



RESERVATÓRIO CARBONÁTICO DE IDADE ALBIANO: INTEGRAÇÃO  
ROCHA-PERFIL

Luana Karina Câmara de Medeiros

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientador: Paulo Couto

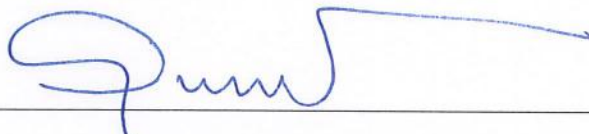
Rio de Janeiro  
Junho de 2019

RESERVATÓRIO CARBONÁTICO DE IDADE ALBIANO: INTEGRAÇÃO  
ROCHA-PERFIL

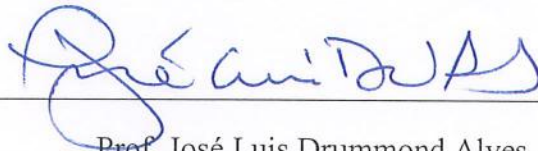
Luana Karina Câmara de Medeiros

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

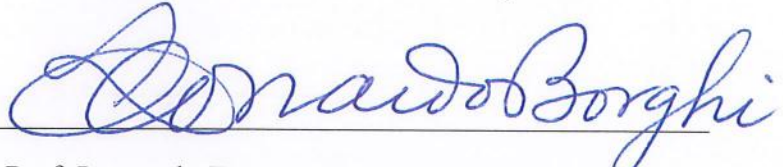
Examinada por:



Prof. Paulo Couto, D. Eng.



Prof. José Luis Drummond Alves, D.Sc.



Prof. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida, D.Sc.



Dr. Edmilson Helton Rios, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2019

Medeiros, Luana Karina Câmara de

Reservatório Carbonático de Idade Albiano: Integração Rocha-Perfil / Luana Karina Câmara de Medeiros. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XV, 87 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 85-86.

1. Integração Rocha-Perfil. 2. Rochas Carbonáticas. 3. Bacia de Campos. I. Couto, Paulo II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

*Aos meus avôs,  
Arôdo Medeiros (in memoriam) e Ivete Dias de Medeiros.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador Prof. Paulo Couto pela oportunidade de desenvolver meu trabalho de pesquisa. Ao meu chefe Eduardo Faria, pelos inúmeros conhecimentos transmitidos. A minha grande mestre Maria Dolores de Carvalho, a quem devo inúmeros e valiosos conhecimentos principalmente sobre as rochas carbonáticas.

À empresa Enauta Energia S.A. (empresa que trabalho) pela liberação e parceria no desenvolvimento desse trabalho.

À empresa Solintec por ter concedido os dados de rocha que foram utilizados no desenvolvimento dessa dissertação, bem como o laboratório para as análises dos testemunhos e lâminas delgadas.

À empresa Schlumberger pela liberação do módulo *Ipson* do *software Techlog*.

À Kamila Cardias Rodrigues (UFRGS) e a Ariely Rigueti (Solintec/UFRJ), pela ajuda nas descrições das rochas.

À todos os docentes e funcionários da COPPE/UFRJ, que contribuíram para minha formação.

Aos colegas de trabalho da empresa Enauta Energia S.A. pelas discussões e apoio.

E finalmente aos meus amigos e familiares por todo apoio, carinho e ajuda.

Desejo a todos meus sinceros agradecimentos. Sem a parceria, ajuda, dedicação e carinho de todos vocês esse projeto não teria se concretizado.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## RESERVATÓRIO CARBONÁTICO DE IDADE ALBIANO: INTEGRAÇÃO ROCHA-PERFIL

Luana Karina Câmara de Medeiros

Junho/2019

Orientador: Paulo Couto

Programa: Engenharia Civil

As rochas carbonáticas são os principais reservatórios de hidrocarbonetos, retêm mais da metade do petróleo do mundo. São suscetíveis às condições deposicionais e diagenéticas, e apresentam características petrofísicas complexas, que normalmente são pouco entendidas. Nesse contexto, é importante caracterizar as principais fácies deposicionais carbonáticas, identificar os processos diagenéticos atuantes e classificar os diferentes tipos de poros e conectividade entre eles, com o intuito de auxiliar no controle e gerenciamento desses importantes reservatórios de petróleo. Nesse trabalho, foi possível caracterizar as diferentes fácies permoporosas nos carbonatos do Albino, em um poço da Bacia de Campos, através dos estudos sedimentológicos e diagenéticos, com perfis geofísicos e métodos estatísticos, sendo posteriormente correlacionados com o intuito de verificar suas similaridades. A metodologia aplicada possibilitou o reconhecimento de duas a três eletrofácies com distintas características permoporosas, através da obtenção de eletrofácies associadas aos estudos petrográficos e petrofísicos. A eletrofície de melhor qualidade reservatório corresponde a litologia composta por bioclastos, correspondendo a microfácies *rudstone* bioclástico (RB), a qual mantém relação direta com as propriedades petrofísicas e as eletrofácies. A correlação das propriedades petrofísicas com as microfácies deposicionais demonstrou ser bastante complexa devido aos processos diagenéticos.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

## ALBIAN CARBONATE RESERVOIR: ROCK-LOG INTEGRATION

Luana Karina Câmara de Medeiros

June/2019

Advisor: Paulo Couto

Department: Civil Engineering

Carbonate rocks are the main reservoirs of hydrocarbons, retaining more than half of the world's oil. They are susceptible to depositional and diagenetic conditions. These exhibit complex and commonly poorly understood petrophysical characteristics. In this context, it is important to characterize the main depositional carbonate facies, to identify the active diagenetic processes and to classify the different types of pores and connectivity between them, in order to assist in the control and management of these important oil reservoirs. In this work, it was possible to characterize the different permo-porous facies in the Albian carbonates, from oil and gas well of the Campos Basin. Sedimentologic and diagenetic studies, with well log data and statistical methods, were carried out to verify their similarities. The applied methodology allowed the recognition up to three electrofacies with different permo-porous characteristics, through the obtaining of electrofacies associated to the petrographic and petrophysical studies. The electrofacies of the best reservoir quality corresponds to the lithology composed of bioclasts, corresponding to bioclastic rudstone (RB) microfacies, which keeps a direct relationship with the petrophysical properties and the electrofacies. The correlation of the petrophysical properties with the depositional microfacies proved to be quite complex, due to the diagenetic processes.

## SUMÁRIO

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>V</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURA</b> .....	<b>X</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....	<b>XV</b>
<b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1 Objetivo do Trabalho.....	2
1.2 Dados Utilizados .....	2
1.3 Metodologia.....	3
1.4 Organização do Texto.....	4
<b>CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>6</b>
2.1 Geologia Regional .....	6
2.1.1 Localização .....	6
2.1.2 Evolução Tectono-Estratigráfica .....	7
2.2 Perfilagem de Poço.....	12
2.2.1 Perfil de Raios Gama ( <i>Gamma Ray</i> ) .....	12
2.2.2 Perfil de Resistividade .....	13
2.2.3 Perfil de Densidade.....	14
2.2.4 Perfil Neutrão ( <i>Neutron</i> ).....	14
2.2.5 Perfil Sônico .....	15
2.2.6 Perfil NMR ( <i>Nuclear Magnetic Resonance</i> ou Ressonância Magnética Nuclear) .....	15
2.3 Eletrofácies .....	17
2.4 Classificação das Porosidades .....	20
2.4.1 Classificação de Choquete & Pray .....	20
2.4.2 Classificação de Jerry Lucia .....	22
2.5 Classificação das Rochas Carbonáticas.....	24
2.5.1 Classificação de Grabau .....	24
2.5.2 Classificação de Folk.....	24
2.5.3 Classificação de Dunham .....	25
2.5.4 Classificação de Embry & Klován .....	26
<b>CAPÍTULO 3 – DESCRIÇÃO E CARACTERIZAÇÃO PETROGRÁFICA DAS ROCHAS CARBONÁTICAS</b> .....	<b>28</b>



3.1	Constituintes carbonáticos.....	29
3.1.1	Grãos.....	29
3.1.2	Matriz .....	34
3.1.3	Cimento .....	35
3.1.4	Porosidade .....	38
3.2	Classificação das Rochas.....	41
3.3	Caracterização Faciológica.....	43
<b>CAPÍTULO 4 – CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA.....</b>		<b>54</b>
4.1	Etapa 1 - Dados de Entrada e Controle de Qualidade .....	55
4.2	Etapa 2 – Processamento das Propriedades Petrofísicas .....	56
4.2.1	Porosidade .....	58
4.2.2	Permeabilidade .....	59
4.3	Etapa 3 – Correlação das Propriedades Petrofísicas: Perfil Geofísico x Laboratório (plugues) .....	60
4.4	Etapa 4 – Correlação Entre Propriedades Petrofísicas e Fácies Petrográficas 64	
<b>CAPÍTULO 5 – ELETROFÁCIES.....</b>		<b>67</b>
<b>CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES .....</b>		<b>82</b>
6.1	Considerações Finais .....	82
6.2	Trabalhos Futuros .....	83
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>		<b>85</b>
<b>ANEXO 1 – DESCRIÇÃO DE TESTEMUNHO .....</b>		<b>87</b>

# ÍNDICE DE FIGURA

Figura 2.1 - Mapa de localização da Bacia de Campos, com os limites norte e sul, e a posição do poço estudado (círculo azul).....	6
Figura 2.2 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos (Fonte: Winter <i>et. al.</i> 2007). O retângulo em vermelho marca a seção carbonática estudada. ....	11
Figura 2.3 - Distribuição das porosidades a partir do perfil de ressonância magnética (Fonte: Allen <i>et al.</i> , 2000 <i>apud</i> Serra, 2004).....	17
Figura 2.4 - Classificação das porosidades em rochas carbonáticas, segundo Choquete & Pray (1970). ....	22
Figura 2.5 - Classes petrofísicas, incluindo trama da rocha dominada por grão e micrita, segundo Lucia (1983). ....	23
Figura 2.6 - Classificação das porosidades do tipo vugular, baseada nos conceitos de tamanho e distribuição espacial dos poros em relação aos constituintes da rocha (Fonte: Lucia, <i>op. cit.</i> ).....	23
Figura 2.7 - Classificação das rochas carbonáticas baseada na composição, segundo Folk (1962). ....	25
Figura 2.8 - Classificação das rochas carbonáticas, segundo Dunham (1962).....	26
Figura 2.9 - Classificação das rochas carbonáticas, segundo Embry & Klovan (1971). 27	
Figura 3.1 - Perfil mostrando a base de dados composta pelos testemunhos e lâminas delgadas. Descrição das colunas: 1) Profundidade (m); 2) Testemunho; e 3) Lâminas delgadas;.....	28
Figura 3.2 - Fotomicrografia com nicóis paralelos: (a) Oolitos (aumento de 5x); (b) Oncolitos (aumento de 1,25x); (c) Pelóides (aumento de 2,5x); (d) Intraclastos micríticos (aumento de 2,5x); (e) Bioclastos de moluscos (aumento de 1,25x); e (f) Agregados de oncolitos (aumento de 1,25x). ....	32
Figura 3.3 - Origem dos pelóides (Fonte: Tucker & Wright, 1990).....	33
Figura 3.4 - Formação dos agregados, segundo estudos usando microscópio eletrônico de varredura (Fonte: Modificado de Tucker & Wright, 1990).....	34
Figura 3.5 - Fragmento de equinoide com cimento sintaxial. Fotomicrografia com nicóis paralelos e aumento de 5x. ....	36

Figura 3.6 - Associada à porosidade intergranular, ocorre cimento vadoso microcristalino, nas formas menisco e pendular (seta branca). Fotomicrografia com nicóis paralelos e aumento de 5x.....	36
Figura 3.7 - Fotomicrografia com nicóis paralelos e aumento de 5x mostrando cimento em franja prismática em torno de grão oolítico (seta branca). ....	37
Figura 3.8 - Fotomicrografia com nicóis paralelos mostrando cimento granular drúsico, composto por cristais límpidos de calcita espática, que crescem em direção ao centro do poro (seta verde, aumento de 2,5x). ....	37
Figura 3.9 - Fotomicrografia com nicóis paralelos e aumento de 2,5x. (a) Pequenas manchas brancas de cimento poiquilotópico (seta vermelha). (b) Cimento blocoso euédrico (seta amarela). ....	38
Figura 3.10 - Fotomicrografia com nicóis paralelos da porosidade tipo intergranular com padrão caótico na distribuição dos espaços porosos. Aumento de 1,25x.....	39
Figura 3.11 - Fotomicrografia, com nicóis paralelos, da porosidade móldica (seta vermelha), vugular (seta amarela). Aumento de 2,5x.....	40
Figura 3.12 - Fotomicrografia com nicóis paralelos das porosidades em fratura, Aumento de 1,25x. ....	40
Figura 3.13 - Fotomicrografia com nicóis paralelos das porosidades do tipo vugular: (a) aumento de 2,5x; e (b) aumento de 2,5x.....	41
Figura 3.14 - Ambientes diagenéticos, esquemático concebidos para uma plataforma com borda e com aquíferos não confinados (Fonte: Tucker & Dias-Brito, 2017).....	42
Figura 3.15 - Fotomicrografia com nicóis paralelos: (a) <i>Rudstone</i> (aumento de 2,5x); (b) <i>Grainstone</i> (aumento de 1,25x); e (b) <i>Packstone</i> (aumento de 1,25x).....	43
Figura 3.16 - Fotomicrografia com nicóis paralelos das oito microfácies classificadas. Aumento de 1,25x: (a) Fácies PP; (b) Fácies POOPi; (c) Fácies PBP; (d) GOOi; (e) Fácies GP; (f) Fácies GB; (g) Fácies ROIp; e (h) RB. ....	50
Figura 3.17 - (a) Histograma dos valores de porosidades medidas em seção delgadas, por fácies; (b) Histograma das porosidades medidas em laboratório, por fácies. A elipse delimita as fácies bioclásticas com porosidades mais alta (acima de 15%). ....	51
Figura 3.18 - Histograma do volume de poros, calculados nas análises de laboratório, por fácies. ....	52

Figura 3.19 - Histograma das permeabilidades absolutas, por fácies. A elipse delimita as fácies bioclásticas com permeabilidade acima de 1mD. ....	53
Figura 4.1 – Perfis geofísicos que compõem a base de dados. Descrição das colunas: 1) Profundidade (m); 2) Raios gama (gAPI); 3) Resistividade (ohm.m); 4) Sônico (us/ft); 5) Densidade (g/cm <sup>3</sup> ) e Neutrão (v/v); 6) Porosidade total e efetiva do ressonância magnética (v/v); 7) Distribuição do T2; e 8) Permeabilidade do ressonância magnética (mD).....	54
Figura 4.2 – Fluxograma de trabalho para caracterização petrofísica.....	55
Figura 4.3 – Correlação das profundidades dos perfis com a profundidade dos testemunhos. Descrição das colunas: 1) Profundidade (m); 2) Porosidade total do ressonância magnética (pu); 3) Porosidade efetiva do ressonância magnética (pu); 4) Permeabilidade do ressonância magnética (mD); 5) Densidade (g/cm <sup>3</sup> ); 6) Porosidade de plugue (pu) corrigida; 7) Permeabilidade de plugue (mD) corrigida; 8) Testemunho corrigido; 9) Testemunho sem correção; 10) Porosidade de plugue (pu) sem correção; e 11) Permeabilidade de plugue (mD) sem correção. ....	56
Figura 4.4 – Gráfico de correlação da porosidade do neutrão x densidade mostra uma baixa argilosidade das rochas. A seta vermelha indica a região de mais alto raios gama medido. ....	57
Figura 4.5 – Conjunto de perfis mostrando zona (retângulo vermelho) de mais alto raios gama, porém com densidade de aproximadamente 2,71 g/cm <sup>3</sup> e porosidade menor que 5%. Descrição das colunas: 1) Profundidade (m); 2) Raios gama (gAPI); 3) Resistividade (ohm.m); 4) Densidade (g/cm <sup>3</sup> ) e Neutrão (v/v); 5) Porosidade total e efetiva do ressonância magnética (pu); e 6) Distribuição do T2.....	58
Figura 4.6 – Gráfico correlação porosidade total do ressonância magnética x porosidade plugues.....	61
Figura 4.7 – Porosidade total e efetiva (pu) calculada a partir dos perfis geofísicos, análises laboratoriais de rotina (plugue) e lâminas delgadas.....	61
Figura 4.8 – Gráfico mostrando a correlação baixa entre as curvas de permeabilidades calculadas a partir do perfil de ressonância magnética e da análise de laboratório de rotina (plugues).....	62
Figura 4.9 – Correlação das curvas de permeabilidades calculadas a partir do perfil de ressonância magnética e da análise de laboratório de rotina (plugues).....	63

Figura 4.10 – Gráfico mostrando uma baixa correlação da porosidade com a permeabilidade de plugues. O círculo em vermelho destaca a zona de maior permeabilidade, mas com porosidade baixa. O círculo em verde mostra uma zona de mais alta porosidade com permeabilidade muito baixa e o círculo azul mostra uma zona onde existe porosidade, mas não apresenta permeabilidade. ....	64
Figura 4.11 – Histograma da porosidade total do ressonância magnética em função das fácies. ....	65
Figura 4.12 – Histograma da porosidade oriunda das análises laboratoriais de rotina. .	66
Figura 4.13 – Histograma da permeabilidade absoluta em função das fácies. ....	66
Figura 5.1 – Fluxograma de trabalho para caracterização das eletrofácies. ....	67
Figura 5.2 – Histograma dos autovalores para cada autovetores. Os autovetores r1 e r2 são os que apresentam maiores contribuições. ....	69
Figura 5.3 – Análise de Componentes Principais com oito variáveis, raios gamas, resistividade, sônico, densidade, neutrão, porosidade total do ressonância magnética, porosidade de plugues e permeabilidade de plugues. Observar a correlação baixa com os perfis de raios gamas e resistividade. ....	70
Figura 5.4 - Histogramas em função das microfácies, mostrando um possível agrupamento em 2 fácies. (a) Porosidade total do ressonância magnética; (b) porosidade de plugues; e (c) permeabilidade de plugues. ....	71
Figura 5.5 – Histogramas em função das microfácies, mostrando um possível agrupamento em 3 fácies. (a) Porosidade total do ressonância magnética; (b) porosidade de plugues; e (c) permeabilidade de plugues. ....	72
Figura 5.6 – Projeção em mapa das duas eletrofácies. Os diagramas em roseta mostram a contribuição dos perfis para cada fácies. Obs: legenda das cores está contida no diagrama de rosetas abaixo da figura. ....	74
Figura 5.7 – Projeção em mapa de três eletrofácies. Os diagramas em roseta mostram a contribuição dos perfis para cada fácies. Obs: legenda das cores está contida no diagrama de rosetas abaixo da figura. ....	76
Figura 5.8 - Correlação da porosidade com permeabilidade para duas eletrofácies .....	77
Figura 5.9 - Correlação da porosidade com a permeabilidade para três eletrofácies .....	78

Figura 5.10 - Correlação da porosidade com a permeabilidade para as oitos microfácies deposicionais. Observar a relação o círculo em vermelho correspondendo a microfácies RB, mostrando a relação com as propriedades petrofísicas e as eletrofácies (Figuras 5.8 e 5.9).....	79
Figura 5.11 – Perfil mostrando os dados de entrada e o resultado da caracterização de duas eletrofácies. Descrição das colunas: 1) Profundidade (m); 2) Sônico (us/ft); 3) Densidade (g/cm <sup>3</sup> ); 4) Neutrão (v/v); 5) Porosidade total do ressonância magnética (pu); 6) Porosidade de plugue (pu); 7) Permeabilidade de plugue (mD); 8) Microfácies deposicionais; e (9) Eletrofácies.....	80
Figura 5.12 - Perfil mostrando os dados de entrada e o resultado da caracterização de três eletrofácies. Descrição das colunas: 1) Profundidade (m); 2) Sônico (us/ft); 3) Densidade (g/cm <sup>3</sup> ); 4) Neutrão (v/v); 5) Porosidade total do ressonância magnética (pu); 6) Porosidade de plugue (pu); 7) Permeabilidade de plugue (mD); 8) Microfácies deposicionais; e (9) Eletrofácies.....	81

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 – Valores de porosidade em relação as fácies carbonáticas.....	51
Tabela 3.2 – Volume de poros em função das fácies.....	52
Tabela 3.3 - Permeabilidade média em relação as fácies carbonáticas.....	53
Tabela 4.1 – Resultados das correlações das propriedades petrofísicas com as fácies carbonáticas.....	65
Tabela 5.1 – Tabela mostrando a contribuição das oitos variáveis para os oito autovetores. Observar que os autovetores $r^1$ e $r^2$ são os que apresentam maiores contribuições.....	69
Tabela 5.2 - Médias dos perfis para duas eletrofácies (A e B).....	73
Tabela 5.3 - A coluna correlação mostra a correlação dos perfis com as eletrofácies e a coluna informação a contribuição de cada curva por eletrofácies.....	73
Tabela 5.4 - Médias dos perfis para cada eletrofácies (A, B e C).....	75
Tabela 5.5 - A coluna correlação mostra a correlação dos perfis com as eletrofácies e a coluna informação a contribuição de cada curva por eletrofácies.....	75

# CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

Com o avanço da Indústria do Petróleo, na década de 1950, as rochas carbonáticas, ganharam notoriedade e passaram a ser foco de estudos e pesquisas sobre sua capacidade armazenadora e geradora de hidrocarbonetos. Essas rochas retêm mais da metade de todo o petróleo do mundo, com destaque para as áreas do Oriente Médio. Essas rochas, suscetíveis às condições deposicionais e diagenéticas, apresentam características petrofísicas complexas e normalmente pouco entendidas.

Como são rochas químicas, depositadas sob condições aquosas diversas, apresentam composição mineralógica variável, tanto nos grãos, quanto na matriz e cimento. A suscetibilidade química gera uma gama de tipos de poros (Choquette & Pray, *op.cit.*) que, em função dos ambientes diagenéticos atuantes, uma mesma fácies deposicional pode apresentar características permoporosas diferentes. Nesse contexto, ao estudar rochas carbonáticas, é importante caracterizar as principais fácies deposicionais, identificar os processos diagenéticos atuantes, classificar e quantificar os diferentes tipos de poros e conexões com o intuito de prever o desempenho do reservatório durante o tempo de produção.

A aquisição de dados de testemunhos e amostras laterais onera muito o custo dos projetos exploratórios, sendo assim indisponíveis na maioria das áreas de estudo. No entanto, na fase de desenvolvimento do campo eles se fazem necessários para a obtenção de informações cruciais ao entendimento do desenvolvimento e da produção.

Para definir a qualidade do reservatório é necessário conhecer as fácies deposicionais perfuradas, o padrão de empilhamento das fácies, os processos e produtos diagenéticos, os tipos de poros, a qualidade permoporosa e o padrão de correlação rocha perfil. A qualidade do reservatório é de suma importância nas modelagens estáticas e dinâmicas da produção de um campo de petróleo.

Na ausência de testemunhos, é necessário recorrer às técnicas computacionais, numéricas e/ou estatísticas aplicadas aos dados obtidos dos perfis geofísicos.

Conforme a metodologia definida para este trabalho, foi possível caracterizar as diferentes fácies permoporosas, através dos estudos individualizados nos testemunhos e perfis geofísicos, sendo posteriormente correlacionados com o intuito de verificar suas similaridades.



O poço selecionado para o presente trabalho localiza-se na Bacia de Campos, margem leste brasileira. A seção carbonática pertencente ao Grupo Macaé/Fm. Quissamã, de idade albiana. Esse poço apresenta condições ideais para o estudo por possuir uma boa quantidade de dados disponíveis com excelente qualidade.

## 1.1 OBJETIVO DO TRABALHO

Tem-se como objetivo correlacionar as propriedades petrofísicas com as fácies petrográficas e as eletrofácies, com o intuito de obter *clusters* com distintas características permoporosas.

Para alcançar o objetivo proposto se fez necessário:

- a) Descrever e caracterizar as rochas carbonáticas por meio de análise macroscópica nos testemunhos e microscópicas nas lâminas delgadas, agrupando-as em fácies;
- b) Analisar as propriedades petrofísicas, obtidas através da avaliação dos perfis elétricos e pelas análises de laboratório;
- c) Caracterizar as eletrofácies; e
- d) Correlacionar os dados de rocha com os perfis geofísicos (raios gama, resistividade, densidade, neutron, sônico e ressonância magnética).

## 1.2 DADOS UTILIZADOS

Os dados de rocha usados no presente trabalho, compreendem as análises de dois testemunhos medindo no total 35,61m. A partir dos testemunhos foram confeccionadas 117 lâminas delgadas e 142 análises petrofísicas em plugues (permeabilidade, porosidade e volume de poro). A empresa Solintec concedeu esses dados, bem como o laboratório para as análises macroscópicas dos testemunhos e microscópicas das lâminas delgadas.

Além dos dados de rochas, foram utilizados dados de perfis geofísicos, *caliper*, raios gama, resistividade profunda, resistividade rasa, neutrão, densidade, sônico e ressonância magnética. Esses dados foram adquiridos pela empresa Enauta Energia S.A. junto ao Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), no formato .DLIS.

Os dados de perfis foram trabalhados utilizando o *software Techlog* desenvolvido pela empresa Schulumbeger. Os módulos utilizados foram o *Quanti*, para edição e

processamento dos perfis e cálculo das propriedades petrofísicas, como também os módulos *k-mod* e *Ipson*, para o estudo de eletrofácies.

### 1.3 METODOLOGIA

Para viabilizar o projeto, foram analisados previamente os dados das rochas retiradas do poço e descritas pelo corpo técnico da empresa Solintec. Posteriormente, selecionaram-se amostras de diferentes fácies texturais para maior detalhamento. (Anexo 1).

Foram confeccionados, a partir dos plugues dos testemunhos, 117 lâminas delgadas e 142 análises petrofísicas de rotina (permeabilidade, porosidade e volume de poro). As lâminas delgadas foram previamente descritas pela mestranda da UFRGS Kamila Cardias Rodrigues. Do total das lâminas foram selecionadas 51 (cinquenta e uma) para descrição detalhadas, com foco principal na caracterização e classificação das porosidades presentes.

As análises macroscópica e microscópica permitiram definir fácies, associação de fácies e a diagênese. Os testemunhos foram descritos contemplando os constituintes, estruturas sedimentares e feições diagnósticas, granulometria, cor, porosidade aparente e presença de óleo. A análise microscópica foi realizada nas lâminas delgadas através do microscópio óptico *Zeiss* e o *software Petroledge*, e teve como foco a identificação dos tipos de grão, matriz, cimento e porosidade, além da fábrica da rocha e estruturas diagnósticas. Os principais aspectos da diagênese também foram registrados.

As 142 análises petrofísicas de plugues seguiram os padrões da Norma API RP 40 para preparos e ensaios petrofísicos, realizados pela prestadora de serviços *Weatherford Laboratories*. Essas análises definiram os padrões permoporosos e serviram para correlação e controle de qualidade permoporosa calculados pelos perfis geofísicos, como também no ajuste da profundidade do testemunho.

A edição dos perfis geofísicos e análise petrofísica determinística (porosidade) foram realizadas no *software Techlog* (módulo *Quanti*). Com a aquisição e análise dessas informações, foi possível correlacionar com os dados de petrofísica de rotina e ajustar a profundidade do testemunho.

A caracterização das eletrofácies foi realizada com a finalidade de correlacionar as microfácies com as propriedades petrofísicas da rocha. Para isso, foram utilizados dados da rocha e perfis geofísicos e o *software Techlog* (módulos *k-mod* e *Ipsom*).

Para definição das eletrofácies, utilizou-se de técnicas estatísticas de análise multivariadas, por meio de análises conjunta de dados de perfis geofísicos de poço. A técnica empregada foi a classificação não-supervisionada por meio de técnicas de agrupamento *K-mean*.

Conforme o fluxo de trabalho estabelecido, foi possível definir as eletrofácies, utilizando a metodologia de classificação não-supervisionada e posteriormente correlacionada com as propriedades petrofísicas e as microfácies deposicionais.

## **1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO**

A presente dissertação é estruturada em seis capítulos abordando os seguintes tópicos:

Capítulo 1 - Apresenta uma introdução geral sobre a importância da caracterização petrofísica em reservatórios carbonáticos, demonstrando o fluxo de trabalho para um melhor gerenciamento desses reservatórios;

Capítulo 2 - Consiste em uma revisão bibliográfica, abordando a evolução tectono-estratigráfica da bacia de Campos e sua importância na indústria do petróleo. São abordados os diferentes tipos de perfis geofísico e suas aplicações, sendo enfatizado a caracterização de eletrofácies. Nesse mesmo capítulo é abordado os diferentes tipos de classificação das porosidades e rochas carbonáticas;

Capítulo 3 - Dedicar-se a descrição e caracterização das rochas carbonáticas, através das análises macroscópica e microscópica, enfatizando os constituintes carbonáticos (grãos, matriz, cimento e porosidade). Resultaram dessas análises a classificação das fácies deposicionais e a obtenção dos principais processos que afetaram os resultados das petrofácies;

Capítulo 4 - Aborda os perfis geofísicos utilizados e a metodologia empregada para caracterização petrofísica. O foco desse capítulo está na descrição das etapas de trabalho estabelecidas: 1) dados de entrada e controle de qualidade; 2) processamento das propriedades petrofísica; 3) correlação das propriedades petrofísicas; e 4) correlação das propriedades com as fácies definidas no capítulo 3;

Capítulo 5 - Consiste na caracterização das eletrofácies através das seguintes etapas: 1) carregamento e controle de qualidade dos perfis geofísicos e dados petrofísicos de plugues; 2) Análise de Componentes Principais; 3) determinação do número de eletrofácies; 4) caracterização das eletrofácies por meio da classificação não-supervisionada; e 5) correlação das eletrofácies com microfáceis deposicionais e as propriedades petrofísicas; e

Capítulo 6 - Contém as conclusões e recomendações.

# CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

## 2.1 GEOLOGIA REGIONAL

### 2.1.1 Localização

A Bacia de Campos localiza-se do litoral norte do Estado do Rio de Janeiro ao litoral sul do Estado do Espírito Santo. Seu limite norte com a Bacia do Espírito Santo, dá-se pelo Arco de Vitória, e o sul, com a Bacia de Santos, pelo Arco de Cabo Frio (Figura 2.1). A Bacia possui uma área aproximada de 100.000 km<sup>2</sup> e até o momento 3440 poços perfurados, sendo, a segunda bacia brasileira mais prolífera e responsável por 41% da produção de petróleo e gás, perfazendo um total aproximado de 1.143.147boe/d (ANP/SDP/SIGEP fev. 2019).

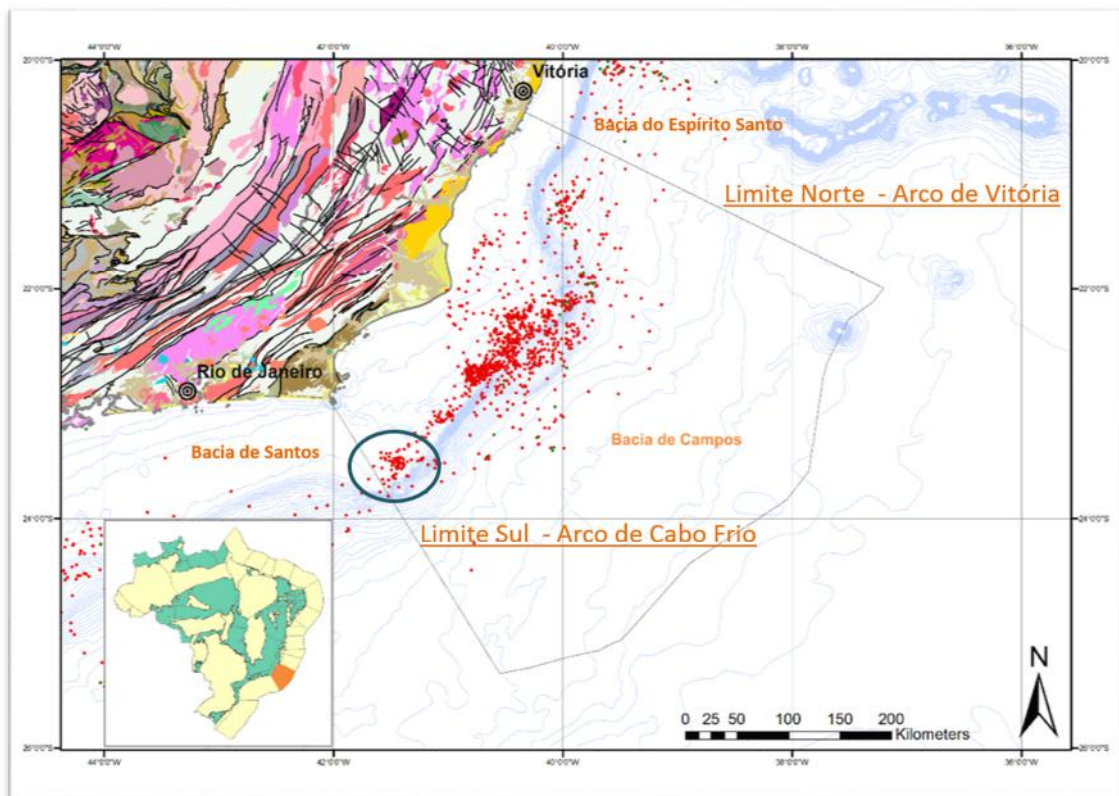


Figura 2.1 - Mapa de localização da Bacia de Campos, com os limites norte e sul, e a posição do poço estudado (círculo azul).

## 2.1.2 Evolução Tectono-Estratigráfica

A Bacia de Campos caracteriza-se como uma bacia de margem passiva e sua gênese está associada ao rifteamento do Paleocóntinente Gondwana e à subsequente abertura do Oceano Atlântico Sul.

A carta estratigráfica mais atual e aqui descrita, foi proposta por Winter *et.al.* em 2007 (Figura 2.2).

O embasamento cristalino da Bacia de Campos é formado por gnaisses de idade pré-cambriana pertencentes a província Proterozóica da Ribeira. Sobrepostos, de forma discordante ao embasamento cristalino, encontram-se os basaltos da Formação Cabiúnas que correspondem o assoalho dos sedimentos sobrepostos.

### Fase rifte

Inicia-se pela formação de um sistema de *rift valleys*, de direção S/SW – N/NE, no Cretáceo inferior. Durante essa fase foram depositadas três sequências compostas por rochas ígneas, sedimentos detritais e carbonatos bioclásticos, controlados tectonicamente, sendo elas: K20-K34 do Hauteriviano (Formação Cabiúnas), K36 do Barremiano (Grupo Lagoa Feia/Formações Itabapoana e Atafona) e K38 do Eoaptiano (Grupo Lagoa Feia/Formações Itabapoana e Coqueiros).

- **K20-K34 - Formação Cabiúnas**

Corresponde a rochas ígneas, subalcalinas, subaéreas a subaquosas, constituídas principalmente por basaltos e diabásios, com intertrapes de arenitos, siltitos e conglomerados, de idade hauteriviana.

- **K36 - Grupo Lagoa Feia/Formações Itabapoana e Atafona**

Essa sequência, de origem continental, ocorre de forma discordante sobre aos basaltos e refere-se à porção basal do Grupo Lagoa Feia, depositada no Barremiano. A Formação Itabapoana compreende conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos avermelhados de borda de bacia e de falha. A Formação Atafona constitui-se de arenitos, siltitos e folhelhos depositados em ambientes continentais, alcalino e destaca-se pela presença dos minerais talco e estevensita (esmectita trioctraedral) e outros argilominerais.

- **K38 - Grupo Lagoa Feia/Formações Itabapoana e Coqueiros**

As formações Itabapoana e Coqueiros, depositadas entre o Barremiano superior e o Aptiano inferior, caracterizam-se como sedimentos continentais proximais e lacustres. Seus limites são as discordâncias pré-Jiquiá (125,8 Ma) e pré-neo-Alagoas (entre 120 Ma

e 123,1 Ma), inferior e superior respectivamente. A Formação Itapaboana compõe-se de conglomerados e arenitos proximais de bacia e borda de falha. A Formação Coqueiros constitui-se por intercalações de camadas de folhelhos e carbonatos bioclásticos, lacustres, denominados de Coquinas, estas depositadas em ambientes de moderada a alta energia, sendo importantes reservatórios produtores de petróleo nas bacias de Campos e Santos.

### **Fase pós-rifte**

A supersequência do pós-rifte caracteriza-se por uma fase tectonicamente branda e se assenta de forma discordante sobre os sedimentos do pré rifte. Essa fase corresponde as sequências K46 e K48 (Grupo Lagoa Feia/Formações Itabapoana, Gargaú e Macabu), depositadas durante o Aptiano médio e superior, e a sequência K50 (Grupo Lagoa Feia/Formação Retiro) de idade aptiana superior/albiana inferior.

- **K46 e K48 – Grupo Lagoa Feia/Formações Itabapoana, Gargaú e Macabu**

As sequências K46 e K48 compreendem as sequências transicionais de ambiente continental lacustre para o ambiente marinho. A Sequência K46 apresenta padrão prográdacional e a sequência K48, retrogradacional. A Formação Itapaboana contém conglomerados e arenitos de borda de bacia e as Formações Gargaú e Macabu são caracterizadas por sedimentos carbonáticos, margas e arenitos, depositados em ambientes raso, transicional. A passagem entre as sequências K46 e K48 ocorre de forma discordante, com idade estimada de 115 Ma.

- **K50 – Grupo Lagoa Feia/Formação Retiro**

A sequência K50 constitui de rochas evaporíticas depositados na forma de ciclos de anidrita, anidrita-halita, anidrita-halita-carnalita/silvinita. Essa sequência tem um papel importante na arquitetura da Bacia de Campos. A movimentação do sal moldou o assoalho marinho, criando caminhos preferenciais para a deposição das areias do Cretáceo Superior.

### **Fase drifte**

A supersequência drifte corresponde a sedimentos marinhos, depositados sob um regime de subsidência térmica associada a tectonismo adiastrófico. Essa supersequência é representada pelas sequências deposicionais que compõe o Grupo Macaé e Campos.

O Grupo Macaé compõe-se pelas Formações Quissamã, Goitacás, Outeiros, Namorado e Imbetiba, que compreendem as sequências K60, K70 e K82-84 da carta estratigráfica de Winter *op.cit.*

O Grupo Campos, depositado desde o Turoniano até o Plestoceno, representa o preenchimento da bacia durante a final da subsidência térmica e basculamento do substrato para leste. Esse grupo é composto pelas Formações Emborê, Ubatuba, Carapebus e Barreiras. que se inter-relacionam com as sequências K86-K88, K90, K100-110, K120, K130, E10-E20, E30, E40-E50, E60, E72, E74, E80, N10, N20 e N30.

### **Grupo Macaé**

- **K60 – Grupo Macaé/Formações Goitacás (porção proximal), Quissamã (porção plataformal)**

A sequência K60 contém os primeiros sedimentos tipicamente marinhos da bacia. Eles se depositaram em um período de aproximadamente de 4,9Ma, com uma taxa de sedimentação de 21,5m/Ma. Litologicamente é composta por sedimentos de leques aluviais, leques deltaicos e fandelas, que se distribuem ao longo da borda oeste da bacia. Na porção plataformal (Formação Quissamã) predomina sedimentos carbonáticos marinhos, de energia alta à baixa, em parte dolomitizados, gradando para sedimentos finos, argilosos, de baixa energia, nas porções mais distais.

A seção estudada nesse trabalho é representada pelos sedimentos carbonáticos da Formação Quissamã (Figura 2.2).

- **K70 – Grupo Macaé/Formações Goitacás (proximal), Outeiro (distal) e Namorado (ex-arenitos Namorado)**

Parte do Grupo Macaé foi depositado no Albiano superior, em aproximadamente 6,8Ma, com uma taxa de sedimentação máxima de 53m/Ma. Seu limite inferior é dado pelo Marco Beta e o limite superior é marcado pela discordância do Cretáceo inferior. Litologicamente é composta principalmente por carbonatos finos da Formação Outeiros, conglomerados polimíticos e arenitos da Formação Goitacás. Os arenitos da Formação Namorado, que representam reservatórios turbidíticos, ocorrem encaixados em baixos deposicionais gerados e controlados pela tectônica salífera Albiana.

- **K82 e K84 – Grupo Macaé/Formações Goitacás (proximal), Imbetiba (distal) e Namorado**

Essa sequência foi depositada em aproximadamente 6Ma, com uma taxa de deposição máxima estimada em 55m/Ma. Litoestratigraficamente é composta por arenitos turbidíticos da Formação Namorado, intercalados aos sedimentos pelíticos da Formação Imbetiba, ocorrendo nas porções mais distais na bacia. Nas porções proximais predominam conglomerados polimíticos e arenitos da Formação Goitacás.



## **Grupo Campos**

**K86-K88, K90, K100-110, K120, K130, E10-E20, E30, E40-E50, E60, E72, E74, E80, N10, N20 e N30 - Grupo Campos/formações Emborê, Ubatuba, Carapebus e Barreiras**

- Formação Emborê: Representa todo o pacote de sedimentos proximais, areno-conglomerático-carbonáticos, do Grupo Campos (Turoniano ao Pleistoceno).
- Formação Ubatuba: Formada por folhelhos e margas das porções ditais do Grupo.
- Formação Carapebus: Essa formação corresponde a intercalações de arenitos turbidíticos nos folhelhos Ubatuba, resultantes da atuação de correntes de turbidez em ambiente de talude e bacia, do Turoniano ao Pleistoceno.
- Formação Barreiras: Ocorre, a partir do Mioceno inferior, como depósitos conglomeráticos, arenosos e lamosos, ricos em concreções ferruginosas. São oriundos de ambientes fluviais entrelaçados (processos trativos de alta energia) e leques aluviais (fluxos gravitacionais).

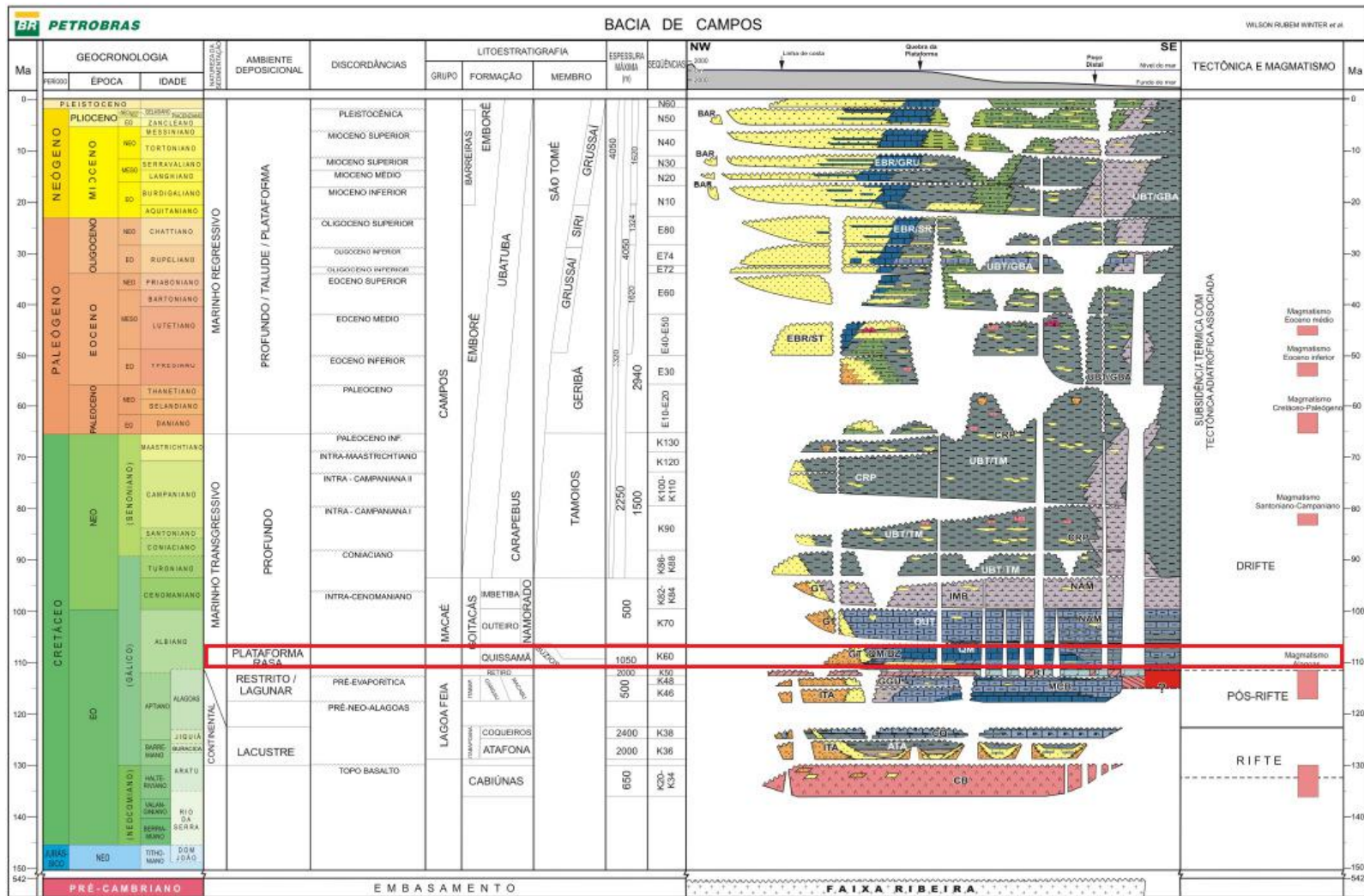


Figura 2.2 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos (Fonte: Winter et. al. 2007). O retângulo em vermelho marca a seção carbonática estudada.

## **2.2 PERFILAGEM DE POÇO**

A perfilagem de um poço de petróleo permite obter registros de propriedades das rochas e fluidos atravessadas durante a perfuração, em função das características elétricas (resistividade ou potencial eletroquímico natural), acústicas (velocidade de propagação ou tempo de trânsito das ondas sonoras) e radioativas (radioatividade natural ou induzida). Esses registros fornecem informações indiretas, importantes, que são essenciais na caracterização e avaliação dos potenciais reservatórios de petróleo (Nery, 2013).

Os principais perfis obtidos são os de Raios Gama, Resistividade, Densidade, Neutrão, Sônico e Ressonância Magnética. Estes perfis são utilizados tanto na avaliação de formação, da fase exploratória (durante e após a perfuração) ou da explotatória. Com os registros obtidos na forma de perfis verticais, eles são úteis na correlação entre poço, identificação de litologias e sequencias deposicionais, qualificação dos principais fluidos existentes nas rochas, bem como suas saturações, além da identificação de fraturas, de zonas permeáveis, cálculo de porosidade e estimativas de permeabilidade (Nery *op. cit.*).

Segue uma descrição dos principais perfis geofísicos baseado em Serra (2004, 2007 e 2008) e Nery (2013).

### **2.2.1 Perfil de Raios Gama (*Gamma Ray*)**

A aquisição do perfil de Raios Gama tem como princípio detectar a radioatividade natural (U + Th + K) das rochas, utilizando um cintilômetro que se desloca a uma velocidade uniforme dentro do poço. Os Raios Gama não são detectados diretamente como energia eletromagnética, mas sim por intermédio de interações desses raios com os átomos ou moléculas existentes no interior dos detectores (ionização).

Os principais fatores que afetam a leitura dos perfis são: litologia, radioatividade, efeitos de poço (presença de elementos pesados na lama, i.e., baritina), revestimento e cimento de completação.

Na indústria do petróleo usa-se o perfil de Raios Gama nos estudos geológicos e petrofísicos, sendo empregado principalmente na identificação das litologias, correlação

geológica, identificações de discordâncias, de minerais radioativos e cálculo de volume de argila.

### **2.2.2 Perfil de Resistividade**

As ferramentas de resistividade são usadas para medir a resistência da formação à passagem de uma corrente elétrica e tem como unidade ohm.m. Elas são rotineiramente utilizadas na indústria de petróleo na obtenção de parâmetros de fluidos e compõem-se de três tipos principais: Indução, laterolog e microresistividade.

- ***Perfil de Indução***

As ferramentas de indução usam bobinas eletromagnéticas para estabelecer campos magnéticos que estimulam o fluxo de corrente na formação, que por sua vez excitam um campo magnético secundário e um fluxo de corrente nas bobinas de receptor na ferramenta. A intensidade do campo magnético secundário gerado é proporcional à condutividade da formação. Este princípio permite medir a resistividade sem a necessidade de uma conexão elétrica direta ao transmissor.

Os principais fatores que afetam as leituras dos perfis de indução são: lama a base de sal (>50.000 ppm de NaCl), camadas delgadas (< 1,5m),  $R_{xo} < R_t$  ( $R_{xo}$ , resistividade da zona lavada,  $R_t$  resistividade da zona virgem) e zonas com altas resistividades >50 ohm.m (erro na ferramenta na ordem de 10%).

Os perfis de indução são utilizados na identificação qualitativa da litologia e do fluido das rochas, na definição qualitativa da permeabilidade em função da separação entre as curvas rasa e profunda, no cálculo de saturação de água, na correlação de poço e em poços com lama a base de óleo.

- ***Perfil Laterolog***

A ferramenta de Laterolog mede a tensão e magnitudes das correntes. Estas medidas requerem contato elétrico direto com a formação, o qual, normalmente, é feito pela lama de perfuração. As medidas sofrem influência da lama de perfuração resistiva, não sendo possível usar esta ferramenta na lama à base de óleo.

- ***Perfil de Microresistividade***

A ferramenta de microresistividade mede micro volumes de rochas, através de sistemas elétricos, acondicionados em patins ou sapatas pressionadas contra as paredes

dos poços. O produto resultante é o perfil de Rxo. Sua leitura é bastante afetada por desmoronamentos e/ou rugosidade no poço, rebocos espessos e invasão rasa.

A principal utilização desses perfis é para corrigir Rt e Rxo pelo efeito da invasão, corrigir porosidades pelo efeito dos hidrocarbonetos, determinar diâmetro de invasão do fluido de perfuração.

### **2.2.3 Perfil de Densidade**

O perfil de densidade total de uma rocha é adquirido através de um feixe monoenergético de raios gama, que bombardeia as paredes do poço. Essa ferramenta dispõe de uma fonte radioativa, geralmente o Césio-137, pressionada contra as paredes do poço. O feixe monoenergético de raios gama, de intensidade fixa, choca-se sucessivamente com os elétrons das formações, conforme a dispersão ou absorção dos raios gama, a intensidade do feixe emitido vai diminuindo. Esta diminuição de intensidade é então medida pelo detector, sendo um registro contínuo das variações das massas específicas das rochas. No caso de rochas porosas, a medição realizada pelo perfil inclui tanto a densidade da matriz (constituente da rocha), como a do fluido contido no espaço poroso.

A ferramenta determina dois atributos fundamentais de uma rocha reservatório: densidade ( $\rho_b$ ) e índice de absorção fotoelétrico ( $P_e$ ). Também fornece o calíper de poço e a correção de densidade ( $\Delta\rho$ ).

Os principais fatores que afetam as leituras dos perfis são: lama e reboco (baritina), hidrocarbonetos, argilosidade e matriz.

Nos estudos de reservatório, o perfil de densidade é de suma importância, para o cálculo de porosidade, identificação de litologia e zonas portadores de gás (em confronto com o perfil Nêutron).

### **2.2.4 Perfil Neutrão (*Neutron*)**

A ferramenta de nêutron, tem como princípio a detecção do índice de hidrogênio na formação, utilizando uma fonte de nêutrons radioativa que bombardeia a formação com nêutrons de alta energia e velocidade. Os Nêutrons colidem com os átomos da formação, transferindo sua energia através destas colisões. A transferência de energia

mais eficiente ocorre com átomos de hidrogênio, porque o hidrogênio possui aproximadamente a mesma massa de um nêutron.

A leitura desse perfil é bastante afetada pelo diâmetro do poço, pela lama e/ou reboco, profundidade da zona invadida, argilosidade da formação, altas porosidades, altas salinidades e principalmente pela presença de hidrocarbonetos leves ou gás (índice hidrogênio muito baixo em comparação com água e conseqüentemente baixa porosidade).

Os perfis de nêutron em geral são utilizados em conjunto com o perfil de densidade no cálculo de porosidade, na identificação de litologia, identificação de argilosidade e auxiliar na detecção de hidrocarbonetos leves ou gás.

### **2.2.5 Perfil Sônico**

A ferramenta do perfil sônico mede o menor tempo para uma onda acústica viajar através das formações. Basicamente, a ferramenta emite pulsos de som que percorrem uma distância curta através da formação e são registrados em um receptor. Este tempo de viagem de intervalo ou  $\Delta t$  é normalmente registrado em unidades de  $\mu\text{s}/\text{ft}$  ou  $\mu\text{s}/\text{metro}$ . A velocidade das ondas é função das propriedades elásticas e da densidade da formação.

As leituras nos perfis serão afetadas caso o poço apresente desmoronamento e/ou rugosidade, pela presença de hidrocarbonetos, pela argilosidade da formação, pela matriz e porosidade secundária.

Sua utilização ocorre principalmente nos estudos sísmicos, mas também é utilizado no cálculo de porosidade, na correlação de poços, na detecção de fraturas e perda de circulação.

### **2.2.6 Perfil NMR (*Nuclear Magnetic Resonance* ou *Ressonância Magnética Nuclear*)**

Os perfis adquiridos pela ferramenta de ressonância magnética são provenientes de um campo magnético externo, produzido pela ferramenta, para orientar prótons (no caso de petróleo ou água átomos de hidrogênio) presentes na formação. Pulsos de radiofrequência são gerados pela ferramenta, provocando o deslocamento dos prótons em  $90^\circ$  em relação à direção imposta pelo campo magnético. A ferramenta mede o retorno ao alinhamento inicialmente produzido pelo campo magnético (movimento de precessão).

O decréscimo do sinal magnético medido no plano transversal ao campo magnético (X-Y) é denominado de Tempo de Relaxação Tansversal (T2), que ocorre em função da distribuição de poros na formação e tipo de fluido, e não devido à composição litológica. O processamento destes dados produz a saída primária desta ferramenta, que é a curva de distribuição do tempo de relaxação T2, através da qual é possível obter vários parâmetros de reservatório. Esse perfil é susceptível às heterogeneidades do campo magnético da ferramenta devido ao efeito da difusão, e sofre influência de outros átomos.

A taxa na qual os prótons estão alinhados no campo magnético estático é governada pela constante de tempo de relaxação longitudinal (T1). T1 é definido como o tempo necessário para alterar a componente Z (paralelo ao eixo longitudinal) da magnetização, isso ocorre quando a magnetização atinge 63% do seu valor máximo possível (que é de 95%).

Essa ferramenta é utilizada para determinar o índice de fluido livre da formação e está relacionada à densidade de prótons que se encontram livres para se orientar em resposta ao campo magnético aplicado. Sendo assim, é uma importante ferramenta para determinar a saturação de fluido móvel, não registrando o teor de água presente nas estruturas das argilas.

A partir da aquisição dos perfis de T1 e T2 é possível obter algumas informações, tais como: distribuição dos tamanhos dos poros, porosidade efetiva, porosidade total, volume de fluido livre, tipos de hidrocarbonetos, estimativas de permeabilidade através de fórmulas empíricas e volume de hidrocarbonetos na zona invadida (Figura 2.3).

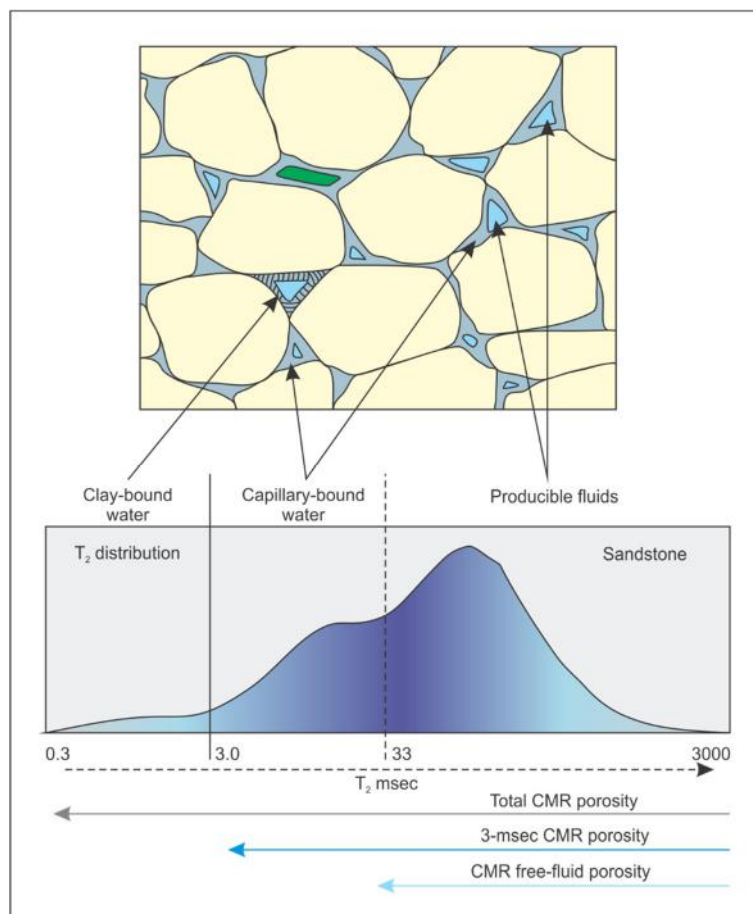


Figura 2.3 - Distribuição das porosidades a partir do perfil de ressonância magnética (Fonte: Allen *et al.*, 2000 *apud* Serra, 2004)

## 2.3 ELETROFÁCIES

Segundo Serra (1986), o termo eletrofácies é usado, em função de um conjunto de parâmetros de perfis geofísicos, para discriminar litologias ao longo do poço, mesmo em regiões onde não existe registro direto de rocha (testemunhos e/ou amostras laterais).

As principais técnicas utilizadas no estudo de eletrofácies são: técnicas estatísticas, redes neurais, regra de *fuzzy* ou combinações delas.

De acordo com Cruz (2003), “as eletrofácies são definidas através da interpretação da função de densidade multivariada, onde combina-se uma análise estatística aos dados de poço interpretados geologicamente”.

Segundo Hair *et al.* (2009), “análise multivariada refere-se a todas as técnicas estatísticas que simultaneamente analisam múltiplas medidas sobre indivíduos ou objetos sob investigação”. Porém, para que qualquer análise seja considerada verdadeiramente



multivariada, todas as variáveis devem ser aleatórias e inter-relacionadas de maneira que não podem apresentar respostas significativas quando analisadas de forma independente. Sendo assim, uma análise multivariada corresponde as combinações múltiplas de variáveis e não somente ao número de variáveis ou observações.

A base da análise multivariada é a variável estatística, no qual corresponde a uma combinação linear de variáveis com pesos empiricamente determinados. O valor da variável estatística de  $n$  variáveis ponderadas ( $X_1$  até  $X_n$ ) pode ser representada como:

$$\text{Valor da variável estatística} = w_1X_1 + w_2X_2 + w_3X_3 + \dots + w_nX_n$$

Onde  $X$  representa as variáveis observadas (no presente trabalho, as variáveis serão os perfis geofísicos de poço) e os  $w$  são os pesos determinados pela técnica multivariada (influência relativa de cada perfil para reconhecimento das fácies). O resultado corresponde a um único valor que caracteriza uma combinação das variáveis, que mais se aproxima do objetivo da análise multivariada em questão. Vale ressaltar, que a variável estatística é gerada de maneira a criar escores para cada observação que melhor diferencie os grupos de observações (Hair *op.cit*).

De modo geral, as técnicas estatísticas de análise multivariadas aplicadas ao estudo de eletrofácies, por meio de análises conjunta de dados de perfis geofísicos de poço, são divididas em classificação supervisionada e não-supervisionada.

- **Técnicas de classificação supervisionada (análise discriminante)**

Utiliza-se de um conjunto de dados onde se dispõe das variáveis de entrada (perfis geofísicos de poço) e das variáveis de saída (litofácies) já conhecidas. Essa técnica é adotada, principalmente, em poços que dispõem de dados/descrição de testemunhos, aplicando, assim, a análise discriminante para gerar a função que relaciona as propriedades físicas medidas pelos perfis com as litofácies descritas.

Os métodos de classificação supervisionada correspondem a métodos paramétricos e não-paramétricos. Os métodos paramétricos são aqueles para os quais as distribuições das variáveis obedecem a uma função de distribuição conhecida. Nesse método estão inclusos a Regra Discriminante Linear (RDL) e a Regra Discriminante Quadrática (RDQ). Nos métodos não-paramétricos não se aplicam essas restrições, sendo incluídos nessa técnica os métodos da Regra Discriminante Linear Passo-a-Passo, *K-Nearest Neighbor* (KNN) e a Regra Discriminante Canônica (Soares, 2005).

A Regra Discriminante Linear (RDL) é um método de classificação no qual uma função linear é definida entre cada fácies e os perfis geofísicos.

A Regra Discriminante Quadrática (RDQ) gera uma função do 2º grau entre cada fácies e os perfis geofísicos.

A Regra Discriminante Linear Passo-a-Passo distribui os perfis disponíveis segundo uma ordem decrescente de poder discriminante.

O método *K-Nearest Neighbor* (KNN) se baseia na adoção do rótulo que aparece mais vezes entre os “K” vizinhos mais próximos, no espaço  $n$ -dimensional, segundo a métrica adotada.

A Regra Canônica consiste num método de redução de dimensão, através da combinação linear das variáveis originais, porém não correlacionáveis entre si, com o objetivo de obter variáveis canônicas que contribuam para a discriminação entre as fácies.

- **Técnicas de classificação não-supervisionada (análise de agrupamento)**

Utiliza-se de um conjunto de dados onde se dispõe apenas das variáveis de entrada (perfis geofísicos de poço), com o objetivo de agrupá-las na forma de cluster. Esses agrupamentos são realizados a partir das amostras com propriedades próximas no espaço multidimensional. O resultado é dado em função da similaridade (aproximação) adotada pelo intérprete. Esse método é aplicado quando não se dispõe de dados de rochas/descrição de testemunhos.

Entre os métodos utilizados na classificação não-supervisionadas estão *Average Linkage*, *Centróide* e *K-means*, onde os dois primeiros são baseados na distância entre amostras no espaço  $n$ -dimensional, sendo  $n$  é o número de perfis utilizados (Soares op.cit.).

- *Average Linkage*: Esse método utiliza a menor distância entre os pares possíveis de amostras da população para gerar o *cluster*, tornando-o sensível a possíveis valores anômalos;

- *Centróide*: baseia-se na distância entre os centros (ou valores médios) de cada nuvem de amostras. Esse método é menos sensível a possíveis valores anômalos;

- *K-means*: Inicialmente são gerados  $K$  grupos formados aleatoriamente pelas amostras de perfis, posteriormente esse método reorganiza a composição de cada grupo de modo a minimizar a variabilidade interna e maximizar a variabilidade entre eles.

## 2.4 CLASSIFICAÇÃO DAS POROSIDADES

A porosidade é umas das principais propriedades petrofísicas da rocha. Corresponde aos espaços vazios (poros) contidos nas rochas, independente da forma, tamanho, interligação ou disposição desses espaços. Sendo expressa em porcentagem de volume ocupado pelos poros em relação ao volume total da rocha. Quando os poros se encontram interligados, denomina-se de porosidade efetiva ( $\phi_e$ ). A porosidade total ( $\phi_t$ ) é dada pelo conjunto de todos os poros existentes na rocha, independentemente de estarem ou não interligados (Equação 1).

Porosidade Total

$$\phi_t = (V_t - V_s)/V_t = V_p/V_t \quad (1)$$

Onde:

$V_p$  = Volume total de espaços vazios

$V_s$  = Volume total de sólidos

$V_t$  = Volume total da rocha

Através das medidas de porosidade é possível inferir o potencial de armazenamento de hidrocarboneto de um reservatório, e se esse reservatório apresenta condições de fluxo de fluidos através da interligação dos espaços vazios (permeabilidade).

A porosidade é classificada em relação a sua origem, podendo ser primária ou secundária:

- Porosidade primária forma-se na rocha no tempo da sua deposição; e
- Porosidade secundária é gerada após litificação dos sedimentos, por processo de dissolução e/ou fraturamento.

Em rochas carbonáticas, os principais fatores controladores do sistema poroso são: composição química dos constituintes e da rocha, textura deposicional (tamanho, forma, seleção e arranjo dos grãos) e os processos diagenéticos atuantes após a deposição dos sedimentos, classificados como precoces e tardios.

### 2.4.1 Classificação de Choquete & Pray

Segundo Choquete & Pray (1970), a relação entre o espaço poroso e arcabouço da rocha (*rock fabric*), é de fundamental importância na interpretação geológica das rochas

carbonáticas reservatórios de petróleo. O arcabouço da rocha está associado aos ambientes de deposição (processos primários) e diagenéticos (processos secundários).

Usando a relação entre os poros e o arcabouço da rocha, Choquete e Pray classificou as porosidades em três grupos (Figura 2.4):

- Fábrica seletiva: quando a relação entre os poros e o arcabouço são dependentes, sendo controlados pelo grão, cristal e/ou outras estruturas físicas das rochas e não cruzam os limites dos constituintes. Nesse sentido, foram nominados os seguintes tipos de porosidades: intergranular, intragranular, intercristalina, móldica, fenestral, *shelter* e *framework*.

- Fábrica não seletiva: quando não existe uma relação entre os poros e o arcabouço, sendo a porosidade gerada pela dissolução das rochas sem respeitar os limites dos grãos e/ou estruturas presentes. Compreendem as porosidades de fratura, canal, vugular e caverna.

- Fábrica seletiva ou não: a porosidade pode depender ou não das características da rocha. São elas: brecha, perfurações por organismos, buracos (toca) de vermes e gretas de ressecamento

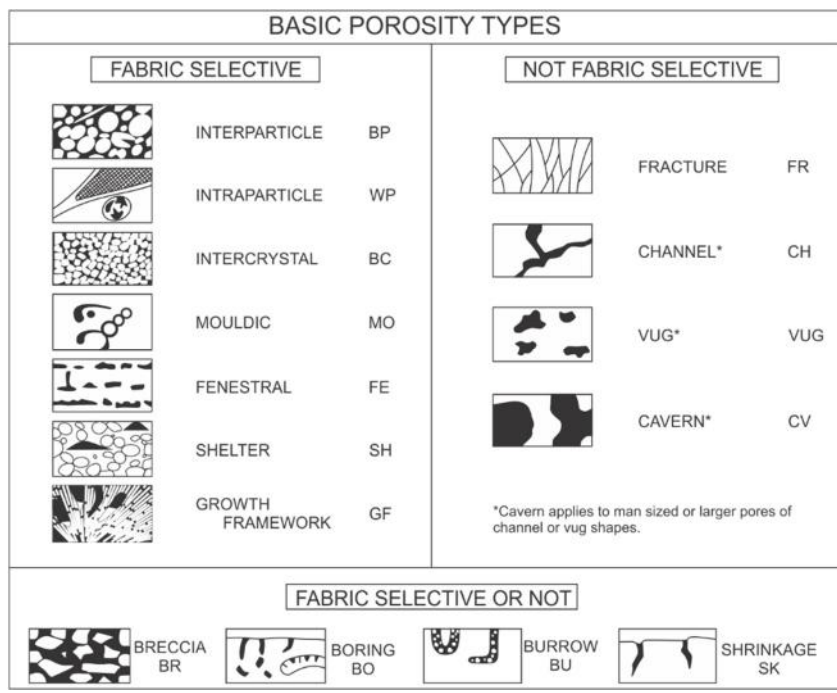


Figura 2.4 - Classificação das porosidades em rochas carbonáticas, segundo Choquete & Pray (1970).

### 2.4.2 Classificação de Jerry Lucia

Lucia (1983) classifica as porosidades dos carbonatos em função dos aspectos petrofísicos. Baseando-se nos conceitos de tamanho e distribuição espacial dos poros em relação aos componentes da rocha, foi possível definir três grupos de porosidades:

- Interpartículas: engloba as porosidades intergranulares e intercrystalinas. O qual foi subdividida em três classes petrofísicas, de acordo com a arranjo e tipos de grãos e teor de matriz. As classes 1 e 2, fazem parte do grupo onde a trama da rocha é dominada por grãos (Grainstone e Packstone) e a classe 3 dominada por lama (Packstone, Wackestone, Mudstone) (Figura 2.5).

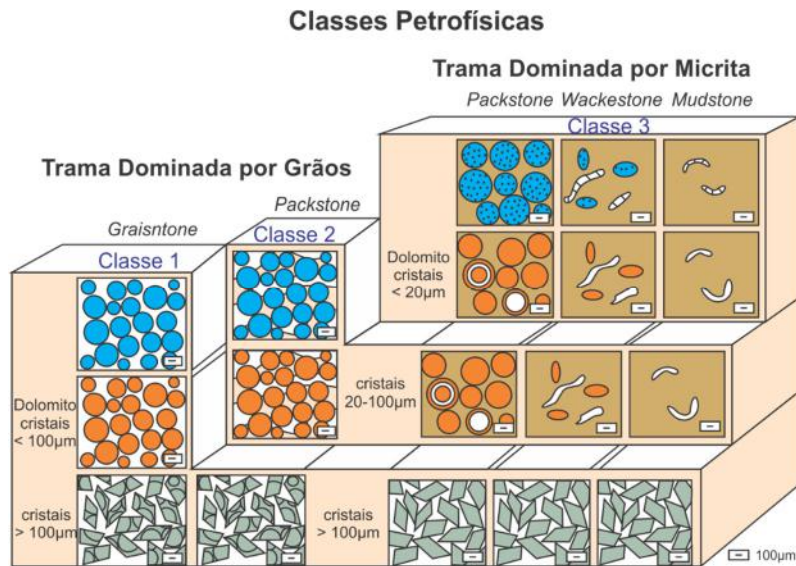


Figura 2.5 - Classes petrofísicas, incluindo trama da rocha dominada por grão e micrita, segundo Lucia (1983).

- Vugular não conectada: Esse grupo abrange as porosidades móldica, intragranular em fósseis, microporosidade intra-grãos e *shelter*. Essas porosidades não apresentam uma conectividade direta (os poros não se tocam). Ocorrem, portanto, através de vias intergranulares ou intercrístilinas (Figura 2.6a); e

- Vugular conectada: O grupo corresponde as porosidades de fratura alargada, microfraturas conectando poros, canal, caverna, brechas e *fenestral*. A conectividade entre os poros ocorre de forma direta, apresentando um sistema ativo de conexão de cavidades (Figura 2.6b).

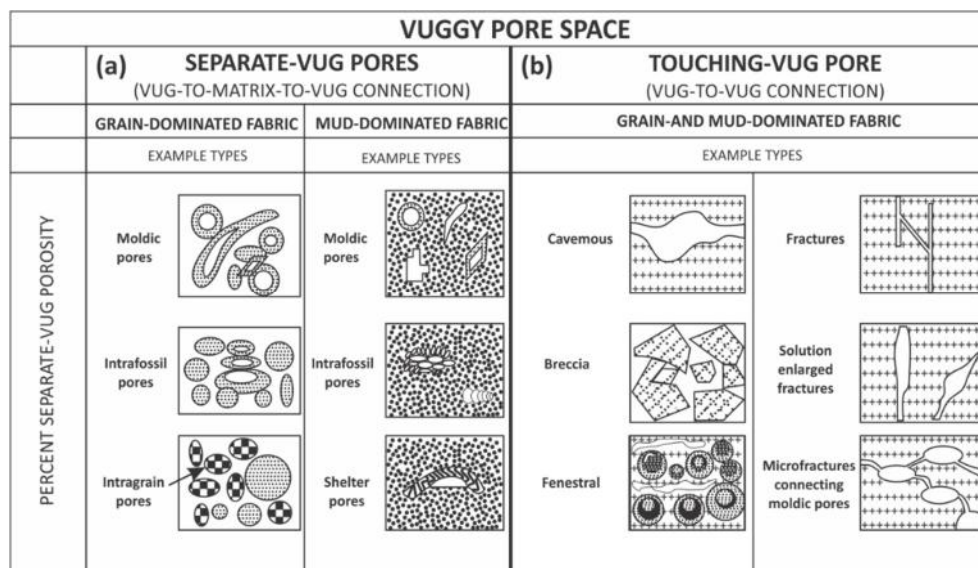


Figura 2.6 - Classificação das porosidades do tipo vugular, baseada nos conceitos de tamanho e distribuição espacial dos poros em relação aos constituintes da rocha (Fonte: Lucia, op. cit.).

A classificação da porosidade proposta por Lucia (op. cit), onde apresenta aspectos geológico-petrofísico é muito utilizada na indústria do petróleo em estudos de caracterização de reservatório, possibilitando a concepção de modelos geológicos quantitativos, por meio de simulações computacionais, baseadas na relação da trama da rocha e a distribuição dos poros.

## 2.5 CLASSIFICAÇÃO DAS ROCHAS CARBONÁTICAS

Diversas classificações com diferentes ênfases são aplicadas às rochas carbonáticas.

### 2.5.1 Classificação de Grabau

A primeira classificação, datada de 1903-1904, foi proposta por Amadeus Willian Grabau, na qual se buscou similaridade com as rochas detritais através da granulometria. Pela classificação de Grabau reconhece três litologias distintas:

- Calcirruditos: predomínio de grãos rudáceos  $> 2\text{mm}$ ;
- Calcarenitos: dominados por grãos tamanho areia, entre  $62\mu\text{m}$  e  $2\text{mm}$ ; e
- Calcilutitos: predomínio de grãos lutáceos  $< 62\mu\text{m}$ .

### 2.5.2 Classificação de Folk

Em 1959-1962 Robert L. Folk reconhece a lama carbonática como equivalente hidrodinâmico das argilas, ampliando e detalhando a classificação petrográficas das rochas carbonáticas. A classificação de Folk é essencialmente composicional e divide as rochas em; Rochas aloquímicas as quais são compostas por grãos bioclasto, ooides, peloides e intraclastos), matriz (essencialmente lama micrítica) e cimento. Os nomes das rochas são definidos em função da combinação dos constituintes e são separados em três grupos, são eles: aloquímicos espáticos, aloquímicos micríticos e micríticos. (2) **rochas ortoquímicas** (compostas por calcita microcristalina sem aloquímicos); e (3) **rochas recifais autóctones** (biolíticos) (Figura 2.7).

Principais grãos em calcários	Tipos de calcários	
	com cimento espático	com matriz micrítica
Grãos esqueléticos (bioclastos)	Bioespático	Biomicro
Ooides	Ooespático	Oomicrito
Peloides	Pelespático	Pelmicro
Intraclastos	Intraespático	Intramicro
Calcário formado <i>in situ</i>	Biolitito	Micro
		Calcário fenestral - dismicro

Figura 2.7 - Classificação das rochas carbonáticas baseada na composição, segundo Folk (1962).

### 2.5.3 Classificação de Dunham

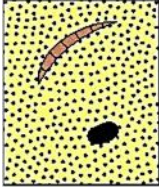



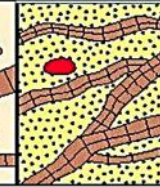
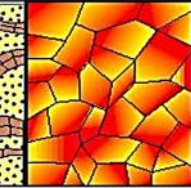
Em 1962, em publicação da AAPG (*American Association of Petroleum Geologists*) Robert J. Dunham publicou uma classificação baseada na presença ou ausência da lama carbonática, abundância de grãos e presença de estruturas recifais (Figura 2.8). De acordo com essas premissas, Dunham classificou as rochas carbonáticas em seis tipos:

- *Mudstone*: rocha suportada por matriz, com menos de 10% de grãos.
- *Wackestone*: rocha suportada por matriz, com 10% a 30% de grãos;
- *Packstone*: rocha sustentada por grãos (mais de 30%), com matriz;
- *Grainstone*: rocha sustentada por grãos (mais de 30%), sem matriz;
- *Boundstone*: rocha carbonática formada *in situ*, autóctone, cujos componentes originais foram almagamados durante a deposição por processos biogeoquímicos. São bioconstruídos; e
- Carbonato cristalino: rocha sem estrutura deposicional reconhecida. Em geral, são rochas com intensa diagênese.

Considerada na literatura como uma classificação simples, com terminologia objetiva e que reflete a energia deposicional da rocha, conseqüentemente fornece informação genética. Sua utilização é largamente aceita, especialmente pela Indústria do



Petróleo e pouco usada no meio acadêmico. Neste trabalho a classificação foi aplicada às rochas em análise.

Textura Depositional Reconhecível					Textura Depositional Não Reconhecível
Componentes originais não ligados durante a deposição			Componentes originais ligados durante a deposição		
Contém lama carbonática (argila + siltito)		Sem lama e Suportado por grãos			
Supportado por lama	Supportado por grãos				
<10% de grãos	>10% de grãos				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Cristalino
					

Mod. Dunhan, 1962

Figura 2.8 - Classificação das rochas carbonáticas, segundo Dunham (1962).

#### 2.5.4 Classificação de Embry & Klovan

Embry & Klovan (1971), modificaram a classificação de Dunham, substituindo o termo *Boundstone* (mais genérico) por três novos, adaptados à classificação de recifes. (Figura 2.9), além de criar dois termos para classificar rochas, não ligadas organicamente, com mais de 10% de fragmentos maiores de 2mm.

- *Bafflestone*: rocha carbonática biogênica, colunar, rígida, associada com areia, e silte carbonáticos, cujos organismos formadores atuaram como resistentes obstáculos;

- *Bindstone*: rochas carbonáticas laminadas, tabular, dominado por matriz, cujos componentes foram amalgamados ou ligados durante a deposição;

- *Framestone*: rocha carbonática biogênica, que possui arcabouço rígido, construída *in situ* por organismos que se fossilizaram em posição de vida, podendo ocorrer matriz nos interstícios do arcabouço;

- *Floatstone*: rocha suportada por matriz com mais de 10% de grãos maiores que 2mm; e

- *Rudstone*: rocha suportada por grãos com mais de 10% de grão maiores que 2mm.

CALCÁRIOS AUTÓCTONES - componentes originais não-ligados organicamente durante a deposição					CALCÁRIOS AUTÓCTONES - componentes originais organicamente ligados durante a deposição				
Componentes originais "não-ligados" durante a deposição (<10% grão >2 mm)				Textura deposicional não- reconhecível	Componentes originais "não-ligados" organicamente durante a deposição		Componentes originais ligados organicamente durante a deposição		
Contém Lama (Partículas tamanho argila/silte fino)			Sem lama, grão- suportado		>10% grãos >2 mm		Organismos que atuam como obstáculos	Organismos que encrustam e ligam	Organismos que constroem um arcabouço rígido
Suportado por matriz		O arcabouço é grão- suportado com matriz			Suportado pela matriz	Suportado por componentes maiores que 2 mm			
Menos de 10% de grãos	Mais de 10% de grãos								
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Crystalline	Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone

Figura 2.9 - Classificação das rochas carbonáticas, segundo Embry & Klovan (1971).

# CAPÍTULO 3 – DESCRIÇÃO E CARACTERIZAÇÃO PETROGRÁFICA DAS ROCHAS CARBONÁTICAS

Dois testemunhos de rochas carbonáticas do Albiano, no total de 35,61 metros, retirados de um poço de petróleo da Bacia de Campos e 117 lâminas delgadas, constituíram o material para o desenvolvimento deste estudo (Figura 3.1). Após análise das descrições macroscópica dos testemunhos, das descrições microscópica das lâminas delgadas (descritas pela mestranda da UFRGS Kamila Cardias Rodrigues), foram selecionadas 51 (cinquenta e uma) lâminas para descrição detalhada, com ênfase na caracterização das porosidades existente e sua quantificação por meio de contagem de pontos.

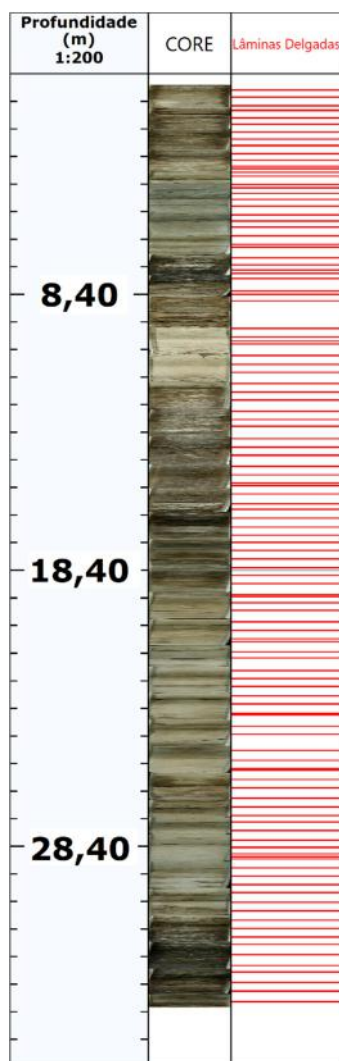


Figura 3.1 - Perfil mostrando a base de dados composta pelos testemunhos e lâminas delgadas. Descrição das colunas: 1) Profundidade (m); 2) Testemunho; e 3) Lâminas delgadas;

As análises macroscópica e microscópica permitiram definir fácies, associação de fácies e a diagênese. Os testemunhos foram descritos na escala 1:20, contemplando os constituintes, estruturas e feições diagnósticas, granulometria, cor, porosidade aparente e presença de óleo (Anexo 1). A microscopia petrográfica teve como foco a identificação dos tipos de grão, matriz, cimento e porosidade, além da fábrica da rocha e estruturas diagnósticas. Os principais aspectos da diagênese também foram registrados.

### **3.1 CONSTITUINTES CARBONÁTICOS**

#### **3.1.1 Grãos**

Na seção estudada, foram reconhecidos os seguintes grãos carbonáticos: oolitos, oncolitos, pelóides, intraclastos, bioclastos e agregados. Os grãos não carbonáticos reconhecidos foram: quartzo, feldspatos, muscovita e biotita.

Segue a caracterização dos grãos.

- **Oolitos**

São grãos originados da precipitação química de carbonato de cálcio, geralmente na forma aragonítica, em torno de um núcleo carbonático ou não, Apresentam-se com formas ovoides, esféricas a subesféricas, internamente com lamelas isópacas concêntricas radiadas envelopando um núcleo e com diâmetros variando entre 0,20mm a 2,00mm. São tidos como grãos gerado sob condições de alta energia, e em profundidades menores que 5m. De acordo com Flügel (1982) e Peryt (1983a), os oolitos se formam em diferentes tipos de ambientes, podendo ser marinhos, lacustres, lagunares, fluviais.

Os oolitos são diagnósticos de ambiente restrito de águas rasas, límpidas, mornas e alta energia, onde a perda de CO<sub>2</sub> é maior, propicia a altas concentrações de CaCO<sub>3</sub> e consequentemente a precipitação de aragonita ou calcita em torno de partículas pré-existentes.

Os oolitos podem ser individualizados em três tipos:

- Oolitos simples;
- Oolitos superficiais: quando apenas uma lamela reveste o núcleo; e
- Oolitos compostos: quando são formados por vários pequenos oolitos revestidos por lamelas.

Nas rochas analisadas, os oolitos ocorrem com granulometria variando de areia fina a areia muito grossa, sendo dos tipos simples e compostos. Apresentam núcleos de feldspatos, quartzo, bioclastos e pelóides. Alterações diagenéticas são evidenciadas pela dissolução parcial ou total dos núcleos feldspáticos/bioclásticos e substituição dos núcleos dos feldspatos por caulim, além da extensiva micritização, compactação e fraturamento (Figura 3.2a).

- **Oncolitos**

São grãos envelopados, em geral arredondados, com morfologia variável, dotados de núcleo (e.g. bioclasto, quartzo detrítico e outros grãos) revestidos por uma sucessão de lâminas organo-micríticas irregulares. Possuem tamanhos variando de milimétricos (menores que 2mm) a centimétricos (maior que 2cm). Seu crescimento é resultado da ação conjunta da movimentação do grão, provocada pela ação das ondas e correntes e aglutinação de novas lâminas, que resultam no seu crescimento.

Os oncolitos crescem em ambientes aquáticos com salinidade e batimetria variáveis (água doce, salobra e marinha; ambientes rasos e profundos). São em geral indicadores de correntes de moderada energia, mas sabe-se que há oncolitos que se formaram em ambientes de baixa energia, mesmo com pouco rolamento (ambientes de água doce e inframaré).

Os oncolitos de moderada energia são menores, coesos, subsféricos, com lâminas concêntricas e regulares, sendo comum em *packstones* e *grainstones*.

Os oncolitos de baixa energia são micríticos, pobremente laminados a não-laminados, suas lâminas são descontínuas, tem formato lobado e ramificado. Esses tipos de grãos são comuns em *wackstones* e *flostones*.

Nas seções analisadas, os oncolitos, com estrutura interna densa, são um dos principais grãos constituintes dos *grainstones* e *packstones*. Ocorrem com granulometria variando de areia grossa a grânulo. Apresentam núcleos de feldspatos, quartzo, bioclastos e pelóides, que por vezes, encontram-se alterados (no caso do caulim substituindo o feldspato) ou dissolvidos pelos processos diagenéticos. Encontram-se micritizados, compactados e fraturados devido a diagênese precoce e compactação física. Não muito raro, ocorrem na forma de grãos agregados (Figura 3.2b).

- **Pelóides**

Pelóides, são grãos composto de carbonatos microcristalino/micrítico, esféricos, subesféricos, elípticos ou angulosos, variando de bem a mal selecionados, comumente sem estrutura interna, com diâmetros variando de 0,1 a 0,25mm.

Os pelóides são grupos poligênicos de grãos (Figura 3.3), apresentando uma origem variada, podendo ser resultante da ação de micróbios microperfurantes, recristalização de grãos (pelóides), de origem fecal (peletes) e pequenos clástos da planície de lama.

Os pelóides de origem fecal, nominados de peletes, são excrementos de pequenos organismos, apresentam um formato ovoide regular e são ricos em matéria orgânica. São bem selecionados e comumente encontram-se associados a ambientes protegidos, tais como lagunas e planícies de maré.

Pelóides micríticos, com textura floculenta ou grumosa (coagulada), menores que a fração areia, podem caracterizar peletes.



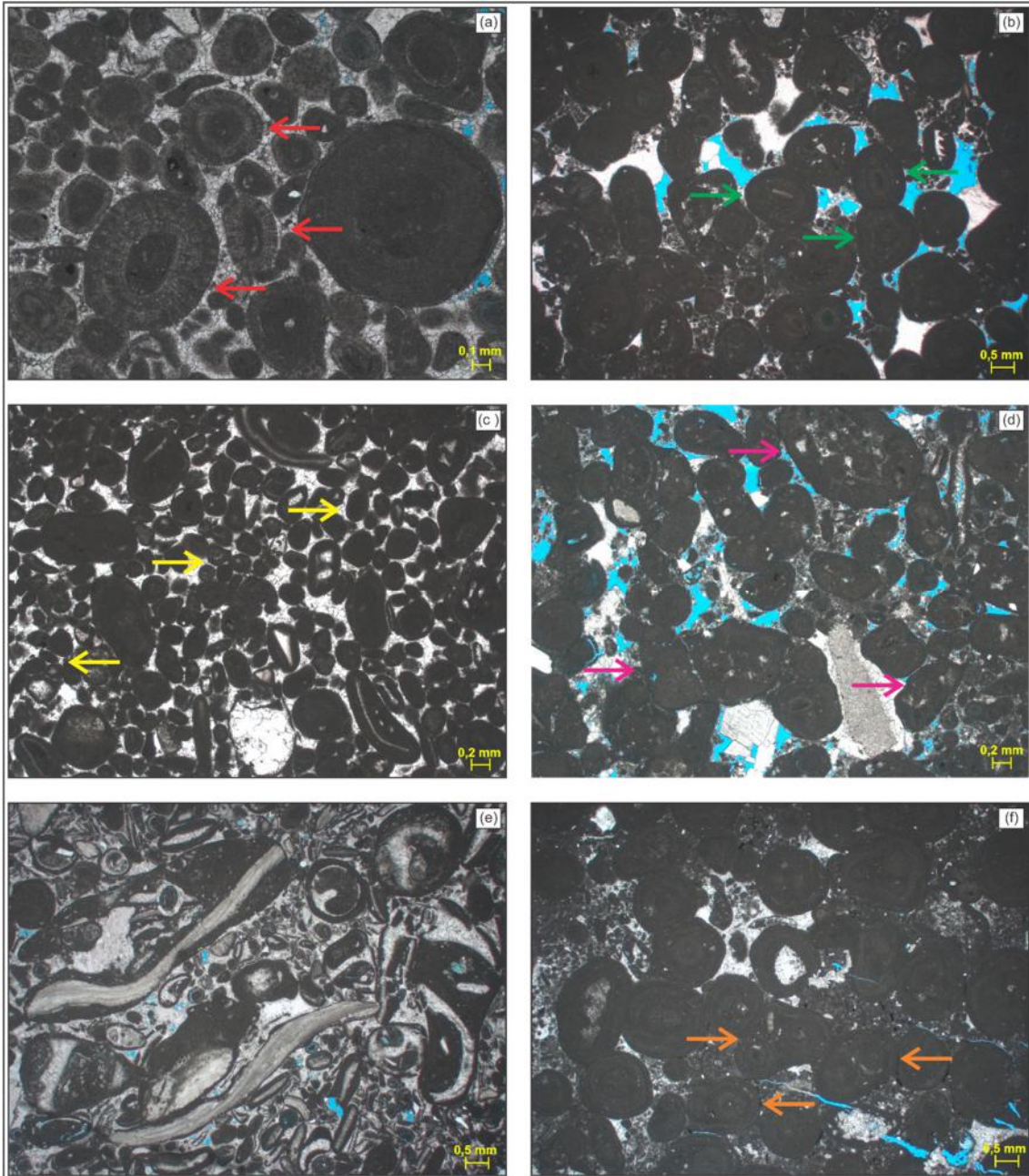


Figura 3.2 - Fotomicrografia com nicóis paralelos: (a) Oolitos (aumento de 5x); (b) Oncolitos (aumento de 1,25x); (c) Pelóides (aumento de 2,5x); (d) Intraclastos micríticos (aumento de 2,5x); (e) Bioclastos de moluscos (aumento de 1,25x); e (f) Agregados de oncolitos (aumento de 1,25x).

Nas rochas estudadas, os pelóides são grãos composto de calcita microcristalina (micrita), com granulometria variando de silte a areia média. Grande parte dos pelóides descritos representa fragmentos de oolitos e oncolitos, que foram criados pela ação de organismos escavadores em barras estabilizadas, e pequenos intraclastos retrabalhados (Figura 3.2c).

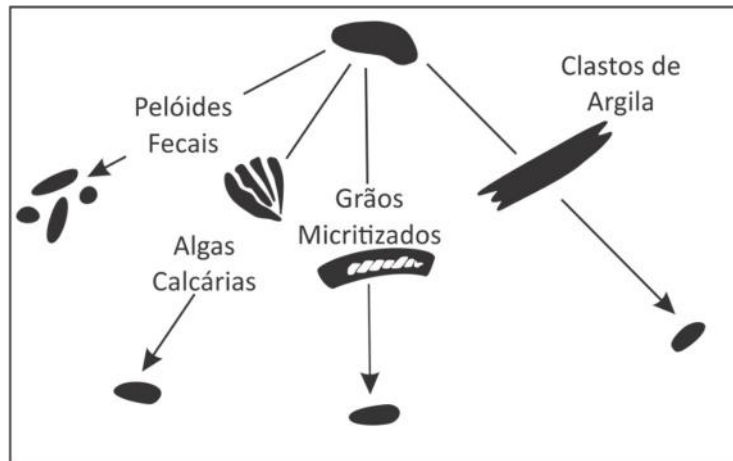


Figura 3.3 - Origem dos pelóides (Fonte: Tucker & Wright, 1990).

- **Intraclastos**

São fragmentos de sedimentos carbonáticos litificados ou parcialmente litificados, que foram erodidos e redepositados dentro da própria bacia.

Os intraclastos são os principais grãos constituintes das rochas descritas e ocorrem com granulometria variando de areia grossa a grânulo (Figura 3.2d). Apresentam mesma composição das rochas descritas e representam fragmentos da crosta endurecida da superfície das barras estabilizadas que sofreram quebra pela ação das ondas.

- **Bioclastos**

Os bioclastos são grãos esqueléticos, oriundos de invertebrados que secretam estruturas carbonáticas e têm forte significado, temporal e espacial. Sua distribuição e desenvolvimento são regidos pelo tempo geológico, profundidade, temperatura, salinidade, turbidez turbulência e níveis de oxigenação das águas, tipos de substratos, suprimento de nutrientes.

Na seção estudada os principais bioclastos identificados são os bivalves e equinodermas, perfazendo mais de 50% dos bioclastos descritos (Figura 3.2e). Secundariamente ocorrem foraminíferos bentônicos e raros planctônicos, gastrópodes, ostracodes, crustáceos, anelídeos e algas verdes. A ocorrência desses bioclastos nas fácies oolítica/oncolítica/peloidal/intraclástica é secundária e restrita, constituindo menos de 5% (cinco por cento) dos grãos totais.

- **Agregados**

Agregados são grãos cimentados por calcita microcristalina ou ligados por compostos orgânicos, com tamanhos variando de 0,5 a 3mm. Apresentam-se com formato



irregular ou lobado. Em geral, são formados por grãos do tamanho areia, fortemente micritizados. São frágeis e resistem muito pouco a retrabalhamento.

O crescimento dos agregados ocorrem na forma de estágios distintos (Figura 3.4). Os grãos carbonáticos (e.g. pelóides, oolitos, bioclastos) são ligados por microrganismos filamentosos (cianobactérias e algas) ou foraminíferos incrustantes. A cimentação (incrustação) ocorre nos filamentos para criar uma estrutura sólida. A incrustação adicional, cimentação e possivelmente recristalização, resultam em um cimento micrítico denso para os grãos.

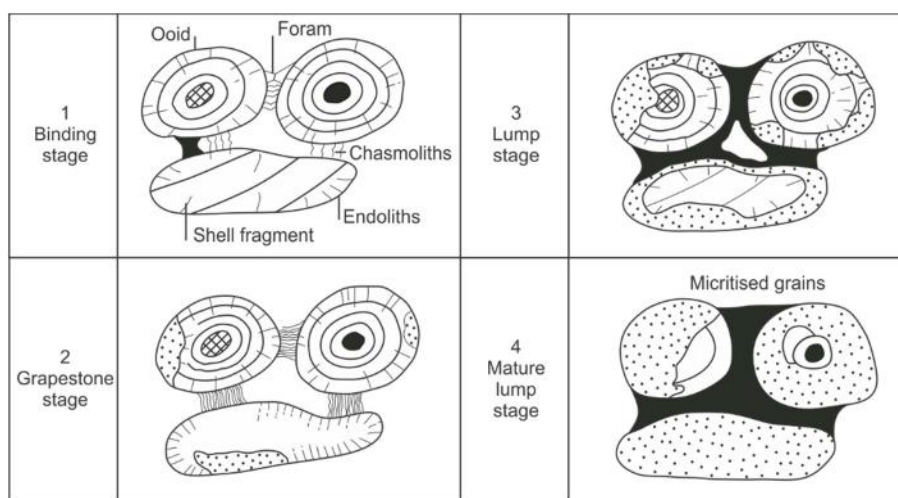


Figura 3.4 - Formação dos agregados, segundo estudos usando microscópio eletrônico de varredura (Fonte: Modificado de Tucker & Wright, 1990).

Nas rochas analisadas, os agregados são formados, em geral, por oncolitos e apresentam formas características de cacho de uva (Figura 3.2f).

- **Terrígenos**

Os principais grãos terrígenos identificados foram o quartzo e feldspatos, correspondendo menos de 5% dos constituintes da rocha. Ocorrem dispersos na rocha, como grãos individualizados ou como núcleo de oolitos e oncolitos. Lamelas de muscovita e biotita ocorrem como acessório.

### 3.1.2 Matriz

A matriz nas rochas carbonáticas corresponde a fração granulométrica silte e argila, comumente nominada lama carbonática. A fração silte comumente é composta por pelóides e microfósseis. A fração argila é formada predominantemente por micrita,

originalmente formada por agulhas de aragonita ou microcristais de calcita, de tamanho igual ou inferior a 4 $\mu$ m.

A micrita é poligenética, sendo difícil determinar sua origem, principalmente por seus cristais serem susceptíveis a alterações diagenéticas. De modo geral, são resultantes da desintegração das algas verdes, abrasão mecânica e biológica de grãos, precipitação inorgânica direta (*Withings*), bioacumulação de microrganismos e atividades bioquímicas através da intervenção de microrganismos.

Nas rochas estudadas, de granulometria areia/grânulo, a matriz pode atingir até 30% do arcabouço da rocha, sendo do tipo peloidal. Ocorre predominantemente nos *packstones* o que resulta em rochas de baixa porosidade e permeabilidade.

### 3.1.3 Cimento

O cimento, formado por cristais geralmente maiores que 10  $\mu$ m, é oriundo da precipitação química direta de CaCO<sub>3</sub> nos interstícios das rochas, sendo um dos principais responsáveis pela obstrução da porosidade. Apresenta textura e cristalinidade distintas em função dos ambientes de precipitação, podendo ser classificado em cimento meteórico, marinho ou de subsuperfície. A composição mineralogia depende da química da água (principalmente do CO<sup>2</sup> e da razão Mg/Ca) e da taxa de suprimento carbonático.

O principal tipo de cimento identificado nas rochas descritas é de calcita, nas formas syntaxial, menisco/pendular, franja prismática, granular drúsico, poiquilotópico e blocoso.

- **Syntaxial**

O cimento syntaxial ocorre em torno dos bioclastos de equinoides, sendo caracterizado por se apresentar na forma de cristal único, com seu crescimento em continuidade óptica com o bioclasto (Figura 3.5). É de origem meteórica freática e representa os primeiros estágios de cimentação da rocha.

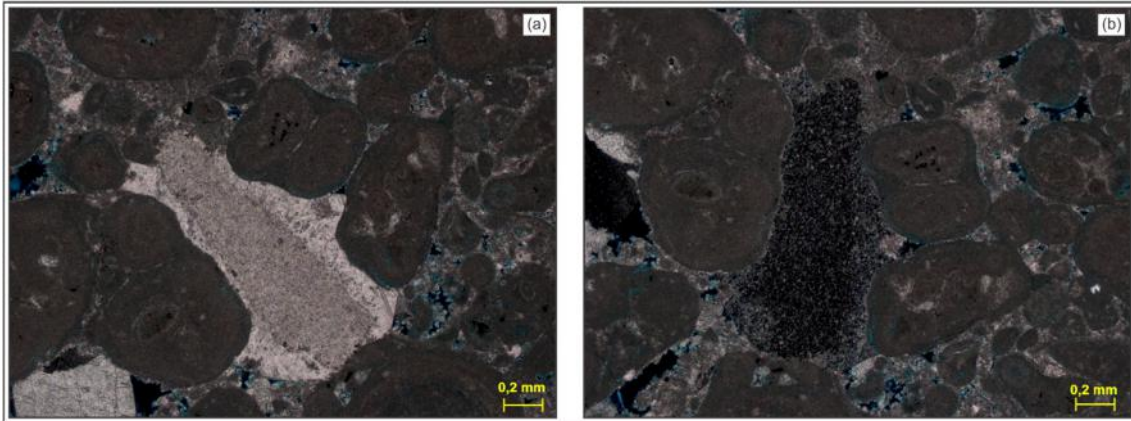


Figura 3.5 - Fragmento de equinoide com cimento sintaxial. Fotomicrografia com nicóis paralelos e aumento de 5x.

- **Menisco/Pendular**

O cimento do tipo menisco/pendular ocorre envolvendo parcialmente os grãos como também em manchas localizadas na amostra. Esse tipo de cimento está associado às fases iniciais da diagênese em ambiente meteórico vadoso (Figura 3.6).

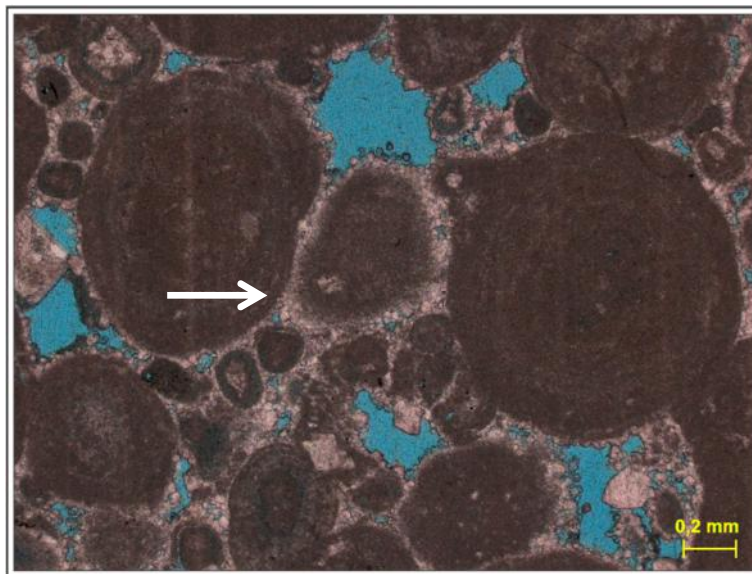


Figura 3.6 - Associada à porosidade intergranular, ocorre cimento vadoso microcristalino, nas formas menisco e pendular (seta branca). Fotomicrografia com nicóis paralelos e aumento de 5x.

- **Franja Prismática**

O cimento em franja é formado por calcita na forma de cristais prismáticos irregulares. Ocorre envolvendo, de forma contínua ou não, os constituintes primários e seu principal efeito é a redução parcial do espaço intergranular interferindo assim no tamanho dos poros e até na conectividade entre esses (Figura 3.7). Sua origem se dá durante a diagênese precoce (*early diagenesis*) em ambiente meteórico freático.

































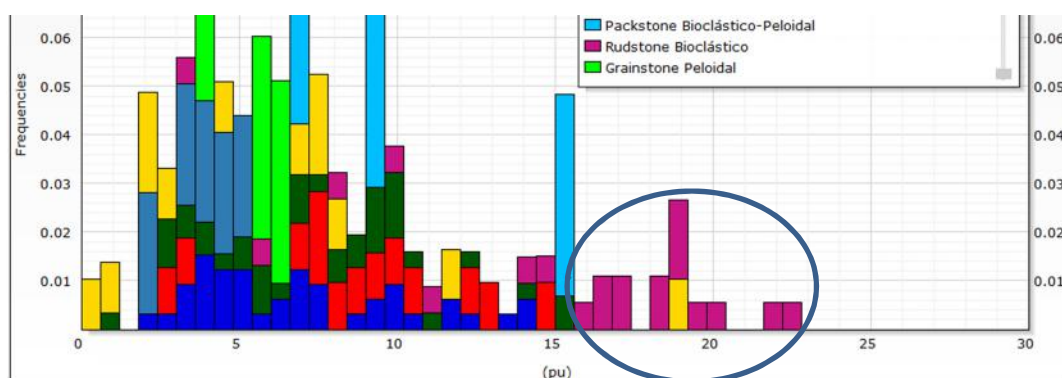
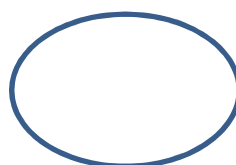


Figura 3.17 - (a) Histograma dos valores de porosidades medidas em seção delgadas, por fácies; (b) Histograma das porosidades medidas em laboratório, por fácies. A elipse delimita as fácies bioclásticas com porosidades mais alta (acima de 15%).

Tabela 3.1 – Valores de porosidade em relação as fácies carbonáticas.

	Porosidade Lâmina (%)			Porosidade Laboratório (%)		
	Média	Mediana	Min – Máx	Média	Mediana	Min – Máx
<b>PP</b>	1,95	0,65	0,00 – 7,70	3,89	4,20	2,30 – 5,20
<b>POOPi</b>	4,70	4,35	0,00 – 11,30	7,00	6,48	2,35 – 14,39
<b>PBP</b>	4,85	5,20	2,00 – 7,00	10,45	9,2	7,1 – 15,05
<b>GOOi</b>	6,21	5,35	0,00 – 15,70	7,50	7,64	0,62 – 15,20
<b>GP</b>	1,20	1,15	1,00 – 1,30	5,34	5,77	4,00 – 6,26
<b>GB</b>	8,50	7,70	1,30 – 21,00	6,14	5,71	0,57 – 18,79
<b>ROIp</b>	7,22	7,00	2,30 – 12,00	8,8	8,70	2,47 – 14,70
<b>RB</b>	14,86	14,35	8,00 – 22,70	15,09	16,76	3,54 – 22,54

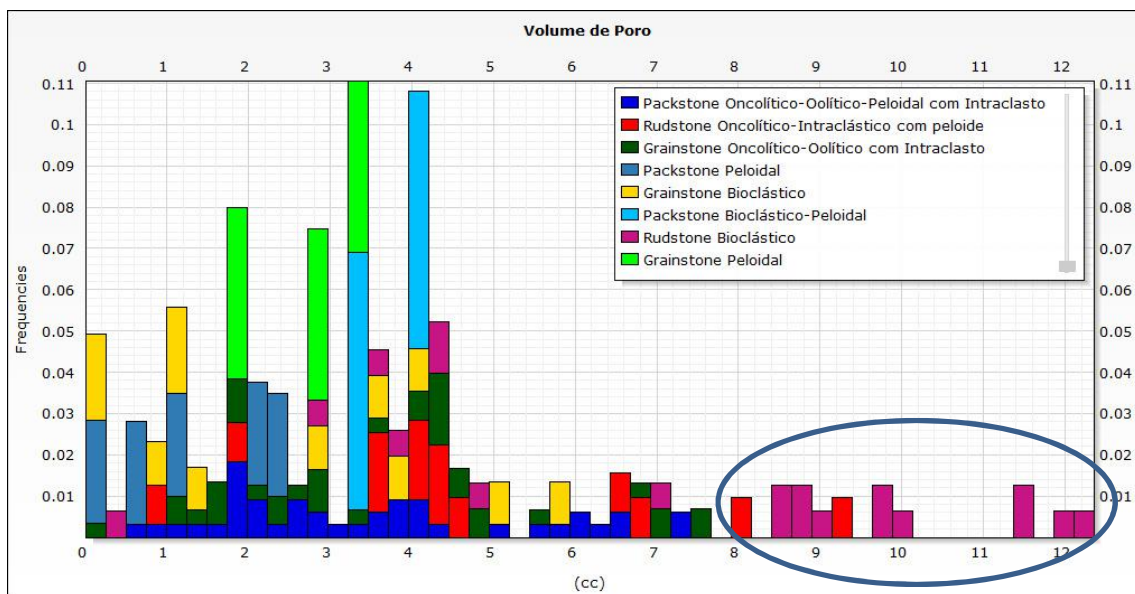


Figura 3.18 - Histograma do volume de poros, calculados nas análises de laboratório, por fácies.

Tabela 3.2 – Volume de poros em função das fácies.

Volume de Poro (cc)			
	Média	Mediana	Min – Máx
<b>PP</b>	1,21	0,99	0,00 – 2,25
<b>POOPi</b>	3,49	2,98	0,63 – 7,33
<b>PBP</b>	3,80	3,80	3,41 – 4,19
<b>GOOi</b>	3,60	3,50	0,23 – 7,64
<b>GP</b>	2,61	2,74	1,77 – 3,34
<b>GB</b>	2,47	2,18	0,04 – 5,87
<b>ROIp</b>	4,73	4,24	0,83 – 9,15
<b>RB</b>	7,61	8,71	0,48 – 12,35

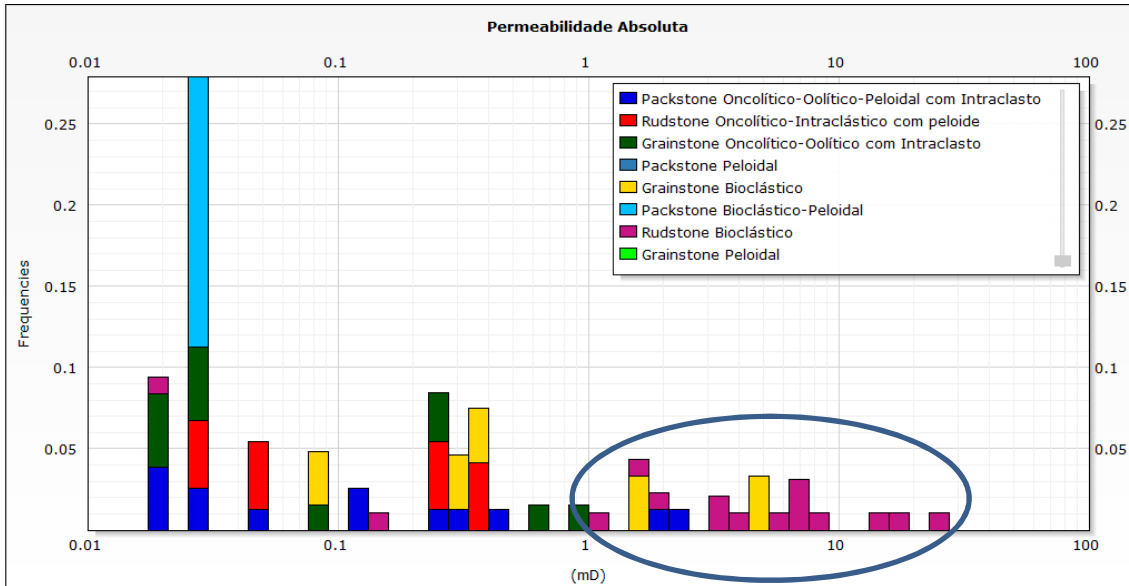


Figura 3.19 - Histograma das permeabilidades absolutas, por fácies. A elipse delimita as fácies bioclásticas com permeabilidade acima de 1mD.

Tabela 3.3 - Permeabilidade média em relação as fácies carbonáticas.

<b>Permeabilidade Absoluta (mD)</b>			
	<b>Média</b>	<b>Mediana</b>	<b>Min – Máx</b>
<b>PP</b>	-	-	-
<b>POOPi</b>	0,06	0,03	0,01 – 2,35
<b>PBP</b>	0,03	0,03	0,03
<b>GOOi</b>	0,03	0,02	0,01 – 0,94
<b>GP</b>	0,01	0,01	0,01
<b>GB</b>	0,29	0,31	0,01 – 4,76
<b>ROIp</b>	0,04	0,03	0,01 – 0,38
<b>RB</b>	1,60	3,61	0,01 – 26,0

## CAPÍTULO 4 – CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA

A caracterização petrofísica das rochas carbonáticas descritas foi baseada nos perfis de raios gama (*gamma ray*), resistividade, sônico, densidade, neutrão, e ressonância magnética (Figura 4.1). Em consonância com os dados obtidos pela caracterização petrográfica, na quantificação visual das porosidades dos testemunhos, e das propriedades petrofísicas de laboratório, foi possível qualificar, em termos permoporosos, cada fácies deposicional.

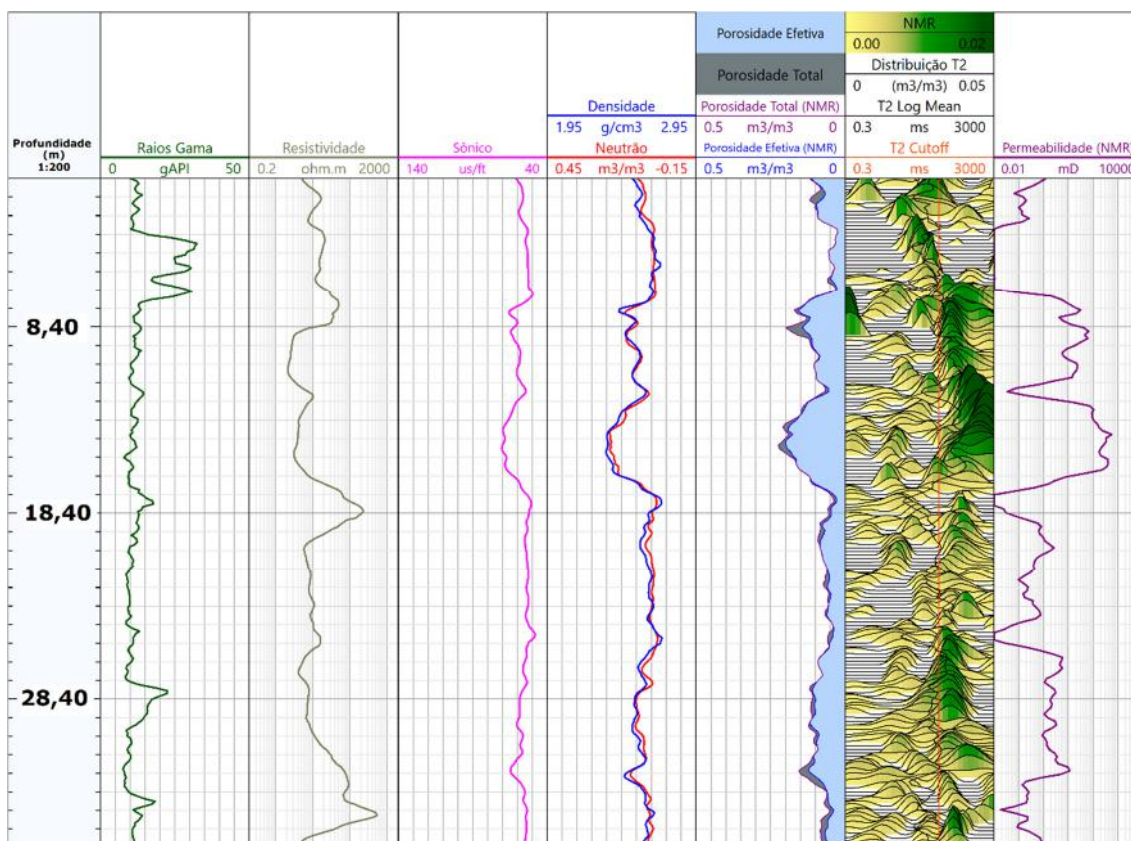


Figura 4.1 – Perfis geofísicos que compõem a base de dados. Descrição das colunas: 1) Profundidade (m); 2) Raios gama (gAPI); 3) Resistividade (ohm.m); 4) Sônico (us/ft); 5) Densidade (g/cm<sup>3</sup>) e Neutrão (v/v); 6) Porosidade total e efetiva do ressonância magnética (v/v); 7) Distribuição do T2; e 8) Permeabilidade do ressonância magnética (mD).

O fluxo de trabalho estabelecido para caracterização petrofísica foi dividida em quatro etapas, como mostra a figura 4.2.



Figura 4.2 – Fluxograma de trabalho para caracterização petrofísica.

#### 4.1 ETAPA 1 - DADOS DE ENTRADA E CONTROLE DE QUALIDADE

Os perfis geofísicos foram obtidos junto a ANP, pela empresa Enauta Energia S.A., os dados de rocha cedidos pela Solintec e para as análises, comparações e interpretações utilizou-se o software *Techlog* da Schlumberger.

O poço estudado contém uma base de dados de perfil completa (perfis básicos e especiais) (Figura 4.1), além de apresentar um intervalo amostrado por testemunhos de rocha e com dezenas de plugs para análises de petrofísica básica.

Os plugues foram submetidos a extração de óleo e sal e secagem em estufa de umidade controlada a 60°C e 45% de umidade relativa. Os ensaios foram realizados sob pressão de confinamento (psi) (expressa pela diferença entre a pressão litostática e

pressão de poros) e os dados obtidos foram de permeabilidade absoluta (mD), porosidade efetiva (%) e volume de poro (cc).

Os dados de plugues foram úteis no ajuste da profundidade dos testemunhos à dos perfis. Esse ajuste se deu pela similaridade entre as curvas de porosidade de laboratório e as curvas dos perfis de densidade e ressonância magnética, sendo necessário fazer um deslocamento de 2,164m para cima, no testemunho e dados de plugs (Figura 4.3).

Em função dos dados disponíveis, definiu-se o intervalo contemplado pelo testemunho como o objeto desse estudo. As análises iniciais foram realizadas considerando uma única zona permoporosa e posteriormente interpretada em função da classificação das fácies.

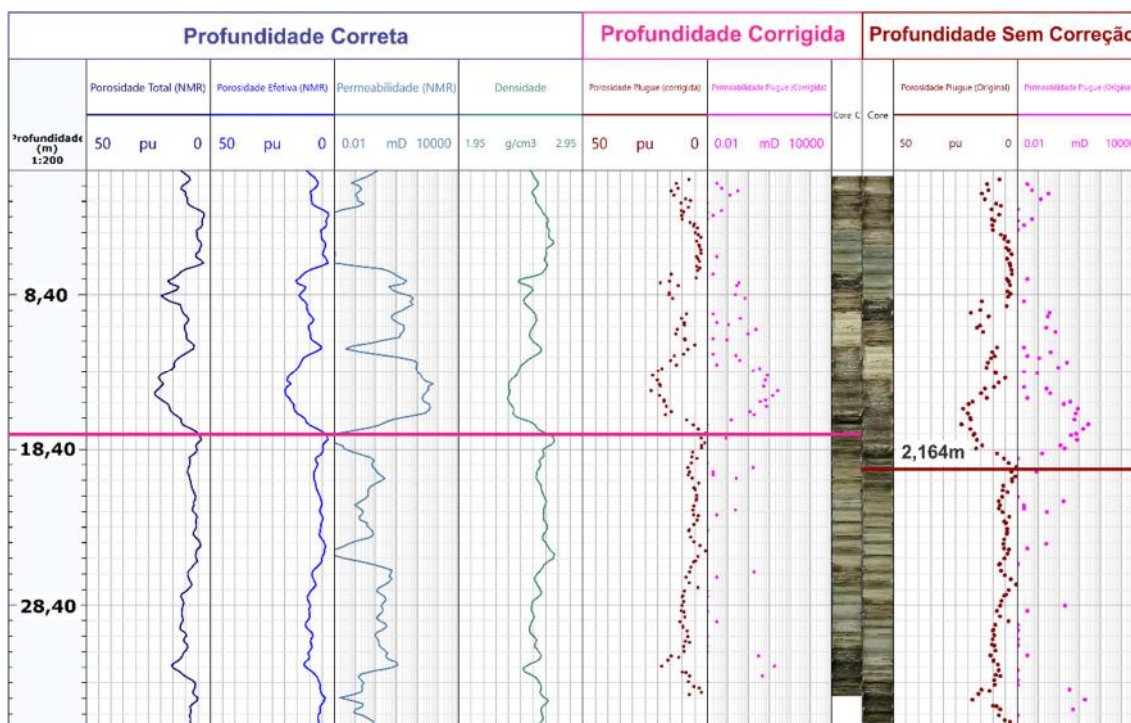


Figura 4.3 – Correlação das profundidades dos perfis com a profundidade dos testemunhos. Descrição das colunas: 1) Profundidade (m); 2) Porosidade total do ressonância magnética (pu); 3) Porosidade efetiva do ressonância magnética (pu); 4) Permeabilidade do ressonância magnética (mD); 5) Densidade (g/cm<sup>3</sup>); 6) Porosidade de plugue (pu) corrigida; 7) Permeabilidade de plugue (mD) corrigida; 8) Testemunho corrigido; 9) Testemunho sem correção; 10) Porosidade de plugue (pu) sem correção; e 11) Permeabilidade de plugue (mD) sem correção.

## 4.2 ETAPA 2 – PROCESSAMENTO DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

Análise previa dos perfis permitiu constatar uma baixa influência da argilosidade, demonstrado que a rocha é relativamente limpa, fato comum em rochas carbonáticas



depositadas em ambientes de alta energia. No perfil de raios gama, essa resposta é evidenciada pelos baixos valores, variando de 7.00 gAPI a 32.00 gAPI. As zonas com valores mais altos de raios gama (aproximadamente 32.00 gAPI) apresentam valores de densidade próximos a 2.71 g/cm<sup>3</sup>, similares a densidade da calcita (2,71g/cm<sup>3</sup>), demonstrando que essa zona é fechada, possivelmente cimentada e/ou recristalizada, sendo confirmada pela distribuição de T2 e dos perfis de porosidade da ressonância magnética (Figura 4.4 e 4.5).

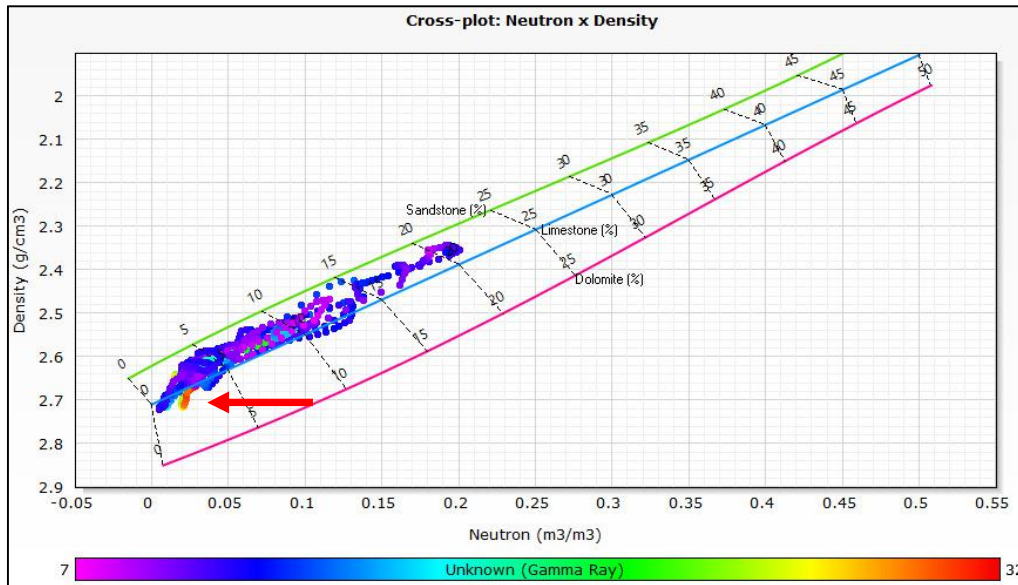


Figura 4.4 – Gráfico de correlação da porosidade do neutrão x densidade mostra uma baixa argilosidade das rochas. A seta vermelha indica a região de mais alto raios gama medido.



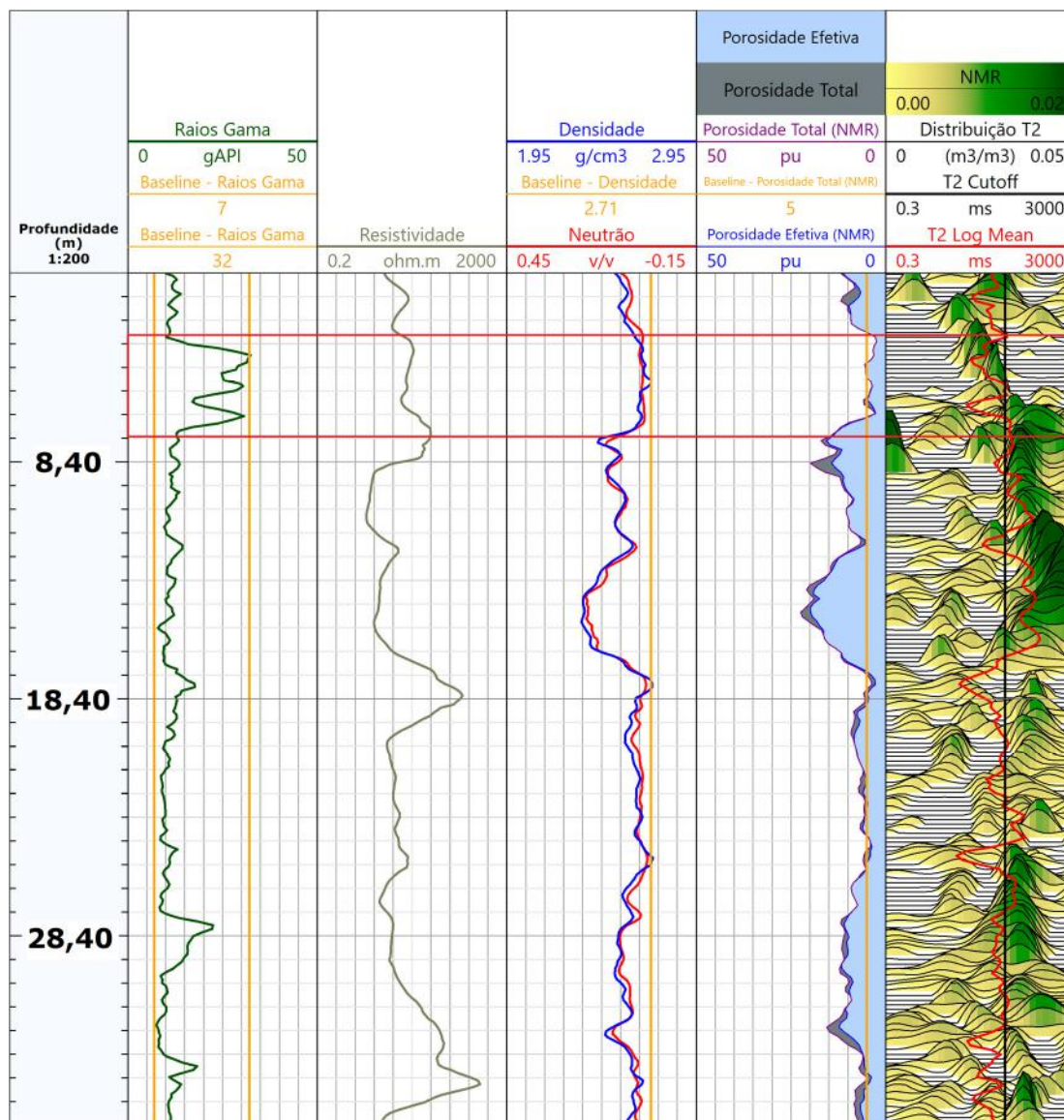


Figura 4.5 – Conjunto de perfis mostrando zona (retângulo vermelho) de mais alto raios gama, porém com densidade de aproximadamente 2,71 g/cm<sup>3</sup> e porosidade menor que 5%. Descrição das colunas: 1) Profundidade (m); 2) Raios gama (gAPI); 3) Resistividade (ohm.m); 4) Densidade (g/cm<sup>3</sup>) e Neutrão (v/v); 5) Porosidade total e efetiva do ressonância magnética (pu); e 6) Distribuição do T2.

#### 4.2.1 Porosidade

Os dados de porosidade disponíveis são oriundos das análises de plugues e lâminas delgadas e dos perfis geofísicos.

O perfil de ressonância magnética se caracteriza por conter uma curva de porosidade total onde registra as zonas de fluido livre (água e/ou hidrocarbonetos), água capilar e água das argilas. A obtenção da porosidade efetiva ( $\phi_e$ ), não registrada no perfil,

se dá através da equação (2). Posteriormente esses dados servirão de base para as análises de correlação.

$$\phi_e = (BVI + FFV) \quad (2)$$

Onde:

*BVI* – bulk volume irreducible; e

*FFV* – free fluid volume

Como a rocha apresenta pouca influência da argila, optou por utilizar a fórmula da porosidade total ( $\phi$ ) para os cálculos derivados dos perfis de densidade e neutrão (Equação 3 e 4).

$$\phi = \frac{\phi_D - \phi_N}{2} \quad (3)$$

Onde:

$$\phi_D = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (4)$$

$\rho_m$  – densidade da matriz;

$\rho_f$  – densidade da fluido da rocha; e

$\rho_b$  – bulk density (valor lido)

No geral, a rocha analisada apresenta baixa porosidade, com uma porosidade total média de 8,3% e efetiva de 7,9%, variando de 0,3% a 23%.

#### 4.2.2 Permeabilidade

A permeabilidade é a principal propriedade que controla a capacidade de fluxo de fluidos em um reservatório, tais como óleo, gás ou água, em um reservatório, sendo o tamanho dos poros, o volume poroso e a conectividade dos poros os responsáveis pela capacidade de fluxo. A permeabilidade é, portanto, intrínseca a essas propriedades.

A permeabilidade pode ser obtida indiretamente por meio de cálculos em perfis de ressonância magnética ou diretamente em testes de formação e análises de laboratório. Nesse trabalho utilizou tanto as permeabilidades calculadas no perfil de ressonância magnética, quanto as análises de laboratório.

A curva de permeabilidade derivada do ressonância magnética é baseada em modelos empíricos, onde a permeabilidade aumenta em função do aumento da porosidade

e dos tamanhos dos poros. Para calcular essa propriedade petrofísica, utilizou-se a equação Timur-Coates (Equação 5), comumente utilizada na obtenção desses dados:

$$K_{TIM} = a \Phi_m [FFV / BFV]^n \quad (5)$$

Onde:

$K_{TIM}$  – Permeabilidade

$\Phi$  – Porosidade

FFV – *Free Fluid Volume*

BFV – *Bound Fluid Volume*

a – Constante empírica ajustada a uma determinada litologia

m – Constantes ajustadas as condições locais (4)

n – Constantes ajustadas as condições locais (2)

As permeabilidades absolutas adquiridas nas análises de laboratório foram corrigidas pelo efeito *Klinkenberg*, utilizando a Equação 6:

$$K_{AP} = K_{ABS} * (1 + b/P_m) \quad (6)$$

Onde:

$K_{AP}$  – Permeabilidade aparente

$K_{ABS}$  – Permeabilidade absoluta

b – Fator de *Klinkenberg*

$P_m$  – Pressão média do experimento

No geral o reservatório apresenta baixos valores de permeabilidade (variando de 0,01 a 26mD, em laboratório e 0,0001 a 844mD no NMR), com medias de 0,140mD pelas análises de plugues e 0,384mD pela curva derivada do perfil de ressonância magnética.

### **4.3 ETAPA 3 – CORRELAÇÃO DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS: PERFIL GEOFÍSICO X LABORATÓRIO (PLUGUES)**

Utilizando as curvas de porosidade geradas a partir dos perfis, foi possível correlacionar com os dados de porosidade de plugues. A porosidade total do perfil de

ressonância magnética é o dado que apresenta o maior coeficiente de correlação ( $r^2 = 0,73$ ) com a rocha, (Figura 4.6). Vale salientar, que todas as porosidades medidas pelos perfis Densidade, Neutrão e Sônico apresentam coeficientes de correlação rocha-perfil similares, evidenciando a boa correlação de todas as porosidades obtidas (Figura 4.7).

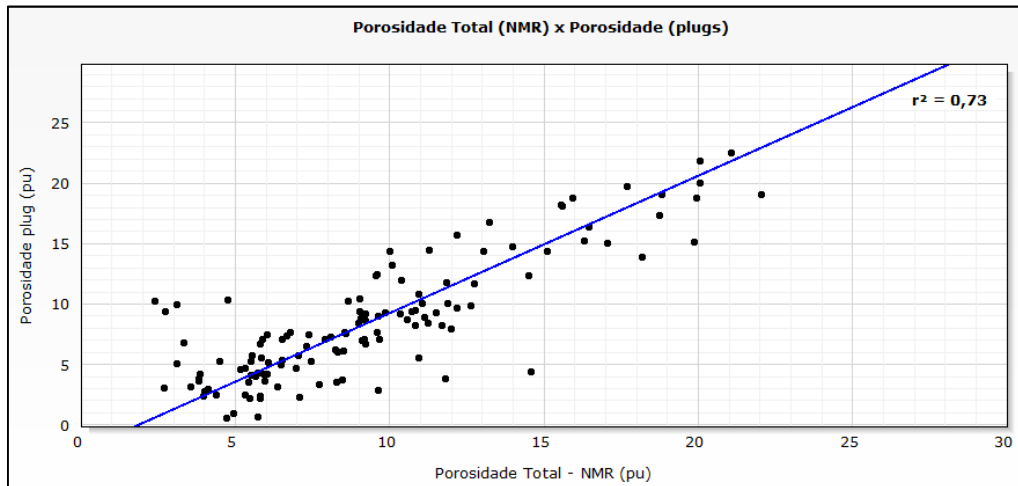


Figura 4.6 – Gráfico correlação porosidade total do ressonância magnética x porosidade plugues.

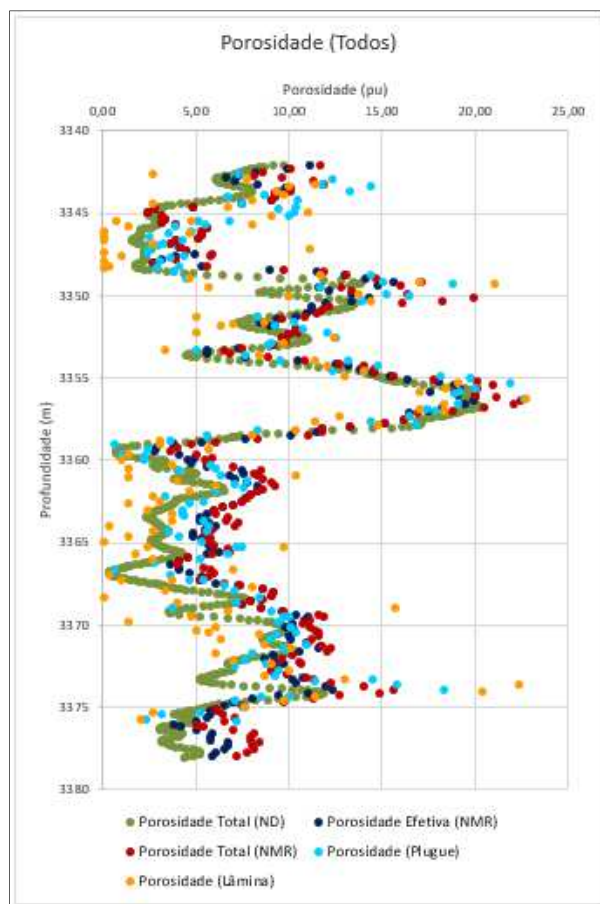


Figura 4.7 – Porosidade total e efetiva (pu) calculada a partir dos perfis geofísicos, análises laboratoriais de rotina (plugue) e lâminas delgadas.

A correlação das curvas de permeabilidade calculadas a partir do perfil de ressonância magnética com a permeabilidade oriunda das análises de plugues, apresenta um fator de correlação baixo de  $r^2 = 0,34$  (Figura 4.8 e Figura 4.9). Como a curva de permeabilidade derivada do ressonância é baseada em modelos teóricos onde a relação de porosidade e permeabilidade é direta, e as análises laboratoriais, que são dados diretos, não demonstram essa relação, optou-se por não usar os dados de permeabilidade do ressonância magnética nas etapas posteriores de correlação rocha-perfil.

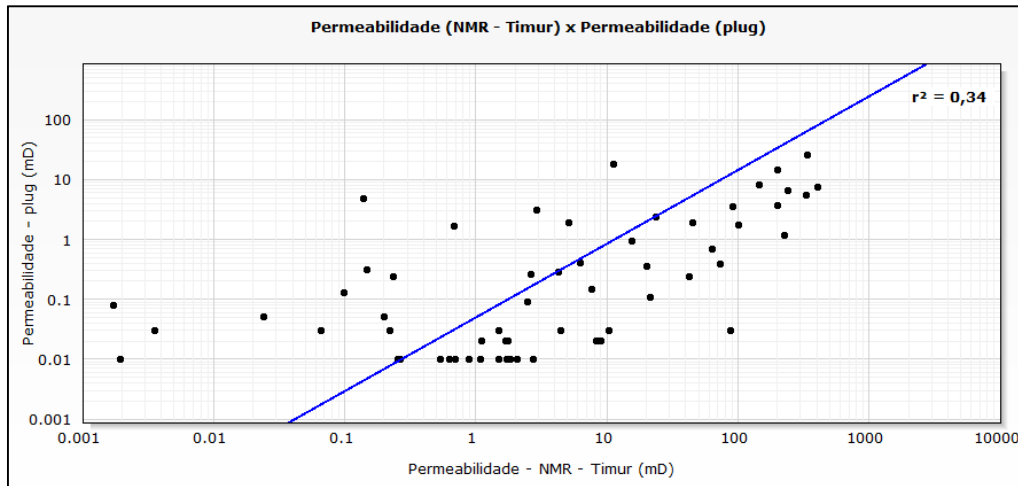


Figura 4.8 – Gráfico mostrando a correlação baixa entre as curvas de permeabilidades calculadas a partir do perfil de ressonância magnética e da análise de laboratório de rotina (plugues).

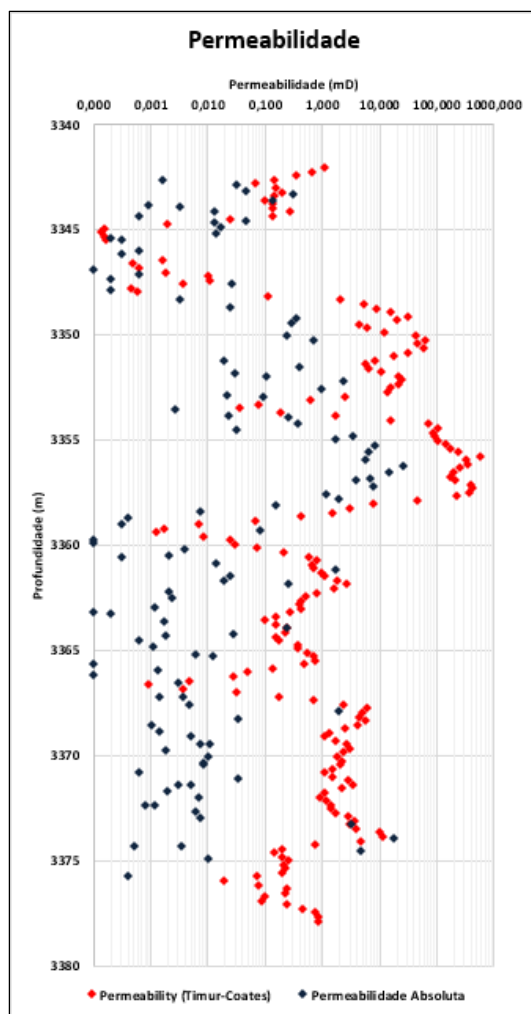


Figura 4.9 – Correlação das curvas de permeabilidades calculadas a partir do perfil de ressonância magnética e da análise de laboratório de rotina (plugues).

A correlação entre a permeabilidade e porosidade, medidas em plugues, apresenta-se baixa ( $r^2 = 0,49$ ) devido possivelmente a microporos presentes nas rochas (Figura 4.10). É possível observar áreas de permeabilidade de 2 a 5mD e porosidade menor que 10% (círculo vermelho), áreas onde a porosidade fica próxima a 15% e a permeabilidade não

chega a 1 mD (círculo verde) e zonas onde não existe permeabilidade e apresenta porosidade variando de 5 a 10% (círculo azul).

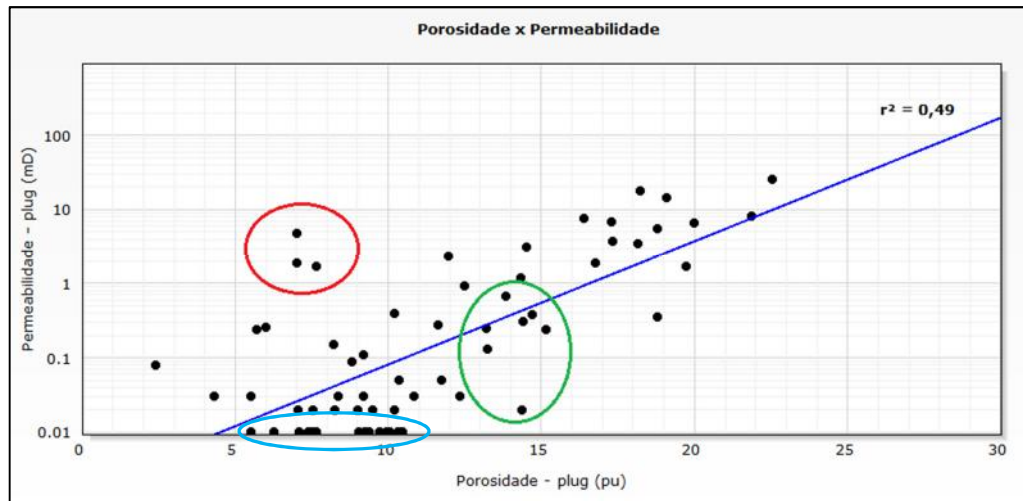


Figura 4.10 – Gráfico mostrando uma baixa correlação da porosidade com a permeabilidade de plugues. O círculo em vermelho destaca a zona de maior permeabilidade, mas com porosidade baixa. O círculo em verde mostra uma zona de mais alta porosidade com permeabilidade muito baixa e o círculo azul mostra uma zona onde existe porosidade, mas não apresenta permeabilidade.

#### 4.4 ETAPA 4 – CORRELAÇÃO ENTRE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS E FÁCIES PETROGRÁFICAS

A correlação rocha perfil consiste na interação das propriedades petrofísicas obtidas com a faciologia já definida no Capítulo 3.

Os dados petrofísicos utilizados nessa etapa foram a porosidade e permeabilidade, oriundas das análises laboratoriais de rotina, e a porosidade total do perfil de ressonância magnética. Utilizando esses dados, a correlação das fácies com as propriedades petrofísicas mostraram as seguintes características. As fácies bioclásticas (GB e RB) mostram ser as rochas com melhores condições de constituírem reservatórios de qualidade moderada a baixa, sendo as demais fácies enquadradas como reservatórios de péssimas características permoporosa ou como não reservatórios de óleo (Tabela 4.1; Figura 4.11; Figura 4.12 e Figura 4.13).

Tabela 4.1 – Resultados das correlações das propriedades petrofísicas com as fácies carbonáticas

	Porosidade Total (%)			Permeabilidade (mD)		
	Média	Mediana	Min – Máx	Média	Mediana	Min – Máx
<b>PP</b>	4,1	4,1	1,5 – 7,0	-	-	-
<b>POOPi</b>	6,3	5,9	1,7 – 14,4	0,06	0,03	0,01 – 2,35
<b>PBP</b>	8,7	8,1	0,04 – 20,0	0,03	0,03	0,03
<b>GOOi</b>	7,4	7,2	0,6 – 20,0	0,03	0,02	0,01 – 0,94
<b>GP</b>	5,4	5,6	3,0 – 8,4	0,01	0,01	0,01
<b>GB</b>	6,5	5,7	0,5 – 18,8	0,29	0,31	0,01 – 4,76
<b>ROIp</b>	9,0	8,8	2,4 – 14,7	0,04	0,03	0,01 – 0,38
<b>RB</b>	14,6	15,1	3,5 – 22,5	1,6	3,61	0,01 – 26,00

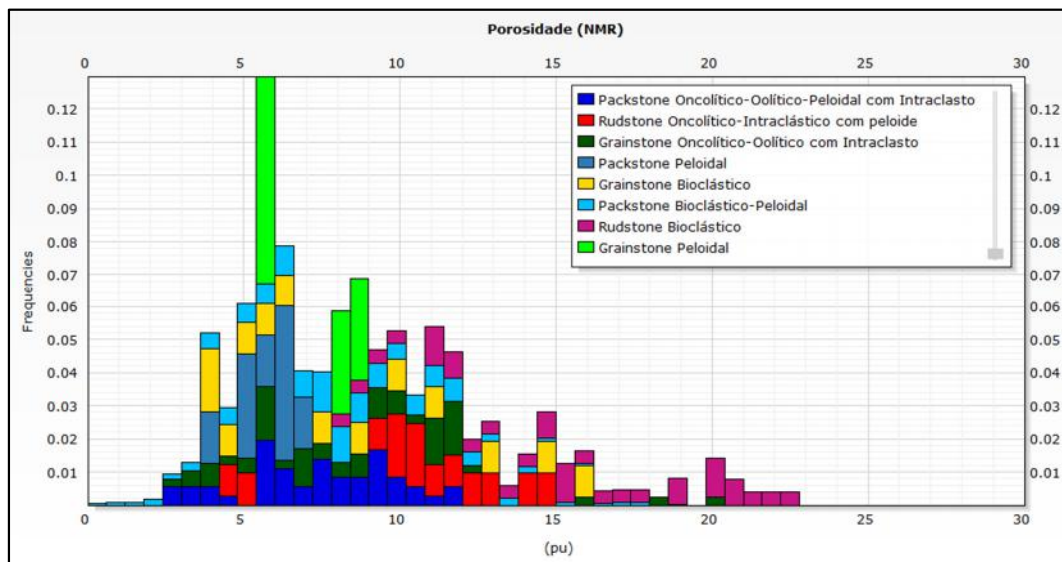


Figura 4.11 – Histograma da porosidade total do ressonância magnética em função das fácies.



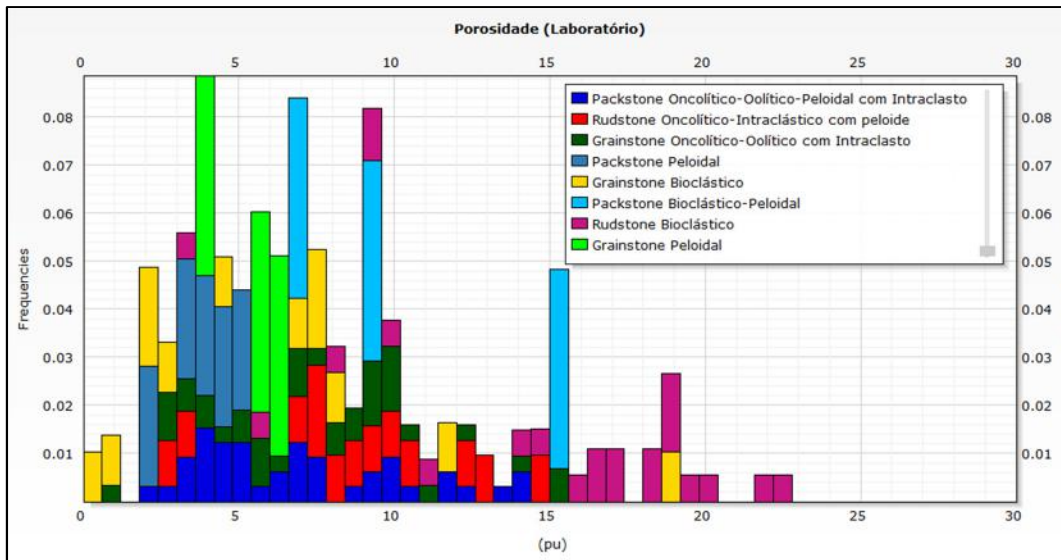


Figura 4.12 – Histograma da porosidade oriunda das análises laboratoriais de rotina.

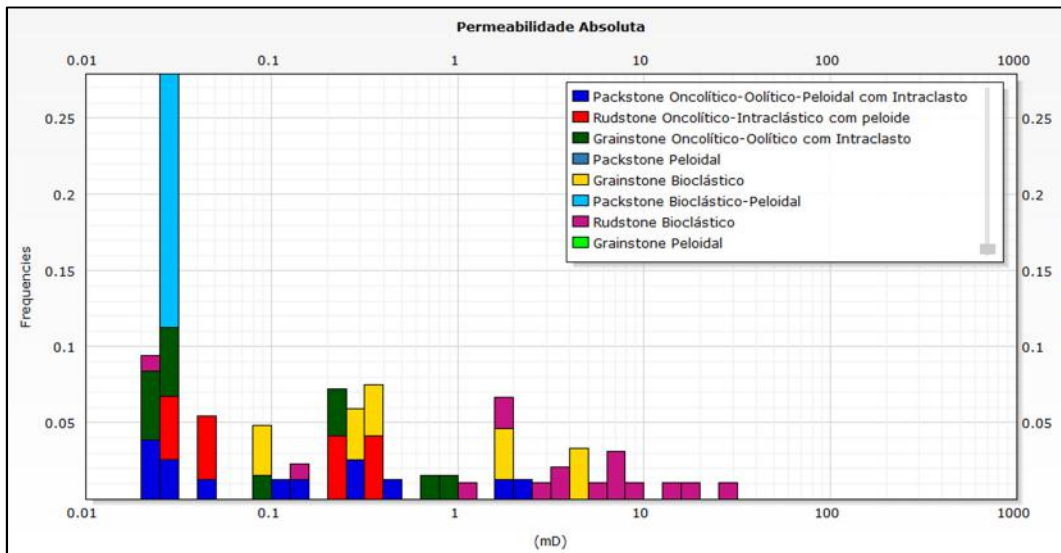


Figura 4.13 – Histograma da permeabilidade absoluta em função das fácies.

## CAPÍTULO 5 – ELETROFÁCIES

O estudo de eletrofácies é uma técnica estatística de análise multivariada, aplicada a um conjunto de dados, sendo classificada como supervisionada e não-supervisionada, conforme descrito no Capítulo 2.

A seção estudada, definida na etapa de caracterização petrográfica e petrofísica, contempla um intervalo testemunhado do poço, individualizado em oito microfácies deposicionais.

Como método de trabalho para a definição das eletrofácies, utilizou-se a classificação não-supervisionada na qual aplica-se a técnica de Análise de Componente Principal (PCA), seguida pela técnica de agrupamento *K-mean* e, por fim, a correlação dos resultados obtidos com as propriedades petrofísicas e as fácies petrográficas.

O *software* utilizado para o estudo foi o *Techlog* da Schulumberger, através dos módulos *k-mod*, para Análise de Componente Principal, e *Ipsom* para as análises de agrupamento.

De modo geral, a caracterização das eletrofácies foi conduzida em 5 etapas (Figura 5.1), restrito ao intervalo do testemunho, cujos objetivos estão ligados as características permoporosas da rocha.



Figura 5.1 – Fluxograma de trabalho para caracterização das eletrofácies.

- **Perfis Geofísicos de Poço e Dados Petrofísicos de Plugues**

Essa etapa consiste no carregamento e controle de qualidade dos perfis geofísicos e dados de rocha, sendo esta última descrita no capítulo anterior.

- **Análise dos Dados (PCA)**

A Análise de Componentes Principais (PCA), estabelece quais perfis apresentam o maior poder discriminante, isto é, quais perfis são úteis na identificação das eletrofácies em função do estudo a ser conduzido.

Segundo Jolliffe (2002) o PCA é uma técnica estatística multivariada que consiste em reduzir a dimensionalidade de um conjunto de dados, selecionando combinações lineares não correlacionáveis de variáveis em um espaço de várias dimensões.

Na PCA, os dados de perfis são plotados em número de dimensões iguais ao número de curvas (variáveis) a serem submetidos à análise, através da correlação entre as variáveis quantitativas X e Y (Equação 7):

$$corr(X, Y) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{[\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2]^{\frac{1}{2}}} \quad (7)$$

Onde:

$x_i$  e  $y_i$  é a variável quantitativa

$\bar{x}$  e  $\bar{y}$  é o valor médio das variáveis quantitativas

A correlação tem como objetivo minimizar a distância entre a projeção das amostras na regressão (variáveis sintéticas resultantes da combinação linear dos dados originais) com as amostras originais e identificar as variáveis com maior correlação.

O presente trabalho tem como objetivo caracterizar as eletrofácies com base nas microfácies deposicionais e nas propriedades permoporosas das rochas. Nesse contexto a PCA foi aplicada aos perfis de raios gamas (*gamma ray*), resistividade, sônico, densidade, neutrão, porosidade total do ressonância magnética e porosidade e permeabilidade de plugues.

A análise inicia-se pelo cálculo dos autovalores e autovetores do espaço dos perfis ( $n$  dimensional) feita por meio de histograma, teve como objetivo definir quais os autovetores que mais contribuem para minimizar a distância entre as projeções das variáveis (perfis), sendo os autovetores  $r^1$  e  $r^2$  os que apresentaram as maiores contribuições (Tabela 5.1 e Figura 5.2). Nesse sentido, foi realizado uma projeção em duas dimensões dos autovetores  $r^1$  e  $r^2$ , considerando cada variável que corresponde a projeção dos respectivos autovetores no espaço das variáveis, normalizada pela razão

entre os autovalores de  $r^1$  e  $r^2$ . Nessa projeção as variáveis mais próximas do círculo, demonstram uma melhor correlação (Figura 5.3).

A PCA mostrou que as curvas de densidade, sônico, neutrão (perfis que medem indiretamente as porosidades das rochas), porosidade total do ressonância magnética, porosidade e permeabilidade de plugues apresentaram as melhores correlações (Figura 5.3). Sendo excluídos da análise os perfis de raios gama (*gamma ray*) e resistividade, cujos dados não apresentaram boa correlação com os demais. Essa baixa correlação, deve-se ao fato do perfil de raios gamas não apresentar variações, pois a rocha é relativamente limpa com pouca influência de argilosidade, e o perfil de resistividade ser afetado pela resistividade presente na rocha em função do fluido contido.

Tabela 5.1 – Tabela mostrando a contribuição das oitos variáveis para os oito autovetores. Observar que os autovetores  $r^1$  e  $r^2$  são os que apresentam maiores contribuições.

Perfis	$r^1$	$r^2$	$r^3$	$r^4$	$r^5$	$r^6$	$r^7$	$r^8$
Densidade	-0.428	0.060	-0.084	0.178	-0.223	0.215	-0.618	-0.543
Sônico	0.431	-0.019	-0.009	-0.177	0.055	-0.194	-0.772	0.380
Neutrão	0.425	-0.042	0.028	-0.215	0.358	-0.324	0.035	-0.731
Porosidade Total (NMR)	0.414	-0.045	-0.111	-0.164	0.066	0.881	0.020	-0.0693
Permeabilidade de Plugue	0.305	0.363	-0.245	0.819	0.202	-0.017	0.002	0.013
Porosidade de Plugue	0.395	-0.029	-0.184	0.023	-0.865	-0.154	0.130	-0.132
Raios Gama	-0.124	-0.472	-0.852	-0.039	0.150	-0.088	0.018	0.047
Resistividade	-0.109	0.797	-0.398	-0.434	0.006	-0.038	0.045	0.024
<b>Autovalor</b>	<b>5.144</b>	<b>1.109</b>	<b>0.916</b>	<b>0.458</b>	<b>0.213</b>	<b>0.112</b>	<b>0.032</b>	<b>0.012</b>

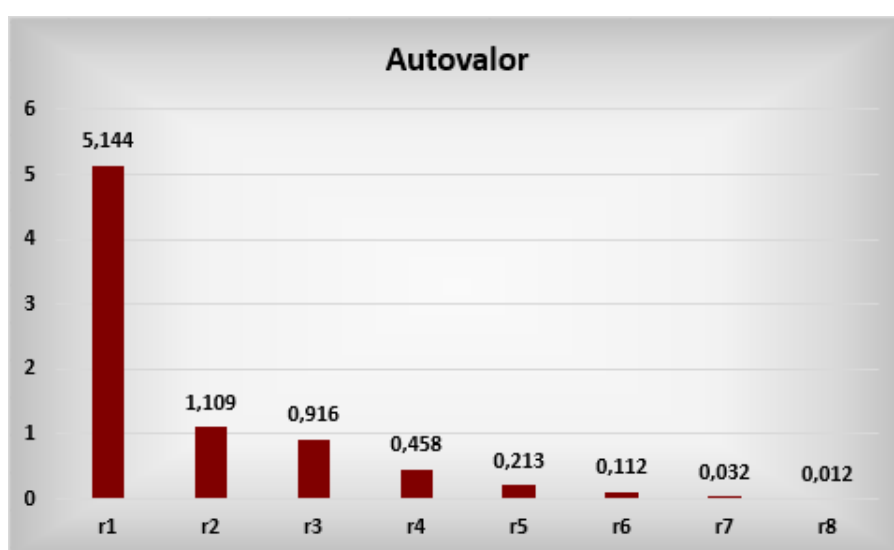


Figura 5.2 – Histograma dos autovalores para cada autovetores. Os autovetores  $r1$  e  $r2$  são os que apresentam maiores contribuições.

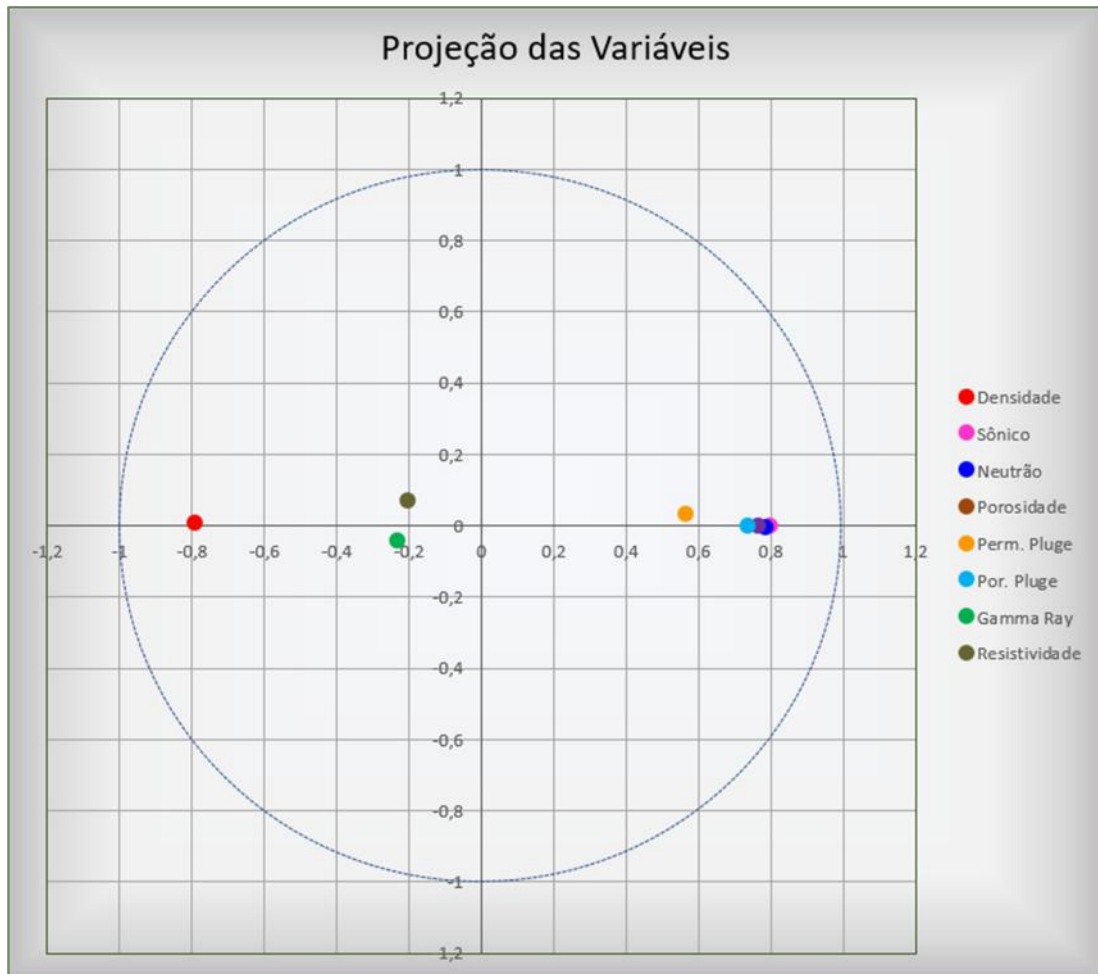


Figura 5.3 – Análise de Componentes Principais com oito variáveis, raios gamas, resistividade, sônico, densidade, neutrão, porosidade total do ressonância magnética, porosidade de plugues e permeabilidade de plugues. Observar a correlação baixa com os perfis de raios gamas e resistividade.

- **Determinação do Número das Eletrofácies**

A definição das eletrofácies, por meio de histogramas, resulta do agrupamento de diversas fácies deposicionais que mostram as mesmas propriedades petrofísicas obtidas através das Análise dos Componentes Principais. O reconhecimento dessas eletrofácies em um determinado poço permite a correlação com outros poços da área, os quais são desprovidos de dados diretos de rocha. Também usa o conceito de mapeabilidade dessas eletrofácies, as quais são importantes na escala de correlação rocha-perfil-sísmica.

A correlação final das propriedades petrofísicas com as microfácies deposicionais, no poço estudado, resultou na caracterização de duas (Figura 5.4) ou três eletrofácies (Figura 5.5).

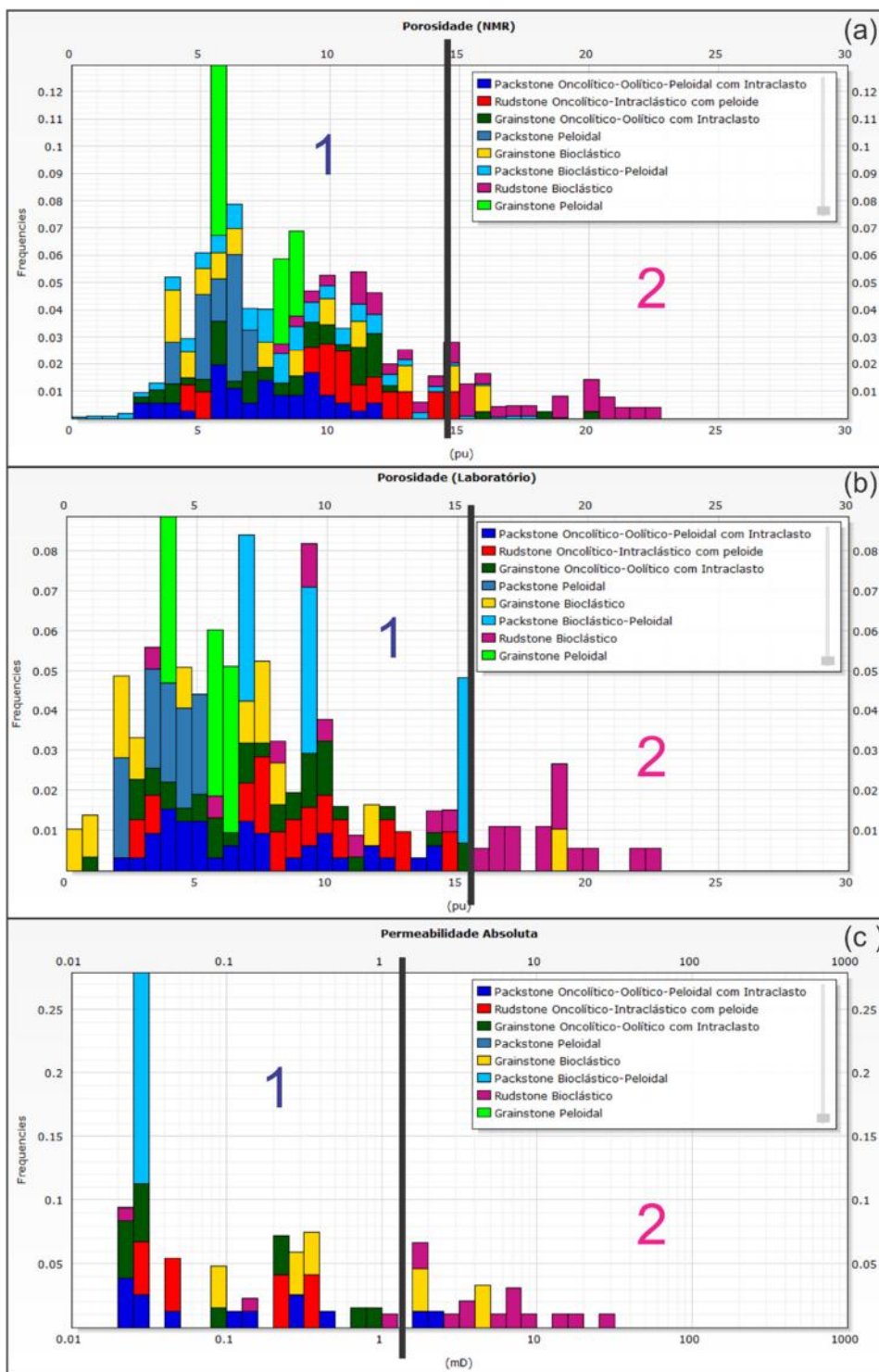


Figura 5.4 - Histogramas em função das microfácies, mostrando um possível agrupamento em 2 fácies. (a) Porosidade total do ressonância magnética; (b) porosidade de plugues; e (c) permeabilidade de plugues.

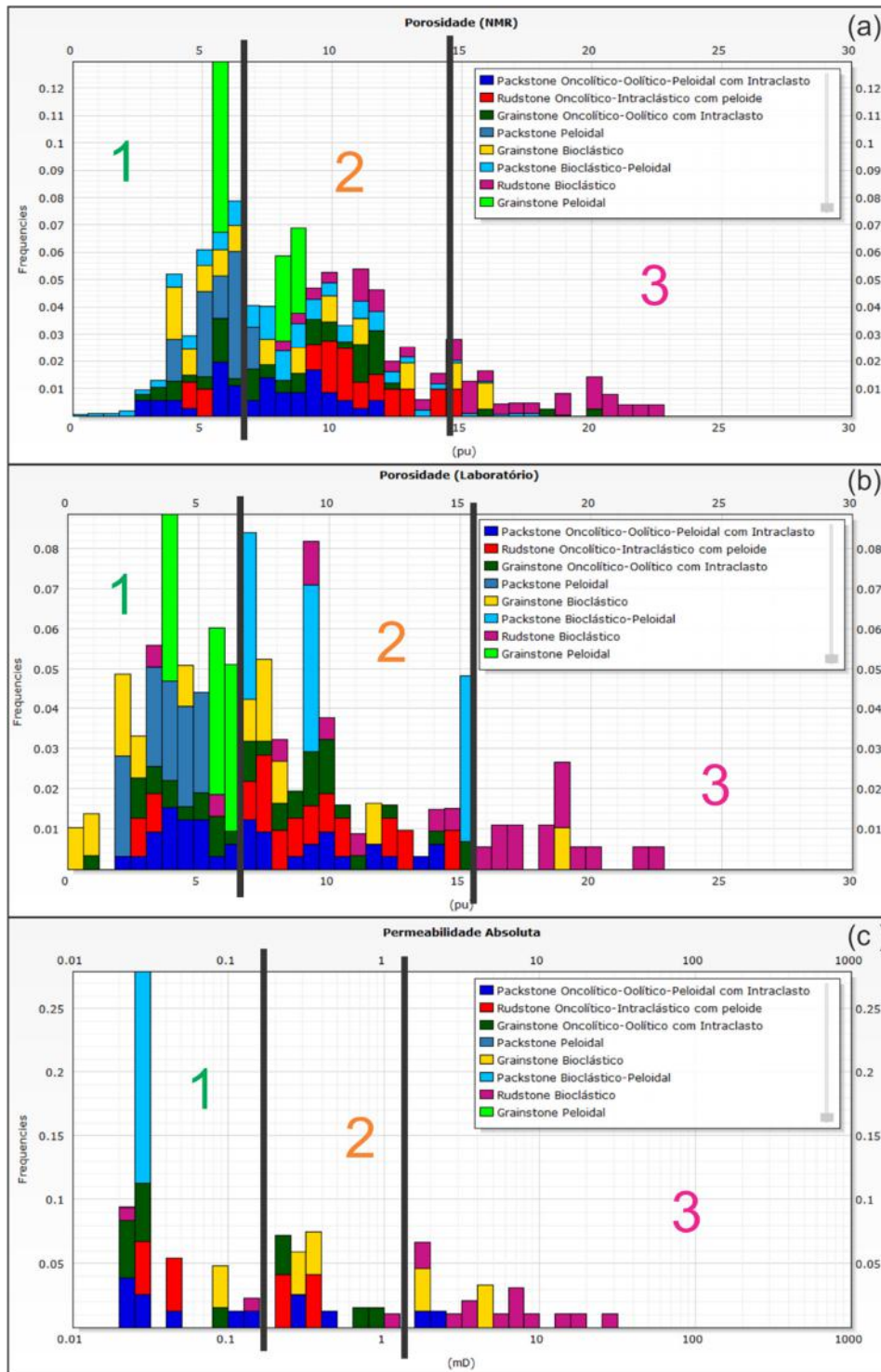


Figura 5.5 – Histogramas em função das microfácies, mostrando um possível agrupamento em 3 fácies.

(a) Porosidade total do ressonância magnética; (b) porosidade de plugues; e (c) permeabilidade de plugues.

- **Caracterização das Eletrofácies (classificação não-supervisionada)**

Definido o número de eletrofácies a serem reconhecidas e os perfis a serem utilizados, procedeu a classificação não-supervisionada através do método *K-mean*.



O método *K-mean* gera grupos de forma aleatória e posteriormente reorganiza a composição de cada grupo de modo a minimizar a variabilidade interna e maximizar a variabilidade entre os grupos. Essa técnica foi aplicada para as duas e três eletrofácies.

*- Caracterização com duas eletrofácies*

Os resultados para duas eletrofácies estão mostrados na Tabela 5.2, a qual contém as médias de cada curva por grupo, assim como nas Figura 5.6. A Tabela 5.3 exibe a correlação entre cada variável e as eletrofácies e a contribuição de cada curva na classificação (coluna informação), mostrando que as variáveis que melhor se correlacionam são os dados de perfis de densidade e sônico e o que mostra menor correlação é a permeabilidade de plugue. Vale ressaltar o número reduzidos de dados de porosidade e permeabilidade de plugue.

Tabela 5.2 - Médias dos perfis para duas eletrofácies (A e B)

Nome	Eletrofácies A	Eletrofácies B
<b>Cor</b>		
<b>Nº de Amostras</b>	73	27
<b>Variáveis</b>	Média	Média
<b>Densidade (g/cm<sup>3</sup>)</b>	2,5803	2,4165
<b>Sônico (us/ft)</b>	56,7917	66,4288
<b>Neutrão (v/v)</b>	0,0599	0,1539
<b>Porosidade Total NMR (v/v)</b>	0,0922	0,1739
<b>Permeabilidade Plugue (mD)</b>	6,2740	17,5234
<b>Porosidade Plugue (v/v)</b>	0,0958	0,1737

Tabela 5.3 - A coluna correlação mostra a correlação dos perfis com as eletrofácies e a coluna informação a contribuição de cada curva por eletrofácies.

Variáveis	Correlação	Informação
<b>Densidade</b>	0,7406426	0,1885978
<b>Sônico</b>	0,7374948	0,1877963
<b>Neutrão</b>	0,6977941	0,1776869
<b>Porosidade Total (NMR)</b>	0,682435	0,1737758
<b>Porosidade Plugue</b>	0,6505003	0,1656439
<b>Permeabilidade Plugue</b>	0,4182329	0,1064992



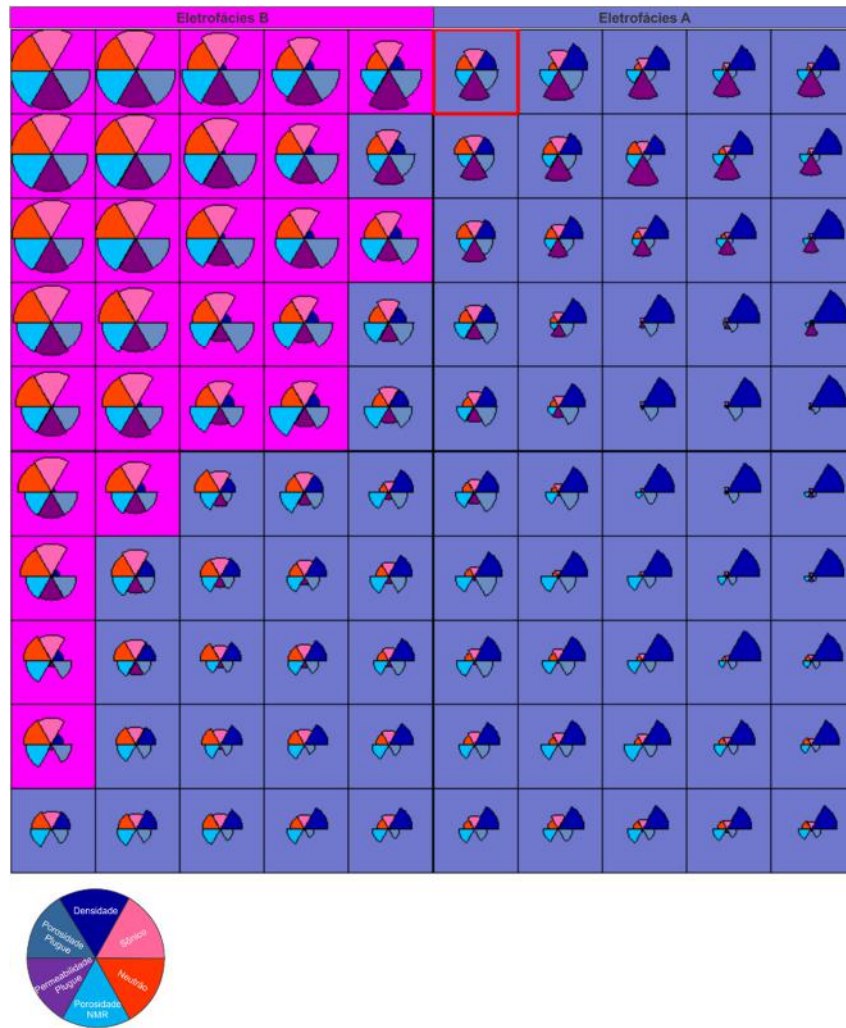


Figura 5.6 – Projeção em mapa das duas eletrofácies. Os diagramas em roseta mostram a contribuição dos perfis para cada fácies. Obs: legenda das cores está contida no diagrama de rosetas abaixo da figura.

*- Caracterização para três eletrofácies*

Os resultados para três eletrofácies são apresentados na Tabela 5.4 e na Figura 5.7 as quais mostram as médias de cada curva por grupo. A Tabela 5.5 exhibe a correlação entre cada variável para eletrofácies e a contribuição de cada curva na classificação (coluna informação), apontando que as variáveis com maior correlação são os dados dos perfis de densidade e permeabilidade de plugue e as que demonstram menores correlações são os perfis de porosidade de plugue e porosidade total do ressonância magnética.

Tabela 5.4 - Médias dos perfis para cada eletrofácies (A, B e C)

<b>Grupo</b>				
<b>Nome</b>		<b>Eletrofácies A</b>	<b>Eletrofácies B</b>	<b>Eletrofácies C</b>
<b>Cor</b>				
<b>Nº de Amostras</b>		37	45	18
<b>Variáveis</b>		Média	Média	Média
<b>Densidade (g/cm<sup>3</sup>)</b>		2,5393	2,5915	2,3934
<b>Sônico (us/ft)</b>		59,6566	55,9873	67,3233
<b>Neutrão (v/v)</b>		0,0838	0,0539	0,1652
<b>Porosidade Total NMR (v/v)</b>		0,1190	0,0872	0,1791
<b>Permeabilidade Plugue (mD)</b>		12,9949	2,5663	19,2583
<b>Porosidade Plugue (v/v)</b>		0,1169	0,0855	0,1819

Tabela 5.5 - A coluna correlação mostra a correlação dos perfis com as eletrofácies e a coluna informação a contribuição de cada curva por eletrofácies.

<b>Variáveis</b>	<b>Correlação</b>	<b>Informação</b>
<b>Densidade</b>	0,7616637	0,1793658
<b>Permeabilidade Plugue</b>	0,7605554	0,1791048
<b>Sônico</b>	0,734119	0,1728792
<b>Neutrão</b>	0,7063013	0,1663284
<b>Porosidade Plugue</b>	0,6476364	0,1525132
<b>Porosidade Total (NMR)</b>	0,6361518	0,1498087

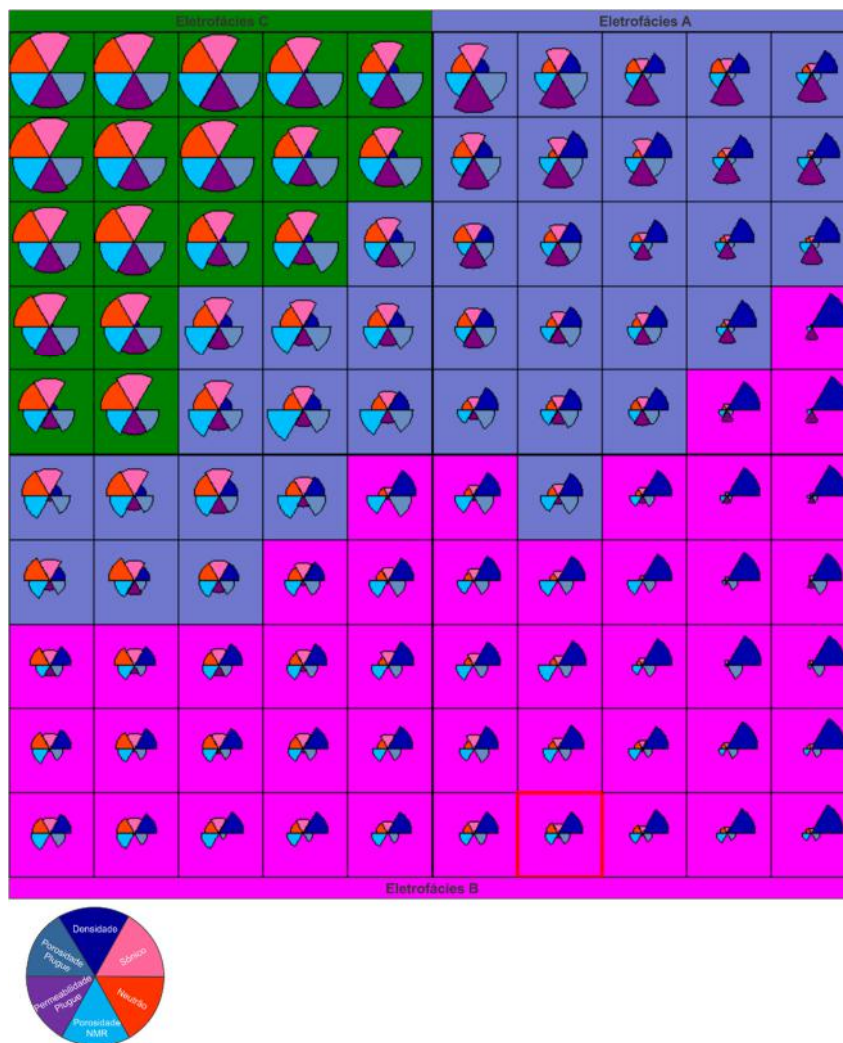


Figura 5.7 – Projeção em mapa de três eletrofácies. Os diagramas em roseta mostram a contribuição dos perfis para cada fácies. Obs: legenda das cores está contida no diagrama de rosetas abaixo da figura.

- **Correlação**

Essa etapa consiste na validação das eletrofácies definidas, o que permite avaliar a qualidade dos reservatórios encontrados no poço.

Os resultados obtidos na caracterização das eletrofácies a partir da classificação não-supervisionada pelo método *K-mean*, demonstraram uma boa correlação com as propriedades petrofísicas observadas.

- Análise dos resultados para duas eletrofácies

Foi possível individualizar uma zona de reservatório de qualidade moderada a baixa, com porosidade acima de 15% e permeabilidade em torno de 10mD (círculo

vermelho), e uma zona de baixa qualidade de reservatório, onde as porosidades estão abaixo de 15% e a permeabilidade inferior a 1mD (seta amarela) (Figura 5.8).

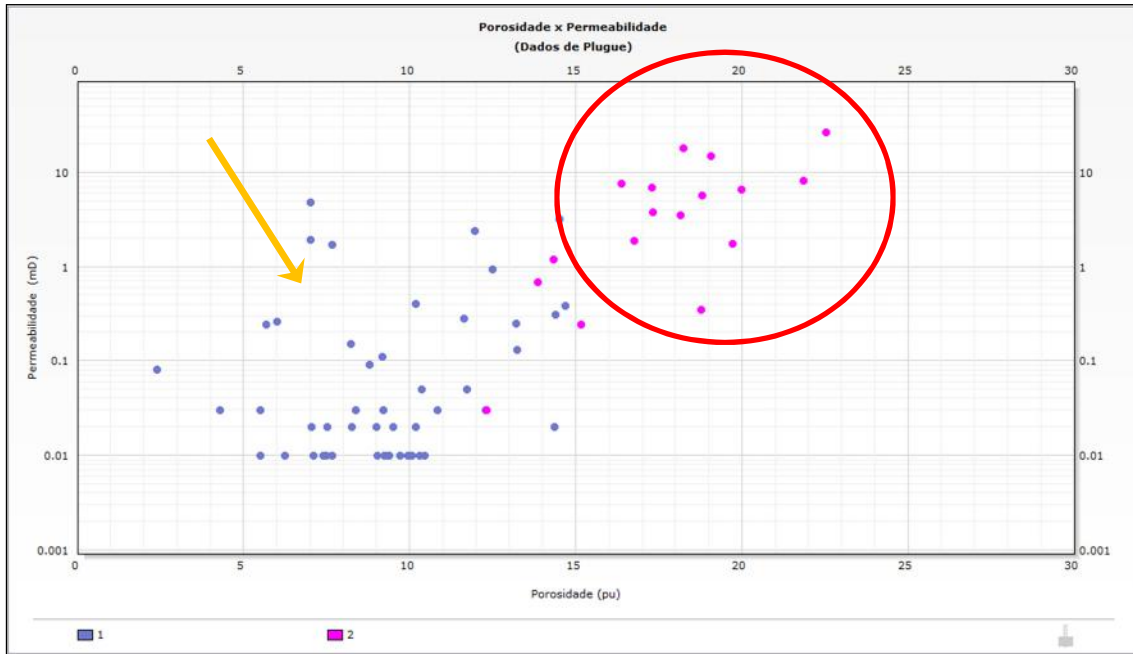


Figura 5.8 - Correlação da porosidade com permeabilidade para duas eletrofácies

Destaca-se que a eletrofácies de melhor qualidade representa um tipo litológico particular e relativamente anômalo dentro do contexto deposicional regional. Essa eletrofácies é representada por microfácies constituídas de bioclastos de bivalves (microfácies RB) que, devido sua composição mineralógica mais instável associada aos processos diagenéticos atuantes foram cruciais na sua individualização. As fácies deposicionais de cunho mais regional mostraram um comportamento único, resultado principalmente da textura e da intensa bioturbação das microfácies que imprimiram as rochas baixos valores de porosidade e permeabilidade.

- Análise dos resultados para três eletrofácies

Essa classificação resulta de um menor agrupamento de fácies com o intuito de separar as microfácies apresentadas com permeabilidade inferior a 1mD. Um maior detalhamento no número de eletrofácies atende principalmente reservatórios de gás onde permeabilidades de 0.1 a 1mD podem conter volumes recuperáveis do hidrocarboneto. As três eletrofácies representam zonas de reservatórios de qualidade moderada a baixa onde as porosidades são maiores que 15% e as permeabilidade acima de 1mD (círculo vermelho). Uma segunda zona de reservatórios, de qualidade baixa, com porosidade variando de 10 a 15% e permeabilidade entre 1 a 0,1mD (seta amarela). A terceira zona representa rochas não reservatório com porosidade abaixo de 10% e permeabilidade menor que 0,1mD (retângulo preto) (Figura 5.9).

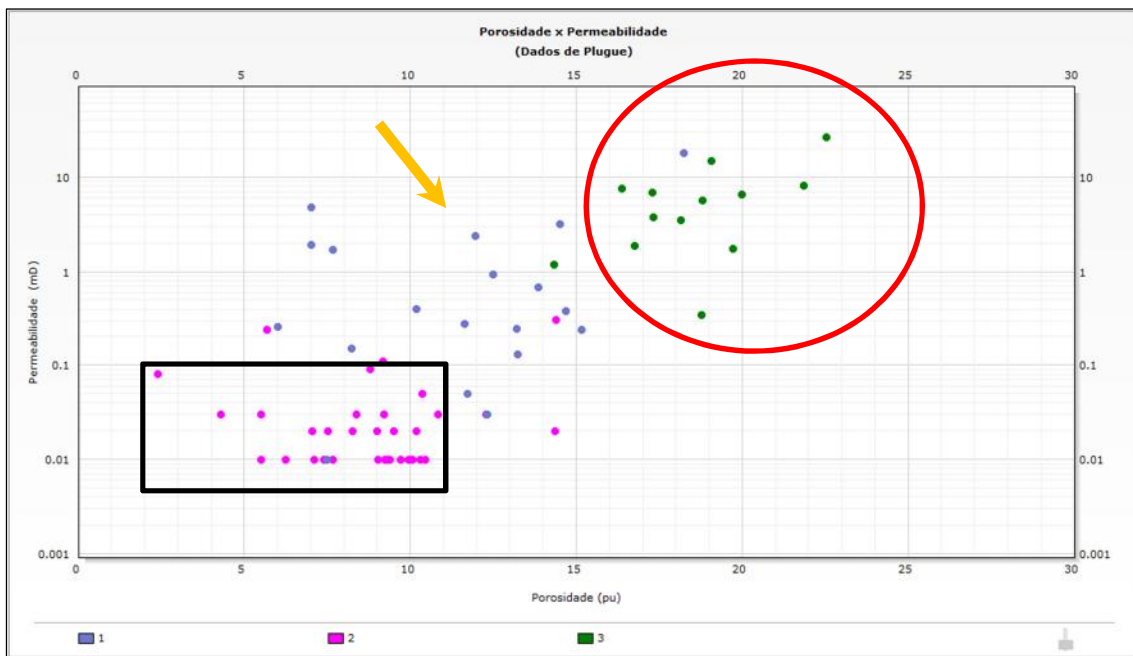


Figura 5.9 - Correlação da porosidade com a permeabilidade para três eletrofácies

Essas classificações são condizentes com as análises petrofísicas realizadas no Capítulo 4.

A correlação das propriedades petrofísicas com as microfácies deposicionais demonstrou ser bastante complexa em rochas carbonáticas, devido a composição mineralógica e as alterações diagenéticas intensas e até modificadora das propriedades deposicionais. Sabe-se que as rochas carbonáticas são susceptíveis a diferentes processos

diagenéticos, onde envolve a interação da rocha com os fluidos podendo ampliar, modificar e/ou destruir a porosidade e permeabilidade da rocha.

Essa complexidade foi observada no poço estudado, no qual litologias mostram susceptibilidades diferentes aos mesmos processos diagenéticos. A intensidade dos processos diagenéticos também tornam litologias semelhantes em fácies petrofísicas antagônicas.

Destaca-se que a eletrofície de melhor qualidade individualizada nas análises de duas ou três eletrofícies representam o mesmo tipo litológico o qual é composto por bioclastos de bivalves e constitui a microfácies rudstone bioclástico (RB).

As microfácies bioclásticas são as únicas que mantêm uma relação mais direta com as propriedades petrofísicas e as eletrofícies. Nas demais fácies essas relações não foram constatadas (Figura 5.10, Figura 5.11 e Figura 5.12).

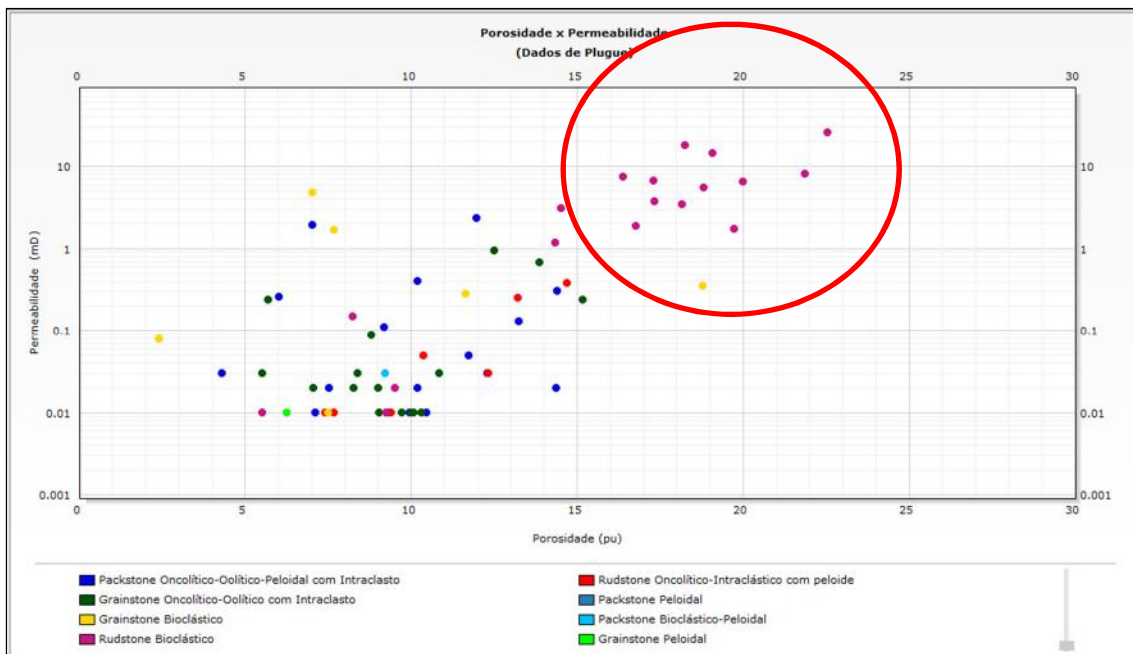


Figura 5.10 - Correlação da porosidade com a permeabilidade para as oito microfácies deposicionais. Observar a relação o círculo em vermelho correspondendo a microfácies RB, mostrando a relação com as propriedades petrofísicas e as eletrofícies (Figuras 5.8 e 5.9)



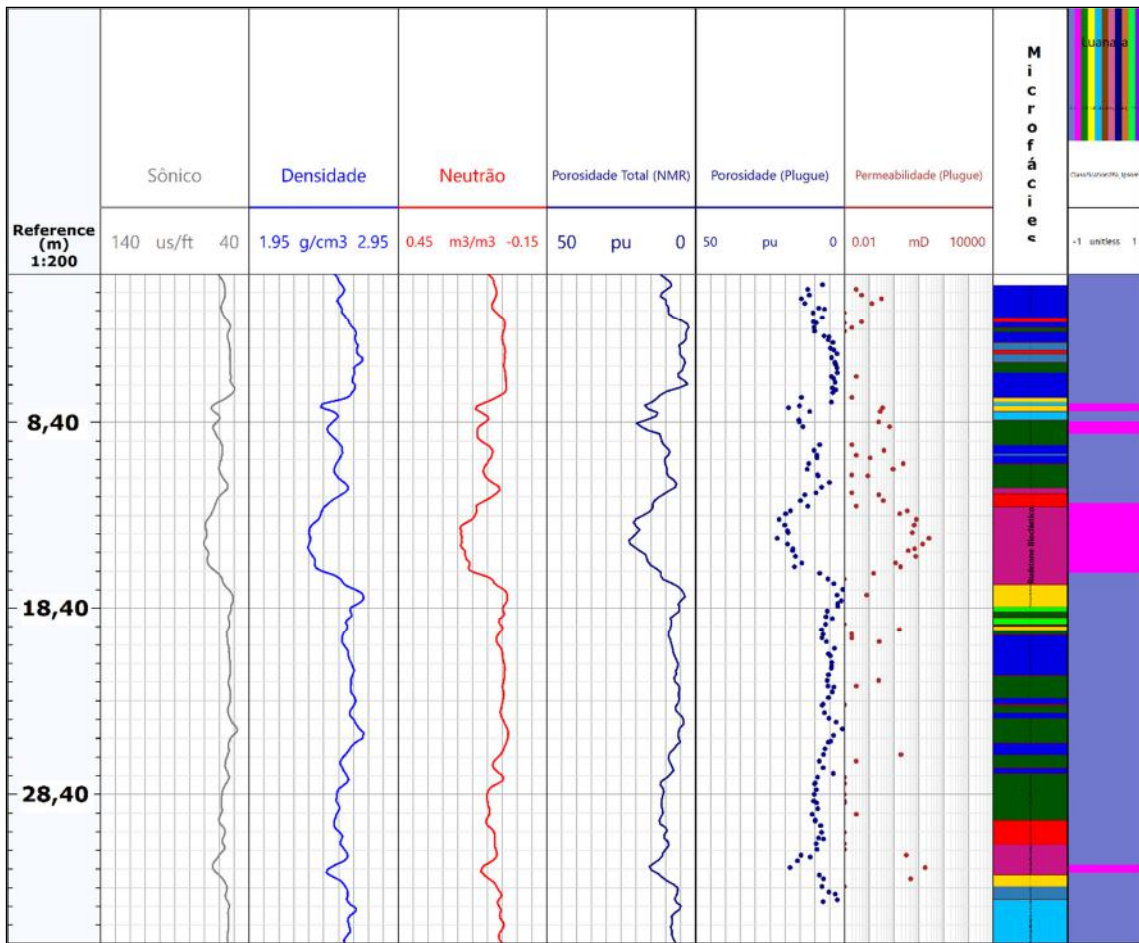


Figura 5.11 – Perfil mostrando os dados de entrada e o resultado da caracterização de duas eletrofácies. Descrição das colunas: 1) Profundidade (m); 2) Sônico (us/ft); 3) Densidade (g/cm³); 4) Neutrão (v/v); 5) Porosidade total do ressonância magnética (pu); 6) Porosidade de plugue (pu); 7) Permeabilidade de plugue (mD); 8) Microfácies deposicionais; e (9) Eletrofácies.

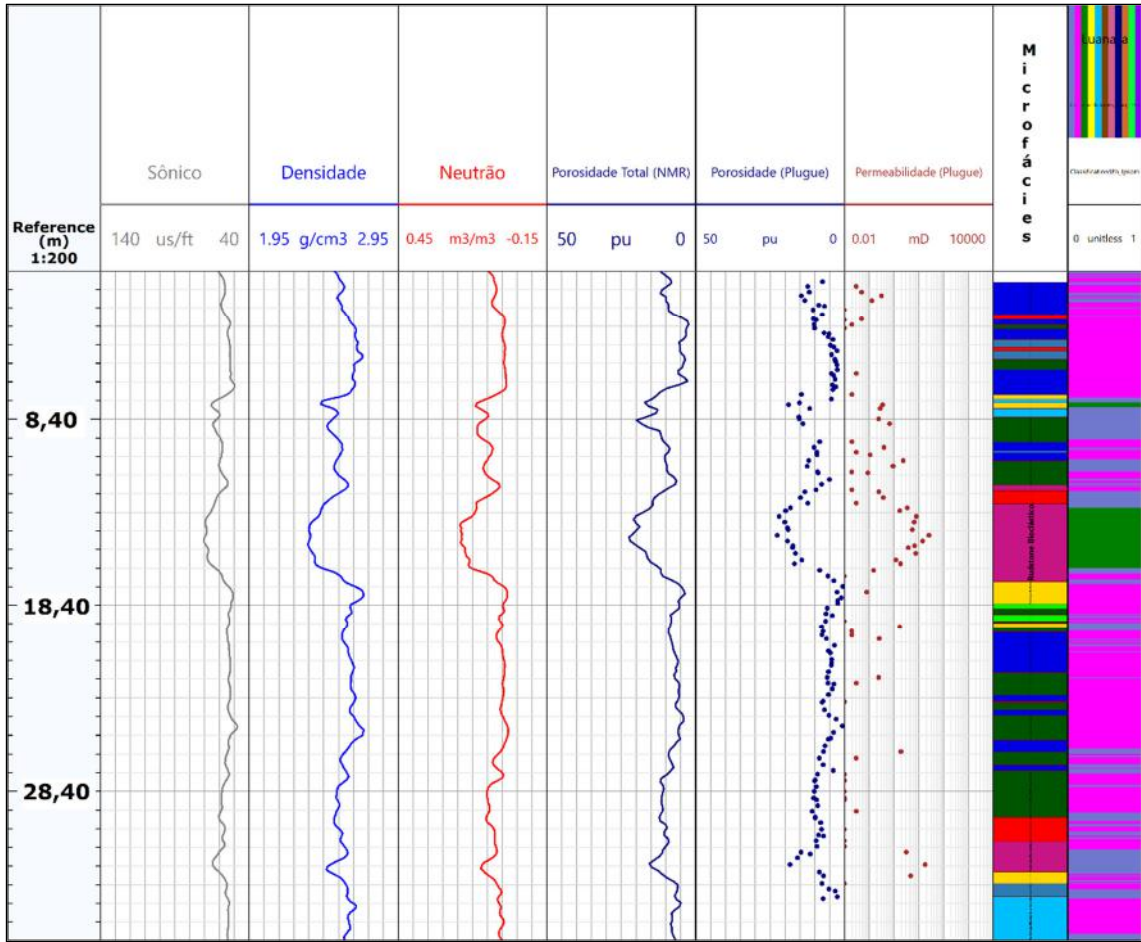


Figura 5.12 - Perfil mostrando os dados de entrada e o resultado da caracterização de três eletrofácies. Descrição das colunas: 1) Profundidade (m); 2) Sônico (us/ft); 3) Densidade (g/cm³); 4) Neutrão (v/v); 5) Porosidade total do ressonância magnética (pu); 6) Porosidade de plugue (pu); 7) Permeabilidade de plugue (mD); 8) Microfácies deposicionais; e (9) Eletrofácies.



# CAPÍTULO 6 - Conclusões

## 6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As rochas descritas, segundo a classificação de Dunham (1962), foram individualizadas como *rudstones*, *grainstones* e *packstones*, mal selecionados, suportados por grãos bioclásticos ou não, bioturbados, por vezes fraturados, com estilólitos e filmes de argila formados por compactação química.

Foram descritas oito microfácies deposicionais nominadas: (1) **Microfácies PP** - *Packstone* Peloidal; (2) **Microfácies POOPi** - *Packstone* Oncolítico-Oolítico-Peloidal com Intraclastos; (3) **Microfácies PBP** - *Packstone* Bioclástico-Peloidal; (4) **Microfácies GOOi** - *Grainstone* Oncolítico-Oolítico com Intraclastos; (5) **Microfácies GP** - *Grainstone* Peloidal; (6) **Microfácies GB** - *Grainstone* Bioclástico; (7) **Microfácies ROIp** - *Rudstone* Oncolítico-Intraclástico com peloides; e (8) **Microfácies RB** - *Rudstone* Bioclástico, em função das similaridades litológicas, nas quais incluem a composição e tamanho do grão, textura deposicional e estruturas sedimentares, além de algumas imputes diagenéticas relacionados aos ambientes de eodiagênese e mesodiagênese.

A composição das microfácies juntamente com os processos diagenéticos imprimiram às rochas as qualidades permoporosas finais.

A caracterização petrográfica associada às propriedades petrofísicas permitiu agrupar, qualitativamente, as microfácies com propriedades petrofísicas similares. A microfácies bioclástica (RB) mostrou ter as melhores condições de armazenamento de fluidos. As demais microfácies formam uma associação com baixa qualidade permoporosa e sem condição de constituir reservatório de óleo.

A distinção das eletrofácies, realizada por meio de histogramas, a partir do agrupamento das microfácies, mostra as mesmas propriedades petrofísicas obtidas através da Análise dos Componentes Principais. Essas técnicas permitem agrupar as oito microfácies em duas ou três eletrofácies, as quais podem ser aplicadas em função do fluido contido nos poros da rocha (óleo ou gás).

Para o modelo de duas eletrofácies, individualiza-se uma zona de reservatório de qualidade moderada a baixa, com porosidade acima de 15% e permeabilidade em torno

de 10mD, e uma zona de péssima qualidade, onde as porosidades estão abaixo de 15% e a permeabilidade inferior a 1mD.

Para o modelo de três eletrofácies, distingue-se uma zona de reservatórios de qualidade moderada a baixa onde as porosidades são maiores que 15% e as permeabilidades acima de 1mD. A segunda zona mostra-se com baixa qualidade, com porosidade variando de 10 a 15% e permeabilidade entre 0,1 a 1mD. A terceira zona representa rochas não reservatório com porosidade abaixo de 10% e permeabilidade menor que 0,1mD. Esse detalhamento só é útil para reservatórios de gás onde as permeabilidades de 0,1 a 1mD podem conter volumes recuperáveis do hidrocarboneto.

A correlação das propriedades petrofísicas com as microfácies deposicionais demonstrou ser bastante complexa, devido a susceptibilidade química das diferentes microfácies carbonáticas aos mesmos processos diagenéticos. Sendo constatado que a intensidade dos processos diagenéticos também transformam microfácies semelhantes em fácies petrofísicas antagônicas.

A eletrofície de melhor qualidade, individualizada nas análises de duas ou três eletrofácies, representa o mesmo tipo litológico composto por bioclastos de bivalves e constitui da microfácies *rudstone* bioclástico (RB), a qual mantém relação direta com as propriedades petrofísicas e as eletrofácies.

## 6.2 TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros, diversos estudos no âmbito de caracterização petrográfica, petrofísica e de eletrofácies podem ser implementados:

- Caracterizar mais detalhadamente os processos diagenéticos e suas implicações na qualidade do reservatório;
- Caracterizar e quantificar os tipos de poros presentes e dimensionar as gargantas entre esses poros objetivando prever as condições de fluxo de fluidos no reservatório;
- Caracterizar as eletrofácies utilizando os métodos estatístico de classificação supervisionada;
- Implementar estudos de petrofísica e eletrofácies em poços onde não dispõe de dados de rocha; e

- Correlacionar poços com etrofácies definidas com poços sem dados de rocha.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BROWN, J.S. 1943, *Suggested use of the word microfacies*. Economic Geology, 38:325
- CHOQUETTE, P. W. & PRAY, L., 1970, *Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates*. AAPG Bull, vol. 54. p. 207- 250.
- CRUZ, M. M., 2003, Aplicação de Perfilagem Geofísica e Sísmica na Caracterização da Faciologia do Reservatório de Namorado. In: Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Laboratório de Geologia e Geofísica Marinha. Universidade Federal Fluminense - UFF. Orientador: Dr. Adalberto da Silva. Novembro de 2003.
- DUNHAN, R.J., 1962, *Classification of limestone rocks according to depositional textures*, in W.E. Ham, edit. Classification of Limestone Rocks; AAPG Memoir nº 1, p.108-21.
- EMBRY, A.F.& KLOVAN, J.E., 1971, *A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island*, Northwest Territories. Bull. Can. Petrol. Geol. 19, 730-781
- FLÜGEL. E., 1982, *Microfacies Analysis of Limestone*. Springer-Verlag, Berlin, 633 p.
- FOLK, R. L., 1959, *Practical petrographic classification of limestone*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 43, 1-38.
- FOLK, R. L., 1962, *Spectral subdivision of limestone types*. In. W. E. Ham, ed., *Classification of Carbonate Rocks*. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists Memoir 1, 62-84.
- HAIR, J. F.; BLACK, W. C.; BABIN, B. J.; ANDERSON, R. E.; TATHAM, R. L., 2009, *Análise Multivariada de Dados*. 6º Edição, Bookman.
- JOLLIFE, I. T., 2002, *Principal Component Analysis*. Second Edition, Springer-Verlag New York, Inc.
- LUCIA, F. J., 1983, *Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate por space*. Journal of Petroleum Technology (JPT) 35, 629-637.
- MIALL, A.D., 1990, *Principles of sedimentar basin analysis*. 2nd ed., Springer-Verlag New York Inc.

- NERY, G. G., 2013. *Perfilagem Geofísica em Poço Aberto – Fundamentos Básicos com Ênfase em Petróleo*. – Rio de Janeiro: SBGf. 222p.
- PERYT, T.M., 1983a, *Coated Grains*. Springer-Verlag, Berlin. 655 p.
- SERRA, O., 1986, *Fundamentals of Well-Log Interpretation – 2. The Interpretation of Logging Data*, Developments in Petroleum Science (15B), Elsevier Science Publishers B.V., 684p.
- SERRA, O., 2004, *Well Logging – Data Acquisition and Applications. Evaluation*. Editions Technip.
- SERRA, O., 2007, *Well Logging and Reservoir Evaluation*. Editions Technip.
- SERRA, O., 2008, *Well Logging Handbook*. Editions Technip.
- SOARES, J. A., 2005, “Um Fluxo de Trabalho para Modelagem de Eletrofácies com entrelaçamento de técnicas de classificação supervisionada e não-supervisionada”, 9º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Salvador, Bahia, Brasil, 11-14 Setembro, 2005.
- TUCKER, M. E & DIAS-BRITO, D., 2017, *Petrologia Sedimentar Carbonática: iniciação com base no registro geológico do Brasil*. – Rio Claro: UNESP – IGCE-UNESPetro, Obra 3, p208.
- TUCKER, M. E., & WRIGHT, V. P., 1990, *Carbonate Sedimentology*. First published, Blackwell Science.
- WINTER, W. R., JAHNERT, R. J., FRANÇA, A. B., 2007, *Bacia de Campos*. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, 15, 511-529 p.

## **ANEXO 1 – DESCRIÇÃO DE TESTEMUNHO**

# Descrição de Testemunho

Poço: X-XXXX-XX-XX Testemunho.: 01 Intervalo: 00.40 - 18.04 m  
 Bacia: Campos Fm.: Macaé Mb.: Quissamã  
 Escala: 1:20 Geólogo: Luana Medeiros

## Legenda:


Caixa	Prof. (m)	Zonas	Granulometria e Litologia Areia A S MF F M G MG Gr Sx	Estruturas e demais Feições	HC	Descrição
1	00.40	1				<b>1 – Grainstone de granulometria areia grossa a grânulo</b> Obs.: Bioturbação (Packstone)/cimentado <b>Constituintes:</b> Peloídes – Areia muito fina a média Oncolitos – Areia muito grossa a seixo Bioclastos – Grânulos dispersos <b>Cor:</b> Castanho claro (óleo) <b>Porosidade:</b> Baixa
	00.50					<b>2 – Grainstone/Packstone de granulometria areia grossa a muito grossa</b> <b>Constituintes:</b> Peloídes – Areia muito fina a média Intraclastos – Areia muito grossa Oncolitos – Areia muito grossa a grânulo Bioclastos – Seixo <b>Estruturas:</b> Estilolitos <b>Cor:</b> Castanho escuro (óleo) <b>Porosidade:</b> Média
	00.60					<b>3 – Grainstone/Packstone de granulometria areia grossa a muito grossa</b> <b>Constituintes:</b> Peloídes – Areia fina a média Oncolitos – Areia muito grossa a grânulo Intraclastos – Areia grossa a grânulo Bioclastos – Seixo (aproximadamente 5mm) <b>Cor:</b> Castanho claro (óleo) <b>Porosidade:</b> Média/boa
	00.70					<b>4 – Grainstone de granulometria areia grossa a grânulo</b> Obs.: Base mais grossa e mais cimentada <b>Constituintes:</b> Oncolitos – Areia muito grossa a seixo Peloídes – Areia fina a grossa Bioclastos – Areia muito grossa a seixo Intraclastos – Areia muito grossa a seixo <b>Estruturas:</b> Estilolitos Filme de argila <b>Cor:</b> Castanho claro (óleo) <b>Porosidade:</b> Média
	00.80					<b>5 – Grainstone/Packstone de granulometria areia grossa a muito grosso</b> <b>Constituintes:</b> Oncolitos – Areia grossa a grânulo Peloídes – Areia muito fina a média Bioclastos – Seixo Intraclastos – Areia grossa a seixo <b>Cor:</b> Castanho claro (óleo) <b>Porosidade:</b> Média
	00.90					<b>6 – Grainstone ou Rudstone de granulometria areia muito grosso a grânulo</b> <b>Constituintes:</b> Bioclastos (+) – Seixo Peloídes – Areia fina a média. Mais peloídes na base. Em parte, cimentados. Intraclastos – Areia muito grossa a seixo Oncolitos – Areia muito grossa a seixo <b>Estruturas:</b> Filme de argila no topo. Possível mudança de ciclo. <b>Cor:</b> Castanho claro (óleo) <b>Porosidade:</b> Baixa
	01.00					<b>7 – Grainstone de granulometria areia grossa a muito grosso</b> <b>Constituintes:</b> Oolitos – Areia média a grossa Oncolitos – Areia grossa a seixo Peloídes (+) – Areia fina a grossa Intraclastos – Areia média a muito grossa Bioclastos – Areia média a muito grossa <b>Estruturas:</b> Estilolitos <b>Cor:</b> Castanho claro (óleo) <b>Porosidade:</b> Média/boa
	01.10					<b>8 – Grainstone/Packstone de granulometria grossa a muito grosso</b> <b>Constituintes:</b> Intraclastos – Areia grossa a seixo Oncolitos – Areia grossa a seixo Oolitos – Areia média a fina Bioclasto – Seixo (mais fina na base) <b>Estruturas:</b> Bioturbação <b>Cor:</b> Castanho claro (óleo) com pontos esbranquiçados (cimentado) <b>Porosidade:</b> Baixa
	01.20					<b>9 – Grainstone bioturbado (cimentado) de granulometria areia grossa a muito grossa</b> <b>Constituintes:</b> Intraclastos – Areia grossa a seixo Peloídes – Areia fina a média Bioclastos – Seixo Grãos terrígenos (quartzo e mica) – Areia fina a muito fina Oolitos – Areia média a grossa Oncolitos – Areia grossa a seixo <b>Cor:</b> Cinza/branco, devido a cimentação e recristalização Manchas de óleo de coloração castanho claro. <b>Porosidade:</b> Baixa
	01.30					<b>10 – Packstone de granulometria areia muito grossa a grânulo</b> <b>Constituintes:</b> Peloídes – Areia fina a média Oncolitos – Areia grossa a grânulo Intraclastos – Areia grossa a grânulo Grãos terrígenos (quartzo e mica) – Areia muito fina a média Bioclasto – Seixo Oolitos – Areia grossa <b>Estruturas:</b> Fraturas Filmes de Argila, dando um aspecto avermelhado a rocha <b>Cor:</b> Cinza/Vermelho <b>Porosidade:</b> Muito baixa
	01.40					<b>11 – Packstone/Grainstone</b> <b>Constituintes:</b> Oolitos (+ que na zona 10) – Areia grossa Intraclastos – Areia grossa a grânulo Bioclasto – Seixo Oncolitos – Areia grossa a grânulo Peloídes – Areia muito fina a média <b>Estruturas:</b> Filmes de argila <b>Cor:</b> Cinza/vermelho <b>Porosidade:</b> Sem porosidade ou muito baixa
	2					01.50
01.60		<b>13 – Grainstone</b> <b>Constituintes:</b> Bioclastos – Areia muito grossa a grânulo Peloídes – Areia muito fina a média Intraclastos – Areia muito grossa a grânulo Oncolitos – Areia muito grossa a grânulo <b>Estruturas:</b> Bioturbação Estratificações Fratura (possível contato) <b>Cor:</b> Castanho escuro (óleo) <b>Porosidade:</b> Média				
01.70		<b>14 – Grainstone</b> Obs.: Recristalizado? Zona de Wackestone? <b>Constituintes:</b> Bioclastos – Areia média a seixo Peloídes – Areia muito fina a média (-) Intraclastos – Areia grossa a seixo Oncolitos – Areia grossa a seixo Oolitos – Areia Média <b>Cor:</b> Castanho escuro (óleo) a castanho claro (pequenas manchas de óleo) <b>Porosidade:</b> Baixa				
01.80		<b>15 – Grainstone</b> <b>Constituintes:</b> Intraclastos – Areia muito grossa a grânulo Peloídes – Areia fina a média Oncolitos – Areia muito grossa a grânulo Bioclastos – Areia muito grossa a grânulo Oolitos – Areia média a muito grossa <b>Estruturas:</b> Estratificações <b>Cor:</b> Castanho claro (óleo) + escuro na parte superior <b>Porosidade:</b> Boa				
01.90		<b>16 – Grainstone</b> Obs.: Parcialmente recristalizado <b>Constituintes:</b> Oncolitos – Areia grossa a muito grossa <b>Estruturas:</b> Estilolitos Fraturas <b>Cor:</b> Cinza/Branca <b>Porosidade:</b> Baixa				
02.00		<b>17 – Grainstone ou Rudstone</b> <b>Constituintes:</b> Bioclastos – Seixo Peloídes – Areia fina a média Intraclastos – Areia grossa a grânulo Oncolitos – Areia grossa a seixo <b>Estruturas:</b> Estilolitos no topo – Possível contato, mudança de ciclo <b>Cor:</b> Castanho claro a escuro (óleo) <b>Porosidade:</b> Boa				
02.10		<b>18 – Grainstone/Packstone de granulometria areia grossa a média</b> Obs.: Áreas recristalizadas <b>Constituintes:</b> Bioclastos – Areia média a seixo Oncolitos – Areia grossa a seixo Peloídes – Areia fina a média Intraclastos – Areia grossa a seixo <b>Cor:</b> Castanho escuro (óleo) <b>Porosidade:</b> Boa/Muito boa				
02.20		<b>19 – Grainstone</b> <b>Constituintes:</b> Oolitos – Areia média a grossa Oncolitos – Areia grossa a seixo Peloídes – Areia fina a média Intraclastos – Areia grossa a seixo <b>Cor:</b> Castanho escuro (óleo) <b>Porosidade:</b> Boa/Muito boa				
02.30		<b>20 – Grainstone</b> <b>Constituintes:</b> Oolitos – Areia média a grossa Oncolitos – Areia grossa a seixo Peloídes – Areia fina a média Intraclastos – Areia grossa a seixo <b>Cor:</b> Castanho escuro (óleo) <b>Porosidade:</b> Boa/Muito boa				
02.40		<b>21 – Grainstone</b> <b>Constituintes:</b> Oolitos – Areia média a grossa Oncolitos – Areia grossa a seixo Peloídes – Areia fina a média Intraclastos – Areia grossa a seixo <b>Cor:</b> Castanho escuro (óleo) <b>Porosidade:</b> Boa/Muito boa				
02.50		<b>22 – Grainstone</b> <b>Constituintes:</b> Oolitos – Areia média a grossa Oncolitos – Areia grossa a seixo Peloídes – Areia fina a média Intraclastos – Areia grossa a seixo <b>Cor:</b> Castanho escuro (óleo) <b>Porosidade:</b> Boa/Muito boa				



# Descrição de Testemunho

Poço: X-XXXX-XXXX-XX      Testemunho.: 02      Intervalo: 18.04 - 36.01 m  
 Bacia: Campos      Fm.: Macaé      Mb.: Quissamã  
 Escala: 1:20      Geólogo: Luana Medeiros

**Legenda:**


Caixa	Prof. (m)	Zonas Granulometria e Litologia Areia A S MF F M G MG Gr Sx	Estruturas e demais Feições	HC	Descrição
1	18.00				<b>1 – Grainstone de granulometria areia muito grossa a seixo</b>
	18.10				<b>Constituintes:</b>
	18.20				Peloides – Areia muito fina a média
	18.30				Intraclastos – Areia grossa a seixo (recristalizado)
	18.40				Bioclastos – Areia grossa a grânulo
	18.50				Oncolitos – Areia grossa a grânulo
	18.60				<b>Cor:</b>
	18.70				Castanho claro com manchas mais escuras (óleo) e mais claras (bioturbação)
	18.80				<b>Porosidade:</b>
	18.90				Boa
	19.00				<b>2 – Grainstone/Packstone de granulometria areia média</b>
	2				19.10
19.20		Peloides – Areia muito fina a média			
19.30		Intraclastos – Areia média a muito grossa			
19.40		Oncolitos – Areia média a muito grossa			
19.50		Bioclastos – Areia muito grossa a seixo (recristalizado)			
19.60		<b>Estruturas:</b>			
19.70		Estilolitos			
19.80		Filmes de Argila			
19.90		<b>Cor:</b>			
20.00		Cinza/branco com manchas castanho escuro (óleo)			
20.10		<b>Porosidade:</b>			
20.20		Baixa/média			
20.30	<b>3 – Grainstone/Packstone de granulometria areia muito grossa</b>				
3	20.40				<b>Constituintes:</b>
	20.50				Peloides – Areia fina a média
	20.60				Oncolitos – Areia grossa a muito grossa
	20.70				Intraclastos – Areia muito grossa a grânulo
	20.80				Bioclastos (-) – Grânulo a seixo
	20.90				Oncolitos – Areia muito grossa a grânulo
	21.00				<b>Cor:</b>
	21.10				Cinza/castanho claro (óleo)
	21.20				<b>Porosidade:</b>
	21.30				Baixa
	21.40				<b>4 – Rudstone muito grosso</b>
	4				21.50
21.60		Bioclastos (+)			
21.70		Oolitos – Areia média a grossa			
21.80		Oncolitos – Areia muito grossa a seixo			
21.90		Intraclastos –			
22.00		Peloides – Areia média a fina			
22.10		<b>Cor:</b>			
22.20		Cinza/branco (sem óleo)			
22.30		<b>Porosidade:</b>			
22.40		Muito baixa			
22.50		<b>5 – Grainstone muito grosso</b>			
5		22.60			
	22.70	Peloides – Areia fina a média			
	22.80	Oncolitos – Areia média a muito grossa			
	22.90	Oncolitos – Areia muito grossa a grânulo			
	23.00	Bioclastos – Seixo			
	23.10	Intraclastos – Areia muito grossa a grânulo			
	23.20	Mica – Areia fina a média			
	23.30	Matéria orgânica amorfa			
	23.40	<b>Cor:</b>			
	23.50	Cinza/branco a castanho claro (manchas de óleo)			
	23.60	<b>Porosidade:</b>			
	23.70	Média			
23.80	Acho que a porosidade é média, mas a permeabilidade é ruim.				
23.90	Observa-se um empacotamento fechado com contatos grão a grão.				
24.00	<b>6 – Grainstone muito grosso</b>				
6	24.10				<b>Constituintes:</b>
	24.20				Peloides – Areia fina a média
	24.30				Oncolitos – Areia grossa a grânulo
	24.40				Intraclastos – Areia muito grossa a grânulo
	24.50				Bioclastos – Seixo
	24.60				Oolitos – Areia média a muito grossa
	24.70				Recristalizada
	24.80				<b>Cor:</b>
	24.90				Creme/castanho claro (pequenas manchas de óleo)
	25.00				<b>Porosidade:</b>
	25.10				Baixa
	25.20				<b>7 – Grainstone muito grosso</b>
7	25.30				<b>Constituintes:</b>
	25.40				Oolitos – Areia média a muito grossa
	25.50				Oncolitos – Areia muito grossa a grânulo
	25.60				Intraclastos – Areia muito grossa a grânulo
	25.70				Bioclastos – Seixo
	25.80				Peloides – Areia fina a média
	25.90				<b>Estruturas:</b>
	26.00				Fraturas
	26.10				Estilolitos
	26.20				<b>Cor:</b>
	26.30				Creme/castanho claro (manchas de óleo)
	26.40				<b>Porosidade:</b>
26.50	Média/baixa				
26.60	<b>8 – Grainstone muito grosso</b>				
8	26.70				<b>Obs.:</b> Mais fino e mais argiloso – Níveis de argila
	26.80				<b>Constituintes:</b>
	26.90				Peloides – Areia fina a média
	27.00				Oolitos – Areia grossa
	27.10				Oncolitos – Areia muito grossa a grânulo
	27.20				Intraclastos – Areia muito grossa a grânulo
	27.30				Grãos terrigenos (quartzo e mica) na forma de níveis de aproximadamente 2 cm (coloração cinza escuro/esverdeado)
	27.40				<b>Estruturas:</b>
	27.50				Filmes de argila
	27.60				Estilolitos
	27.70				<b>Cor:</b>
	27.80				Creme
27.90	<b>Porosidade:</b>				
28.00	Muito baixa				
28.10	<b>9 – Grainstone de granulometria areia grossa a muito grosso</b>				
9	28.20				<b>Constituintes:</b>
	28.30				Peloides – Areia fina a média
	28.40				Oolitos –
	28.50				Oncolitos – Areia grossa a seixo
	28.60				Intraclastos – Areia muito grossa a grânulo
	28.70				Bioclastos – Seixo
	28.80				Grãos terrigenos (quartzo e mica)
	28.90				<b>Estruturas:</b>
	29.00				Filmes de argila
	29.10				Estilolitos
	29.20				Rodolitos?
	29.30				<b>Cor:</b>
29.40	Creme				
29.50	<b>Porosidade:</b>				
29.60	Baixa				
29.70	<b>10 – Rudstone muito grosso a grânulo</b>				
10	29.80				<b>Constituintes:</b>
	29.90				Peloides – Areia fina a média
	30.00				Oncolitos – Areia grossa a seixo
	30.10				Intraclastos – Areia muito grossa a grânulo
	30.20				Bioclasto – Areia média a seixo
	30.30				Grãos terrigenos (quartzo e mica)
	30.40				<b>Estruturas:</b>
	30.50				Fraturas preenchidas (óleo)
	30.60				Estilolitos
	30.70				Rodolitos?
	30.80				<b>Cor:</b>
	30.90				Creme (castanho a claro a escuro nas zonas com óleo)
31.00	<b>Porosidade:</b>				
31.10	Média/Baixa				
31.20	Provavelmente a permeabilidade é muito baixa				
31.30	<b>11 – Grainstone muito grosso a grosso</b>				
11	31.40				<b>Constituintes:</b>
	31.50				Bioclasto (muitos) – Areia grosso a grânulo
	31.60				Peloides – Areia fina a média
	31.70				Oncolitos – Areia grossa a grânulo
	31.80				Intraclastos – Areia grossa a grânulo
	31.90				Recristalizada
	32.00				<b>Estruturas:</b>
	32.10				Fraturas
	32.20				Bioturbações
	32.30				Estratificações (?)
	32.40				<b>Cor:</b>
	32.50				Castanho claro a escuro
32.60	<b>Porosidade:</b>				
32.70	Boa				
32.80	<b>12 – Grainstone/Packstone</b>				
12	32.90				<b>Obs.:</b> Mais fino e mais argiloso
	33.00				<b>Constituintes:</b>
	33.10				Peloides – Areia fina a média
	33.20				Bioclastos – Areia grossa a seixo
	33.30				Intraclastos – Areia grossa a grânulo
	33.40				Oncolitos – Areia grossa a grânulo
	33.50				<b>Estruturas:</b>
	33.60				Fraturas preenchidas (óleo)
	33.70				<b>Cor:</b>
	33.80				Cinza/castanho escuro (manchas de óleo)
	33.90				<b>Porosidade:</b>
	34.00				Baixa
20	35.90				
	36.00				
	36.10				