

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM DINÂMICA DOS OCEÂNOS E DA TERRA

MATHEUS LIMA LEMOS DE OLIVEIRA

**RECONHECIMENTO DE ELETROFÁCIES EM
RESERVATÓRIOS TURBIDÍTICOS DA FORMAÇÃO
CARAPEBUS NO PARQUE DAS BALEIAS, BACIA DE
CAMPOS**

Niterói

2019

MATHEUS LIMA LEMOS DE OLIVEIRA

**RECONHECIMENTO DE ELETROFÁCIES EM RESERVATÓRIOS TURBIDÍDICOS
DA FORMAÇÃO CARAPEBUS NO PARQUE DAS BALEIAS, BACIA DE CAMPOS**

Dissertação de Mestrado
apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, como
parte dos requisitos necessários à obtenção
do título de mestre.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

Coorientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Niterói
2019

MATHEUS LIMA LEMOS DE OLIVEIRA

**RECONHECIMENTO DE ELETROFÁCIES EM RESERVATÓRIOS TURBIDÍDICOS
DA FORMAÇÃO CARAPEBUS NO PARQUE DAS BALEIAS, BACIA DE CAMPOS**

Dissertação de Mestrado
apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, como
parte dos requisitos necessários à obtenção
do título de mestre.

Aprovada em _____ de _____ de _____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Rodrigo Bijani Santos
UFF – Universidade Federal Fluminense

Dr. Roberto Salvador Francisco d'Ávila
PETROBRAS

Niterói, RJ

2019

*Pela paciência, insistência, compreensão e motivação em mim investidas,
dedico este trabalho aos meus pais. Muito obrigado.*

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, quero agradecer à minha família pelo imenso amor, apoio e motivação durante a minha vida e, em especial, ao longo dessa etapa tão importante da trajetória.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Fernando Freire, e ao meu coorientador, Prof. Dr. Wagner Lupinacci, pelo conhecimento compartilhado durante este projeto e pelas diversas oportunidades, bem aproveitadas, de crescimento acadêmico e profissional. A atenção e paciência deles foram determinantes para a execução desta pesquisa.

À banca, composta pelos meus orientadores e pelo Prof. Dr. Rodrigo Bijani e pelo Dr. Roberto d'Ávila. Obrigado por aceitarem avaliar e contribuir com o meu trabalho e para a minha formação como geofísico. Agradeço pela disponibilidade e pelo tempo reservado para ler a minha dissertação.

Aos todos meus companheiros de pós-graduação pela ótima companhia e pelo esforço conjunto durante as disciplinas e em nossas pesquisas. Merecem o devido reconhecimento os companheiros e professores Anderson Rezende, Flávio Oliver e Mário Martins. A enorme gentileza e inesgotável vontade de ajudar permitiram que eu tivesse oportunidades de aprendizado de ferramentas únicas. Sou muitíssimo grato a eles pelos ensinamentos e a todos os amigos e colegas da UFF.

Aos meus supervisores e colegas de trabalho durante o estágio na IBM Research, Emilio Vital Brazil, Rodrigo Ferreira e Daniel Civitarese pelo reconhecimento profissional e pela constante, e mútua, troca de conhecimentos diária. Agradeço pela atenção, paciência e pelos ensinamentos investidos em mim.

Aos meus amigos do peito, Reinaldo "Mazão" Mozart, Lucas Eugenio e Gabriel Brando, pela certeza de que de várias formas vocês me motivaram a concluir essa etapa.

Ao BDEP e à ANP pelos dados cedidos para a realização desse projeto.

Às empresas Lloyd's Register, pelo software Interactive Petrophysics, e à Schlumberger, pelo software Petrel, essenciais para a execução desse trabalho.

À Universidade Federal Fluminense e aos professores e funcionários do Departamento de Geologia e Geofísica pela oportunidade de estudo em uma faculdade de ponta.

RESUMO

O Parque das Baleias, localizado na porção norte da Bacia de Campos, é uma região que contém campos com volumes expressivos de petróleo nos domínios do pré-sal e do pós-sal. A Formação Carapebus contém os reservatórios do pós-sal mais importantes da área, constituídos por depósitos turbidíticos do Cretáceo Superior ao Mioceno Inferior. Por conta da complexa geometria e heterogeneidade, a avaliação desses reservatórios é um desafio em termos de estudos petrofísicos. Este trabalho analisa os turbiditos da Formação Carapebus, baseado em perfis do poço 4-BRSA-420-ESS, localizado no Campo de Jubarte, calibrados com a descrição de amostras laterais e de calha, para estudar as heterogeneidades litológicas dos reservatórios. A avaliação, em termos de eletrofácies, descreve a distribuição de corpos areníticos intercalados com siltitos, folhelhos e margas, segmentando o reservatório em zonas limitadas por barreiras de permeabilidade. Além do entendimento da distribuição das eletrofácies, propriedades petrofísicas como porosidade e volume de argila foram estimadas com o objetivo de avaliar a qualidade dos reservatórios. Por fim, foram avaliados métodos de classificação automática de eletrofácies *k-means*, *self organizing maps* e rede neural *perceptron*, resultando em uma classificação que as agrupou em fácies reservatórios e não reservatórios. Esta abordagem tem como principal objetivo definir parâmetros de correlação rocha-perfil, de modo a auxiliar a escolha dos valores estatísticos dos perfis de poços usados para gerar as eletrofácies. Dessa forma, entende-se que este processo é capaz de otimizar a correlação entre poços, oferecendo mais recursos para identificar espacialmente reservatórios areníticos e complementar o processo exploratório do campo.

Palavras-chave: Bacia de Campos, Formação Carapebus, turbiditos, eletrofácies

ABSTRACT

Parque das Baleias, located in the northern portion of the Campos Basin, is a region that contains significant volumes of oil in the pre-salt and post-salt domains. The Carapebus Formation contains the most important post-salt reservoirs in the area, consisting of turbiditic deposits from the Upper Cretaceous to the Lower Miocene. Due to the complex geometry and heterogeneity, the evaluation of these reservoirs is a challenge in terms of petrophysical studies. This work analyzes the Carapebus Formation turbidites, based on well logs of the well 4-BRSA-420-ESS, located at Jubarte Field, calibrated with the description of lateral and cutting samples, to study the lithological heterogeneities of the reservoirs. The evaluation, in terms of electrofacies, describes the distribution of sandstone bodies interleaved with siltstones, shales and marls, segmenting the reservoir in areas limited by permeability barriers. In addition to understanding the distribution of electrofacies, petrophysical properties such as porosity and clay volume were estimated to evaluate reservoir quality. Finally, the methods of automatic electrofacies classification k-means, self organizing maps and neural network perceptron were evaluated, resulting in a classification that grouped them into reservoir and non-reservoir electrofacies. This approach has as its main objective to define rock-well log correlation parameters, in a way to support the selection of the statistic values for the well logs used to create the electrofacies. Thus, it is understood that this process is capable of optimize well correlations, offering additional resources to spatially identify sandstone reservoirs and complement the exploratory process in the field.

Keywords: Campos Basin, Carapebus Formation, turbidites, electrofacies

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores de referência do perfil DRDN associados a eletrofácies litológicas.	43
Tabela 2 - Parâmetros utilizados para o cálculo de volume de argila através da equação 7.....	57
Tabela 3: Análise estatística para cada litologia interpretada no poço em estudo. ...	63
Tabela 4 - Distribuição da porosidade calculada com o perfil de densidade na Fm. Carapebus.....	71
Tabela 5 - Distribuição da porosidade neutrão na Fm. Carapebus.....	71
Tabela 6 - Distribuição da porosidade calculada com o perfil sônico compressional na Fm. Carapebus.....	72
Tabela 7 - Distribuição do volume de argila calculada com o índice de raios gama (método linear) na Fm. Carapebus.....	73
Tabela 8 - Distribuição do volume de argila calculada com o método de Larionov na Fm. Carapebus.....	74
Tabela 9 - Distribuição do volume de argila calculada com o método de densidade-neutrão na Fm. Carapebus.....	74
Tabela 10 - Distribuição da porosidade efetiva calculada com a combinação dos perfis de densidade e porosidade neutrão e subtração do volume de argila calculado pelo método densidade-neutrão na Fm. Carapebus.	75
Tabela 11 – Distribuição da porosidade e do volume de argila das fácies reservatório agrupadas pelo <i>K-Means</i>	82
Tabela 12 - Distribuição da porosidade e do volume de argila das fácies reservatório agrupadas pelo SOM.	85

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Área da Bacia de Campos com a localização dos campos em produção (DIAS, 2018).....	16
Figura 2 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos (WINTER <i>et al.</i> , 2007).....	18
Figura 3 - Formação Carapebus (CRP) identificada na carta estratigráfica da Bacia de Campos. Adaptado de (WINTER <i>et al.</i> , 2007).....	24
Figura 4 - Distribuição de fácies sedimentares depositadas na superfície do fundo marinho recente da Bacia de Campos, na região adjacente ao Cânion Almirante Câmara. A área mapeada apresenta a plataforma continental (PC), o talude continental (TC), Platô de São Paulo (PSP). Adaptado de (MACHADO <i>et al.</i> , 2004) e (WINTER <i>et al.</i> , 2007).....	25
Figura 5 - Fácies sedimentares do fundo marinho da Bacia de Campos (MACHADO <i>et al.</i> , 2004).	26
Figura 6 – Mapa da localização dos campos petrolíferos do Parque das Baleias e do poço 4-BRSA-420-ESS (PAIVA, 2019).....	29
Figura 7 - Produção de barris de petróleo por dia no Parque das Baleias no período entre novembro de 2018 e novembro de 2019. Fonte: http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural	30
Figura 8 - Assinatura do perfil de cáliper em litologias típicas. "D" - desmoronamento; "R" - reboco; "E" - estrangulamento. Adaptado de (RIDER, 2002).....	32
Figura 9- Assinatura do perfil de raio gama em litologias típicas. "D" - desmoronamento; "Th" - Tório; "U" – Urânio; "K" - Potássio. Adaptado de (RIDER, 2002).....	34
Figura 10 - Assinatura do perfil sônico em litologias típicas. "D" – desmoronamento. Adaptado de (RIDER, 2002).....	36
Figura 11 - Assinatura do perfil de densidade em litologias típicas. "D" – desmoronamento. Adaptado de (RIDER, 2002).....	37
Figura 12 - Assinatura do perfil de porosidade neutrão em litologias típicas. "D" – desmoronamento. Adaptado de (RIDER, 2002).....	39
Figura 13- Assinatura do perfil de resistividade em litologias típicas. Adaptado de (RIDER, 2002).....	41

Figura 14 - Representação do neurônio biológico e de sua implementação matemática, o perceptron (BAAN e JUTTEN, 2000).....	49
Figura 15 - Etapas de iterativas do algoritmo K-Means. A) Seleção de três centroides (<i>seed points</i>) iniciais e agrupamento dos dados em função da menor distância em relação a cada centroide. B) Calculo da média de cada <i>cluster</i> para atualização dos centroides. C) Calculo das distâncias entre os dados e os centroides atualizados. D) Convergência do agrupamento a definição dos centroides e dos <i>clusters</i> finais (ZHAO <i>et al.</i> , 2015).....	51
Figura 16 - Exemplos de mapas de feições com diferentes geometrias. A) Linear. B) Grade. C) Hexagonal (BARNES, 2016).....	52
Figura 17 - Fluxo de trabalho empregado nesse estudo, em conjunto com a localização do poço.....	54
Figura 18 - Gráficos de dispersão entre as curvas de densidade e porosidade neutrão para definir os pontos limites de presença e ausência de argila em zonas com diferentes profundidades (zonas) no poço 4-BRSA-420-ESS.	57
Figura 19 - Resultado da interpretação de litologias calibrada com descrições de amostras laterais no intervalo 2145/2320 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos <i>tracks</i> da esquerda para a direita: Litoestratigrafia; Cronoestratigrafia; Zoneamento da Formação Carapebus; Descrição da litologia principal nas amostras laterais; Cotas; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Perfil litológico do perfil composto; Perfil de raios gama (GR) e cáliber (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN. Notar o maior detalhamento da litologia interpretada, realizada neste estudo.....	64
Figura 20 - Resultado da interpretação de litologias calibrada com descrições de amostras laterais no intervalo 2500/2670 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos <i>tracks</i> similar à figura 19.....	65
Figura 21 - Histograma do perfil de raios gama nos intervalos arenosos da Formação Carapebus.....	67
Figura 22 - Histograma do perfil de densidade nos intervalos da Formação Carapebus.	68
Figura 23 - Histograma do perfil de porosidade neutrão nos intervalos da Formação Carapebus.....	68

- Figura 24 - Histograma do perfil sônico compressional nos intervalos da Formação Carapebus..... 69
- Figura 25 - Histograma do perfil de resistividade profunda nos intervalos da Formação Carapebus..... 69
- Figura 26 - Resultado da interpretação de litologias calibrada com descrições de amostras laterais no intervalo 2195/2300 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* da esquerda para a direita: Litoestratigrafia; Cronoestratigrafia; Zonas Carapebus; Identificação da litologia principal nas amostras laterais; Cotas; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Perfil litológico do perfil composto; Perfis de raios gama (GR) e caliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN; Perfis de porosidade neutrão (NEU), sônico (Phi_Son) e de densidade (Phi_Den); Perfis de volume de argila pelo método de densidade-neutrão (VCL), pelo índice de raios gama (VCL_Linear:VCL) e por Larionov (VCL_Larionov:VCL); Perfil de porosidade efetiva (PHIE)..... 76
- Figura 27 - Resultado da interpretação de litologias calibrada com descrições de amostras laterais no intervalo 2500/2600 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* similar à figura 26. 77
- Figura 28 - Resultado do agrupamento de eletrofácies utilizando o método *K-Means* no intervalo 3075/3185 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* da esquerda para a direita: Cronoestratigrafia; Cotas; Perfis de raios gama (GR) e caliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN; Perfis de porosidade efetiva (PHIE) e de volume de argila calculada pelo método de densidade-neutrão (VCL); Zona Carapebus; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Agrupamento de eletrofácies associadas à fácies litológicas (L_Facies1); Agrupamento de eletrofácies associadas à fácies reservatório (L_Facies1)..... 80
- Figura 29 - Resultado do agrupamento de eletrofácies utilizando o método *K-Means* no intervalo 3075/3185 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* similar à figura 28..... 81
- Figura 30 - Resultado do agrupamento de eletrofácies utilizando o método *Self Organizing Maps* no intervalo 2200/2305 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem

dos *tracks* da esquerda para a direita: Cronoestratigrafia; Cotas; Perfis de raios gama (GR) e caliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN; Perfis de porosidade efetiva (PHIE) e de volume de argila calculada pelo método de densidade-neutrão (VCL); Zona Carapebus; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Agrupamento de eletrofácies associadas à fácies litológicas (Facies_SOM); Agrupamento de eletrofácies associadas à fácies reservatório (Facies_SOM). 83

Figura 31 - Resultado do agrupamento de eletrofácies utilizando o método *Self Organizing Maps* no intervalo 3075/3180 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* similar à figura 30. 84

Figura 32 - Resultado da classificação de eletrofácies utilizando o método de Redes Neurais no intervalo 2200/2310 m no poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* da esquerda para a direita: Cronoestratigrafia; Cotas; Perfis de raios gama (GR) e caliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN; Perfis de porosidade efetiva (PHIE) e de volume de argila calculada pelo método de densidade-neutrão (VCL); Zona Carapebus; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Classificação de eletrofácies associadas à fácies litológicas. 86

Figura 33 - Resultado da classificação de eletrofácies utilizando o método de Redes Neurais no intervalo 3075/3180 m no poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* similar à figura 30. 87

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Objetivo	16
1.2	Área de Estudo	16
2	GEOLOGIA REGIONAL	17
2.1	Evolução tectono-sedimentar	17
2.2	Sistemas petrolíferos da Bacia de Campos	21
2.2.1	Rochas geradoras	21
2.2.2	Rochas reservatórios	21
2.2.3	Migração.....	22
2.2.4	Rochas selantes	23
2.2.5	Trapas	23
2.2.6	Formação Carapebus e o sistema turbidítico	23
2.3	A Área do Parque das Baleias	27
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	31
3.1	Perfis geofísicos de poço	31
3.1.1	Perfil Cáliper	32
3.1.2	Perfil de Raios Gama	33
3.1.3	Perfil sônico	35
3.1.4	Perfil de densidade.....	37
3.1.5	Perfil de porosidade neutrão	38
3.1.6	Perfil de resistividade	39
3.2	Caracterização petrofísica	41
3.2.1	Perfil DRDN.....	41
3.2.2	Porosidade.....	43
3.2.3	Volume de argila	44
3.3	Eletrofácies	45
3.4	Métodos de aprendizagem de máquina.....	47
3.4.1	Método supervisionado – Rede neural.....	48
3.4.2	Método não supervisionado – <i>K-Means</i>	50
3.4.3	Método não supervisionado – <i>Self Organizing Maps</i>	51
4	MÉTODOS.....	53

4.1	Carregamento e controle de qualidade de dados	54
4.2	Calibração rocha-perfil e interpretação de litologias	55
4.3	Avaliação de perfis	56
4.4	Interpretação automática de litologias	58
4.4.1	<i>K-Means</i>	58
4.4.2	<i>Self Organizing Maps</i>	59
4.4.3	Rede Neural.....	60
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	61
5.1	Interpretação manual de eletrofácies.....	61
5.1.1	Análise dos perfis de poço e das litologias interpretadas.....	61
5.1.2	Análise estatística da Formação Carapebus.....	66
5.2	Avaliação petrofísica.....	70
5.3	Interpretação automática	78
5.4	<i>K-Means</i>	79
5.5	SELF ORGANIZING MAPS	82
5.6	Rede neural	85
6	CONCLUSÕES	88
7	Referências bibliográficas	89
8	ANEXOS.....	92

1 INTRODUÇÃO

A caracterização de reservatórios é um processo que integra conhecimentos geológicos, geofísicos e de engenharia, com o objetivo de determinar, de forma qualitativa e quantitativa, as propriedades de um reservatório de petróleo. O resultado da combinação desses conhecimentos objetiva a construção de modelos que permitam prever e otimizar a produção de petróleo ao longo do ciclo de desenvolvimento de um campo (SANCEVERO *et al.*, 2006).

A importância da caracterização de um reservatório está na demanda da indústria pela elaboração de modelos precisos e robustos para prever e compreender melhor a distribuição das propriedades de uma reserva de petróleo, bem como minimizar os riscos exploratórios e gerenciar o custo das atividades. De acordo com Slatt (2006), as propriedades de um reservatório podem variar ao longo do ciclo do campo de petróleo, como pressão e saturação de fluidos e a taxa de produção. Podem ser quantificadas também as propriedades que permanecem constantes durante a produção, tais como litologias, a geometria dos corpos e estruturas, a porosidade e a permeabilidade inicial. Com a integração de descrições de amostras de rochas, dados de perfis de poços e de dados sísmicos, pode-se complementar o conhecimento necessário para interpretar e avaliar corretamente um reservatório.

Com base nesse propósito, esse trabalho utiliza perfis de poços, associados com descrições de amostras laterais e de calha, para interpretar as litologias presentes nos reservatórios turbidíticos da Formação Carapebus, encontrada na região do Parque das Baleias, na porção norte da Bacia de Campos. O trabalho propõe também avaliar de forma quantitativa, as características petrofísicas dessa formação, através do cálculo de porosidade e volume de argila. Por fim, foram utilizadas técnicas de aprendizagem de máquina para interpretar, de forma automatizada, eletrofácies que descrevam a distribuição de litologias ao longo do poço.

1.1 OBJETIVO

O objetivo desse trabalho é realizar a interpretação de litologias presentes na Formação Carapebus utilizando perfis de poços, calibrados com descrições de amostras de rocha. Foram utilizados métodos de aprendizagem de máquina supervisionados e não supervisionados para gerar eletrofácies automatizadas, com o propósito de comparar o resultado com a interpretação feita de forma manual. Por fim, foram avaliados diferentes métodos para o cálculo de volume de argila, porosidade e saturação de água, com o intuito de caracterizar as propriedades dos reservatórios e discutir diferentes cenários petrofísicos.

1.2 ÁREA DE ESTUDO

A Bacia de Campos (Figura 1) está localizada na região sudeste da margem continental brasileira, limitada a norte pelo Arco de Vitória e a sul pelo Arco de Cabo Frio. Esta bacia apresenta área aproximada de 100.000 Km², na qual uma pequena porção encontra-se emersa (cerca de 500 km²) e a maior parte está submersa, com cota batimétrica de até 3.400 metros (CHANG *et al.*, 2006). Atualmente, a Bacia de Campos contém 62 campos petrolíferos descobertos e 3.004 poços perfurados, sendo 1.070 exploratórios (PORTELLA *et al.*, 2019).



Figura 1 – Área da Bacia de Campos com a localização dos campos em produção (DIAS, 2018).

2 GEOLOGIA REGIONAL

2.1 EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

A Bacia de Campos é descrita como uma bacia de margem passiva, cuja gênese está associada com o rifteamento do paleocontinente Gondwana, entre 140 - 135 Ma, e a subsequente abertura do Oceano Atlântico. A interpretação mais aceita que descreve o processo de abertura do Atlântico Sul indica a ocorrência de estiramento litosférico e afinamento crustal, sucedido por uma subsidência termal associada ao *hotspot* de Tristão da Cunha (PORTELLA *et al.*, 2019). Segundo Macedo (2018, apud Chang *et al.*, 2006), o excessivo calor gerado pela pluma de Tristão da Cunha sobre a área do Platô de São Paulo, na qual foram formadas as bacias de Campos e Santos, tornou a crosta mais dúctil e menos resistente ao estiramento tectônico.

A evolução tectonossedimentar da Bacia de Campos ocorreu, segundo Chang *et al.* (1992), em cinco fases: Megassequência Continental, Megassequência Transicional Evaporítica, Megassequência Plataforma Carbonática Rasa, Megassequência Marinha Transgressiva e Megassequência Marinha Regressiva. Estas fases compreendem os sedimentos depositados desde o Jurássico Superior até o recente na Bacia de Campos e em toda margem continental leste brasileira. A figura 2 apresenta a carta estratigráfica da Bacia de Campos (WINTER *et al.*, 2007) na qual este trabalho baseia a descrição de evolução sedimentar e nomenclatura de formações.

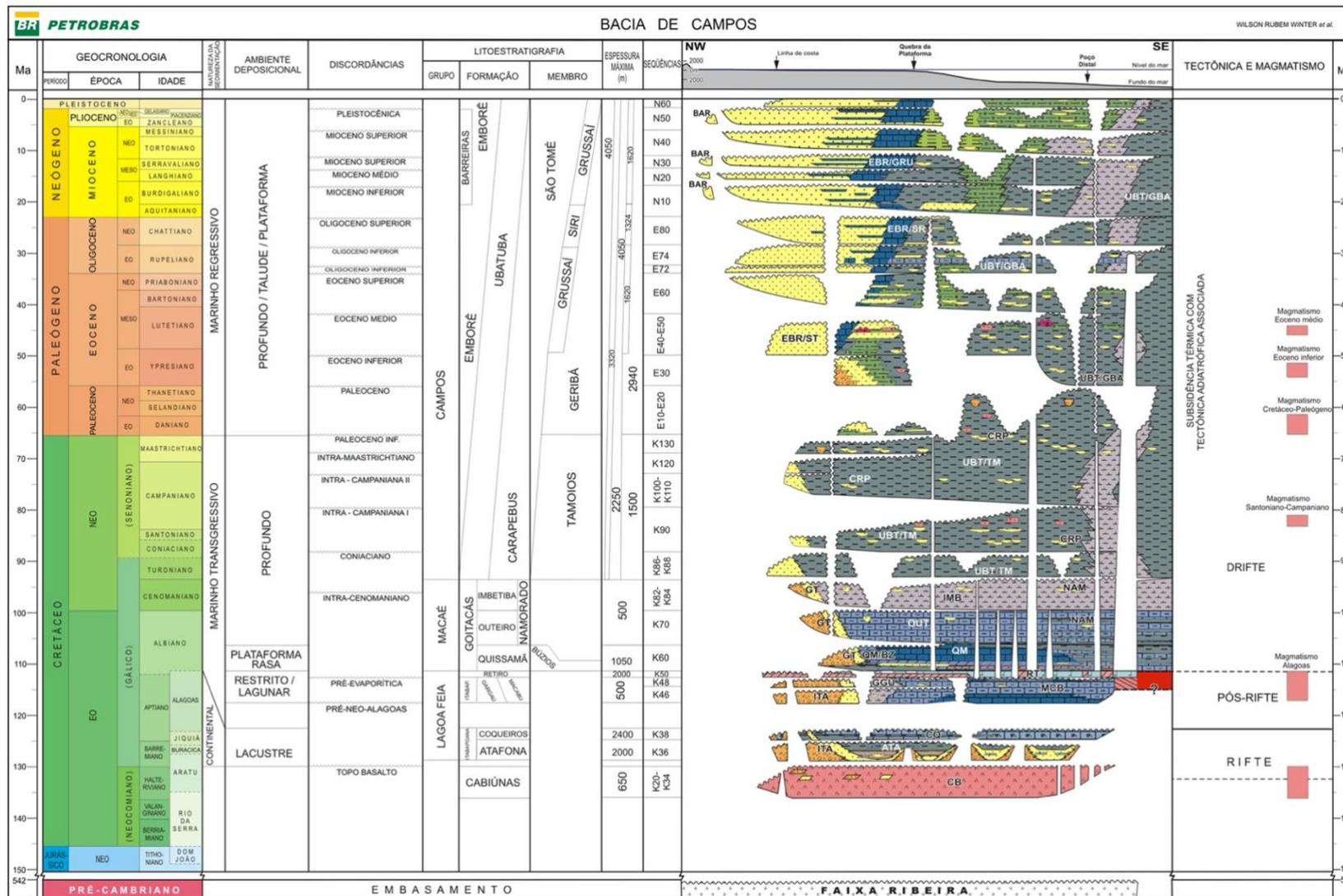


Figura 2 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos (WINTER et al., 2007).

A Megassequência Continental é composta por três sequências deposicionais, caracterizadas por diferentes associações de fácies e estilos estruturais: Sin-Rifte I, Sin-Rifte II e Sin-Rifte III (CHANG *et al.*, 1992).

A sequência Sin-Rifte I compreende sedimentos do Jurássico Superior depositados na grande depressão continental formada no início da separação entre a África e o Brasil. Nesta fase, o espaço de acomodação foi preenchido por pacotes de depósitos fluviais e de leques aluviais de granulometria grossa, além de pacotes evaporíticos acumulados em depósitos locais de *playa-lakes*. Nessa sequência também houve a deposição de sedimentos arenosos de depósitos eólicos. Estes sedimentos não foram encontrados na Bacia de Campos, mas os remanescentes erosionais dessa sequência estão preservados nas bacias de Camamu-Almada, Recôncavo-Tucano e Sergipe-Alagoas (CHANG *et al.*, 1992; PORTELLA *et al.*, 2019).

A sequência Sin-Rifte II na Bacia de Campos, durante o Neocomiano, é representada por uma distensão crustal acelerada que formou uma série de hemigrabens e pelo intenso vulcanismo ativo que culminou nos espessos derrames de lava basáltica da Formação Cabiúnas. Os depósitos basálticos são sucedidos por folhelhos carbonáticos da Formação Atafona, que se depositaram em ambiente lacustre salino e constituem a principal rocha geradora da bacia (DIAS, 2018).

A sequência Sin-Rifte III, durante o Barremiano, sucedeu a sedimentação lacustre e deu lugar a deposição de sedimentos aluvio-fluviais. Neste período houve gradual aumento de salinidade nos ambientes lacustres, alcançando concentrações próximas ao nível da água do mar. Nos altos estruturais da bacia houve a formação de plataformas carbonáticas compostas por bivalves, ostracodes e gastrópodes, onde foram reconhecidas fácies de calcilutitos e calcirruditos, referentes a Formação Coqueiros. Nos baixos estruturais, ocorreu deposição de sedimentos deltaicos e lacustres, havendo acumulação de margas e de folhelhos ricos em matéria orgânica. É relatado ainda a ocorrência de sedimentos areníticos de granulometria grossa e conglomerática em algumas regiões rasas dos lagos, como originados em função de atividades tectônicas sin-deposicionais, referentes a Formação Itabapoana.

A Megassequência Transicional Evaporítica é formada por uma espessa seção com rochas clásticas e evaporíticas, que sobrepõem os depósitos da fase Sin-

Rifte. As duas megassequências são separadas pela discordância angular do Pré-Aptiano Superior, registrando o limite entre as fases rifte e pós-rifte (CHANG *et al.*, 1992; PORTELLA *et al.*, 2019). Durante a Megassequência Transicional Evaporítica, na base da bacia, houve um aumento intenso de atividade tectônica, que como consequência resultou na reativação de áreas fontes e na deposição aluvial e fluvial em regiões próximas de bordas de falhas. Nas áreas mais baixas da bacia, a sedimentação siliciclástica foi substituída por sedimentos carbonáticos depositados em águas ainda muito rasas, como estromatólitos e calcários nodulares.

Com o avanço na abertura do Oceano Atlântico Sul e a consequente transgressão marinha, desenvolveu-se uma estreita passagem de água marinha em direção à margem leste brasileira. Configurou-se um ambiente marinho restrito com condições anóxicas e salinas por conta da existência da Cadeia de Walvis-São Paulo, propício à deposição de espessos pacotes de halita, anidrita, silvinita e taquidrita, pertencentes à Formação Retiro.

A Megassequência Plataforma Carbonática Rasa é caracterizada por plataformas carbonáticas marinhas contínuas e de alta energia, formadas durante o Albiano e desenvolvidas acima dos depósitos evaporíticos do Aptiano. Esta megassequência reflete a gradual abertura do Atlântico Sul e da ruptura do lineamento vulcânico de São Paulo-Walvis, que atuava como barreira para a passagem de água marinha, estabelecendo um ambiente marinho semi-restrito.

As plataformas eram constituídas por depósitos calcários oolíticos, oncolíticos, pelóides e bioclásticos, enquanto que nas regiões mais profundas havia predominância de calcissilitos, calcilitos, margas e folhelhos carbonáticos. Essa megassequência é representada principalmente pela Formação Quissamã, do Grupo Macaé (PORTELLA *et al.*, 2019).

A Megassequência Marinha Transgressiva, após o Albiano, representa um período de gradual afundamento da bacia em conjunto com transgressões marinhas, resultando no afogamento das plataformas carbonáticas de alta energia (CHANG *et al.*, 1992). Foram depositadas sequências de baixa-energia, como calcilitos, margas e folhelhos, além de depósitos turbidíticos em dois tipos de

sistemas: canalizados e em lençóis (CHANG *et al.*, 1992). Depósitos turbidíticos canalizados se depositaram entre o Albiano-Cenomaniano e o Cretáceo Superior em depressões estreitas nos taludes e nos sopés da bacia, desenvolvidos em função da intensa halocinese. Já os depósitos turbidíticos em lençóis se acumularam nos períodos de nível do mar baixo durante o Cenozóico. Segundo Portella *et al.* (2019), essa Megassequência é caracterizada pelas formações Outeiro (calcilutitos e folhelhos), Imbetiba (calcilutitos) e Namorado (arenito), do Grupo Macaé; além da Formação Ubatuba (folhelhos) e pela Formação Carapebus (arenitos).

A Megassequência Marinha Regressiva foi depositada durante o Cenozóico, sendo caracterizada por depósitos deltaicos, flúvio-deltaicos e de plataformas siliciclásticas e carbonáticas nas regiões proximais e por acumulações de folhelho nas regiões mais distais. Essa megassequência é representada pelas formações Ubatuba (folhelhos), Carapebus (arenitos) e Emborê, com os membros São Tomé (arenitos), Grussaí (calcarenitos e calcirruditos) e Sirí (calcarenitos e calcirruditos).

2.2 SISTEMAS PETROLÍFEROS DA BACIA DE CAMPOS

2.2.1 Rochas geradoras

A principal rocha geradora da bacia são os folhelhos de ambiente lacustre do Grupo Lagoa Feia, que foram depositados durante a fase rifte. Apresentam idade Barremiana-Aptiana (PORTELLA *et al.*, 2019) e aproximadamente 100 a 300 metros de espessura (GUARDADO, 2000). Análises geoquímicas e sedimentológicas indicam que a matéria orgânica presente nessas rochas apresenta querogênio do tipo I, com teor de carbono orgânico total (COT) variando entre 2 e 6% (GUARDADO, 2000). Além dos folhelhos lacustres depositados ao longo da Bacia de Campos, também são considerados possíveis geradores os folhelhos marinhos de idade turoniana e cenomaniana localizados na porção norte da bacia, próximo ao limite com a Bacia do Espírito Santo.

2.2.2 Rochas reservatórios

A Bacia de Campos se destaca pela grande variedade de rochas reservatório localizadas em diferentes níveis estratigráficos. Encontram-se na fase rifte os basaltos fraturados e vesiculares da Formação Cabiúnas (Neocomiano), produtores nos campos de Badejo e Linguado. Além destes, as coquinas da Formação Coqueiros (Aptiano) são produtores nos campos de Badejo, Linguado, Pampo e Trilha.

Depositados durante a Megassequência Transicional Evaporítica (fase sag), os reservatórios carbonáticos microbiais da Formação Coqueiros (Aptiano) são produtores nos campos da região do Parque das Baleias, Marlim, Marlim Leste, Voador, Barracuda e Pampo (PORTELLA, 2017).

Na fase drifte encontram-se os calcarenitos de alta energia da Formação Quissamã (Albiano), produtores nos campos de Badejo, Garoupa e Congro. Carbonatos de alta energia do tipo “casco de tartaruga” em águas profundas são o principal reservatório dos campos Tartaruga Verde e Catuá (PORTELLA *et al.*, 2019). As fácies proximais dos carbonatos da Formação Imbetiba (Cenomaniano) são produtores nos campos de Tubarão Martelo e Polvo. Por fim, os arenitos turbidíticos da Formação Namorado são produtores no campo de Namorado.

Os reservatórios turbidíticos da Formação Carapebus (Cretáceo Superior e Paleógeno) são responsáveis pela maior parte do óleo produzido na bacia. Entre o Turoniano e o Maastrichtiano, essa formação é produtora nos campos de Roncador e Jubarte; entre o Paleoceno e o Eoceno são produtores nos campos de Barracuda e Marlim Sul; entre o Oligoceno e o Mioceno são produtores nos campos de Marlim e Albacora. Já no Oligoceno Superior, destacam-se também os reservatórios carbonáticos do Membro Siri da Formação Emborê.

2.2.3 Migração

De acordo com Portella *et al.* (2019), o tipo de migração mais importante na bacia ocorre nas janelas de sal, regiões sem a presença de evaporitos da Formação Retiro (Aptiano). Nessas regiões, falhamentos lístricos gerados pela movimentação do sal levaram o óleo da fase rifte até os diferentes reservatórios da

fase drifte, acima da sequência evaporítica. Também pode ocorrer migração através de falhas ou por contato direto, no caso de reservatórios intercalados ou em contato com a rocha geradora, como no caso dos basaltos vesiculares da Formação Cabiúnas em contato lateral com os folhelhos do Grupo Lagoa Feia.

2.2.4 Rochas selantes

A Bacia de Campos possui diversos selos em diferentes níveis estratigráficos (DIAS, 2018; PORTELLA *et al.*, 2019). Para as coquinas da Formação Coqueiros (Jiquiá/Aptiano), os folhelhos intercalados da própria formação e o sal da Formação Retiro (Aptiano) são os selantes mais importantes. Já para os reservatórios carbonáticos do Grupo Macaé, a função de selo é feita pelos *mudstones* das formações Outeiro e Imbetiba (Albo-Cenomaniano). Por fim, no caso dos reservatórios turbidíticos das formações Carapebus e Namorado são os folhelhos da Formação Ubatuba (Turoniano-Recente).

2.2.5 Trapas

São encontradas trapas do tipo estrutural, estratigráfica e mista, relacionadas à tectônica distensiva e à halocinese.

Na fase rifte, os altos do embasamento propiciam a formação de trapas estruturais em estruturas quaquaversais e também atuam mecanismo de contato lateral entre os folhelhos geradores com os basaltos fraturados.

Na fase drifte, trapas estruturais formadas por falhas normais em dominó e falhas lítricas com roll-over são armadilhas para os reservatórios carbonáticos do Grupo Macaé. Para os reservatórios turbidíticos, observam-se falhas lítricas com roll-over, estruturas quaquaversais formadas pela movimentação de diápiros de sal, truncamentos contra o flanco de diápiros e pinch-outs estratigráficos (PORTELLA *et al.*, 2019).

2.2.6 Formação Carapebus e o sistema turbidítico

A Formação Carapebus, objetivo de estudo deste trabalho, é essencialmente composta pelas fácies arenito, siltito, folhelho e diamictito, as quais

compõem sistemas turbidíticos depositados em ambiente marinho profundo (Machado *et al.*, 2004; WINTER *et al.*, 2007). Segundo estes autores, a gênese dos depósitos turbidíticos da Bacia de Campos ocorreu durante a Megassequência Transgressiva Marinha (Figura 3) por conta do colapso gravitacional dos sedimentos depositados na plataforma e no talude continental. Tal movimentação de massa resultou na formação de depósitos turbidíticos canalizados e em forma de lençóis, assentados sobre a topografia irregular controlada pela movimentação do sal (CHANG *et al.*, 1992). A Formação Carapebus é o principal reservatório siliciclástico da Bacia de Campos, explorada no campo de Jubarte, no Parque das Baleias, e em diversos outros campos da bacia.

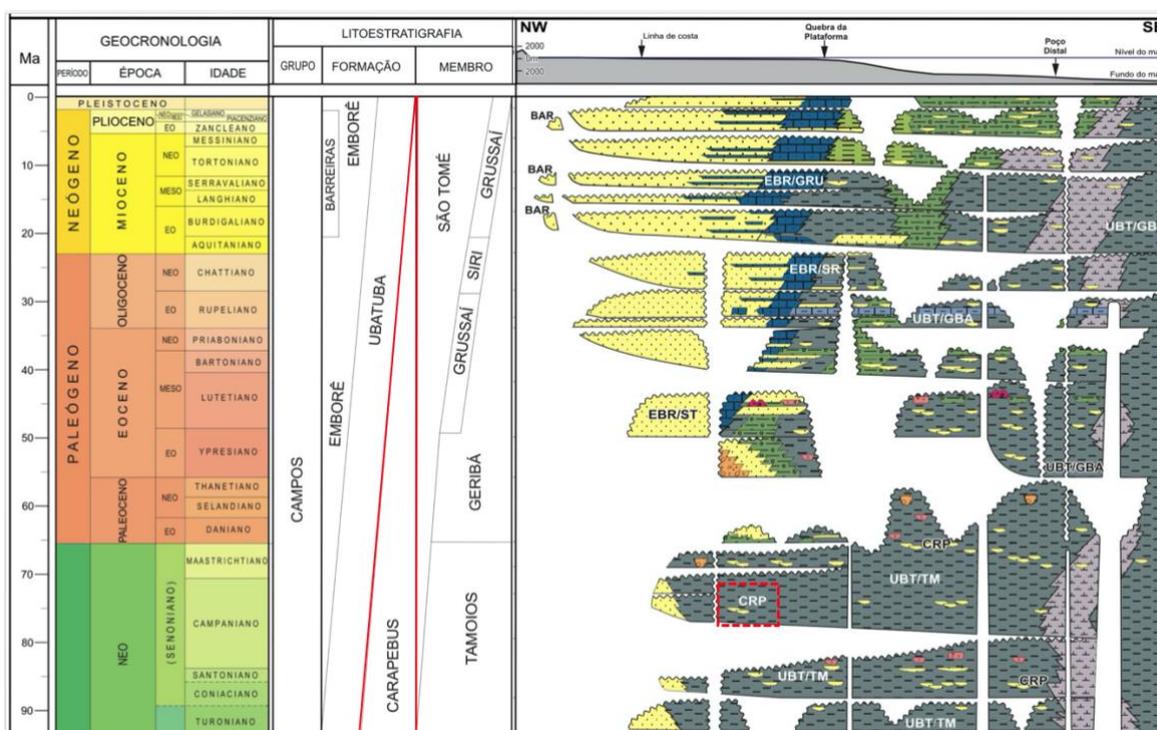


Figura 3 - Formação Carapebus (CRP) identificada na carta estratigráfica da Bacia de Campos. Adaptado de (WINTER *et al.*, 2007).

Machado *et al.*, (2004) desenvolveram um estudo de mapeamento de heterogeneidades faciológicas e da morfologia do fundo marinho atual para compreender o sistema turbidítico no qual a Formação Carapebus se insere (Figura 4). De acordo com o mapa faciológico do fundo marinho atual (Figura 5), na porção interna e média da plataforma continental ocorre deposição clástica da Formação Emborê, representada por arenitos e folhelhos, enquanto que na porção externa da plataforma são encontrados depósitos carbonáticos dos membros Sirí e Grussaí da Formação Emborê.

No Talude e no Platô de São Paulo são encontrados lamitos e folhelhos da Formação Ubatuba. Já na base do talude continental, se encontra um extenso depósito de diamictitos lamosos, constituídos de clastos e matriz lamosas com composição igual e originária da Formação Ubatuba, depositada no talude. Por fim, na região do Platô de São Paulo são encontrados os pacotes areníticos da Formação Carapebus, depositados ao longo de uma calha que teria sido formada pelo próprio peso dos turbiditos, resultando na movimentação do sal (Demercian *et al.*, 1993 apud Machado *et al.*, 2004).

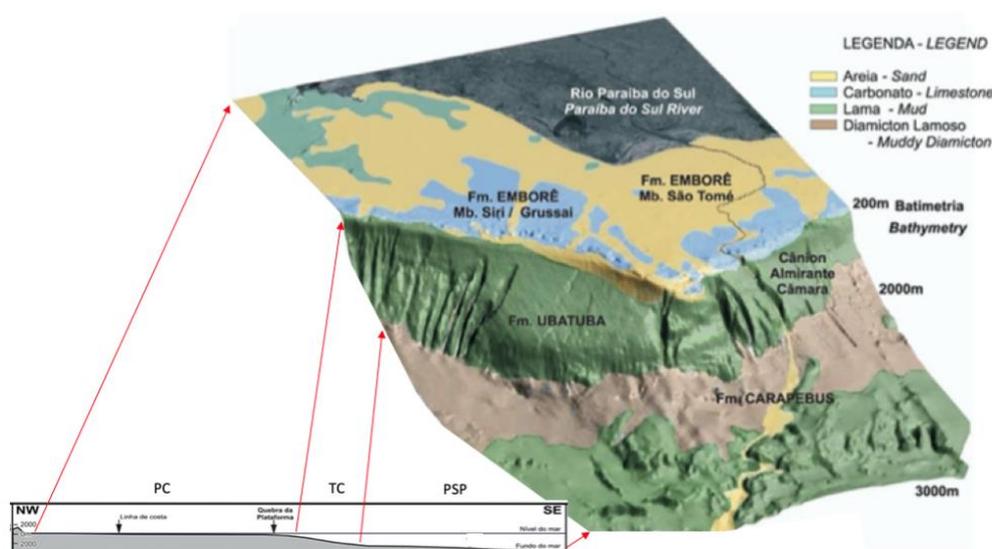


Figura 4 - Distribuição de fácies sedimentares depositadas na superfície do fundo marinho recente da Bacia de Campos, na região adjacente ao Cânion Almirante Câmara. A área mapeada apresenta a plataforma continental (PC), o talude continental (TC), Platô de São Paulo (PSP). Adaptado de (MACHADO *et al.*, 2004) e (WINTER *et al.*, 2007).

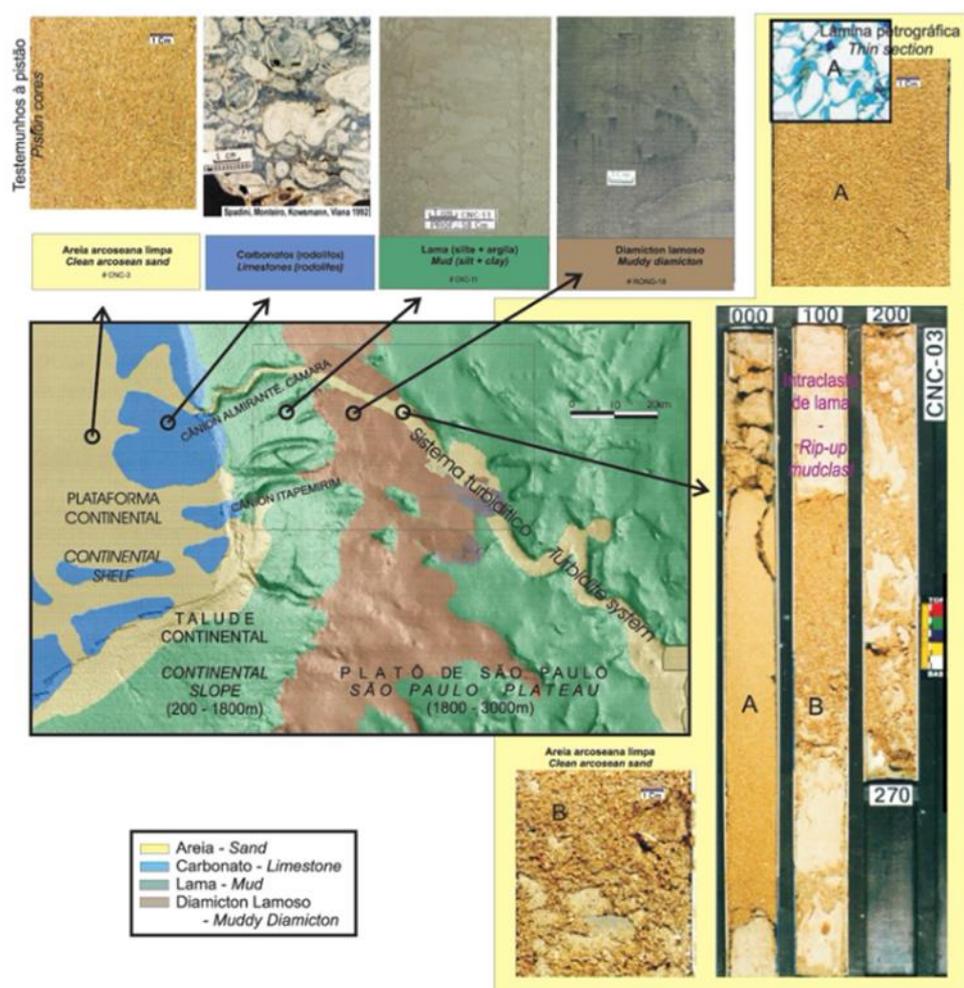


Figura 5 - Fácies sedimentares do fundo marinho da Bacia de Campos (MACHADO *et al.*, 2004).

O sistema turbidítico moderno estudado por Machado *et al.* (2004) para compreender a deposição da Formação Carapebus corresponde ao ambiente deposicional ao longo da calha turbidítica do *Canyon* Almirante Câmara, no Platô de São Paulo. A calha turbidítica do *Canyon* Almirante Câmara é uma depressão de 80 a 200 metros de profundidade, com 3,5 km de largura e comprimento de 150 km em direção a águas ultraprofundas, entre as batimetrias de 1,800 e 3,000 metros. A calha deposicional turbidítica se inicia na desembocadura do *canyon* no Platô de São Paulo e é subdividida por Machado *et al.* (2004) em calha proximal, lobo e calha distal.

A calha proximal é formada de várias calhas arenosas, de granulometria média a grossa, que são sinuosas e que se empilharam ao longo do tempo, apresentando ligeiro deslocamento lateral, sendo separadas por discordâncias. Esta feição é delimitada de um lado pelos depósitos de movimentos de massa e de outro

pela escarpa elevada em consequência da tectônica salífera. A sedimentação do fundo marinho nesta porção é afetada por escarpas de falhas longitudinais, configurando patamares, falésias e grábens na fisiografia da calha proximal.

Após percorrerem mais de 60 km ao longo da calha proximal, os canais turbidíticos depositam uma barra de desembocadura que em planta tem a forma de bulbos. A profusão de bulbos resulta na construção de canais retilíneos e rasos, formados predominantemente por areias não coesas em seu interior e também nos *levees*, os quais são resultados da avulsão de bulbos depositados anteriormente. O contorno de inúmeros canais compostos pelo amalgamento de bulbos forma os lobos, dos quais se destacam pela feição geométrica radiada e com contorno em forma de elipse. Machado *et al.* (2004) estima que a amalgamação de um lobo com uma miríade de canais forme uma única camada de turbidito, capaz de ser mapeada em afloramentos ou em seções entre poços, correlacionadas por camadas contínuas de lama que envolvem a unidade turbidítica.

O conjunto de dezenas a centenas de lobos turbidíticos em adição a um canal de leque e aos depósitos de movimento de massa formam um leque submarino. No caso do sistema turbidítico da Formação Carapebus na Bacia de Campos, não foi possível o desenvolvimento de um leque por conta do substrato móvel do Platô de São Paulo, controlado pela camada de sal e consistindo de mini-bacias salíferas (MACHADO *et al.*, 2004). Por conta da morfologia do terreno, houve somente o desenvolvimento de bulbos e lobos na Formação Carapebus do fundo marinho moderno, tal qual como nos níveis mais antigos dessa formação.

Por fim, a última porção do sistema turbidítico moderno estudado é a calha distal, a qual consiste em uma depressão alongada com 200 metros de profundidade e largura de 3,5 km. A sedimentação dessa porção é fortemente encaixada na morfologia halocinética, compreendendo um traçado sinuoso, mas com segmentos bastante retilíneos.

2.3 A ÁREA DO PARQUE DAS BALEIAS

O Parque das Baleias é um conjunto de campos produtores de óleo e

gás da porção norte da Bacia de Campos. É subdividido em 6 campos: Cachalote, Baleia Anã, Jubarte, Caxaréu e Pirambu totalizando a área aproximada de 63,69km² (Paiva, 2019). A região do Parque das Baleias está localizada a 80km da costa do estado do Espírito Santo, onde a lâmina d'água varia de 1200m na área proximal e 1500m na distal (PEREIRA e LUPARELLI, 2015). Estima-se que as reservas totais de petróleo do Parque das Baleias, incluindo o Pré-sal e Pós-sal, podem chegar a 3,5 bilhões de barris (Dias, 2018).

A Figura 6 mostra a configuração recente dos campos do Parque das Baleias. Em abril de 2019, a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível), em um acordo com a Petrobras, redefiniu a distribuição dos campos do Parque das Baleias. Uma das principais mudanças foi o Novo Campo de Jubarte, formado pelo campo de Baleia Azul anexado ao de Jubarte (<http://www.anp.gov.br/noticias/5119-anp-e-petrobras-assinam-acordo-sobre-o-parque-das-baleias>). O mapa da figura 6 também é destacada a localização do poço 4-BRSA-420-ESS, principal objeto de estudo deste trabalho.

Os principais reservatórios do Parque das Baleias são os carbonatos microbiais da Formação Macabu (Aptiano), as coquinas da Formação Coqueiros (Aptiano) e arenitos turbidíticos da Formação Carapebus (Santoniano-Mioceno) com níveis máximos de porosidade variando de 20-32% e permeabilidade entre 1-5 D (PEREIRA e LUPARELLI, 2015).

A deposição das fácies carbonáticas lacustres equivalentes às formações Coqueiros e Macabu ocorreu em paleo-altos estruturais coincidentes com altos do embasamento cristalino. Já os reservatórios da seção Pós-sal são sistemas de turbiditos modernos e leques submarinos amalgamados com controle estrutural de falhas lítricas e *rollovers* gerados por halocinese (Machado, *et al.*, 2004).

A tectônica do sal gerou baixos regionais onde foram depositados os fluxos turbidíticos da Formação Carapebus, intercalados com as sequências de folhelhos e margas da Formação Ubatuba. Os arenitos presentes nessas calhas correspondem aos reservatórios do campo de Jubarte (Fontanelli, 2007). As fácies não-reservatório encontradas na região são margas, folhelhos e diamictitos.

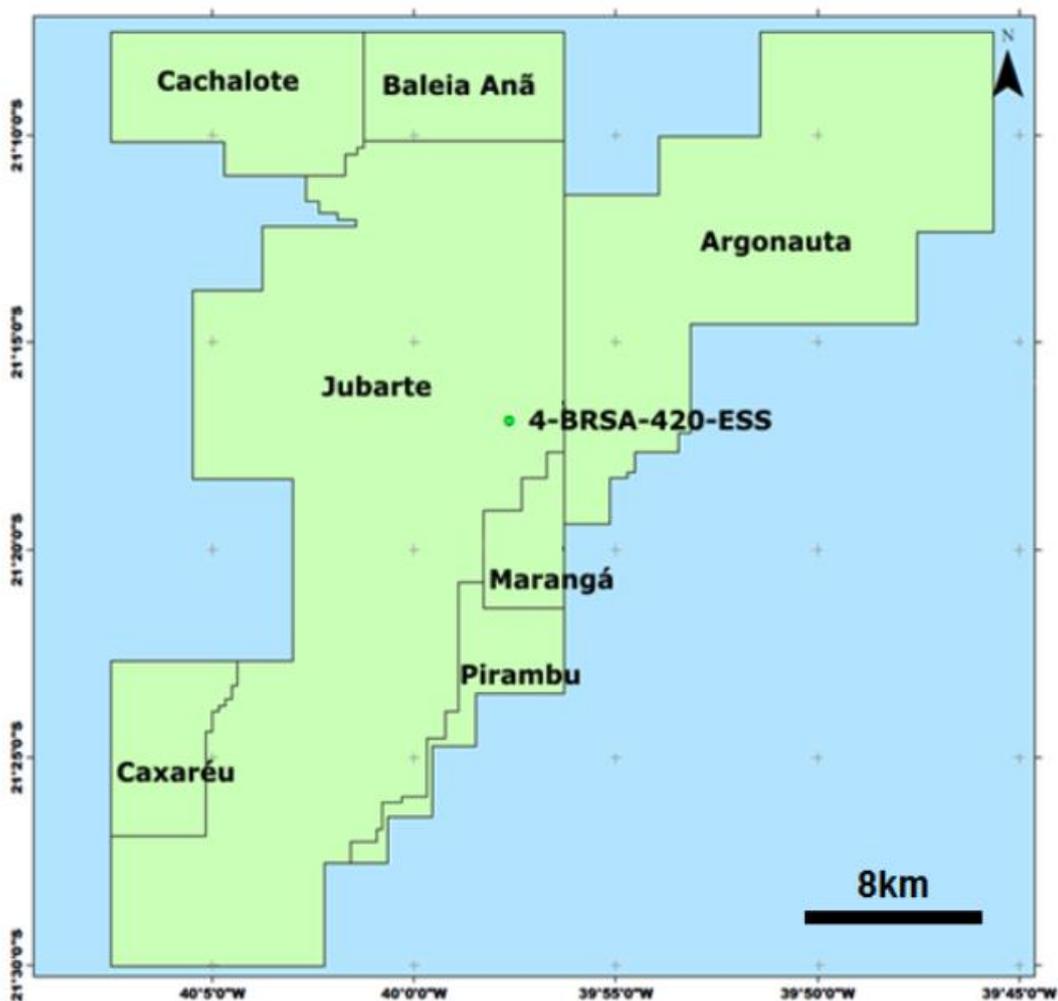


Figura 6 – Mapa da localização dos campos petrolíferos do Parque das Baleias e do poço 4-BRSA-420-ESS (PAIVA, 2019).

O Parque das Baleias é uma das regiões mais prolíferas em termos de produção de petróleo no país, apresentando números expressivos, dos quais contribuem para que a Bacia de Campos seja a segunda maior produtora no Brasil. De acordo com a ANP (<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>), no mês de novembro de 2019 a produção de petróleo no Parque das Baleias (Figura 7) foi aproximadamente em torno de 287 mil barris por dia (Mbb/d). O novo campo de Jubarte foi responsável pela maior porção de petróleo produzido na região no mesmo período, com aproximadamente 246 Mbb/d. Listado como o terceiro maior campo produtor do Brasil, Jubarte é inferior em produção apenas em relação ao campo de Lula (Bacia de

Santos), com produção de 1.06 milhões de barris por dia (MMbbl/d), e de Búzios (Bacia de Santos), com produção de 443.2 Mbbbl/d, no período de novembro de 2019.

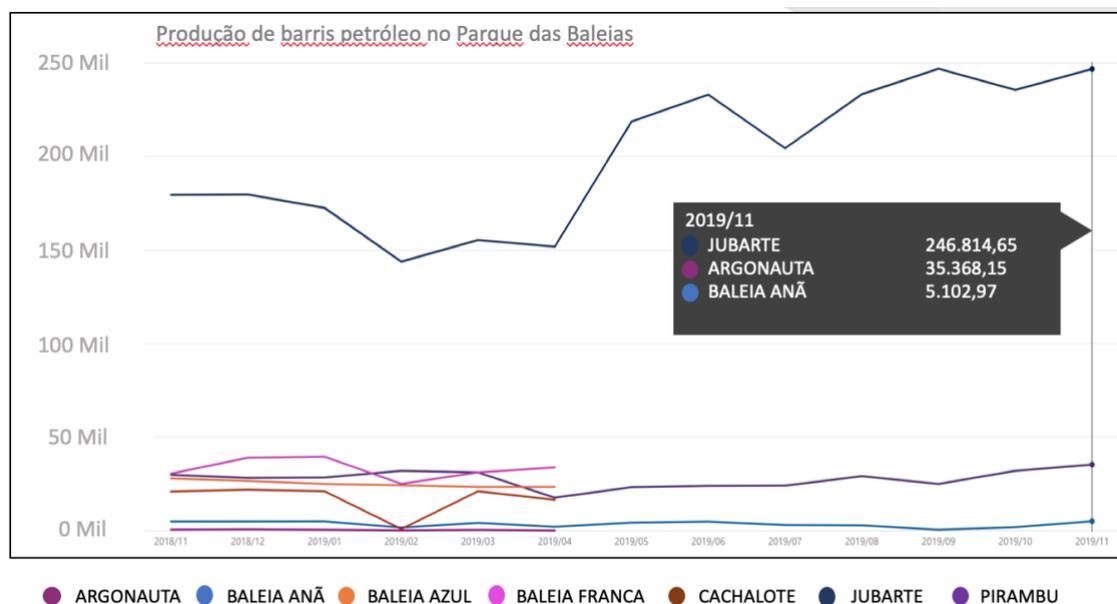


Figura 7 - Produção de barris de petróleo por dia no Parque das Baleias no período entre novembro de 2018 e novembro de 2019. Fonte: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>.

Comparado com a produção de petróleo equivalente em todos os campos da Bacia de Campos no período de novembro de 2019 (em torno de 1.05 MMbbl/d), o Parque das Baleias totalizou em torno de 27.3% do petróleo produzido na bacia. O poço 6-BRSA-1222A-ESS, localizado no campo de Jubarte, foi o maior produtor da Bacia de Campos nesse período, atingindo 26 Mbbbl/d de petróleo.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇO

Perfis geofísicos de poço são ferramentas indispensáveis para a caracterização de propriedades de um reservatório. Cada perfil de poço mede um tipo de sinal geofísico, baseado em uma propriedade física da rocha. O principal objetivo da avaliação de perfis é auxiliar no reconhecimento de propriedades das rochas, como a litologia, porosidade, argilosidade, saturação e permeabilidade de fluidos.

Durante a etapa de exploração e descoberta, a utilização de perfis de poço, em conjunto com o método sísmico, reduz a incerteza e os riscos quanto a determinação de prováveis acumulações de hidrocarbonetos.

Um perfil de poço é um registro contínuo de um parâmetro geofísico ao longo da parede de um poço, medido indiretamente por uma ferramenta de perfilagem e apresentado graficamente em função da profundidade (RIDER, 2002). Tais perfis podem ser registrados após a retirada das ferramentas de perfuração do poço, sendo denominados perfis *wireline* (WL). Os perfis *wireline* podem ser medidos tanto quando a formação está exposta na parede de poço (chamado de “poço aberto”) quanto nos casos em que a parede de poço é revestida por um tubo de metal (chamado de “poço revestido”). Estes perfis são obtidos após as fases de perfuração, mas há também aqueles medidos durante a perfuração do poço, denominados *logging while drilling* (LWD). Naturalmente, os perfis LWD são medidos somente em “poço aberto”, sendo muito empregados pelas companhias de perfilagem em poços com desvios elevados ou em poços horizontais.

Existem diferentes tipos de perfis de poços, dos quais alguns medem as propriedades ao longo da parede de poço de forma espontânea, como o perfil de raio gama, que mede a radioatividade da formação de forma natural. Já outros perfis realizam a medição de forma indutiva, como o perfil sônico, que mede o tempo de trânsito de um sinal acústico que viaja dentro da rocha e que é emitido por uma fonte artificial. A seguir serão descritos alguns dos perfis de poço utilizados na análise e interpretação deste trabalho.

3.1.1 Perfil Cáliper

A ferramenta de cáliper mede variações no diâmetro do poço, registrado em polegadas, ao longo da profundidade. Essa informação é de extrema relevância para avaliar as condições da parede de poço e a qualidade de medição dos perfis geofísicos, uma vez que após a passagem da broca de perfuração, podem ocorrer desabamentos ou estrangulamentos na parede do poço. A figura 8 apresenta respostas típicas do perfil de cáliper em função de diferentes litologias.

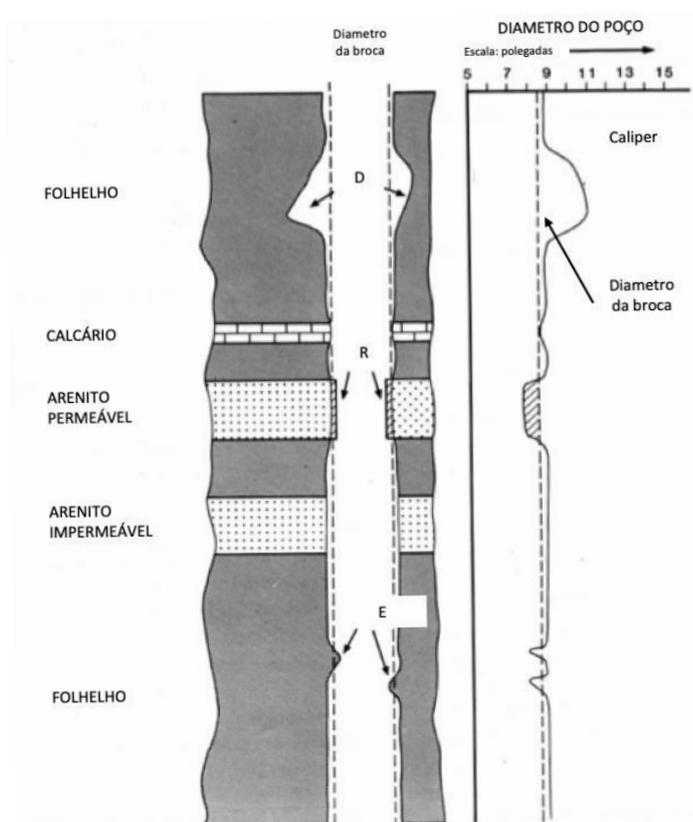


Figura 8 - Assinatura do perfil de cáliper em litologias típicas. "D" - desmoronamento; "R" - reboco; "E" - estrangulamento. Adaptado de (RIDER, 2002).

Regiões onde o diâmetro do poço é maior do que o da broca são chamadas zonas de "arrombamento", as quais são causadas pela escavação acentuada da broca de perfuração ou pela erosão causada pela circulação da lama de perfuração (RIDER, 2002). Desmoronamentos são comumente observados em regiões com depósito de folhelhos, por serem litologias impermeáveis e fraturáveis. Por outro lado, regiões onde o diâmetro do poço é menor que o da broca são chamadas de zonas de formação de "reboco", geradas por conta da infiltração do fluido de perfuração em uma

formação permeável e deposição de lama na parede do poço. Dessa forma, regiões onde são observados estrangulamentos na parede do poço podem indicar potenciais rochas reservatório, por conta da permeabilidade elevada.

Destaca-se a importância da medida de diâmetro de poço na correção da leitura dos perfis de poço que operam centralizados ao poço (ex.: perfil sônico) ou que necessitam permanecer junto a parede (ex.: perfis de densidade e porosidade neutrônica) (CALONIO, 2016). Uma vez que o posicionamento incorreto da ferramenta pode resultar na leitura equivocada do perfil de poço, deve-se atentar à confiança da medição para a avaliação correta da interpretação de perfis.

3.1.2 Perfil de Raios Gama

A ferramenta de raio gama mede a radioatividade de uma formação, emanada naturalmente pela presença das séries radioativas dos elementos *K*, *U* e *Th* (RIDER, 2002). A radioatividade é a propriedade que átomos com núcleos instáveis têm de emitir radiação espontaneamente (NERY, 2013). O perfil de raio gama simples indica a radioatividade desses três elementos combinados, enquanto que o perfil de raio gama espectral indica a radioatividade emanada individualmente por cada elemento. A unidade de medida do perfil de raio gama é o grau API.

A radioatividade medida neste perfil indica a presença ou ausência de minerais que contenham os elementos radioativos referidos anteriormente em sua composição. Tais elementos ocorrem originalmente em rochas ígneas (NERY, 2013), sendo espalhados nos sedimentos, na água e no ambiente deposicional por processos erosivos. Em rochas sedimentares, a presença de urânio é normalmente associada à matéria orgânica, enquanto que a presença de potássio e tório são associados a presença de argilominerais (RIDER, 2002). A figura 9 apresenta respostas típicas do perfil de raio gama em função de diferentes litologias.

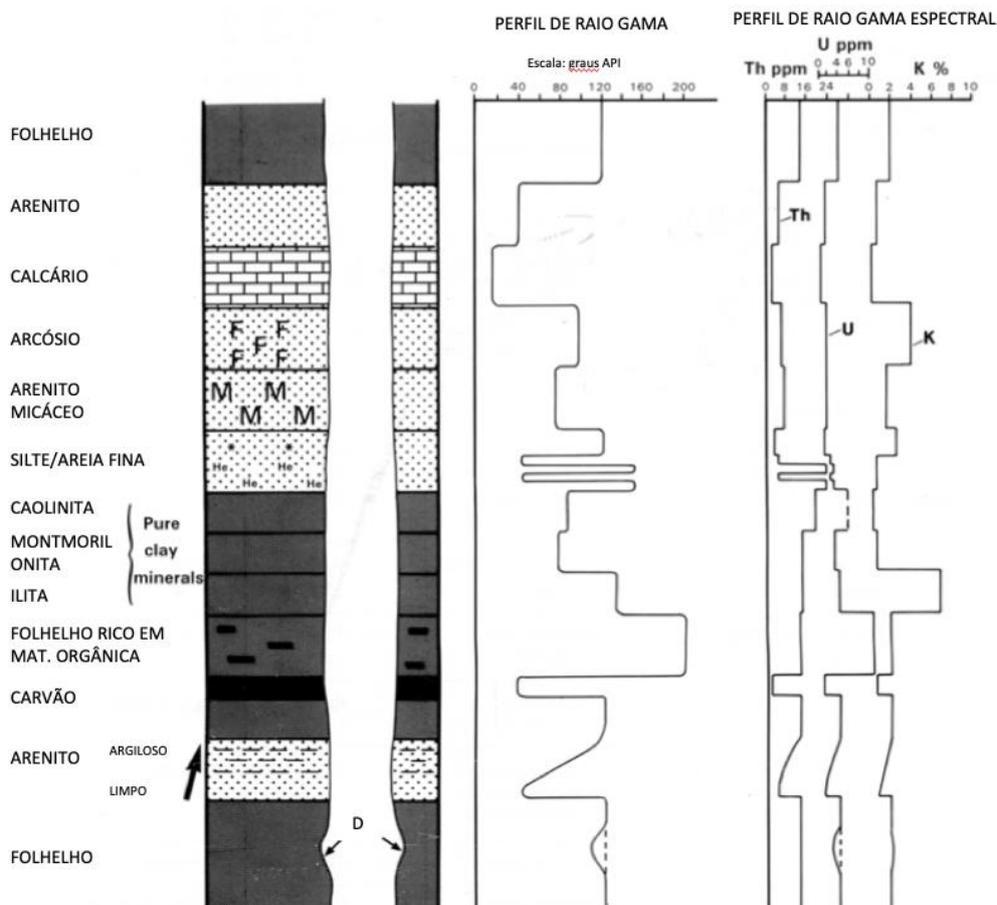


Figura 9- Assinatura do perfil de raio gama em litologias típicas. "D" - desmoronamento; "Th" - Tório; "U" – Urânio; "K" - Potássio. Adaptado de (RIDER, 2002).

Segundo Nery (2013), alta radioatividade das rochas pode ser observada principalmente em folhelhos, argilas e evaporitos potássicos, como a carnalita, a silvinita e a taquidrita. Já a radioatividade mediana pode ser observada em folhelhos, arenitos argilosos e em carbonatos e dolomitos argilosos. Por fim, rochas com baixa radioatividade são exemplificadas pelos carvões e evaporitos não potássicos, como a halita, a anidrita e a gipsita. É importante ressaltar que anormalidades nos níveis de radiação podem ocorrer nas rochas em função do ambiente deposicional ou da contaminação de argilominerais. Um exemplo, presente neste trabalho, são os arenitos arcoseanos, que são compostos por grãos feldspáticos (arcóseos) e apresentam átomos de potássio em sua composição, elevando a medida de raio gama em comparação aos arenitos limpos.

A alta radioatividade dos folhelhos, em comparação com a maioria das rochas sedimentares, está associada ao conteúdo de potássio radioativo nas argilas,

assim como a alta capacidade de adsorção de urânio e de tório, devido possível a presença de matéria orgânica (RIDER, 2002). Por conta dessa diferenciação nos níveis de radiação, a ferramenta de raio gama é considerada uma indicadora de zonas de folhelho e zonas de ausência de folhelho no perfil de poço, possibilitando a análise preliminar e apurada de possíveis zonas de reservatório. Destaca-se a relevância do perfil de raio gama para a avaliação de argilosidade em uma formação, com o objetivo de definir potenciais reservatórios de hidrocarbonetos e mensurar o volume de fluido presente nos poros. Além dessa aplicação, este perfil também é usado para correlacionar poços, através da interpretação de eventos deposicionais contínuos, como os próprios folhelhos.

3.1.3 Perfil sônico

A ferramenta sônica mede o tempo de trânsito intervalar (ΔT) de uma onda mecânica que se propaga em uma formação paralela ao poço, na unidade microssegundos por pés. O perfil sônico indica a capacidade de uma rocha em transmitir ondas acústicas compressoriais ou cisalhantes, cuja capacidade é influenciada pela litologia, a textura da rocha e pela porosidade (RIDER, 2002). O tempo de trânsito, ou vagariedade, medido por esse perfil é inversamente proporcional a velocidade sônica da rocha, guardando a relação direta: tempos de trânsito elevados indicam baixa densidade e alta porosidade. A figura 10 apresenta respostas típicas do perfil sônico em função de diferentes litologias.

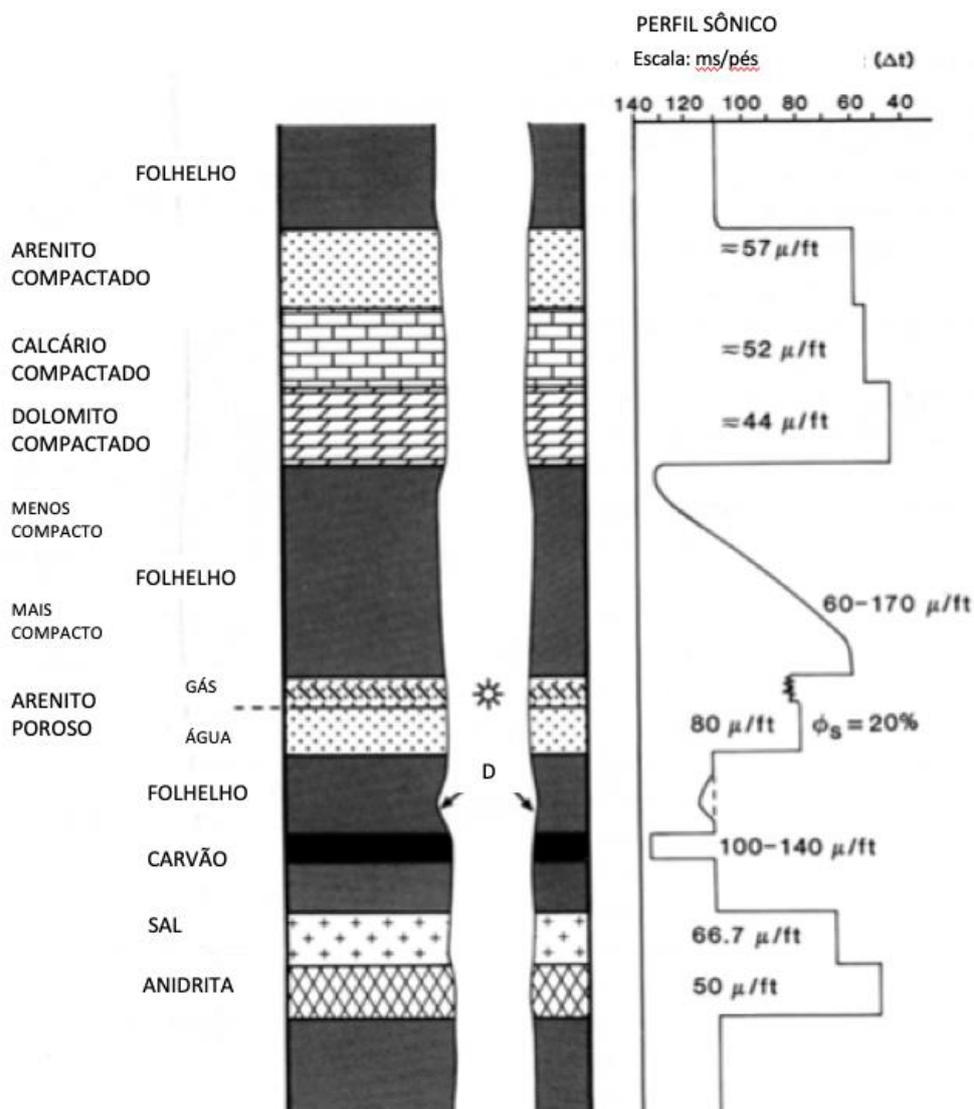


Figura 10 - Assinatura do perfil sônico em litologias típicas. "D" – desmoronamento. Adaptado de (RIDER, 2002).

Além da relação indicativa para rochas, o tempo de trânsito também varia em função da densidade dos fluidos presentes nos poros. A presença de hidrocarbonetos nos poros de uma rocha aumenta o valor medido no perfil sônico, em comparação com a presença de água na mesma rocha. Por conta disso, quantitativamente, este perfil tem dentre as principais aplicações a avaliação de porosidade em rochas com poros preenchidos por fluidos. Destaca-se também pela assistência na interpretação sísmica com a amarração de perfis de poço com dados sísmicos, por conta da determinação do perfil de impedância acústica, multiplicando as curvas de velocidade e densidade, e posteriormente gerar um sismograma sintético. Qualitativamente, o perfil sônico auxilia na interpretação do grau de

compactação de rochas, na detecção de fraturas, na detecção de zonas de gás e na correlação de perfis de poço.

3.1.4 Perfil de densidade

A ferramenta de densidade mede a densidade da formação, apresentada no perfil na unidade de medida g/cm^3 . A leitura dessa ferramenta deriva de duas medidas de densidade na rocha: da matriz e dos fluidos. O valor da densidade em função da matriz é derivado dos minerais constituintes da rocha, enquanto que o valor de densidade dos fluidos é dado em função do conteúdo presente nos poros da rocha. A figura 11 apresenta respostas típicas do perfil de densidade em função de diferentes litologias.

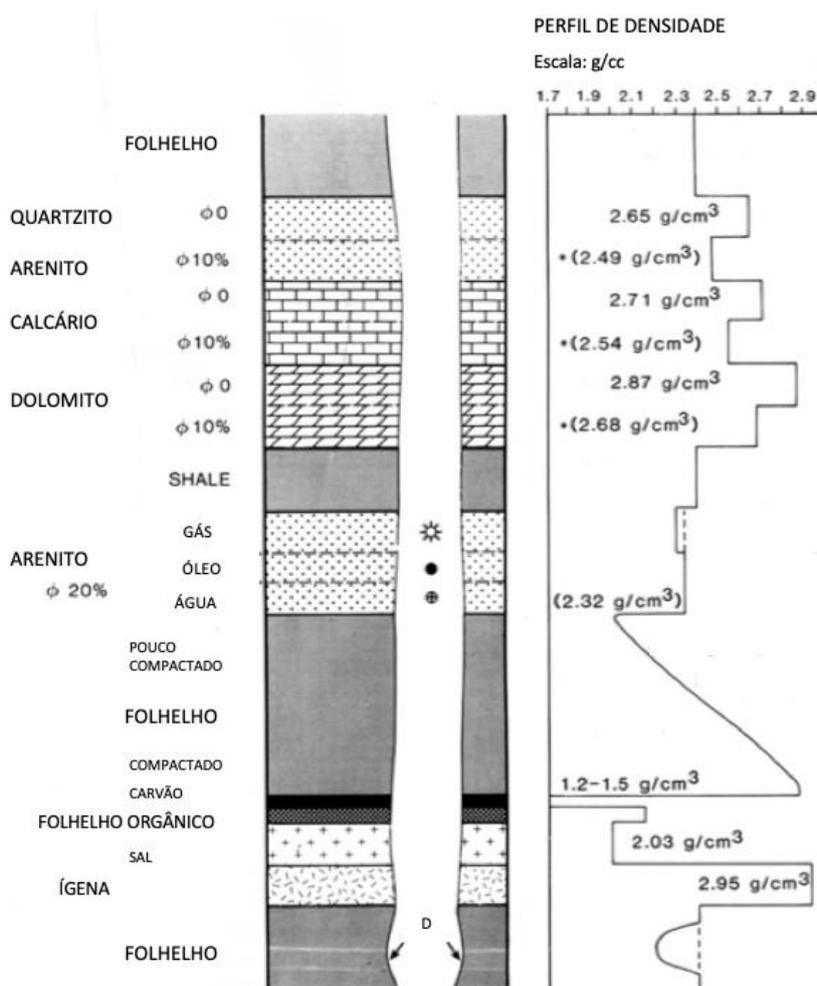


Figura 11 - Assinatura do perfil de densidade em litologias típicas. "D" – desmoronamento. Adaptado de (RIDER, 2002).

O perfil de densidade é utilizado no cálculo de porosidades e na determinação da densidade de hidrocarbonetos, podendo ser utilizado em conjunto com o perfil de porosidade neutronica para definir zonas indicativas da presença de arenitos e de gás. Inclui também a utilidade desse perfil, em conjunto com o perfil sônico, no cálculo da impedância acústica e na identificação de litologias (RIDER, 2002).

3.1.5 Perfil de porosidade neutrão

A ferramenta de medição de porosidade neutronica registra a reação de uma formação ao ser bombardeada por uma fonte de nêutrons. A leitura do perfil indica a abundância de átomos de hidrogênio nos poros das rochas, sendo medida em unidades de porosidade neutrão (RIDER, 2002). Em termos qualitativos, quanto maior a abundância de átomos de hidrogênio dentro da rocha, maior é o valor lido no perfil de porosidade neutrão. No contexto geológico, este perfil é bastante sensível a presença de água (H_2O) e de hidrocarbonetos nos poros das formações, sejam eles poros conectados ou isolados. A figura 12 apresenta respostas típicas do perfil de porosidade neutrão em função de diferentes litologias.

O principal uso desse perfil na avaliação de rochas reservatório está no cálculo de porosidades. Já na interpretação de perfis, destaca-se por ser um bom discriminador entre gás e óleo presente em rochas reservatório, além de ter grande utilidade na identificação de litologias quando combinado com o perfil de densidade.

O perfil de porosidade neutrão é originalmente calibrado para litologias carbonáticas, representando a porosidade real da formação. No caso da leitura desse perfil para outras litologias, é necessário aplicar um fator de conversão para se estimar a porosidade real da mesma forma que nos carbonatos (RIDER, 2002).

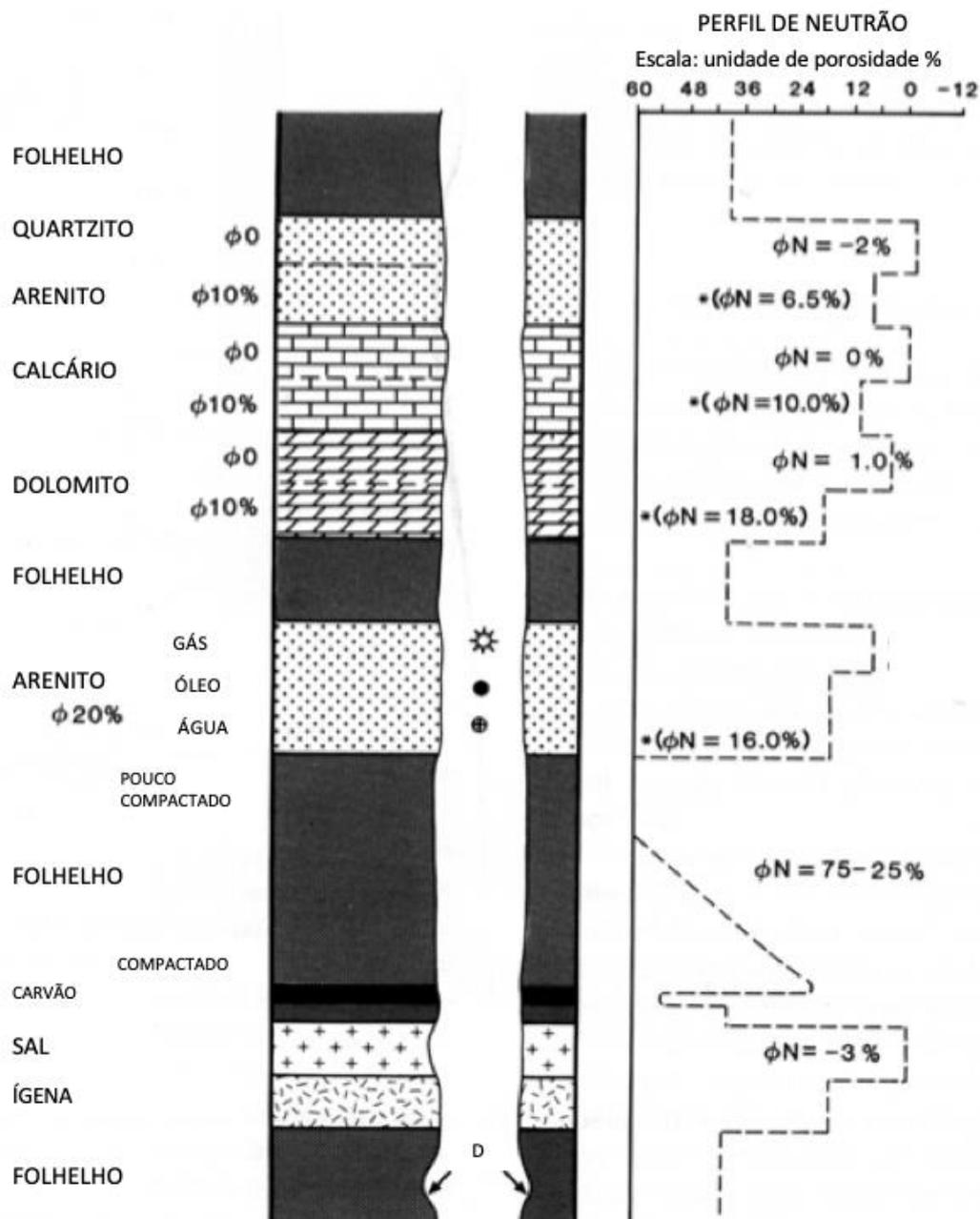


Figura 12 - Assinatura do perfil de porosidade neutrão em litologias típicas. "D" – desmoronamento. Adaptado de (RIDER, 2002).

3.1.6 Perfil de resistividade

A ferramenta de resistividade é composta por eletrodos que medem a resistência à passagem de corrente elétrica em uma determinada rocha, indicada no perfil em unidades de ohm.m (RIDER, 2002). A condutividade é a propriedade oposta

a resistividade, na qual mede a habilidade de condução de corrente elétrica de uma formação.

A medição da resistividade ocorre de forma indutiva através de um par de bobinas: uma transmissora e outra receptora (RIDER, 2002). De forma simplificada, a medição se inicia a partir da indução de um campo magnético primário na bobina transmissora a partir de uma corrente alternada. O campo magnético primário, induz uma corrente elétrica nos fluidos que preenchem os poros das rochas, que por sua vez induz um campo magnético secundário diretamente proporcional a condutividade elétrica da formação. Por fim, a bobina receptora detecta tanto o campo primário quanto o secundário para estimar a condutividade elétrica da formação, posteriormente convertida para resistividade e apresentada no perfil de poço.

Diversos pares de bobinas transmissoras e receptoras com distâncias distintas são acopladas à ferramenta de perfilagem para induzir campos magnéticos que alcançam diferentes profundidades no ambiente de perfuração do poço. Quanto mais próximos os pares de bobinas, menor a penetração do campo magnético e mais rasa é a leitura do perfil, ao contrário das bobinas mais afastadas, que produzem leituras mais profundas do perfil.

Qualitativamente, é possível interpretar os perfis de resistividade rasa e profunda em conjunto para se investigar a presença do fluido de formação e do fluido de perfuração no ambiente do poço (CALONIO, 2016). O perfil de resistividade rasa tende a medir o fluido de perfuração, enquanto que o perfil de resistividade profunda tende a medir o fluido de formação, que é o fluido contido nos poros das rochas. Em intervalos com pouca separação entre as curvas de resistividade rasa e profunda, interpreta-se a ocorrência de invasão de fluido de perfuração em uma formação porosa e permeável. Portanto, em zonas de reservatório, opta-se pela análise do perfil de resistividade profunda para interpretar o conteúdo fluido nos poros da formação, distinguindo entre água (salgada ou doce) e hidrocarbonetos (óleo ou gás).

A maioria das rochas apresentam características isolantes, enquanto que os fluidos armazenados nos poros podem ser condutivos, como a água salgada, ou resistivos, como os hidrocarbonetos. Dessa forma, a principal aplicação desse perfil está na identificação de rochas porosas contendo hidrocarbonetos (altas leituras de

resistividade) e de rochas porosas contendo água (baixas leituras de resistividade). A figura 13 apresenta respostas típicas do perfil de resistividade em função de diferentes litologias.

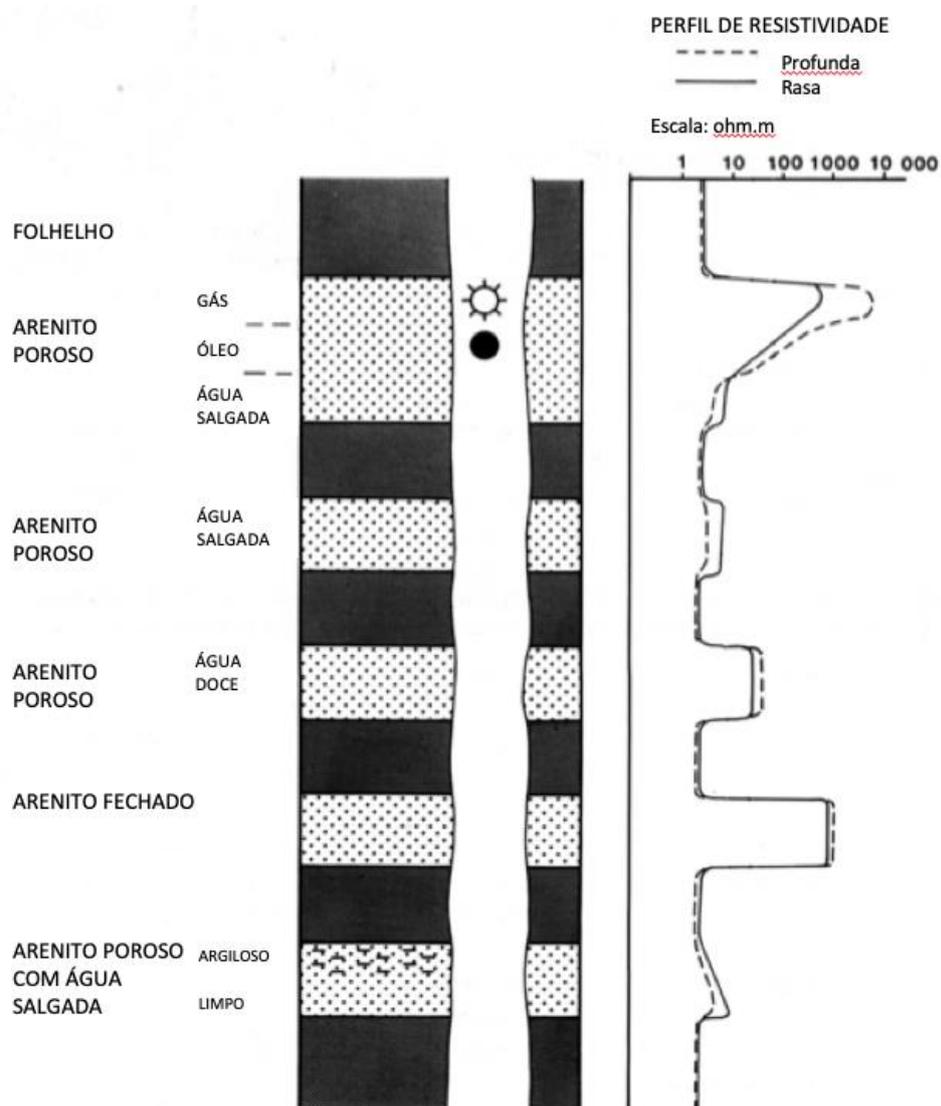


Figura 13- Assinatura do perfil de resistividade em litologias típicas. Adaptado de (RIDER, 2002).

3.2 CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA

3.2.1 Perfil DRDN

O perfil DRDN é uma combinação dos perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU), onde é calculada a diferença relativa entre os dois perfis

(YAMASSAKI, 2018), de forma que a diferença relativa entre os perfis mencionados é calculada por meio da equação 1 (GUIMARÃES *et al.*, 2008):

$$DRDN = \left(\frac{DEN - 2}{0.05} \right) - \left(\frac{0.45 - NEU}{0.03} \right) \quad (1)$$

O objetivo do perfil DRDN é ressaltar a visualização de regiões em que ocorre o cruzamento dessas curvas (*crossover*), situação que indica a presença de litologias areníticas presentes no poço (GUIMARÃES *et al.*, 2008; COSTA, 2013). O *crossover* é observado quando a curva de densidade diminui e a de porosidade neutrão aumenta, associando à presença de arenitos. Já nos casos onde não ocorre o cruzamento, associa-se à presença de rochas não reservatórios, que no poço estudado neste trabalho são exemplificadas por folhelhos, diamictitos e margas.

Os valores presentes na equação para o cálculo do DRDN têm como base as escalas de valores mínimo e máximo normalmente utilizados para a interpretação dos perfis utilizados (PEQUENO, 2019). O perfil de densidade costuma ser interpretado entre as escalas de 2 a 3 g/cc. Já o perfil de porosidade neutrão é normalmente interpretado entre as escalas de 0.45 a - 0.15 unidades de porosidade. A fórmula do DRDN (Equação 1) calcula a distância relativa entre esses dois perfis, subtraindo de cada perfil os respectivos valores dos limites inferiores das escalas (2, para o perfil *DEN*, e 0.45, para o perfil *NEU*). Em seguida, a subtração dos perfis pelos respectivos limites é dividida pela razão da distância entre os limites das escalas de cada perfil (1 ou 0.05 para o perfil *DEN*; 0.60 ou 0.03 para o perfil *NEU*). Por fim, as duas operações são subtraídas e obtêm-se o perfil DRDN.

A partir da interpretação do perfil DRDN, pôde-se mensurar valores relativos a litologia lida ao longo de todo o intervalo do poço 4-BRSA-420-ESS, apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Valores de referência do perfil DRDN associados a eletrofácies litológicas.

Eletrofácies	DRDN
Folhelhos	DRDN > 0
Arenitos	DRDN < 0
Siltitos	DRDN ≈ 0

3.2.2 Porosidade

A porosidade total de uma rocha representa a proporção de espaços vazios em relação à sua totalidade, podendo ser definida como a razão entre o volume poroso e o volume total da rocha (GROU, 2015). Segundo Nery (2013), a porosidade total pode ser calculada a partir do perfil de densidade através da seguinte expressão:

$$PHID = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2)$$

Onde (ρ_{ma}) representa a densidade da matriz rochosa, (ρ_f) a densidade dos fluidos no espaço poroso e (ρ_b) o valor medido diretamente no perfil de densidade.

Um outro método de avaliação de porosidade total também pode ser obtido através do perfil sônico (Nery, 2013), conforme a equação a seguir:

$$PHIS = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (3)$$

Onde (Δt_m) representa o tempo de trânsito intervalar de uma onda mecânica que se propaga em uma matriz rochosa, Δt_f o tempo de trânsito intervalar da onda mecânica que se propaga através do fluido e Δt o valor medido diretamente no perfil sônico.

Embora seja possível de avaliar a porosidade de uma rocha através dessas equações, deve-se ressaltar que a presença de argila nos poros da formação

é desconsiderada nos cálculos. Para efeitos de estimativa de produção de hidrocarbonetos com maior precisão, é mais indicado calcular a porosidade efetiva, que remove o volume de argila da porosidade da rocha. A expressão genérica para se estimar a porosidade efetiva de uma formação é apresentada a seguir, de acordo com Nery (2013):

$$PHIE = PHI - V_{Cl} \quad (4)$$

Onde PHI é a porosidade total calculada pela curva de densidade, sônico ou neutrão e V_{Cl} é a curva calculada do volume de argila, cujo o cálculo é melhor discutido na seção a seguir.

3.2.3 Volume de argila

O cálculo do volume de argila em uma formação tem grande importância na avaliação da qualidade de um reservatório, afetando diretamente nos cálculos de porosidade efetiva, na permeabilidade e na saturação (NERY, 2013).

O volume de argila, ou argilosidade, pode ser calculado de diferentes formas e usando diferentes perfis geofísicos. Serão apresentados dois métodos utilizados nesse trabalho: (i) utilizando a curva de raio gama e (ii) utilizando as curvas de densidade e porosidade neutrão. No primeiro método, a argilosidade é determinada a partir dos valores mínimo (GR_{min}) e máximo (GR_{max}) da curva de raio gama ao longo da formação (GR). Inicialmente, é calculado o índice de raios gama (I_{GR}) para se obter uma expressão linear do volume de argila (NERY, 2013):

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (5)$$

Em seguida, considerando a litologia e as idades de deposição das rochas em estudo na Bacia de Campos, optou-se determinar o volume de argila pela equação

de Larionov para rochas de idade Terciária (NERY, 2013), conforme apresentado na seguinte fórmula:

$$VCL_{Larionov} = 0.083 * (2^{3.7*IGR} - 1) \quad (6)$$

O segundo método utiliza da porosidade estimada pelo perfil de densidade (PHID), pela porosidade neutrão (PHIN) e pelas porosidades aparentes de uma zona de folhelho adjacente a formação, medidas no perfil de densidade e de neutrão, conforme descrito por Nery (2013). No software *Interactive Petrophysics*, o cálculo do volume de argila por esse método é realizado através da fórmula a seguir:

$$VCL_{ND} = \frac{(Den_{cl2} - Den_{cl1}) * (Neu - Neu_{cl1}) - (Den - Den_{cl1}) * (Neu_{cl2} - Neu_{cl1})}{(Den_{cl2} - Den_{cl1}) * (Neu_{clay} - Neu_{cl1}) - (Den_{clay} - Den_{cl1}) * (Neu_{cl2} - Neu_{cl1})} \quad (7)$$

Em que:

Den: perfil de densidade;

Neu: perfil de porosidade neutrão;

Den_{cl1}, *Den_{cl2}*, *Neu_{cl1}*, *Neu_{cl2}*: pontos que definem a linha limite da zona limpa de argila.

Den_{clay} e *Neu_{clay}*: ponto limite que define a zona de argila.

3.3 ELETROFÁCIES

O termo eletrofácies pode ser descrito de maneira simplificada como a representação de um agrupamento, que está diretamente e quantitativamente associado aos perfis de poço. De acordo com Serra e Abbott (1982), eletrofácies podem ser definidas como um conjunto de respostas de perfis elétricos que caracterizam fácies litológicas e sedimentares, permitindo distingui-las das outras.

Dessa forma, as eletrofácies representam classes definidas numericamente durante a interpretação de perfis, podendo ser analisadas de diferentes formas: manualmente, a partir de uma combinação de perfis; em forma de gráficos de dispersão (*crossplots*); em forma de gráficos de histogramas; ou a partir métodos de análise estatísticos (RIDER, 2002).

Entende-se que o termo eletrofácies possa ainda assumir diversos sentidos, seja puramente estatístico (RIDER, 2002) ou geológico (SERRA e ABBOT, 1982; SERRA, 1984), a depender dos perfis de poço utilizados, do método de separação de classes e, mais importante, da análise do intérprete. Por conta disso, pode-se indicar que as eletrofácies obtêm sentido geológico quando associadas à litologias, como por exemplo, na correlação de eletrofácies com testemunhos ou *pluges* de rocha (SERRA e ABBOT, 1982).

Por finalidade, a identificação e classificação de eletrofácies tem aplicação em estudos de avaliação de perfis de poço e caracterização de fácies litológicas (ROSA, 2006), ou ainda na caracterização de fácies reservatórios (GROU, 2015).

De acordo com Albuquerque *et al.* (2005) e Rosa *et al.* (2008), diferentes técnicas estatísticas e de análise de dados, como a análise multivariada de dados, análise de componentes principais, redes neurais e lógica nebulosa obtiveram destaque na classificação de fácies com a utilização de perfis de poço. Trabalhos recentes, como o de Soares (2005), combinam técnicas supervisionadas e não supervisionadas para classificar eletrofácies que descrevem a qualidade do reservatório. A partir da análise discriminante linear supervisionada dos perfis utilizando litofácies, o autor definiu um conjunto de 4 classes (2 fácies reservatório, 1 fácies reservatório de pior qualidade e 1 fácies não reservatório). Em seguida, foi comparado resultado da classificação anterior com o método não supervisionado *K-Means* modelado para 4 classes, que apresentou correlação satisfatória para o caso de estudo.

Grou (2015) analisou descrições de rochas e perfis de poços através de histogramas e gráficos de dispersão para modelar as eletrofácies. Das 14 litofácies identificadas no conjunto de poços do trabalho, foram simplificadas para 4 o número

de fácies litológicas. O modelo litológico foi comparado com o resultado de uma classificação não supervisionada utilizando o método *K-Means* e determinar 4 fácies reservatório (reservatório, possível reservatório, cimentação e não reservatório), apresentando resultado favoráveis.

Alexsandro *et al.* (2017) utilizaram o método supervisionado *Support Vector Machines* para treinar uma base de dados de 2 poços e classificar as fácies litológicas de um terceiro poço no Campo de Namorado, Bacia de Campos. A partir da interpretação litológica dos geocientistas, combinada com descrições de rochas, foram determinadas 20 fácies distintas, das quais foram reorganizadas em 5 classes a fim de simplificação (folhelho, margas, carbonato, arenito com $S_{HC} \geq 45\%$ e arenito com $S_{HC} < 45\%$). A classificação automática, comparada com a interpretação do poço, obteve 81% de precisão, todavia, o método teve dificuldade em classificar as litologias margas e arenito, que obtiveram porcentagem de precisão menor. Segundo os autores, a razão da queda da acurácia dessas litologias está associada a presença de cimentação calcítica em algumas zonas de arenito.

3.4 MÉTODOS DE APRENDIZAGEM DE MÁQUINA

A aprendizagem de máquina, ou *machine learning* (ML), é o conjunto de métodos capazes de analisar e detectar padrões nos dados de maneira automática, com o objetivo de ensinar a máquina a responder perguntas complexas, através do aprendizado iterativo. O modelo construído é utilizado com o objetivo de executar diferentes tipos de tarefas, como por exemplo: predição, agrupamento ou classificação de dados (MURPHY, 2012). Os algoritmos de aprendizagem de máquina permitem que os intérpretes possam gerar automaticamente modelos robustos suficientes para analisar o crescente volume de dados extensos e complexos, reduzindo o tempo de trabalho e oferecendo resultados mais precisos (HOLDAWAY e IRVING, 2018).

A aprendizagem de máquina pode ser dividida em dois tipos principais de aprendizado: o não supervisionado e o supervisionado. O aprendizado supervisionado tem como objetivo aprender a partir do mapeamento de entradas x e saídas y , considerando um conjunto rotulado de pares entrada-saída. Os rótulos representam

um conhecimento *à priori* que associa um dado de saída esperado para um dado de entrada, formando o conjunto de treinamento do modelo (MURPHY, 2012).

As entradas do conjunto de treinamento são chamadas de atributos, ou *features*, podendo ser vetores de números multidimensional, como perfis de poço ou atributos sísmicos, ou até mesmo imagens, como uma seção sísmica. Por outro lado, as saídas do conjunto de treinamento podem assumir dois tipos: (1) variáveis categóricas, quando possuírem um conjunto finito de valores (ex.: arenito, siltito e folhelho); (2) variáveis reais, quando possuírem um conjunto infinito de valores (ex.: medidas de argilosidade e porosidade). Quando a saída do conjunto de treinamento é uma variável categórica, a tarefa de aprendizagem de máquina é chamada de classificação. Já quando essa variável é real, a tarefa é chamada de regressão.

O outro tipo de aprendizagem de máquina é a não supervisionada, que consiste em um conjunto de treinamento composto apenas de dados de entrada, sem dados de saída nem rótulos. Nesse caso, o algoritmo não sabe qual seria a resposta correta para a tarefa e determina automaticamente o conjunto de saída, reconhecendo características nos dados sem conhecimento *a priori* (HOLDAWAY e IRVING, 2018). Em contrapartida à ausência de rótulos, algoritmos não supervisionados, como por exemplo o *k-means*, necessitam da informação do número de classes em que se deseja agrupar os dados classificados.

3.4.1 Método supervisionado – Rede neural

As redes neurais foram construídas para simular o comportamento do neurônio biológico (Figura 14a) através de um neurônio matemático, chamado *perceptron* (Figura 14b), que é um dos primeiros e mais simples modelos de rede neural linear. O neurônio biológico é composto por dendritos, soma e axônio (Figura 14a). O neurônio recebe sinais de entrada (sinapse) enviados por outros neurônios, conectados pelos dendritos e reúne todos os sinais ao longo do tempo e do espaço no neurônio soma, que ativa um sinal de saída dependendo da quantidade total de entrada. Dessa forma, o sinal de saída do neurônio soma é transmitido pelo axônio e distribuído para outros neurônios através de sinapses.

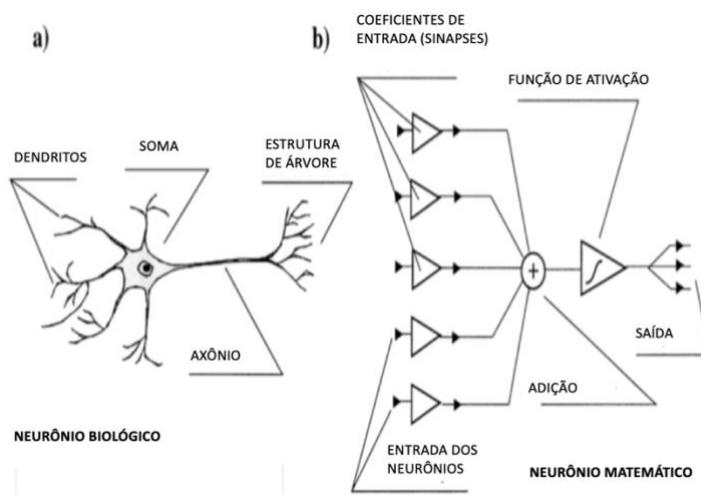


Figura 14 - Representação do neurônio biológico e de sua implementação matemática, o perceptron (BAAN e JUTTEN, 2000).

A rede neural é composta por neurônios e por conexões entre eles. Conforme explicado por Holdway e Irving (2018), podem existir três tipos de neurônios: os de entrada, que recebem e regularizam os valores dos dados de entrada; os ocultos, que realizam operações de transformações não linear nos dados; e os de saída, que calculam os dados preditos pela rede e comparam o resultado com os valores das variáveis analisadas em um conjunto de dados rotulados usados para validação do resultado. As redes neurais são assim chamadas por conectarem os diferentes tipos de neurônios que são organizados em camadas. A unidade neuronal de cada camada apresenta conexões com todos os neurônios da camada anterior, permitindo que a informação de entrada seja transmitida entre as camadas neuronais adjacentes.

Os neurônios ocultos e de saída possuem parâmetros numéricos associados, chamados de *bias* (viés ou tendência), enquanto que as conexões entre eles possuem um valor numérico associado, chamado de peso. Tanto os neurônios ocultos, como os de saída, utilizam funções de combinação para computar um único valor a partir da informação fornecida por todos os neurônios conectados anteriormente e também pelo *bias* e pelos pesos das conexões. Após esse valor ser calculado, ele é utilizado como entrada à uma função de ativação nos próprios neurônios ocultos e de saída. Essa função computa se a soma ponderada dos *inputs* será transferida ou não para a

próxima camada e caso seja, define a forma do sinal de saída (ex.: binário, linear, logístico, etc.) a depender da função escolhida.

Os métodos de treinamento das redes neurais buscam calcular e minimizar a função de erro entre os valores preditos e os valores esperados pela variável de entrada. A maneira pela qual os algoritmos minimizam o erro é atualizando os pesos das conexões e o *bias* dos neurônios.

De modo geral, redes neurais supervisionadas, basicamente, consistem em 3 estágios: seleção, aprendizado ou treinamento e classificação. Durante a seleção, o número e a natureza de diferentes classes são definidos e os exemplos representativos de cada classe são selecionados como *input*. Durante o treinamento são reconhecidos alguns dos padrões dos dados. Por fim, todos os dados são classificados, com base nas características reconhecidas durante o treinamento dos exemplos rotulados. Em específico para este trabalho, exemplos rotulados são apresentados como um conjunto de dados composto pelas características medidas nos perfis de poço (profundidade, raios gama, densidade, porosidade, etc.) e pelo perfil de litologias interpretadas a partir da calibração com as descrições das amostras de rocha (arenito, folhelho, diamictito, etc.).

3.4.2 Método não supervisionado – *K-Means*

O método *K-Means* é uma técnica de agrupamento de dados não supervisionada, cujo o objetivo é encontrar agrupamentos com características semelhantes (*clusters*) ou subgrupos em um conjunto de dados (JAMES *et al.*, 2013). O agrupamento é feito com base em um conjunto de dados onde cada observação é representada por um número p de atributos, onde cada atributo pode ser exemplificado por um perfil geofísico distinto. Para executar esse algoritmo, inicialmente deve-se especificar o número desejado de *clusters* (representado pelo número inteiro K) para se agrupar os dados. A definição do número de *clusters* é baseada no conhecimento *a priori* sobre os dados e tem grande impacto na otimização do algoritmo (HOLDAWAY e IRVING, 2018).

Definida a quantidade de *clusters*, o algoritmo estabelece inicialmente um conjunto de K centroides, que irão representar os valores médios dos p atributos que

compõem cada um dos respectivos *clusters*. Os *clusters* iniciais são definidos pelos pontos com a menor distância para cada centroide, normalmente calculados através da distância euclidiana. Por fim, o algoritmo itera as etapas de cálculo dos centroides e de atualização dos clusters até que um critério de parada seja alcançado. Este critério pode ser definido de diferentes formas, como por exemplo a minimização das distâncias entre os *clusters* e o centroide, que é apresentado na Figura 15.

James *et al.* (2013) explica ainda que em função da solução do algoritmo ser local ao invés de global, os resultados ao fim das iterações têm grande influência da escolha dos centroides iniciais e da designação dos clusters. Caso a definição dos clusters iniciais seja feita de forma aleatória, recomenda-se executar o algoritmo múltiplas vezes e selecionar a solução com a menor função objetivo.

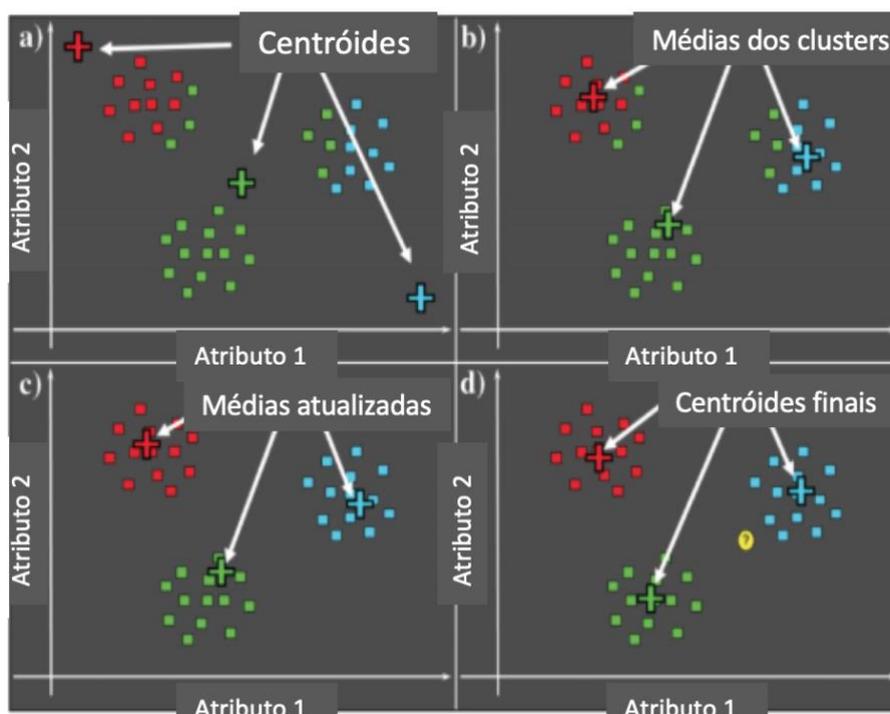


Figura 15 - Etapas de iterativas do algoritmo K-Means. A) Seleção de três centroides (*seed points*) iniciais e agrupamento dos dados em função da menor distância em relação a cada centroide. B) Cálculo da média de cada *cluster* para atualização dos centroides. C) Cálculo das distâncias entre os dados e os centroides atualizados. D) Convergência do agrupamento a definição dos centroides e dos *clusters* finais (ZHAO *et al.*, 2015).

3.4.3 Método não supervisionado – *Self Organizing Maps*

O método *Self-Organizing Maps* (mapas auto-organizáveis) é uma técnica de clusterização não supervisionada, a qual é definida como uma técnica de rede neural (KOHONEN, 1980; BARNES, 2016; HOLDAWAY e IRVING, 2018), enquanto que outros autores (ZHAO *et al.*, 2015) a descrevem como uma técnica de projeção de dimensão.

O algoritmo do SOM funciona de maneira similar ao *K-Means*, pelo fato dos clusters, ou neurônios, serem atualizados de maneira iterativa. A diferença é que no SOM os neurônios estão conectados entre si em uma arquitetura chamada *feature map* (mapa de características), que define o modo como se relacionam em um espaço bidimensional. *Feature maps* podem apresentar arquiteturas de forma linear (1D), de grade (2D) ou hexagonal (2D), como mostra a figura 16. A vantagem desse método é que, através da conexão entre os neurônios, o treinamento é compartilhado a cada iteração, onde as classes vizinhas representam padrões similares (HOLDAWAY e IRVING, 2018). Cada neurônio é atualizado a partir de uma função de vizinhança, dada pela diferença entre o neurônio e o vetor de treinamento, e da taxa de aprendizado. Tanto a função de vizinhança quanto a taxa de aprendizagem decrescem com o aumento do número de iterações.

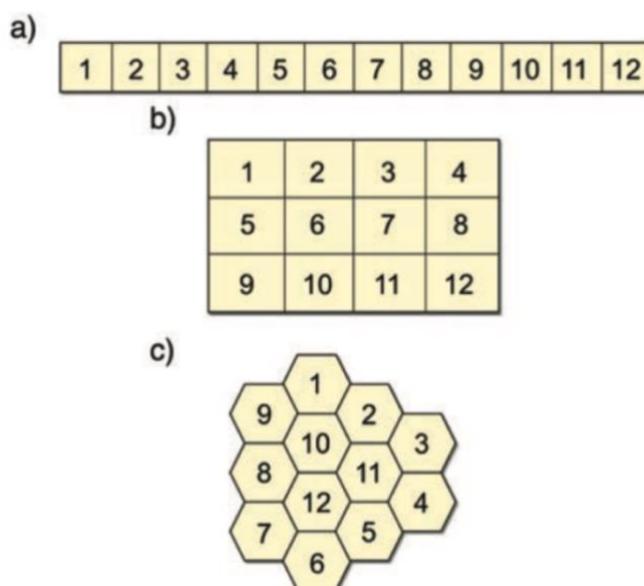


Figura 16 - Exemplos de mapas de feições com diferentes geometrias. A) Linear. B) Grade. C) Hexagonal (BARNES, 2016).

O algoritmo inicia a interação, apresentando o vetor de treinamento (conjunto de perfis geofísicos em um espaço bidimensional) para os neurônios. A cada

iteração é calculada a distância euclidiana entre os neurônios e o vetor de treinamento, onde o neurônio mais próximo e os neurônios vizinhos têm seus pesos atualizados conforme a função de vizinhança. A convergência ocorre quando as distâncias dos neurônios são minimizadas, a ponto que a função de vizinhança e a taxa de aprendizado é mínima sobre os neurônios vizinhos.

De acordo com Zhao *et al.* (2015), há algumas desvantagens no algoritmo do SOM, dentre elas está a subjetividade da escolha da função de vizinhança a cada iteração, onde diferentes escolhas resultam em diferentes resultados. Outra desvantagem é a falta de uma medida quantitativa de erro pelo método, impossibilitando determinar o nível de convergência do algoritmo para se analisar a confiança do resultado. Por último, é o fato que por não apresentar uma medida de convergência no algoritmo, não é possível garantir que a classificação de um dado não possa ser tão bem representada por nenhum outro *cluster*.

4 MÉTODOS

O objetivo deste trabalho foi interpretar as principais fácies litológicas presentes na Formação Carapebus do Parque das Baleias, na Bacia de Campos, utilizando perfis de poço em associação com descrições de amostras de rocha. Em adição, foi conduzido um estudo de avaliação de perfis de poço, de modo a caracterizar algumas das principais propriedades de reservatório nessa formação. Por fim, foram utilizadas técnicas de aprendizagem de máquina para classificar e agrupar eletrofácies de forma automatizada.

Esse trabalho utilizou o conjunto de dados do poço 4-BRSA-420-ESS, que consiste de perfis de poço e descrições de amostras laterais de rocha e de litologia. Os dados foram solicitados pela Universidade Federal Fluminense (UFF) e disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O fluxograma abaixo (Figura 17) apresenta as etapas executadas durante o trabalho e são descritas a seguir.

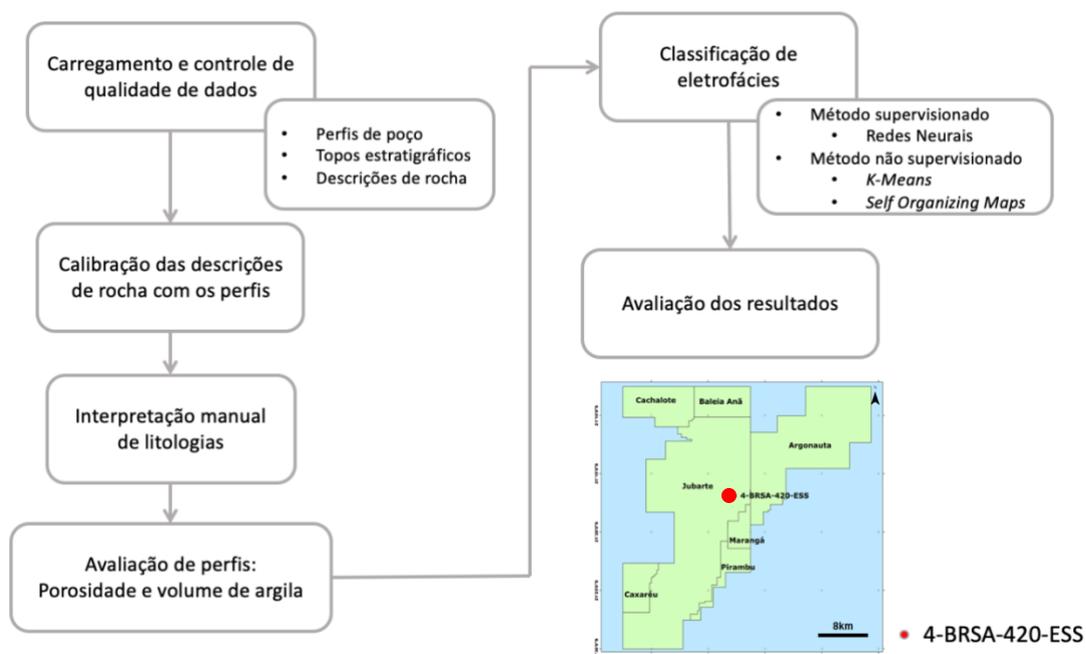


Figura 17 - Fluxo de trabalho empregado nesse estudo, em conjunto com a localização do poço 4-BRSA-420-ESS.

4.1 CARREGAMENTO E CONTROLE DE QUALIDADE DE DADOS

O conjunto de dados foi carregado e analisado no software *Interactive Petrophysics* (IP), da empresa Lloyd's Register. Esta etapa consistiu no carregamento dos perfis de poço de caliper (CAL), raios gama (GR), densidade (DEN), porosidade neutrão (NEU), sônico compressional (DTC) e resistividade (RES), além dos marcos litoestratigráficos, cronoestratigráficos e das descrições de amostras laterais.

Após carregamento foi realizada a análise qualitativa preliminar das curvas. Essa análise consistiu em definir os intervalos de emenda de cada curva nos diversos arquivos no formato LAS, correspondentes aos intervalos de perfilagem ao longo do poço, e verificar a qualidade das medições a partir do perfil de caliper. Foram descartados trechos que apresentavam valores faltantes ou ruidosos.

4.2 CALIBRAÇÃO ROCHA-PERFIL E INTERPRETAÇÃO DE LITOLOGIAS

Nesta etapa foram interpretadas as litologias do poço com base nas descrições de amostras laterais. As descrições de amostras laterais foram disponibilizadas no perfil composto do poço, sendo informadas características texturais como litologia, granulometria, esfericidade, seleção e composição mineralógica. O relatório com a descrição das amostras laterais é apresentado no anexo 01 desta dissertação.

Após identificação das descrições foi feita a interpretação manual dos perfis de poços com objetivo de construir um perfil litológico no software *Interactive Petrophysics*. Para auxiliar na interpretação, foi estimado o perfil DRDN a partir dos perfis de densidade e porosidade neutrão.

A interpretação foi baseada nas características texturais mencionadas anteriormente e na associação das curvas de CAL, GR, DRDN, DEN, NEU, DTC e RESP. A interpretação foi conduzida em etapas, onde cada etapa corresponde a uma litologia, com a análise conjunta de todos os perfis. Inicialmente, foram interpretadas as zonas de arenitos e siltitos, seguidos pelas zonas de folhelhos, diamictitos, margas e calcilutitos. A interpretação das zonas de arenitos, siltitos e folhelhos foi facilitada com a análise do efeito *crossover* e o afastamento entre os perfis de densidade e porosidade neutrão, bem como com os valores negativos na curva calculada de DRDN.

As zonas de calcilutitos e margas foram mais facilmente interpretadas com os baixos valores na curva de raio gama, aumento dos valores de DEN em associação com a diminuição dos valores de NEU e diminuição dos valores de DTC. Por fim, as zonas de diamictitos foram as mais difíceis de serem identificadas, baseadas no aumento expressivo do perfil de raio gama e aumento do perfil de densidade em associação com a diminuição do perfil de porosidade neutrão.

4.3 AVALIAÇÃO DE PERFIS

Foram calculados os perfis de porosidade utilizando as curvas de densidade (equação 2) e de sônico compressional (equação 3). Para o cálculo da equação 2, foram utilizados valores constantes de $\rho_{ma} = 2.65$ e $\rho_f = 1.16$ para todo o intervalo do poço. Já para a equação 3, a porosidade foi calculada considerando valores constantes de $\Delta t_m = 55.5$ e de $\Delta t_f = 236$ para todo o poço.

Em seguida, foi calculado o volume de argila (VCLAY) dos intervalos, de acordo com o método de Larionov (equação 6) e de densidade-neutrão (equação 7). Pelo método de Larionov, que utiliza a curva de RG para se estimar o índice de raios gama (equação 5), foram definidos valores mínimos e máximos em diferentes intervalos do poço. A zona 1, contida no intervalo 2185/2750 m, foi definida com os valores de $GR_{Min} = 43$ e $GR_{Max} = 154$. A zona 2, contida no intervalo 2750/3180 m, foi definida com os valores de $GR_{Min} = 71$ e $GR_{Max} = 154$. A zona 3, contida no intervalo 3180/3400 m, foi definida com os valores de $GR_{Min} = 132$ e $GR_{Max} = 154$.

O método de densidade-neutrão foi calculado a partir das curvas de porosidade calculada pelo perfil de densidade e pela curva de porosidade neutrão. Neste método, foram estimadas, através de análise de gráficos de dispersão, zonas predominadas por argila e zonas predominantemente limpas, das quais foram utilizadas para medir a respostas dos perfis de densidade e porosidade neutrão.

A análise dos pontos de presença e ausência de argila foi realizada em zonas com diferentes profundidades, conforme apresentado na figura 18 e listados na tabela 2:

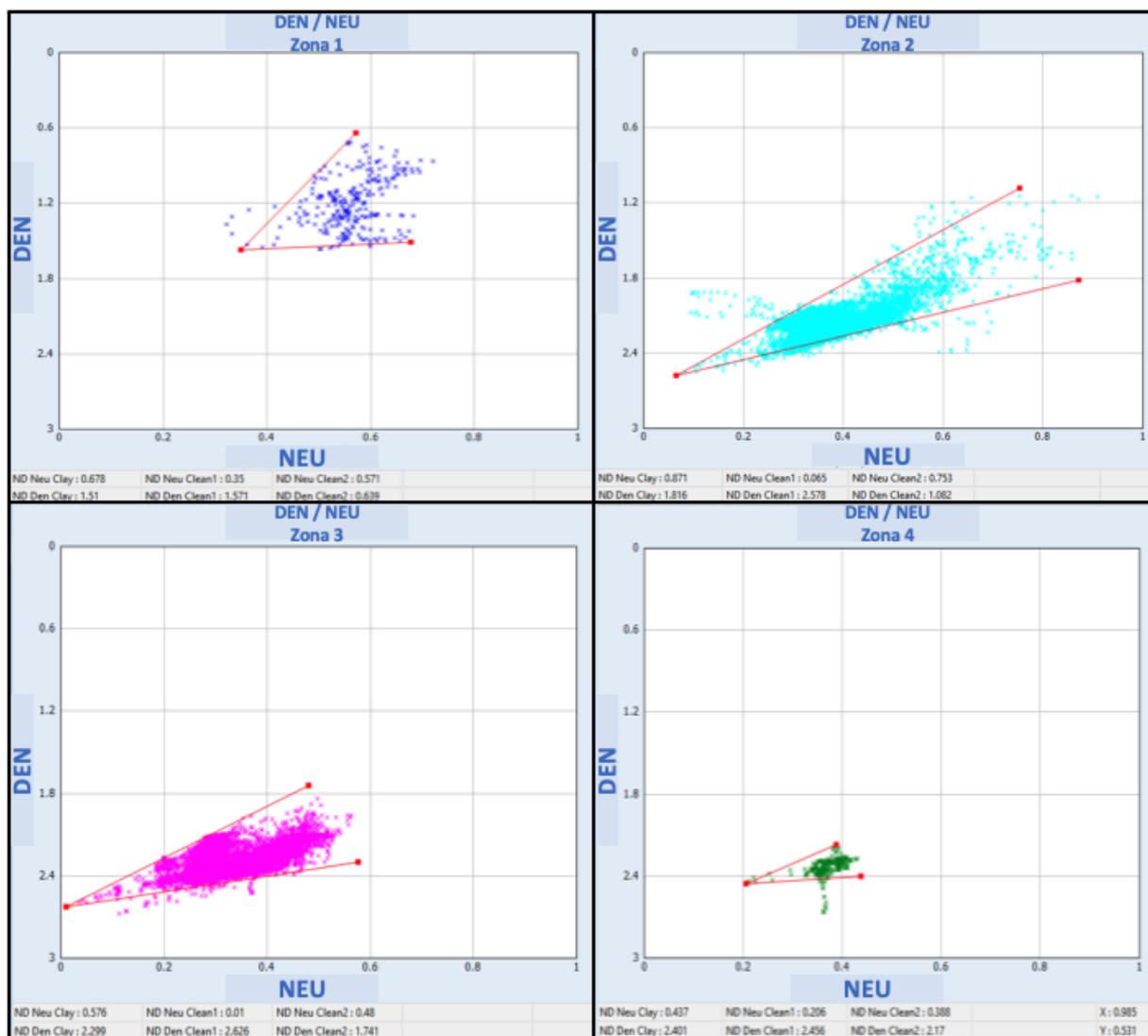


Figura 18 - Gráficos de dispersão entre as curvas de densidade e porosidade neutrão para definir os pontos limites de presença e ausência de argila em zonas com diferentes profundidades (zonas) no poço 4-BRSA-420-ESS.

Tabela 2 - Parâmetros utilizados para o cálculo de volume de argila através da equação 7.

Zona	Intervalo	Neu Clay	Den Clay	Den Clean 1	Den Clean 2	Neu Clean 1	Neu Clean 2
1	2156.9 / 2183.1	0.678	1.51	1.571	0.639	0.35	0.571
2	2183.1 / 2626.8	0.871	1.816	2.578	1.082	0.065	0.753
3	2626.8 / 3208.3	0.576	2.299	2.626	1.741	0.01	0.48
4	3208.3 / 3263.4	0.437	2.401	2.456	2.17	0.206	0.388

Por fim, foi estimada a porosidade efetiva das formações a partir da subtração entre a porosidade e o volume de argila calculados pelos métodos descritos anteriormente. De acordo com a análise da resposta dos perfis e do cenário mais adequado para este ambiente de estudo, a porosidade efetiva foi calculada a partir da subtração da média das porosidades neutrão e de densidade com o volume de argila calculado pelo método de densidade-neutrão.

4.4 INTERPRETAÇÃO AUTOMÁTICA DE LITOLOGIAS

As eletrofácies foram estimadas avaliando três métodos diferentes, sendo dois métodos não supervisionados: *K-Means* e *SOM* e um método supervisionado: Rede Neural *Perceptron*.

Para todos os métodos utilizados, foi adotada a mesma metodologia de separação de dados de treinamento. Foram destinadas para treinamento dos métodos de aprendizagem de máquina as medições contidas no intervalo 2210/2311 m do poço 4-BRSA-420-ESS, referente a Formação Carapebus 1. As outras zonas da Formação Carapebus foram designadas para avaliar o resultado do treino, analisando a correspondência entre o perfil de litologias interpretado manualmente com as eletrofácies modeladas.

4.4.1 *K-Means*

O *K-Means* foi executado com diferentes números de *clusters* e de perfis de poço como dados de entrada. Foram avaliados em diversos testes os perfis de raio gama, densidade, porosidade neutrão e sônico compressional, de modo a verificar a combinação de perfis com melhor sensibilidade para o agrupamento de fácies. Para cada teste, foram definidos 15 clusters iniciais para agrupar o conjunto de dados e posteriormente agrupar e reduzir o número de classes (KATTAN *et al.*, 2018).

O software IP oferece dois métodos de agrupamento, que foram testados nesse trabalho: o agrupamento hierárquico e o agrupamento calibrado com uma curva de fácies. O agrupamento hierárquico calcula a distância entre pares de *clusters* e agrupa os pares com menor distância entre si, repetindo o processo até que se tenha

um único *cluster*. No *Interactive Petrophysics*, é possível definir o número total de agrupamentos e também avaliar o agrupamento através de um dendograma. Para a execução dos testes, utilizando o agrupamento hierárquico, foi definido um número mínimo e um número máximo de *clusters*, de modo a avaliar a sensibilidade do resultado e definir o melhor modelo, de modo similar a metodologia proposta por Marriquin (2015).

Já para o método de agrupamento calibrado com uma curva de fácies, o programa calcula a distância entre a curva de calibração, contendo as fácies, e cada ponto dentro dos clusters. Para cada *cluster* é calculado o peso ponderado de cada fácies, obtido a partir do inverso do quadrado da distância entre a curva de calibração e os pontos dos *clusters*. Ao final, a média ponderada de cada fácies é calculada e é atribuído a cada *cluster* a fácies com maior peso, considerado o resultado mais provável.

4.4.2 Self Organizing Maps

O método *Self Organizing Maps* (SOM) foi executado de modo semelhante ao *K-Means* em termos de configuração de curvas de entrada, onde foram testados os perfis de raio gama, densidade, porosidade neutrão e sônico compressional. Para o treinamento do modelo, foram testadas diferentes geometrias de mapas de feições, que se distinguem no número de conexões entre os *clusters*, porém o melhor modelo obtido foi treinado com a seguinte configuração:

- Geometria esférica, utilizando 642 *clusters*,
- Número de iterações de treinamento: 10000,
- Taxa de aprendizado inicial: 0.1.

Em todos os testes, o número de iterações de treinamento e a taxa de aprendizagem inicial foram iguais. O agrupamento dos *clusters* organizados pelo SOM foi feito de maneira hierárquica e com a calibração da curva de fácies, semelhante ao que foi utilizado durante o *K-Means*.

4.4.3 Rede Neural

O método de rede neural *perceptron* foi executado utilizando os perfis de raio gama, densidade, porosidade neutrão, sônico compressional e a curva de fácies interpretadas. Foram definidos os parâmetros de treinamento da rede de acordo com a seguinte configuração:

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

O número de repetições durante o treinamento (“*training passes*”) especifica o número de vezes que a rede neural será treinada a cada vez que o treinamento é iniciado. O número de épocas por treinamento (“*epoch per pass*”) define quantas vezes o dado de treinamento é apresentado a rede cada vez que é treinada. A porcentagem de dados de validação (“*crossvalidation percentage*”) é a quantidade de dados de treinamento usados pela rede neural para checar o resultado do treino.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesse capítulo são apresentados os resultados obtidos, de acordo com a ordem proposta na metodologia, seguida da discussão de cada tópico.

5.1 INTERPRETAÇÃO MANUAL DE ELETROFÁCIES

5.1.1 Análise dos perfis de poço e das litologias interpretadas

A partir dos perfis geofísicos e das descrições de rocha do poço 4-BRSA-420-ESS foi feita a interpretação do perfil litológico, nos intervalos 2145/2350 m, (Figura 19), 2560/2760 m (Figura 20) e para o intervalo completo do poço (Anexo 02). Em função da alternância entre a Formação Carapebus (arenitos turbidíticos) e a Formação Ubatuba (margas e folhelhos), os membros arenosos foram reinterpretados em zonas Carapebus-1, Carapebus-2 etc., a fim de permitir a identificação de cada reservatório.

Ao analisar o perfil de caliper, nota-se o padrão serrilhado ao longo de todo o intervalo perfilado, com regiões de aumento expressivo de diâmetro de poço encontradas com maior frequência nas zonas da Formação Ubatuba, predominantemente composta por folhelhos, diamictitos e margas. O registro frequente de zonas de desmoronamento é um dos indicativos do caráter friável das rochas nessa região da bacia.

O perfil de raios gama se destaca pelos altos valores em toda a seção, inclusive nos arenitos, alcançando até mesmo a resposta esperada para folhelhos. Deve-se mencionar que a identificação das zonas de arenito e siltito, unicamente com o uso desse perfil, é bastante dificultada por conta da proximidade dos valores medidos, quando comparados com zonas de folhelho e diamictito.

Diante desse desafio, a análise das descrições de amostras laterais (Anexo 01) foi determinante para compreender esses valores, que foram justificados pela presença de feldspato (FLD) na composição dos sedimentos siliciclásticos. Esses minerais têm alto índice de emissão radioativa natural por conta da presença de K_{40} e

resultam nas medições elevadas do perfil de raios gama (NERY, 2013). Em caso de ausência das descrições de rocha, a interpretação das zonas de arenito poderia ser equivocada com arenitos argilosos ou até mesmo com folhelhos. Nas outras litologias encontradas no poço, o perfil de raios gama se comporta de maneira esperada.

O perfil de resistividade apresenta comportamento esperado em todas as litologias interpretadas, inclusive nas regiões com indícios de hidrocarbonetos descritas no relatório de descoberta do poço.

Os valores medidos no perfil de densidade, em geral, apresentam média abaixo da esperada (RIDER, 2002), em especial para as litologias arenito e folhelho. Novamente, a consulta à descrição de amostras laterais (Anexo 01) foi determinante para compreender a tendência de baixa compactação observada nas litologias desse poço. São relatados folhelhos, diamictitos e margas com coesão mole (MLE) a semiduro (SDR), bem como arenitos com coesão semi-friável a friável (SFR/FRV), ao longo de todo o intervalo do poço. O perfil de porosidade neutrão também demonstra comportamento coerente com a baixa compactação das rochas. É observada a tendência de altos valores de porosidade para todas as litologias. A interpretação conjunta dos perfis de densidade e porosidade neutrão foi crítica para se identificar as zonas de arenito no poço, haja vista do *crossover* das curvas como indicativo.

As leituras do perfil sônico demonstram o elevado tempo de trânsito nas rochas, correspondente ao baixo grau de compactação. Nesse perfil, é possível interpretar com maior clareza o aumento da compactação conforme a profundidade.

Por fim, o perfil DRDN facilitou a identificação dos depósitos areníticos, de maneira similar ao *crossover* dos perfis de densidade e porosidade neutrão. A vantagem do perfil DRDN está na normalização do *crossover* das curvas para valores negativos, e também para a diferenciação das litologias arenito e siltito.

O resultado da interpretação litológica desenvolvida nesse trabalho é apresentado na coluna “Litologias”, nas figuras 19 e 20, além do Anexo 02. Já a coluna “Litologias ANP” apresenta as litologias descritas no perfil composto do poço. Um dos objetivos da interpretação litológica foi refinar a descrição apresentada no perfil

composto, tendo como base a calibração com as descrições de rocha. Na figura 19, no intervalo 2200/2300 m (Fm. Carapebus 1), quando comparada com a coluna litológica do perfil composto, nota-se que a interpretação manual define com maior resolução o pacote de arenitos, incluindo suas intercalações internas. Com base na resposta do perfil DRDN, é possível enxergar que o corpo arenítico é intercalado por folhelhos e siltitos. Da mesma maneira, na figura 20, no intervalo 2570/2595 m (Fm. Carapebus 5), o corpo arenítico descrito de forma homogênea pelo perfil composto é reinterpretado e descrito pela estratificação de arenitos, arenitos conglomeráticos, siltitos e folhelhos.

A identificação dessas zonas de folhelho pode ter grande importância exploratória para definir a conectividade dos corpos areníticos, assim como a presença de possíveis barreiras de permeabilidade. No exemplo da Fm. Carapebus 5, o perfil de resistividade indica a presença de hidrocarbonetos no reservatório arenítico, que está segmentado pelas intercalações com folhelhos.

A tabela 3, quantifica e sumariza os valores mínimos, máximos, médios e a moda para cada litologia interpretada no poço 4-BRSA-420-ESS com a calibração das descrições de rocha.

Tabela 3: Análise estatística para cada litologia interpretada no poço em estudo.

Litologias	GR (gAPI)				RESP (ohm.m)				DEN (g/cc)				NEU (dec)				DTC (ms/ft)			
	MIN	MAX	MEDIA	MODA	MIN	MAX	MEDIA	MODA	MIN	MAX	MEDIA	MODA	MIN	MAX	MEDIA	MODA	MIN	MAX	MEDIA	MODA
Arenito	39.27	155.77	92.90	80.70	0.20	35.14	1.68	0.75	1.53	2.59	2.13	2.15	0.07	0.69	0.32	0.29	73.62	184.53	132.24	102.50
Arenito conglomerático	76.77	139.02	108.61	-	1.00	18.84	5.79	-	2.04	2.31	2.14	2.11	0.24	0.35	0.31	0.32	109.92	163.03	137.42	141.50
Silito	45.47	147.98	103.24	85.90	0.31	8.30	1.17	1.28	1.80	2.50	2.18	2.22	0.11	0.54	0.32	0.32	77.61	180.36	125.62	170.10
Folhelho	31.67	159.89	115.47	124.90	0.41	7.37	1.27	1.28	1.50	2.59	2.23	2.35	0.10	0.70	0.40	0.39	70.80	189.20	115.36	102.50
Diamictito	64.47	159.52	130.02	124.90	0.84	3.17	1.27	1.15	2.08	2.45	2.23	2.17	0.25	0.46	0.37	0.37	77.58	150.27	115.18	128.50
Marga	35.39	132.64	77.03	62.50	0.53	5.89	1.66	1.95	1.50	2.59	2.29	2.30	0.11	0.68	0.35	0.32	71.14	182.85	111.07	102.50
Calclutito	30.76	52.25	38.67	31.80	2.20	13.16	5.18	5.63	2.33	2.55	2.46	2.50	0.08	0.31	0.19	-	70.40	136.90	90.57	73.90

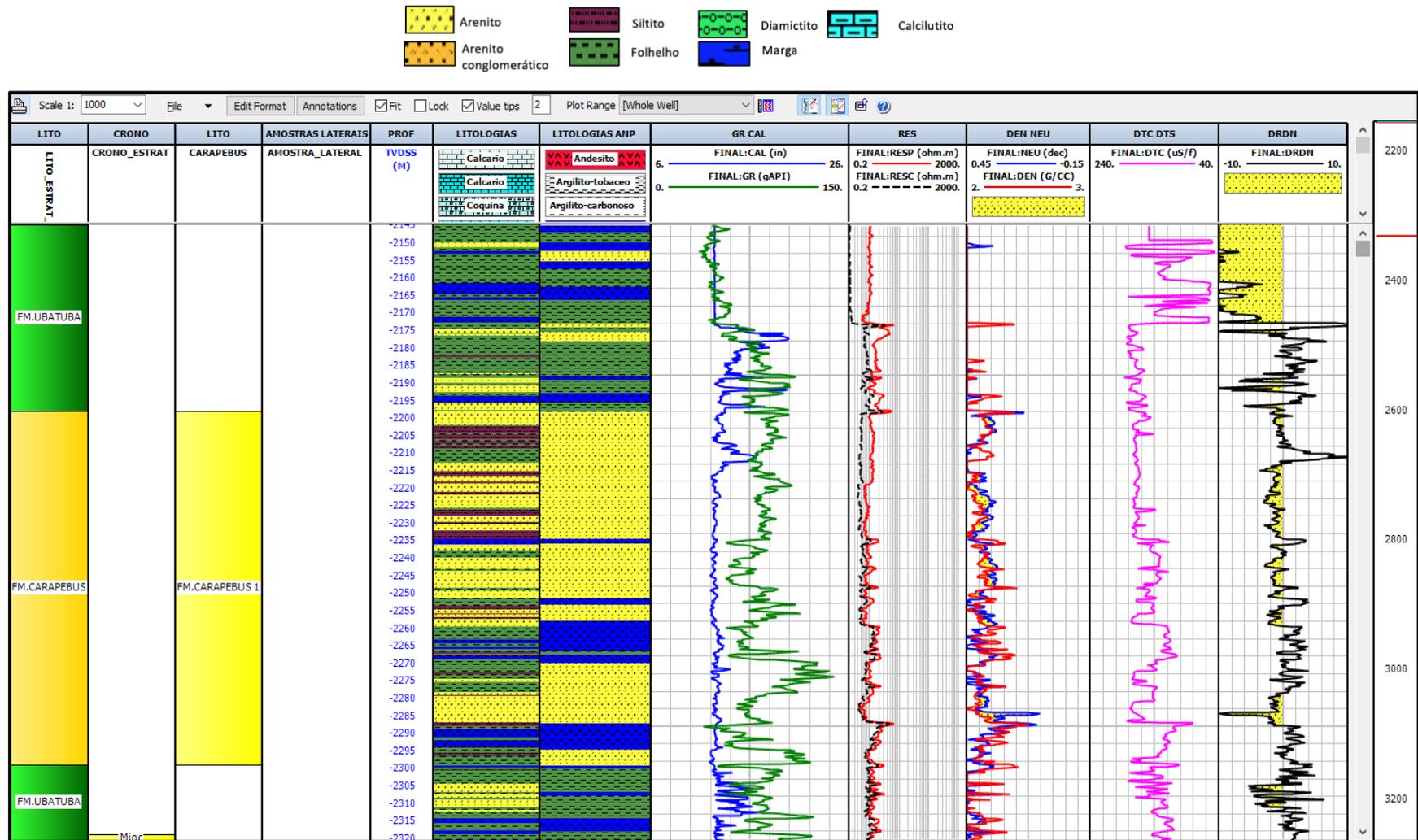


Figura 19 - Resultado da interpretação de litologias calibrada com descrições de amostras laterais no intervalo 2145/2320 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* da esquerda para a direita: Litoestratigrafia; Cronoestratigrafia; Zoneamento da Formação Carapebus; Descrição da litologia principal nas amostras laterais; Cotas; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Perfil litológico do perfil composto; Perfil de raios gama (GR) e cáliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN. Notar o maior detalhamento da litologia interpretada, realizada neste estudo.

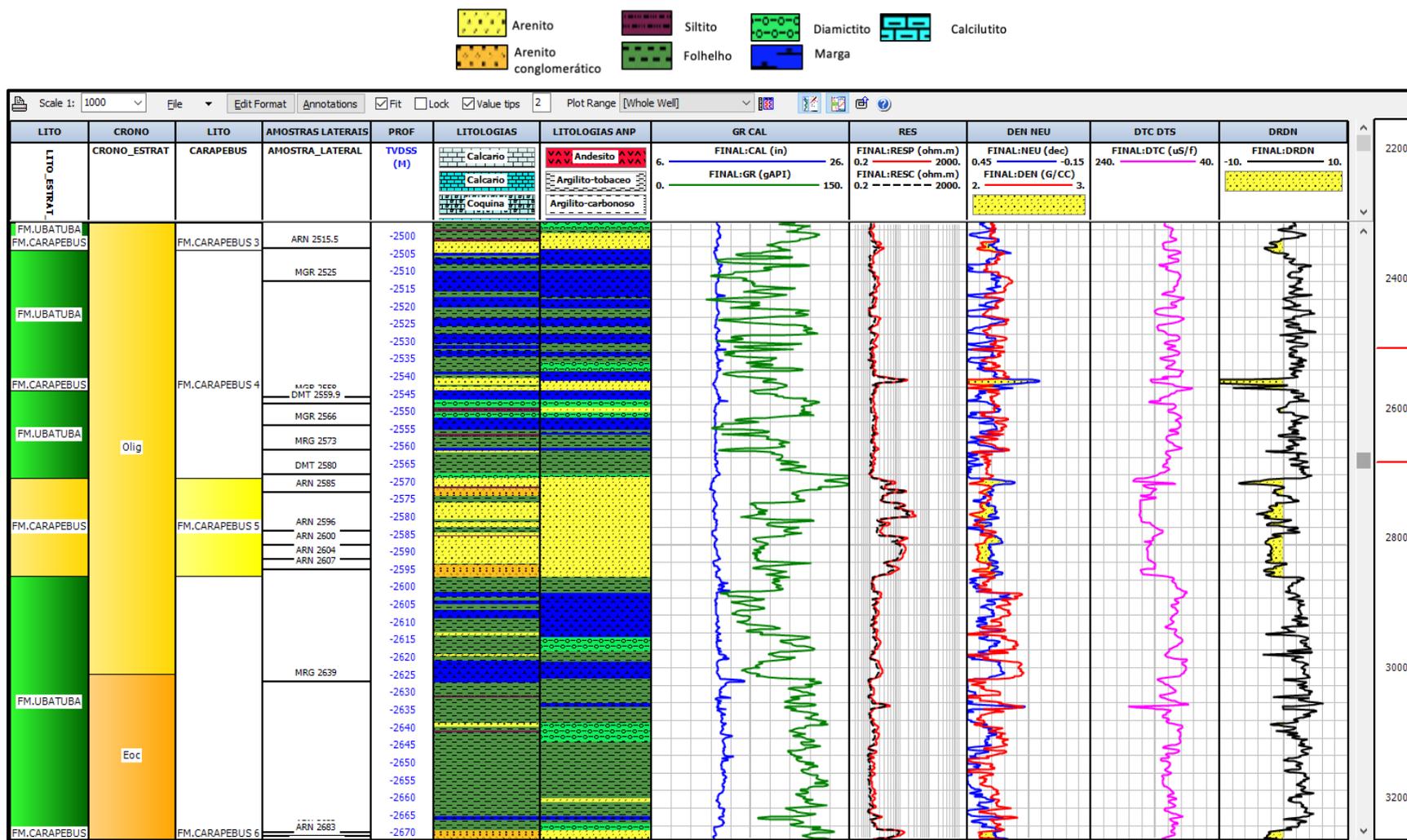


Figura 20 - Resultado da interpretação de litologias calibrada com descrições de amostras laterais no intervalo 2500/2670 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos tracks similar à figura 19.

5.1.2 Análise estatística da Formação Carapebus

Foi realizada a análise de histogramas dos perfis de raios gama, densidade, porosidade neutrão, sônico e resistividade profunda nos intervalos da Formação Carapebus, conforme a enumeração descrita nas figuras a seguir.

O histograma do perfil de raios gama (Figura 21) apresenta distribuição normal assimétrica à direita, deslocada para os altos valores de radiação, correspondente com o caráter arcossiano dos arenitos e com a presença de intercalações de folhelho, depositados durante o fluxo turbidítico. Já os baixos valores, com baixa frequência, identificados à esquerda do gráfico, indicam a presença de margas e calcilutitos, correspondentes à períodos de deposição distal com uma menor influência detrítica, com menor ocorrência de fluxos turbidíticos.

O perfil de densidade (Figura 22) também aparenta distribuição normal em seu histograma, destacada pela alta frequência de valores em torno de 2.16 g/cc, que condiz com a baixa compactação das rochas. Pode-se observar a baixíssima frequência de rochas de baixa densidade à esquerda do gráfico, que podem estar associadas a rochas com coesão mole, como folhelhos e margas, ou a rochas areníticas friáveis.

Já o histograma do perfil de porosidade neutrão (Figura 23) também apresenta distribuição assimétrica, com pico de frequência em torno 0.30 pu. É possível notar a existência de um conjunto de rochas com baixíssima porosidade à esquerda do gráfico, que podem estar associadas a rochas não reservatório ou com algum teor de cimentação. Por outro lado, a grande dispersão de valores à direita da região de maior frequência do gráfico pode ser um indicativo das diferentes compactações das rochas dessa formação em função da profundidade, considerando diferentes fluxos deposicionais turbidíticos.

O histograma do perfil sônico compressional (Figura 24) apresenta distribuição multimodal com grande dispersão entre 80 e 185 ms/ft. As maiores frequências são observadas próximo a 100 μ s/ft e a 170 μ s/ft. Tal dispersão pode estar representada por uma variedade de componentes em conjunto, como por

exemplo, as diferentes profundidades dos diversos corpos arenosos que compõem a Formação Carapebus, a variação de conteúdo de fluido presente nos poros das rochas e a variação de litologias, haja vista a presença de algumas porções de margas e folhelhos intercaladas aos arenitos.

Por fim, o histograma do perfil de resistividade (Figura 25) apresenta distribuição bimodal à esquerda, com maiores frequências em torno de 0.7 ohm.m e 1.1 ohm.m, que pode indicar a presença de folhelhos ou de rochas porosas preenchidas por água salgada. Destaca-se também a grande dispersão de valores com elevada resistividade, a direita do gráfico, que pode ser indicativa da presença de rochas porosas preenchidas por hidrocarbonetos.

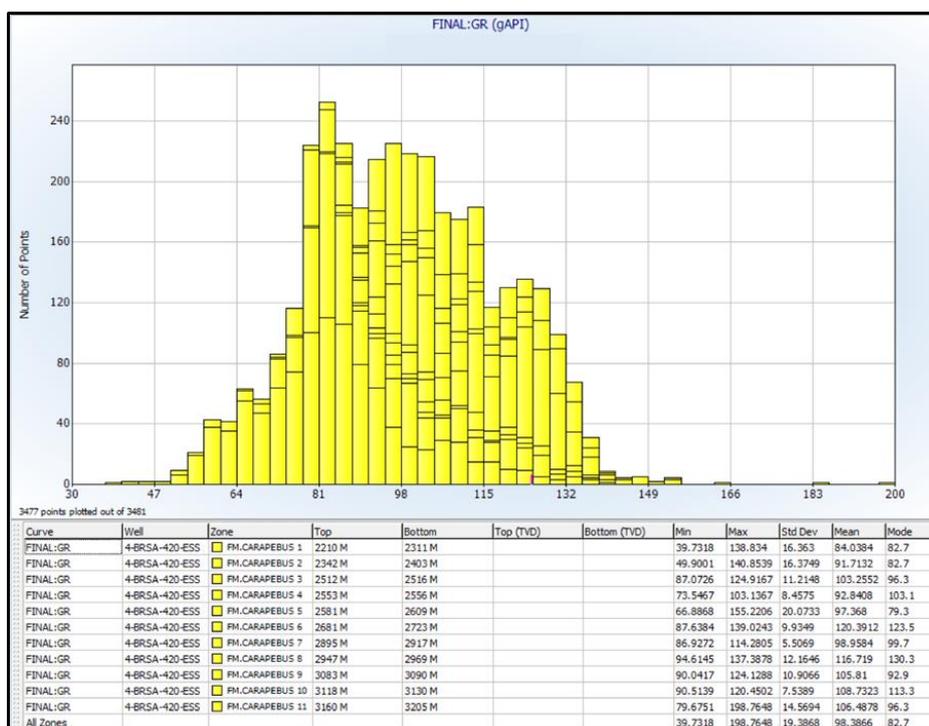


Figura 21 - Histograma do perfil de raios gama nos intervalos arenosos da Formação Carapebus.

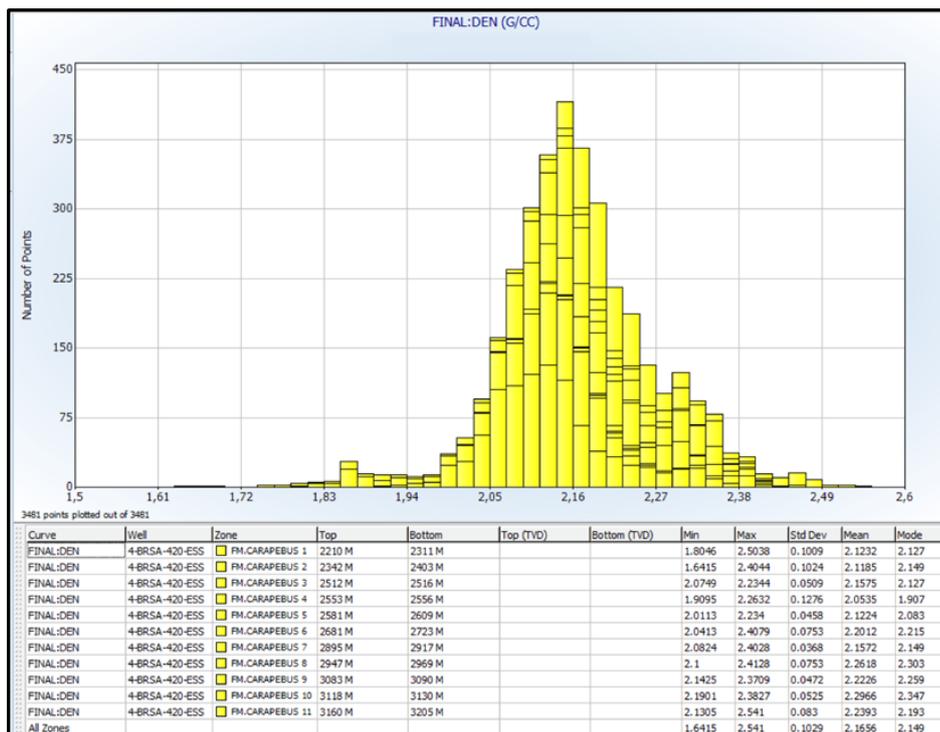


Figura 22 - Histograma do perfil de densidade nos intervalos da Formação Carapebus.

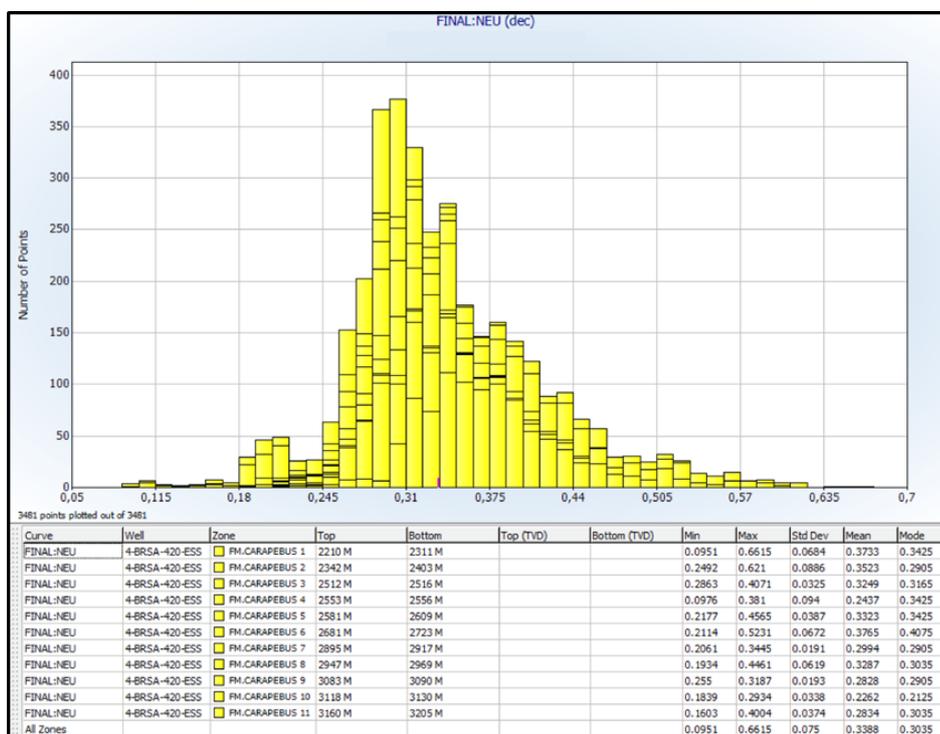


Figura 23 - Histograma do perfil de porosidade neutrão nos intervalos da Formação Carapebus.

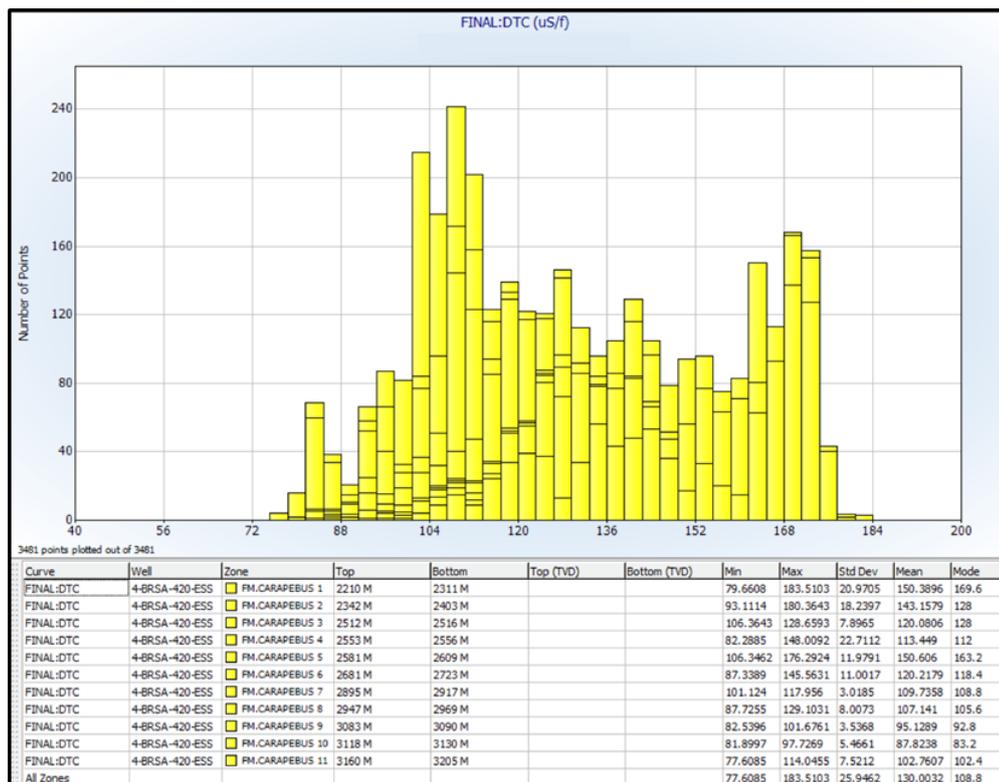


Figura 24 - Histograma do perfil sônico compressional nos intervalos da Formação Carapebus.

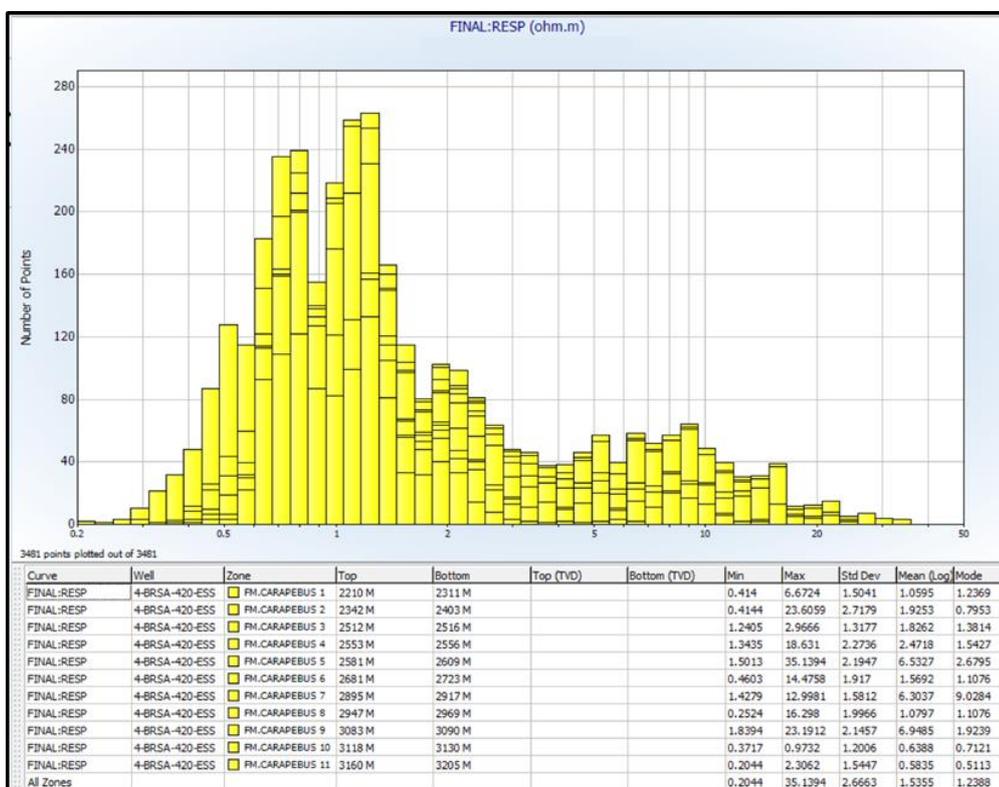


Figura 25 - Histograma do perfil de resistividade profunda nos intervalos da Formação Carapebus.

5.2 AVALIAÇÃO PETROFÍSICA

Foram estimadas as porosidades e os volumes de argila (VCLAY) para cada uma das zonas arenosas que formam a Formação Carapebus, definidas neste trabalho. Inicialmente, foram avaliadas as curvas de porosidade calculadas pelo perfil de densidade e pelo perfil sônico, além da curva de porosidade neutrão (Figuras 24 e 25).

As tabelas 4, 5 e 6 resumizam a distribuição estatística de cada perfil de porosidade nas zonas Carapebus. Observou-se que, em média, as porosidades neutrão (Tabela 5) e a calculada com o perfil de densidade (Tabela 4) apresentam, respectivamente, os menores valores (32.5% e 33.9%), enquanto que a porosidade calculada com o perfil sônico (Tabela 6) apresenta a maior média (41.3%). Dessa forma, é possível interpretar que o perfil sônico indica um cenário mais otimista para a avaliação da porosidade da formação quando comparado com os dois outros métodos estimados, provavelmente devido à baixa compactação dos arenitos Carapebus.

No entanto, por conta da proximidade entre as médias das porosidades neutrão e de densidade, há uma tendência a considerar esses dois perfis como os cenários mais apropriados para a avaliação. É interessante notar que os valores medidos no perfil de porosidade sônico se tornam mais similares de acordo com o aumento da profundidade investigada no poço, mostrando que a compactação das formações pode influenciar em diferentes proporções cada um dos perfis estudados. É possível verificar uma tendência decrescente de medidas com o aumento da profundidade perfilada, tanto na figura 34 quanto nas tabelas que todos os perfis, o que possivelmente está associado com o aumento da compactação das rochas.

A partir da correlação dos perfis de porosidade com o perfil de litologias interpretadas com a calibração de amostras laterais, apresentados nas figuras 24, 25 e no anexo 03, é possível notar que a presença das intercalações de margas e siltito, entre os corpos areníticos, está associada à diminuição da porosidade. Já a presença de folhelhos depositados entre os arenitos está associada ao aumento pontual da porosidade. Este comportamento é interpretado de maneira mais clara nos perfis de porosidade neutrão e de densidade ao longo de todo o poço e no perfil de porosidade

sônica na porção de maior profundidade. Neste caso, destaca-se a importância e o êxito da interpretação calibrada com as descrições de amostras laterais (correlação rocha-perfil), uma vez que permitiu acrescentar ao entendimento da variação de propriedades dentro da formação.

Tabela 4 - Distribuição da porosidade calculada com o perfil de densidade na Fm. Carapebus.

Zona	Mínimo	Máximo	Moda	Média
Fm. Carapebus 1	9.81%	56.74%	35.00%	35.36%
Fm. Carapebus 2	16.49%	67.68%	33.00%	35.67%
Fm. Carapebus 3	27.89%	38.60%	35.00%	33.05%
Fm. Carapebus 4	25.96%	49.70%	49.00%	40.04%
Fm. Carapebus 5	27.92%	42.86%	37.00%	35.41%
Fm. Carapebus 6	16.25%	40.85%	29.00%	30.12%
Fm. Carapebus 7	16.59%	38.10%	33.00%	33.07%
Fm. Carapebus 8	15.92%	36.91%	23.00%	26.05%
Fm. Carapebus 9	18.73%	34.06%	27.00%	28.68%
Fm. Carapebus 10	17.94%	30.87%	21.00%	23.72%
Fm. Carapebus 11	07.32%	34.86%	31.00%	27.56%
Total das zonas	7.32%	67.68%	33.00%	32.51%

Tabela 5 - Distribuição da porosidade neutrão na Fm. Carapebus.

Zona	Mínimo	Máximo	Moda	Média
Fm. Carapebus 1	9.51%	66.15%	35.00%	37.33%
Fm. Carapebus 2	24.92%	62.10%	29.00%	35.23%
Fm. Carapebus 3	28.63%	40.71%	31.00%	32.49%
Fm. Carapebus 4	9.76%	38.10%	-	24.37%
Fm. Carapebus 5	21.77%	45.65%	33.00%	33.23%
Fm. Carapebus 6	21.14%	52.31%	41.00%	37.65%
Fm. Carapebus 7	20.61%	34.45%	29.00%	29.94%
Fm. Carapebus 8	19.34%	44.61%	29.00%	32.87%
Fm. Carapebus 9	25.50%	31.87%	29.00%	28.28%
Fm. Carapebus 10	18.39%	29.34%	21.00%	22.62%
Fm. Carapebus 11	16.03%	40.04%	29.00%	28.34%
Total das zonas	9.51%	66.15%	31.00%	33.88%

Tabela 6 - Distribuição da porosidade calculada com o perfil sônico compressional na Fm. Carapebus.

Zona	Mínimo	Máximo	Moda	Média
Fm.Carapebus 1	13.39%	70.92%	63.00%	52.57%
Fm.Carapebus 2	20.84%	69.18%	39.00%	48.56%
Fm.Carapebus 3	28.18%	40.53%	39.00%	35.78%
Fm.Carapebus 4	14.84%	51.25%	31.00%	32.10%
Fm.Carapebus 5	28.17%	66.92%	59.00%	52.69%
Fm.Carapebus 6	17.64%	49.90%	35.00%	35.85%
Fm.Carapebus 7	25.28%	34.60%	31.00%	30.05%
Fm.Carapebus 8	17.85%	40.78%	27.00%	28.61%
Fm.Carapebus 9	14.98%	25.58%	21.00%	21.96%
Fm.Carapebus 10	14.63%	23.39%	15.00%	17.91%
Fm.Carapebus 11	12.25%	32.44%	27.00%	26.18%
Total das zonas	12.25%	70.92%	29.00%	41.28%

Após avaliação dos perfis de porosidade, foram estimados os perfis de volume de argila pelos métodos de Larionov e densidade-neutrão (Figuras 26 e 27). As tabelas 7, 8 e 9 sumarizam a distribuição estatística de cada perfil de volume de argila nas zonas da Formação Carapebus. Nota-se que, em média, o método linear (Tabela 7) apresenta os maiores valores de volume de argila (33.9%), seguido do método de densidade-neutrão (30.0%) e o método de Larionov (12.9%), apresentados respectivamente nas tabelas 9 e 8. Comparando os três modelos, é possível interpretar que o método de Larionov representa o cenário mais otimista, enquanto que o método linear representa o cenário mais pessimista entre os três.

Enquanto os métodos linear e de Larionov são baseados no perfil de raios gama, fortemente influenciado pela presença de feldspatos, o método de densidade-neutrão tende a ser considerado o método mais indicado para este cenário deposicional, por não ser influenciado pela presença deste mineral na composição dos arenitos.

Por fim, foi calculada a porosidade efetiva das formações, que avalia o volume poroso da formação desconsiderando o volume de argila presente. Como apresentada na equação 4, descrita na metodologia, a porosidade total da formação foi obtida a partir da média da porosidade calculada usando o perfil de densidade e a porosidade neutrão, uma vez que não são conhecidas acumulações de gás que

necessitariam de uma outra abordagem. Diferente da porosidade calculada utilizando o perfil sônico, estes dois perfis aparentam ter tido menor influência do efeito de compactação das rochas.

Considerando o modelo de volume de argila calculado com as curvas de densidade e neutrão, a porosidade efetiva foi calculada, apresentada nas figuras 26 e 27 e descrita na tabela 10. A análise estatística desse perfil indica que a porosidade efetiva média das zonas Carapebus avaliadas no poço 4-BRSA-420-ESS é de 14.8%, onde a Formação Carapebus 4 (Figura 25) é a que possui maior porosidade efetiva média, avaliada em 24.4%

Tabela 7 - Distribuição do volume de argila calculada com o índice de raios gama (método linear) na Fm. Carapebus.

Zona	Mínimo	Máximo	Moda	Média
Fm.Carapebus 1	4.52%	71.03%	32.90%	34.25%
Fm.Carapebus 2	11.34%	72.39%	32.90%	39.40%
Fm.Carapebus 3	36.29%	61.69%	41.70%	47.15%
Fm.Carapebus 4	27.21%	47.07%	46.10%	40.16%
Fm.Carapebus 5	22.74%	82.03%	30.70%	43.20%
Fm.Carapebus 6	14.22%	60.93%	48.30%	43.99%
Fm.Carapebus 7	13.57%	38.44%	26.30%	24.51%
Fm.Carapebus 8	7.04%	52.54%	17.50%	30.55%
Fm.Carapebus 9	2.17%	38.43%	37.30%	18.95%
Fm.Carapebus 10	2.67%	34.52%	-	22.06%
Fm.Carapebus 11	0.00%	100.00%	8.70%	20.48%
Total das zonas	0.00%	100.00%	32.90%	33.89%

Tabela 8 - Distribuição do volume de argila calculada com o método de Larionov na Fm. Carapebus.

Zona	Mínimo	Máximo	Moda	Média
Fm.Carapebus 1	1.02%	43.20%	10.40%	12.59%
Fm.Carapebus 2	2.81%	45.02%	10.40%	15.54%
Fm.Carapebus 3	12.81%	32.22%	15.20%	20.12%
Fm.Carapebus 4	8.42%	19.54%	-	15.25%
Fm.Carapebus 5	6.60%	59.99%	10.40%	18.63%
Fm.Carapebus 6	3.67%	31.44%	20.00%	18.08%
Fm.Carapebus 7	3.47%	14.00%	8.00%	7.42%
Fm.Carapebus 8	1.65%	23.74%	5.60%	10.93%
Fm.Carapebus 9	0.48%	14.00%	0.80%	5.83%
Fm.Carapebus 10	0.59%	11.87%	8.00%	6.64%
Fm.Carapebus 11	0.00%	100.00%	3.20%	7.65%
Total das zonas	0.00%	100.00%	10.40%	12.95%

Tabela 9 - Distribuição do volume de argila calculada com o método de densidade-neutrão na Fm. Carapebus.

Zona	Mínimo	Máximo	Moda	Média
Fm.Carapebus 1	0.00%	48.77%	21.90%	18.37%
Fm.Carapebus 2	0.00%	50.88%	21.90%	20.64%
Fm.Carapebus 3	8.13%	28.49%	21.90%	19.34%
Fm.Carapebus 4	5.58%	63.78%	63.70%	36.94%
Fm.Carapebus 5	6.34%	42.20%	24.10%	22.09%
Fm.Carapebus 6	25.22%	63.05%	39.50%	41.10%
Fm.Carapebus 7	30.26%	59.15%	52.70%	52.50%
Fm.Carapebus 8	20.15%	59.10%	26.30%	37.57%
Fm.Carapebus 9	29.86%	52.75%	43.90%	45.92%
Fm.Carapebus 10	30.82%	50.78%	39.50%	41.48%
Fm.Carapebus 11	8.40%	54.88%	48.30%	43.86%
Total das zonas	0.00%	63.78%	21.90%	30.05%

Tabela 10 - Distribuição da porosidade efetiva calculada com a combinação dos perfis de densidade e porosidade neutrão e subtração do volume de argila calculado pelo método densidade-neutrão na Fm. Carapebus.

Zona	Mínimo	Máximo	Moda	Média
Fm. Carapebus 1	0.00%	43.53%	1.00%	15.41%
Fm. Carapebus 2	0.00%	53.60%	25.00%	19.23%
Fm. Carapebus 3	0.00%	31.43%	19.00%	18.18%
Fm. Carapebus 4	0.00%	34.73%	33.00%	24.01%
Fm. Carapebus 5	0.00%	37.42%	25.00%	21.12%
Fm. Carapebus 6	0.00%	32.38%	1.00%	5.89%
Fm. Carapebus 7	0.00%	31.77%	21.00%	21.21%
Fm. Carapebus 8	0.00%	30.11%	1.00%	6.58%
Fm. Carapebus 9	0.00%	23.67%	19.00%	13.66%
Fm. Carapebus 10	0.00%	22.36%	15.00%	12.74%
Fm. Carapebus 11	0.00%	25.29%	1.00%	12.11%
Total das zonas	0.00%	53.60%	1.00%	14.75%

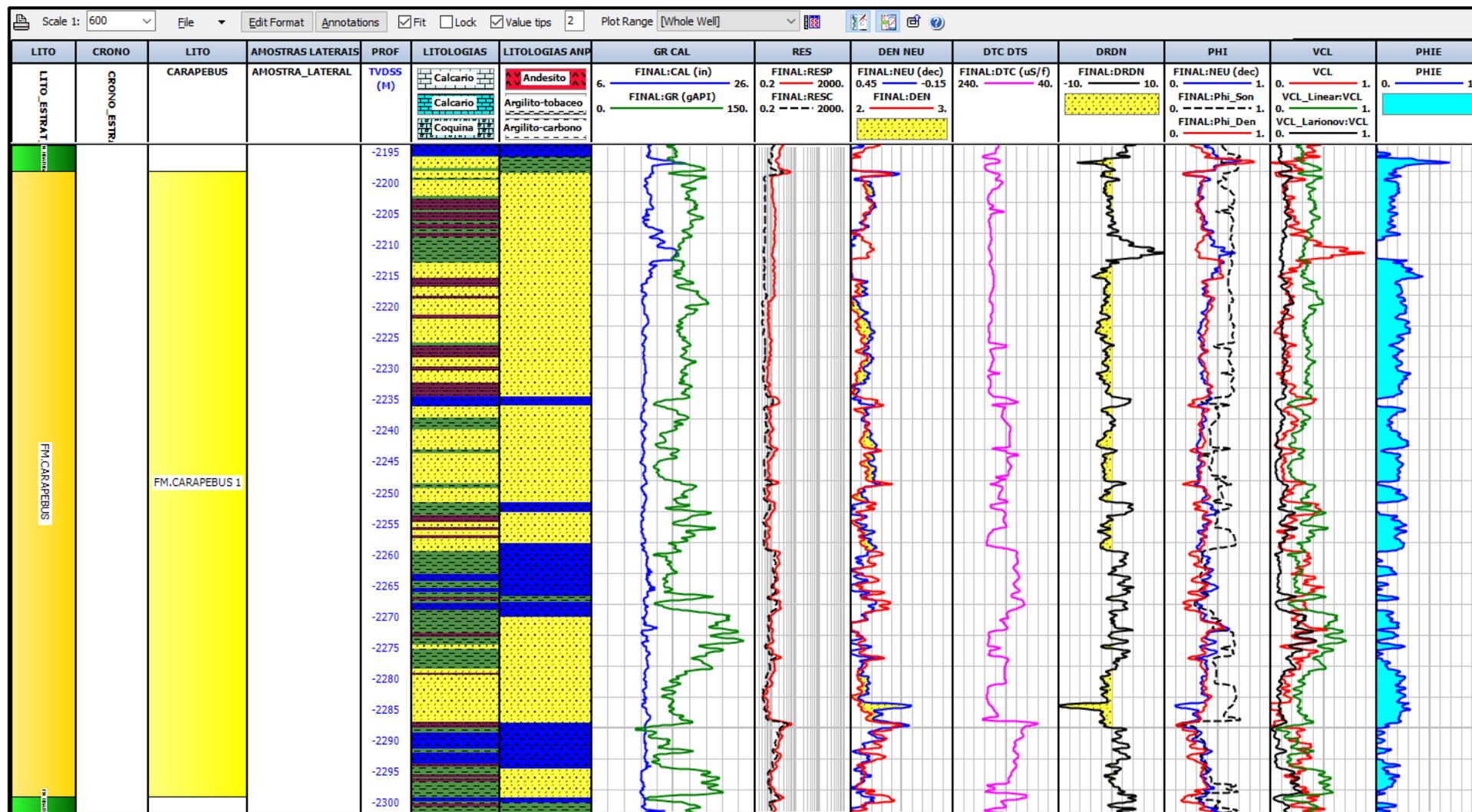
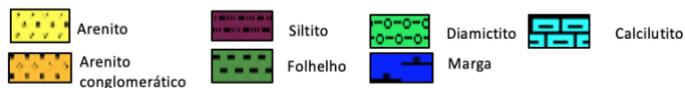


Figura 26 - Resultado da interpretação de litologias calibrada com descrições de amostras laterais no intervalo 2195/2300 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* da esquerda para a direita: Litoestratigrafia; Cronoestratigrafia; Zonas Carapebus; Identificação da litologia principal nas amostras laterais; Cotas; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Perfil litológico do perfil composto; Perfis de raios gama (GR) e caliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN; Perfis de porosidade neutrão (NEU), sônico (Phi_Son) e de densidade (Phi_Den); Perfis de volume de argila pelo método de densidade-neutrão (VCL), pelo índice de raios gama (VCL_Linear:VCL) e por Larionov (VCL_Larionov:VCL); Perfil de porosidade efetiva (PHIE).

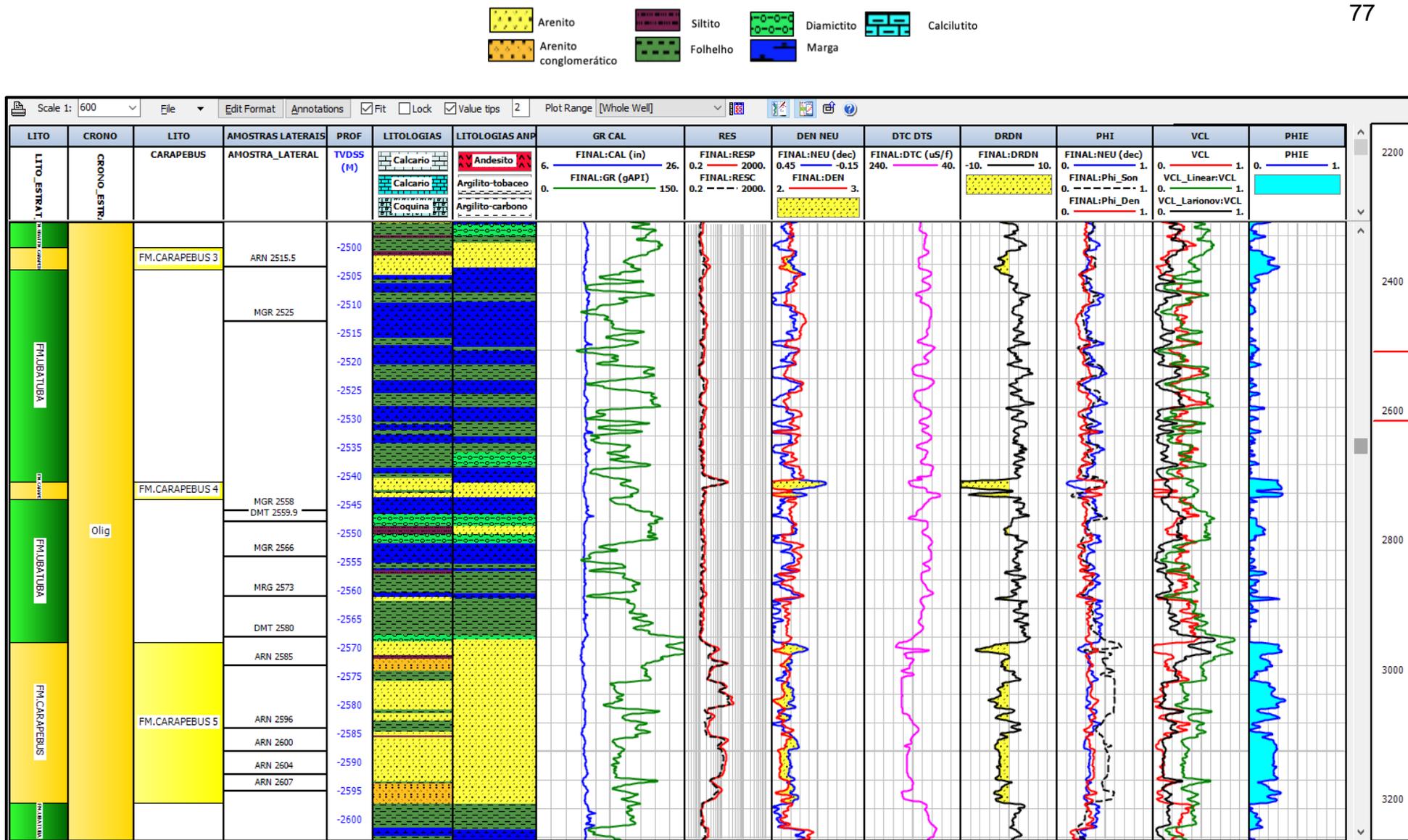


Figura 27 - Resultado da interpretação de litologias calibrada com descrições de amostras laterais no intervalo 2500/2600 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos tracks similar à figura 26.

5.3 INTERPRETAÇÃO AUTOMÁTICA

Serão apresentados os resultados dos modelos de classificação de eletrofácies utilizando métodos não supervisionados e supervisionado.

O método supervisionado (Rede Neural) foi treinado, utilizando como entrada o perfil de litologias interpretadas manualmente, além das curvas básicas do poço. O objetivo foi classificar eletrofácies que pudessem ser correlacionadas com fácies litológicas, e assim, gerar um modelo condizente com a distribuição litológica da região estudada. Validada a eficiência deste modelo e do método, o mesmo poderia ser posteriormente utilizado para classificar outros poços na mesma região.

Os métodos não supervisionados (*K-Means* e *Self Organizing Maps*) foram treinados sem a utilização do perfil de litologias e somente com os perfis básicos e com os perfis petrofísicos. Diferente do método supervisionado, onde o objetivo principal era de classificar automaticamente as litofácies, os métodos não supervisionados tiveram por objetivo o agrupamento de *clusters*, dos quais foram investigados a partir de duas abordagens: associação de fácies litológicas e associação de fácies reservatório. Na investigação da associação das classes com fácies litológicas, buscou-se comparar e inferir as possíveis litologias relacionadas com cada classe agrupada, tendo como parâmetro o perfil litológico interpretado manualmente. Já na investigação da associação de fácies reservatório, buscou-se avaliar o resultado do agrupamento nas classes reservatório e não reservatório, tendo como parâmetro os perfis petrofísicos de porosidade e volume de argila.

Em função do objetivo distinto de cada investigação, foram selecionadas diferentes curvas de entrada, onde foi estimado o melhor resultado para cada modelo. Para a análise de eletrofácies associadas às litofácies, foram utilizadas curvas com diferentes combinações entre as curvas de raios gama, densidade, porosidade neutrão, sônico compressional e DRDN, até que se obtivesse o melhor resultado. Por outro lado, para a análise das eletrofácies associadas a fácies reservatório, foram utilizadas curvas de avaliação petrofísica, como as de porosidade e de volume de argila.

5.4 K-MEANS

As figuras 28 e 29 apresentam o resultado do agrupamento não supervisionado sobre as duas investigações dos conjuntos de classes. O *track* “*K-Means 1*”, referente a investigação de fácies litológicas, apresenta 5 classes de agrupamento, identificadas de Facies 1 a Facies 5, que foram estimadas a partir das curvas de densidade e sônico compressional. Na figura 28, na zona Carapebus 1, é possível interpretar que os arenitos têm semelhança com as classes Facies 2 (cinza) e Facies 3 (roxo), os folhelhos com as classes Facies 2, Facies 3 e Facies 4 (marrom claro). As margas e siltitos aparecem associadas as classes Facies 2, 3, 4 e 5 (azul). Já na figura 29, nas zonas Carapebus 9, 10 e 11, é notável a incoerência do resultado com as mesmas classes interpretadas nas profundidades mais rasas. Dessa forma, conclui-se que o resultado dessa investigação não é bom o suficiente para identificar as litologias na formação. Estima-se que um dos possíveis motivos é o comportamento dos dados de entrada, que apresenta uma tendência em função da compactação das rochas conforme a profundidade.

O *track* “*K-Means 2*”, referente a investigação de fácies reservatório, apresenta 2 classes de agrupamento, nomeadas de Facies 1 e Facies 2, que foram estimadas a partir das curvas de porosidade efetiva e volume de argila calculado pelo método densidade-neutrão. A partir da interpretação das classes, estima-se que a Facies 1 (verde) esteja relacionada a uma fácies não reservatório, tendo em vista a sua ocorrência em áreas de baixa porosidade efetiva, associadas a alto volume de argila. Já a classe Facies 2 (amarelo) tem grande semelhança com uma fácies reservatório, por conta da sua ocorrência em áreas de alta porosidade efetiva e baixo volume de argila.

A comparação das fácies reservatório com o perfil litológico corrobora esta ideia, haja vista que a Facies 2 se associa, de maneira predominante, a zonas de arenito, enquanto que a Facies 1 se associa a zonas de folhelho e marga. Há ocorrência de zonas de siltito em ambas as classes onde, em alguns casos, essa litologia segmenta o reservatório e em outros onde as características petrofísicas apresentam menor variação. A tabela 11 resume a distribuição das propriedades petrofísicas nas fácies reservatório identificadas pelo *K-Means*.

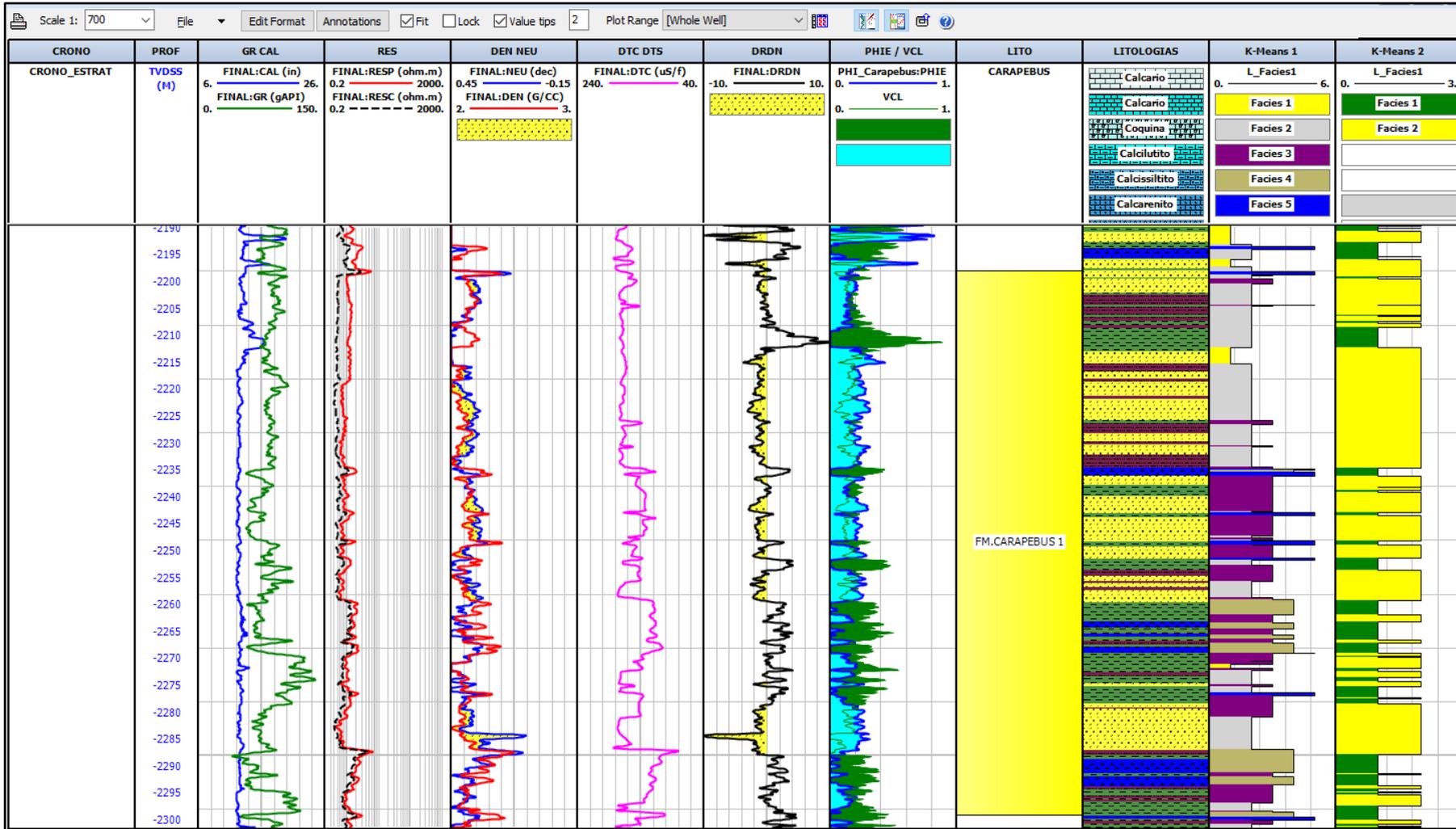
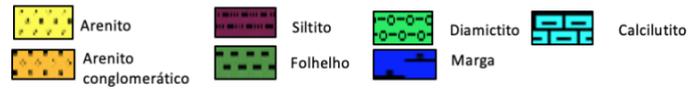


Figura 28 - Resultado do agrupamento de eletrofácies utilizando o método *K-Means* no intervalo 3075/3185 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* da esquerda para a direita: Cronoestratigrafia; Cotas; Perfis de raios gama (GR) e cáliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN; Perfis de porosidade efetiva (PHIE) e de volume de argila calculada pelo método de densidade-neutrão (VCL); Zona Carapebus; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Agrupamento de eletrofácies associadas à fácies litológicas (L_Facies1); Agrupamento de eletrofácies associadas à fácies reservatório (L_Facies1).

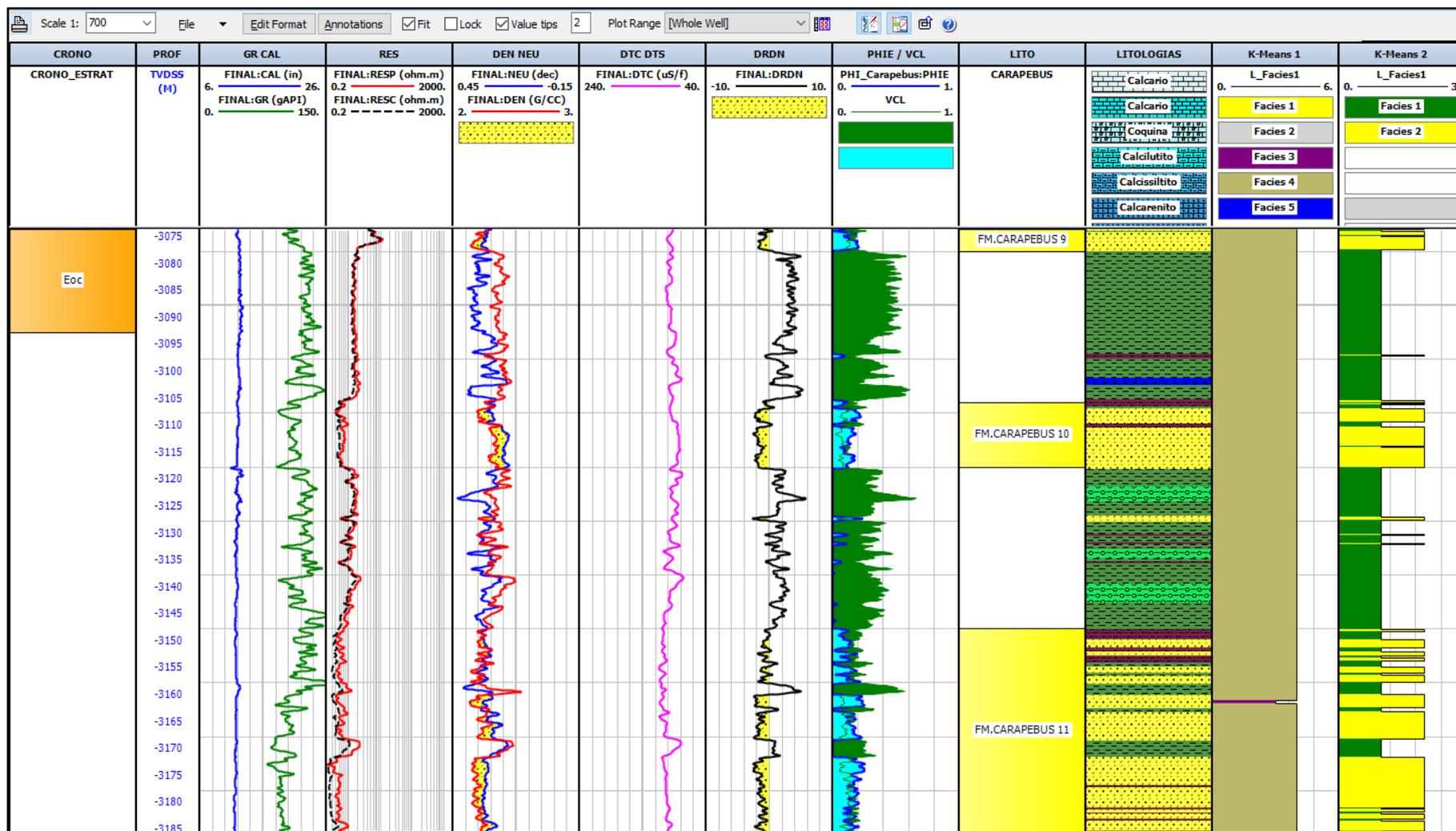


Figura 29 - Resultado do agrupamento de eletrofácies utilizando o método *K-Means* no intervalo 3075/3185 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos tracks similar à figura 28.

Tabela 11 – Distribuição da porosidade e do volume de argila das fácies reservatório agrupadas pelo *K-Means*.

Classe	Mínimo	Máximo	Moda	Média	Propriedade
Facies 1	0.00%	93.46%	-	33.16%	VCL
Facies 1	0.00%	16.98%	1.00%	1.29%	PHIE
Facies 2	0.00%	100.00%	13.10%	21.14%	VCL
Facies 2	0.00%	92.22%	21.00%	23.23%	PHIE

5.5 SELF ORGANIZING MAPS

As figuras 30 e 31 apresentam o resultado do agrupamento não supervisionado utilizando o método SOM, com as duas investigações dos conjuntos de classes. O *track* “SOM 1” apresenta o resultado do agrupamento de 5 classes, nomeadas de Facies 1 a Facies 5, estimadas a partir dos perfis de densidade e porosidade neutrão. Similar à mesma investigação realizada no método *K-Means*, há grande dificuldade em associar as eletrofácies com litologias. Visualmente, o resultado do método SOM foi inferior ao do método anterior, tendo em vista a maior variação de eletrofácies por litologias. Dessa forma, conclui-se que, para os dados utilizados, este tipo de investigação apresenta grande dificuldade, tendo em vista o número de litologias, a variação de medições para cada litologia ao longo da profundidade dos perfis e o intervalo de redundância das litologias em alguns perfis, onde diferentes litologias podem apresentar intervalos de medições semelhantes (ex.: arenito e folhelho ou arenito e siltito).

O *track* “SOM 2”, apresenta a investigação das 2 fácies reservatório, nomeadas de Facies 1 e Facies 2. Da mesma maneira que no método *K-Means*, os perfis de porosidade efetiva e o de volume de argila foram utilizados para treinamento. O resultado é bastante similar ao da investigação conduzida no método anterior, sendo capaz de interpretar a classe Facies 1 (amarelo) como reservatório e a classe Facies 2 (verde) como não reservatório, ambas com base no comportamento dos perfis petrofísicos.

A tabela 12 resume a distribuição das propriedades petrofísicas nas fácies reservatório identificadas pelo *Self Organizing Maps*.

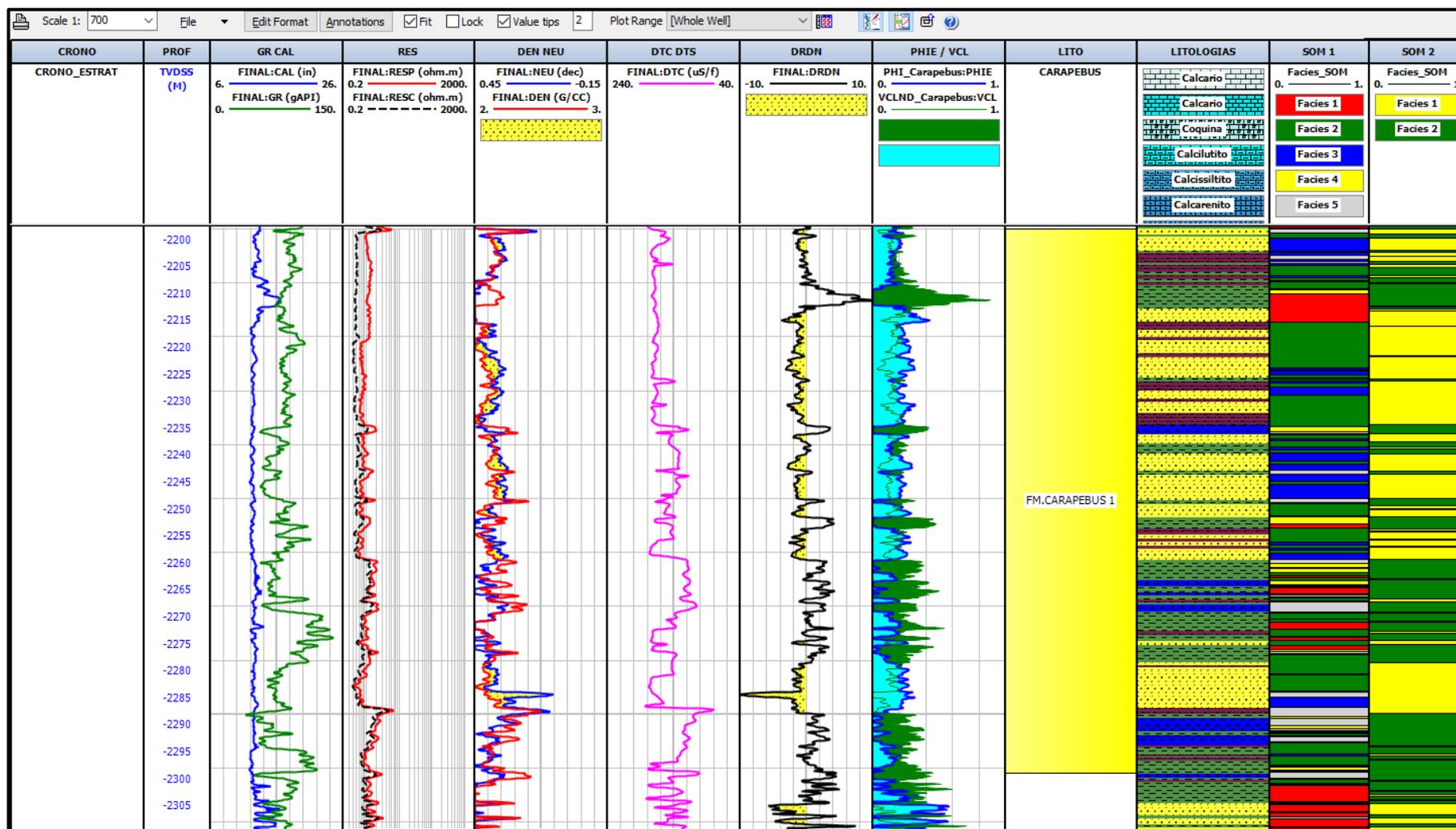


Figura 30 - Resultado do agrupamento de eletrofácies utilizando o método *Self Organizing Maps* no intervalo 2200/2305 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* da esquerda para a direita: Cronoestratigrafia; Cotas; Perfis de raios gama (GR) e caliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN; Perfis de porosidade efetiva (PHIE) e de volume de argila calculada pelo método de densidade-neutrão (VCL); Zona Carapebus; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Agrupamento de eletrofácies associadas à fácies litológicas (Facies_SOM); Agrupamento de eletrofácies associadas à fácies reservatório (Facies_SOM).

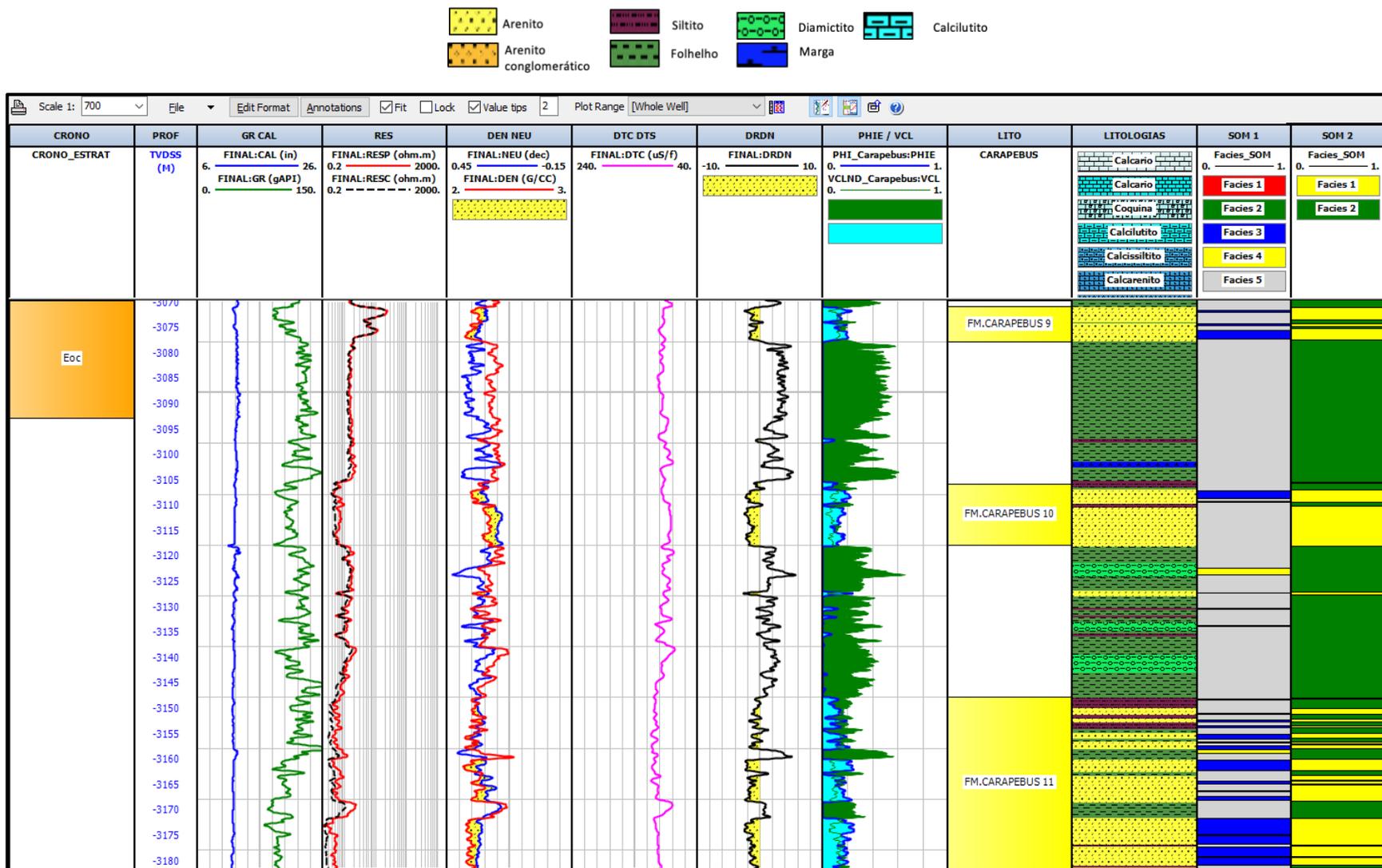


Figura 31 - Resultado do agrupamento de eletrofácies utilizando o método *Self Organizing Maps* no intervalo 3075/3180 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* similar à figura 30.

Tabela 12 - Distribuição da porosidade e do volume de argila das fácies reservatório agrupadas pelo SOM.

Classe	Mínimo	Máximo	Moda	Média	Propriedade
Facies 1	0	0.4953	0.109	0.123	VCL
Facies 1	0	0.9222	0.23	0.2488	PHIE
Facies 2	0.1132	1	0.417	0.4105	VCL
Facies 2	0	0.398	0.01	0.025	PHIE

5.6 REDE NEURAL

As figuras 32 e 33 apresentam o resultado da classificação de eletrofácies pelo método supervisionado de rede neural. Avaliando a correlação entre as eletrofácies no *track* “Rede Neural” com as interpretações manuais no *track* “Litologias”, nota-se o bom desempenho do modelo para este tipo de investigação. Diferente dos métodos não supervisionados, a rede neural foi capaz de identificar grande parte das litologias de forma correta. Há, porém, regiões onde o modelo classificou incorretamente algumas litologias que guardam maior similaridade, como por exemplo siltito, arenito e arenito conglomerático, e outras com maior diferença entre si, como folhelho e marga. O resultado surpreende positivamente pela precisão de detecção do topo e da base dos corpos areníticos, bem como a presença de laminações de folhelhos dentro dos depósitos.

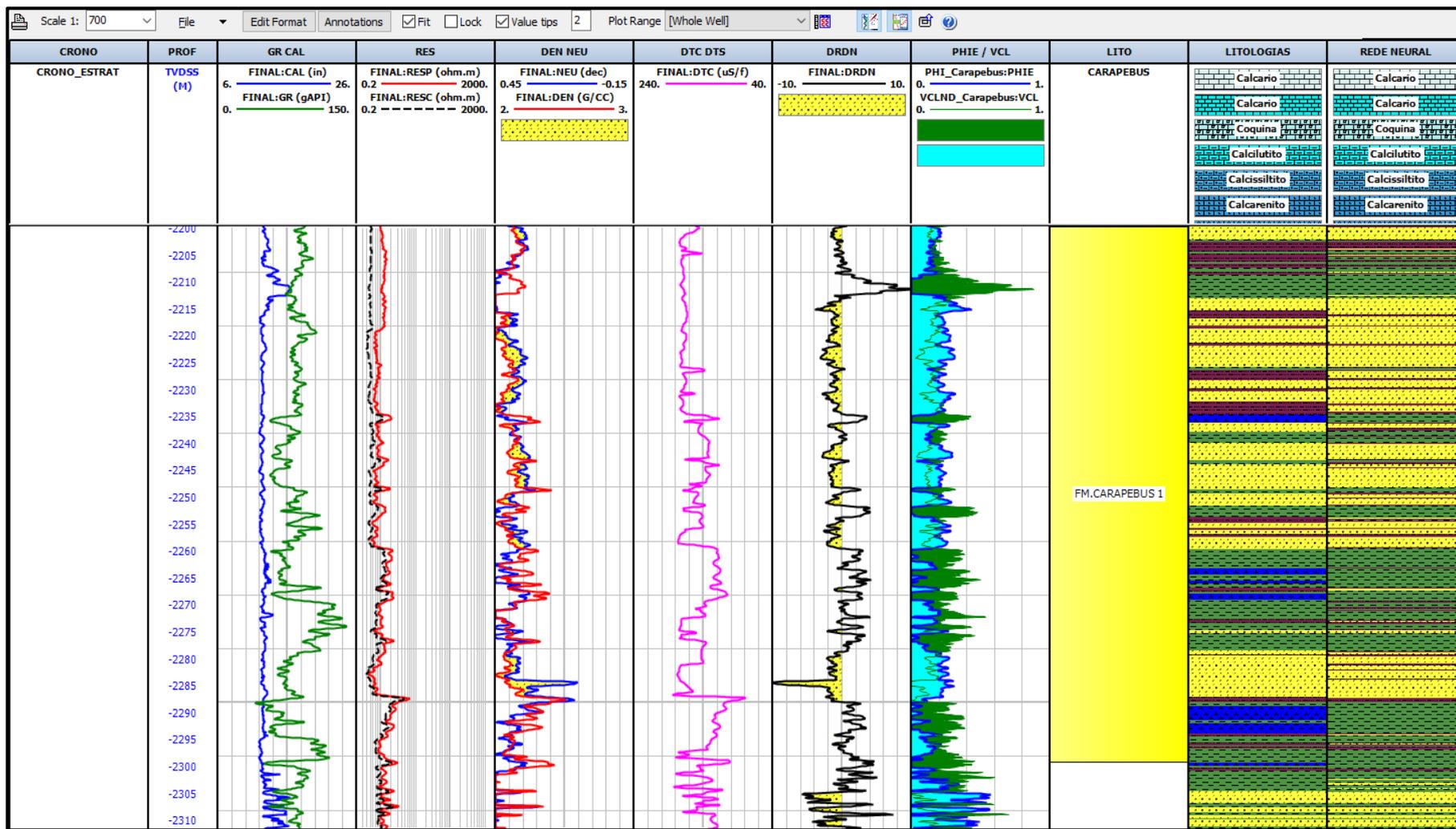


Figura 32 - Resultado da classificação de eletrofácies utilizando o método de Redes Neurais no intervalo 2200/2310 m no poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* da esquerda para a direita: Cronostratigrafia; Cotas; Perfis de raios gama (GR) e caliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN; Perfis de porosidade efetiva (PHIE) e de volume de argila calculada pelo método de densidade-neutrão (VCL); Zona Carapebus; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Classificação de eletrofácies associadas à fácies litológicas.

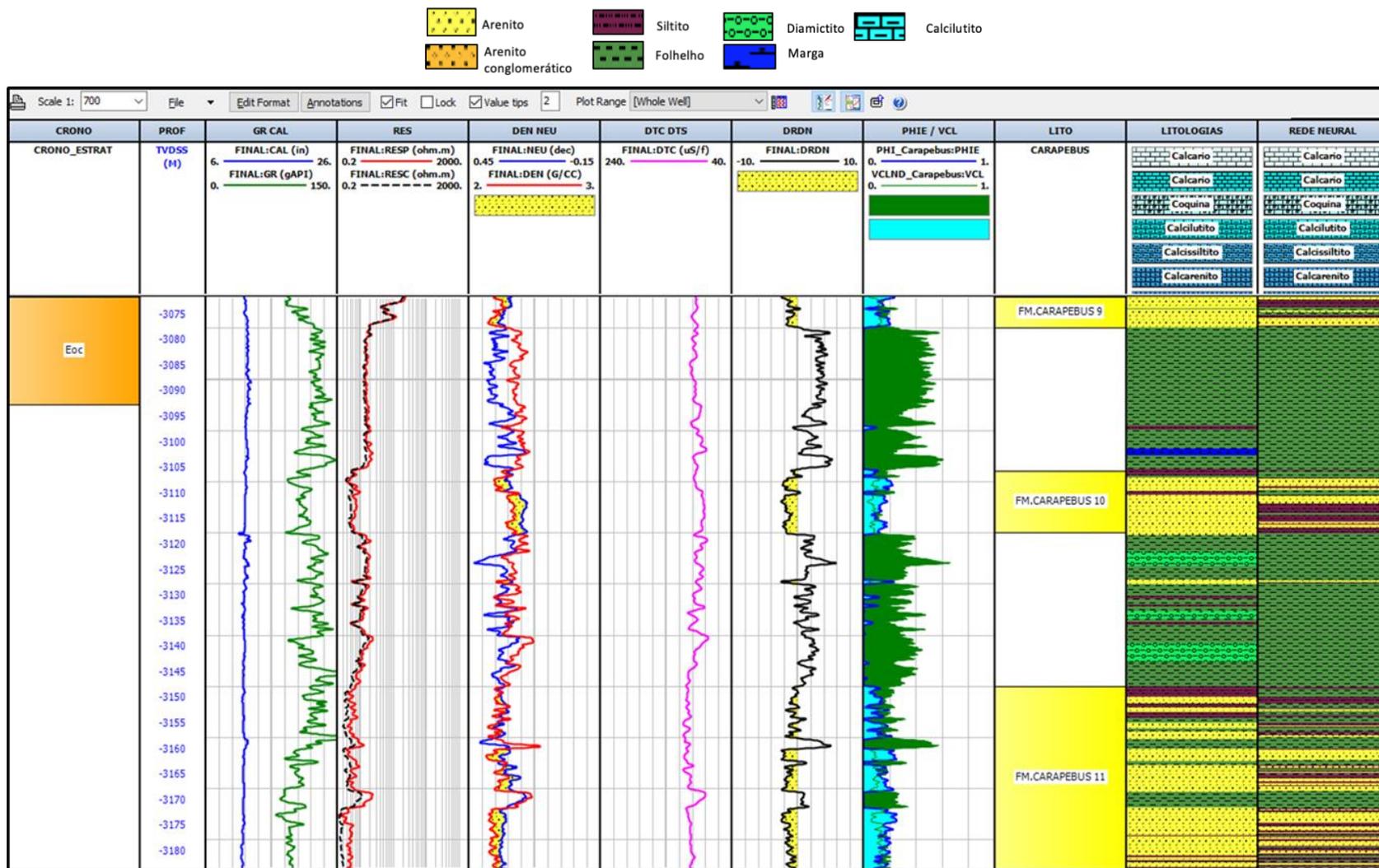


Figura 33 - Resultado da classificação de eletrofácies utilizando o método de Redes Neurais no intervalo 3075/3180 m no poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos tracks similar à figura 30.

6 CONCLUSÕES

A correlação rocha-perfil no poço 4-BRSA-420-ESS foi decisiva para a calibração dos perfis do poço. A presença de feldspato na composição dos arenitos, alertou para o elevado valor de radioatividade medido no GR e ajudou a definir o cenário mais apropriado para o cálculo de volume de argila, utilizando os perfis de densidade e neutrão. Além disso, esta correlação rocha-perfil permitiu confirmar a baixa compactação das rochas, observada pela baixa densidade e pela alta porosidade neutrônica na porção mais rasa, onde ocorrem arenitos de coesão friável a semi-friável, e folhelhos e margas de coesão mole a semidura. Intercalações de folhelhos e siltitos foram observadas, associadas aos depósitos arenosos, podendo significar importantes barreiras de permeabilidade dentro da Fm. Carapebus. O método supervisionado de rede neural demonstrou bom resultado na determinação de litologias, quando comparado com a calibração rocha-perfil interpretada, sendo preciso na identificação do topo e da base dos corpos areníticos, mas com dificuldade de distinção de litologias com respostas similares nos perfis, como arenito arcossiano e folhelho, ou folhelho e marga. Já os métodos não supervisionados não alcançaram o resultado esperado, tendo ora segmentado regiões com litologias semelhantes, ora, unindo litologias distintas em uma única classe, provavelmente devido à semelhança na resposta do GR, além da tendência de compactação da formação ao longo do intervalo perfilado. Em contrapartida, os métodos não supervisionados se destacaram pelo ótimo resultado apresentado, quando treinados com os perfis petrofísicos de porosidade efetiva e de volume de argila, principalmente agrupando as eletrofácies em reservatório e não reservatório, avaliadas com base nos perfis petrofísicos. Zonas reservatório apresentam baixo volume de argila e alta porosidade efetiva, comparadas a zonas não reservatório, que apresentam o comportamento oposto dessas características. Estima-se que o menor número de classes e a distribuição de valores medidos nos perfis usados para treinamento tenha facilitado a performance do método de agrupamento, mostrando uma abordagem de investigação de fácies mais adequada. Esta metodologia se demonstrou eficaz para a classificação automatizada de eletrofácies, podendo ser utilizada na Área do Parque das Baleias e áreas semelhantes, otimizando o processo de interpretação exploratória.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBUQUERQUE, C.; SOARES, J.; BETTINI, C. **Modelagem de eletrofácies aplicada à indústria petrolífera - um exemplo no Campo de Namorado**. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. [S.l.]: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. 2005. p. 1-6.

ALEXSANDRO, C.; CARLOS, C.; GERALDO, N. **Facies classification in well logs of the Namorado oilfield using Support Vector Machine algorithm**. 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica. 2017. p. 1-6.

BAAN, M. V. D.; JUTTEN, C. Neural networks in geophysical applications. **Geophysics**, v. 65, n. 4, p. 1032-1047, 2000.

BARNES, A. E. **Handbook of Poststack Seismic Attributes**. [S.l.]: Society of Exploration Geophysicists, 2016.

CALONIO, L. **Aplicação da perfilagem de poço na análise do reservatório turbidítico do Campo de Namorado e a interferência da argilosidade na avaliação petrofísica**. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2016.

CHANG, H. et al. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. **Tectonophysics**, Amsterdam, n. 213, p. 97-138, 1992.

CHANG, H. et al. **Interpretação e Mapeamento dos Sistemas Petrolíferos da Bacia de Campos Tomo 1**. São Paulo: ANP / UNESP / LEBAC, 2006.

COSTA, F. T. D. **Modelagem Geoestatística do Campo de Namorado na Bacia de Campos**. Universidade Federal Fluminense. Niterói. 2013.

DIAS, R. **Estimativa de Propriedades de Reservatório e Estudo de Sensibilidade à Substituição de Fluidos no Pré-Sal do Parque das Baleias, Bacia de Campos**. Universidade Federal Fluminense. Niterói. 2018.

GROU, T. M. L. **CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA DA FORMAÇÃO CARAPEBUS DA BACIA DE CAMPOS ATRAVÉS DA ANÁLISE DE ELETROFÁCIES**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2015.

GUARDADO, L. R. . A. R. S. J. S. L. B. A. M. R. M. Petroleum System of the Campos Basin, Brazil. **AAPG Memoir**, n. 73, p. 317-324, 2000.

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 Geociências**, n. 38, p. 188-206, Março 2008.

HOLDAWAY, K. R.; IRVING, D. H. B. **Enhance Oil & Gas Exploration with Data-Driven Geophysical and Petrophysical Models**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2018.

JAMES, G. et al. **An Introduction to Statistical Learning with Applications in R**. New York: Springer, 2013.

KATTAN, W.; JAWAD, S.; JOMAAH, H. Cluster Analysis Approach to Identify Rock Type in Tertiary Reservoir of Khabaz Oil Field Case Study. **Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering**, v. 19, n. 2, p. 9-13, Junho 2018.

MACHADO, L. et al. Geometria da porção proximal do sistema deposicional turbidítico moderno da Formação Carapebus, Bacia de Campos; modelo para heterogeneidades de reservatório. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, 12, n. 2, 2004. 287-315.

MARROQUÍN, I. D. Automated seismic facies for data integration: an example from Fort Worth Basin, Texas (USA). **First Break**, 33, Maio 2015. 51-62.

MURPHY, K. P. **Machine Learning A Probabilistic Perspective**. London: Massachusetts Institute of Technology , 2012.

NERY, G. **Perfilagem Geofísica em Poço Aberto**. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, 2013. 222 p.

PAIVA, M. L. C. **Modelagem de Sistemas Petrolíferos 1D no poço 4-BRSA-420-ESS, Campo de Jubarte, Bacia de Campos**. UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE. Niterói. 2019.

PEQUENO, H. C. **CLASSIFICAÇÃO DE ELETROFÁCIES EM ESTÁGIOS TURBIDÍTICOS DE 3ª E 4ª ORDENS DO MEMBRO CARUAÇU DA FORMAÇÃO MARACANGALHA, UM ESTUDO DE CASO DO CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO**. Universidade Federal Fluminense. Niterói. 2019.

PEREIRA, G. B.; LUPARELLI, A. **Bacia de Campos**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. [S.I.]. 2015.

PORTELLA, A. **Bacia de Campos Sumário Geológico e Setores em Oferta**. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. [S.I.]. 2017.

PORTELLA, A.; TRAVASSOS, R.; VITAL, J. **Bacia de Campos Sumário Geológico e Setores em Oferta**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. [S.I.]. 2019.

RIDER, M. **The Geological Interpretation of Well Logs**. [S.I.]: Rider-French, 2002.

ROSA, H. **Estudo de Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis Geofísicos de Poços e de Amostras de Testemunhos Utilizando Estatística Multivariada**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2006.

ROSA, H. et al. Caracterização de eletrofácies por meio de ferramentas estatísticas multivariadas. **Geociências**, v. 64, n. 4, p. 415-422, 2008.

SANCEVERO, S.; REMACRE, A.; PORTUGAL, R. O Papel da Inversão para a Impedância Acústica no Processo de Caracterização Sísmica de Reservatórios. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 24, n. 4, p. 495-512, 2006.

SERRA, O. **Fundamentals of well-log interpretation 1.the acquisition of logging data**. [S.I.]: Elsevier, 1984.

SERRA, O.; ABBOT, H. The Contribution of Logging Data to Sedimentology and Stratigraphy. **Society of Petroleum Engineers Journal**, Fevereiro 1982.

SLATT, R. **Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists, Geophysicists and Engineers**. [S.I.]: Elsevier, 2006.

SOARES, J. **Um fluxo de trabalho para modelagem de eletrofácies com entrelaçamento de técnicas de classificação supervisionada e não-supervisionada**. Ninth International Congress of the Brazilian Geophysical Society. [S.I.]: Sociedade Brasileira de Geofísica. 2005. p. 1-6.

WINTER, W.; JAHNERT, R.; FRANÇA, A. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, 15, n. 2, 2007. 511-529.

YAMASSAKI, H. **ESTRATIGRAFIA DE SEQUÊNCIAS E PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIO DO INTERVALO SANTONIANO-EOCAMPANIANO NA PORÇÃO CENTRAL DA BACIA DE SANTOS**. UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ. [S.I.], p. 78. 2018.

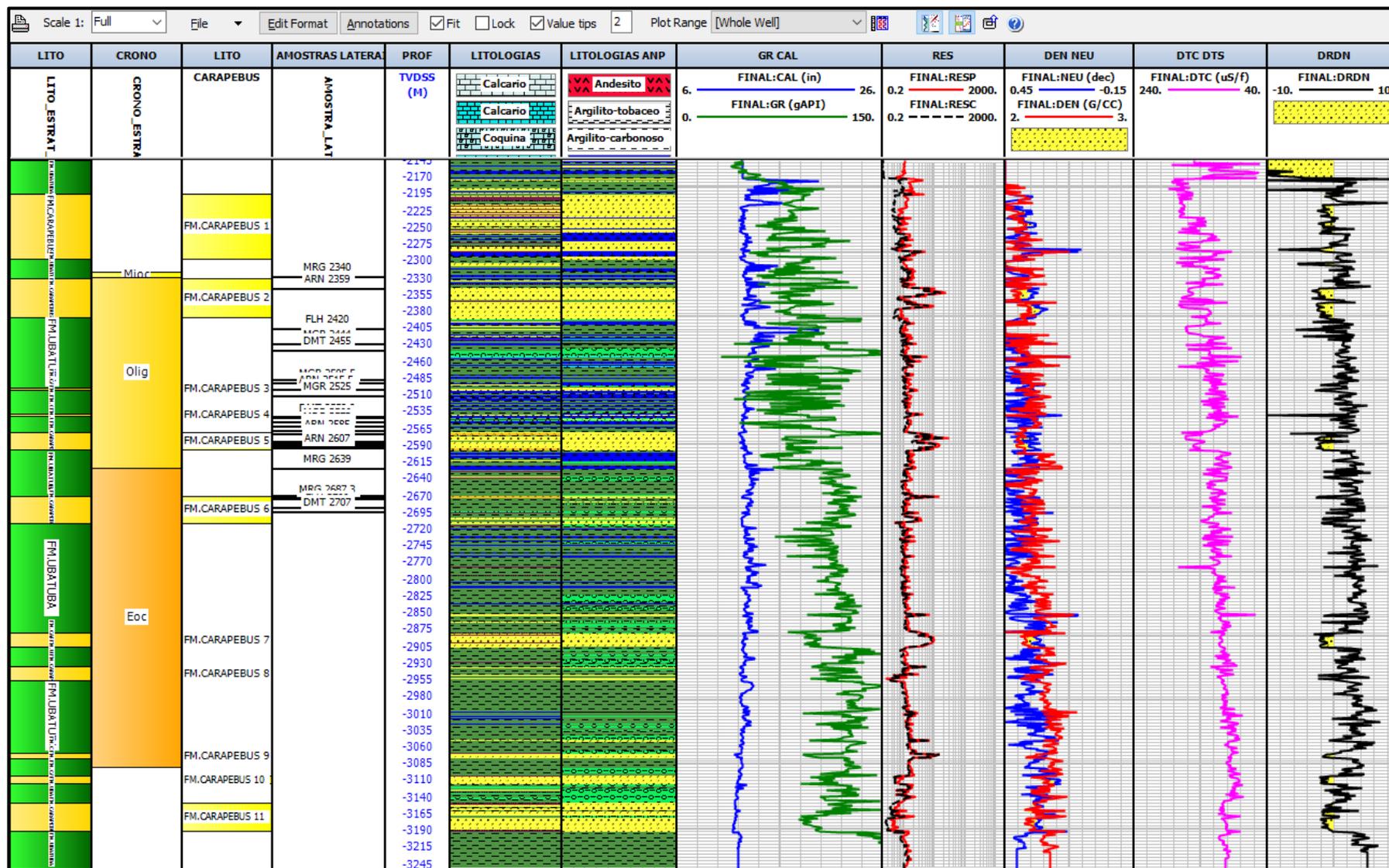
ZHAO, T. et al. A comparison of classification techniques for seismic facies recognition. **Interpretation**, v. 3, n. 4, p. SAE29-SAE58, 2015.

8 ANEXOS

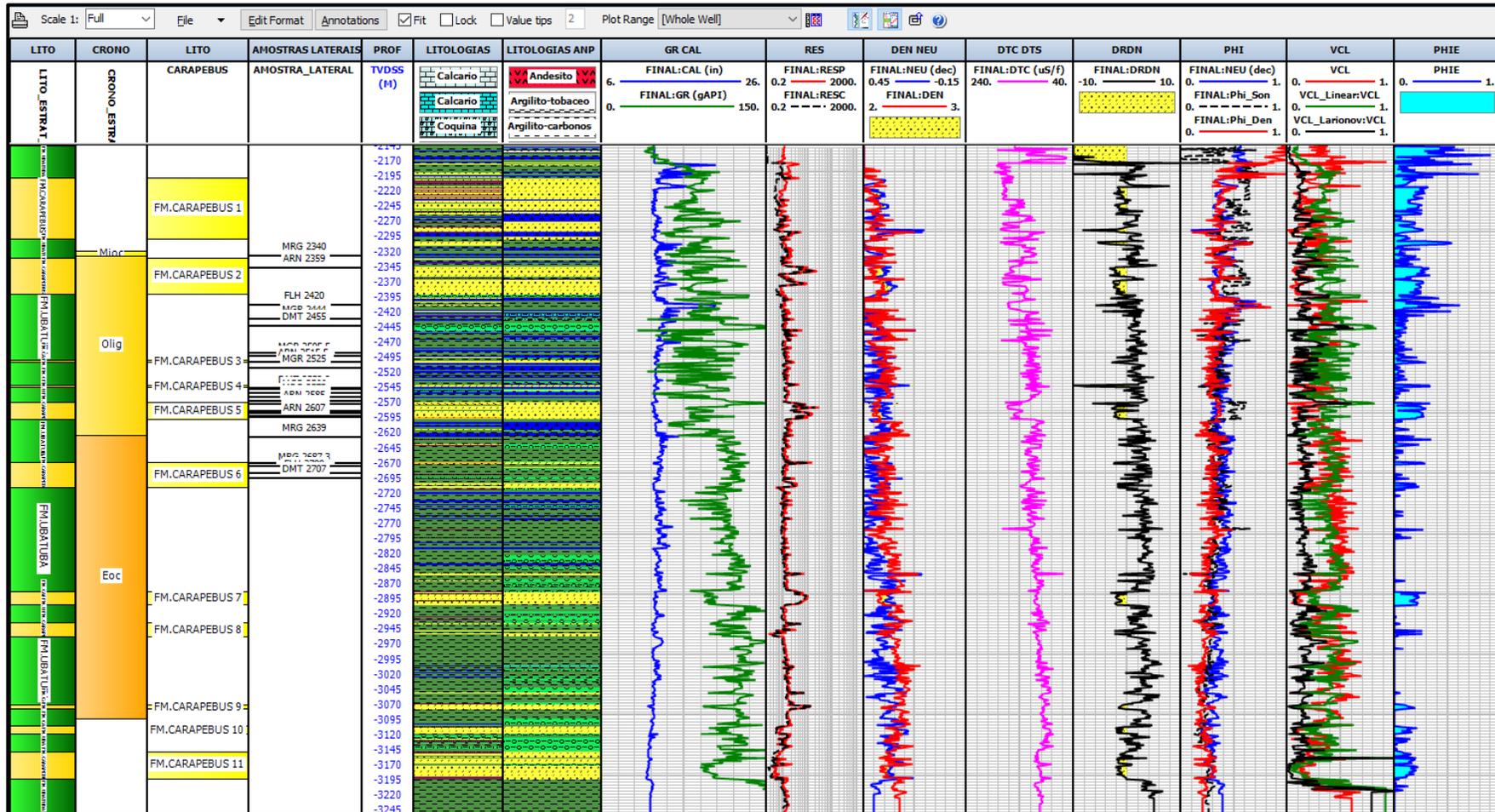
Amostras Laterais

Ordem nº	Profundidade (m)	Unidade Estratigráfica	Litologia
1,0	2.420,0	FM. UBATUBA	FLH CNZ ESC, MIC CBN, FOS MLE/SDR
2,0	2.444,0	FM. UBATUBA	MGR CNZ ESB, SDR
3,0	2.455,0	FM. UBATUBA	DMT CNZ ESC, ARO/MUI AGO, C/ GRS QTZ MFN/MGR, CBN, SDR/MLE
4,0	2.505,5	FM. UBATUBA	MGR CNZ ESB, FOS, LOC PIR, SDR
5,0	2.525,0	FM. UBATUBA	MGR CNZ ESB, C/ ICNOFOSSEIS, SDR
6,0	2.558,0	FM. UBATUBA	MGR CNZ ESB, MUI AGO, SDR
7,0	2.559,9	FM. UBATUBA	DMT CNZ ESC, ARO/MUI AGO, C/ GRS QTZ MFN/MGR, SDR
8,0	2.566,0	FM. UBATUBA	MGR CNZ ESB, SDR
9,0	2.573,0	FM. UBATUBA	MRG CNZ ESB, FOS, SDR
10,0	2.580,0	FM. UBATUBA	DMT CNZ ESC, ARO/MUI AGO, C/ GRS QTZ GRO/MGR, CBN, MLE/SDR
11,0	2.580,0	FM. UBATUBA	DMT CNZ ESC, ARO/MUI AGO, C/GRS QTZ GRO/MGR, CBN, MLE/SDR
12,0	2.707,0	FM. CARAPEBUS	DIAMICTITO CNZ CLR ARO MI AGO SDR. C/ FRAG ARN FNO/MED
13,0	2.700,0	FM. CARAPEBUS	FLH CNZ CLR SDR
14,0	2.687,3	FM. CARAPEBUS	MARGA CNZ CLR MLE
15,0	2.683,0	FM. CARAPEBUS	ARN CTN ESC GRO/MED/FNO SNG SEL R QTZ FLD PORAP B SFR C/ FL TT AMR CLR CT IM RD.
16,0	2.682,0	FM. CARAPEBUS	ARN CTN ESC GRO/MGR/CGOSNG SEL R QTZ FLD PORAP B SFR C/ FL TT AMR CLR CT IM RD
17,0	2.639,0	FM. UBATUBA	MARGA CNZ CLR SDR
18,0	2.607,0	FM. CARAPEBUS	ARN CTN ESC GRO/MGR/CGO SAR/SNG SEL M QTZ FLD/GNT PORAP B SFR C/ FL TT AMR CLR CT IM RD
19,0	2.604,0	FM. CARAPEBUS	ARN CTN ESC GRO/MED/SNG SEL R QTZ FLD PORAP B SFR C/ FL TT AMR CLR CT IM RD
20,0	2.600,0	FM. CARAPEBUS	ARN CTN ESC GRO/MED/SNG SEL R QTZ FLD PORAP B SFR C/ FL TT AMR CLR CT IM RD
21,0	2.596,0	FM. CARAPEBUS	ARN CTN ESC GRO/MED SAR/SNG SEL R QTZ FLD PORAP B SFR C/ FL TT AMR CLR CT IM RD
22,0	2.585,0	FM. CARAPEBUS	ARN CNZ ESC GRO/MGR/CGO SAR SEL R QTZ FLD PORAP B SFR C/ FL TT AMR CLR CT IM RD
23,0	2.553,0	FM. UBATUBA	CALCILUTITO CRM ESB MLE
24,0	2.515,5	FM. CARAPEBUS	ARN BRO ACZ GRO SNG/ANG SEL B QTZ FLD MTZ AGA/CSA PORAP F DRO. MUI CBN
25,0	2.501,0	FM. UBATUBA	FLH CNZ CLR DRO LEV CBN
26,0	2.359,0	FM. CARAPEBUS	ARN CTN ESC GRO/MGR SAR/ARD SEL B QTZ FLD PORAP B SFR C/ FL TT AMR CLR CT IM RD
27,0	2.340,0	FM. UBATUBA	MARGA CNZ ESV SDR

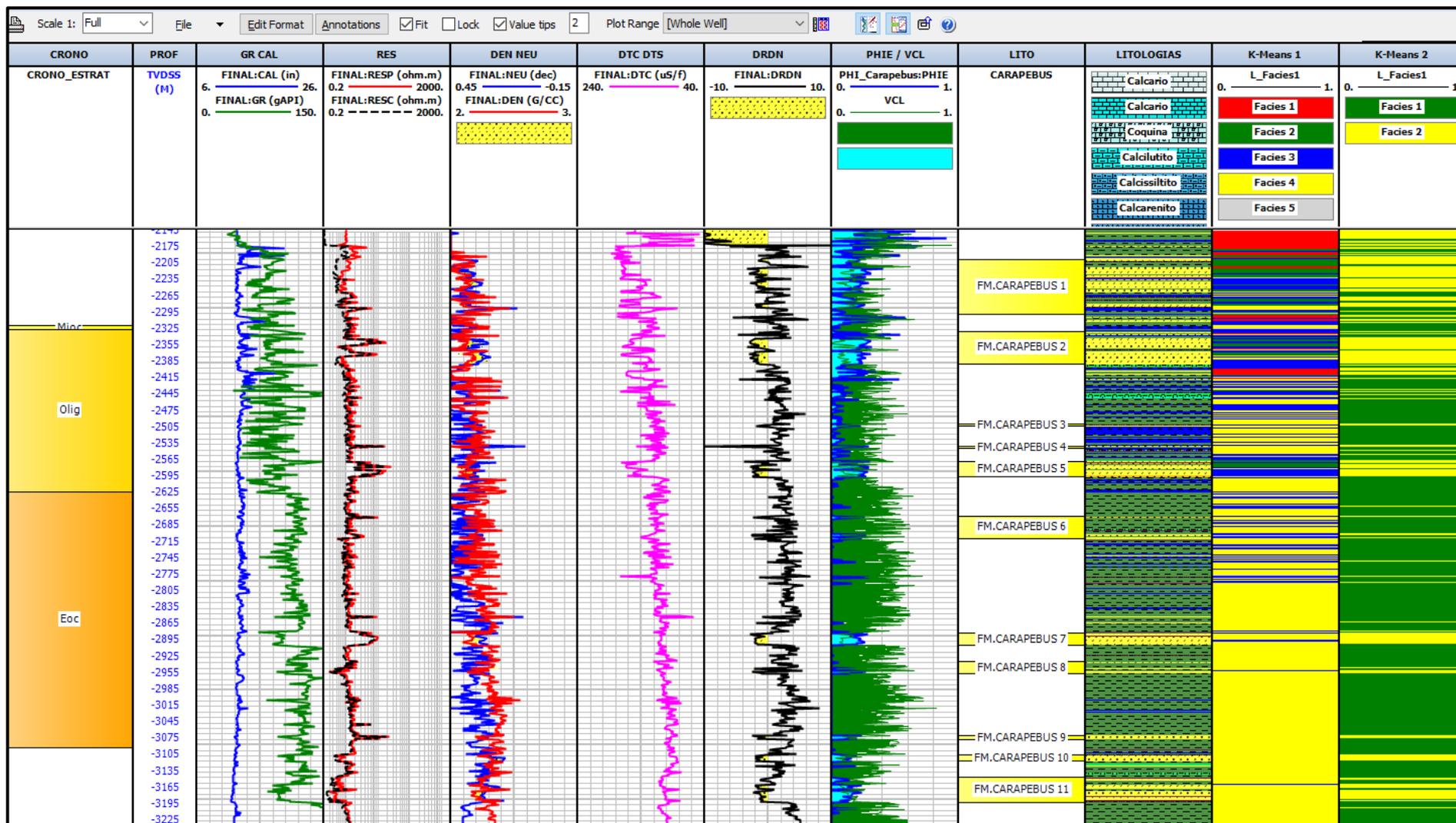
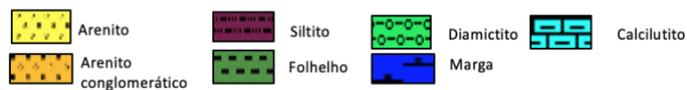
Anexo 01 - Relatório de descrição das amostras laterais coletadas no poço 4-BRSA-420-ESS.



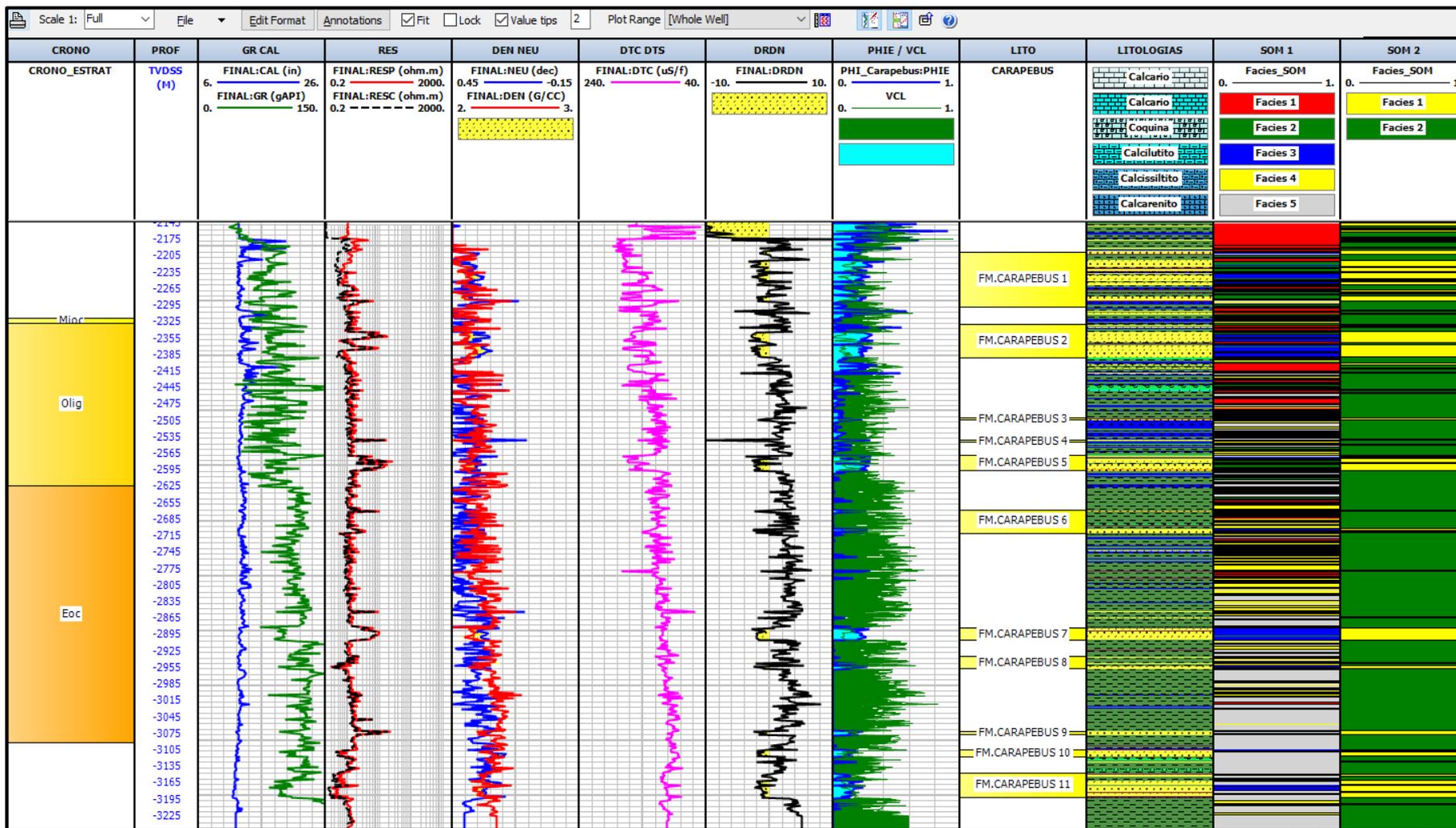
Anexo 02 - Resultado da interpretação de litologias calibrada com descrições de rocha para todo o intervalo perfilado do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos tracks da esquerda para a direita: Litoestratigrafia; Cronoestratigrafia; Zonas Carapebus; Identificação da litologia principal nas amostras laterais; Cotas; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Perfil litológico do perfil composto; Perfil de raios gama (GR) e caliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN.



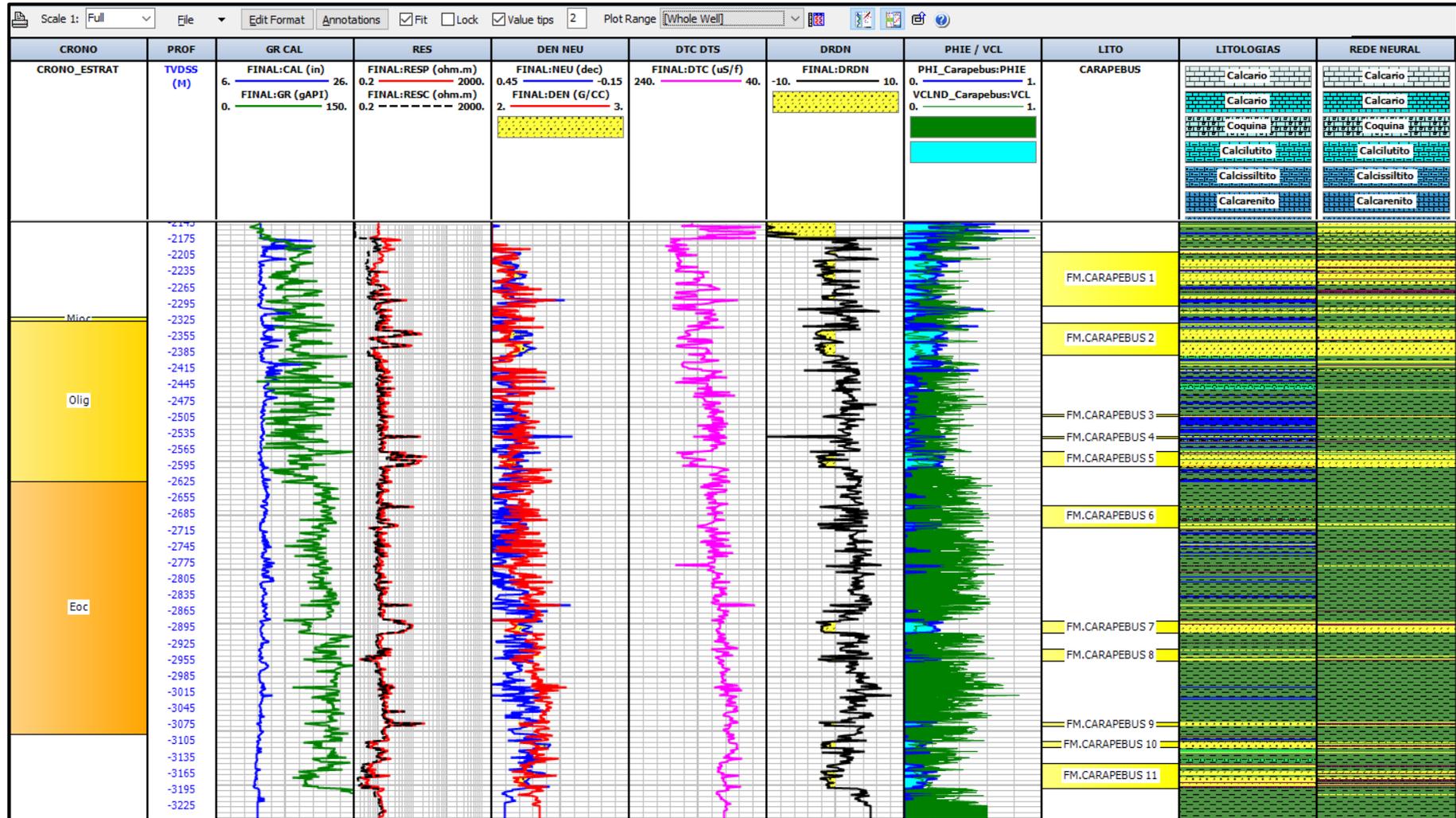
Anexo 04 - Resultado da interpretação de litologias calibrada com descrições de amostras laterais no intervalo 2500/2600 m do poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* da esquerda para a direita: Litoestratigrafia; Cronoestratigrafia; Zonas Carapebus; Identificação da litologia principal nas amostras laterais; Cotas; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Perfil litológico do perfil composto; Perfis de raios gama (GR) e caliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN; Perfis de porosidade neutrão (NEU), porosidades calculadas com o perfil sônico (Phi_Son) e de densidade (Phi_Den); Perfis de volume de argila calculados pelo método de densidade-neutrão (VCL), pelo índice de raios gama (VCL_Linear:VCL) e por Larionov (VCL_Larionov:VCL); Perfil de porosidade efetiva (PHIE).



Anexo 05 - Resultado do agrupamento de eletrofácies utilizando o método *K-Means* no poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* da esquerda para a direita: Cronoestratigrafia; Cotas; Perfis de raios gama (GR) e caliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN; Perfis de porosidade efetiva (PHIE) e de volume de argila calculada pelo método de densidade-neutrão (VCL); Zonas Carapebus; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Agrupamento de eletrofácies associadas à fácies litológicas (L_Facies1); Agrupamento de eletrofácies associadas à fácies reservatório (L_Facies1).



Anexo 06 - Resultado do agrupamento de eletrofácies utilizando o método *Self Organizing Maps* no poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* da esquerda para a direita: Cronoestratigrafia; Cotas; Perfis de raios gama (GR) e caliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN; Perfis de porosidade efetiva (PHIE) e de volume de argila calculada pelo método de densidade-neutrão (VCL); Zonas Carapebus; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Agrupamento de eletrofácies associadas à fácies litológicas (Facies_SOM); Agrupamento de eletrofácies associadas à fácies reservatório (Facies_SOM).



Anexo 07 - Resultado da classificação de eletrofácies utilizando o método de Redes Neurais no poço 4-BRSA-420-ESS. Ordem dos *tracks* da esquerda para a direita: Cronoestratigrafia; Cotas; Perfis de raios gama (GR) e caliper (CAL); Perfis de resistividade rasa (RESC) e profunda (RESP); Perfis de densidade (DEN) e porosidade neutrão (NEU); Perfil de sônico compressional (DTC); Perfil DRDN; Perfis de porosidade efetiva (PHIE) e de volume de argila calculado pelo método de densidade-neutrão (VCL); Formação Carapebus enumeradas; Perfil litológico interpretado com a calibração das amostras laterais; Classificação de eletrofácies associadas à fácies litológicas.

