a técnica de *Pickett-Plot*, o método do R_{wa} e o método R_w via perfil SP. Os métodos foram adotados de modo a diversificar a metodologia e assim obter um comparativo desse parâmetro, aumentando a confiabilidade do resultado adotado.

O método de *Pickett* utilizou valores padrão de $m = n = 2$ e obteve um valor de 0.045 ohm.m para R_w , enquanto o método de R_{wa} utilizou a Equação (3.20) a partir das zonas mapeadas como água e obteve um valor médio de 0.05 ohm.m. Ambos métodos apresentaram

valores próximos ao valor adotado para esse parâmetro durante a perfuração do poço (0.081 ohm.m), conforme o relatório de exploração.

A Figura 32 a seguir mostra os resultados obtidos para esses dois métodos.

Figura 32 – Pickett Plot utilizado com as zonas identificadas como reservatórios de água (esq.) e histograma do R_{wa} para as zonas interpretadas como saturadas de água, média 0.05 ohm.m e moda 0.03 ohm.m (dir.).



Fonte: Autor.

O método R_w pelo perfil de SP, por sua vez, utilizou a Equação (3.7). O perfil de temperaturas foi obtido a partir das informações de temperatura de abertura e de fundo do poço advindas do relatório de exploração do poço. Com a temperatura de abertura de $89\text{ }^\circ\text{F}$ e a temperatura de fundo de $136\text{ }^\circ\text{F}$ a 1220 m , foi possível traçar um gradiente de temperatura conforme a profundidade, gerando o perfil de temperaturas para o poço e obtendo a leitura de F_T . R_{mf} , por sua vez, é fornecido em função da temperatura na superfície e é corrido conforme a temperatura de interesse, nesse caso foi utilizado 0.081 ohm.m em $133\text{ }^\circ\text{F}$, que é a resistividade da água disponível no relatório de perfuração e cujo o valor utilizado gerou uma curva de salinidade coerente com os valores colhidos em campo, que foi por volta de 50 ppm NaCl , ou seja, a água da formação possui resistividade semelhante a água do filtrado salino. Por fim, o SSP foi obtido com base na leitura do LBF, que foi traçada utilizando o recurso "Curve to Shift" do IP, que calibra a curva de SP para 0.0 mv no ponto de folhelho.

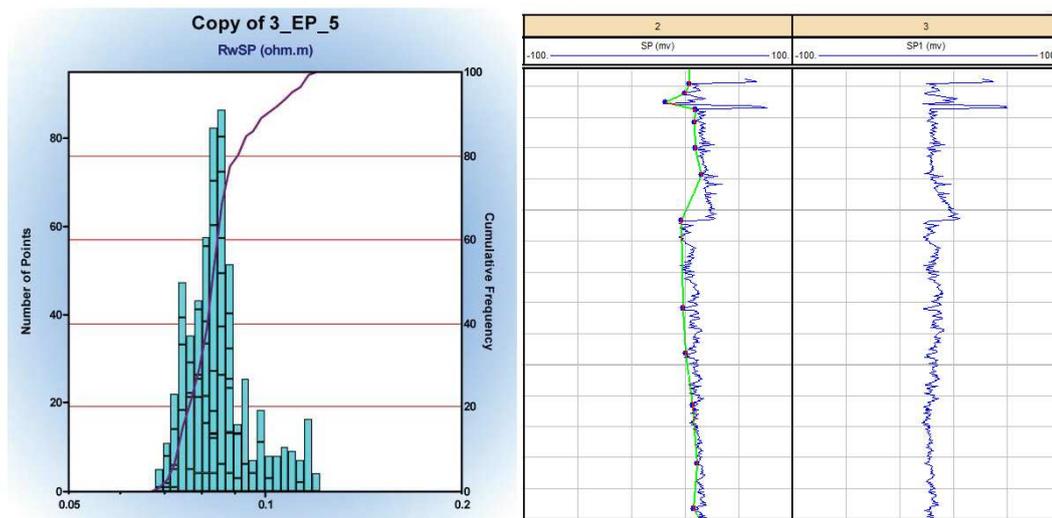
É importante salientar que serão verificados os valores de R_{wSP} serão significativos apenas para os reservatórios saturados de água, que foram utilizados a partir do Cut-off feito com o *Crossplot* $\phi \times ILD$.

Essa abordagem obteve valores de 0.08 ohm.m, resultados mais elevados que os demais. Isso pode ser explicado devido ao fato desse procedimento conter mais parâmetros dependentes a sua estimativa. Além disso, é possível que o fluido de perfuração salino tenha interferido em algumas leituras do perfil SP e assim na estimativa de R_{wSP} . Diante disso, esse método é o mais suscetível a falta de confiabilidade dos resultados.

Apesar do R_{wSP} tenha sido o mais próximo do estimada pela equipe de perfuração em campo, é preciso salientar que essa estimativa de campo foi feita apenas para uma profundidade e temperatura, não contemplando outras zonas que possam vir a ter diferentes propriedades.

Diante disso, o resultado escolhido para utilização nos modelos de saturação de água foi $R_w = 0.045 \text{ ohm.m}$ obtido pelo *Pickett-Plot*.

Figura 33 – Histograma dos valores obtidos de R_{wSP} , Média de 0.08 ohm.m (esq.) e Determinação da LBF e calibração da curva SP (dir.).



Fonte: Autor.

4.1.7 Saturação de Água (S_w)

A estimativa da saturação de água foi obtida utilizando as equações discutidas na seção 3.4.8 em conjunto com os parâmetros de resistividade abordados na seção 4.1.6. Para tal, foi realizado o cálculo da curva de saturação de água para todos os métodos considerados por meio da calculadora do software *Interactive Petrophysics*. Os valores de entrada utilizados foram as curvas de resistividade profunda (ILD), porosidade efetiva obtida a partir do perfil de densidades (ϕ_{den}) e o volume de folhelho (V_{Sh}) do poço avaliado. Com base nesses dados, foi possível obter a estimativa da saturação de água para cada ponto de profundidade do poço, sendo

essa propriedade especialmente importante quando aplicada nas zonas delimitadas na seção 4.1.5. Dessa forma, foram obtidas as médias desse parâmetro petrofísico para cada uma das zonas avaliadas. Além disso, é possível fomentar uma discussão acerca dos métodos aplicados no que diz respeito a convergência dos resultados, já que a aplicação de diferentes métodos para estimar a saturação de água pode gerar resultados discrepantes. Tal discussão pode ser útil para identificar as limitações de cada um e determinar qual é o mais adequado para a situação em questão.

4.1.8 Permeabilidade (K)

O cálculo da estimativa de permeabilidade foi realizado conforme as equações da seção 3.4.11 a partir da calculadora do *Software Interactive Petrophysics*. Foi utilizada a Equação 3.21, com *input* das curvas de (ϕ_{den}) e de Saturação de Água (S_w). Os valores adotados das constantes a, b e c foram aplicados conforme o método utilizado. De modo a diversificar os resultados obtidos e conferir uma maior confiabilidade, foram realizadas estimativas pelas Equações 3.22 e 3.23.

4.1.9 Avaliação Econômica

A avaliação econômica foi realizada como último passo do *workflow* convencional, e consistiu em aplicar as Equações 3.24 e 3.25, discutidas na seção 3.4.12, nas zonas interpretadas como portadoras de hidrocarbonetos. A curva estimativa de Saturação de Hidrocarbonetos (S_o) teve como *input* a curva de Saturação de Água (S_w) e foi obtida pela calculadora do *Software Interactive Petrophysics* para toda profundidade do poço. Com isso, foi possível realizar o cálculo da média desse parâmetro nas zonas classificadas como hidrocarbonetos.

De outra parte, a partir da curva de Saturação de Hidrocarbonetos foi possível discriminar a qualidade das zonas e assim selecionar aquelas que podem ser submetidas à avaliação econômica e ao cálculo de *Net-Pay*.

O VOOIP foi calculado pela Equação 3.25, que recebeu como *input* as curvas de (ϕ_{den}) , (S_o) e a espessura da zona classificada como portadora de hidrocarboneto. A área superficial do campo adotada foi de $22,67\text{km}^2$, conforme o Sumário Executivo do Campo de Espada (ANP, 2013).

4.2 Metodologia *Machine Learning*

A metodologia do fluxograma de trabalho via *Machine Learning* inicia-se reimplementando o procedimento adotado na seção 4.1.1 para o poço 3-EP-5-CES, estendendo-o para o poço 3-CES-38D-CE. Os dados foram então submetidos ao *Software Interactive Petrophysics* e trabalhados nos módulos específicos disponibilizados pela ferramenta, de acordo com a metodologia de cada procedimento.

Essa abordagem é dividida em duas etapas: a primeira utiliza o algoritmo *k-means* para a identificação de eletrofácies reservatório, possível-reservatório e não-reservatório, seguida da avaliação de suas propriedades petrofísicas nos dois poços estudados; a segunda etapa utiliza as *Redes Neurais* para estimar a Curva de Saturação de Água Sintética – ponto central da discussão da metodologia convencional– e também construir um modelo de Perfil Litológico sintético a partir dos perfis geofísicos básicos e dados de amostra de calha. Ambas as abordagens serão detalhadas nas seções seguintes.

4.2.1 *K-Means*

No presente trabalho, o *k-Means* foi executado no módulo de *Advanced Interpretation Cluster Analysis for Rock Typing* com a utilização de três *clusters* – cada um representando as eletrofácies reservatório, possível-reservatório e não-reservatório – e com diferentes perfis de poço como dados de entrada. Foram avaliados, em diversos testes, arranjos com os perfis de GR, RHOB, NPHI, DT e ILD, de modo a verificar a combinação de perfis com melhor sensibilidade para o agrupamento de fácies. Optou-se, então, pela utilização somente dos perfis GR, RHOB e NPHI, todos eles normalizados. O procedimento de normalização dos perfis consiste na subtração da média e divisão pelo desvio padrão para todas as amostras de cada variável e é utilizado visando um melhor efeito comparativo entre as variáveis, já que estas possuem diferentes unidades e escala.

É importante salientar que os intervalos de profundidades aos quais o modelo foi gerado corresponderam às alturas perpassadas pela formação Ubarana, que contém os reservatórios em ambos os poços.

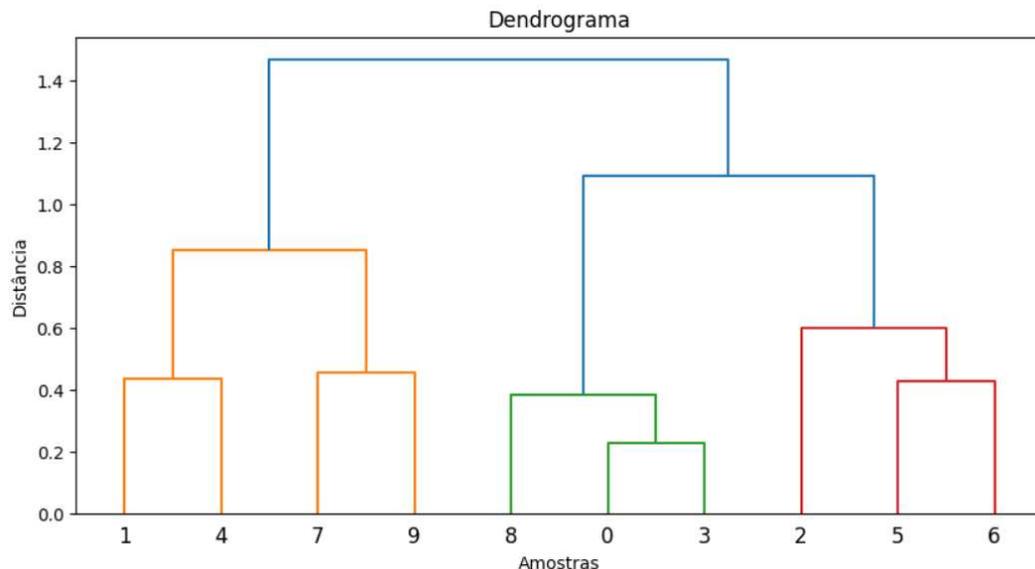
O método de agrupamento utilizado foi o de minimizar a soma dos quadrados das distâncias *intra-clusters*. Esse processo é executado iterativamente até que uma convergência seja alcançada e os centroides finais sejam determinados, permitindo a identificação de grupos

com características semelhantes, como discutido na seção 3.5.2.

Dessa forma, foi aplicada uma abordagem mista, combinando o método de *k-means* com o método de *clustering* hierárquico para obter uma melhor segmentação dos dados e uma compreensão mais profunda das relações entre os elementos. Assim, inicialmente foi utilizado o método de *k-means* com um número fixo de três *clusters* para iniciar o agrupamento. Em seguida, foi utilizado um dendrograma⁵ gerado pelo método de *clustering* hierárquico para refinar a estrutura dos grupos obtidos pelo *k-means* e identificar subgrupos dentro de cada um dos três grupos iniciais.

O dendrograma é construído a partir de uma matriz de distância ou similaridade entre os objetos ou grupos. Cada objeto ou grupo é representado por um nó no dendrograma e a distância entre eles é medida pela altura da conexão entre esses nós. Os objetos ou grupos mais próximos são conectados primeiro, formando grupos menores que são então conectados para formar grupos maiores. Com o auxílio do dendrograma, é possível determinar o número ideal de *clusters* para a *clusterização*, identificar grupos anômalos ou *outliers*, bem como identificar subgrupos dentro de um grupo maior.

Figura 34 – Dendrograma gerado usando o método de ligação de Ward, que minimiza a soma dos quadrados das diferenças entre os pontos dentro de cada grupo



Fonte: Autor.

⁵ Diagrama em árvore usado para representar relações hierárquicas entre objetos ou grupos.

Como mostra o exemplo da Figura 34, as amostras são agrupadas em cinco níveis hierárquicos. As duas primeiras amostras (representadas pelas linhas 0 e 1) formam o primeiro grupo, que é a base do dendrograma. A partir desse ponto, o dendrograma vai se ramificando em dois grupos sucessivamente, até chegar ao topo, onde cada amostra é um grupo individual. Amostras que estão próximas no dendrograma têm características semelhantes e podem ser agrupadas juntas. Já amostras que estão distantes no dendrograma têm características distintas e podem ser separadas em grupos diferentes.

Com isso, foi possível obter o número de *clusters* ideal para o modelo, como uma forma de refinamento adicional da escolha do número de *clusters* para a análise.

Após a conclusão da etapa de formação dos agrupamentos nos dois poços selecionados, foram conduzidas diversas análises por meio de *crossplots* e histogramas para avaliar o comportamento do agrupamento e as principais propriedades petrofísicas das eletrofácies obtidas.

Para obter uma compreensão mais profunda dessas características, realizou-se um estudo estatístico dessas propriedades, com o objetivo de identificar possíveis tendências, padrões e anomalias nos dados. Esse estudo foi importante para extrair informações sobre as propriedades das eletrofácies, identificação de correlações e interdependências entre as variáveis. Dessa forma, foram obtidas informações relevantes para a interpretação dos dados, o que permitiu uma avaliação comparativa com os resultados obtidos no *workflow* convencional.

4.2.2 Redes Neurais

O procedimento adotado utilizando modelos de *Redes Neurais* foi executado no módulo de *Neural Networks* e seguiu três vertentes:

- Para desenvolver um modelo capaz de prever o perfil litológico de amostras de calha, a primeira abordagem baseou-se na utilização de amostras dos perfis GR, NPHI, DT e RHOB do poço 3-EP-5-CES nas profundidades de 1060 m - 2150 m como *inputs* de um modelo cujo *output* deveria ser o perfil litológico de amostras de calha desse mesmo poço. Com isso, foi possível treinar um modelo, que por sua vez, recebeu *inputs* de GR, NPHI, DT e RHOB agora do poço correlato 2-CES-38-D, obtendo como *output* o perfil litológico sintético do mesmo. Nessa segunda aplicação do modelo, as amostras de perfis utilizadas foram da profundidade de 1300 m - 2370 m (perpassando a formação Ubarana e Mundaú). Os intervalos escolhidos para treinamento e aplicação são tais que o perfil

NPHI se faz presente em ambos os poços. Com a obtenção do perfil litológico sintético do poço 2-CES-38-D a partir do modelo treinado com amostras dos perfis GR, NPHI, DT e RHOB do poço 3-EP-5-CES, foi possível compará-lo com o perfil litológico real deste poço. Os valores discretos referentes às litologias foram relacionados entre o perfil real e o sintético, permitindo avaliar o erro associado em cada um desses valores em relação à profundidade. Com isso, tornou-se possível identificar as litologias e as porções do poço em que o modelo apresentou melhor adequação.

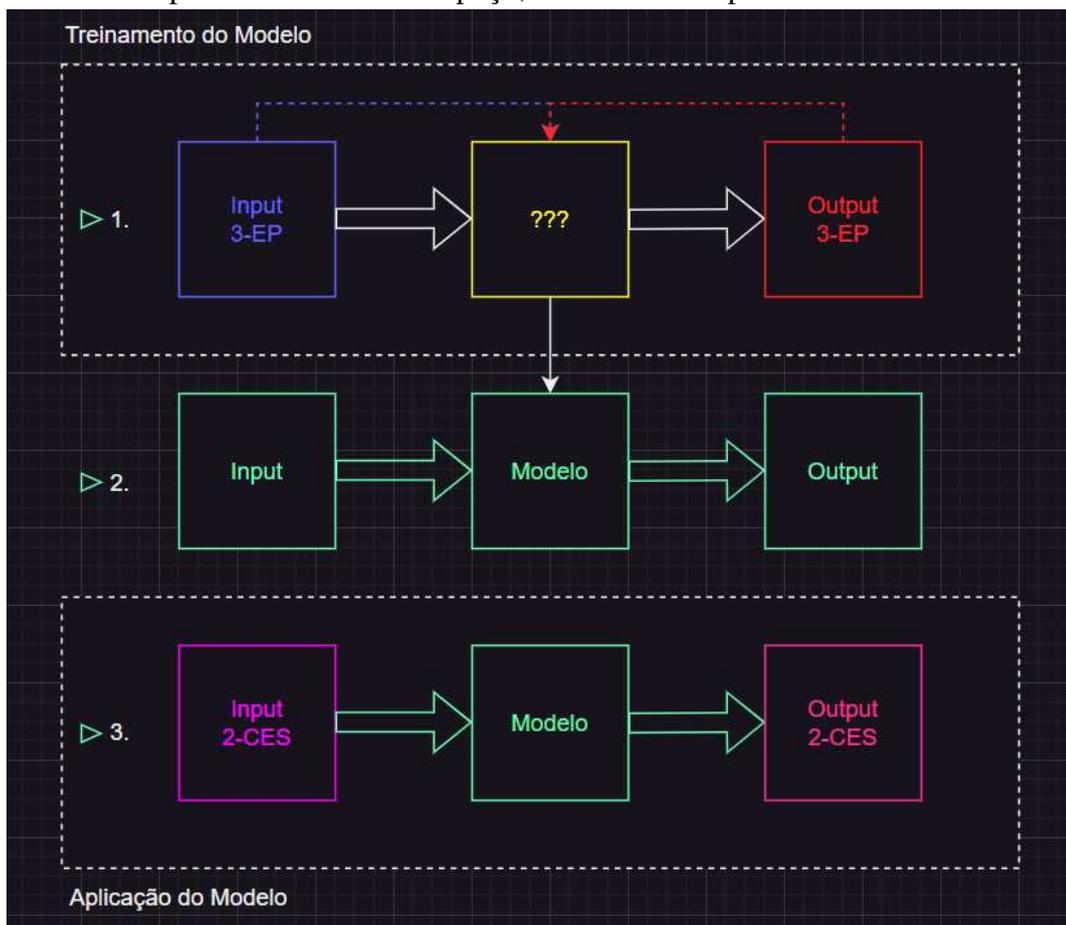
- A segunda abordagem envolveu uma modelagem visando a predição da curva de S_w do poço 2-CES-38D. Dessa forma, dentre as várias possibilidades de combinação testadas previamente, foram utilizados os perfis GR, NPHI, DT, RHOB e ILD do poço 3-EP-5-CES nas profundidades de 1060 m - 2150m como *inputs* de um modelo cujo *output* deveria ser o perfil de S_w obtido via *workflow* convencional do mesmo poço. A partir disso, é obtido um modelo que permite receber como *inputs* os perfis de GR, NPHI, DT, RHOB e ILD na mesma profundidade adotada anteriormente do poço 2-CES-38-D e assim gerar como *output* uma curva de Saturação de Água Sintética para esse poço. Com isso, foi possível comparar o perfil sintético do segundo poço com o perfil de S_w obtido pelo *workflow* convencional do mesmo poço. Dessa forma, foi possível relacionar esses dois perfis comparativamente e assim traçar o erro associado com o intuito de avaliar a validade do modelo gerado.
- Por último, houve uma modelagem visando a predição da curva de NPHI do poço 2-CES-38D e para assim obtê-la em profundidades onde esse dado é faltante. Para tal, foram utilizados os perfis GR, NPHI, DT, RHOB e ILD do poço 3-EP-5-CES nas profundidades de 1060 m - 2150m como *inputs* de um modelo cujo *output* deveria ser o perfil NPHI do mesmo poço. A partir disso, é obtido um modelo que pode receber como *inputs* os perfis de GR, NPHI, DT, RHOB e ILD na mesma profundidade adotada anteriormente do poço 2-CES-38-D e assim gerar como *output* uma curva de NPHI sintética para esse poço. Com isso, foi possível avaliar comparativamente o perfil sintético do segundo poço com o seu perfil de NPHI original e assim traçar o erro associado, com o intuito de avaliar a aplicabilidade do modelo gerado. Também foi gerado um modelo sem a utilização do perfil ILD como *input* de treinamento, visando avaliar o comportamento dos perfis sintéticos gerados a partir da utilização ou não desse perfil.

Todas as abordagens citadas utilizaram método de rede neural *perceptron* do *Interactive Petrophysics*, com parâmetros de treinamento definidos da seguinte forma:

- Número de repetições durante o treinamento = 10;
- Número de épocas por treinamento = 100;
- Porcentagem de dados usados para validação = 5%

O número de repetições se refere ao número de vezes que a rede será treinada cada vez que o processo de treinamento é iniciado. Já o número de épocas por repetição especifica quantas vezes o conjunto de dados de treinamento será apresentado à rede durante cada repetição do treinamento. Por fim, a porcentagem de dados de validação se refere à quantidade de dados de treinamento que serão utilizados pela rede neural para validar o resultado do treinamento (OLIVEIRA, 2019).

Figura 35 – 1. Inputs e Outputs do 1º poço estabelecendo um modelo. 2. Modelo estabelecido e pronto para receber entradas e oferecer saídas. 3. Input a partir dos dados do 2º poço, fornecendo outputs sintéticos.



Fonte: Autor.

A Figura 35 mostrada acima ilustra o fluxograma da modelagem via *Redes Neurais*. De modo geral, o modelo foi treinado com dados do poço 3-EP-5-CES no intervalo de 1060-m - 2150m e aplicado no poço 2-CES-38-D em um intervalo de profundidade de 1300m - 2370m nas três abordagens discutidas anteriormente.

5 RESULTADOS

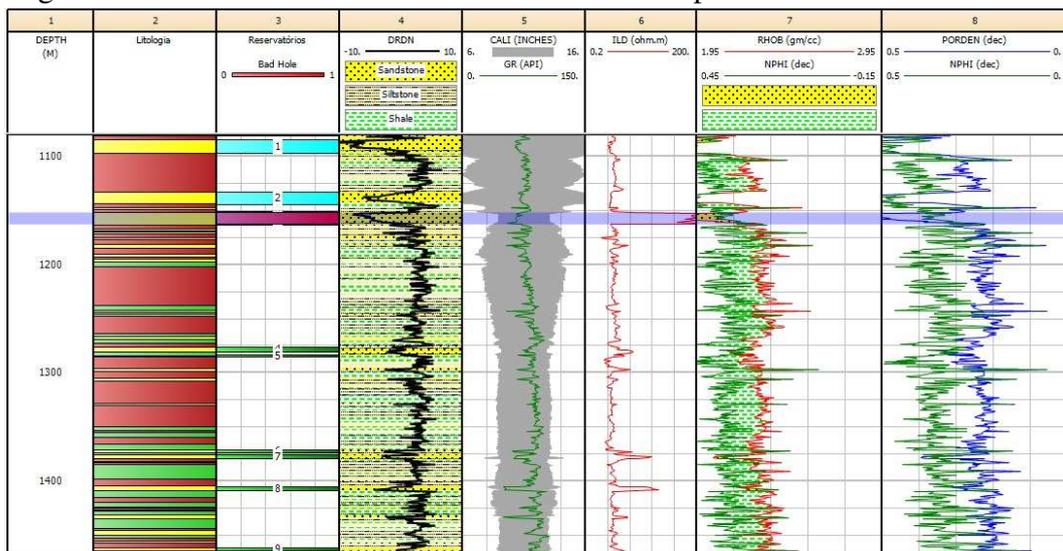
5.1 Resultados *workflow* convencional

5.1.1 *Cut-off e Zoneamento*

Utilizando os critérios de *cut-off*, foi possível categorizar os reservatórios candidatos em dois tipos: portadores de óleo ou portadores de água. Embora seja importante identificar reservatórios de água, eles obviamente são excluídos das análises econômicas e dos resultados finais após a extração das propriedades necessárias definidas na metodologia. É importante destacar que o zoneamento através da curva DRDN, um método que utiliza apenas as curvas de perfilagem, ajudou no processo de *cut-off* ao auxiliar na identificação de zonas de arenito. Dessa forma, os resultados serão apresentados e totalizados apenas a partir dos reservatórios reconhecidos como hidrocarbonetos. Como resultado, foram identificadas oito zonas como possíveis reservatórios de hidrocarbonetos, todas elas portadoras de óleo e situadas na Formação Ubarana.

A Figura 36 mostrada abaixo mostra o resultado do *cut-off* na profundidade de 1821m – 1468m, mostrando dois reservatórios de água na faixa superior e reservatórios interpretados como portador de óleo da formação Ubarana.

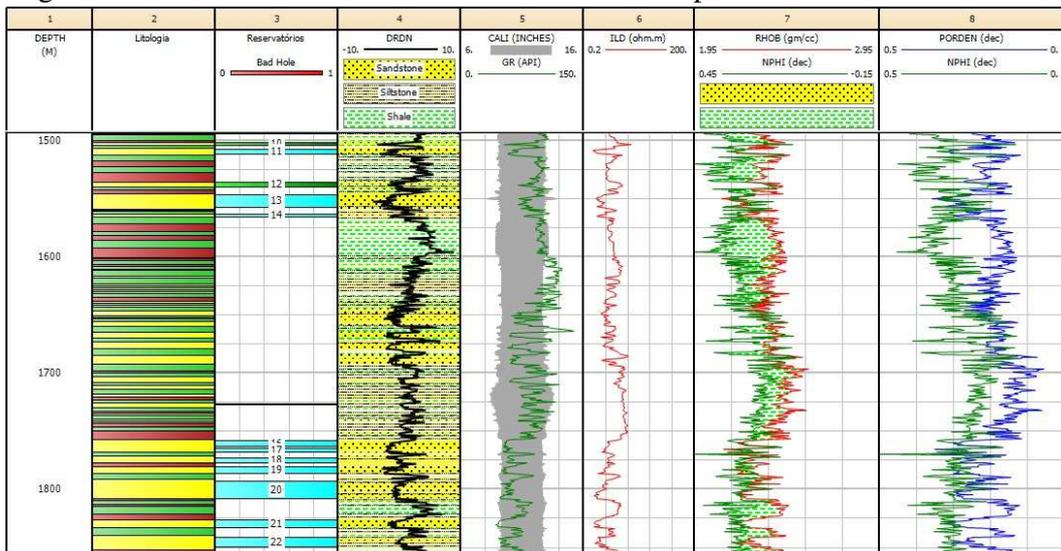
Figura 36 – Resultados obtidos do *cut-off* na faixa de profundidade 1080m - 1468m.



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

A Figura 37, por sua vez, demonstra o resultado obtido do *cut-off* na profundidade de 1500m – 1850m, no bloco inferior do poço avaliado, que são os reservatórios interpretados como portadores de água da formação Mundaú. As zonas 10 e 12 foram as únicas zonas da formação Mundaú interpretadas como possíveis portadoras de hidrocarbonetos.

Figura 37 – Resultados obtidos do cut-off na faixa de profundidade 1500m - 1850m.



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

5.1.2 Resultados Estimativa de Argilosidade (V_{sh})

Os resultados estimativa de argilosidade são mostrados na Tabela 7 e foram totalizados para os reservatórios interpretados como possíveis portadores de óleo (Zona 4 até Zona 12). Os reservatórios da zona 4 até a zona 9 pertencem a formação Ubarana. Os reservatórios 10 e 12, por sua vez, pertencem a formação Mundaú.

Tabela 7 – Volume de Folhelho (Médias %) nas zonas Possíveis Reservatórios

Zonas	Prof.(m)	IGR	ND	Clavier	Larionov	Steiber
4	1276,05- 1281,07	44,17%	29,48%	25,99%	27,97%	28,43%
5	1283,97- 1285,49	42,65%	53,29%	25,24%	27,15%	27,60%
6	1371,44- 1374,04	37,07%	30,15%	21,92%	23,60%	24,00%
7	1376,02- 1379,52	28,10%	25,35%	14,78%	16,00%	16,58%
8	1405,13- 1409,09	15,83%	22,26%	8,21%	8,91%	9,27%
9	1461,97- 1465,02	52,09%	33,77%	32,72%	35,11%	35,38%
10	1502,05- 1504,04	35,07%	14,05%	21,07%	22,65%	23,03%
12	1726,54- 1727,61	54,27%	29,75%	34,96%	37,47%	37,66%

Fonte: Autor.

Os modelos empíricos de Clavier, Larionov e Steiber apresentaram semelhança de resultados em todos os reservatórios, sendo a estimativa de argilosidade pelo método de Larionov obtendo resultados intermediários aos demais. O modelo linear (IGR), por sua vez, apresentou resultados numericamente superiores aos demais em quase todas as zonas. Isso se deve, sobretudo, ao fato dessa estimativa superestimar os valores de argilosidade. O modelo *Double Shale* obtido pelos perfis NPHI e RHOB apresentou resultados com maior semelhança com os obtidos pelos modelos empíricos. Portanto, optou-se pelo resultado obtido pelo modelo de Larionov para as etapas seguintes da avaliação por ele se apresentar mais próximo do valor médio dos outros modelos. De outra parte, de modo geral, as zonas menos profundas pertencentes à Formação Ubarana apresentaram valores menores de volume de folhelho que os reservatórios da formação Mundaú, portanto, são zonas mais limpas. As zonas 6, 7 e 8, em termos de qualidade reservatório a partir do volume de folhelho, são os melhores reservatórios. As zonas 4, 5 e 10

possuem qualidade intermediária e as zonas 9 e 12 detêm os piores indicadores de qualidade de reservatório nesse quesito.

5.1.3 Resultados Estimativa de Porosidade (ϕ)

A estimativa de porosidade, também foi totalizada a partir das zonas portadoras de óleo, conforme apresentado na Tabela 8 abaixo:

Tabela 8 – Porosidades (Médias %) nas zonas Possíveis Reservatórios

Zonas	Prof.(m)	ϕ_{Den}	ϕ_{Ef}	ϕ_{GP}	ϕ_{Son}	NPHI
4	1276,05- 1281,07	29,46%	21,28%	30,52%	39,10%	31,43%
5	1283,97- 1285,49	27,55%	20,36%	33,43%	44,21%	38,24%
6	1371,44- 1374,04	22,61%	17,25%	24,79%	33,03%	26,19%
7	1376,02- 1379,52	35,50%	30,06%	35,29%	45,15%	34,82%
8	1405,13- 1409,09	28,59%	26,16%	28,52%	30,96%	28,21%
9	1461,97- 1465,02	19,99%	12,98%	26,48%	32,11%	25,36%
10	1502,05- 1504,04	20,77%	16,20%	20,24%	26,69%	19,08%
12	1726,54- 1727,61	17,75%	11,05%	20,09%	22,47%	22,15%

Fonte: Autor.

Os modelos de estimativa de porosidade pelo perfil de densidades (RHOB), pela correção de Gaymard Poupon e pelo perfil NPHI apresentaram maiores semelhança de resultados em comparativo com os resultados obtivos a partir da porosidade sônica na maioria das zonas avaliadas, sendo a estimativa de porosidade pelo perfil de densidades obtendo resultados menores que os demais para a maioria das zonas.

Pode-se observar que para todas as zonas há sempre a tendência de a porosidade sônica ser mais discrepante que as demais, apresentando valores superestimados de porosidade. No entanto, é possível evidenciar que em reservatórios de baixa argilosidade, como o 8 e nos mais profundos 10 e 12, essa disparidade é menor. Isso pode ser explicado por dois motivos:

- A influência do teor de argilosidade na porosidade sônica, já que em arenitos arcósi-
cos¹ haverá a presença de feldspato, que na presença de água pode formar argila, rocha de
pouca porosidade e baixa permeabilidade que acaba guardando fluidos em sua estrutura.
Esse fluido estrutural poderá causar um efeito de diminuição da velocidade de propagação
da onda, já que em fluidos essa velocidade é menor, aumentando a vagarosidade da onda.
Com isso, o modelo pela equação de Wyllie pode confundir o fluido estrutural aprisionado
em argilas com fluido da formação permeável e assim superestimar a porosidade. Dessa
forma, é possível explicar os valores superestimados da porosidade sônica conforme ocorre
o aumento presença de folhelho no arenito reservatório.
- O perfil sônico fica mais representativo conforme a profundidade aumenta, pois assim as
rochas vão se tornando mais consolidadas e o perfil mais ajustado à realidade.

Percebe-se, ainda, que quanto mais argiloso o reservatório é, as porosidades pelos
perfis de NPHI e RHOB tendem a diferenciar-se, com os valores da porosidade advinda do perfil
de nêutrons se tornando superestimadas na presença de argilas e mais próxima aos demais quanto
mais limpo for o reservatório. Isso porque, se a matriz tiver presença de H ou elementos de
Cl e B, captadores de nêutrons, ocorrerá superavit de porosidade, uma vez que as porosidades
neutrônicas são muito afetadas pela presença desses absorvedores presentes nas micas e/ou
argilas. Portanto, a porosidade via perfil sônico calculado pela fórmula de Wyllie é mais assertiva
em intervalos profundos, com rochas mais compactadas e também em intervalos com baixo V_{Sh} .
Já a porosidade NPHI é mais assertiva em intervalos com baixo V_{Sh} .

Por ser a mais utilizada e confiável, e que teve seus valores verificados e coerentes
nas matrizes de arenito dos reservatórios, foi utilizada a porosidade via perfil RHOB para o
cálculo da porosidade efetiva e todos ou outros cálculos subsequentes. Ainda é possível observar
que, em todas as zonas, ao se calcular ϕ_{Ef} retirando o efeito de sua argilosidade, a porosidade
cai consideravelmente.

De outra perspectiva, as zonas menos profundas apresentaram valores maiores de ϕ
que as zonas mais profundas. As zonas 4, 5, 7 e 8, em termos de qualidade reservatório conforme
a porosidade, são os melhores reservatórios. A zona 6 possui uma qualidade intermediária e as
zonas 9, 10 e 12 detêm os piores indicadores de qualidade de reservatório nesse quesito. Em
geral, as zonas mapeadas como portadores de óleo da Formação Mundaú são as que possuem
menor porosidade e as zonas da Formação Ubarana possuem as maiores porosidades.

¹ Arenitos Arcósi-
cos: Rochas sedimentares compostas principalmente por quartzo e feldspato, com um tamanho
de grão variando de fino a grosso.

5.1.4 Resultados Estimativa de Saturação de Água (S_w)

Os resultados de estimativa de saturação de água foram feitas para as zonas interpretadas como possíveis reservatórios, como mostra a Tabela 9 apresentada abaixo:

Tabela 9 – Porosidades (Médias %) nas zonas Possíveis Reservatórios

Zonas	Prof.(m)	$S_{wArchie}$	$S_{wIndonesia}$	$S_{wNigeria}$	$S_{wSimandoux}$
4	1276,05- 1281,07	48,82%	55,97%	41,70%	38,97%
5	1283,97- 1285,49	55,62%	63,41%	46,65%	44,06%
6	1371,44- 1374,04	71,76%	80,92%	60,78%	58,72%
7	1376,02- 1379,52	27,57%	46,66%	25,35%	23,62%
8	1405,13- 1409,09	25,48%	65,90%	24,02%	22,77%
9	1461,97- 1465,02	80,33%	65,88%	61,98%	58,53%
10	1502,05- 1504,04	62,04%	76,11%	51,38%	47,41%
12	1726,54- 1727,61	72,58%	54,12%	52,39%	45,33%

Fonte: Autor.

As saturações obtidas pelos modelos de Simandoux e Nigéria foram as que apresentaram menor discrepância entre si, com resultados muito próximos. Por outro lado, é notório que as modelagens pela equação de Archie e principalmente Indonésia tiveram resultados superestimados. A Figura 38 mostra os resultados de saturação de água mediante crossplot S_w x ILD .

A equação de Archie, naturalmente exibiu resultados superestimados de Saturação de Água. Isso porque o modelo de Archie foi desenvolvido para arenitos limpos, com baixa argilosidade. Enquanto em zonas que contém maior argilosidade como a 9 e a 12 esse efeito de sobrestima é bem acentuado, em reservatórios de baixo VSh, como a zona 8, essa equação se aproxima muito dos resultados apresentados pelos modelos de Nigéria e Simandoux. Portanto, conforme a argilosidade da zona diminui, os modelos de Archie, Nigéria e Simandoux apresentam resultados semelhantes. Por outro lado, a equação de Indonésia se comportou de forma a superestimar os resultados de saturação de água em todas as zonas, exceto nas zonas que foram classificadas como piores em termos de argilosidade e porosidade, 9 e 12.

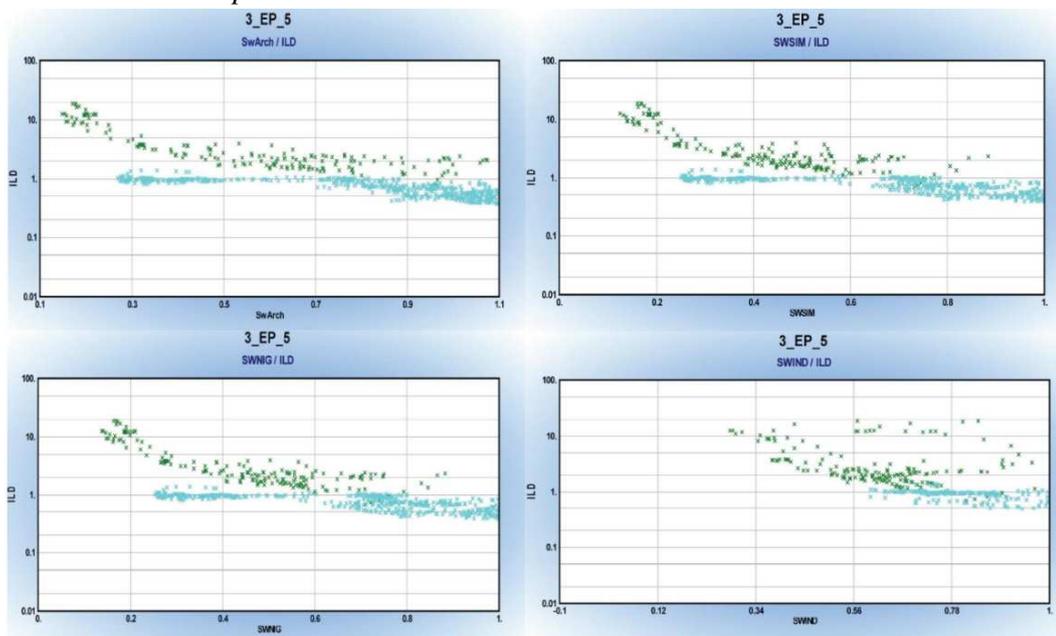
Nessas zonas essa equação obteve valores próximos as estimativas de Nigéria e Simandoux. Então, em reservatórios mais argilosos, essa equação demonstrou adequação as demais. Porém, em reservatórios limpos ou intermediários esse modelo não se saiu tão bem, com estimativas realmente extrapoladas. Portanto, conforme a argilosidade da zona vai aumentando, os modelos de Indonésia, Nigéria e Simandoux apresentam resultados semelhantes. Assim, os modelos de Simandoux e Nigéria apresentaram boa resposta tanto em zonas bem limpas como em zonas com maior argilosidade.

De outra perspectiva, as zonas pertencentes à formação Ubarana, de forma geral, apresentaram valores menores de saturação de água que os reservatórios da Formação Mundaú, sendo, portanto, mais promissores. Em termos de qualidade, as zonas 7 e 8 apresentaram valores excelentes de Saturação de Água, os menores dentre as zonas avaliadas. A zona 4, por sua vez, apresentou bons valores médios.

As zonas 5, 10 e 12 apresentaram valores intermediários, enquanto as zonas 9 e a 6 apresentaram os valores médios menos promissores.

A equação de Simandoux, levemente mais otimista, foi escolhida para os cálculos de Permeabilidade, Saturação de Óleo (S_o) e Avaliação econômica.

Figura 38 – Resultados da estimativa de S_w pelos diferentes modelos a partir do *crossplot* $S_w \times ILD$.



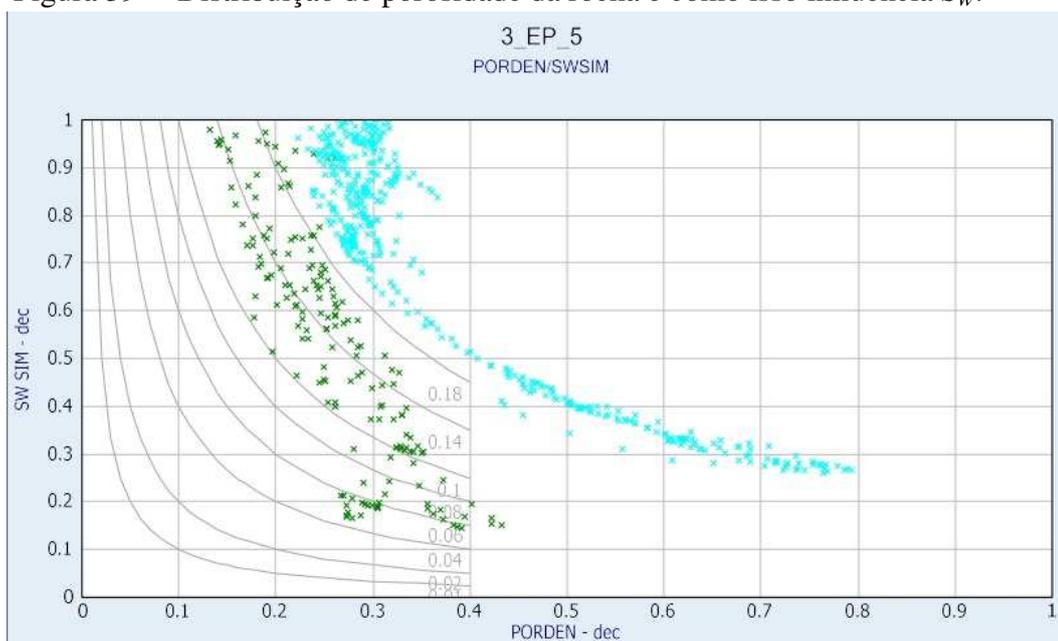
Fonte: Autor.

Ainda acordo com a Figura 38, é possível verificar a semelhança entre os todos os 3 primeiros modelos e, em geral, valores superestimados para equação de Indonésia.

Uma maneira de visualizar e avaliar os resultados de Saturação de Água obtidos é pela curva de porcentagem de volume de água (BVW), gerando o gráfico de Buckles.

Segundo Buckles (1965), baixos valores de BVW estão associados a rochas que possuem poros maiores. Por outro lado, altos valores estão associados a rochas com tamanho de poros menores. Além disso, é possível verificar se pontos estão ajustados às curvas, gerando zonas de saturação irreduzível. Conforme Asquith e Gibson (1982) e Doveton (1994) a produção de hidrocarbonetos nessas zonas é livre de água, devido ao fato dela ser imóvel por conta de efeitos tanto de tensão superficial dos grãos quanto de pressão capilar. A Figura 39 demonstra o gráfico de Buckles, com o crossplot Sw Simandoux x Porosidade.

Figura 39 – Distribuição de porosidade da rocha e como isso influencia S_w .



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Conforme a Figura 39, as linhas traçadas representam diferentes modelos de valores de BVW para diferentes tamanhos de poros, relacionando porosidade com saturação de água da rocha. Assim, cada linha representa a BVW esperada para uma determinada faixa de tamanho de poros de modo que, quanto menor a, linha maior é o tamanho dos poros associados àquela saturação de água.

É possível verificar que os pontos dos reservatórios classificados como portadores de óleo estão ajustados nas curvas de menor BVW, enquanto os de água, obviamente, estão posicionados sobre e acima da curva de BVW (0.18).

Os reservatórios 7 e 8 são os detentores dos pontos concentrados abaixo da curva de 0.08 BVW, enquanto o reservatório 4 é o que possui pontos concentrados na curva de 0.1. Portanto, esses exibem os melhores comportamentos. Os demais estão distribuídos e ajustados até abaixo da de 0.14 BVW, exibindo um comportamento mais intermediário quanto a análise da qualidade do reservatório a partir do gráfico de Buckles e zonas de Sw_{Irr} .

5.1.5 Estimativa de Saturação de Permeabilidade (K)

Os resultados de estimativa de permeabilidade para os possíveis reservatórios portadores de óleo estão mostrados conforme a Tabela 10 mostrada abaixo:

Tabela 10 – Permeabilidades (mD) nas zonas Possíveis Reservatórios

Zonas	Prof.(m)	Tixier (mD)	Timur (mD)
4	1276,05 - 1281,07	213,03	231,74
5	1283,97 - 1285,49	89,12	106,94
6	1371,44 - 1374,04	15,11	26,32
7	1376,02 - 1379,52	2239,97	1827,91
8	1405,13 - 1409,09	311,36	407,24
9	1461,97 - 1465,02	9,53	17,70
10	1502,05 - 1504,04	11,86	22,76
12	1726,54 - 1727,61	4,04	11,18

Fonte: Autor.

De forma geral, os dois modelos alcançaram resultados semelhantes. A equação de Tixier teve resultados menos otimistas para todas as zonas, exceto para a zona 7, que exibiu valores maiores de permeabilidade Tixier em relação a permeabilidade Timur.

Uma boa verificação das estimativas de permeabilidade passa pela utilização de dados de testemunho. Porém, devido escassez desses dados laboratoriais, a estimativa foi realizada sem a possibilidade de um comparativo com amostras reais do poço. Contudo, durante a perfuração do poço foi obtido a permeabilidade da zona 7. De acordo com o relatório, essa zona apresentou uma permeabilidade média de 1819,0 mD. Nesse contexto, é possível notar que as estimativas de permeabilidade pelos dois modelos obtiveram resultados próximos desse valor, em especial o modelo utilizando a equação de Timur, que exibiu para a zona 7 um valor extremamente semelhante. Com isso, é possível ter uma maior segurança quanto as estimativas feitas para as outras zonas.

Por outro prisma, a zona 7 foi a que apresentou excelentes resultados de permeabilidade. Os reservatórios 4 e 8, por sua vez, apresentaram boas permeabilidades, enquanto a zona

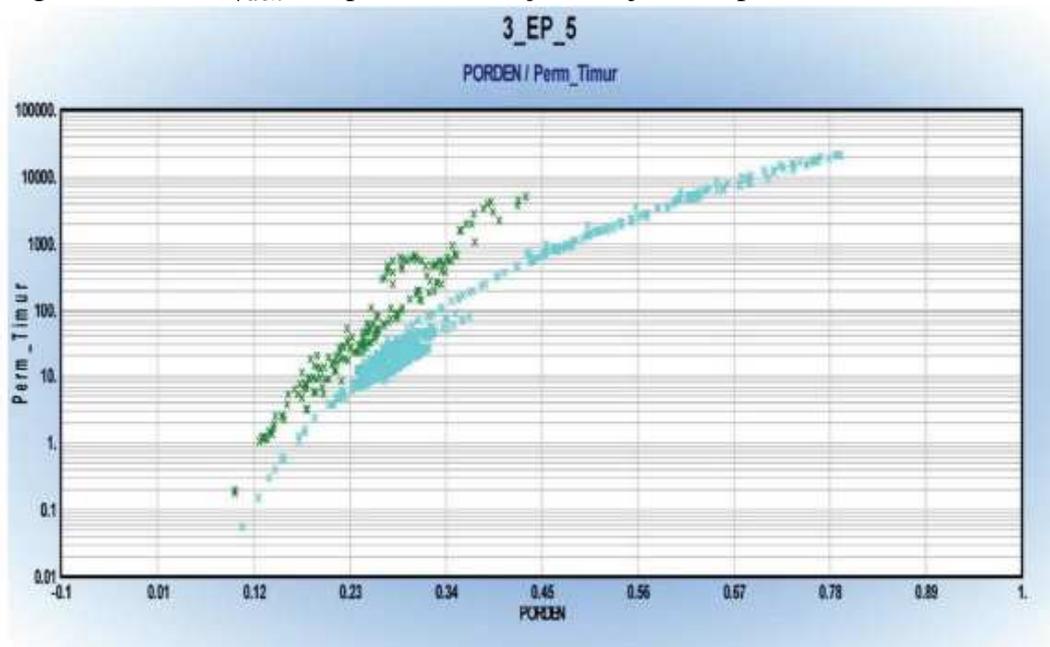
5 apresentou valores intermediários. As demais zonas, (6, 9, 10 e 12) apresentaram os piores resultados de permeabilidade.

É preciso fazer um paralelo desses resultados com os resultados obtidos de argilosi-
dade e porosidade. Isso porque, a presença de argila está diretamente ligada a baixos valores
de permeabilidade, pois contribui para efeitos selantes e a verificação da permeabilidade é mais
eficiente que a verificação da porosidade para qualificar um reservatório, visto que não adianta o
meio ser poroso e não possuir boa permeabilidade, isto é, capacidade de escoar os fluidos.

Com isso, o reservatório 6, apesar de possuir uma porosidade classificada como
intermediária, possui uma baixa permeabilidade, apesar de ter apresentado baixo volume de
argila. Os demais reservatórios seguem a tendência natural de apresentar maiores permeabilidades
quanto mais porosa e livre de argilas essa zona for.

Uma maneira de visualizar como a estimativa de permeabilidade é feita, é por meio
do *plot semilog $\phi_{den} \times K$* , tendo sido escolhida a permeabilidade Timur para tal.

Figura 40 – *Plot $\phi_{den} \times K$* para visualização do ajuste da permeabilidade.



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Tal como demonstrado na Figura 40 acima, é possível ver que o modelo de estimativa
de porosidade busca uma correlação entre K e ϕ_{den} , utilizando uma curva de tendência. É possível
visualizar na estimativa de permeabilidade que o ajuste nos reservatórios de água e óleo seguiram
a tendência exponencial proposta pelo modelo. Esse ajuste é feito normalmente com os valores
de porosidade e permeabilidades, obtendo a curva de tendência (permeabilidade em função da

porosidade) e assim estendendo para todo o poço a partir dos perfis de porosidades.

Nesse caso, o ajuste foi feito a partir do próprio perfil de porosidades. É importante ressaltar que a estimativa de permeabilidade, embora tenha encontrado boa similaridade com os relatórios de exploração, foi calculada a partir de parâmetros estáticos, que não consideram a natureza dinâmica e tensorial dessa grandeza.

5.1.6 Caracterização dos Reservatórios

A partir da estimativa de Simandoux para a Saturação de Água Conata, foi possível estimar a Saturação de Óleo de cada uma das zonas avaliadas. A Tabela 11 detêm os resultados obtidos.

Tabela 11 – Resultados das propriedades Petrofísicas nos Reservatórios portadores de Hidrocarbonetos

Zona	Prof. (m)	$VSh_{Larionov}$ (%)	ϕ_{den} (%)	K_{Timur} (mD)	S_o (%)
4	1276,05- 1281,07	27,97	29,46	231,7424	61,03
5	1283,97- 1285,49	27,15	27,55	106,9271	55,94
6	1371,44- 1374,04	23,60	22,61	26,32279	41,28
7	1376,02- 1379,52	16,00	35,50	1827,912	76,38
8	1405,13- 1409,09	8,91	28,59	407,2449	77,23
9	1461,97- 1465,02	35,11	19,99	17,69635	41,47
10	1502,05- 1504,04	22,65	20,77	22,75555	52,59
12	1726,54- 1727,61	37,47	17,75	11,17834	54,67

Fonte: Autor.

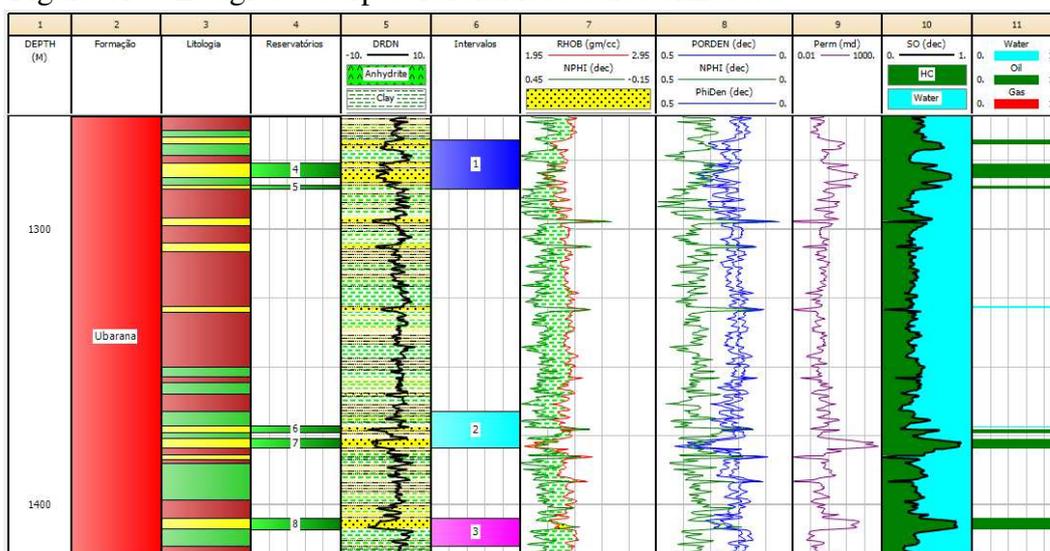
Com isso, primeiramente é possível classificar os reservatórios interpretados como portadores de óleo em 4 grupos, tais quais:

- Grupo 1: Zonas 7 e 8: Zonas de baixa argilosidade, boa porosidade, excelente permeabilidade e com alta Saturação de Óleo. São as zonas com os melhores indicativos de reservatório de hidrocarboneto do poço avaliado;

- Grupo 2: Zonas 4 e 5: Zonas de baixa argilosidade, boa porosidade, boa permeabilidade e com Saturação de Óleo suficiente. Embora não sejam as zonas com os melhores indicativos de reservatório de hidrocarboneto no poço avaliado, possuem indicativos admissíveis;
- Grupo 3: Zonas 6 e 10: Zonas de baixa argilosidade, porosidades intermediárias, baixas permeabilidades e com Saturação de Óleo intermediárias. Essas zonas, muito por conta da baixa permeabilidade se tornam inconvenientes para um novo intervalo de canhoneio;
- Grupo 4: Zonas 9 e 12: Zonas de argilosidade mais acentuada, piores porosidades e permeabilidade e Saturação de Óleo intermediárias. Essas zonas, embora haja possibilidade de presença de Óleo, não podem ser concebíveis para um novo intervalo de canhoneio devido exibirem propriedades petrofísicas insatisfatórias.

A partir dos perfis, é possível entender que essas acumulações de hidrocarbonetos presentes na Formação Ubarana foram caracterizadas em três estágios turbidíticos distintos, formados por 5 corpos turbidíticos distintos, Zonas 4, 5, 6, 7 e 8, separados entre si por intercalações de folhelhos e siltitos. O primeiro estágio é separado do segundo por um marco correspondente a uma sequência espessa de siltito. O segundo estágio, por sua parte, é separado do terceiro estágio – o mais profundo, que apresenta as melhores condições de reservatório – por um marco que corresponde a uma camada mais espessa de folhelho.

Figura 41 – Estágios e Corpos Turbidíticos Caracterizados.



Fonte: Autor.

Assim, foi possível identificar esses três estágios turbidíticos portadores de Óleo, dos quais:

- O primeiro estágio, formado por dois corpos, ambos detentores de bons indicativos;
- O segundo estágio, formado por dois corpos, um com excelentes propriedades e o outro com propriedades insuficientes;
- O terceiro estágio, formado por um corpo com excelentes propriedades.

Também é possível verificar os folhelhos adjacentes aos corpos de arenitos turbidíticos da Formação Ubarana, que além de capeadores são os possíveis geradores de hidrocarbonetos. Segundo o relatório de exploração do poço, a Gênese desses corpos está ligada a um sistema deposicional aleatório.

Sob outro enfoque, os demais arenitos, tanto os mais profundos da Sequência *Rift* como os posicionados acima da zona 4, por sua vez, mostraram-se em perfis com baixas resistividades, sendo interpretados como Saturados de Água nas etapas anteriores.

Entretanto, é possível estabelecer uma discussão com uma possível explicação acerca da ausência de reservatórios, sobretudo na sequência *Rift* do poço avaliado.

Nesse sentido, é possível extrair das seções anteriores, que os reservatórios do poço avaliado são reservatórios turbidíticos com porções interlaminares de arenitos, folhelhos e siltitos, inclusive os reservatórios interpretados como Saturados de Água situados em águas profundas da Formação Mundaú.

À vista disso, segundo Gomes (GOMES *et al.*, 2002; FERRARIS *et al.*, 2007), há uma certa complexidade presente nesses turbiditos depositados em sistemas de águas profundas. Nesse caso, a identificação de zonas portadoras de hidrocarbonetos será dificultada por conta das intercalações delgadas de arenitos e folhelhos, que tem um potencial de mascarar a presença de potenciais reservatórios. Isso se deve, sobretudo, ao fato de que as ferramentas de indução convencionais, como as utilizadas nesse estudo, muitas vezes não possuem resolução vertical suficiente para ler de forma satisfatória as informações presentes nas delgadas camadas de arenitos. Tais arenitos podem exibir forte anisotropia elétrica quando estão saturados por hidrocarbonetos, já que a resistividade paralela tende a ser menor do que a resistividade perpendicular ao acabamento. Nesse contexto, como as ferramentas de indução convencionais medem somente a resistividade horizontal, a determinação da saturação de água – diretamente dependente das medições de resistividade – e conseqüentemente a avaliação econômica tendem a ser afetados, levando a uma possível interpretação subestimada do potencial petrolífero do

reservatório. (GOMES *et al.*, 2002)

Nesses tipos de reservatório, as reservas de hidrocarbonetos podem ser subestimadas em até 40%, conforme (MOLLISON; MEZZATESTA, 2000).

Portanto, é possível que a análise convencional feita nesse estudo tenha negligenciado alguma zona com presença relevante de hidrocarbonetos. Com isso, uma maneira de evitar tais possíveis perdas e que também pode permitir a identificação de novas zonas de canhoneio na sequência *Rift* do poço estudado é a partir da utilização da análise pelo método convencional em conjunto com a utilização de perfis como os de ressonância magnética, indução multicomponente e perfis de imagem. Isto posto, para uma avaliação segura dos reservatórios da sequência *Rift* do poço, o ideal seria a utilização desses perfis de forma complementar.

5.1.7 Avaliação Econômica

Conforme a Caracterização dos reservatórios a partir dos resultados da Avaliação Convencional, a Avaliação Econômica foi realizada para as zonas 4, 5, 7 e 8, como mostra a Tabela 12.

Tabela 12 – Totalização dos Resultados para as melhores zonas identificadas.

Zona	Prof (m)	$VSh_{Larionov}$	ϕ_{den}	K_{Timur}	S_o	Net-Pay (m)	VOOIP ($10^5 m^3$)
4	1276,05-1281,07	27,97%	29,46%	231,74	61,03%	5,02	57,88
5	1283,97-1285,49	27,15%	27,55%	106,93	55,94%	1,52	16,06
7	1376,02-1379,52	16,00%	35,50%	1827,91	76,38%	3,50	50,50
8	1405,13-1409,09	8,91%	28,59%	407,24	77,23%	3,96	57,78
Total	-	-	-	-	-	14	182,23

Fonte: Autor.

Portanto, foi possível estimar a partir da Avaliação Convencional, um *Net-Pay* de 14 m para as zonas interpretadas como reservatórios. Um volume de Óleo *in Place* foi estimado de $182,23 \cdot 10^5 m^3$ de Óleo, o que equivale por volta de 114,6 milhões de barris de petróleo.

Nessas zonas, foram identificados 4 reservatórios nos quais o primeiro teve a região mais espessa, o segundo um intervalo pouco espesso e as dois mais profundos apresentaram espessuras intermediárias.

Como esse é um poço de um reservatório maduro, já explorado anteriormente, as zonas 7 e 8 já foram canhoneadas. Nesse sentido, as zonas 4 e 5 são os possíveis novos alvos de canhoneio apontados por esse estudo, enquanto as zonas 7 e 8 zonas que podem vir a ser submetidas a métodos de recuperação secundária e desenvolvimento complementar.

5.2 Resultados *workflow Machine Learning*

Nesta seção, serão apresentados os resultados obtidos de acordo com o fluxo de trabalho de *Machine Learning* proposto na metodologia. Dessa forma, os resultados serão subdivididos em dois tópicos principais: *workflow* não supervisionado *k-means* e *workflow* supervisionado via *Redes Neurais*. Cada tópico será discutido em detalhes e separadamente, examinando as correlações e as tendências identificadas nos resultados obtidos e destacando os *insights* relevantes para a proposta deste estudo.

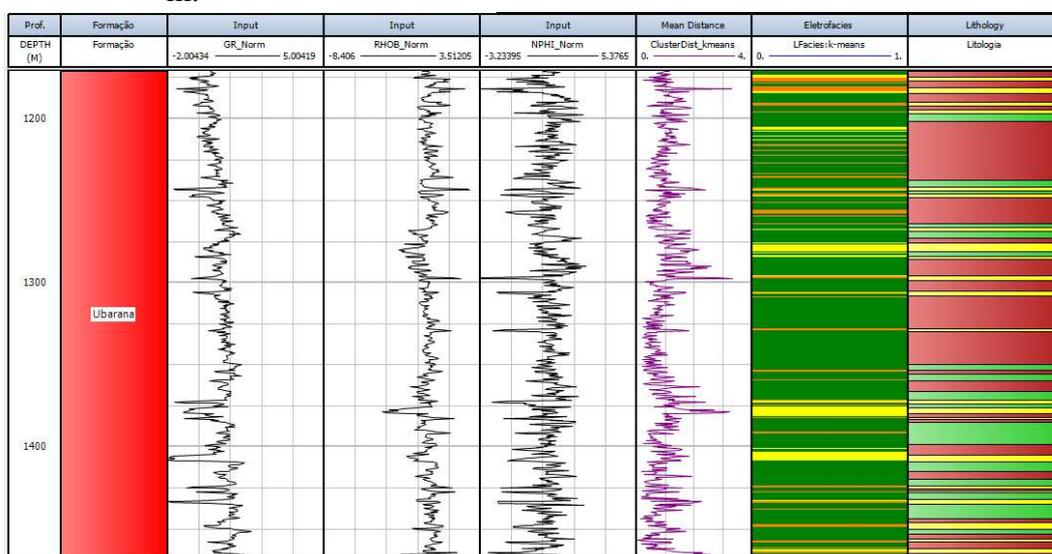
5.2.1 Resultados *k-means Poço 3-EP-5-CES*

Nesse poço, o método foi aplicado em 315 m ao longo da formação Ubarana, detentora dos reservatórios perpassados pelo poço em 1160 - 1475, como mostrou os resultados apresentados na seção (5.1). Assim, foram classificadas três fácies a partir de 2042 amostras, das quais 77,77% foram classificadas como Não Reservatório (0), 9,89% classificadas como Reservatório (1) e 12,34% classificadas como Possível Reservatório (2).

De modo geral, com base no perfil de Litologias disponibilizado, é possível observar que a profundidade avaliada apresentou resultados coerentes no que diz respeito às fácies predeterminadas, até mesmo em zonas bem laminadas. Isso porque, as fácies Reservatório foram em toda sua totalidade constituídas de arenitos, enquanto as zonas Não-Reservatório — com pontuais exceções na parte superior da FM. Ubarana — contemplaram Siltitos e Folhelhos, rochas que naturalmente não possuem características de reservatório. Por outro lado, as fácies Possível Reservatório, na sua maior parte, contiveram arenitos. Porém, em alguns casos, houveram zonas de siltitos e folhelhos apontados por essa eletrofácies, de modo que essa foi a eletrofácies que apresentou maior heterogeneidade em comparação como perfil Litológico. Tal diversidade é esperado para essa eletrofácies, já que esse conjunto trata da transição dos *clusters*. É possível verificar esse comportamento ao observar o *track* de *cluster distance* 6, onde a eletrofácies em amarelo e verde possuem, respectivamente, maiores e menores valores enquanto a laranja apresenta valores intermediários entre as primeiras, o que pode ser indicativo de zonas de transição ou zonas de maior laminação.

Como mostrado na Figura 42, o *track 7* "Eletrofácies", referente a investigação de fácies reservatório, apresenta 3 classes de agrupamento, nomeadas de Fácies Não Reservatório (0), Fácies Reservatório (1) e Fácies Possível Reservatório (2), que foram estimadas a partir das curvas normalizadas de GR, RHOB e NPHI. Como é possível ver no *track 7* de *Mean Distance*, que é justamente a medida de distância utilizada para calcular a proximidade entre os pontos de dados e os centroides dos *clusters* e o que determinou os agrupamentos vistos na *track* "Eletrofácies".

Figura 42 – Resultado do agrupamento de eletrofácies no intervalo 1160m - 1475 m.



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

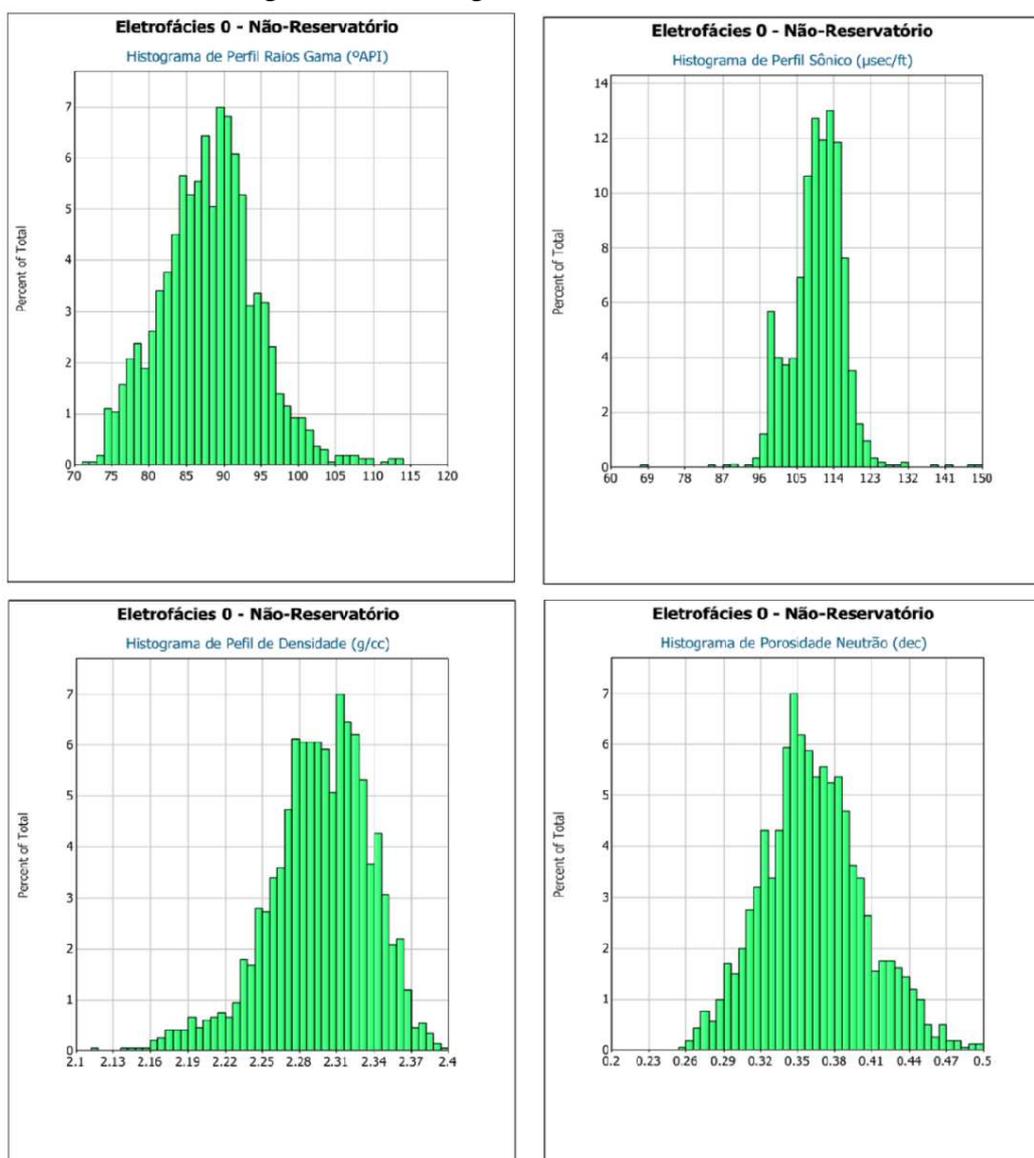
A partir da interpretação qualitativa dos perfis, em conjunto com o perfil de Litologia — que mostra arenitos em amarelo, folhelhos em verde e siltitos em vinho — mostrado no *track 8*, é possível avaliar que as eletrofácies de agrupamento em verde estão possivelmente relacionadas a uma fácies não reservatório, tendo em vista a sua ocorrência em áreas de maiores índices de GR e menores porosidades, o que corrobora com o fato da presença de Siltitos e Folhelhos mostrados no perfil litológico. De outra parte, as eletrofácies mapeadas em amarelo e laranja tem grande semelhança com fácies reservatório — seja portadora de hidrocarbonetos ou água — por conta da sua ocorrência em áreas de maior porosidade e menores índices de GR. Dessa forma, analisando em conjunto com o perfil de litologia, é possível perceber que, por muitas vezes, essas eletrofácies, em especial a amarela, possuem grande similaridade com as zonas mapeadas como arenitos no perfil litológico.

De maneira geral, para o poço 3-EP-5-CES, houve êxito do método *k-means* na classificação de litologia, de modo que o algoritmo conseguiu captar, de forma automática, a heterogeneidade das rochas perpassadas na zona avaliada, de modo a filtrar aquilo que pode ou não ser considerado um potencial reservatório. Uma avaliação mais aprofundada envolvendo a estatística das eletrofácies, suas propriedades petrofísicas e gráficos de dispersão será realizada a seguir, a fim de auxiliar na caracterização dessas eletrofácies, especialmente em relação à distinção dos fluidos presentes nas zonas de potencial reservatório.

5.2.1.1 Avaliação Estocástica das Eletrofácies

Seguido da classificação das eletrofácies, foram gerados histogramas e gráficos de dispersão para analisar os perfis de GR, RHOB, NPHI e DT de cada um dos conjuntos. Tais representações visuais permitiram uma exploração mais aprofundada dos padrões e tendências presentes nos dados, fornecendo insights valiosos para a caracterização das propriedades petrofísicas nas zonas avaliadas.

Figura 43 – Histogramas - Eletrofácies 0.



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Os histogramas das eletrofácies 0 para os perfis de GR (raios gama), RHOB (densidade) e NPHI (porosidade neutrônica) indicam uma distribuição normal. No entanto, observa-se que os histogramas de GR e NPHI apresentam assimetria à direita, o que significa que há uma cauda mais longa em direção aos valores mais altos. Por outro lado, o histograma de RHOB apresenta assimetria à esquerda, indicando uma cauda mais longa em direção aos valores mais baixos.

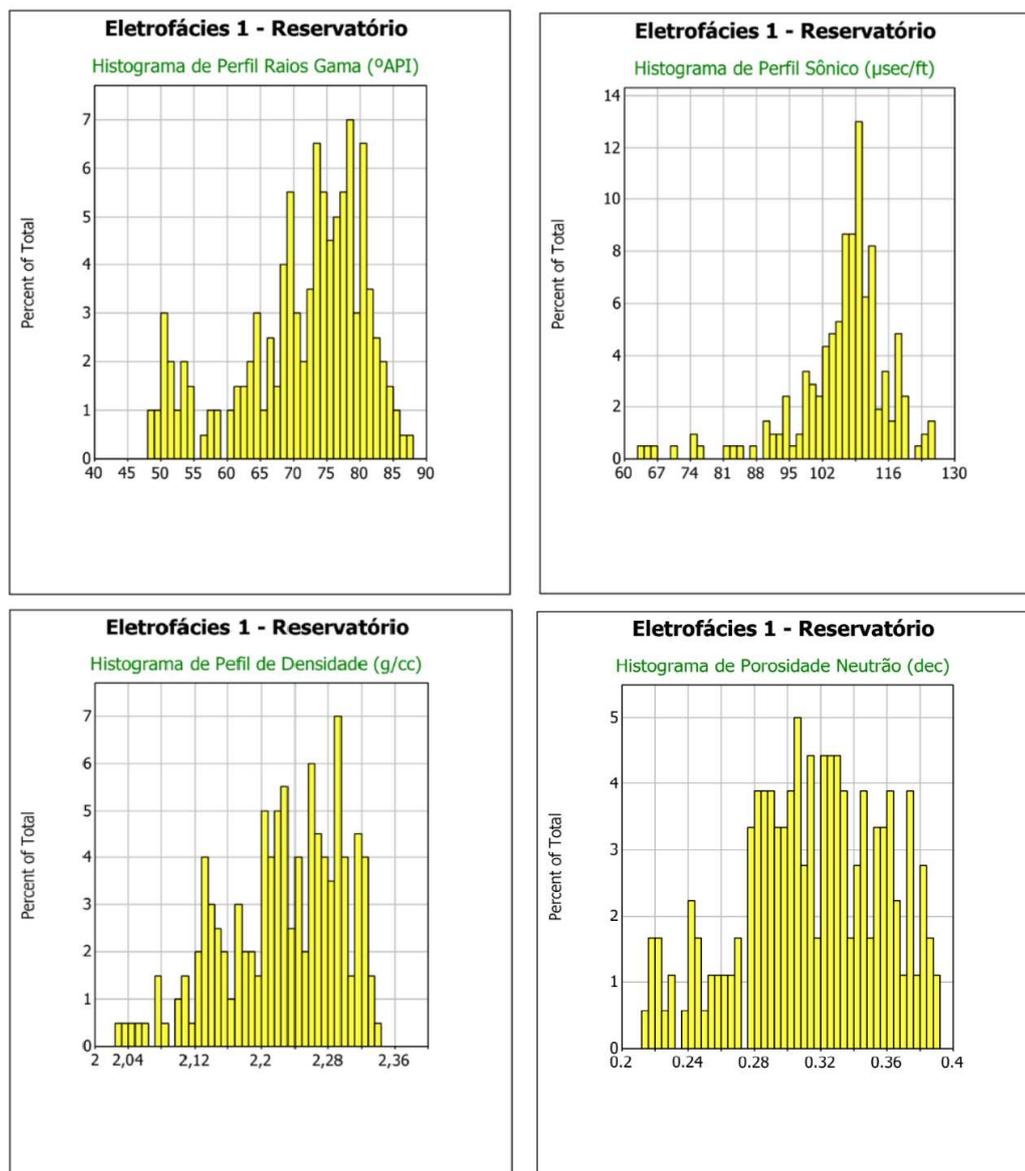
Além disso, o histograma do perfil de DT (tempo de trânsito) mostra uma distribuição bimodal, o que indica a presença de dois picos distintos.

Tabela 13 – Dados estatísticos da Eletrofácies 0.

Perfil	MAX	MIN	MED	DP
GR(API)	113,33	71,01	88,10	6,38
DT ($\mu s/ft$)	148,42	68,53	110,00	6,28
NPHI (%)	0,50	0,26	0,36	0,04
RHOB(g/cm^3)	2,40	2,12	2,3	0,04

Fonte: Autor.

Figura 44 – Histogramas - Eletrofácies 1



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Os histogramas das eletrofácies 1 para os perfis de GR (raios gama), RHOB (densidade) e NPHI (neutrão) indicam uma distribuição bimodal. Por outro lado, o histograma de DT apresenta distribuição normal com assimetria à esquerda, indicando uma cauda mais longa em direção aos valores mais baixos. Além disos, é possível observar algumas faixas de valores

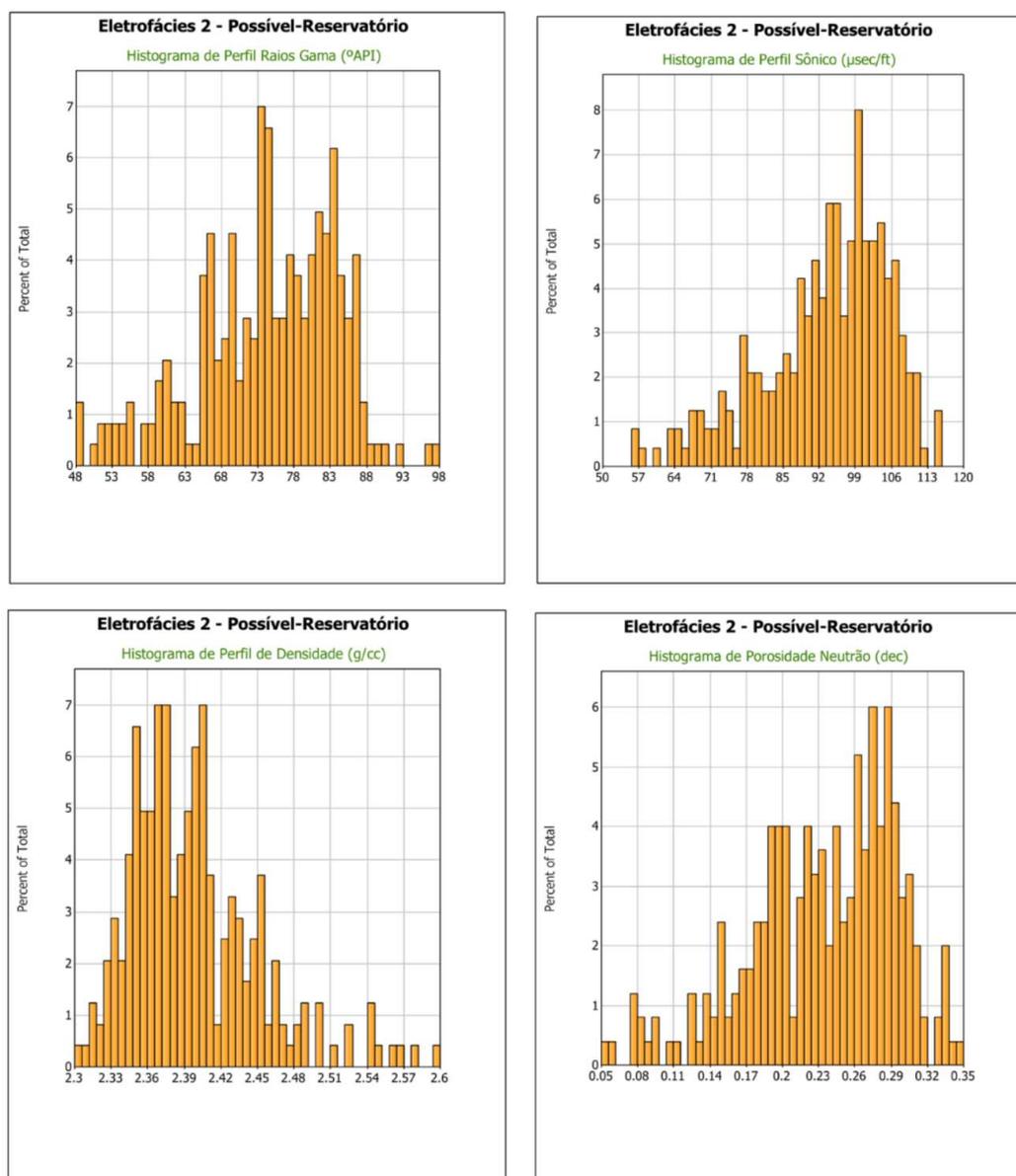
Tabela 14 – Dados estatísticos da Eletrofácies 1.

Perfil	MAX	MIN	MED	DP
GR	87,13	48,05	71,37	9,50
DT	125,73	63,86	106,36	10,32
NPHI	0,40	0,14	0,31	0,05
RHOB	2,34	1,98	2,22	0,08

Fonte: Autor.

isolados nos histogramas.

Figura 45 – Histogramas - Eletrofácies 2



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Os histogramas das eletrofácies 2 para os perfis de GR (raios gama), RHOB (densidade), NPHI (porosidade neutrônica) e DT (tempo de trânsito) indicam uma distribuição bimodal.

Além disso, todos os histogramas desse agrupamento apresentam faixas de valores isolados, o que significa que existem intervalos de valores com baixa frequência de ocorrência em comparação com os demais intervalos. Essas faixas de valores isolados podem ser indicativas de características especiais ou heterogeneidades nas rochas representadas pela eletrofácies 2.

Portanto, os fatos observados sugerem a presença de populações de distintas propriedades nas amostras avaliadas, indicando possíveis heterogeneidades na zona estudada.

Tabela 15 – Dados estatísticos da Eletrofácies 2.

Perfil	MAX	MIN	MED	DP
GR	98,40	48,33	74,36	9,66
DT	115,74	56,50	93,20	12,35
NPHI	0,38	0,05	0,23	0,06
RHOB	2,60	2,30	2,40	0,05

Fonte: Autor.

Em relação aos histogramas de porosidade Neutrão analisados, a eletrofácies 0 apresentou a maior média, seguida pela eletrofácies 1 e, por fim, a eletrofácies 2. Esse resultado pode parecer contra-intuitivo, uma vez que a eletrofácies classificada como não reservatório apresenta uma porosidade maior. No entanto, isso pode ser explicado pelo fato de que a presença de argila na eletrofácies 0 pode contribuir para um aumento significativo na porosidade. Isso ocorre porque a argila possui água adsorvida em sua composição, o que resulta em uma maior porosidade efetiva. Assim, como as eletrofácies classificadas como não reservatório contêm argilas, elas apresentam um *superavit* de porosidade em relação a arenitos limpos. Tais resultados são consistentes com o que foi discutido na seção (3.3.5).

Ao analisar os histogramas do perfil sônico, é possível observar que a eletrofácies 0 apresentou a maior média de valores, seguida pela eletrofácies 1, enquanto a eletrofácies 2 exibiu os valores mais baixos. Esses resultados são consistentes com o que foi discutido na seção (3.3.3), onde foi mencionado que folhelhos geralmente estão associados a menores velocidades sísmicas e, conseqüentemente, a maiores tempos de trânsito. Esses resultados fortalecem a relação entre as propriedades geofísicas e as características litológicas, corroborando a interpretação de que a eletrofácies 0 está associada a folhelhos;

Ao analisar o perfil de densidade (RHOB), observa-se que a eletrofácies 2 possui a

maior média, seguida pela eletrofácies 0 e, por último, a eletrofácies 1.

Inicialmente, seria esperado que a eletrofácies 1 apresentasse os menores valores de densidade, pois é suposto que ela represente arenitos limpos, os quais geralmente possuem densidades mais baixas. Nesse aspecto, os resultados estão em conformidade, uma vez que os valores da eletrofácies 1 estão consistentemente abaixo de $2,4g/cm^3$, valor esperado para rochas cimentadas.

À primeira vista, os resultados das eletrofácies 0 e 2 podem parecer parcialmente incoerentes, pois seria esperado que a eletrofácies 0, composta por rochas cimentadas, apresentasse valores médios de densidade maiores do que a eletrofácies 2. No entanto, ao analisar a forma dos histogramas dessa propriedade, percebe-se que os valores da eletrofácies 0 tendem a se concentrar em valores maiores, com alta frequência em torno de $2,4g/cm^3$, e de forma não dispersa.

Por outro lado, ao examinar o histograma da eletrofácies 2, nota-se a presença de vários pontos dispersos em valores mais altos de densidade, o que conseqüentemente aumenta a média desse agrupamento. Isso pode ser explicado tanto pela possibilidade de que os arenitos agrupados nessa eletrofácies podem ter maior presença de argilominerais quanto pelo fato de que a eletrofácies 2, por ser a eletrofácies de transição, acaba englobando também folhelhos e siltitos, que são rochas compactadas e elevam a média de densidade. Além disso, é possível que os arenitos da eletrofácies 2 sejam consolidados, o que confere os altos valores de densidade desse agrupamento. Tal heterogeneidade explica a presença de histogramas bimodais em todas as propriedades geofísicas analisadas nesse agrupamento.

Dessa forma, a eletrofácies 2, ao abranger uma variedade de rochas, apresenta uma distribuição mais ampla de valores de densidade, com a presença de amostras que elevam a média. Enquanto isso, a eletrofácies 0, composta por rochas cimentadas, tende a concentrar-se em valores mais altos e apresentar uma distribuição menos dispersa.

A variabilidade das amostras nos três agrupamentos pode ser observada ao analisar os desvios padrão de cada uma das propriedades medidas. É notável que a eletrofácies 0 possui os menores valores de desvio padrão em todas as propriedades, o que indica um agrupamento mais coeso. Esse resultado pode ser observado na Figura 42, na qual a eletrofácies 0 é composta exclusivamente por siltitos e folhelhos – rochas com propriedades semelhantes – e não inclui arenitos.

Por outro lado, observa-se que as eletrofácies 1 e 2 apresentam maior heterogenei-

dade. Isso pode ser explicado pelo fato do modelo utilizado ter dificuldade de agrupamento principalmente em sequencias laminadas contendo arenitos, folhelhos e siltitos. Ainda é possível constatar que a variabilidade das amostras é menor na eletrofácies 1 em comparação com a eletrofácies 2. Embora a eletrofácies 1 possua algumas faixas em que folhelhos e siltitos estão presentes, isso ocorre de forma pouco frequente. Já na eletrofácies 2, há uma maior inclusão de siltitos e folhelhos.

Ao analisar os resultados dos histogramas do perfil de raios gama (GR), é possível observar que a eletrofácies 0 apresenta uma distribuição de raios gama com valores altos. Isso pode ser explicado pela presença predominante de folhelhos e siltitos argilosos nesse agrupamento, uma vez que essas rochas possuem os maiores valores de raios gama devido ao conteúdo de elementos radioativos.

A eletrofácies 2 exibe resultados intermediários, com valores de raios gama mais próximos à média da eletrofácies 1. Isso ocorre porque a maioria das amostras classificadas como eletrofácies 2 de fato correspondem a arenitos, que podem conter diferentes teores de argila em comparação aos arenitos mapeados na eletrofácies 1.

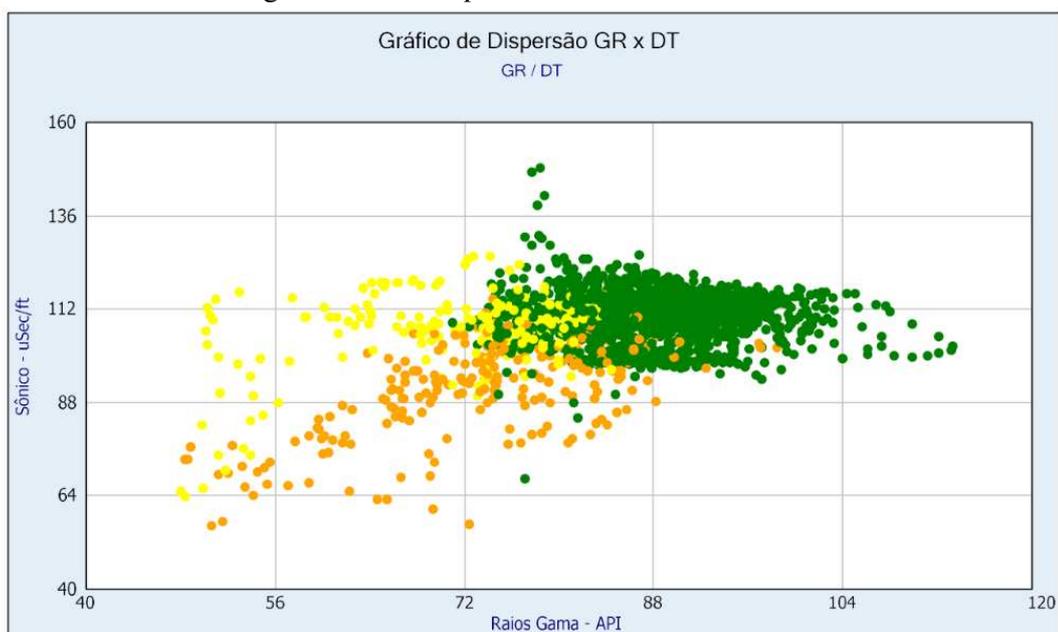
A eletrofácies 1 apresenta os menores valores de GR, mapeando principalmente os arenitos mais limpos da sequência avaliada, com menor presença de argila. Esses arenitos limpos exibem valores de raios gama mais baixos devido à menor quantidade de elementos radioativos presentes.

Os gráficos cruzados das propriedades revelam informações interessantes sobre a distribuição das eletrofácies.

É possível visualizar a partir da Figura 46 que as eletrofácies 1 e 2 tendem a agrupar-se em torno de valores mais baixos de GR, enquanto a eletrofácies 0 abrange os pontos de maiores valores para a variável GR. Além disso, é possível identificar que o agrupamento 2 (representado pela cor laranja) frequentemente apresenta pontos com valores de GR semelhantes aos pontos do agrupamento 0 (representado pela cor verde), o que reforça a ideia de que esse agrupamento engloba tanto arenitos com presença de argilominerais quanto siltitos e folhelhos.

Quanto à variável DT, podemos observar que ela é capaz de distinguir razoavelmente bem as eletrofácies 1 e 2 em relação à eletrofácies 0, com presença de sobreposição dos pontos centrais. No entanto, apenas com base na variável DT, não é possível realizar uma separação clara entre as eletrofácies 1 e 2, indicando uma sobreposição parcial desses agrupamentos.

Figura 46 – *crossplot* GR x DT.

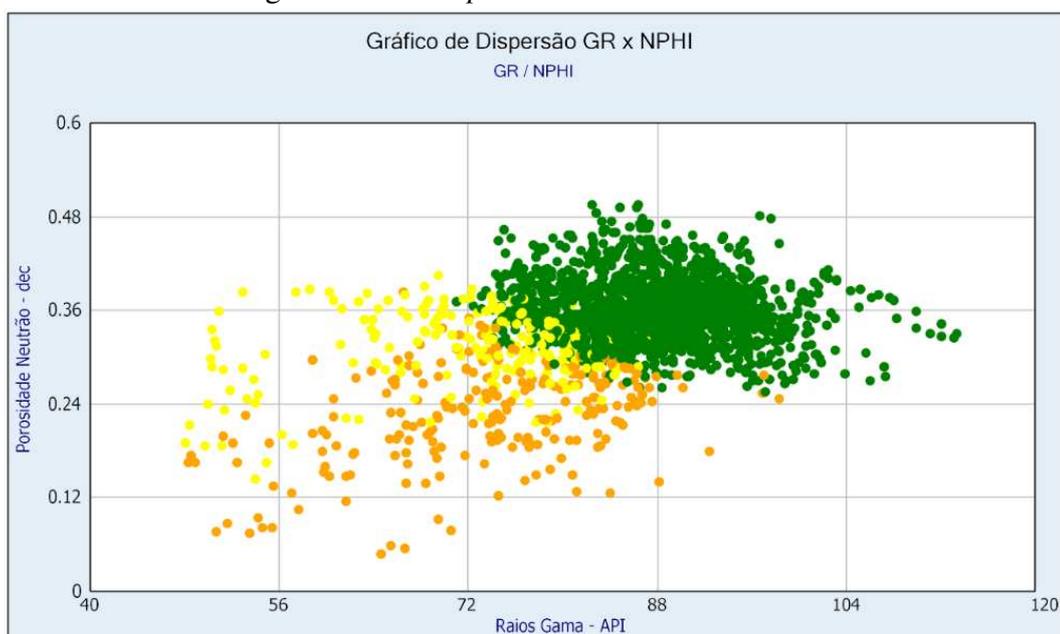


Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

De forma geral, o gráfico de dispersão GR x NPHI mostrado na Figura 47 apresenta visualização semelhante ao de GR x DT, exceto pelo fato de que nesse caso os agrupamentos 1 e 2 apresentam menos sobreposição em relação ao agrupamento 0, porém, apresentam maior sobreposição entre si. Dessa forma, o efeito de deficit de porosidade Neutrão é bem visualizado, com a eletrofácies 0 agrupada com menor sobreposição em relação as demais

Assim, a variável NPHI ajudou a separar as eletrofácies 0, flagrantemente constituída por folhelhos ou siltitos, das eletrofácies 1 e 2, que são *blends* de arenitos em maior proporção com folhelhos e siltitos. Porém, entre as eletrofácies 0 e 1, que possuem valores semelhantes de NPHI, a visualização do gráfico cruzado com essa variável causou sobreposição e dispersão dos pontos entre esses dois agrupamentos.

Figura 47 – *crossplot* GR x NPHI.

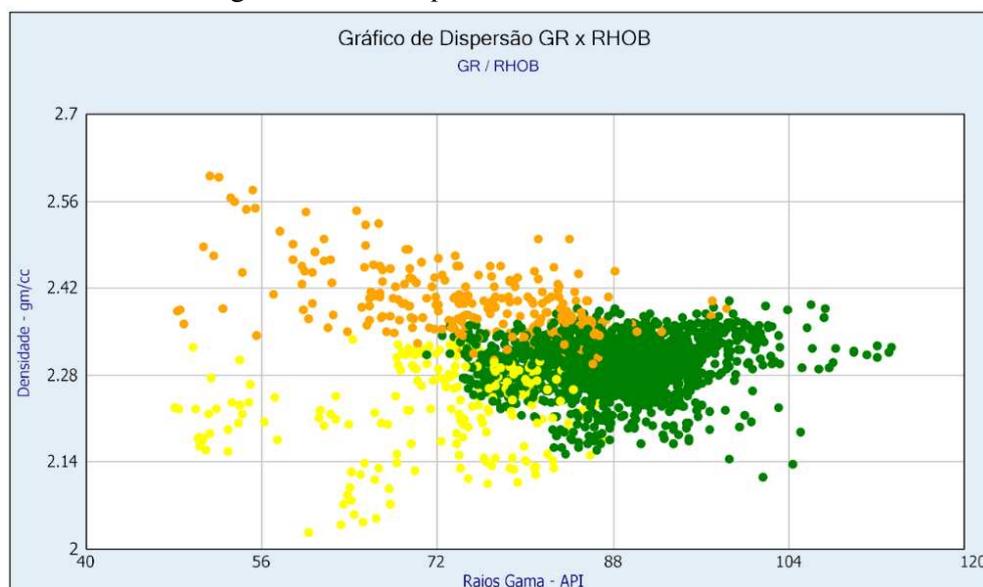


Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

A Figura 48 demonstra o gráfico cruzado de GR x RHOB. É possível visualizar que os dados das eletrofácies 1 apresentam valores menores que 2.4 g/cm^3 , variando de 2 até 2.3 g/cm^3 . Os dados das eletrofácies 0 apresentam na sua maior parte entre 2.28 até 2.5 g/cm^3 , apresentando, no geral, valores mais elevados de densidade quando comparados com o agrupamento 1. Isso por que, como já discutido, a eletrofácies 0 é formada por folhelhos e siltitos, e a eletrofácies 1 é constituída principalmente por arenitos não consolidados, propícios a reservatórios, de menor densidade. É possível visualizar também que há alguma sobreposição dos pontos nas interfaces de todos os agrupamentos, de modo que é mais evidente entre as eletrofácies 0 e 1 e entre as eletrofácies 0 e 2. Nesse sentido, é possível visualizar que uma parcela do agrupamento 2, de pontos de maior radioatividade, tem sobreposição com o agrupamento 0. Isso se deve ao fato de que há uma parcela de arenitos argilosos, siltitos, e folhelhos nas amostras agrupadas na eletrofácies 2, que possuem propriedades radioativas semelhantes às rochas agrupadas na eletrofácies 1.

De outra parte, o que mais chama atenção nessa visualização é a presença de elevada densidade de uma parte das amostras agrupadas como eletrofácies 2 — o que já tinha sido apontado anteriormente pelo estudo do histograma dessa propriedade — mesmo em baixos índices de GR. Assim, tal fato sugere que essas rochas possuem uma composição densa, com uma baixa proporção de minerais radioativos, o que pode ser explicado pela presença de arenitos consolidados. Dessa forma, os arenitos mapeados nesse agrupamento podem ter sido compactados e cimentados ao longo do tempo, o que é refletido pelo alto valor de RHOB.

Figura 48 – *crossplot* GR x RHOB.

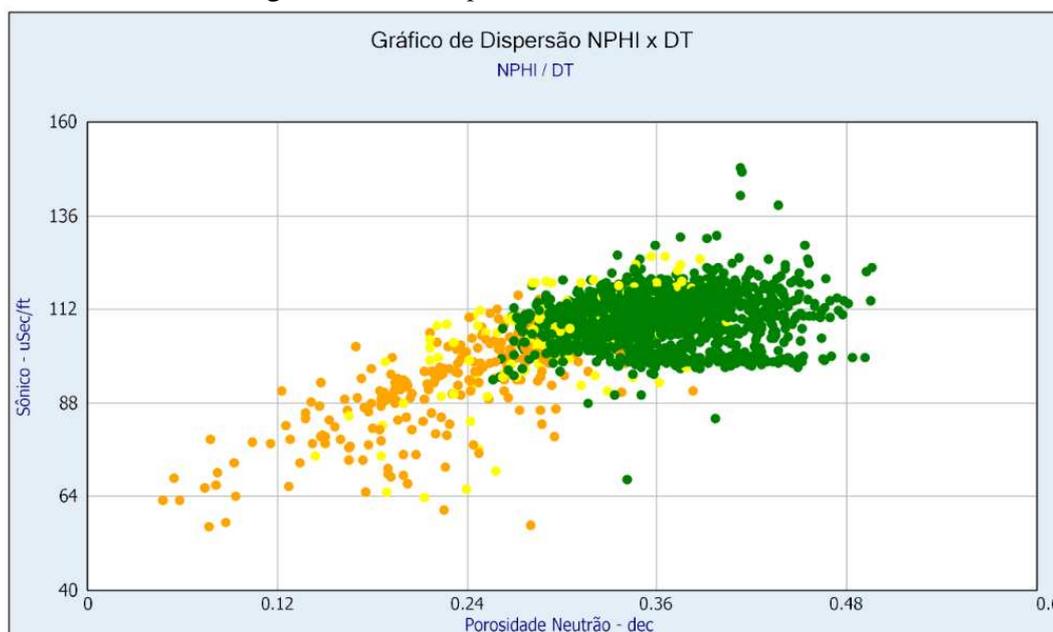


Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

O gráfico de dispersão cruzada NPHI x DT mostrado na Figura 48 não mostrou de forma bem definida a discriminação dos agrupamentos. É possível visualizar os pontos das eletrofácies 1 e 2 agrupados de forma sobreposta e dispersa em regiões de menores valores de DT e NPHI, enquanto o agrupamento da eletrofácies 0 está aglomerado em regiões onde esses parâmetros são mais elevados. Ainda é possível observar alguns pontos da eletrofácies 1 com valores mais elevados de porosidade.

De maneira geral, o diagrama NPHI x DT segmentou os pontos em 2 agrupamentos bem definidos: Pontos de arenitos e pontos de não arenitos. Os arenitos, sendo eles consolidados ou não, apresentaram menores DT, enquanto os não arenitos (folhelhos e siltitos) apresentaram maiores DT e superavit na porosidade neutrônica.

Figura 49 – *crossplot* NPHI x DT.



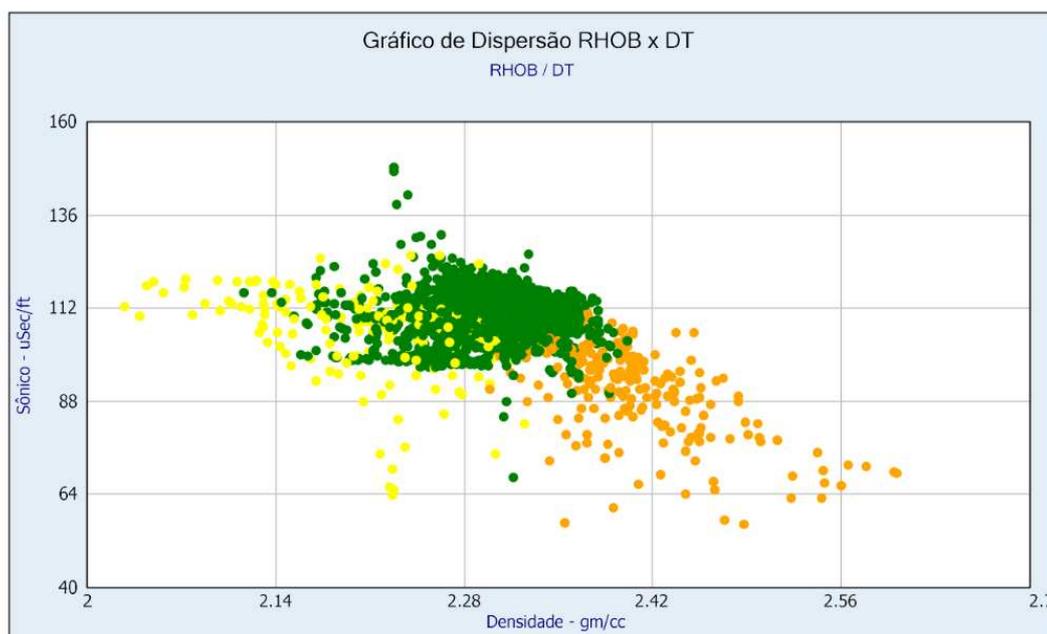
Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

O gráfico cruzado de RHOB x DT, mostrado na Figura 50 mostra que os agrupamentos são bem definidos pelo perfil de densidade, de modo que o agrupamento 1 apresenta as menores densidades, 0 intermediárias e 2 as maiores densidades. Os pontos da eletrofácies 0 possuem faixa da variável DT concentrados, enquanto os pontos dos conjuntos 1 e 2 apresentam-se mais dispersos. É possível observar ainda que a interface entre os agrupamentos 0 e 1 possui sobreposição, o que acontece em menor grau em relação aos agrupamentos 0 e 2.

De outra perspectiva, é importante pontuar que os agrupamentos 0 e 1 possuem, para a maioria dos pontos, menor distinção dos pontos em relação a variável DT quando comparado com o agrupamento 2, que possui valores visualmente menores para essa variável.

De modo geral, é possível observar que a eletrofácies 2 apresentou pontos com maiores densidade e menores valores de vagarosidade, evidenciando o efeito de propagação de ondas sonoras em rochas consolidadas, que possuem maior rigidez e compactação das rochas, resultando em uma maior velocidade de propagação das ondas sonoras e uma menor vagarosidade, corroborando com a tese de que esse agrupamento incluiu os arenitos consolidados da faixa estudada.

Figura 50 – *crossplot* RHOB x DT.



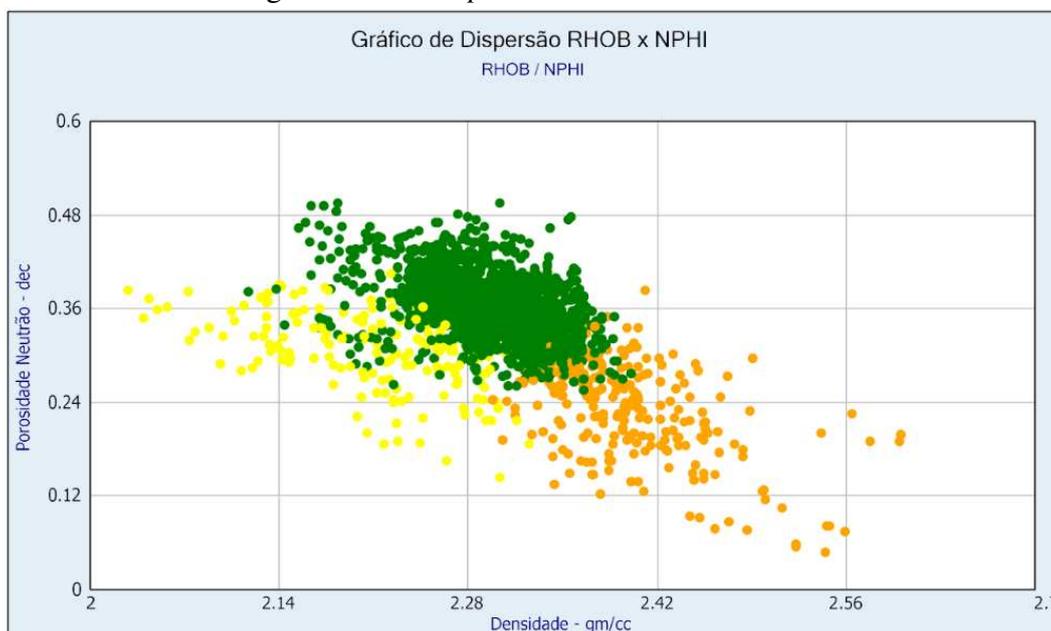
Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Por último, o gráfico cruzado de RHOB x NPHI mostrado na Figura 51 apresenta visualização semelhante ao gráfico RHOB x DT mostrado na Figura 50, com a diferença que as eletrofácies 0 e 1 possuem melhor distinção por conta do parâmetro NPHI.

Além do efeito de superavit de porosidade no agrupamento 0, é possível comparar as eletrofácies 1 e 2 quanto a correlação entre densidade e porosidade. A eletrofácies 0, de arenitos classificados como não cimentados, possui maiores valores de porosidade e menores de densidade. Por outro lado, a eletrofácies 2, de arenitos consolidados, apresentaram maiores densidade e menores porosidades.

Esse resultado mostra a relação entre porosidade e densidade de arenitos consolidados e não consolidados, de modo que, em geral, arenitos não consolidados, geralmente apresentam uma maior porosidade devido à presença de espaços vazios entre as partículas de areia. Por outro lado, arenitos consolidados tendem a ter uma porosidade reduzida devido à redução dos espaços vazios entre as partículas de areia devido ao processo de cimentação, que preenche os espaços porosos e aumenta a densidade.

Figura 51 – *crossplot* RHOB x NPHI.



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Com base na análise dos gráficos, podemos concluir que a eletrofácies de possível reservatório (eletrofácies 2), composta principalmente por arenitos, exibe valores de GR semelhantes à classe de reservatórios (eletrofácies 1). No entanto, observamos diferenças nas propriedades de DT, NPHI e RHOB em relação à eletrofácies 1, o que sugere que a eletrofácies 2 é predominantemente composta por arenitos consolidados. A partir disso pode-se esperar uma menor porosidade e permeabilidade nos pontos constituintes da eletrofácies 2, o que reduz sua capacidade de armazenar e transmitir fluidos.

Assim, a partir da análise dos histogramas e dos gráficos de dispersão, podemos concluir que as eletrofácies apresentam composições litológicas distintas. A eletrofácies 1 é dominada por arenitos, com uma presença mínima de folhelhos e siltitos, já que os histogramas e gráficos de dispersão demonstram que essa eletrofácies possui características semelhantes aos arenitos, indicando uma maior propensão para a ocorrência desse tipo de litologia. Por sua vez, a eletrofácies 2 é composta principalmente por arenitos consolidados, apresentando uma pequena proporção de folhelhos e siltitos. Essa diferença é evidenciada pelos histogramas e gráficos de dispersão, que revelam valores distintos nas propriedades de DT, NPHI e RHOB em relação à eletrofácies 1. Por último, a eletrofácies 0 consiste exclusivamente de folhelhos e siltitos, sem a presença de arenitos. Isso é corroborado pelos histogramas e gráficos de dispersão, que indicam valores significativamente diferentes nas propriedades de GR e NPHI em comparação com as outras eletrofácies. Esses valores estão em conformidade com o que é esperado para siltitos e folhelhos, reforçando ainda mais a composição litológica predominante nessa eletrofácies.

Portanto, a análise dos dados confirma a existência de diferenças nas composições litológicas das eletrofácies, com a eletrofácies 1 e 2 (em menor grau) sendo mais favoráveis para a presença de arenitos, enquanto a eletrofácies 0 é caracterizada por folhelhos e siltitos. Assim, é esperado que a eletrofácies 1 apresente uma maior chance de conter reservatórios. A eletrofácies 2, por sua vez também pode apresentar potencial para conter reservatórios, embora em menor proporção em comparação com a eletrofácies 1 já que embora os arenitos consolidados presentes possam ter menor porosidade e permeabilidade em comparação com arenitos não consolidados, ainda podem permitir algum armazenamento e fluxo de fluidos. Por fim Por outro lado, a eletrofácies 0, composta principalmente por folhelhos e siltitos, que possuem uma baixíssima capacidade de armazenamento de fluidos, há inviabilidade da ocorrência de reservatórios.

5.2.1.2 Avaliação Petrofísica das Eletrofácies

A partir da classificação das eletrofácies 0, 1 e 2 como Reservatório, Possível Reservatório e Não Reservatório, foi realizada uma avaliação das propriedades petrofísicas associadas aos agrupamentos 0 e 1, com potencial presença de reservatórios. As médias dos resultados de porosidade podem ser observados na Tabela 16

Tabela 16 – Dados de Porosidade das Eletrofácies 1 e 2.

EF	RHOB	DT	ϕ_{Den}	ϕ_{Ef}	ϕ_{GP}	ϕ_{Son}	NPHI	ILD
1	2,34	106,36	0,28	0,22	0,30	0,38	0,31	2,28
2	2,40	93,20	0,16	0,12	0,20	0,28	0,23	1,49

Fonte: Autor.

É possível observar que os valores de porosidade da Eletrofácies 1 apresentam valores significativamente mais elevados em relação à Eletrofácies 2. Isso indica que os pontos desse agrupamento possuem melhores capacidades de armazenamento de fluido, em contraste com os baixos indicativos do agrupamento 2. A porosidade efetiva, que leva em consideração a conectividade dos poros, possui valores menores que as demais propriedades em cada uma das eletrofácies. Nota-se uma diminuição de 45% da porosidade efetiva da eletrofácies 1 para a eletrofácies 2. Além disso, em relação à porosidade denotada (ϕ_{Den}), a porosidade efetiva (ϕ_{Ef}) da eletrofácies 2 diminuiu 25%, enquanto na eletrofácies 1, houve uma diminuição menor, de 21%. Isso pode ocorrer devido à presença de argila e cimentação nos arenitos, bem como a ocorrência esporádica de folhelhos e siltitos na eletrofácies 2, que contribuem para uma redução mais acentuada da porosidade efetiva. A eletrofácies 1, por sua vez, apresenta bons valores de porosidade efetiva, superiores a 20%.

Além disso, é possível constatar, a partir da porosidade (ϕ_{Den}), que na eletrofácies 2 há um *superavit* de porosidade NPHI. Há um aumento de 44% da porosidade NPHI em relação à porosidade denotada, enquanto na eletrofácies 1 esse aumento é de apenas 10%. Isso evidencia ainda mais a maior presença de siltitos, folhelhos e argila nos arenitos da eletrofácies 2, contribuindo para o "efeito folhelho" discutido anteriormente.

Ainda, nota-se um aumento significativo da média de resistividade entre as eletrofácies 1 e 2, com os valores de resistividade da Eletrofácies 1 agrupando-se em torno de uma média mais elevada. Isso pode ser um indicativo da presença de hidrocarbonetos nesses poros, os quais aumentam os valores de resistividade.

A partir dos perfis geofísicos calculados ao longo do poço no *workflow convencional*, foram realizados os cálculos de média do Volume de Folhelho, Saturação de Água e Saturação de Óleo para as eletrofácies Reservatório e Possível reservatório. Tais resultados estão mostrados na Tabela 17.

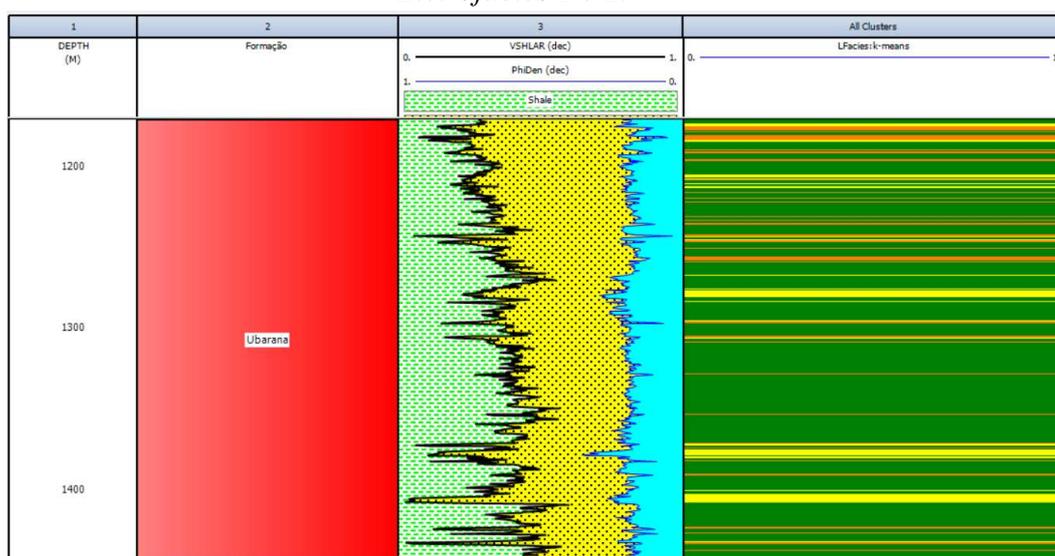
Tabela 17 – Dados de Argilidade das Eletrofácies 1 e 2.

EF	$Sw_{Simandoux}$	S_o	$VSh_{Larionov}$
1	46,34%	53,66%	20,79%
2	75,23%	24,77%	23,81%

Fonte: Autor.

A eletrofácies 1 apresenta os menores teores de argila (em torno de 20%), conforme esperado, devido à sua composição predominantemente de arenitos limpos, sem a presença de folhelhos ou siltitos. Além disso, os resultados de Saturação de Óleo e Água indicam que a eletrofácies 1 possui potencial como reservatório de hidrocarbonetos, com uma saturação de óleo significativa acima de 50%. Por outro lado, os arenitos da eletrofácies 2 não demonstram ser portadores de hidrocarbonetos, apresentando possíveis portadores de água, como evidenciado pela alta saturação de água média, com valores acima de 75% e resistividade média próxima a 1, conforme mostrado na Tabela 16.

Figura 52 – Volume de Folelho e Porosidade das Eletrofácies 1 e 2.



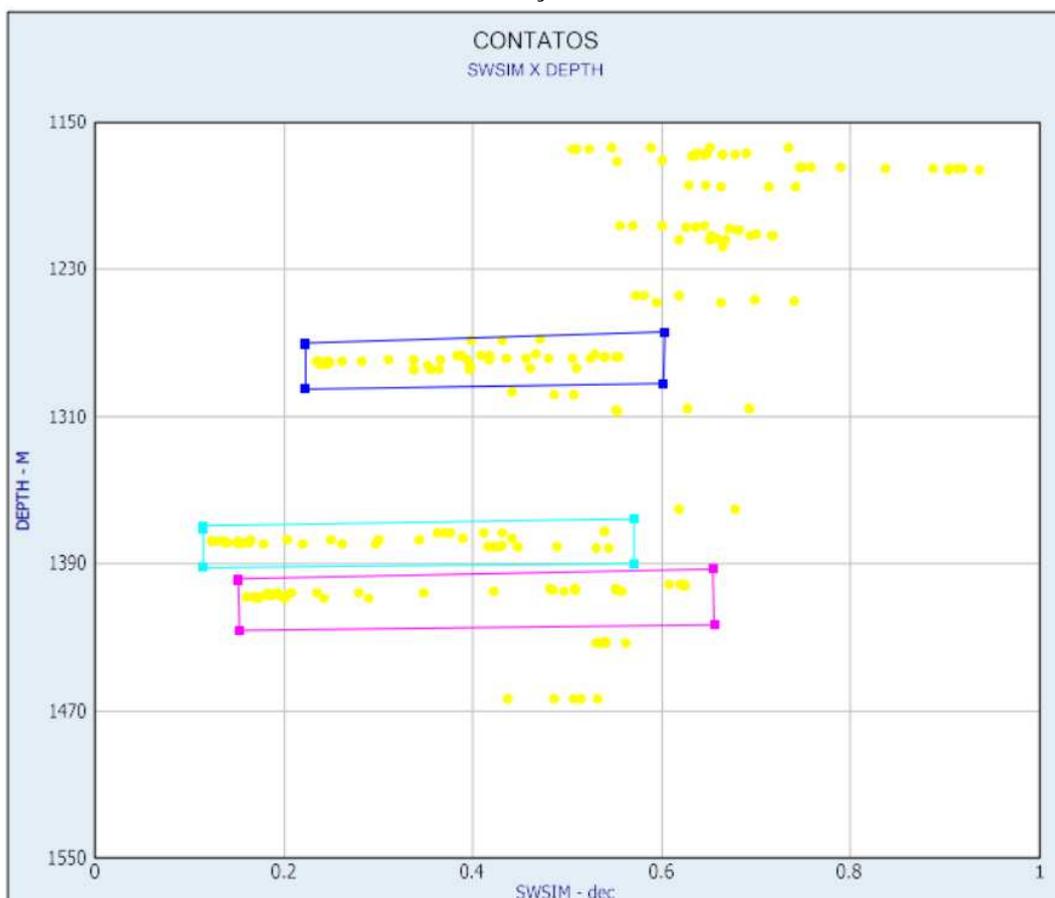
Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Conforme ilustrado na Figura 52, observa-se uma tendência de menor porosidade nas eletrofácies com maior presença de folhelhos. Além disso, é evidente a presença de cimentação nos arenitos que compõem a eletrofácies 2, como pode ser observado pela interseção da curva de

porosidade em azul com a curva de arenitos, resultando em picos. Essa cimentação dos arenitos na eletrofácies 2 está distribuída ao longo da zona avaliada, com maior concentração em áreas menos profundas.

Ainda, por meio da análise da variação da Saturação de Água em relação à profundidade, é possível identificar os pontos de contato entre Óleo e Água na região avaliada. Ao examinar os pontos da Eletrofácies 1, detentora dos reservatórios de óleo, observa-se mudanças abruptas nos valores de saturação de água para uma mesma profundidade, como ilustrado na Figura 53. Essas variações indicam a presença do contato Óleo/Água, permitindo estimar a localização desse ponto na área em análise.

Figura 53 – *Contato Óleo/Água da FM. Ubarana no Poço 3-EP-5-CES*

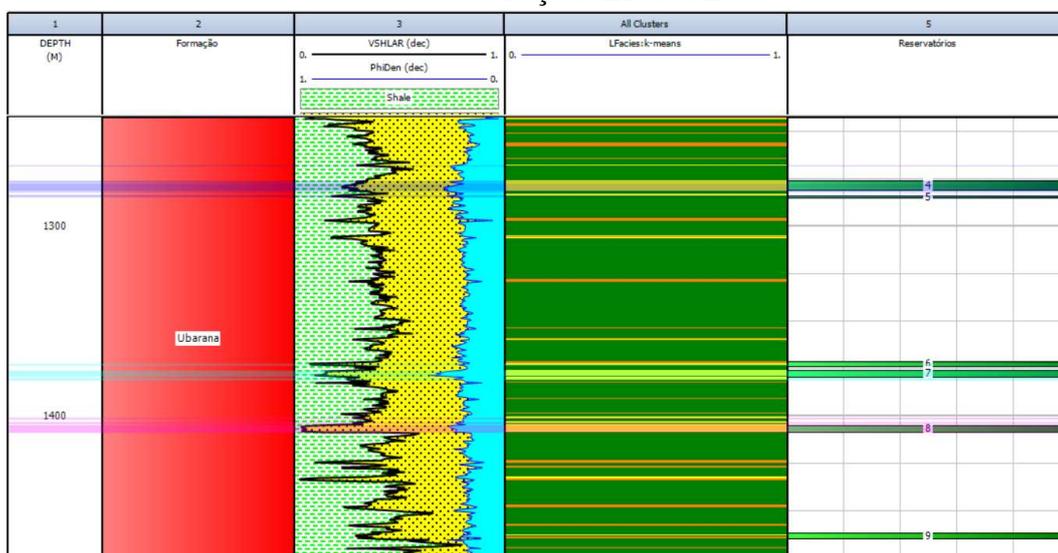


Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

A análise dos gráficos revela a presença de três contatos óleo/água na Formação Ubarana do poço 3-EP-5-CES, localizados em diferentes profundidades aproximadas: 1270m, 1370m e 1400m. Essas profundidades coincidem com as zonas previamente identificadas como portadoras de hidrocarbonetos 4, 7 e 8 no fluxograma convencional, conforme ilustrado na Figura

54. Essa correlação entre os contatos óleo/água e as zonas de interesse fortalece a indicação de potencial de hidrocarbonetos nessas áreas específicas da Formação Ubarana.

Figura 54 – Contato Óleo/Água da FM. Ubarana no Poço 3-EP-5-CES



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

A Figura 54 evidencia o êxito do método de classificação k-means no poço 3-EP-5-CES, uma vez que, de maneira automatizada, conseguiu identificar com precisão todas as zonas-candidatas (4 a 9) do fluxograma convencional. Além disso, por meio da determinação dos contatos óleo/água e do agrupamento por eletrofácies, foi possível selecionar as zonas 4, 7 e 8, das quais três são consideradas as melhores zonas de reservatórios de óleo no fluxograma convencional. Isso evidencia a acurácia do modelo utilizado na região em estudo.

Com base nos dados apresentados na Tabela 12, foram calculadas as médias de porosidade, saturação de óleo e volume de folhelho para as melhores zonas identificadas no fluxograma convencional. Os resultados estão sintetizados na Tabela 18.

Tabela 18 – Comparativo das abordagens adotadas

Método	ϕ_{den}	$VSh_{Larionov}$	S_o
Convencional	30,28%	20,00%	67,75%
K-means	27,65%	20,79%	53,66%

Fonte: Autor.

Pode-se concluir que os valores de porosidade e volume de folhelho apresentaram grandes similaridades entre as melhores zonas identificadas no método convencional e no método k-means. No entanto, a saturação de água obtida a partir das eletrofácies geradas pelo método k-means apresentou valores menores. Isso ocorre devido à inclusão de outras zonas, como as

zonas 6 e 9, que não são portadoras de óleo, diminuindo assim o valor médio de saturação de água. Apesar disso, o modelo k-means obteve resultados bastante satisfatórios, tanto na distinção das fácies litológicas quanto na identificação dos reservatórios. Além disso, o método se mostrou automatizado e mais ágil em comparação ao *workflow* convencional, alcançando resultados semelhantes.

Tal abordagem oferece vantagens significativas em termos de eficiência e produtividade na análise de reservatórios. Ao identificar eletrofácies distintas com base em propriedades petrofísicas, o modelo consegue auxiliar a tomada de decisões relacionadas à exploração e produção de hidrocarbonetos.

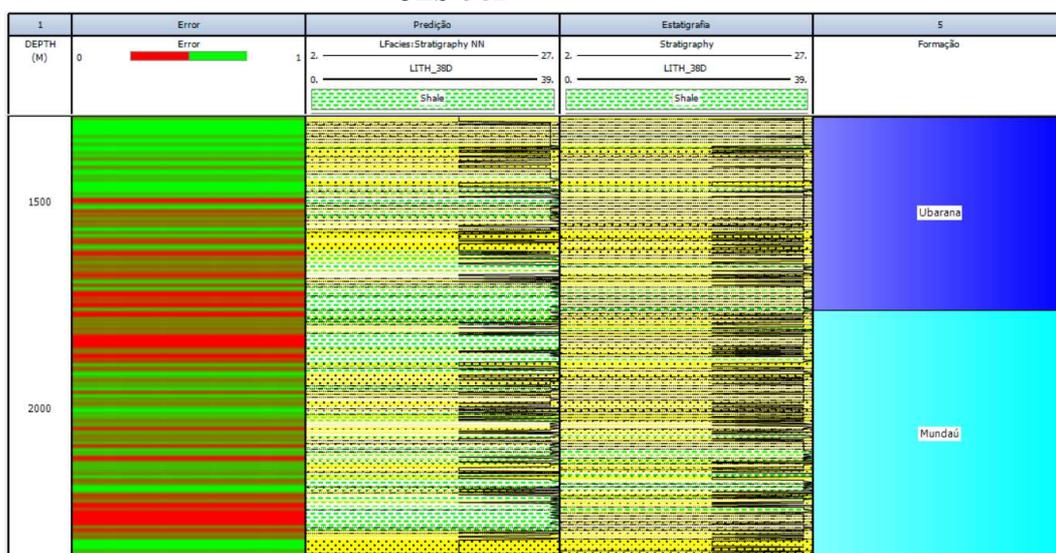
5.2.2 Resultados Redes Neurais

5.2.2.1 Resultados Predição Litológica

A Figura 55 ilustra o resultado da classificação de eletrofácies litológicas utilizando o método supervisionado de rede neural. Essa classificação permite avaliar a correlação entre a curva de predição gerada pelo modelo e o perfil de litologias do poço analisado. Além disso, é apresentada uma curva de erro que registra as amostras em que o modelo de predição coincidiu com os dados reais, fornecendo uma medida de precisão do modelo.

Foram analisadas 3072 amostras na formação Ubarana e 4009 amostras na formação mundaú, totalizando 7081 amostras.

Figura 55 – Predição de Litologia no Poço 2-CES-38D



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Visualmente, é possível observar que o modelo apresentou uma boa precisão na predição de corpos areníticos tanto na Formação Ubarana quanto na Formação Mundaú. No entanto, foram identificados desvios em duas situações principais: camadas espessas de Siltito e zonas com alta laminação estratigráfica. Nessas situações, o modelo muitas vezes confunde Siltitos e Folhelhos. Essa falta de precisão do modelo nessas circunstâncias ocorre em ambas as formações avaliadas, de modo que pode ser explicada devido à similaridade das propriedades dos folhelhos e siltitos presentes na zona estudada. Essas rochas compartilham características semelhantes, o que resulta em uma resposta geofísica dos perfis também semelhante. Outro ponto significativo é que no poço de treinamento (3-EP-5-CES) há uma maior população de Folhelhos em relação aos Siltitos. Com isso, no poço de aplicação, devido a maior população de amostras de siltito, há uma menor assertividade sobretudo nos folhelhos. Portanto, a confusão entre folhelhos e siltitos apresnetada na modelagem pode ser atribuída à dificuldade em distinguir essas litologias com base nos perfis geofísicos utilizados para treinamento e predição. Dessa forma, é importante destacar essas limitações do modelo e considerar uma análise mais detalhada nessas áreas para uma interpretação correta das litologias.

Tabela 19 – Assertividade do Modelo de Predição de Litologia

Litologia	FM Ubarana	FM. Mundaú
Arenito	68,02%	76,01%
Siltito	88,47%	68,00%
Folhelho	13,25%	22,12%
Total	59,13%	49,65%

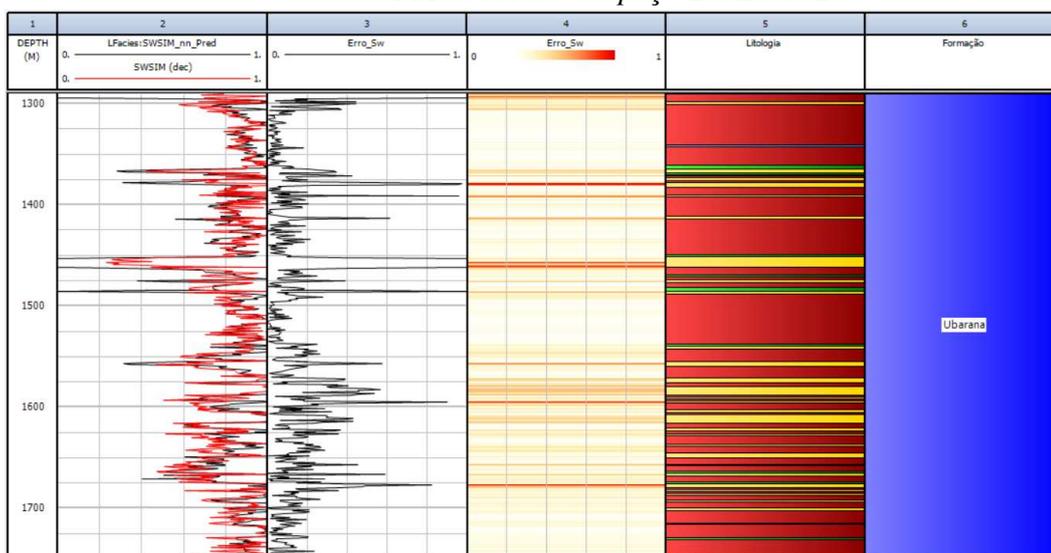
Fonte: Autor.

A Tabela 19 apresenta a precisão do modelo para cada litologia, calculada como a proporção de pontos em que a predição coincide com os dados reais, em relação ao total de amostras daquela litologia na formação avaliada. Analisando os resultados, pode-se observar que o modelo obteve uma boa precisão para arenitos, com valores em torno de 70%. No entanto, a precisão para os folhelhos foi bastante baixa em ambas as formações, indicando dificuldades na distinção dessas litologias. Nesse contexto, o perfil sintético obtido a partir da modelagem aplicada pode ser interessante em casos que não haja um dado de perfil litológico original disponível. Nesse contexto, a obtenção do perfil de litologia sintético por meio da modelagem pode ser uma útil referência quando não há um perfil litológico original disponível e sim informações indiretas do poço avaliado, como os perfis de dois poços correlatos. Essa abordagem se mostra ainda melhor na identificação dos arenitos.

5.2.2.2 Resultados Predição de Saturação de Água

Os resultados do modelo adotado para a predição da curva Saturação de Água no poço 2-CES-38D podem ser visualizados a partir das Figuras 56 e 57.

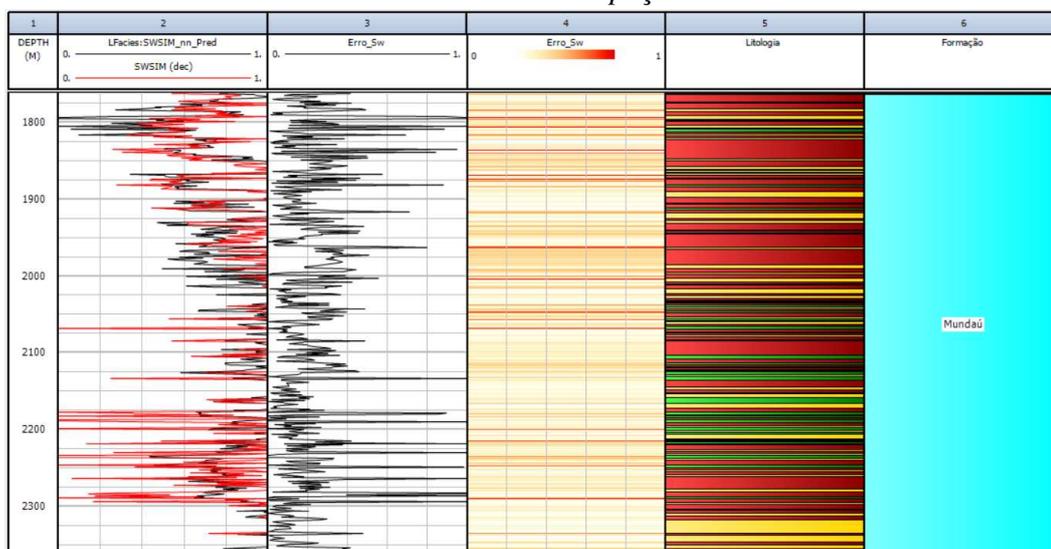
Figura 56 – Predição de Saturação de Água na FM. Ubarana do poço 2-CES-38D



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Na Formação Ubarana, é possível verificar uma excelente similaridade da curva de saturação de água sintética em relação a curva de saturação de água obtida via *workflow convencional* no poço estudado. A grande maioria das zonas apresentou baixo erro, que pode ser evidenciado pela menor presença da cor vermelha na *track* 4. Foi observado que os arenitos da Formação Ubarana apresentaram os maiores erros na análise de saturação de água. Essa discrepância pode ser explicada pela possibilidade de esses arenitos serem portadores de óleo, o que resultaria em uma redução significativa na saturação de água prevista, levando-a a valores próximos de zero. Em outras palavras, em tais arenitos da formação Ubarana, o modelo interpretou como zonas portadoras de óleo, as quais naturalmente são definidas menores saturações de água. Dessa maneira, há a possibilidade da presença de hidrocarbonetos nesses corpos areníticos.

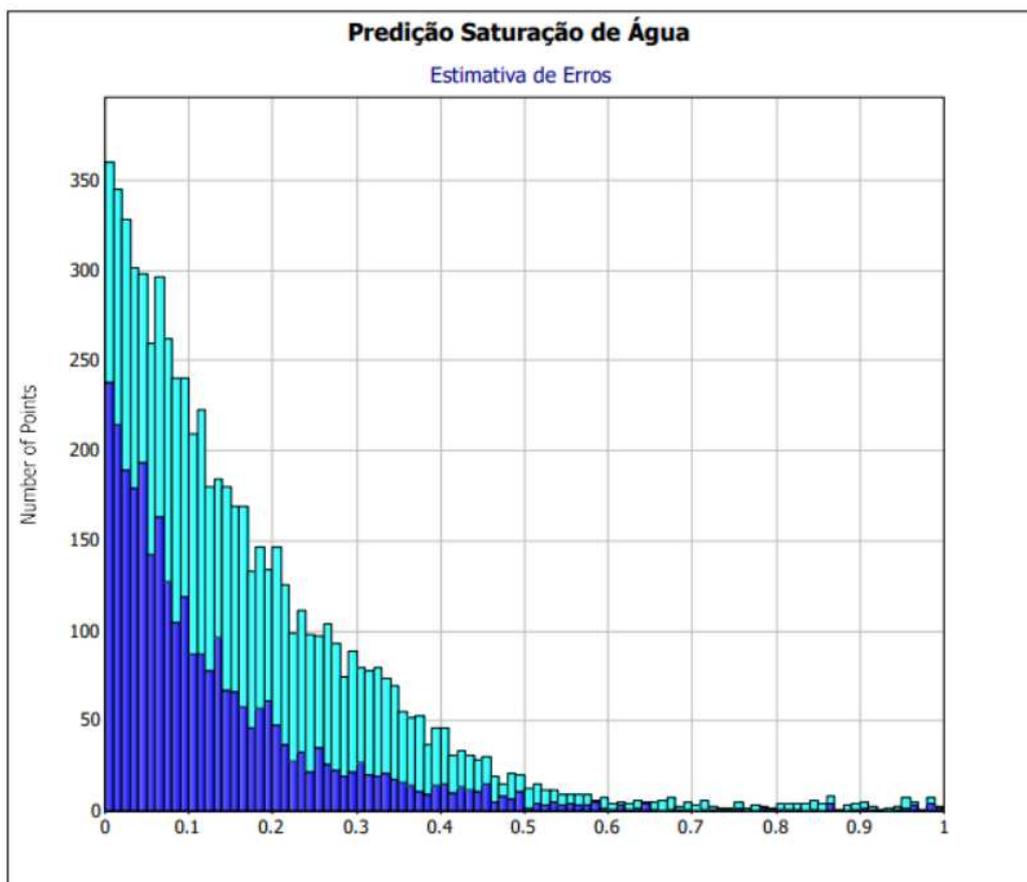
Figura 57 – *Predição de Saturação de Água na FM. Mundaú do poço 2-CES-38D*



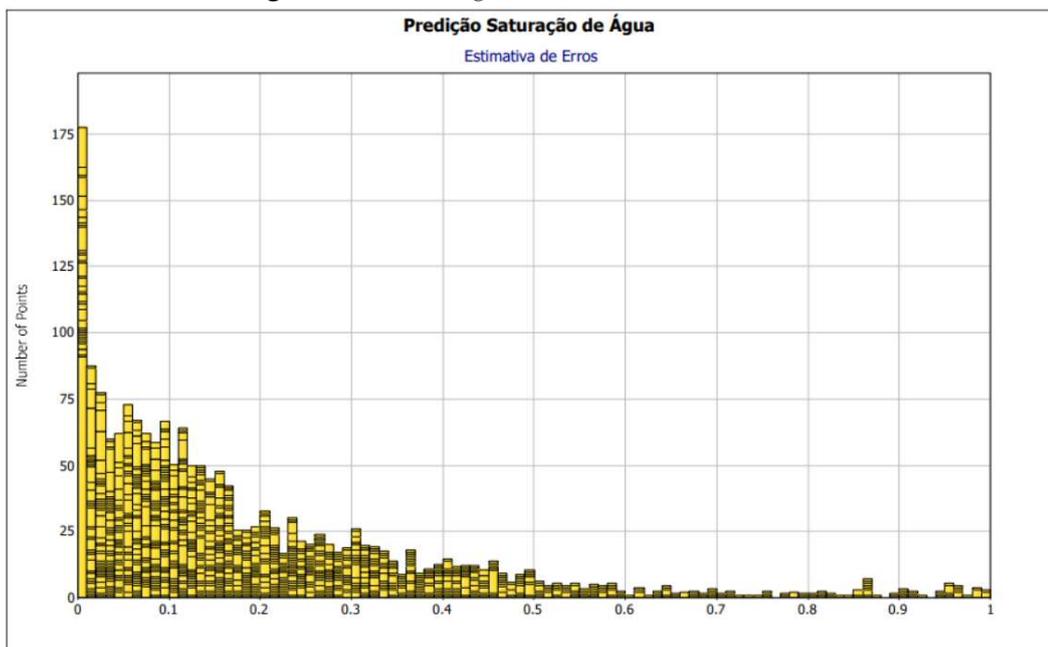
Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Nos arenitos da Formação Mundaú, não foi observado um efeito acentuado como na Formação Ubarana. As maiores zonas de erro foram identificadas em litologias interpretadas como siltito, que estão fora do escopo de reservatórios. Isso pode ser explicado pelo fato de que esses arenitos da Formação Mundaú não são portadores de óleo. Portanto, o modelo não subestima a saturação de água nessas áreas, resultando em valores próximos aos obtidos pelo método convencional de análise.

A Figura 58 representa o histograma dos erros nas duas formações. É evidente a alta precisão do modelo nas amostras analisadas em ambas as formações. A maioria esmagadora das amostras apresentou erros menores que 0.2 em relação aos valores da curva de saturação de água não-sintética. A média de erro para todas as amostras foi de apenas 0.1693, o que indica um valor baixo, considerando a quantidade de amostras avaliadas.

Figura 58 – *Histograma de erros por Formação*

Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Figura 59 – *Histograma de erros nos Arenitos*

Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

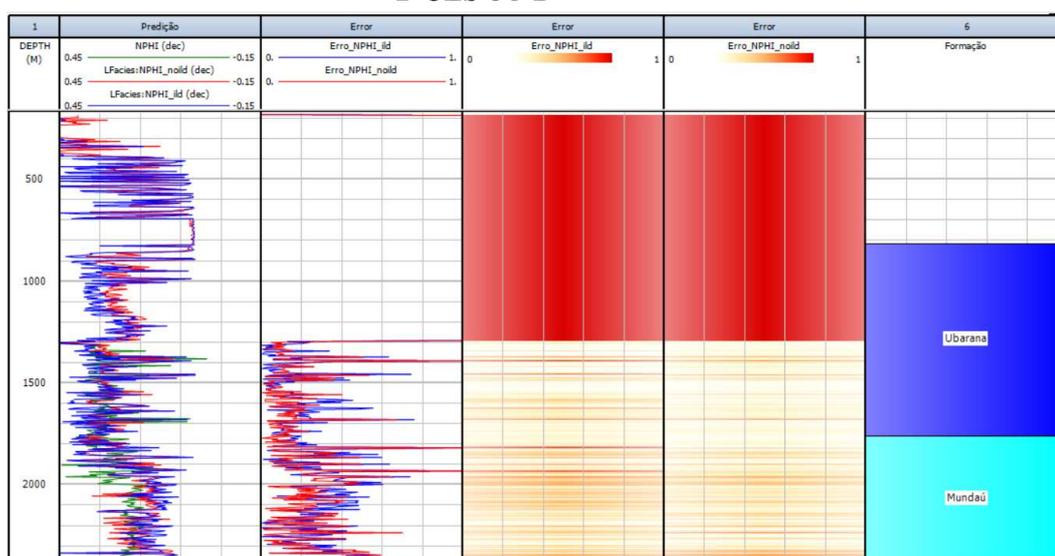
Na Figura 59, é apresentada a precisão do modelo nos corpos areníticos de toda a zona avaliada. É evidente que a maioria das amostras apresenta erros bem próximos de zero, com apenas algumas amostras exibindo erros maiores que 0.2. Isso é corroborado pela média de erro, que é de apenas 0.1935. Esses resultados indicam a alta assertividade do modelo na análise dos corpos areníticos da zona avaliada.

Em conclusão, os resultados obtidos demonstram a alta precisão e eficácia do modelo na análise da curva de saturação de água nas formações Ubarana e Mundaú. A maioria das amostras apresentou erros baixos, próximos de zero, em relação aos valores da curva de saturação de água não-sintética. Isso indica que o modelo foi capaz de estimar com sucesso as saturações de água nessas formações usando apenas perfis geofísicos de poços correlatos, sem a necessidade de seguir o fluxo de trabalho convencional de maneira manual. Essa abordagem automatizada e prática do modelo permite obter resultados comparáveis aos métodos convencionais, proporcionando uma alternativa eficiente para a análise de dados de saturação de água em estudos geológicos.

5.2.2.3 Resultados Predição da curva de Porosidade Neutrão

A Figura 60 apresenta os resultados da preição da curva de porosidade Neutrão (NPHI) ao longo do poço 2-CES-38-D.

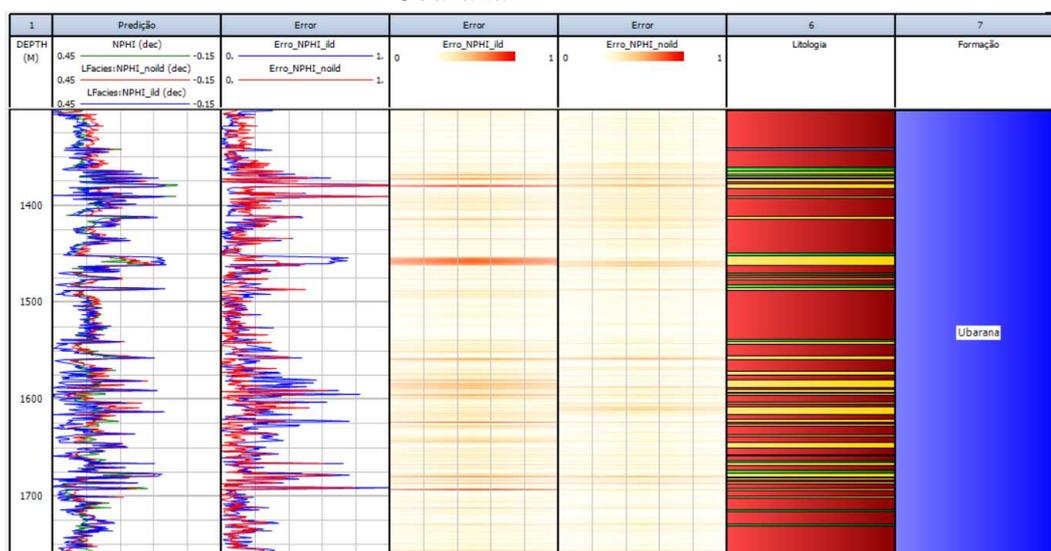
Figura 60 – *Predição da Curva NPHI no poço 2-CES-38-D*



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Com isso, foi possível obter uma estimativa do perfil de porosidade NPHI em profundidades mais superficiais, onde a ferramenta de medição de porosidade neutrônica não foi utilizada para percorrer a formação. Foram realizadas duas estimativas usando um modelo treinado com os perfis GR, NPHI, DT e RHOB dos poços correlatos 3-EP-5-CES e 2-CES-38-D, uma incluindo o perfil de resistividade ILD e outra sem incluí-lo (*noild*). Através da análise do perfil de erros das duas modelagens, é possível visualmente verificar a precisão do modelo. Ambas as modelagens apresentaram resultados semelhantes para a maioria das formações atravessadas, porém, é notável que em algumas faixas a estimativa *noild* demonstrou resultados com menor erro associado.

Figura 61 – *Predição da Curva NPHI na FM. Ubarana*

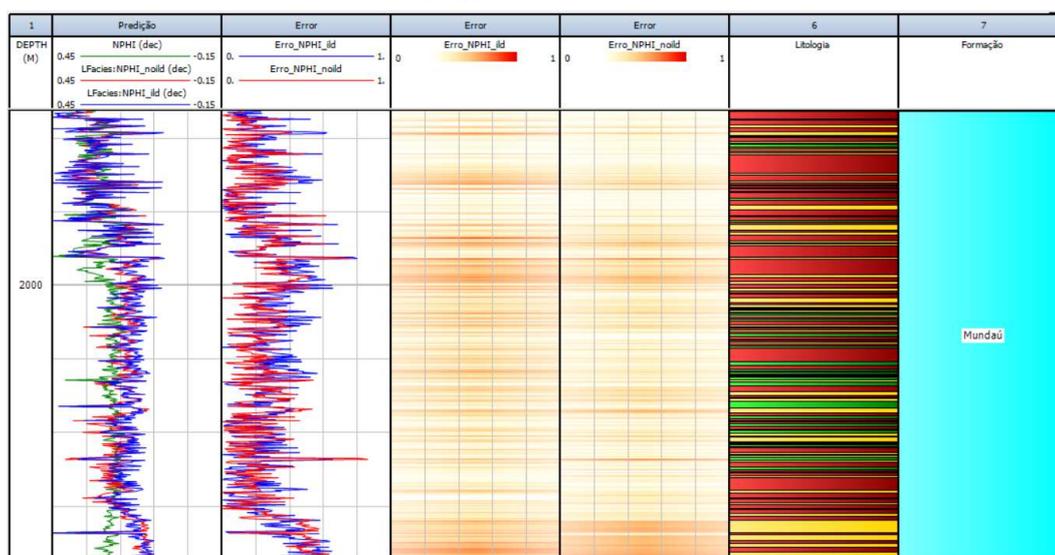


Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

A Figura 61 apresenta os resultados no recorte da Formação Ubarana, demonstrando uma maior precisão da modelagem "noild" em toda a formação. É interessante notar que os erros são mais altos nos corpos areníticos, especialmente na modelagem que inclui o perfil de resistividade. Isso pode ser explicado pelo fato de que ao incluir o perfil de resistividade, que é mais sensível às variações do tipo de fluido presente na formação, a modelagem pode gerar desvios dos valores reais de NPHI. Em ambas as modelagens, há um superavit de NPHI em relação ao valor real. Isso pode estar relacionado ao perfil de resistividade do poço utilizado para treinar o modelo, o 3-EP-5-CES, que geralmente apresenta resistividades mais baixas em seus arenitos. Portanto, se houver presença de óleo nos corpos areníticos avaliados, o que aumentaria a resistividade, isso pode levar a uma estimativa aumentada do NPHI no poço em questão.

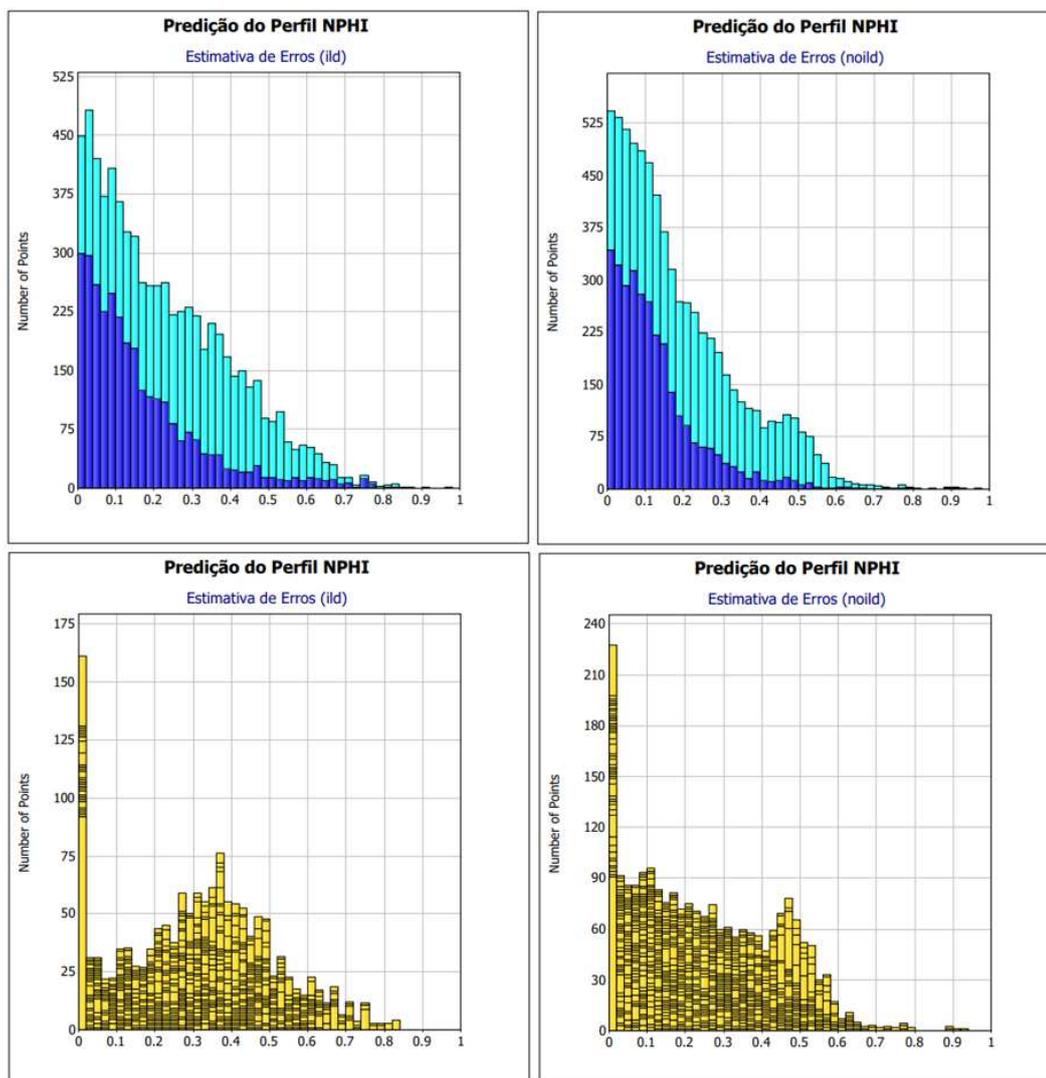
A Figura 62 exibe os resultados no recorte da Formação Mundaú, revelando o mesmo padrão discutido anteriormente nos arenitos da base da formação. Além disso, de forma geral, ambas as modelagens apresentaram estimativas com erros mais elevados nessa formação, principalmente em algumas faixas de Siltito. No entanto, ainda assim a estimativa *noild* se destacou como mais precisa.

Figura 62 – *Predição da Curva NPHI na FM. Mundaú*



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Figura 63 – *Histograma de erros - Pedição da Curva NPHI*



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Ao investigar os histogramas das curvas de estimativa, é possível constatar que, de maneira geral, a predição *noild* apresentou os melhores resultados, com média de erro 0,18, inferior a média da predição utilizando o perfil de resistividade, que é de 0,23. Analisando apenas os resultados nos arenitos, o modelo *noild* também se sobressai, com média de erros de 0,25, enquanto o modelo incluindo ILD apresenta média de erros de 0,29. Assim, é possível concluir que os possíveis fluidos nos arenitos venham a interferir na modelagem da estimativa da curva NPHI, sendo a utilização do perfil ILD podendo ser não tão adequado, já que o perfil é suscetível as propriedades dos fluidos presentes, o que pode ser mais fácil de variar do poço de treino para o poço de aplicação. Assim, utilizando perfis cujas variações estejam ligadas predominantemente ao tipo litologia apresenta melhores resultados.

Ao analisar os histogramas das curvas de estimativa, observamos que, de modo geral, a predição *noild* obteve os melhores resultados, com uma média de erro de 0,18, inferior à média da predição utilizando o perfil de resistividade, que foi de 0,23. Ao examinar apenas os resultados nos arenitos, o modelo *noild* também se destacou, com uma média de erros de 0,25, enquanto o modelo que inclui o perfil ILD apresentou uma média de erros de 0,29. Portanto, podemos concluir que os possíveis fluidos presentes nos arenitos podem interferir na modelagem da estimativa da curva NPHI. Nesse caso, a utilização do perfil ILD pode não ser tão adequada, uma vez que esse perfil é mais suscetível às propriedades dos fluidos presentes, o que pode resultar, mais facilmente, em variações mais significativas entre o poço de treinamento e o poço de aplicação. Assim, o uso de perfis cujas variações estejam predominantemente relacionadas ao tipo de litologia apresenta melhores resultados.

Com base na análise dos erros e na semelhança das curvas de predição com a curva real, é possível concluir que a utilização de Redes Neurais para estimar o perfil de NPHI pode ser uma abordagem promissora para preencher lacunas desse dado em alguns poços ou em trechos específicos dos poços. Essa técnica demonstrou ser eficaz na obtenção de estimativas confiáveis e próximas aos valores reais, fornecendo uma solução viável quando o perfil de NPHI está ausente.

Por fim, apesar dos resultados promissores alcançados com o workflow que emprega redes neurais, a inclusão de dados de testemunhos e amostras laterais, com potencial para serem testadas em laboratório e a subsequente extração de propriedades petrofísicas, no processo de treinamento do modelo, pode aprimorar a precisão e acurácia das previsões. Adicionalmente, é possível utilizar essas informações para validar o próprio modelo, contribuindo para aumentar a confiabilidade das suas estimativas. Ainda, é importante salientar que a metodologia deve ser aplicada em poços correlatos pertencentes ao mesmo ambiente deposicional, como os poços 3-EP-5-CES e 2-CES-38-D utilizados no presente trabalho.

6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

A análise petrofísica convencional proposta resultou em valores médios para argilidade, porosidade, saturação de água, permeabilidade Net-Pay no poço avaliado, o 3-EP-5-CES, que estão consistentes com os dados encontrados no seu relatório de exploração. Dessa forma, as 4 zonas desse do poço selecionadas para a análise econômica compreendem a arenitos com baixo GR e valores mais altos de resistividades. Essas zonas apresentaram média de porosidade efetiva de 24,47% e permeabilidade de 643 mD. Tais valores se aproximam aos comumente descritos pelo sumário executivo para as melhores fácies reservatório do Campo de Espada, que pertencem à Formação Ubarana e são formados por areia quartzosa e feldspática, de menores argilidades, com espessuras médias de 10m, porosidades efetivas variando de 24,5% a 32,3% e permeabilidades absolutas entre 200 mD e 9000 mD. Dentre essas zonas, a primeira foi a mais espessa, a segunda a menos espessa e as duas mais profundas com espessuras intermediárias. As zonas 4 e 5 foram reconhecidas como possíveis candidatas a novas zonas de canhoneio do poço avaliado. Além disso foi possível caracterizar o sistema deposicional do poço. As acumulações de hidrocarbonetos da FM. Ubarana foram caracterizadas em três estágios turbidíticos distintos, com 5 corpos no total, separados entre si por intercalações de folhelhos e siltitos. Os arenitos da Sequência Rifte, por sua vez, mostraram-se portadores de água. Além disso, o fluxo convencional desenvolvido serviu como base para o desenvolvimento de um fluxo de avaliação via *machine learning* desenvolvido posteriormente.

De outra parte, o fluxo de trabalho *machine learning* proposto, proporcionou resultados importantes sobre as características do reservatório e a viabilidade de armazenamento de hidrocarbonetos. O modelo *k-means* permitiu uma análise detalhada dos dados dos poços avaliados, além de realizar com sucesso o mapeamento automatizado das fácies de reservatório e não reservatório do poço em estudo, produzindo resultados consistentes com os obtidos na avaliação convencional, porém de maneira mais automatizada. Tal abordagem se encaixa na premissa central do trabalho ao pulverizar as fontes de obtenção dos resultados das propriedades petrofísicas, possibilitando a comparação e validação dos resultados de forma abrangente. Sendo assim, o método se demonstrou de alto valor no contexto de avaliação petrofísica, pois entrega uma rica gama de informações do reservatório de forma ágil e automatizada.

Os métodos de redes neurais utilizados neste estudo, por sua vez, demonstraram uma boa correspondência com os inputs do modelo. A predição da litologia mostrou-se eficaz, especialmente em arenitos, representando uma alternativa quando os dados de litologia estão ausentes. Além disso, a utilização de redes neurais para prever a curva de saturação de água revelou-se um método eficiente para agilizar o fluxo de trabalho convencional, resultando em maior velocidade, porém com boa similaridade com os dados reais. Por fim, a predição do NPHI por meio de redes neurais também mostrou-se uma ferramenta valiosa para estimar essa propriedade em casos de dados faltantes.

Embora todas essas propriedades petrofísicas estimadas por meio dos perfis geraram modelos teóricos que apresentaram validação entre si, para uma obtenção de resultados mais fiáveis seria interessante realizar uma correlação com dados de laboratório, com o intuito para obter melhores ajustes, tanto no *workflow convencional* quanto no *workflow machine learning* (treinamento da rede neural).

Dessa forma, para trabalhos futuros, para o modelo convencional seria interessante analisar perfis especiais, tais como o de ressonância magnética, indução multicomponente e perfis de imagem que podem ser utilizados para identificar a presença de novas zonas de interesse reconhecidas por meio dos perfis. Além disso, a inclusão de dados dinâmicos de pressão e produção com declínio dos poços poderia auxiliar no melhoramento do modelo permitindo a avaliação do comportamento do reservatório ao longo do tempo.

Adicionalmente, outras possibilidades interessantes podem ser exploradas. Uma delas seria utilizar as propriedades petrofísicas obtidas a partir dos perfis como dados de entrada para a geração de mapas de distribuição espacial dessas propriedades. Isso permitiria visualizar e analisar a variabilidade dessas características ao longo do reservatório, oferecendo uma compreensão mais abrangente da sua heterogeneidade. Outra área promissora seria a investigação do perfil de Impedância Acústica, com a obtenção do coeficiente de reflexão, e a aplicação de técnicas de substituição de fluidos e modelagem AVO (Amplitude Versus Offset). Essas abordagens poderiam fornecer informações valiosas para a caracterização dos reservatórios, ajudando na identificação de zonas de hidrocarbonetos, na estimativa de porosidade e saturação de fluidos, e na avaliação da qualidade do reservatório. Além disso, a aplicação de modelos de geomecânica também poderia ser uma vertente interessante a ser explorada, permitindo a investigação do comportamento mecânico do reservatório, como a deformação das rochas, a estabilidade do poço e a interação entre as propriedades geomecânicas e as propriedades petrofísicas.

REFERÊNCIAS

- ABADI, M.; AGARWAL, A.; BARHAM, P.; BREVDO, E.; CHEN, Z.; CITRO, C.; CORRADO, G. S.; DAVIS, A.; DEAN, J.; DEVIN, M.; GHEMAWAT, S. *et al.* **TensorFlow: Large-scale machine learning on heterogeneous systems**. [S.l.]: Software available from tensorflow.org, 2016.
- AHMED, T. **Reservoir Engineering Handbook**. 4th. ed. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2010.
- AL-WAHEED, H.; AL-RUWAILI, S. Improved petrophysical methods and techniques for shaly sands evaluation. **Journal of Petroleum Technology**, v. 57, n. 3, p. 74–78, 2005. ISSN 1940-075X.
- ALDRED, W.; BALL, J.; LANDRY, C. Managing drilling risk. **Oilfield Review**, v. 11, n. 2, p. 2–19, 1999.
- ALPAYDIN, E. **Introduction to Machine Learning**. [S.l.]: MIT press, 2010.
- ANP. **Sumário Executivo do Boletim Anual do Campo de Espada**. [S.l.], 2013. Disponível em: <<http://https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/espada.pdf>>.
- ANP. **Sumário Geológico e Setores em Oferta**. [S.l.], 2021. Disponível em: <<http://https://https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/arquivos/sg/ceara.pdf>>.
- ARCHIE, G. E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. **Transactions of the AIME**, OnePetro, v. 146, p. 54–62, 1942.
- ARJOMAND, M.; KALANTARI, M. H. Formation of filter cake in drilling operations: a review. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Elsevier, v. 151, p. 342–352, 2017.
- ASQUITH, G. B.; GIBSON, C. R. **Basic Well Log Analysis for Geologists**. [S.l.]: AAPG, 1982.
- BELTRAMI, C. V.; ALVES, L. E. M.; FEIJ’o, F. J. B. Bacia do ceará. **Bol. Geoc. Petrobras**, v. 8, p. 117–125, 1994.
- BISHOP, C. M. **Pattern recognition and machine learning**. [S.l.]: Springer, 2006.
- BOUMA, A. **Sedimentology of some Flysch Deposits: A Graphic Approach to Facies Interpretation**. Amsterdam: Elsevier, 1962. v. 168.
- CALONIO, L. **Aplicação da perfilagem de poço na análise do reservatório turbidítico do Campo de Namorado e a interferência da argilosidade na avaliação petrofísica**. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.
- CARDOSO, R. d. A. **Fronteira exploratória da Bacia do Ceará**. 2018. Apresentação em slide.
- CLARKSON, C. R. Evaluation of neutron porosity tools. In: **Well Logging for Earth Scientists**. 2. ed. New York: Springer-Verlag, 1991. p. 227–263.
- CLAVIER, C.; HOYLE, W. R.; MEUNIER, D. Quantitative interpretation of tdt logs. partes 1 e 2. **Journal of Petroleum Technology**, v. 23, p. 743–763, 1971.

CONDE, V. C.; BEZERRA, F. H. R.; VASCONCELOS, A. M. C.; CAVALCANTI, M. A. P.; SOARES, J. A. M.; DUARTE, E.; DIAS, J. L. M.; PONTES, A. A.; ANDRADE, A. R. Bacia do ceará. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 15, n. 2, p. 347–355, 2007.

COSTA, I. G.; BELTRAMI, C. V.; ALVES, L. E. M. A. Evolução tectono-sedimentar e o habitat do óleo da bacia do ceará. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 4, n. 1, p. 65–74, 1990.

DAKE, L. **Fundamentals of Reservoir Engineering**. [S.l.]: Elsevier Science, 1998.

DANG, Y. D.; HAMIDI, A.; SHADIZADEH, S.; KIANIRAD, E.; AMIRI, M.; KHEZRI, B.; JAMALI, A.; BESHARAT, M. Potassium chloride-based drilling fluid system: Formulation and evaluation. **Petroleum Science and Technology**, Taylor Francis, v. 37, n. 11, p. 1349–1358, 2019.

DOVETON, J. H. All models are wrong, but some models are useful: Solving the simandoux equation. **AAPG bulletin**, Wiley Online Library, v. 86, n. 9, p. 1551–1565, 2002.

D'ÁVILA, R. S. F.; PAIM, P. S. G. **Mecanismos de transporte e deposição de turbiditos. Geometria, arquitetura e heterogeneidades de corpos sedimentares–Estudo de Casos**. [S.l.]: Universidade do Vale do Rio dos Sinos, 2003.

ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. **Well Logging for Earth Scientists**. 2nd. ed. New York, NY: Springer, 2008. 699 p. ISBN 978-1-4020-6207-4.

FERRARIS, P.; COUTINHO, M.; MEIRA, A.; ADAMS, T. Campos basin anisotropic turbidities formation evaluation: challenges and proposed solutions. In: **SPWLA Annual Logging Symposium**. [S.l.: s.n.], 2007. v. 48, p. CDRom.

GAYMARD, R.; POUPON, A. Response of neutron and formation density logs in hydrocarbon bearing formations. **The Log Analyst**, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, v. 9, n. 3, p. 3–12, 1968.

GOMES, R.; DENICOL, P.; CUNHA, A.; SOUZA, M.; KRIEGSH"USER, B.; PAYNE, C.; SANTOS, A. Using multicomponent induction log data to enhance formation evaluation in deepwater reservoirs from campos basin, offshore brazil. In: SOCIETY OF PETROPHYSICISTS AND WELL-LOG ANALYSTS. **SPWLA Annual Logging Symposium, 43rd**. [S.l.], 2002.

GOODFELLOW, I.; BENGIO, Y.; COURVILLE, A. **Deep Learning**. [S.l.]: MIT press, 2016. v. 1.

GRUPEN, C. **Astroparticle Physics**. [S.l.]: Springer Science Business Media, 2005.

GUIMARÃES, M. d. S. B.; DENICOL, P. S.; GOMES, R. M. R. Avaliação e caracterização de reservatórios laminados: comparação entre as ferramentas convencionais e o perfil de indução multicomponente. **Revista Brasileira de Geofísica**, Sociedade Brasileira de Geofísica, v. 24, n. 4, p. 363–377, 2006.

HEARST, J.; NELSON, P.; PAILLET, F. **Well logging for physical properties: A handbook for geophysicists, geologists, and engineers**. [S. l.]: John Wiley and Sons, Ltd, 2000. ISBN 978-0-471-96305-9.

HUANG, W.; CHEN, Z.; LI, J.; ZHOU, X.; LI, M.; LI, X. Invasion and retention of oil and water based mud filtrates in shale gas formations. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, Elsevier, v. 34, p. 1445–1458, 2016.

IQBAL, M. A.; REZAEI, R. Porosity and water saturation estimation for shale reservoirs: an example from goldwyer formation shale, canning basin, western australia. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Elsevier, v. 135, p. 347–355, 2015.

KEARY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. **Geofísica de prospecção**. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. 438 p.

KUENEN, P.; MIGLIORINI, C. Turbidity currents as a cause of graded bedding. **Journal of Geology**, The University of Chicago Press, v. 58, n. 2, p. 91–127, 1950.

LARIONOV, W. W. **Radiometry of boreholes**. Moscou: NEDRA, 1969.

LIU, J.; WANG, H.; CUI, Y.; XUE, C.; WANG, Y.; ZHANG, X.; ZHAO, L. Petrophysical facies classification of tight sandstones using machine learning methods. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, Elsevier, v. 68, p. 102939, 2019.

MANNING, R.; CARTER, E. **Petroleum Engineering Handbook, Vol. II - Drilling Engineering**. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1993.

MEDEIROS, B. E. A. d. **Efeito de Viscosificantes na Filtração de Fluidos de Perfuração à Base Água**. [S.l.]: UFRN, 2010.

MOLLISON, R.; MEZZATESTA, A. Enhanced evaluation of sand-shale sequences using macroscopic. 2000.

MURPHY, K. P. **Machine learning: a probabilistic perspective**. [S.l.]: MIT press, 2012.

MUTTI, E. Turbidite sandstones. In: **Developments in sedimentology**. [S.l.]: Elsevier, 1992. v. 45, p. 265–319.

MUTTI, E.; LUCCHI, F. R.; ZAVALA, C. Anatomy of submarine fans and related depositional systems. In: **Anatomy of an orogen: the Apennines and adjacent Mediterranean basins**. [S.l.]: Springer, 1999. p. 179–200.

MUTTI, E.; NORMARK, W. R. **Turbidites and allied sediments**. [S.l.]: Springer Science Business Media, 1991.

NERY, G. **Perfilagem geofísica em poço aberto**. Salvador, BA: Editora da UFBA, 1990. 231 p.

NERY, J. **Poços de Petr'oleo: Engenharia de Perfuraç ao e Completaç ao**. [S.l.]: Interci^{ência}, 2013.

NETO, J. M. M.; BEZERRA, F. H. R.; OLIVEIRA, A. R. de; FERREIRA, T. S. Bacias sedimentares brasileiras–bacia do ceará. **Fundação Paleontológica Phoenix**, v. 57, p. 1–6, 2003.

OGP, I. A. o. O. . G. P. **Environmental aspects of the use and disposal of non-aqueous drilling fluids associated with Offshore Oil & Gas Operations**. [S.l.], 2003. 114 p.

OLIVEIRA, L. A. Blanes de. **Avaliação petrofísica de um poço de petróleo**. 2021. Webinar. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=75tSLn84he4>>.

OLIVEIRA, M. L. L. d. **RECONHECIMENTO DE ELETROFÁCIES EM RESERVATÓRIOS TURBIDÍDICOS DA FORMAÇÃO CARAPEBUS NO PARQUE DAS BALEIAS, BACIA DE CAMPOS**. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2019.

OLIVEIRA, M. L. L. d.

Reconhecimento de Eletrofácies em Reservatórios Turbidíticos da Formação Carapebus no Parque das Baleias, Bacia de Campos — Universidade Federal Fluminense, 2020.

PATHAK, A.; SINGH, S. Bentonite as a versatile drilling fluid component: A review. **Applied Clay Science**, Elsevier, v. 126, p. 73–85, 2016.

PICKETT, G. R. A review of current techniques for determination of water saturation from logs. **Journal of Petroleum Technology**, v. 18, n. 11, p. 1,479–1,484, November 1966.

POUPON, A.; LEVEAUX, J. Evaluation of water saturations in shaly formations. In: **Trans. SPWLA, 12th Annual Logging Symposium**. [S.l.: s.n.], 1971. v. 4, p. 81–95. Reprinted in Shaly Sand Reprint, SPWLA, Houston.

RIDER, M. **The Geological Interpretation of Well Logs**. 2. ed. Sutherland, Scotland: Rider-French Consulting Ltd, 2002. 280 p.

RIDER, M. H. **The geological interpretation of well logs**. [New York, NY]: John Wiley and Sons, Inc, 1986. ISBN 978-0-884-15354-2.

SCHLUMBERGER. **Log Interpretation—Principles/Applications**. [S.l.]: Schlumberger Ltd, 1987.

SCHÖN, J. **Physical Properties of Rocks: a workbook**. [S.l.]: Elsevier, 2011. v. 8. (Handbook of Petroleum Exploration and Production, v. 8). ISBN 9780444534266.

SERRA, O. **Fundamentals of Well-log Interpretation: The acquisition of logging data**. [S. l.]: Elsevier Science Limited, 1984. ISBN 978-0-444-42620-8.

SILVA, T. C. d. **Caracterização de reservatórios e modelo deposicional para os estágios turbidíticos da Formação Maracangalha, Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo**. Master's thesis, Niterói, Rio de Janeiro, 2021.

SILVEIRA, W. M. V. d. **Modelagem computacional tridimensional do descarte de resíduos de fluidos complementares de cimentação de poços de petróleo**. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.

SIMANDOUX, P. Mesures dielectriques en milieu poreux, application a mesure des saturations em eau: Etude du comportement des massifs argileux. **Revisão do Instituto Francês de Petróleo**, v. 18, p. 193–215, 1963. Texto traduzido no volume Shaly Sand Reprint, SPWLA, Houston, p.97-124.

SINGH, R. Potassium chloride (kcl) polymer mud: A review. **Journal of Petroleum Environmental Biotechnology**, OMICS International, v. 6, n. 3, 2015.

STEVANATO, A. C. R. e. S. **Análise petrofísica de reservatórios**. Trabalho de Conclusão de Curso em Geologia, Dezembro 2011. 116 f. Tese (Graduação em Geologia) - Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

STIEBER, S. J. Pulse neutron capture log evaluation in the louisiana gulf coast. In: **Encontro Anual da SPE**. Houston: [s.n.], 1970. p. 4–7.

STOLTE, J. T. Testing the atlantic mirror theory. **Oil & Gas Journal**, PennWell Corporation, v. 116, n. 9, p. 32–33, 2018.

TELFORD, W. M.; GELDART, L. P.; SHERIFF, R. E. **Applied geophysics**. [S.l.]: Cambridge University Press, 1990.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. [S. l.]: Interciência, 2001. ISBN 978-8-571-93099-5.

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. **Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2004.

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. **Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**. 3rd. ed. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2015.

TIMUR, A. An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs. **Society of Petroleum Engineers Journal**, Society of Petroleum Engineers, v. 8, n. 03, p. 191–198, 1968.

TIXIER, M. P. The logarithmic distribution of size of particles in some sediments. **Journal of Sedimentary Research**, Society for Sedimentary Geology, v. 19, n. 2, p. 64–76, 1949.

TORSKAYA, E. **Rock Physics: Models and Applications**. [S.l.]: Elsevier, 2007.

WANG, T.; ZHANG, J.; SONG, Y.; LIU, J.; HAN, Z. Quantitative assessment of mudstone lithology using geophysical wireline logs and artificial neural networks. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, Elsevier, v. 71, p. 102939, 2019.

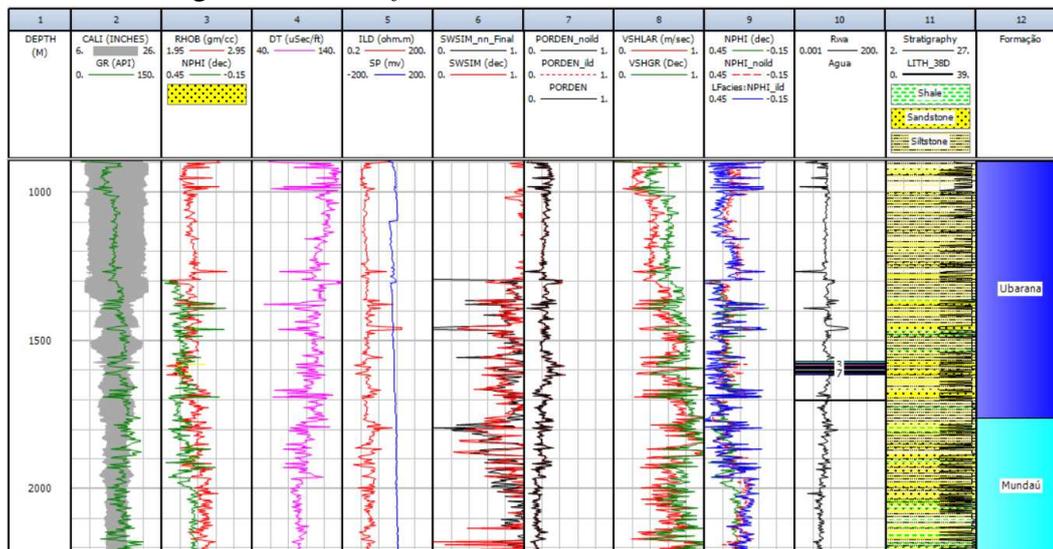
WILLIE, R.; ROSE, W. Theoretical basis for the logarithmic-normal distribution of permeability. **Journal of Petroleum Technology**, Society of Petroleum Engineers, v. 2, n. 05, p. 117–122, 1950.

WYLLIE, M. R. J.; GREGORY, A. R.; GARDNER, L. W. Effect of porosity and clay content upon wave velocities in sandstones. **Geophysics**, Society of Exploration Geophysicists, v. 23, n. 1, p. 459–493, 1958.

APÊNDICE A – WORKFLOW CONVENCIONAL 3-CES-38D-CE

O *workflow* convencional também foi aplicado no poço 3-CES-38D-CE. A partir dele foi obtido a curva de Saturação de Água utilizada do modelo de *redes neurais*.

Figura 64 – *Workflow* Convencional 3-CES-38D-CE

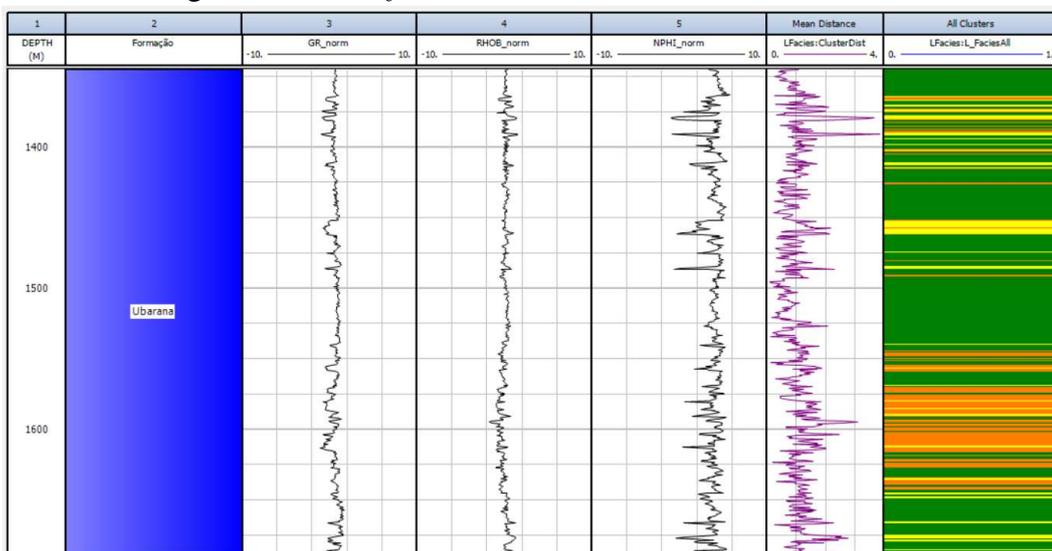


Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

APÊNDICE B – ELETROFÁCIES K-MEANS 3-CES-38D-CE

O *workflow k-means* também foi aplicado para o poço 3-CES-38D-CE.

Figura 65 – *Workflow k-means 3-CES-38D-CE*

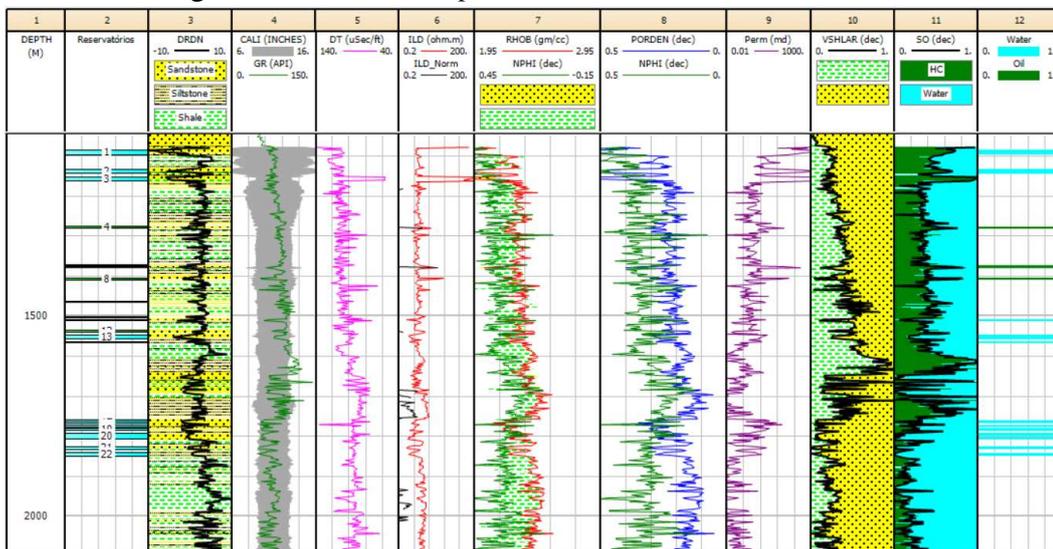


Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

APÊNDICE C – TRACKS

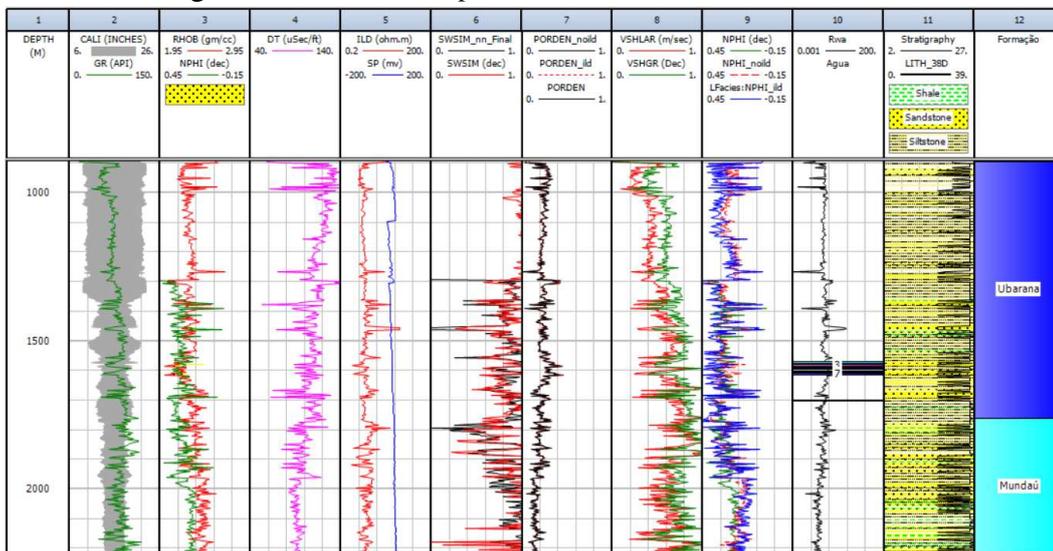
Tracks completas para os dois poços avaliados neste trabalho.

Figura 66 – *Track completa 2-EP-5-CES*



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

Figura 67 – *Track completa 3-CES-38D-CE*



Fonte: Autor. Software: Interactive Petrophysics

APÊNDICE D – CÓDIGOS-FONTES UTILIZADOS

Código-fonte 1 – k-means em Python

```
1 import numpy as np
2 from sklearn.cluster import KMeans
3 import matplotlib.pyplot as plt
4 # gerando dados aleatorios para exemplo
5 X = np.random.rand(500, 2)
6 # definindo o numero de clusters
7 k = 4
8 # definindo o modelo KMeans e treinando
9 kmeans = KMeans(n_clusters=k)
10 kmeans.fit(X)
11 # obtendo as coordenadas dos centroides
12 centroids = kmeans.cluster_centers_
13 # obtendo as etiquetas dos clusters
14 labels = kmeans.labels_
15 # plotando os pontos e os centroides
16 colors = ['#4EACC5', '#FF9C34', '#4E9A06', '#8B008B']
17 for i in range(k):
18     plt.scatter(X[labels==i,0], X[labels==i,1], c=colors[i
19         ], marker='.')
20     plt.scatter(centroids[i,0], centroids[i,1], c=colors[i
21         ], marker='o', s=100, edgecolor='k')
22 plt.title('KMeans com 4 clusters')
23 plt.show()
```