



ELIAS CEMBRANI DA ROCHA

**DEFINIÇÃO DE PETROFÁCIES COM BASE NAS PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS  
PETROGRÁFICAS QUE CONTROLAM A QUALIDADE DAS ROCHAS SEDIMENTARES  
COMO RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETOS**

Porto Alegre

2018

ELIAS CEMBRANI DA ROCHA

**DEFINIÇÃO DE PETROFÁCIES COM BASE NAS PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS  
PETROGRÁFICAS QUE CONTROLAM A QUALIDADE DAS ROCHAS SEDIMENTARES  
COMO RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETOS**

Trabalho de Conclusão do Curso de Geologia do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Apresentado na forma de monografia, junto à disciplina Projeto Temático em Geologia III, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

**Orientadores:**

Prof. Dr. Luiz Fernando De Ros, Instituto de Geociências.

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Mara Abel, Instituto de Informática.

Porto Alegre

2018

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL****Reitor:** Rui Vicente Oppermann**Vice-Reitor:** Jane Fraga Tutikian**INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS****Diretor:** André Sampaio Mexias**Vice-Diretor:** Nelson Luiz Sambaqui Gruber

Rocha, Elias Cembrani da

Definição de petrofácies com base nas principais características petrográficas que controlam a qualidade das rochas sedimentares como reservatórios de hidrocarbonetos. / Elias Cembrani da Rocha. - Porto Alegre: IGEO/UFRGS, 2018.  
[89 f.] il.

Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso).- Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Graduação em Geologia. Instituto de Geociências. Porto Alegre, RS - BR, 2018.

Orientador(es): Luiz Fernando De Ros  
Mara Abel

1. Petrofáceis de reservatório. 2. Qualidade de reservatório. 3. Petrografia. 4. Geologia do petróleo. Título.

CDU 552

---

Catálogo na Publicação

Biblioteca Instituto de Geociências - UFRGS

Miriam Alves

CRB 10/1947

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família pelo apoio e ajuda incondicional, independente das dificuldades. Vocês são a minha maior força.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Luiz Fernando De Ros pela orientação e ajuda durante a realização deste trabalho.

A minha orientadora, Prof. Dr. Mara Abel, pela orientação, e ao seu grupo de pesquisa, pela ajuda e discussões sobre os mais diversos problemas de ontologia.

Aos meus colegas e amigos do curso de Geologia, pelos momentos de descontração e troca de conhecimento.

Aos meus amigos Argos, Matheus e Garibaldi, pela ajuda e companhia durante o desenvolvimento deste trabalho.

A todos da ENDEEPER, pela oportunidade de crescimento pessoal e profissional, e pelos bons momentos que compartilhamos.

A minha banda, The Zircons, que precisa marcar mais ensaios.

À Shell, por disponibilizar material de estudo para este trabalho, e à equipe do Projeto Mucuri.

*"We lead a charmed life."*

*Abe Sapien*

## RESUMO

Este trabalho visa discutir o conceito de petrofácies de reservatório e sua aplicação para a avaliação da qualidade dos reservatórios de hidrocarbonetos, e para a compreensão dos principais fatores deposicionais e diagenéticos que definem as características das rochas sedimentares. O termo *petrofácies* é utilizado na literatura essencialmente como forma de agrupar diferentes amostras, litologias ou intervalos com características semelhantes, e é definido segundo parâmetros divergentes, que variam segundo o autor. A composição primária essencial de arenitos e conglomerados, relacionada com padrões de proveniência sedimentar, constitui o parâmetro mais comumente usado para definição de petrofácies em estudos de bacias sedimentares. Na exploração de petróleo, petrofácies foram comumente definidas exclusivamente com base em parâmetros petrofísicos (porosidade, permeabilidade), ignorando as características petrográficas. Outros tipos de agrupamento compreendem petrofácies relacionadas a tipos litológicos, ou a microfácies carbonáticas. O conceito de petrofácies de reservatório foi proposto como uma ferramenta para caracterização e predição da qualidade de reservatórios. Petrofácies de reservatório são definidas a partir da análise sistemática uma série de parâmetros petrográficos que afetam os tipos e a distribuição da porosidade e permeabilidade em reservatórios de hidrocarbonetos e nas litologias não-reservatório associadas. Dessa forma, são definidos grupos que apresentam gênese e/ou qualidade de reservatório semelhantes. Neste trabalho, foram analisados casos de estudo de unidades das bacias brasileiras do Solimões, da Margem Equatorial, de Sergipe-Alagoas, do Jequitinhonha e de Campos, e da Bacia de Talara, no Peru. Adicionalmente, os conjuntos de dados dos diferentes casos de estudo foram analisados por ferramentas computacionais, como forma de se avaliar modos de definição semi-automática de petrofácies. Essas ferramentas mostraram-se importantes aliadas para a redução do tempo consumido na busca de critérios e na definição de agrupamentos. Este estudo concluiu que as petrofácies de reservatório constituem uma ferramenta robusta para a caracterização e predição da qualidade de reservatórios. Petrofácies de reservatório adequadamente definidas são consistentes quanto aos parâmetros petrofísicos, assinaturas sísmicas e de perfis geofísicos, o que permite a sua integração a modelos geologicamente realistas de reservatórios.

**Palavras-chave:** Petrofácies de reservatório, qualidade de reservatório, petrografia, geologia do petróleo.

## ABSTRACT

This work aims to discuss the concept of reservoir petrofacies and its application as a tool to evaluate the quality of hydrocarbon reservoirs and to understand the main depositional and diagenetic factors that define the characteristics of sedimentary rocks. The term *petrofacies* is used in the literature essentially as a way of grouping different samples, lithologies or intervals with similar characteristics, and it is defined according to divergent parameters, which vary according to the author. The essential primary composition of sandstones and conglomerates, related to sedimentary provenance patterns, is the most commonly used parameter for the definition of petrofacies in sedimentary basin studies. In oil exploration, petrofacies were commonly defined solely based on petrophysical parameters (porosity, permeability), ignoring the petrographic characteristics. Other types of grouping comprise petrofacies related to lithologic types, or carbonate microfacies. The concept of reservoir petrofacies was proposed as a tool for the characterization and prediction of reservoir quality. Reservoir petrofacies are defined from the systematic analysis of a series of petrographic parameters that affect the types and the distribution of porosity and permeability in hydrocarbon reservoirs, and associated non-reservoir lithologies. In this sense, groups that present a similar genesis and reservoir quality are defined. In this work were analyzed case studies of units from the Brazilian basins of Solimões, Equatorial Margin, Sergipe-Alagoas, Jequitinhonha and Campos, and from the Talara Basin in Peru. Additionally, the data sets of the different case studies were analyzed by computational tools, in an attempt to evaluate semi-automatic petrofacies definition tools. These algorithms have proved to be valuable allies for the reduction of the time consumed in the search of criteria, and for the definition of groupings. This study concluded that reservoir petrofacies constitute a robust tool for the characterization and prediction of reservoir quality. Properly defined reservoir petrofacies are consistent with regard to petrophysical parameters, seismic signatures and geophysical logs, which allows their integration into geologically-realistic reservoir models.

**Keywords:** Reservoir petrofacies, reservoir quality, petrography, petroleum geology.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 1 - Representação gráfica em um diagrama Q-F-L de cinco petrofácies da Sequência *Great Valley*, Vale de Sacramento, Califórnia. Os campos destacados representam uma estimativa gráfica da ocorrência das petrofácies *Boxer*, *Cortina*, *Lodoga*, *Stony Creek* e *Rumsey*. Petrofácies indistinguíveis no diagrama Q-F-L foram determinadas através da análise de razões entre os diferentes tipos de grãos, do uso de outros tipos de grãos complementares ou de informações coletadas em campo e em amostras de mão (retirado de Dickinson e Rich, 1972)..... 18
- Figura 2 - Microfácies definidas por Eriksson et al. (2012). A) Afloramento correspondente ao intervalo estudado e indicação da posição das fotomicrografias b-f das microfácies. B) Microfácies '*Arkeologen*' representada por wackestone com 63% de matriz, rico em braquiópodes, com abundante quantidade de equinodermas, ostracodes e trilobitas. Polarizadores descruzados (//P). C) Microfácies '*Golvsten*', representada por wackestone rico em equinodermas, braquiópodes e ostracodes, em menor quantidade em relação à microfácies '*Arkeologen*' (//P). D) Microfácies '*Gråkarten*', representada por wackestone com 45% de matriz, com predominância de equinodermas (//P). E) Microfácies '*Likhall*', representada por um packstone com 30% de matriz, abundante dissolução e recristalização de grãos (//P). F) Microfácies '*Rödkarten*', representada por um packstone com 34% de matriz (//P). Retirado de Eriksson et al., 2012.....23
- Figura 3 - Microscópio Leitz Laborlux (aumentos de 2.5, 4.3, 16 e 40 vezes) com charriot, utilizado na descrição das lâminas delgadas. ....29
- Figura 4 - Janela do sistema Petroledge (DE ROS, et al., 2007) com descrição e contagem de pontos de atributos composicionais primários (em verde), diagenéticos (em amarelo) e de porosidade (em azul). ....30
- Figura 5 - Agrupamento de amostras da Bacia de Solimões segundo quatro atributos, distribuídos em dois *plots*, que impactam a qualidade dos reservatórios da Formação Uerê. Petrofácies A, B e C identificadas em (a) um diagrama de cimento de sílica *versus* volume intergranular e (b) em um diagrama porosidade *versus* permeabilidade. Retirado de Lima e De Ros, 2002.....35

Figura 6 - Imagens ilustrativas das petrofácies de reservatório definidas para a Formação Uerê, Devoniano da Bacia do Solimões. A) Arenito poroso com empacotamento frouxo representativo da petrofácies A (//P). B) Arenito com intensa dissolução por pressão, representativo da petrofácies B (XP). C) Arenito intensamente cimentado por quartzo, representativo da petrofácies C (XP). D) Imagem obtida através de microscopia eletrônica de varredura (MEV) mostrando franjas de quartzo microcristalino desorientado. Retirado de Lima e De Ros, 2002. 36

Figura 7 - Exemplo da integração de dados de perfis geofísicos, sísmica e petrografia para a definição e caracterização das petrofácies de reservatório descritas para o Cretáceo Inferior da Bacia do Jequitinhonha. Retirado de Jardim (2008).....42

Figura 8 - Fotomicrografias ilustrativas das associações de petrofácies do Cretáceo Inferior da Bacia do Jequitinhonha. A) Arenito rico em grãos dúcteis (pseudomatrix) e instáveis, da petrofácies *CompctMica* (//P). B) Arenito com intensa cimentação por anidrita da petrofácies *CemA* (XP). C) Arenito cimentado por franjas de calcita microcristalina, da petrofácies *MicrCalcA* (//P). D) Arenito híbrido com micritização e crescimento sintaxial de calcita da petrofácies *CalcHA* (//P). E) Arenito poroso da petrofácies *NonCemA* (//P). E) Arenito poroso com franjas de dolomita da petrofácies *DoloRimA* (//P). Retirado de Jardim (2008).....44

Figura 9 - Fotomicrografias representativas das características petrográficas das petrofácies definidas para os depósitos cretácicos do Campo de Peregrino, Bacia de Campos: A) Arenito fino, bem selecionado, altamente poroso e friável da petrofácies *FinPor* (//P). B) *Grainstone* cimentado por calcita drusiforme (//P). C) Arenito médio da petrofácies *CoarSil*, cimentado por calcedônia (XP). D) Pirita microcristalina e framboidal substituindo intraclastos lamosos e pseudomatrix em arenito da petrofácies *Finintra*. (//P). E) Arenito fino, mal selecionado, com pelóides e intraclastos de glauconita, e intraclastos argilosos, parcialmente compactados a pseudomatrix, da petrofácies *CoarGlauCal* (//P). F) Arenito grosso, conglomerático, friável, rico em feldspatos, quartzo monocristalino e fragmentos plutônicos, da petrofácies *CoarPor* (XP). Retirado de De Ros et al., 2013. ....47

Figura 10 – Fotomicrografias representativas das características petrográficas das associações de petrofácies da Margem Equatorial. A) Fotomicrografia da associação

de petrofácies de alta qualidade de reservatório, com abundante porosidade intergranular em azul (//P). B) Fotomicrografia de exemplo da associação de petrofácies de moderada qualidade de reservatório, com crescimentos de quartzo, porosidade intergranular e intragranular por dissolução de feldspatos (//P). C) Fotomicrografia de exemplo da associação de petrofácies de baixa qualidade de reservatório: Arenito médio com porosidade intergranular reduzida por cimentação de caulim, dolomita e quartzo (//P). D) Fotomicrografia de exemplo da associação de petrofácies de não-reservatórios, com arenito fino totalmente cimentado por calcita ferrosa poiquilótica. Polarizadores cruzados (XP). Retirado de De Ros, et al., (2016).....50

Figura 11 - Fotomicrografias representativas das características petrográficas das associações de petrofácies definidas para o Membro Carmópolis. A) Conglomerados porosos (mais de 8% de porosidade intergranular) com 5 a 10% de cimentação por dolomita, da associação de petrofácies porosas (//P). B) Conglomerados com 5 a 8% de porosidade e 5 a 9% de cimentação por dolomita, da associação Intermediária (//P). C) Conglomerados completamente cimentados por dolomita ferrosa, da associação Cimentados (//P). D) Arenito fino com laminação marcada pela concentração de micas e fragmentos metamórficos, extremamente compactado, da associação Compactadas (//P). Retirado de Schrank et al., 2017b. ....53

Figura 12 - Sucessão vertical de fácies com perfil de raio-gama de um segmento amostrado do Membro Mucuri. A sucessão mostra a intercalação de depósitos de ambiente costeiro e depósitos fluviais, e suas respectivas fácies e associações de fácies. Modificado de Kuchle et al., 2018. ....55

Figura 13 - Gráfico esmectita intergranular versus cimento carbonático para as petrofácies do Membro Mucuri. As petrofácies *Smectite* e, juntas, *SealSandCalc*, *SealConglCalc*, podem ser identificadas como duas populações bem definidas. ....60

Figura 14 - Gráfico micas versus porosidade para as petrofácies do Membro Mucuri. As petrofácies *CauliSand*, *SealSandCalc*, *FeldsparDiss* e *CompctMica* podem ser distinguidas. ....61

Figura 15 - Fotomicrografias representativas das características petrográficas das petrofácies definidas para o Membro Mucuri. A) Arenito fino, lamoso, arcósio micáceo da petrofácies *CompctMicaSand* (//P). B) Arenito médio, mal selecionado,

arcósio, da petrofácies *CauliSand*; caulinita em livrinhos preenchendo porosidade intergranular, substituindo feldspatos e em poros de dissolução de grãos (//P). C) Arenito médio levemente conglomerático, mal selecionado, arcósio da petrofácies *SealSandCal*; calcita poiquilotópica, macrocristalina substituindo grãos, caulinita, e expandindo biotitas (//P). D) Evaporito da petrofácies *Evaporite*; lama siliciclástica substituída e deslocada por nódulos de anidrita microcristalina (//P). E) Bioconstrução microbial da fácies *HeteroliteMicrobial*; esteiras microbiais substituindo matriz lamosa (//P). F) Arenito fino, bem selecionado, arcósio micáceo da petrofácies *Smectite*; esmectita em franjas e cutículas descontínuas cobrindo grãos e microcristalina substituindo feldspatos e grãos indeterminados (XP).....62

Figura 16 - Fotomicrografias representativas das características petrográficas das petrofácies definidas para o Membro Mucuri: A) Arenito grosso levemente conglomerático mal selecionado, arcósio, da petrofácies *FeldsparDissol*; porosidade intragranular de dissolução de grãos de feldspatos (//P). B) Heterolito (areia fina – lama), rico em fragmentos carbonosos, da petrofácies *HeteroliteSandMud* (//P). C) Arenito grosso, levemente conglomerático, da petrofácies *HybridSand*, rico em intraclastos microbiais (//P). D) Arenito conglomerático da petrofácies *Intraclastic*, rico em intraclastos lamosos (//P). E) Arenito grosso da petrofácies *SealCauliSand*, com abundante caulinita em livrinhos intergranular (XP). F) Calcita microcristalina substituindo matriz siliciclástica lamosa em níveis intercalados com bioconstruções microbiais; petrofácies *CalcSubst* (//P).....63

Figura 18 - Matriz de confusão comparativa entre os agrupamentos definidos de forma manual (linhas) e automatizado (colunas) para o conjunto de descrições de Talara.....68

Figura 21 - Matriz de confusão comparativa entre os agrupamentos definidos de forma manual (linhas) e automatizado (colunas) para o conjunto de descrições da Bacia de Jequitinhonha.....69

Figura 19 - Matriz de confusão comparativa entre os agrupamentos (definidos de forma manual (linhas) e automatizado (colunas) para o conjunto de descrições da Bacia de Campos.....70

Figura 17 - Matriz de confusão comparativa entre os agrupamentos definidos de forma manual (linhas) e automatizado (colunas) para o conjunto de descrições da Margem Equatorial.....	71
Figura 20 - Matriz de confusão comparativa entre os agrupamentos definidos de forma manual (linhas) e automatizado (colunas) para o conjunto de descrições da Bacia de Sergipe-Alagoas.....	72
Figura 22 - Matriz de confusão comparativa entre os agrupamentos definidos de forma manual (linhas) e automatizado (colunas) para o conjunto de descrições do Membro Mucuri, Bacia do Espírito Santo. ....	73

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Petrofácies de reservatório definidas para a Formação Uerê da Bacia de Solimões, e suas principais características petrográficas (segundo Lima e De Ros, 2002). .....	34
Tabela 2 - Petrofácies definidas para a Formação Echinocyamus, e suas principais características petrográficas (segundo De Ros e Goldberg, 2006). .....	38
Tabela 3 - Petrofácies de reservatório do Cretáceo Inferior da Bacia do Jequitinhonha e suas principais características (segundo Jardim, 2008). .....	40
Tabela 4 - Associação de petrofácies do Cretácio Inferior, Bacia do Jequitinhonha, e os respectivos tratos de sistema nas quais ocorrem (segundo Jardim, 2008). .....	43
Tabela 5 - Petrofácies definidas para os depósitos do Campo de Peregrino, Bacia de Campos, e suas principais características petrográficas (segundo De Ros et al., 2013). .....	46
Tabela 6 - Associação de petrofácies da Margem Equatorial e suas principais características (segundo De Ros et al., 2016). .....	49
Tabela 7 - Associações de petrofácies do Membro Carmópolis e suas principais características (segundo Schrank et al., 2017). .....	52
Tabela 8 - Composição primária (em verde), diagenética (em amarelo) e porosidade (em azul) das amostras do Membro Mucuri interpretadas como ambiente fluvial. ....	56
Tabela 9 - Composição primária (em verde), diagenética (em amarelo) e porosidade (em azul) das amostras do Membro Mucuri interpretadas como ambiente costeiro. ....	57
Tabela 10 - Petrofácies de reservatório definidas para o Membro Mucuri, e suas principais características petrográficas. ....	59
Tabela 11 - Resultado das análises dos diferentes casos de estudo através do algoritmo em desenvolvimento no INF. A acurácia representa a medida da quantidade de acertos do sistema em relação aos grupos de petrofácies definidos de forma manual. O <i>Adjusted Rand Score (ARI)</i> compreende uma medida de similaridade entre os agrupamentos definidos pelo algoritmo e aqueles definidos manualmente, ajustada pela chance aleatória de acertos. ....	67

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS.....	15
2. PETROFÁCIES.....	17
2.1. Petrofácies relacionadas à proveniência sedimentar ( <i>Sandstone petrofacies</i> ).....	17
2.2. Petrofácies relacionadas a tipos litológicos.....	19
2.3. Petrofácies relacionadas a análises petrofísicas.....	20
2.4. Microfácies carbonáticas.....	21
2.5 Petrofácies de reservatório .....	24
3. METODOLOGIA.....	27
3.1 Revisão bibliográfica .....	27
3.2 Avaliação de casos de estudo pré-existentes .....	27
3.3 Geração de novo caso de definição de petrofácies .....	28
3.4 Interação com pesquisa do Instituto de Informática (INF) da UFRGS ..	31
4. CASOS DE ESTUDO DE PETROFÁCIES DE RESERVATÓRIO .....	33
4.1. Devoniano da Bacia do Solimões, AM .....	33
4.2. Terciário da Bacia de Talara, Peru.....	36
4.3. Cretáceo Inferior da Bacia do Jequitinhonha .....	39
4.4. Campo de Peregrino, Cretáceo da Bacia de Campos .....	45
4.5. Cretáceo da Margem Equatorial Brasileira .....	48
4.6. Membro Carmópolis, Aptiano, Bacia de Sergipe-Alagoas .....	50
4.7. Membro Mucuri, Aptiano, Bacia do Espírito Santo.....	53
5. DEFINIÇÃO SEMI-AUTOMÁTICA DE PETROFÁCIES .....	64
5.1. Terciário da Bacia de Talara, Peru.....	67
5.2. Cretáceo Inferior da Bacia do Jequitinhonha .....	68

5.3 Campo de Peregrino, Cretáceo da Bacia de Campos .....	69
5.4. Cretáceo da Margem Equatorial Brasileira .....	70
5.5. Membro Carmópolis, Aptiano, Bacia de Sergipe-Alagoas .....	71
5.6. Membro Mucuri, Aptiano, Bacia do Espírito Santo.....	72
6. DISCUSSÃO .....	74
6.1. Significado geológico e utilidade do conceito de Petrofácies de Reservatório .....	74
6.2. Definição semi-automática de petrofácies por ferramentas computacionais.....	78
7. CONCLUSÕES .....	80
8. REFERÊNCIAS.....	81
9. ANEXOS (CD).....	88

## 1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

Este trabalho visa discutir o conceito de petrofácies de reservatório e sua aplicação como ferramenta para a avaliação da qualidade dos reservatórios de hidrocarbonetos e compreensão dos principais fatores deposicionais e diagenéticos que definem as características das rochas sedimentares. A exploração e produção de hidrocarbonetos é uma atividade de alto risco, que lida com grandes incertezas. A previsão da distribuição das rochas-reservatório e sua qualidade constitui um dos principais desafios durante a exploração e produção. Dois parâmetros principais definem a qualidade de um reservatório: porosidade e permeabilidade. Estes parâmetros são avaliados em estudos detalhados acerca dos aspectos geológicos que afetam o posicionamento, a quantidade e qualidade do óleo em um reservatório. Utilizando-se da análise petrográfica, um conjunto de amostras de rochas pode ser dividido em diferentes grupos de qualidade de reservatório através da aplicação do conceito de *petrofácies de reservatório* proposto por De Ros e Goldberg (2007).

A análise petrográfica permite a caracterização e compreensão dos processos de geração e evolução das rochas sedimentares. Através da caracterização desses processos, podem ser identificados os fatores que controlam a qualidade dos reservatórios de hidrocarboneto. Desta maneira, a petrografia pode ser utilizada como um método de previsão da ocorrência e distribuição dos reservatórios de hidrocarbonetos.

O conceito de petrofácies de reservatório constitui uma ferramenta que sistematiza a avaliação dos aspectos genéticos que controlam a qualidade dos reservatórios de hidrocarbonetos. Por meio da análise sistemática de atributos petrográficos que impactam a porosidade e permeabilidade das rochas sedimentares, são definidos grupos de amostras que apresentam gênese e qualidade de reservatório semelhantes. Esses grupos são consistentes quanto aos parâmetros petrofísicos, assinaturas sísmicas e de perfis geofísicos, o que permite a sua integração a modelos de reservatório tri-dimensionais, assim como seu uso para

a predição da qualidade dos reservatórios. Este trabalho tem como objetivo geral discutir a definição de petrofácies de reservatório e sua aplicação sistemática como uma ferramenta para a definição da qualidade de reservatórios de petróleo. Os objetivos específicos compreendem:

i) Examinar o conceito de petrofácies de reservatório em comparação com outros conceitos similares da literatura;

ii) Avaliar a aplicação de petrofácies de reservatório em diferentes casos, unidades e bacias;

iii) Avaliar, em cooperação com pesquisadores do Instituto de Informática (INF) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), uma ferramenta computacional para a definição semi-automática de petrofácies de reservatório.

## 2. PETROFÁCIES

O termo petrofácies é utilizado na literatura essencialmente como forma de agrupar diferentes amostras, litologias ou intervalos com características semelhantes. No entanto, são encontradas diferentes definições para o termo, segundo parâmetros divergentes, que variam segundo os autores. O conceito pode ser encontrado como forma de agrupamento de amostras que: i) apresentam a mesma composição primária essencial, associada a padrões de proveniência sedimentar; ii) representam um mesmo tipo litológico; iii) apresentam características petrofísicas semelhantes, assinaturas sísmicas e de perfis geofísicos; iv) representam uma mesma microfácies carbonática; v) apresentam as mesmas características genéticas e/ou de qualidade como reservatórios de hidrocarbonetos. Essas diferentes abordagens serão exploradas a seguir.

### 2.1. Petrofácies relacionadas à proveniência sedimentar (*Sandstone petrofacies*)

A definição de petrofácies segundo a composição primária essencial de sedimentos foi introduzida por pesquisadores que estudavam a Sequência *Great Valley*, na Califórnia, no início dos anos 1970 (GILBERT; DICKINSON, 1970; SWE; DICKINSON, 1970; DICKINSON; RICH, 1972). Ao considerar a distribuição estratigráfica e geográfica dos principais tipos de grãos detríticos essenciais, os autores desenvolveram uma metodologia para a identificação de diferentes classes composicionais, independentemente de outras características litológicas das amostras. As classes composicionais resultantes demonstraram uma maior continuidade lateral em relação às litofácies da Sequência *Great Valley*, evidenciando sua aplicação como ferramenta na determinação de relações estratigráficas em áreas estruturalmente complexas (DICKINSON; RICH, 1972). As petrofácies definidas para a Sequência *Great Valley* podem ser vistas na Figura 1.

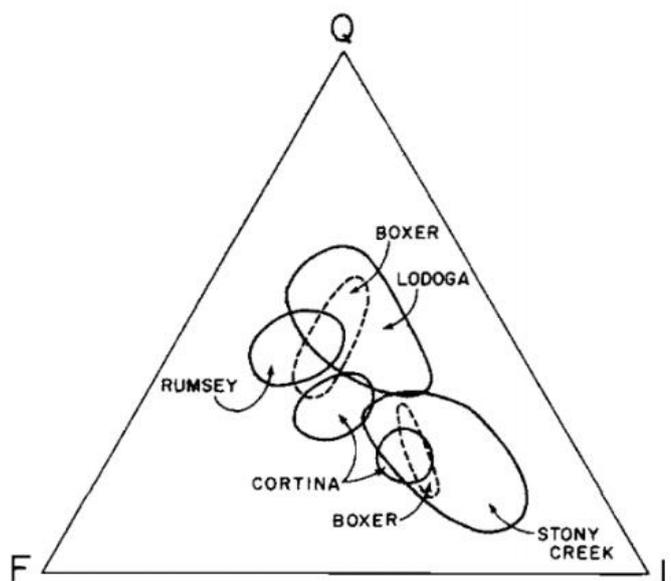


Figura 1 - Representação gráfica em um diagrama Q-F-L de cinco petrofácies da Sequência *Great Valley*, Vale de Sacramento, Califórnia. Os campos destacados representam uma estimativa gráfica da ocorrência das petrofácies *Boxer*, *Cortina*, *Lodoga*, *Stony Creek* e *Rumsey*. Petrofácies indistinguíveis no diagrama Q-F-L foram determinadas através da análise de razões entre os diferentes tipos de grãos, do uso de outros tipos de grãos complementares ou de informações coletadas em campo e em amostras de mão (retirado de Dickinson e Rich, 1972).

A maior parte dos trabalhos encontrados na literatura define petrofácies no sentido de Dickinson e Rich (1972). Essa abordagem consiste na caracterização petrográfica detalhada de arenitos e conglomerados através da contagem de pontos, permitindo a definição do percentual volumétrico dos principais componentes detríticos, que constituem os parâmetros avaliados na identificação de agrupamentos. São então definidos intervalos de valores para cada parâmetro considerado na delimitação das populações, essencialmente os percentuais de quartzo (Q), feldspatos (F) e líticos instáveis (L). Cada população representa uma petrofácies distinta que pode ser visualizada em um diagrama ternário Quartzo-Feldspato-Líticos (Q-F-L) e ainda ser refinada segundo parâmetros complementares, como o conteúdo de mica, minerais pesados, volumes percentuais dos diferentes feldspatos ou dos tipos de fragmentos líticos presentes.

Esta abordagem resulta em populações que reúnem amostras de características petrológicas semelhantes, relacionadas à paleogeografia e derivação

de diferentes rochas e terrenos-fonte. A presença e proporção de diferentes tipos de fragmentos líticos costuma ser um importante critério para a definição de petrofácies (e.g. STANLEY, 1976). Através da integração da composição essencial com medidas de paleocorrentes, textura, idade e dados de composição bruta, tipos de fragmentos de rocha e minerais pesados, padrões de proveniência relativos aos terrenos-fonte e à situação tectônica das bacias sedimentares podem ser identificados e utilizados como ferramentas na análise de bacias (e.g. GANDOLFI et al., 1983; DICKINSON et al., 2012). No entanto, como ressaltado por Johnsson (1993), a definição de um agrupamento de características petrológicas semelhantes por si só não reflete necessariamente uma mesma proveniência para as amostras do grupo. Isto ocorre pelo fato de que um grupo pode estar sendo discriminado pela soma de diferentes fatores atuantes sobre a deposição dos sedimentos, e não apenas pelas similaridades da rocha fonte.

Desde a definição inicial de petrofácies na década de 1970, uma série de trabalhos foi desenvolvida através da aplicação desse conceito (e.g. INGERSOLL, 1990; LARGE; INGERSOLL, 1997; TROP; RIDGWAY, 1997; CRITELLI; NILSEN, 2000; HENDRIX, 2000; MICHAELSEN; HENDERSON, 2000; SAVOY et al., 2000; DICKINSON; LAWTON, 2001; MARENSSI et al., 2002).

## 2.2. Petrofácies relacionadas a tipos litológicos

Alguns autores utilizam-se de características petrográficas relacionadas à tipos litológicos para a definição de petrofácies em carbonatos, lutitos e evaporitos (e.g., TESTA; LUGLI, 2000). Nesse sentido, as petrofácies definidas podem representar agrupamentos de amostras de um mesmo tipo litológico que apresentam textura, estrutura ou composição similar, a depender do critério utilizado.

A petrografia é comumente utilizada como apoio a caracterização de litofácies e interpretação do regime deposicional. Zheng et al. (2006) realizaram um estudo petrográfico de sedimentos do Cenozoico, da Bacia de Tarim, China. As descrições petrográficas foram utilizadas para agrupar as amostras segundo aspectos composicionais e classificá-las de acordo com Folk et al. (1970). A classificação das amostras permitiu um melhor entendimento da variação faciológica

e dos mecanismos de transporte dos sedimentos presentes na seção estudada. Da mesma maneira, Al-Juboury e Al-Hadidy (2007) caracterizaram sucessões Paleozóicas do Irã.

Por vezes, a petrografia é utilizada para que se compreenda e diferencie a gênese de uma litofácies em uma escala de maior detalhe. Testa e Lugli (2000) analisaram evaporitos do Messiniano (Mioceno) da Toscana, Itália, quanto às suas fácies sedimentares e diagenéticas. A sucessão evaporítica estudada contém três unidades evaporíticas com abundante presença de gipso. Neste caso, a textura dos cristais de gipso nas amostras estudadas, que vai de xenotópica à idiomórfica quando vista pelo microscópio petrográfico, foi o principal critério utilizado para a definição das petrofácies. A análise textural auxiliou na compreensão da complexa evolução diagenética da bacia, evidenciando de forma prática as fácies nas quais a anidrita representava um produto de desidratação pós-deposicional ou de processos diagenéticos sin-deposicionais que ocorreram sobre o gipso. As petrofácies descritas por Testa e Lugli (2000), portanto, estão diretamente relacionadas à evolução diagenética das diferentes litofácies.

### 2.3. Petrofácies relacionadas a análises petrofísicas

Alguns autores definem petrofácies segundo critérios puramente petrofísicos (porosidade, permeabilidade, pressão capilar, etc.) das amostras, e das características de seus intervalos em perfis geofísicos (raios-gama, resistividade, nêutrons, densidade, etc.), desconsiderando sua caracterização petrográfica (e.g., WATNEY et al., 1999; BHATTACHARYA et al., 2005). Watney et al. (1999) apresentam um exemplo de aplicação do conceito de petrofácies carbonáticas definidas a partir de análises petrofísicas e de perfis, e as utiliza como ferramenta para definir unidades de fluxo e discriminar tipos de poros. A análise de petrofácies neste sentido gera informações relacionadas aos tipos de porosidade, continuidade dos reservatórios e dos fluidos que podem ser integradas a modelos de reservatório.

Essas petrofácies são comumente definidas segundo parâmetros petrofísicos como porosidade, permeabilidade, eficiência de recuperação, diâmetro de poros e saturação de fluidos (KOPASKA-MERKEL; FRIEDMAN, 1989; KULICK; THEUERJAHN, 1989). Na maioria destes casos, uma análise quantitativa do diâmetro dos poros e suas conexões é normalmente realizada através de porosimetria de mercúrio. De forma geral, petrofácies definidas nesse sentido consistem em uma ferramenta para a modelagem e entendimento acerca da distribuição da porosidade de reservatórios carbonáticos.

Ching e Friedman (2000) definiram três petrofácies carbonáticas a partir de um poço na Bacia de Arkoma, em Oklahoma, Estados Unidos. A partir de análises petrofísicas com técnicas de porosimetria de mercúrio, foram definidos agrupamentos segundo critérios como porosidade e eficiência de recuperação das amostras. Os aspectos petrofísicos das seis litofácies estudadas foram fortemente afetados pela sua evolução diagenética. As petrofácies definidas refletem diferentes qualidades de reservatório e demonstraram relação com as litofácies descritas. Desta forma, os autores puderam evidenciar as litofácies mais promissoras como reservatórios de óleo ou gás.

#### 2.4. Microfácies carbonáticas

O conceito de microfácies carbonáticas foi definido primeiramente por Brown (1943) segundo critérios petrográficos e paleontológicos analisados em lâminas delgadas. O conceito se consolidou como uma ferramenta para a análise de fácies e interpretações paleoambientais em estudos de reservatórios carbonáticos, e é comumente utilizado para estudos de ambientes deposicionais carbonáticos com base nos bioclastos e outros constituintes descritos em lâminas delgadas (FLÜGEL, 2004). Atualmente, o termo é encontrado com um sentido mais amplo, que compreende toda a informação de caráter petrológico e paleontológico que pode ser descrita e classificada em amostras de rochas carbonáticas (FLÜGEL, 2004).

Microfácies carbonáticas são definidas segundo critérios petrográficos, como composição, textura e fábrica, aspectos paleontológicos, e ambiente deposicional. Pela adição de critérios diagenéticos, são obtidas microfácies diagenéticas, que constituem uma ferramenta crítica para o desenvolvimento de modelos de reservatórios carbonáticos (FLÜGEL, 2004).

Eriksson et al. (2012) estudaram carbonatos do Ordoviciano, no centro-sul da Suécia. Através de análise petrográfica, foram acessadas as características texturais e composicionais, incluindo a composição da fauna presente nas amostras do intervalo. Neste caso, a definição das microfácies foi fortemente baseada no aspecto textural das amostras (Figura 2). Essa definição permitiu a interpretação do ambiente de deposição dos carbonatos estudados, correspondente a uma plataforma intermediária (*mid-shelf*), abaixo do nível de ondas.

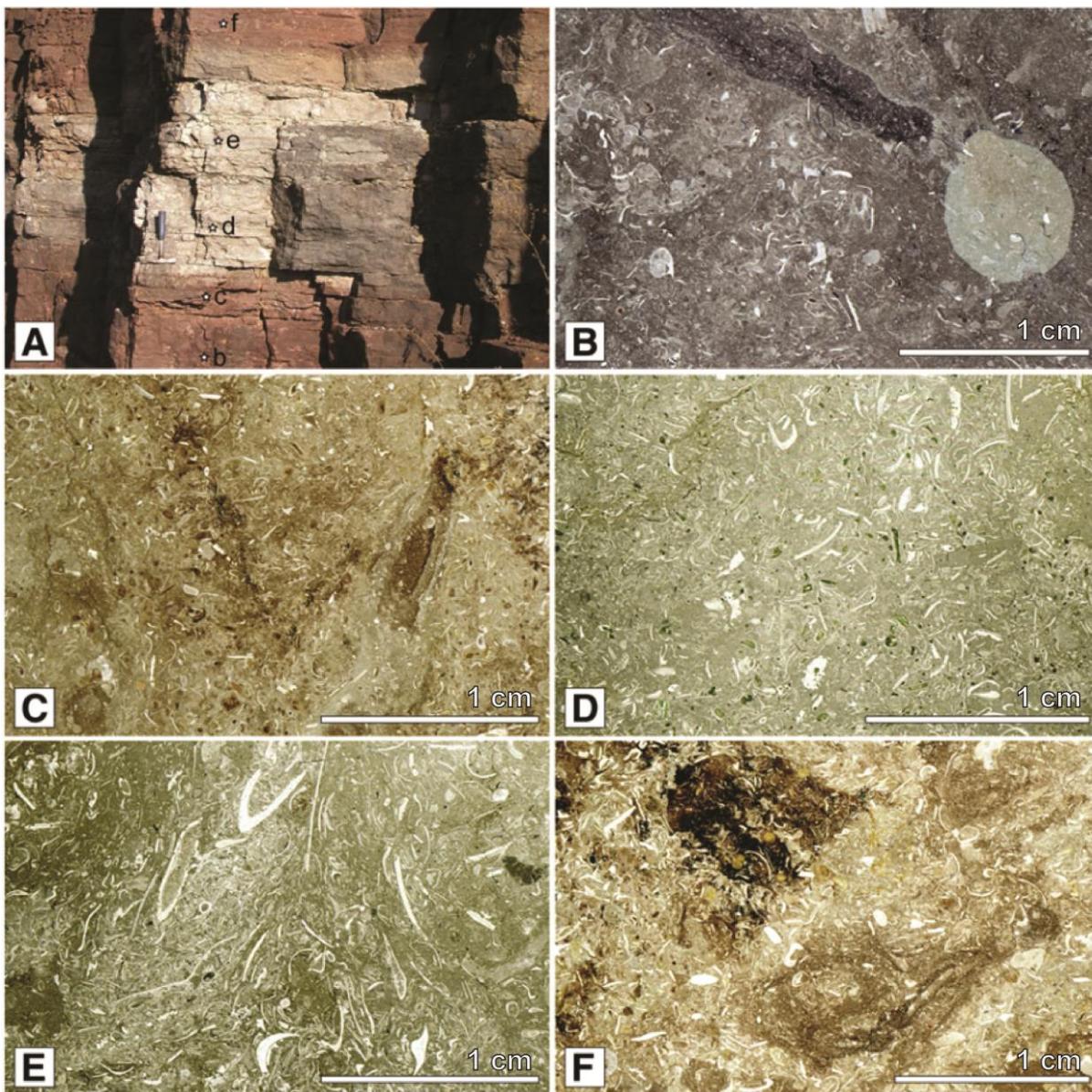


Figura 2 - Microfácies definidas por Eriksson et al. (2012). A) Afloramento correspondente ao intervalo estudado e indicação da posição das fotomicrografias b-f das microfácies. B) Microfácies '*Arkeologen*' representada por wackestone com 63% de matriz, rico em braquiópodes, com abundante quantidade de equinodermas, ostracodes e trilobitas. Polarizadores descruzados (//P). C) Microfácies '*Golvsten*', representada por wackestone rico em equinodermas, braquiópodes e ostracodes, em menor quantidade em relação à microfácies '*Arkeologen*' (//P). D) Microfácies '*Gráarten*', representada por wackestone com 45% de matriz, com predominância de equinodermas (//P). E) Microfácies '*Likhall*', representada por um packstone com 30% de matriz, abundante dissolução e recristalização de grãos (//P). F) Microfácies '*Rödarten*', representada por um packstone com 34% de matriz (//P). Retirado de Eriksson et al., 2012.

A definição de microfácies carbonáticas auxilia o entendimento e identificação de mudanças nos sistemas deposicionais carbonáticos. Abels et al. (2009) realizaram um estudo petrográfico detalhado de uma sucessão lacustre do Mioceno, na Bacia de *Teruel* (Espanha). Os autores definiram duas associações principais de microfácies carbonáticas: sistemas de lagos rasos efêmeros e sistemas de lagos rasos permanentes. A análise das microfácies revelou variações no nível do lago em uma escala maior que aquelas anteriormente detectadas. Amirshahkarami e Karavan (2015) definiram microfácies para a Formação *Qom* (Mioceno), no Irã. As microfácies foram definidas segundo características texturais e de composição dos constituintes aloquímicos e ortoquímicos, e foram utilizadas para o entendimento dos sistemas deposicionais da Formação *Qom*. As microfácies definidas são representativas de cinco sistemas deposicionais de rampa interna e intermediária. O estudo também utilizou as microfácies como auxílio a correlações estratigráficas com outra sucessão.

## 2.5 Petrofácies de reservatório

O conceito de *petrofácies de reservatório* introduzido por De Ros e Goldberg (2007), foco deste trabalho, visa a definição de petrofácies como ferramenta para a caracterização e modelamento de reservatórios. Para a definição de agrupamentos das amostras, a definição de petrofácies de reservatório considera as principais feições petrográficas que impactam a qualidade dos reservatórios. Esta abordagem foi primeiramente utilizada por Bonnell et al. (2001), que definiram petrofácies em reservatórios Jurássicos da plataforma continental norueguesa, levando em conta as características texturais e composicionais que controlam as características petrofísicas dos arenitos estudados.

De Ros e Goldberg (2007) definiram o conceito em termos das estruturas deposicionais, texturas e de composição primária essencial, fatores que controlam a

porosidade e permeabilidade originais dos sedimentos, somados aos principais processos e produtos diagenéticos, que afetam a distribuição atual da porosidade e permeabilidade das rochas. As petrofácies de reservatório são definidas através da descrição sistemática desses atributos.

A descrição sistemática permite a identificação dos atributos de maior impacto sobre a porosidade e permeabilidade das amostras, os quais são utilizados como critérios de agrupamento. Após um agrupamento preliminar das amostras, essas petrofácies preliminares são checadas com parâmetros petrofísicos ou petrográficos com o auxílio de ferramentas de estatística ou redes neurais. São determinados então valores limites a cada critério para cada grupo. Se necessário, os grupos são refinados a partir do reposicionamento das amostras em grupos mais adequados.

Petrofácies de reservatórios podem ser integradas a modelos estratigráficos e estruturais como uma ferramenta para a predição da qualidade de reservatórios. Jardim et al. (2011) apresentam petrofácies de reservatório para os depósitos do Cretáceo da Bacia de Jequitinhonha, Bahia, evidenciando os controles exercidos pela evolução estratigráfica, ambiente tectônico e sistemas deposicionais sobre as petrofácies de reservatório definidas e, portanto, sobre as diferentes qualidades dos reservatórios identificadas. As petrofácies de reservatório definidas foram relacionadas com assinaturas sísmicas e de perfis petrofísicos específicas.

Nesse sentido, as petrofácies de reservatório representam grupos de amostras que apresentam qualidades de reservatório similares, devido à presença e proporção de atributos petrográficos-chave. Elas são consistentes quanto às características petrofísicas, assim como às assinaturas sísmicas e de perfis geofísicos (DE ROS; GOLDBERG, 2007). O conceito constitui uma ferramenta para a avaliação da qualidade de reservatórios a partir da descrição sistemática dos principais atributos que controlam a porosidade e permeabilidade das amostras, em uma escala de maior detalhe daquela representada pelas litofácies deposicionais (*sensu* MIALL, 1999). Uma mesma litofácies pode apresentar mais de uma petrofácies de reservatório, visto que, por exemplo, processos diagenéticos podem

atuar de forma muito heterogênea sobre a mesma litofácies (e.g. ALTENHOFEN, 2017). Petrofácies de reservatório também podem ser utilizadas para a calibração e representação tri-dimensional de modelos de reservatório.

### 3. METODOLOGIA

O presente trabalho foi desenvolvido em três etapas principais: revisão bibliográfica, avaliação de casos prévios de estudo de petrofácies de reservatório de diferentes unidades sedimentares, e geração de um novo caso. Adicionalmente, estes casos foram testados através de algoritmos desenvolvidos no Instituto de Informática (INF) da UFRGS para avaliar a convergência entre as petrofácies definidas pelos petrólogos pelo método descrito de agrupamentos com base naquelas feições petrográficas de impacto nos reservatórios reconhecidos, e aquelas definidas através de tal procedimento semi-automático. O presente estudo tem como objetivo uma discussão abrangente acerca da definição de petrofácies de reservatório e de sua aplicação como uma ferramenta de avaliação da qualidade de reservatórios de hidrocarbonetos.

#### 3.1 Revisão bibliográfica

Foi realizado um levantamento bibliográfico de trabalhos apresentando diferentes definições de petrofácies sedimentares. Os diferentes conceitos de petrofácies presentes na literatura foram discutidos em termo de seus diferentes significados geológicos. A revisão bibliográfica também cobriu a utilização de ferramentas computacionais para definição de agrupamentos de descrições petrográficas.

#### 3.2 Avaliação de casos de estudo pré-existentes

Visando identificar os critérios utilizados para o agrupamento de amostras, foram avaliados diferentes casos de estudo de petrofácies de reservatório. Os casos de estudo compreendem conjuntos de descrições petrográficas de seis diferentes unidades e bacias sedimentares nos quais foram definidas petrofácies de reservatório. Os estudos selecionados foram executados sobre unidades das bacias

brasileiras do Solimões, da Margem Equatorial, de Sergipe-Alagoas, do Jequitinhonha e de Campos, e da Bacia de Talara, no Peru.

O *dataset* desses estudos foi processado em conjunto com a bibliografia respectiva a cada caso. Cada planilha contém a quantificação petrográfica das lâminas delgadas das unidades abordadas por cada estudo, incluindo a descrição da composição primária e diagenética, assim como a caracterização da porosidade, textura e estruturas. As petrofácies definidas em cada caso de estudo foram discutidas quanto ao seu significado geológico.

### 3.3 Geração de novo caso de definição de petrofácies

Através da descrição petrográfica detalhada de lâminas delgadas do membro Mucuri, Aptiano da Bacia do Espírito Santo, executada dentro de um projeto desenvolvido pelo Instituto de Geociências para a Shell, foi gerado um novo conjunto de dados sobre os quais foram definidas petrofácies de reservatório (*sensu* De Ros e Goldberg, 2007).

O conjunto de lâminas selecionado de lâminas delgadas apresenta uma grande variedade de feições petrográficas de impacto sobre a qualidade de reservatório da unidade. A caracterização petrográfica foi realizada no Departamento de Mineralogia e Petrologia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul com uso de microscópios de luz polarizada e do software Petroledge® (DE ROS et al., 2007).



Figura 3 - Microscópio Leitz Laborlux (aumentos de 2.5, 4.3, 16 e 40 vezes) com charriot, utilizado na descrição das lâminas delgadas.

Cada lâmina delgada foi impregnada com resina *epoxy*, de forma que a observação de poros e constituintes seja facilitada, e tingida com uma solução de alizarina e ferrocianeto de potássio para a identificação dos carbonatos.

A quantificação petrográfica foi executada por contagem modal de 300 pontos por lâmina, através de um *charriot* acoplado à platina do microscópio (Figura 3). Os pontos foram distanciados de 0.2 a 0.4 milímetros, e dispostos segundo transectas perpendiculares à estrutura principal da rocha. Cada ponto foi descrito de forma detalhada no sistema Petroledge®, que utiliza uma ontologia de domínio, estrutura que auxilia na descrição dos conceitos do vocabulário geológico, para capturar descrições de rocha padronizadas e sistemáticas. A descrição de cada lâmina no sistema segue uma ordem sistemática, e se inicia com a identificação da amostra, a partir da entrada de informações de localização da amostra (poço, profundidade, unidade, bacia, estado, país) e uma síntese das principais feições presentes na lâmina. Após, é realizada a entrada de informações referentes à estrutura, textura e fábrica. Por fim, os constituintes primários, diagenéticos e os poros são descritos quanto aos seus tipos, hábitos, localizações e relações paragenéticas, ao passo em que são quantificados (Figura 4). Ao fim de cada descrição, classificações texturais,

composicionais e de proveniência são geradas automaticamente pelo software. As descrições foram salvas em formato digital e exportadas na forma de planilhas Excel, permitindo o processamento dos dados sob análise.

Nº	Identificação do Constituinte	Pontos	%	Quantidade Nominal	Observação
1	Quartzo detritico monocristalino - Como grão monomineralico -	33	11.000		
2	Microclínio detritico - Como grão monomineralico -	20	6.667		
3	Ortoclássio detritico - Como grão monomineralico -	2	0.667		
4	Plagioclássio detritico - Como grão monomineralico -	5	1.667		
5	Perlitica detritica - Como grão monomineralico -	12	4.000		
6	Biotita - Como grão monomineralico -	84	28.000		
7	Muscovita - Como grão monomineralico -	2	0.667		
8	Granada - Como grão monomineralico -	6	2.000		
9	Zircão - Como grão monomineralico -	2	0.667		
10	Opaco - Como grão monomineralico -	2	0.667		
11	Apatita - Como grão monomineralico -	1	0.333		
12	Intraclasto de solo - Como constituinte intrabacal -	2	0.667		
13	Matéria orgânica carbonosa - Como constituinte intrabacal -	17	5.667		
14	Matriz siliciclástica lamosa sindeposicional - Como constituinte intrabacal -	34	11.333		
15	Calcita - Macrocristalino - Intragranular deslocante - - Expandindo <Cons...	3	1.000		
16	Calcita - Macrocristalino - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Co...	1	0.333		
17	Esmectita - Cutícula - Intergranular cobertura de grão descontínua - - C...	8	2.667		
18	Esmectita - Franja - Intergranular cobertura de grão descontínua - - Co...	16	5.333		
19	Esmectita - Roseta - Intergranular discreto - - Em <poro> - Poro interg...	2	0.667		
20	Esmectita - Microcristalina - Intragranular preenchendo poro - - Em <po...	2	0.667		
21	Esmectita - Microcristalina - Intragranular substitutivo - - Substituindo <...	3	1.000		
22	Caulinita - Livrinho - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constit...	3	1.000		
23	Caulinita - Lamelar - Intragranular deslocante - - Expandindo <Constitui...	2	0.667		
24	Pirita - Microcristalina - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Cons...	10	3.333		
25	Pirita - Macrocristalino - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Con...	2	0.667		
26	Quartzo - Crescimento - Intergranular cobertura de grão descontínua - ...	1	0.333		
27	Gipsita - Fibroso - Preenchendo fratura em grão - - Em <Constituinte pr...	1	0.333		
28	Gipsita - Fibroso - Preenchendo fratura de rocha - Dissolvido - Em <poro...	1	0.333		
29	Poros intragranular - Arcabouço - - Dissolução de <Constituinte primário...	1	0.333		
30	Poros intragranular - Arcabouço - - Dissolução de <Constituinte primário...	6	2.000		
31	Poros de fratura em rocha - Arcabouço e intersticial - - -	10	3.333		
32	Poros de fratura em grão - Arcabouço - - Fratura de <Constituinte primá...	3	1.000		

Figura 4 - Janela do sistema Petroledge (DE ROS, et al., 2007) com descrição e contagem de pontos de atributos composicionais primários (em verde), diagenéticos (em amarelo) e de porosidade (em azul).

Após serem descritas, as lâminas foram agrupadas em petrofácies de reservatório (*sensu* De Ros e Goldberg, 2007) segundo os principais critérios atuantes sobre a qualidade das rochas como reservatório, sendo eles: i) características deposicionais primárias (estruturas, tamanho granulométrico modal, seleção, granulometria, e composição primária); ii) tipos, hábitos, localizações e relações paragenéticas dos constituintes diagenéticos; e (iii) tipos, localizações e relações paragenéticas de poros.

A identificação dos principais parâmetros atuantes sobre a qualidade de reservatório das amostras analisadas se deu a partir da análise sistemática dos atributos descritos na petrografia. Foram então gerados agrupamentos prévios. A partir da análise estatística de parâmetros petrográficos, houve o refinamento dos grupos. Foram definidos limites numéricos para cada atributo considerado importante ao agrupamento, considerando as suas porcentagens modais. Desta forma, amostras discordantes foram realocadas à petrofácies mais adequadas. Na definição das petrofácies de reservatório, foram igualmente considerados aspectos relativos ao contexto sedimentológico e estratigráfico da unidade na bacia, tais como fácies e associações de fácies deposicionais, sequências e limites estratigráficos.

### 3.4 Interação com pesquisa do Instituto de Informática (INF) da UFRGS

Foi desenvolvida uma interação com pesquisa do Programa de Pós-Graduação do Instituto de Informática da UFRGS que ocorre sob coordenação da professora Mara Abel, a fim de fornecer suporte ao desenvolvimento de ferramenta para definição semiautomática de petrofácies. A pesquisa está relacionada ao estabelecimento de mecanismos de definição semiautomática de petrofácies de reservatório através de ferramentas estatísticas e de inteligência artificial.

Os métodos de extração de petrofácies que estão sendo testados no Instituto de Informática se referem a técnicas de mineração de dados (WITTEN, 2016), em especial à aplicação de algoritmos de classificação (tarefas supervisionadas) e agrupamento de instâncias (tarefas não supervisionadas). Os conjuntos de descrições petrográficas padronizadas em planilhas digitais que correspondem aos casos de estudo deste trabalho serviram como entrada em um algoritmo que avalia a convergência dos agrupamentos definidos segundo métodos matemáticos em relação às petrofácies definidas em cada caso analisado.

O auxílio ao desenvolvimento da ferramenta ocorre através da geração de conjuntos de teste e discussão dos parâmetros petrográficos e métodos estatísticos

utilizados nos algoritmos conduzidos pelo grupo de pesquisa. Para a geração de conjuntos de teste, foram organizados pacotes de descrições petrográficas dos casos de estudo disponíveis para que os mesmos fossem processados pelo algoritmo.

## 4. CASOS DE ESTUDO DE PETROFÁCIES DE RESERVATÓRIO

### 4.1. Devoniano da Bacia do Solimões, AM

Lima e De Ros (2002) estudaram a qualidade dos reservatórios do Devoniano superior da Formação Uerê, Bacia de Solimões, AM. A Bacia do Solimões é uma extensa bacia intracratônica que foi preenchida por depósitos Paleozóicos marinhos e continentais, sobrepostos por depósitos continentais do Cretáceo e Terciário. O estudo compreende arenitos depositados como uma sucessão progradacional em um ambiente costeiro influenciado por ondas de tempestade durante um trato de sistema transgressivo. Os arenitos são muito finos a grossos, essencialmente subarcósios (*sensu* Folk, 1968), que variam de altamente porosos a extremamente cimentados e compactados. Os principais processos diagenéticos identificados no estudo foram a autigênese de diferentes tipos de sílica e a compactação química e mecânica.

Os principais mecanismos de preservação da porosidade foram a inibição da cimentação por crescimento de quartzo e da dissolução por pressão pela presença de franjas eodiagenéticas de quartzo microcristalino. A ocorrência desses cimentos eodiagenéticos de sílica foi diretamente relacionada a depósitos de tempestade ricos em espículas de esponja (arenitos híbridos *sensu* ZUFFA, 1980), agora dissolvidas, recristalizadas ou substituídas por carbonato (LIMA; DE ROS, 2002). A composição primária original, portanto, exerceu controle sobre a evolução diagenética dos depósitos e grande influência sobre a qualidade dos reservatórios.

Três petrofácies de reservatório foram definidas por Lima e De Ros (2002). As rochas estudadas são muito similares quanto a suas estruturas deposicionais, textura, fábrica e composição primária atual (subarcósios), mas apresentam qualidade de reservatório extremamente heterogênea devido à sua intensa diagênese. Os agrupamentos foram determinados segundo o empacotamento, a porosidade e principais processos diagenéticos, conforme é visto na Tabela 1.

Tabela 1 - Petrofácies de reservatório definidas para a Formação Uerê da Bacia de Solimões, e suas principais características petrográficas (segundo Lima e De Ros, 2002).

<b>Petrofácies</b>	<b>Empacotamento</b>	<b>Porosidade</b>	<b>Diagênese</b>
A	Frouxo	Alta (>15%)	Abundante ocorrência de franjas de quartzo microcristalino.
B	Apertado	Baixa (<10%)	Moderada cimentação por quartzo e intensa dissolução por pressão.
C	Apertado	Moderada (10-15%)	Abundante cimentação por quartzo.

As petrofácies definidas representam agrupamentos de características petrográficas e petrofísicas semelhantes, que refletem diferente qualidade dos reservatórios. Elas puderam ser claramente distinguidas em diagramas de volume intergranular *versus* cimento de sílica, e de porosidade *versus* permeabilidade (Figura 5). A petrofácies A, que correspondia originalmente a arenitos híbridos e apresenta abundantes franjas de quartzo microcristalino, corresponde à melhor qualidade de reservatório dentre as petrofácies definidas (LIMA; DE ROS, 2002). As características petrográficas das petrofácies podem ser visualizadas na Figura 6.

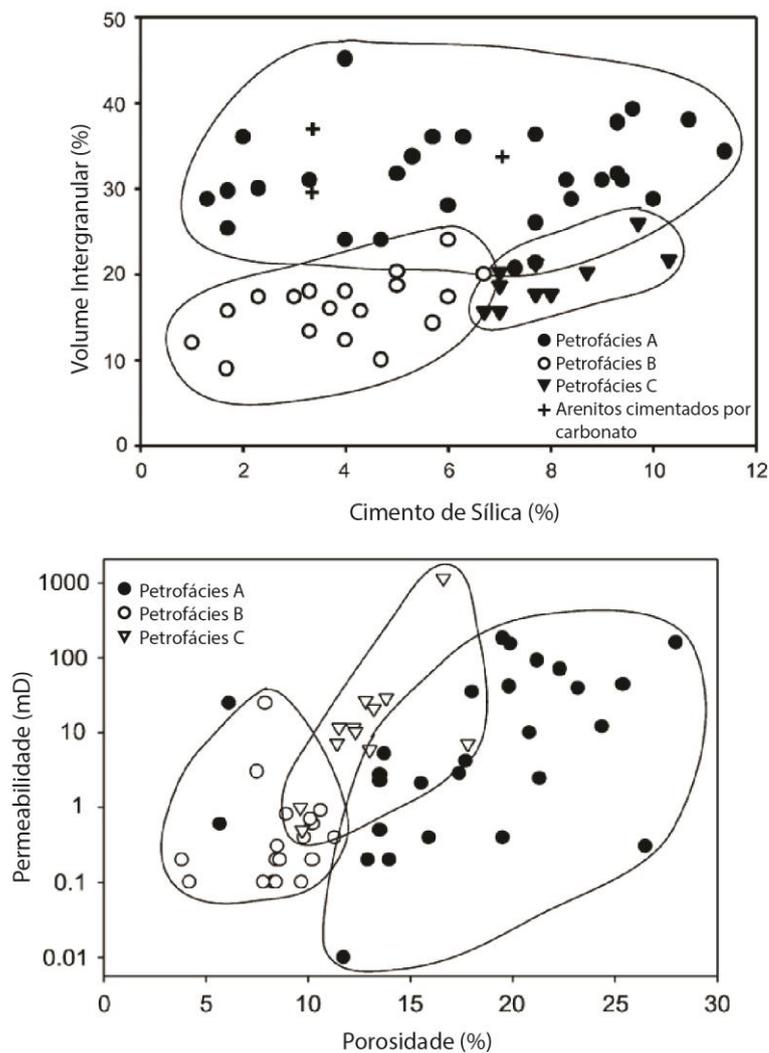


Figura 5 - Agrupamento de amostras da Bacia de Solimões segundo quatro atributos, distribuídos em dois *plots*, que impactam a qualidade dos reservatórios da Formação Uerê. Petrofacies A, B e C identificadas em (a) um diagrama de cimento de sílica *versus* volume intergranular e (b) em um diagrama porosidade *versus* permeabilidade. Retirado de Lima e De Ros, 2002.

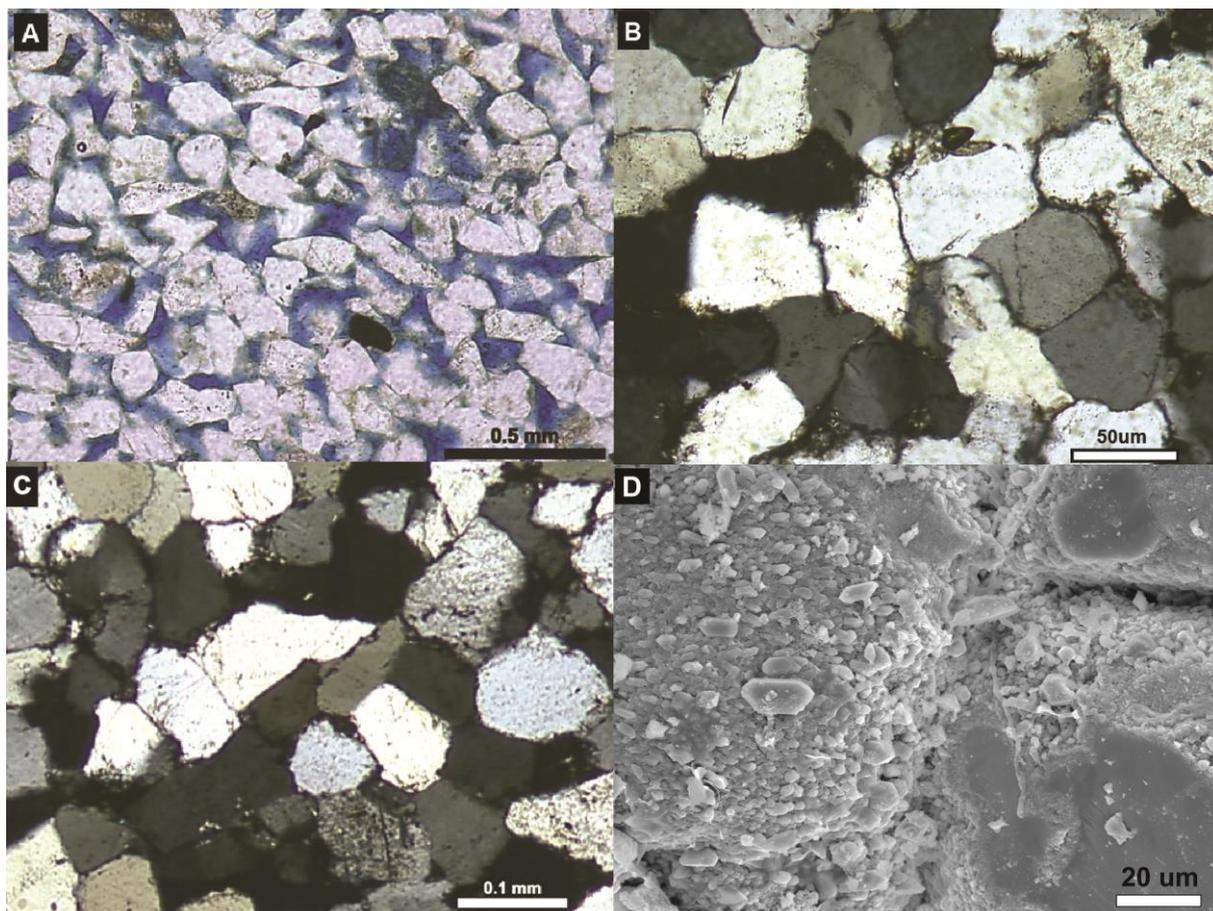


Figura 6 - Imagens ilustrativas das petrofácies de reservatório definidas para a Formação Uerê, Devoniano da Bacia do Solimões. A) Arenito poroso com empacotamento frouxo representativo da petrofácies A (//P). B) Arenito com intensa dissolução por pressão, representativo da petrofácies B (XP). C) Arenito intensamente cimentado por quartzo, representativo da petrofácies C (XP). D) Imagem obtida através de microscopia eletrônica de varredura (MEV) mostrando franjas de quartzo microcristalino desorientado. Retirado de Lima e De Ros, 2002.

#### 4.2. Terciário da Bacia de Talara, Peru

De Ros e Goldberg (2006) realizaram um estudo para a Petrobras Energía Peru, no qual foram definidas petrofácies de reservatório para a Formação Echinocyamus, Eoceno da Bacia de Talara, noroeste do Peru. A Bacia de Talara foi formada devido a subducção da placa oceânica de Nazca sob a placa continental da América do Sul, e corresponde a uma bacia de ante-arco (segundo Dickinson e Seely, 1979). A Formação Echinocyamus contém importantes reservatórios, depositados em ambientes deltaicos e fluviais durante o Eoceno Inferior, como parte

de um megaciclo regressivo que começou durante o Paleoceno-Eoceno (DAUDT; SCHERER, 2006). Segundo Daudt et al. (2004), a provável origem do aporte sedimentar foi a cadeia de montanhas de Amotape, localizada à leste.

No estudo, foram definidas doze petrofácies de reservatório, sumarizadas na Tabela 2. A análise petrográfica quantitativa de 61 lâminas delgadas demonstrou que a unidade é composta por arenitos e arenitos conglomeráticos, predominantemente litoarenitos feldspáticos e arcósios líticos *sensu* Folk (1968). A porosidade deposicional foi intensamente modificada pela diagênese, que ocorreu de forma heterogênea. Essa intensidade pode ser explicada principalmente pela composição detrítica imatura dos arenitos, que são ricos em fragmentos vulcânicos, metamórficos de baixo-grau e sedimentares.

As principais feições diagenéticas encontradas compreendem cimentação pré-compactacional por calcita microcristalina, precipitação de pirita framboidal ou microcristalina, precipitação de siderita substituindo micas e intraclastos lamosos, alteração de fragmentos de rocha instáveis e minerais pesados, precipitação de cutículas e franjas de esmectita. A compactação mecânica afetou principalmente os fragmentos metamórficos, sedimentares e intraclastos lamosos, que foram parcialmente convertidos a pseudomatriz. A compactação química foi limitada.

Tabela 2 - Petrofácies definidas para a Formação Echinocyamus, e suas principais características petrográficas (segundo De Ros e Goldberg, 2006).

<b>Petrofácies</b>	<b>Descrição</b>	<b>Porosidade efetiva</b>
<i>RimsPorous</i>	Arenitos médios a grossos, com franjas de esmectita.	4.67 a 10%
<i>Intraclastic</i>	Arenitos médios a muito grossos, conglomeráticos, com intraclastos lamosos abundantes e franjas de esmectita.	4.33 a 7.33%
<i>Conglomeratic</i>	Arenitos conglomeráticos ricos em fragmentos de rochas metassedimentares e vulcânicas.	3%
<i>Overgrowths</i>	Arenitos médios ricos em fragmentos de rochas metassedimentares e vulcânicas, com franjas de esmectita descontínuas, crescimentos externos de albita e de quartzo.	2.66 a 7%
<i>RimsCompacted</i>	Arenitos finos a grossos com cutículas e franjas de esmectita contínuas, e cimento de calcita preenchendo porosidade, intensamente compactados,	1 a 5%
<i>ZeoliteCalite</i>	Arenitos finos a médios com cutículas e franjas descontínuas de esmectita, e cimento de zeolita e calcita preenchendo porosidade.	2.33 a 7.66%
<i>FinePorous</i>	Arenitos finos, quartzosos com finas cutículas descontínuas, de esmectita e cimentação por sobrecrecimentos de quartzo.	5 a 5.67%
<i>PostCompCalcite</i>	Arenitos finos a grossos com finas franjas de cutícula e abundante cimentação por calcita pós-compactacional.	1.67%
<i>PreCompCalcite</i>	Arenitos híbridos finos a médios, comumente conglomeráticos, com bioclastos carbonáticos e fosfáticos e cimentação pervasiva por calcita microcristalina pré-compactacional.	0 a 1%

### 4.3. Cretáceo Inferior da Bacia do Jequitinhonha

O intervalo Aptiano-Albiano da Bacia do Jequitinhonha foi estudado por Jardim (2008) e Jardim et al. (2011) quanto aos processos diagenéticos atuantes sobre a qualidade dos reservatórios e sua relação com fácies deposicionais e estratigrafia de seqüências. O estudo compreendeu depósitos continentais flúvio-deltaicos e lacustres da fase rifte (Formação Mariricu) e a passagem de uma sucessão transicional ao começo da fase de drifte (Formações São Mateus e Regência). Os ambientes deposicionais compreendem sistemas flúvio-deltaicos e lacustres na fase rifte e flúvio-deltaicos costeiros e plataformais na fase transicional a drifte. As rochas compreendem arenitos, calcarenitos e arenitos híbridos (*sensu* ZUFFA, 1980).

A qualidade dos reservatórios foi avaliada através da aplicação do conceito de petrofácies de reservatório *sensu* De Ros e Goldberg (2007). Dessa forma, quatorze petrofácies foram definidas (Tabela 3) e inseridas em um contexto estratigráfico com o auxílio de seções sísmicas.

A variação na composição primária, diagenética, assinaturas petrofísicas e geofísicas foram utilizadas para a definição das petrofácies. Foram utilizados perfis elétricos de raios-gama (GR), potencial espontâneo (SP), sônico (DT), e de resistividade por indução (ILD). Um exemplo da integração dos diferentes dados na definição das petrofácies pode ser visualizada na Figura 7.

Tabela 3 - Petrofácies de reservatório do Cretáceo Inferior da Bacia do Jequitinhonha e suas principais características (segundo Jardim, 2008).

<b>Petrofácies</b>	<b>Descrição</b>	<b>Respostas em perfis e sísmica</b>
<i>CompctMica</i>	Arenitos arcósios a arcósios líticos, médios a grossos, mal selecionados, de fácies flúvio-deltaicas de baixa energia, com alto conteúdo de micas. Franjas de clorita e illita-esmectita, pseudomatriz alterada a mica e argilominerais, crescimentos de quartzo. Compactação moderada. Macroporosidade variável (8-20%), função do volume de mica e deformação de líticos	Baixos valores de SP-GR-ILD. Resposta sísmica de baixo contraste e amplitude.
<i>FineA</i>	Arenitos arcósios finos a médios, mal a moderadamente selecionados, de fácies flúvio-deltaicas de baixa energia e boa maturidade. Cimentação intergranular pouco expressiva. Compactação moderada. Macroporosidade variável (média de 19%).	Baixos valores SP-ILD e valores relativamente altos de DT.
<i>MudClstA</i>	Arenitos grossos, mal selecionados, de fácies de canais fluviais, com alto percentual de intraclastos lamosos. Intensa dolomitização. Compactação variável. Macroporosidade moderada (13%).	Baixos valores em perfil SP, altos valores de resistividade (cimentação).
<i>NonCemA</i>	Arenitos arcósios médios, mal selecionados, de fácies flúvio-deltaicas de média a alta energia. Diagênese pouco expressiva, compactação moderada. Macroporosidade moderada (14 a 17%).	Baixos valores de GR-SP-ILD. Baixo contraste de amplitude em resposta sísmica.
<i>CemA</i>	Arenitos arcósios finos a grossos, mal selecionados, de fácies flúvio-deltaicas de média a alta energia. Porosidade deposicional intensamente reduzida por cimentação pré-compactacional por anidrita e dolomita, ou pós-compactacional por anidrita.	Baixos valores de GR-SP e altos valores de ILD. Quando intercalada com fácies porosas, apresenta alto contraste de amplitude sísmica.
<i>PorsCoars</i>	Arenitos arcósios líticos grossos a conglomeráticos, mal selecionados, de fácies flúvio-deltaicas de alta energia. Cimentação de anidrita pouco expressiva, cutículas de esmectita recobertas por franjas de clorita ou corrensita. Macroporosidade alta (média de 18.3%).	Baixos valores de SP-GR-ILD. Resposta sísmica de alto contraste de amplitude para uma das sequências.
<i>MicrDoloA</i>	Arenitos arcósios médias a grossos, moderadamente a mal selecionados, de fácies flúvio-deltaicas de média a alta energia. Cimento de dolomita em volume variável. Compactação moderada. Macroporosidade variável (média de 12.5%).	Alto contraste de amplitude na resposta sísmica quando intercalada com petrofácies <i>PorsCoars</i> e <i>CemA</i> .
<i>InfClaysA</i>	Arenitos arcósios grossos, mal selecionados, de fácies fluviais de alta energia. Infiltração mecânica de esmectita. Compactação moderada. Macroporosidade baixa (10%), porosidade secundária pelo descolamento de cutículas.	Baixos valores de SP-GR-ILD. Resposta sísmica de baixo contraste de amplitude.
<i>DoloRimA</i>	Arenitos arcósios grossos, moderadamente selecionados, de fácies de frente deltaica a foreshore. Cimentação precoce com micritização e franjas e cimento de dolomita. Empacotamento frouxo. Macroporosidade moderada (8-17%).	Baixos valores de GR-SP-ILD.
<i>MicrCalca</i>	Arenitos arcósios médios, mal selecionados, de fácies flúvio-deltaicas de média a alta energia. Cimentação precoce por franjas de calcita e posterior cimentação nodular e deslocante. Macroporosidade moderada (15%).	Padrão irregular em perfil, com baixos valores de GR-SP-ILD.
<i>CalCHA</i>	Arenitos híbridos, de granulometria fina, mal selecionados. Micritização e crescimento sintaxial de calcita. Empacotamento frouxo. Macroporosidade baixa (1-5%).	Baixos valores de GR-SP e altos valores de resistividade. Resposta sísmica de alto contraste

		de amplitude.
<i>CompctOoGr</i>	Grainstone oolítico-bioclástico depositado em plataforma interna de alta energia. Cimentação marinha freática de menor intensidade em relação à petrofácies <i>CalcHA</i> . Compactação moderada. Macroporosidade baixa (8%).	Padrão regular em perfil GR-SP e baixos valores de resistividade. Resposta sísmica de alto contraste de amplitude.
<i>PoorCemMet</i>	Arenitos arcósios líticos a litarenitos feldspáticos, médios a grossos, mal selecionados, de fácies de planície e frente deltaica, intercaladas com fácies heterolíticas estuarinas. Cimentação pouco expressiva, cutículas de esmectita. Empacotamento frouxo. Macroporosidade alta (média de 17%).	Baixos valores de SP-ILD.
<i>DoloHA</i>	Arenitos arcósios e arenitos híbridos com intraclastos lamosos e micas, de fácies de plataforma interna ou heterolitos de ambiente estuarino a planície deltaica. Dolomitização intensa e substituição dos grãos por dolomita e anidrita. Empacotamento frouxo. Macroporosidade baixa (<1%).	Baixos valores de SP e altos valores de resistividade.

A proveniência das amostras foi identificada como um critério de impacto sobre a qualidade dos reservatórios, que é melhor nos depósitos de granulometria grossa e mais ricos em grãos rígidos em relação aqueles de granulometria menor e pior seleção. O estudo demonstrou que a redução de porosidade das amostras ocorreu devido à interação da cimentação e compactação, que atuaram de forma variada em relação aos tratos de sistema. Através da definição de petrofácies de reservatório, os autores puderam identificar os sistemas deposicionais e tratos de sistemas e/ou sequências deposicionais capazes ou não de preservar a porosidade, assim como estimar sua permeabilidade. A relação das petrofácies com as associações de petrofácies e tratos de sistema pode ser vista na Tabela 4. As características petrográficas de petrofácies exemplares de cada associação de petrofácies podem ser visualizadas na Figura 8.

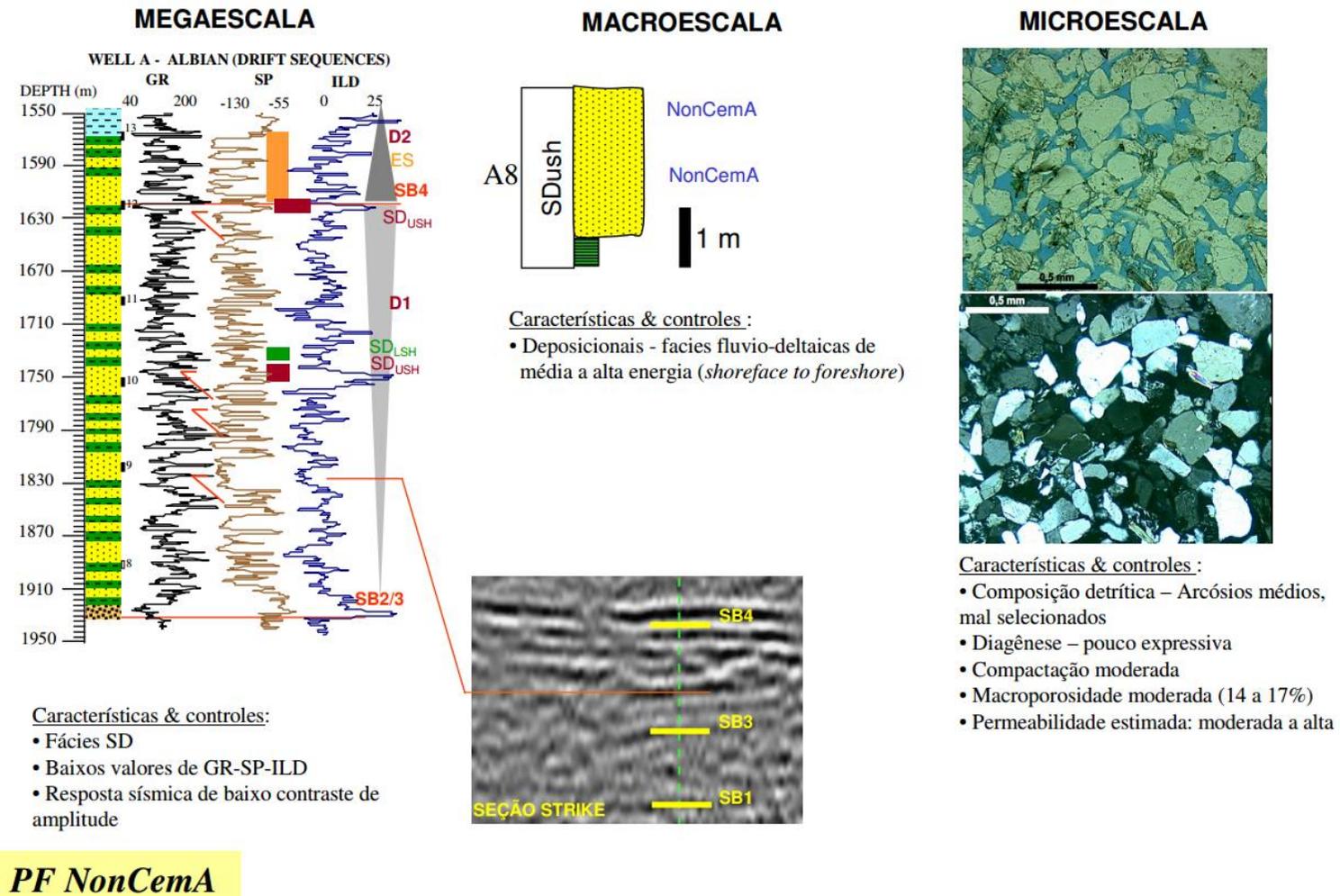


Figura 7 - Exemplo da integração de dados de perfis geofísicos, sísmica e petrografia para a definição e caracterização das petrofácies de reservatório descritas para o Cretáceo Inferior da Bacia do Jequitinhonha. Retirado de Jardim (2008).

Tabela 4 - Associação de petrofácies do Cretáceo Inferior, Bacia do Jequitinhonha, e os respectivos tratos de sistema nas quais ocorrem (segundo Jardim, 2008).

<b>Associação de petrofácies</b>	<b>Petrofácies</b>	<b>Tratos de sistema</b>
Moderado volume intergranular e baixa porosidade.	<i>CalcHA, DoloAHA, MicrDoloA.</i>	Tratos de sistema transgressivos e de mar alto.
Alto volume intergranular e baixa porosidade.	<i>Cem A.</i>	Tratos de sistema de mar alto tardio.
Baixo volume intergranular e baixa porosidade.	<i>CmpctMica, InfCalysA, CmpctOoGr.</i>	Tratos de sistema de mar alto baixo.
Alto volume intergranular e baixa porosidade.	<i>MicrCalcA.</i>	Tratos de sistema transgressivos.
Alto volume intergranular e porosidade.	<i>NonCemA, PorsCoars, DoloRimA, PoorCemMet, FineA.</i>	Tratos de sistema de mar alto.

Entre as conclusões do estudo, foi identificado que a porosidade da sequência rifte, correspondente ao trato de sistema de nível alto foi afetada em maior grau pela compactação, e menos reduzida por cimentação precoce, devido ao maior aporte sedimentar da fase, que rapidamente isolou os depósitos dos efeitos superficiais. Os perfis elétricos e a sísmica apresentaram baixa sensibilidade às variações de qualidade de reservatório da sequência rifte. As sequências transicional e drifte apresentam importante cimentação eodiagenética e consequente assinatura em perfis e sísmica. Os intervalos com intensa cimentação puderam ser identificados em perfis elétricos pelos altos valores de resistividade, demonstrados pelas petrofácies cimentadas por anidrita tardia. As petrofácies permitiram a associação da sísmica à qualidade de reservatório para o trato de sistema de nível alto da sequência transicional a drifte, assim como a identificação da progressiva redução na qualidade de reservatório, vista também nos perfis, nos tratos transgressivos e de mar alto inicial em direção às zonas condensadas. As petrofácies carbonáticas e/ou híbridas permitiram a interpretação das fácies de maior energia, que são mais porosas em relação às de baixa energia (JARDIM, 2008).

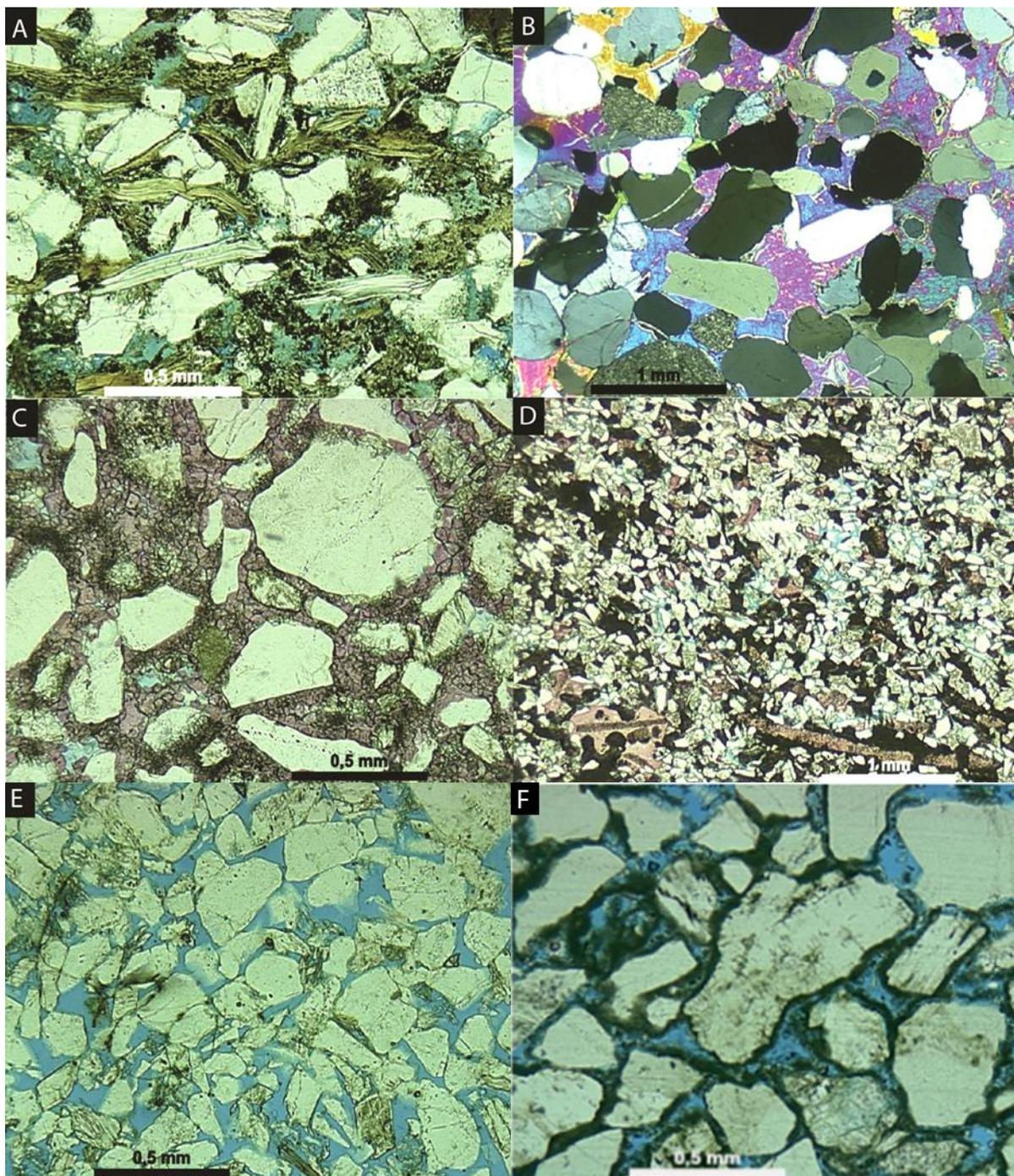


Figura 8 - Fotomicrografias ilustrativas das associações de petrofácies do Cretáceo Inferior da Bacia do Jequitinhonha. A) Arenito rico em grãos dúcteis (pseudomatriz) e instáveis, da petrofácies *CompctMica* (//P). B) Arenito com intensa cimentação por anidrita da petrofácies *CemA* (XP). C) Arenito cimentado por franjas de calcita microcristalina, da petrofácies *MicrCalcA* (//P). D) Arenito híbrido com micritização e crescimento sintaxial de calcita da petrofácies *CalcHA* (//P). E) Arenito poroso da petrofácies *NonCemA* (//P). F) Arenito poroso com franjas de dolomita da petrofácies *DoloRimA* (//P). Retirado de Jardim (2008).

#### 4.4. Campo de Peregrino, Cretáceo da Bacia de Campos

Depósitos cretácicos marinhos do Campo de Peregrino, sul da Bacia de Campos, foram estudados em um projeto de pesquisa executado pelo Instituto de Geociências para a Maersk Energia para o estudo do Campo de Polvo, adjacente a Peregrino (De Ros et al., 2013).

A Bacia de Campos é conhecida pelo seu eficiente sistema petrolífero. Os principais reservatórios de óleo são encontrados em depósitos de arenitos turbidíticos da Formação Carapebus, do Cretáceo Superior e Terciário inferior (GUARDADO et al., 1990; MELLO et al., 1994). Até a recente produção dos campos do Pré-sal, a maior parte da produção de óleo do país provinha desses reservatórios turbidíticos gigantes.

Os reservatórios estudados da Formação Carapebus compreendem predominantemente arenitos médios a grossos, localmente conglomeráticos, porosos e friáveis, ricos em grãos de feldspato e fragmentos plutônicos, e arenitos mais finos, ricos em intraclastos lamosos e pelóides de glauconita, encontrados no intervalo superior estudado. A deposição destes sedimentos se deu em um ambiente marinho profundo, por correntes turbidíticas de alta densidade.

Onze petrofácies de reservatório (*sensu* De Ros e Goldberg, 2007) foram definidas pela combinação de atributos primários e diagenéticos. Nove petrofácies de composição siliciclástica foram definidas para a Formação Carapebus, além de duas carbonáticas, para a Formação Macaé subjacente, de idade Albiana. A descrição das petrofácies de reservatório pode ser visualizada na Tabela 5

Tabela 5 - Petrofácies definidas para os depósitos do Campo de Peregrino, Bacia de Campos, e suas principais características petrográficas (segundo De Ros et al., 2013).

<b>Petrofácies</b>	<b>Características</b>
<i>CoarPor</i>	Arenitos médios a grossos, localmente conglomeráticos, com grãos de feldspatos e fragmentos plutônicos abundantes. Escassa cimentação por calcita macrocristalina e crescimentos de K-feldspato.
<i>FinPor</i>	Arenitos finos, bem selecionados, com grãos de feldspatos e fragmentos plutônicos abundantes. Escassa pirita substituindo e expandindo biotita, crescimentos de K-feldspato, dissolução e albitização de feldspatos, substituição e expansão de micas por caulinita.
<i>CoarCal</i>	Arenitos médios, levemente conglomeráticos, com grãos de feldspatos e fragmentos plutônicos abundantes Cimentação massiva, mas local e concrecionária, por calcita.
<i>CoarGlauCal</i>	Arenitos médios com pelóides e intraclastos de glauconita, e intraclastos lamosos. Cimentação massiva, mas local e concrecionária, por calcita. Pirita substitutiva, crescimentos de K-feldspato, cimentação por caulinita e dolomita.
<i>Finintra</i>	Arenitos médios a finos, frequentemente conglomeráticos, com intraclastos lamosos compactados a pseudomatriz, pelóides e glauconita. Pirita substitutiva, expansão de micas e cimentação por caulinita é comum.
<i>CoarKao</i>	Arenitos finos a médios com intensa caulinizacão e dissolução de feldspatos. Dolomita blocosa e em sela cimentando e substituindo grãos.
<i>CoarSil</i>	Arenitos médios, levemente conglomeráticos, mal selecionados, com pelóides de glauconita. Franjas de calcedônia parcialmente dissolvidas ocorrem de forma abundante.
<i>CoarIntraDol</i>	Arenitos bimodais médios-muito grossos conglomeráticos. Caulinita como cimento, substitutiva e expandindo muscovita. Dissolução de feldspatos é comum.
<i>MudSand</i>	Lamitos arenosos com pirita e dolomita substituindo lama.
<i>Grainstone</i>	<i>Grainstones</i> ricos em intraclastos, oncolitos, pelóides e bioclastos, com dolomita substitutiva.
<i>SandMarl</i>	Margas arenosas com grãos de quartzo, feldspato e mica, bioclastos carbonáticos e fosfáticos. Dolomita microcristalina a blocosa, calcita microcristalina e pirita framboidal substitutivas. Caulinita expandindo micas.

Atributos composicionais, como teores de intraclastos lamosos, pseudomatriz e glauconita foram importantes para a definição de duas petrofácies de reservatório. Atributos diagenéticos como volume total de calcita, dolomita, sílica, crescimento de K-feldspato, caulinita, assim como as porcentagens de cimento, volume intergranular e porosidade total foram utilizados para definir as demais petrofácies. Entre as carbonáticas, a presença de matriz margosa e a cimentação carbonática foram

critérios de separação das amostras. Algumas das principais feições petrográficas encontradas podem ser visualizadas na Figura 9.

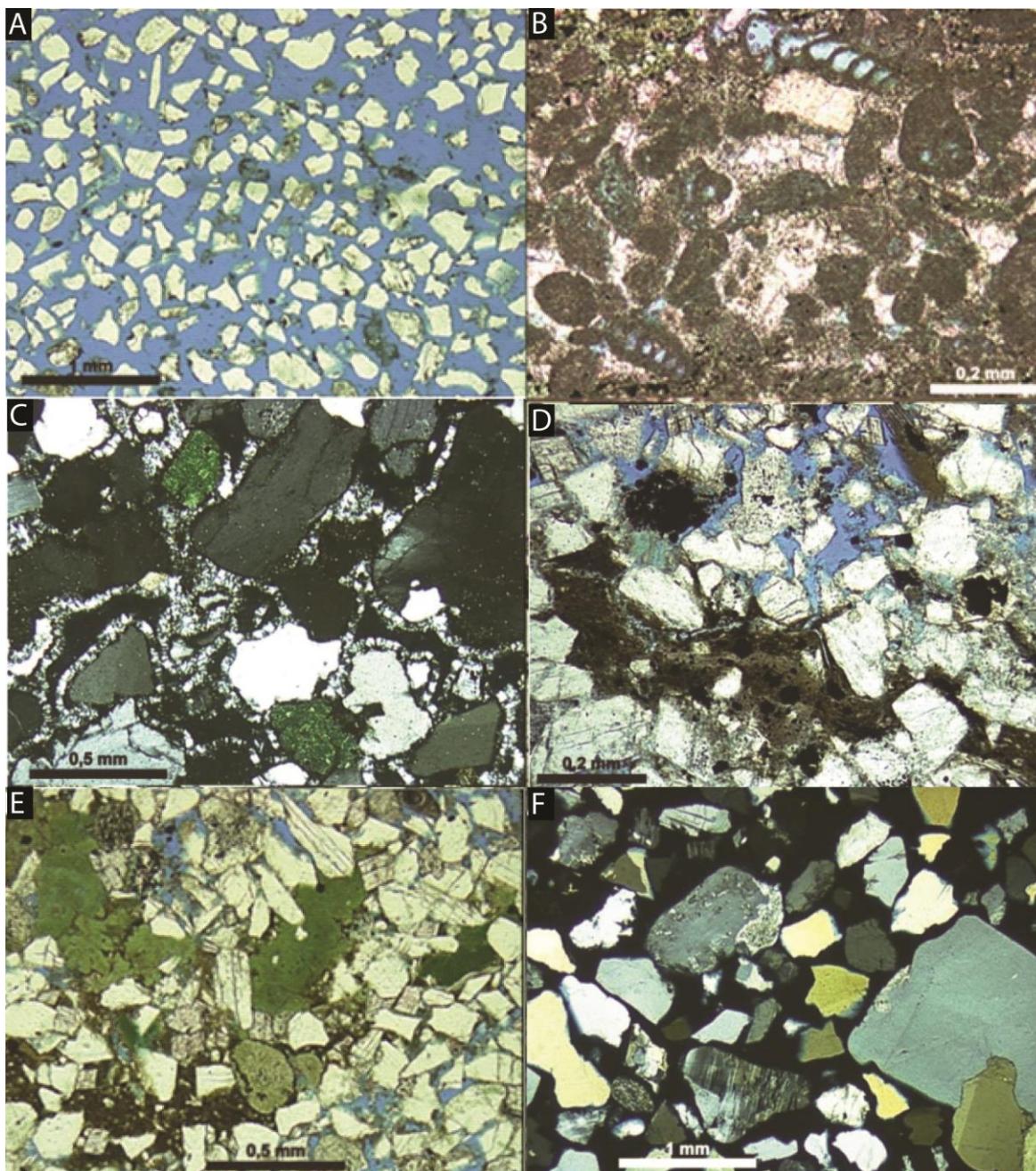


Figura 9 - Fotomicrografias representativas das características petrográficas das petrofácies definidas para os depósitos cretácicos do Campo de Peregrino, Bacia de Campos: A) Arenito fino, bem selecionado, altamente poroso e friável da petrofácies *FinPor* (//P). B) *Grainstone* cimentado por calcita drusiforme (//P). C) Arenito médio da petrofácies *CoarSil*, cimentado por calcedônia (XP). D) Pirita microcristalina e framboidal substituindo intraclastos lamosos e pseudomatriz em arenito da petrofácies *Finintra*. (//P). E) Arenito fino, mal selecionado, com pelóides e intraclastos de glauconita, e intraclastos argilosos, parcialmente compactados a pseudomatriz, da petrofácies *CoarGlauCal* (//P). F) Arenito grosso, conglomerático, friável, rico em feldspatos, quartzo monocristalino e fragmentos plutônicos, da petrofácies *CoarPor* (XP). Retirado de De Ros et al., 2013.

As petrofácies definidas correspondem ao agrupamento de descrições de lâminas delgadas de oito poços. O trabalho revelou que a diagênese atuou de forma diversa sobre a área, de forma que as petrofácies não demonstram continuidade com as fácies deposicionais.

#### 4.5. Cretáceo da Margem Equatorial Brasileira

Arenitos do Cretáceo da área *offshore* da Margem Equatorial Brasileira foram estudados por De Ros et al. (2016) com o objetivo de caracterizar os fatores de impacto sobre a qualidade dos reservatórios, dentro de um projeto desenvolvido pelo Instituto de Geociências para a Chevron. Os arenitos foram testemunhados em quatro poços da Bacia do Ceará e em cinco poços da Bacia Potiguar. Os testemunhos da Bacia do Ceará englobam os intervalos rifte (Formação Mundaú) e transicional (Membro Trairí, da Formação Paracuru). Representam sistemas deltaicos, com intercalação de arenitos finos a grossos e folhelhos e heterolitos com acamadamento *wavy*. Também ocorre em um poço o registro de sedimentos finos marinhos distais. Os testemunhos da Bacia de Potiguar representam os intervalos rifte (Formação Pendência), transicional (Membro Upanema, da Formação Alagamar) e de margem passiva (Formação Açú). Compreendem depósitos de sistemas fluvio-deltaicos, representados por arenitos finos a muito grossos, conglomerados e heterolitos bioturbados. A textura e composição primária das amostras analisadas variam entre os poços e intervalos analisados.

No projeto, foram definidas vinte petrofácies de reservatório, apresentadas na Tabela 6. Apenas uma petrofácies de reservatório de alta qualidade foi identificada, apresentando macroporosidade petrográfica média superior a 20%. Duas petrofácies apresentam qualidade moderada, com macroporosidade petrográfica média entre 10 e 20%. A maioria das petrofácies foi considerada de baixa qualidade, com macroporosidade média entre 5 e 10%. As demais petrofácies, com macroporosidade média inferior a 5% foram consideradas não-reservatórios. Características petrográficas exemplares de cada uma das associações de petrofácies podem ser visualizadas na Figura 10.

Tabela 6 - Associação de petrofácies da Margem Equatorial e suas principais características (segundo De Ros et al., 2016).

<b>Associação de petrofácies</b>	<b>Petrofácies</b>	<b>Descrição</b>
Alta qualidade	<i>PorousKspar.</i>	Arenitos com compactação e cimentação limitadas. Altamente porosos (média de 25%), com porosidade aumentada pela dissolução de grãos.
Moderada qualidade	<i>PorousKaolin, Quartz.</i>	Arenitos com compactação moderada e cimentação por caulim ou crescimentos secundários de quartzo. Relativamente porosos (média de 10 a 20%), com porosidade intergranular e dissolução de grãos.
Baixa qualidade	<i>CompactQuartzChlorite, Compactillite, FineCompactQuartzChlorite, CompactilliteDolomiteQuartz, IlliteQuartzClayCoats, DolomiteKaolin, PreCompacDolomite, FineQuartzKaolinDolomite, PhosphaticIntraclastic, CompacQuartz.</i>	Arenitos pouco porosos (média de 5 a 10%). Redução da porosidade devida à compactação moderada a forte, assim como à cimentação por carbonatos, argilas, e crescimentos secundários de quartzo e feldspatos.
Não-reservatório	<i>LithicPseudomatrix, CompactedQuartzSiderite, MicaceousDolomiteSiderite, FineMicaceousCalcite, FinePreCompacCalcite, MuddyMicaceous, ForamsMarl.</i>	Arenitos com moderada a forte compactação e cimentação por carbonatos, anidrita, e crescimentos de quartzo. Arenitos lamosos e com pseudomatrix são comuns. Valores de porosidade média inferiores a 5%.

A comparação entre fácies deposicionais e petrofácies de reservatório demonstrou que a granulometria não exerceu influência significativa sobre a qualidade de reservatório. A compactação mecânica, mais intensa nos arenitos ricos em fragmentos metamórficos, e química, por dissolução por pressão, foi intensa em algumas amostras e reduziu fortemente a porosidade intergranular. O principal controle sobre a qualidade dos reservatórios foi a diagênese. A petrofácies de maior qualidade (*PorousKspar*), em contraste com as demais, teve compactação e cimentação limitadas, de forma que a porosidade primária foi preservada. Nessa petrofácies, a diagênese também resultou no aumento dos valores de porosidade total pela dissolução de grãos de feldspatos.

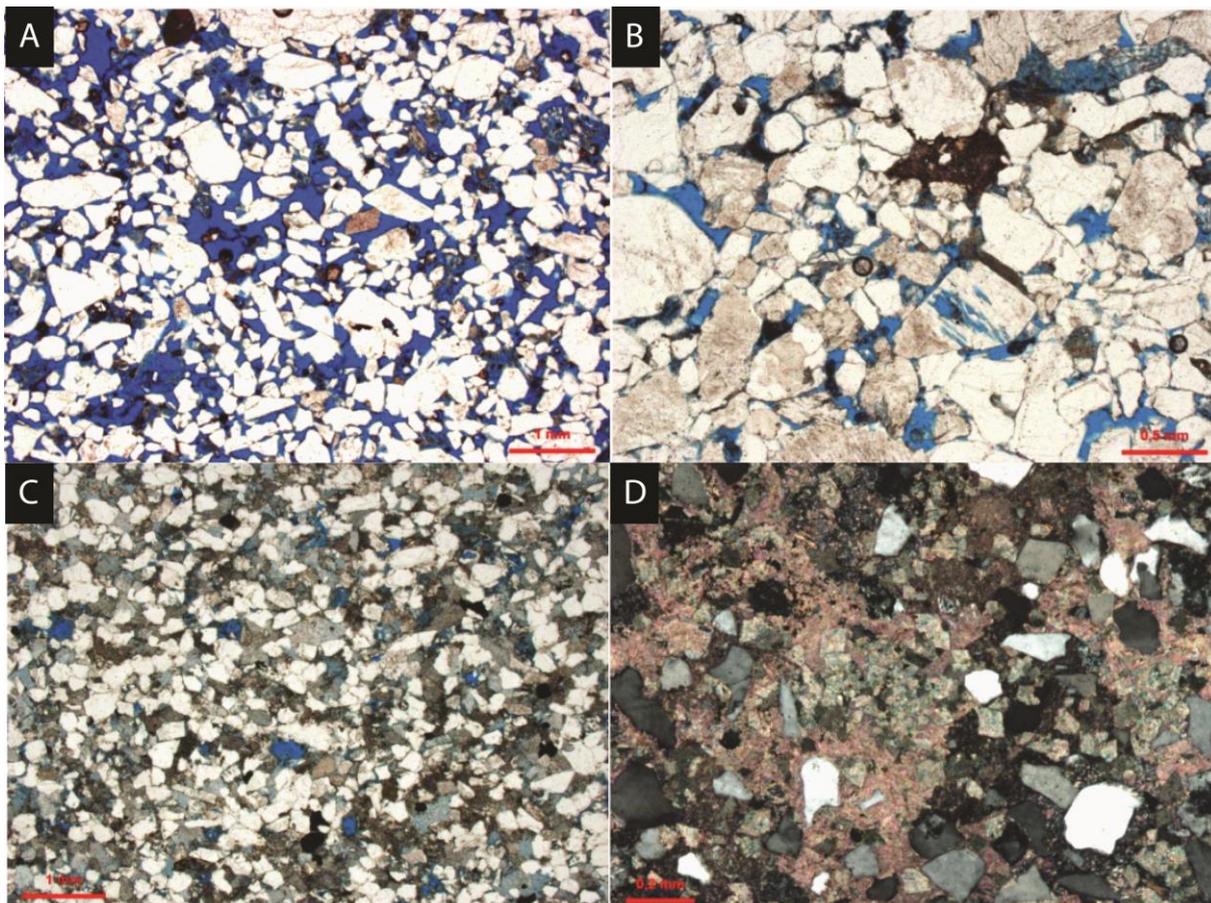


Figura 10 – Fotomicrografias representativas das características petrográficas das associações de petrofácies da Margem Equatorial. A) Fotomicrografia da associação de petrofácies de alta qualidade de reservatório, com abundante porosidade intergranular em azul (//P). B) Fotomicrografia de exemplo da associação de petrofácies de moderada qualidade de reservatório, com crescimentos de quartzo, porosidade intergranular e intragranular por dissolução de feldspatos (//P). C) Fotomicrografia de exemplo da associação de petrofácies de baixa qualidade de reservatório: Arenito médio com porosidade intergranular reduzida por cimentação de caulim, dolomita e quartzo (//P). D) Fotomicrografia de exemplo da associação de petrofácies de não-reservatórios, com arenito fino totalmente cimentado por calcita ferrosa poiquilótópica. Polarizadores cruzados (XP). Retirado de De Ros, et al., (2016).

#### 4.6. Membro Carmópolis, Aptiano, Bacia de Sergipe-Alagoas

Depósitos do Membro Carmópolis da Formação Muribeca, Aptiano da Bacia de Sergipe-Alagoas, foram estudados por Schrank et al., 2017. Os arenitos e

conglomerados Carmópolis constituem um dos mais importantes reservatórios *onshore* do país. A unidade foi depositada por uma alternância de sistemas de leques aluviais, durante subida do nível do mar, e rios entrelaçados e leques aluviais durante descidas do nível do mar, que prograram sobre um sistema lacustre em ambiente árido a semi-árido (AZAMBUJA et al. 1980; CANDIDO;WARDLAW, 1985).

A composição essencial das rochas estudadas corresponde a litarenitos, litarenitos feldspáticos e arcósios líticos (*sensu* FOLK, 1968) ricos em fragmentos metamórficos e sedimentares. Os depósitos variam de arenitos muito finos, lamosos, a conglomerados seixosos (*sensu* FOLK, 1968), majoritariamente maciços, por vezes com laminação irregular, paralela ou cruzada, evidenciada por variação composicional ou textural. Alguns arenitos são híbridos (*sensu* Zuffa, 1980), apresentando uma mistura de grãos intrabaciais carbonáticos e siliciclásticos, e duas amostras foram classificadas como rochas carbonáticas.

Mesmo com a abundância de fragmentos altamente deformáveis, a porosidade foi significativamente preservada pela cimentação parcial por dolomita e pela saturação rasa por óleo (SCHRANK et al., 2017). A porosidade intergranular foi o principal parâmetro para a determinação de petrofácies de reservatório, agrupadas em quatro grandes associações de petrofácies, definidas por intervalos de porosidade: Porosas, Intermediárias, Cimentadas e Compactadas. A composição primária não varia significativamente. Por outro lado, o volume de cimentação precoce por dolomita ferrosa foi um importante fator de impacto sobre a qualidade dos reservatórios. As petrofácies definidas são apresentadas na Tabela 7, e suas principais características petrográficas podem ser visualizadas na Figura 11.

Tabela 7 - Associações de petrofácies do Membro Carmópolis e suas principais características (segundo Schrank et al., 2017).

<b>Associação de petrofácies</b>	<b>Petrofácies</b>	<b>Descrição</b>
Porosas	<i>PorCong</i>	Conglomerados porosos.
	<i>PorSands</i>	Arenitos porosos.
	<i>DissSand</i>	Arenitos com dissolução de feldspatos (>6%) e baixo volume de dolomita e dissolução de crescimentos de K-feldspato.
Intermediárias	<i>ModPorCong</i>	Conglomerados moderadamente porosos.
	<i>ModPorSands</i>	Arenitos moderadamente porosos.
	<i>ExpSands</i>	Arenitos ricos em micas com porosidade intergranular reduzida pela expansão de micas por dolomita.
Cimentadas	<i>TigCong</i>	Conglomerados selados por cimentação.
	<i>TigSands</i>	Arenitos selados por cimentação.
	<i>HyDol</i>	Arenitos híbridos cimentados por dolomita ferrosa.
	<i>HyCal</i>	Arenitos híbridos cimentados por calcita ferrosa.
	<i>HyCalDol</i>	Arenitos híbridos cimentados por dolomita e calcita ferrosas.
Compactadas	<i>PsdSands</i>	Arenitos com forte compactação a pseudomatriz.
	<i>LamSands</i>	Arenitos com laminação demarcada por concentrações de fragmentos dúcteis.

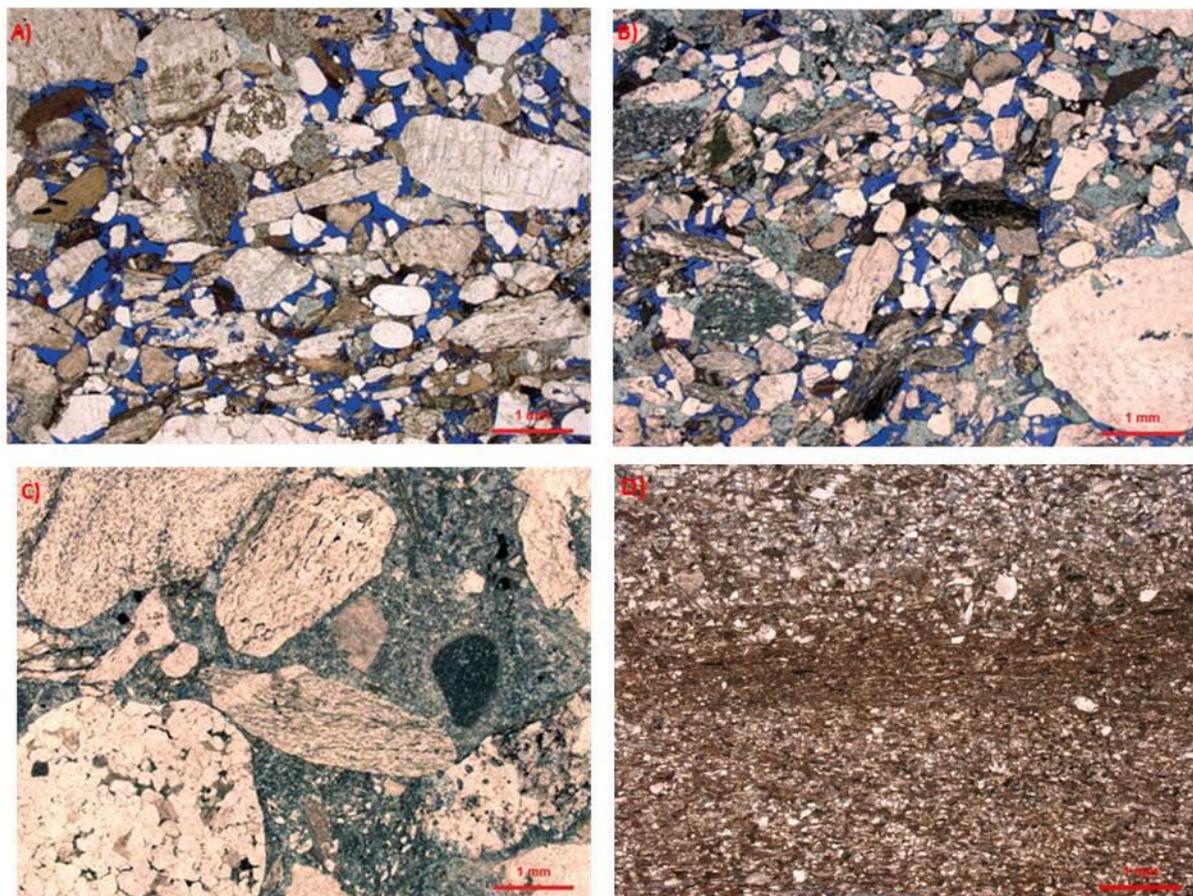


Figura 11 - Fotomicrografias representativas das características petrográficas das associações de petrofácies definidas para o Membro Carmópolis. A) Conglomerados porosos (mais de 8% de porosidade intergranular) com 5 a 10% de cimentação por dolomita, da associação de petrofácies porosas (//P). B) Conglomerados com 5 a 8% de porosidade e 5 a 9% de cimentação por dolomita, da associação Intermediária (//P). C) Conglomerados completamente cimentados por dolomita ferrosa, da associação Cimentados (//P). D) Arenito fino com laminação marcada pela concentração de micas e fragmentos metamórficos, extremamente compactado, da associação Compactadas (//P). Retirado de Schrank et al., 2017b.

#### 4.7. Membro Mucuri, Aptiano, Bacia do Espírito Santo

Depósitos do Membro Mucuri, Bacia do Espírito Santo, foram descritos com o objetivo da aplicação do conceito de petrofácies de reservatório (DE ROS; GOLDBERG, 2007), como um caso de estudo original dentro do presente trabalho. Este estudo foi desenvolvido em integração com projeto executado pelo Instituto de Geociências para a Shell (KUCHLE et al, 2018). O Membro Mucuri corresponde a porção basal da Formação Mariricu e foi depositado durante o Eoaptiano e Mesoaptiano. Os depósitos são importantes reservatórios da porção *onshore* da

Bacia do Espírito Santo e são contemporâneos com os reservatórios lacustres do pré-sal. Eles compreendem arenitos e conglomerados depositados por sistemas fluviais entrelaçados e estuarinos (VIEIRA et al., 1994; WINTER et al., 2007), intercalados com lamitos e evaporitos formados durante períodos de transgressão do sistema lacustre alcalino. Sobreposto, ocorre o Membro Itaúnas, que compreende evaporitos depositados durante incursões marinhas restritas sob clima árido. O modelo deposicional interpretado por Kuchle et al. (2018) para o Membro Mucuri consiste em sistemas fluviais entrelaçados desembocando em um lago com depósitos marginais retrabalhados por ondas. A associação de fácies dos depósitos fluviais intercala-se com a associação de fácies de depósitos costeiros, como apresentado na Figura 12.

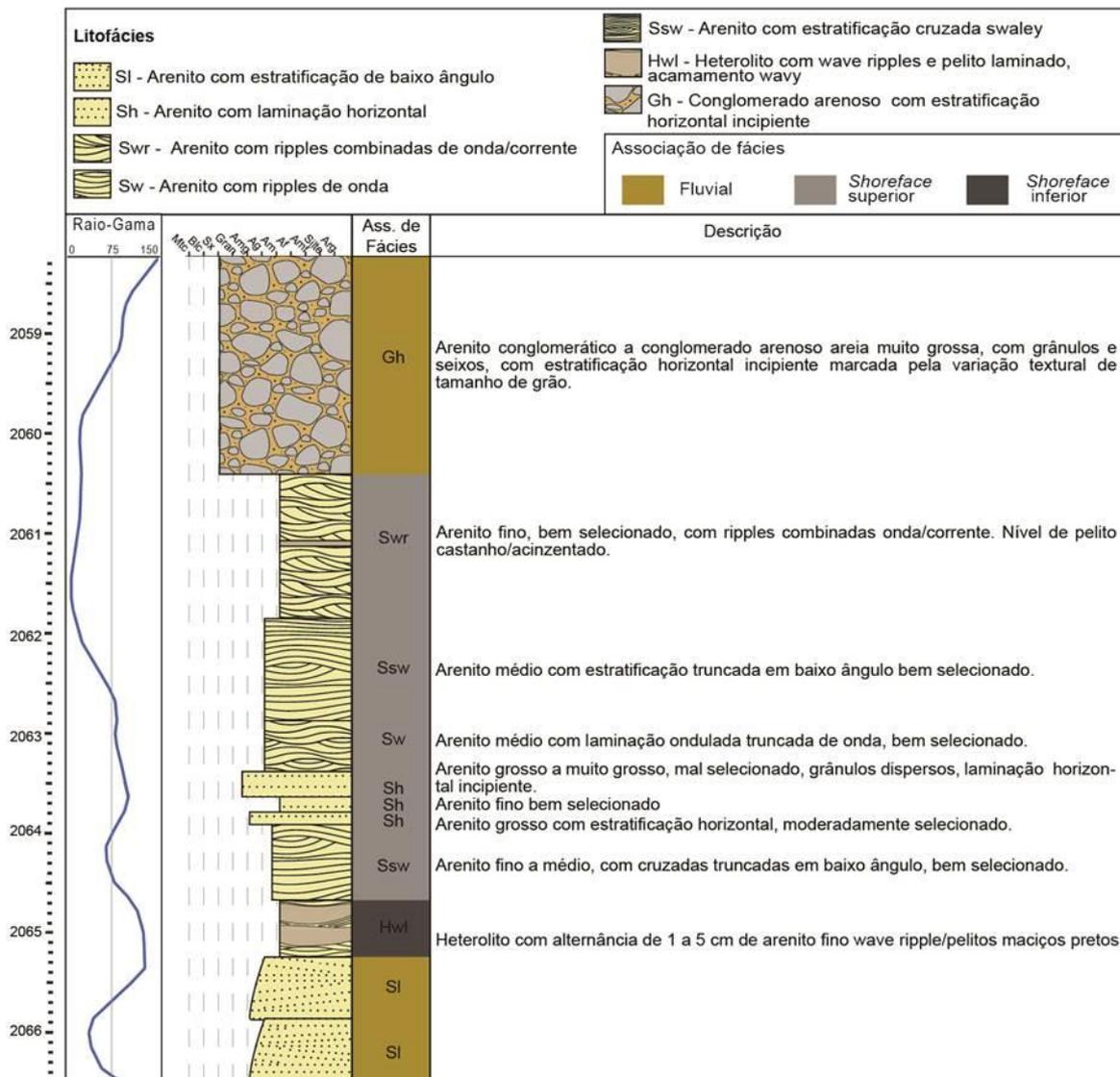


Figura 12 - Sucessão vertical de fácies com perfil de raio-gama de um segmento amostrado do Membro Mucuri. A sucessão mostra a intercalação de depósitos de ambiente costeiro e depósitos fluviais, e suas respectivas fácies e associações de fácies. Modificado de Kuchle et al., 2018.

As amostras descritas variam de lutitos a conglomerados, sendo predominantes os arenitos médios. O empacotamento normal é o mais comum. A estrutura é variável, variando entre laminações irregulares definidas por níveis de concentração de biotita, intraclastos ou minerais pesados, estrutura maciça, fraturamento e fluidização. O grau de seleção varia de bem a muito mal selecionado. O empacotamento é, em geral, frouxo nos arenitos fluviais grossos e apertado nos arenitos finos, que são majoritariamente micáceos, e correspondem a depósitos costeiros. A composição essencial corresponde a subarcósios e predominantemente arcósios *sensu* Folk (1968). Os volumes médios e máximos de atributos de

composição primária, diagenética e de porosidade das amostras, separados por ambiente, são apresentados na

Tabela 8 e na Tabela 9. As descrições petrográficas completas das amostras do Membro Mucuri encontram-se em anexo.

Tabela 8 - Composição primária (em verde), diagenética (em amarelo) e porosidade (em azul) das amostras do Membro Mucuri interpretadas como ambiente fluvial.

<b>Constituintes</b>	<b>Média (%)</b>	<b>Máximo(%)</b>
Quartzo	22,69	35,33
Quartzo em Fragmentos de Rocha Plutônica	5,31	18,33
Feldspatos	13,47	32,66
Feldspatos em Fragmentos de Rocha Plutônica	2,82	8,33
Micas	4,85	16,33
Micas em Fragmentos de Rocha Plutônica	0,68	2,66
Fragmentos de Rocha Sedimentar	0,00	0,33
Fragmentos de Rocha Metamórfica	0,04	0,66
Fragmentos de Rocha Vulcânica	0,01	0,67
Minerais Pesados	1,96	8,32
Minerais Pesados em Fragmentos de Rocha Plutônica	0,37	5,67
Intraclastos Argilosos	0,65	4,00
Intraclastos Carbonáticos	0,80	27,00
Matriz Siliciclástica	0,46	43,67
Matéria Orgânica Carbonosa	0,07	2,00
Outros Grãos	0,05	2,00
Argilas Esmectíticas Intersticiais	3,41	24,34
Argilas Esmectíticas Intragranulares	2,97	13,01
Carbonatos Intersticiais	7,39	22,33
Carbonatos Intragranulares	10,40	24,02
Carbonatos em Fratura de Rocha/Contração/Vugular	0,01	1,00
Caulinita Intersticial	1,90	10,67
Caulinita Intragranular	3,49	12,32
Pirita Intersticial	0,18	2,33
Pirita Intragranular	1,69	6,32
Gipsita em Poro de Fratura de Rocha/Contração/Vugular	0,10	1,33
Gipsita Outros	0,28	3,00
Outros Constituintes Diagenéticos Intersticiais	1,14	13,67
Outros Constituintes Diagenéticos Intragranulares	3,93	14,99
Outros Constituintes Diagenéticos em Poro de Fratura de Rocha/Contração/Vugular	0,04	4,33
Porosidade Intersticial	2,50	13,33
Porosidade Intragranular	4,21	14,65
Porosidade de Fratura em Rocha/Contração/Vugular	1,91	12,67
Outros Poros	0,19	4,33

Tabela 9 - Composição primária (em verde), diagenética (em amarelo) e porosidade (em azul) das amostras do Membro Mucuri interpretadas como ambiente costeiro.

Constituinte	Média(%)	Máximo(%)
Quartzo	16,57	35,67
Quartzo em Fragmentos de Rocha Plutônica	2,00	14,00
Feldspatos	14,17	29,66
Feldspatos em Fragmentos de Rocha Plutônica	1,29	9,67
Micas	15,59	40,67
Micas em Fragmentos de Rocha Plutônica	0,20	2,34
Fragmentos de Rocha Metamórfica	0,08	2,67
Minerais Pesados	1,53	5,33
Minerais Pesados em Fragmentos de Rocha Plutônica	0,05	1,00
Intraclastos Argilosos	1,80	20,67
Intraclastos Carbonáticos	0,32	21,00
Matriz Siliciclástica	2,26	30,33
Matéria Orgânica Carbonosa	1,78	25,33
Outros Grãos	0,04	1,33
Argilas Esmeclíticas Intersticiais	5,24	27,01
Argilas Esmeclíticas Intragranulares	3,08	21,67
Argilas Esmeclíticas em Fratura de Rocha	0,01	1,00
Carbonatos Intersticiais	4,43	32,33
Carbonatos Intragranulares	7,52	25,01
Carbonatos em Fratura de Rocha/Contração/Vugular	0,06	3,00
Caulinita Intersticial	0,81	6,67
Caulinita Intragranular	2,96	11,33
Pirita Intersticial	0,32	4,33
Pirita Intragranular	3,69	16,99
Pirita em Fratura de Rocha	0,01	0,33
Gipsita em Poro de Fratura de Rocha/Contração/Vugular	0,56	6,00
Gipsita Outros	0,58	5,33
Outros Constituintes Diagenéticos Intersticiais	2,05	30,67
Outros Constituintes Diagenéticos Intragranulares	2,79	13,66
Outros Constituintes Diagenéticos em Poro de Fratura de Rocha/Contração/Vugular	0,01	1,33
Poros Intersticiais	1,37	8,67
Poros Intragranulares	3,31	10,67
Poros de Fratura em Rocha/Contração/Vugular	3,43	14,00
Outros Poros	0,08	4,67

Os processos e produtos diagenéticos encontrados no Membro Mucuri foram previamente caracterizados por Carvalho et al. (2014). As principais feições encontradas compreendem a compactação mecânica, cimentação e substituição de grãos por argilominerais, calcita e pirita. Ocorre também uma ampliação da porosidade pela dissolução de grãos detríticos e constituintes diagenéticos.

A redução da porosidade se deu através da cimentação e predominantemente da compactação mecânica. De forma geral, a porosidade intergranular é baixa nos arenitos cimentados por calcita. Nos arenitos que apresentam aumento de porosidade total pela geração de porosidade secundária por dissolução de grãos, a precipitação de caulinita intergranular e substituindo grãos é comum. A neoformação de franjas e cutículas de esmectita foi outro fator de impacto negativo sobre a porosidade e permeabilidade dos arenitos.

A partir da descrição petrográfica e análise sistemática dos atributos petrográficos impactantes sobre a porosidade e permeabilidade dos reservatórios, foram definidas dezesseis petrofácies de reservatório para o Membro Mucuri. Aspectos texturais, composicionais primários e diagenéticos, tipos e distribuição de poros foram considerados para os agrupamentos. Após a definição preliminar dos critérios de agrupamento, foram definidos intervalos percentuais para os atributos-chave que definem cada petrofácies, segundo análises estatísticas. As petrofácies de reservatório definidas encontram-se sumarizadas na Tabela 10. Em anexo, é encontrada na forma de tabela as lâminas delgadas pertencentes a cada petrofácies.

Tabela 10 - Petrofácies de reservatório definidas para o Membro Mucuri, e suas principais características petrográficas.

<b>Petrofácies</b>	<b>Descrição</b>
<i>SealSandCalc</i>	Arenitos finos a grossos, arcósios, com cimentação pervasiva por calcita macrocristalina a poiquilotópica.
<i>SealCongloCalc</i>	Arenitos conglomeráticos e conglomerados arenosos, arcósios, com cimentação pervasiva por calcita macrocristalina a poiquilotópica ou dolomita macrocristalina.
<i>CauliSandHigh</i>	Arenitos finos a grossos, arcósios, com cimentação parcial por caulinita e/ou calcita e dolomita, com macroporosidade > 11,5 %.
<i>CauliSandLow</i>	Arenitos médios a muito grossos, arcósios, com cimentação parcial por caulinita e/ou calcita e dolomita, com macroporosidade < 11,5%.
<i>CalcCauliSeal</i>	Arenitos grossos a muito grosso conglomeráticos, arcósios, moderadamente a mal selecionados, com porosidade obliterada por cimento de calcita e caulinita.
<i>Smectite</i>	Arenitos muito finos a grossos, arcósios, majoritariamente micáceos, cimentados por franjas e/ou cutículas de esmectita (>15%).
<i>Evaporite</i>	Evaporitos maciços ou laminados, formados pela substituição intensiva de matriz lamosa siliciclástica.
<i>CalcSubst</i>	Espatitos. Originalmente lutitos, comumente intercalados com bioconstruções microbiais, intensamente substituídos por calcita.
<i>SandMudHeterol</i>	Heterolitos areia-lama siliciclástica, com calcita comumente cimentando níveis arenosos.
<i>FeldsparDissol</i>	Arenitos finos a médios, arcósios, com dissolução de feldspatos (>4%).
<i>MicrobialHeterolite</i>	Heterolitos compostos por lâminas de depósitos microbiais e lâminas de areia e lama siliciclástica, comumente com nódulos de anidrita substituindo e deslocando esteiras microbiais.
<i>Intraclastic</i>	Arenitos arcósios micáceos com abundância de intraclastos lamosos e fragmentos carbonosos.
<i>CompctMica</i>	Arenitos muito finos a grossos, arcósios micáceos, com empacotamento normal a apertado e porosidade intergranular altamente reduzida por compactação mecânica.
<i>HybridSandLow</i>	Carbonatos, arenitos e conglomerados híbridos com macroporosidade <7%, comumente cimentados por calcita.
<i>HybridSandHigh</i>	Carbonatos, arenitos e conglomerados híbridos com macroporosidade >7%, comumente cimentados por calcita.
<i>Mudstone</i>	Lamitos comumente com calcita e pirita substitutiva e gipsita preenchendo poros de fratura em rocha.

Os principais critérios considerados para a definição das petrofácies foram o grau de empacotamento, o volume de micas e intraclastos, os tipos e volumes de cimento, e os tipos e valores de porosidade. Os principais cimentos considerados foram calcita, esmectita e, secundariamente, caulinita, que reduziram amplamente a porosidade intergranular de parte das amostras analisadas (petrofácies *SealSandCalc*, *SealSandCongl*, *Smectite*, *CauliSand*, *CalcCauliSeal*). Desta forma, as petrofácies intensamente cimentadas por esmectita e calcita podem ser identificadas em um gráfico esmectita intergranular *versus* cimento carbonático

(Figura 13). A geração de porosidade secundária por dissolução de feldspatos foi especialmente importante em algumas amostras (petrofácies *FeldsparDiss*). A abundância de micas e elevado grau de empacotamento foram definidores da petrofácies *CompctMica*. Dessa maneira, as petrofácies *CauliSand*, *CompctMica* e *FeldsparDiss* podem ser identificadas em um gráfico micas versus porosidade (Figura 14).

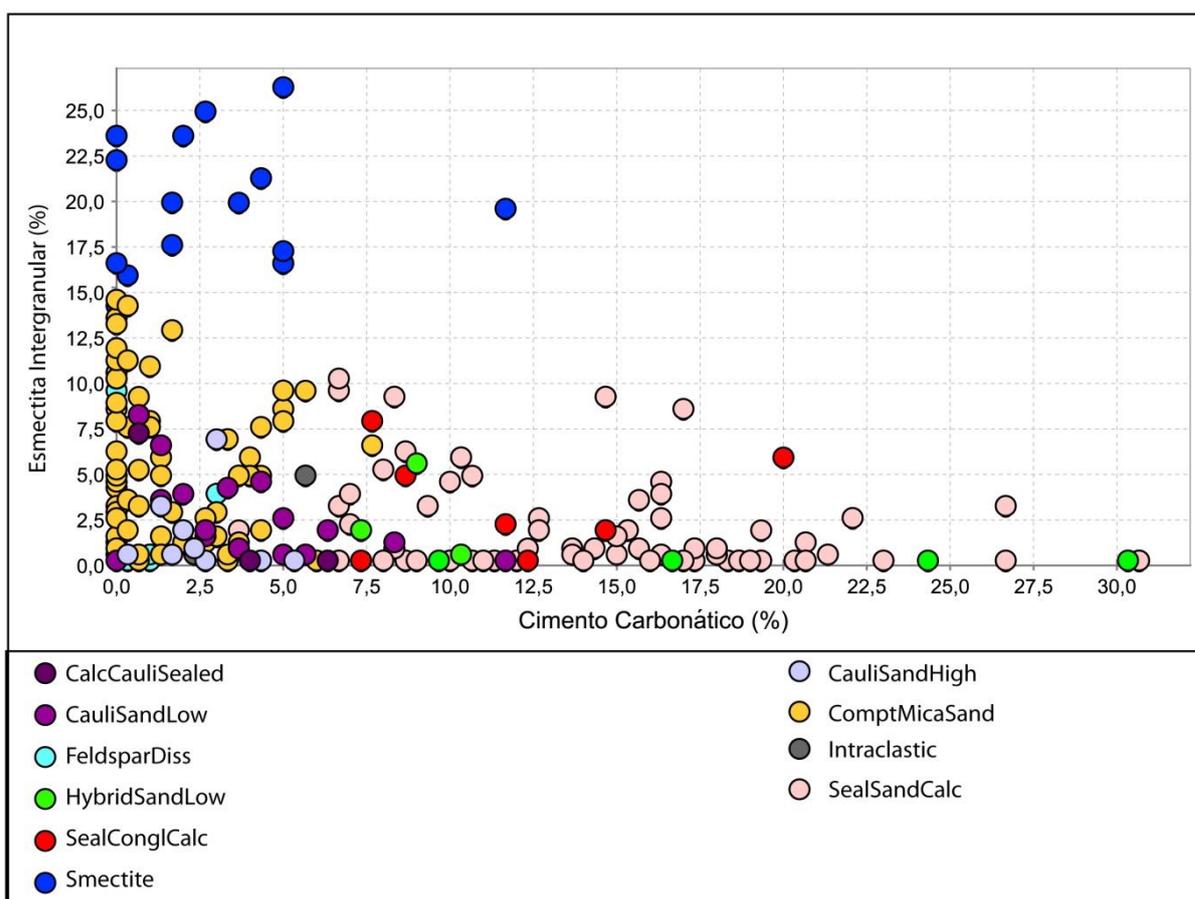


Figura 13 - Gráfico esmeclita intergranular versus cimento carbonático para as petrofácies do Membro Mucuri. As petrofácies *Smectite* e, juntas, *SealSandCalc*, *SealConglCalc*, podem ser identificadas como duas populações bem definidas.

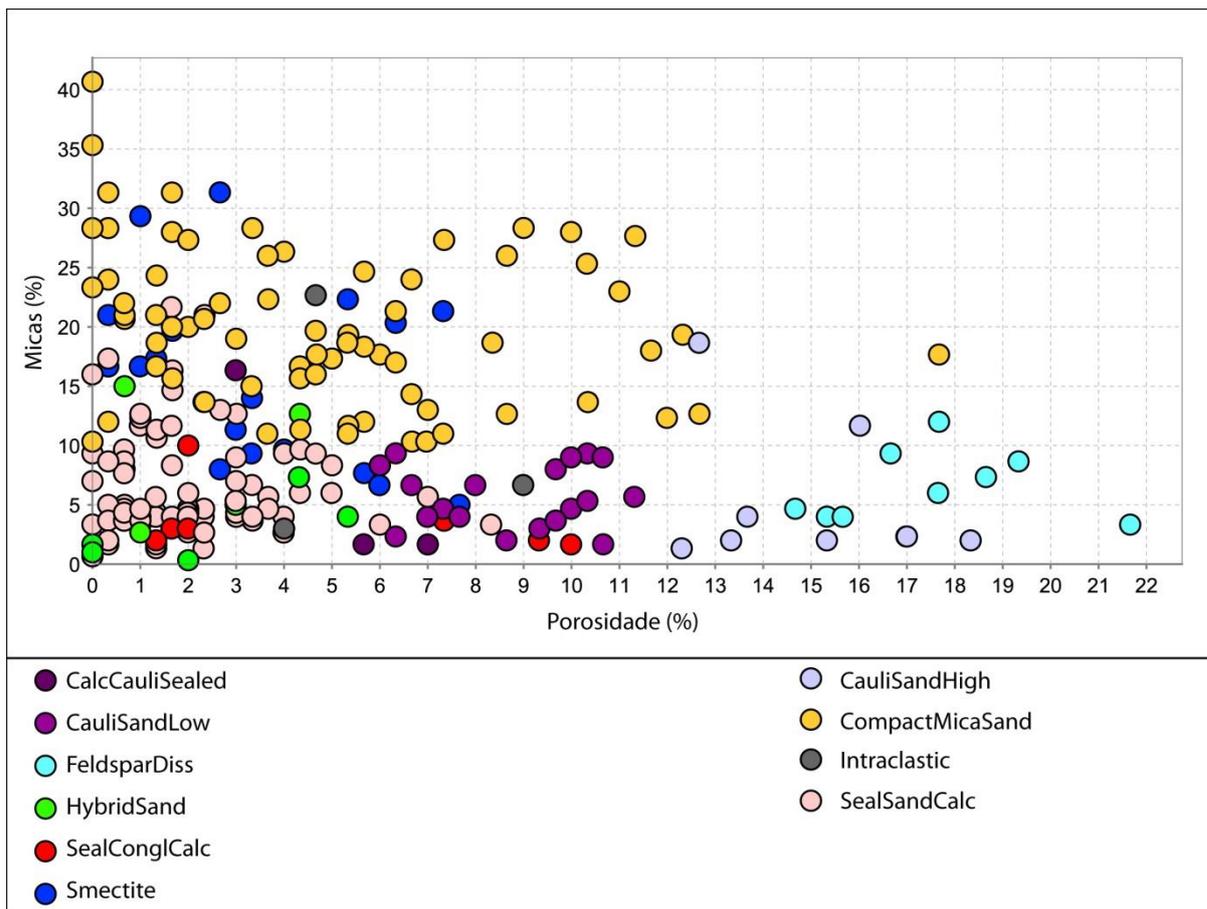


Figura 14 - Gráfico micas versus porosidade para as petrofácies do Membro Mucuri. As petrofácies *CauliSand*, *SealSandCalc*, *FeldsparDiss* e *CompctMica* podem ser distinguidas.

A composição primária também foi critério de separação de amostras através do volume de intraclastos lamosos (petrofácies *Intraclastic*) e microbiais (*HybridSand*), assim como pela presença de bioconstruções microbiais (*MicrobialHeterolite*). A maior parte das amostras originalmente compostas por lama siliciclástica foi intensivamente substituída por anidrita ou calcita, principalmente (petrofácies *CalcSubst*, *Evaporite*).

As principais feições petrográficas presentes nas amostras estudadas podem ser visualizadas na Figura 15 e na Figura 16.

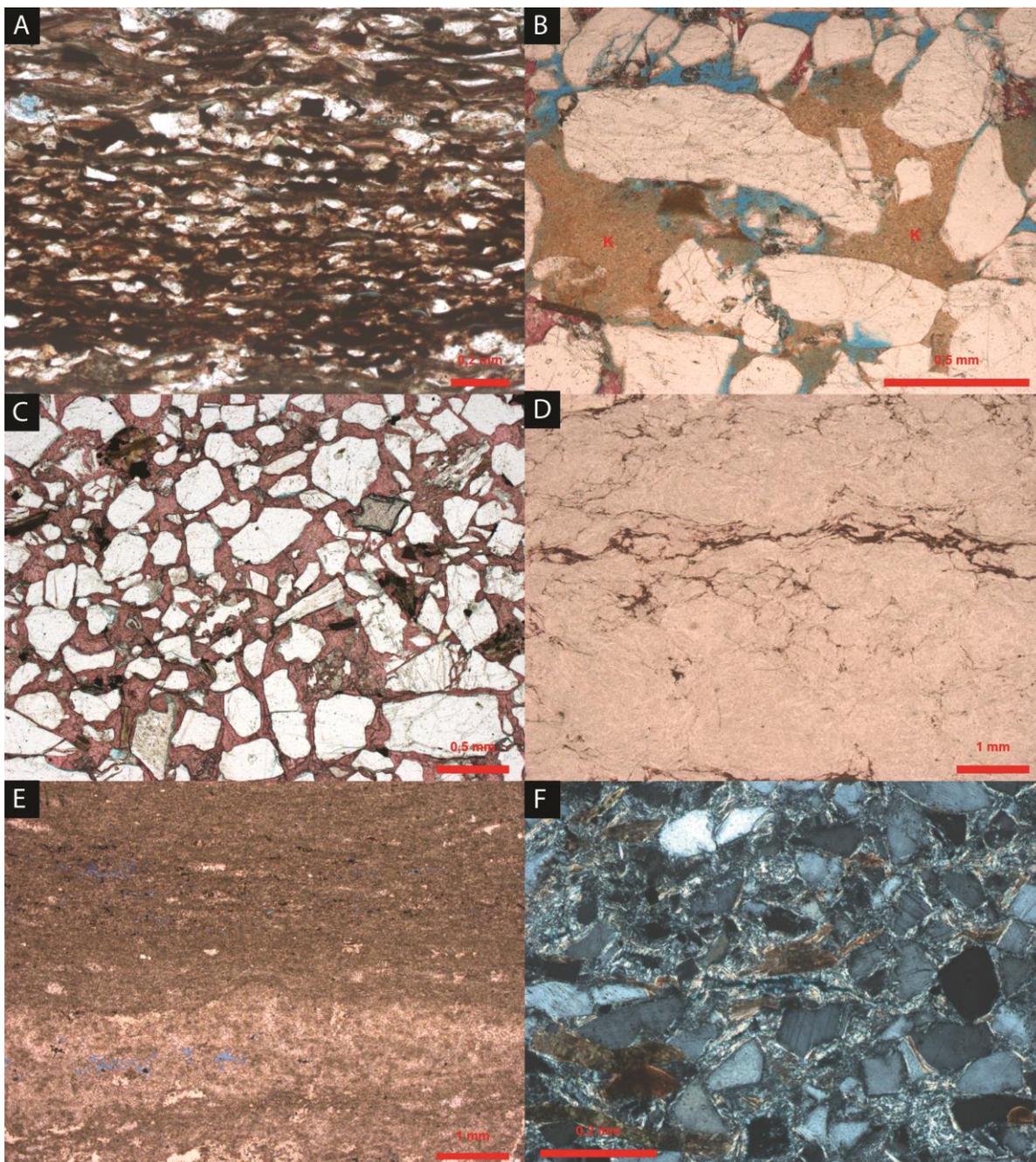


Figura 15 - Fotomicrografias representativas das características petrográficas das petrofácies definidas para o Membro Mucuri. A) Arenito fino, lamoso, arcóσιο micáceo da petrofácies *CompctMicaSand* (//P). B) Arenito médio, mal selecionado, arcóσιο, da petrofácies *CauliSand*; caulinita em livrinhos preenchendo porosidade intergranular, substituindo feldspatos e em poros de dissolução de grãos (//P). C) Arenito médio levemente conglomerático, mal selecionado, arcóσιο da petrofácies *SealSandCal*; calcita poiquilotópica, macrocristalina substituindo grãos, caulinita, e expandindo biotitas (//P). D) Evaporito da petrofácies *Evaporite*; lama siliciclástica substituída e deslocada por nódulos de anidrita microcristalina (//P). E) Bioconstrução microbial da fácies *HeteroliteMicrobial*; esteiras microbiais substituindo matriz lamosa (//P). F) Arenito fino, bem selecionado, arcóσιο micáceo da petrofácies *Smectite*; esmectita em franjas e cutículas descontínuas cobrindo grãos e microcristalina substituindo feldspatos e grãos indeterminados (XP).

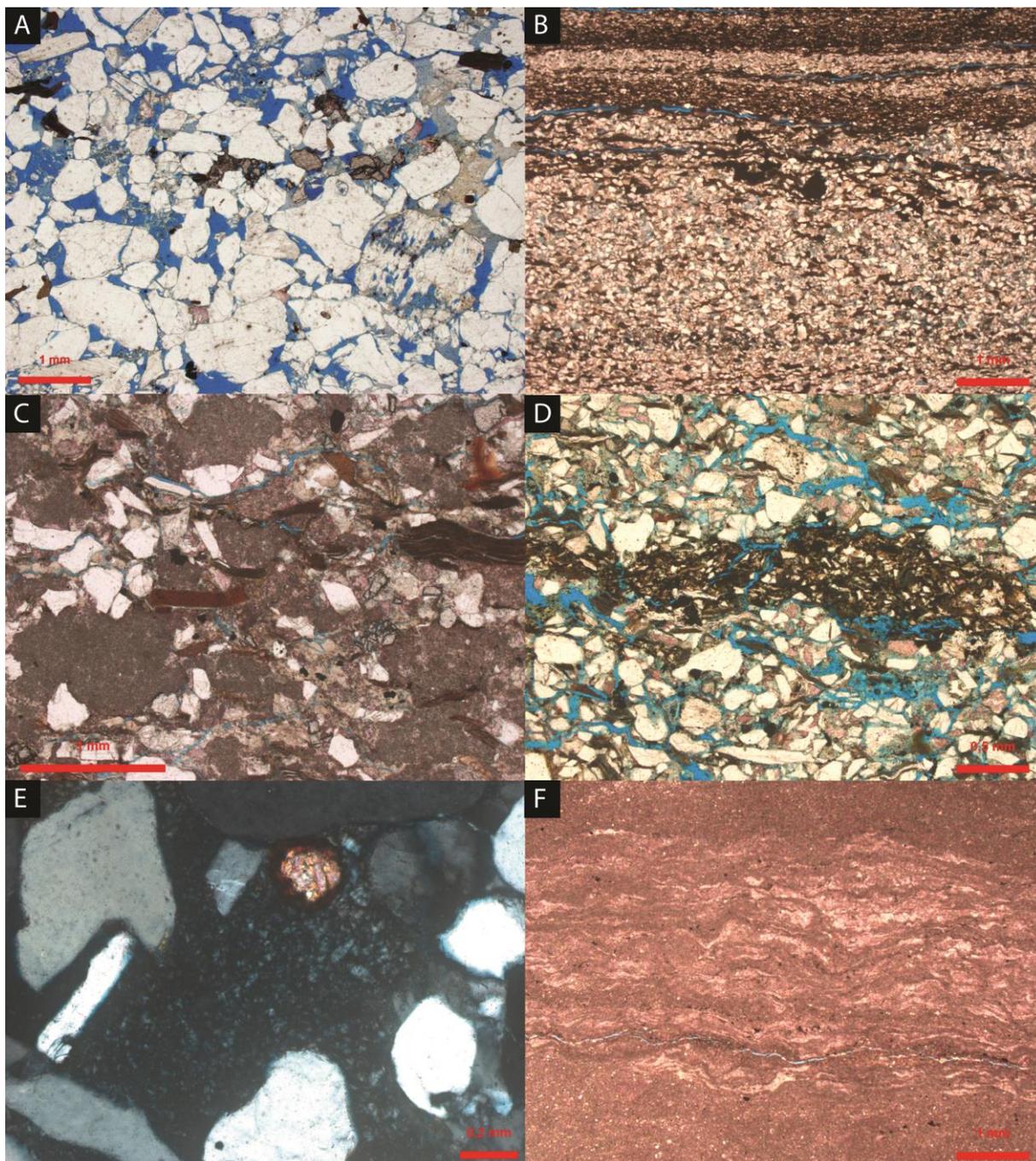


Figura 16 - Fotomicrografias representativas das características petrográficas das petrofácies definidas para o Membro Mucuri: A) Arenito grosso levemente conglomerático mal selecionado, arcóσιο, da petrofácies *FeldsparDissol*; porosidade intragranular de dissolução de grãos de feldspatos (//P). B) Heterolito (areia fina – lama), rico em fragmentos carbonosos, da petrofácies *HeteroliteSandMud* (//P). C) Arenito grosso, levemente conglomerático, da petrofácies *HybridSand*, rico em intraclastos microbiais (//P). D) Arenito conglomerático da petrofácies *Intraclastic*, rico em intraclastos lamosos (//P). E) Arenito grosso da petrofácies *SealCauliSand*, com abundante caulinita em livrinhos intergranular (XP). F) Calcita microcristalina substituindo matriz siliciclástica lamosa em níveis intercalados com bioconstruções microbiais; petrofácies *CalcSubst* (//P).

## 5. DEFINIÇÃO SEMI-AUTOMÁTICA DE PETROFÁCIES

Foi desenvolvida uma interação com pesquisa que ocorre no Programa de Pós-Graduação do Instituto de Informática da UFRGS sob coordenação da professora Mara Abel. A pesquisa tem o objetivo de fornecer suporte à definição semiautomática de petrofácies de reservatório através de ferramentas estatísticas e de inteligência artificial. A pesquisa executada por Lucas Pugens Fernandes sob orientação da professora Mara Abel desenvolveu um algoritmo para o agrupamento de amostras com base nas suas principais características petrográficas, que busca simular a definição de petrofácies de reservatório executadas pelos petrógrafos.

Os agrupamentos gerados pelo algoritmo para cada conjunto de descrições petrográficas foram avaliados a partir das métricas descritas abaixo. Os resultados numéricos são encontrados na Tabela 11. O conjunto de dados da Bacia do Solimões não pode ser processado, e não será abordado nesta discussão. O algoritmo avalia todos os atributos descritos e seleciona aqueles que considera mais eficientes para a definição de agrupamentos como critério. Cada atributo corresponde a uma linha de descrição completa de constituinte primário, diagenético ou porosidade extraída das descrições petrográficas geradas com o sistema Petroledge®. Também são considerados o tamanho de grão e grau de seleção das amostras. Para o caso de estudo da Bacia do Espírito Santo, no entanto, foram utilizados atributos simplificados na forma de sub-totais. Devido à natureza estocástica do algoritmo, foram realizadas dez execuções do algoritmo genético para cada conjunto de descrições. Desta forma, as matrizes de confusão (matriz que compara as petrofácies definidas de forma manual com aquelas definidas de forma automatizada, de forma que podem ser visualizados os erros e acertos do algoritmo) apresentadas nas Figuras 17 a 22 exibem um número total de lâminas dez vezes maior do que o número de lâminas que constitui cada conjunto de descrições.

O algoritmo é composto por um algoritmo genético e um algoritmo de agrupamento hierárquico e gera agrupamentos de amostras. O algoritmo genético

(DAVIS, 1991) é composto por uma série de comandos que, através de uma estratégia de tentativa e erro direcionada, selecionam os atributos mais influentes na separação dos agrupamentos de amostras, de acordo com o coeficiente de silhueta. O coeficiente de silhueta é um valor adimensional que representa o grau de separação entre agrupamentos (ROUSSEEUW, 1987). Durante a execução do algoritmo genético, cada tentativa de agrupamento é realizada pelo algoritmo de agrupamento hierárquico utilizando os atributos selecionados (HARDLE; SIMAR, 2015). Estes resultados podem ser avaliados segundo diversas métricas que serviram como base de discussão para a aplicação de ferramentas de definição semiautomática de petrofácies.

Dado o conjunto de  $N = \{n_0, n_1, \dots, n_I\}$  amostras e  $K = \{k_0, k_1, \dots, k_J\}$  grupos, nós definimos a notação  $\hat{y}_i = j$  significando que a amostra  $n_i$  foi alocada pelo algoritmo de agrupamento para o grupo  $k_j$ . Foi também definido o conjunto de petrofácies  $P = \{p_0, p_1, \dots, p_J\}$ , logo  $y_i = j$  significa aqui que a amostra  $n_i$  foi agrupada na petrofácies  $p_j$  em estudo. Foi descrita, então, a *acurácia* do agrupamento como:

$$acurácia(y, \hat{y}) = \frac{1}{I} \sum_{i=1}^I \mathbf{1}(\hat{y}_i = y_i)$$

Onde a função de indicação  $\mathbf{1}(\theta)$  é definida como resultando em 1 se a expressão lógica  $\theta$  é verdade, ou 0 se  $\theta$  for falsa. Foi também definido  $a = \sum_{i=1}^I \sum_{l=i}^I \mathbf{1}(\hat{y}_i = \hat{y}_l \& y_i = y_l)$ , ou seja, o número de pares de amostras agrupadas nos mesmos grupos, assim como nas mesmas petrofácies, e complementarmente  $b = \sum_{i=1}^I \sum_{l=i}^I \mathbf{1}(\hat{y}_i \neq \hat{y}_l \text{ and } y_i \neq y_l)$ , ou seja, o número de pares de amostras agrupados em diferentes grupos e diferentes petrofácies. O coeficiente de Rand ( $RI$ ), uma medida de concordância entre  $y$  e  $\hat{y}$  é dado por:

$$RI = \frac{a + b}{\left| \binom{I}{2} \right|}$$

O coeficiente ajustado de Rand ( $ARI$ ), uma versão normalizada do  $RI$ , mais adequada para tarefas computacionais é definida aqui como:

$$ARI = \frac{RI - E[RI]}{\max(RI) - E[RI]}$$

Onde  $E[RI]$  é o valor esperado de  $RI$  para o caso de um agrupamento  $\hat{y}$  aleatório. Para cada amostra  $n_i$ , nós definimos o coeficiente de silhueta  $s_i$  (medida de separação geométrica entre os agrupamentos formados) como:

$$s_i = \frac{\hat{d}_i - d_i}{\text{máx}(d_i, \hat{d}_i)}$$

Onde  $d_i$  é a distância Euclidiana média entre a amostra  $n_i$  e outras amostras  $n_j$  onde  $i \neq j$  e  $\hat{y}_i = \hat{y}_j$ . A silhueta do agrupamento,  $S$ , é então definida como a média aritmética de todos  $s$ . Gráficos de silhueta *versus* ARI para cada caso de estudo analisado encontram-se em anexo.

Os resultados podem ser analisados através de uma matriz de confusão  $M$  (Figuras 17 a 22):

$$M_{i,j} = \sum 1(y_k = i)1(\hat{y}_k = j)$$

Os valores apresentados em cada posição  $(i, j)$  da matriz de confusão são equivalentes ao total de lâminas que foram alocadas de forma automatizada no agrupamento de nome  $(j)$  e de forma manual no agrupamento de nome  $(i)$ . Desta maneira, toda amostra alocada de forma concordante com as petrofácies pré-definidas em um estudo incrementa os valores encontrados na diagonal principal  $(i = j)$ .

Tabela 11 - Resultado das análises dos diferentes casos de estudo através do algoritmo em desenvolvimento no INF. A acurácia representa a medida da quantidade de acertos do sistema em relação aos grupos de petrofácies definidos de forma manual. O *Adjusted Rand Score (ARI)* compreende uma medida de similaridade entre os agrupamentos definidos pelo algoritmo e aqueles definidos manualmente, ajustada pela chance aleatória de acertos.

<b>Caso de estudo</b>	<b>Métricas</b>	<b>Resultado da análise pelo algoritmo</b>
Bacia de Campos	ARI	$0.57 \pm 0.001$
	Acurácia	$0.70 \pm 0.005$
Margem Equatorial	ARI	$0.51 \pm 0.03$
	Accuracy	$0.66 \pm 0.03$
Bacia de Talara	ARI	$0.23 \pm 0.04$
	Acurácia	$0.46 \pm 0.03$
Bacia de Jequitinhonha	ARI	$0.36 \pm 0.02$
	Acurácia	$0.57 \pm 0.02$
Bacia de Sergipe-Alagoas	ARI	$0.23 \pm 0.01$
	Acurácia	$0.43 \pm 0.01$
Bacia do Espírito Santo	ARI	$0.59 \pm 0.01$
	Acurácia	$0.46 \pm 0.02$

### 5.1. Terciário da Bacia de Talara, Peru

O conjunto de dados da Bacia de Talara, ao ser analisado pelo algoritmo, apresentou uma das menores acurácias entre os casos analisados. A definição das petrofácies feita pelo algoritmo resultou em uma distribuição relativa errática para a maioria das petrofácies (Figura 17). A petrofácies ZeoliteCalcite foi definida com acerto total.

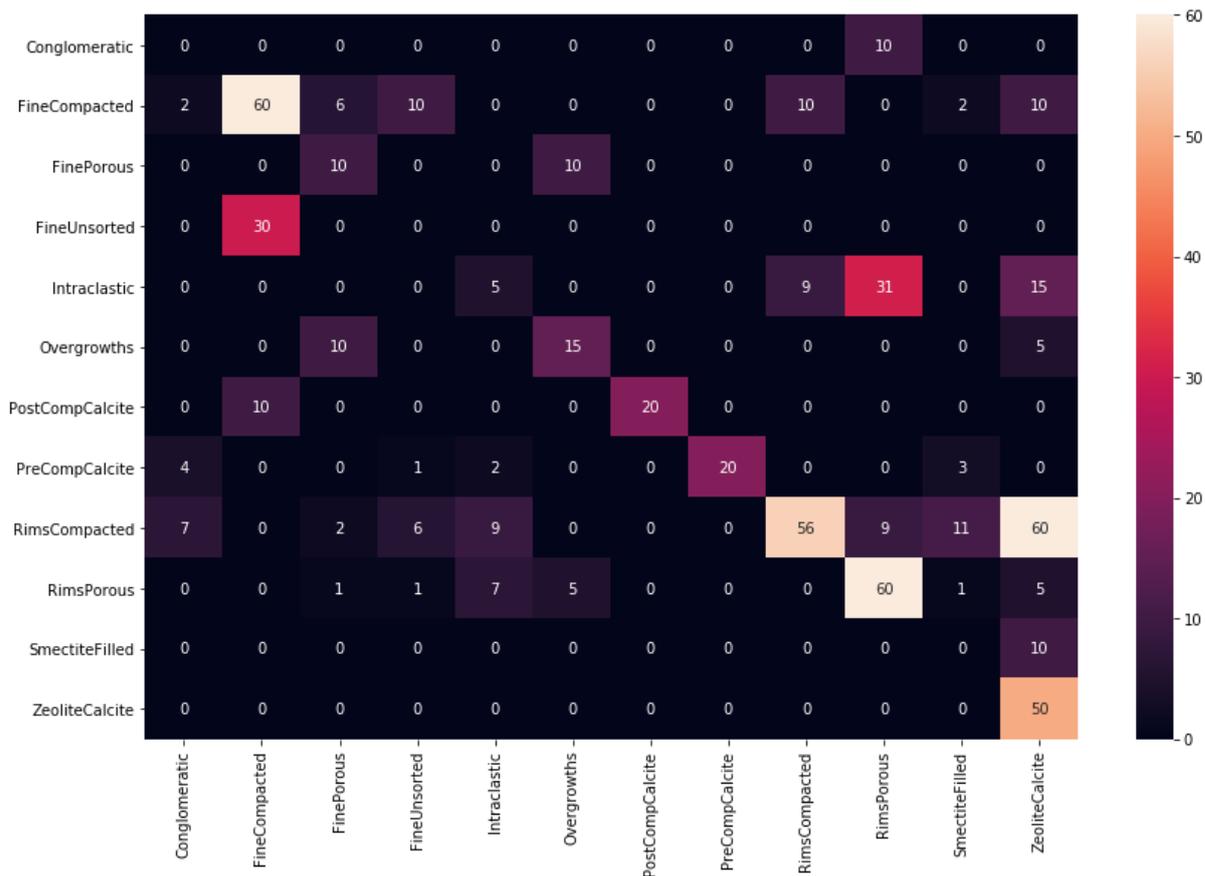


Figura 17 - Matriz de confusão comparativa entre os agrupamentos definidos de forma manual (linhas) e automatizado (colunas) para o conjunto de descrições de Talara.

## 5.2. Cretáceo Inferior da Bacia do Jequitinhonha

A análise das descrições da Bacia de Jequitinhonha resultou na distribuição apresentada na Figura 18. As descrições pertencentes as petrofácies *CmpctMica*, *DoloRimA*, *InfClaysA*, *MicrCalcA*, *PoorCemMet* e *PorsCoars* apresentaram grande dispersão em relação à definição manual.

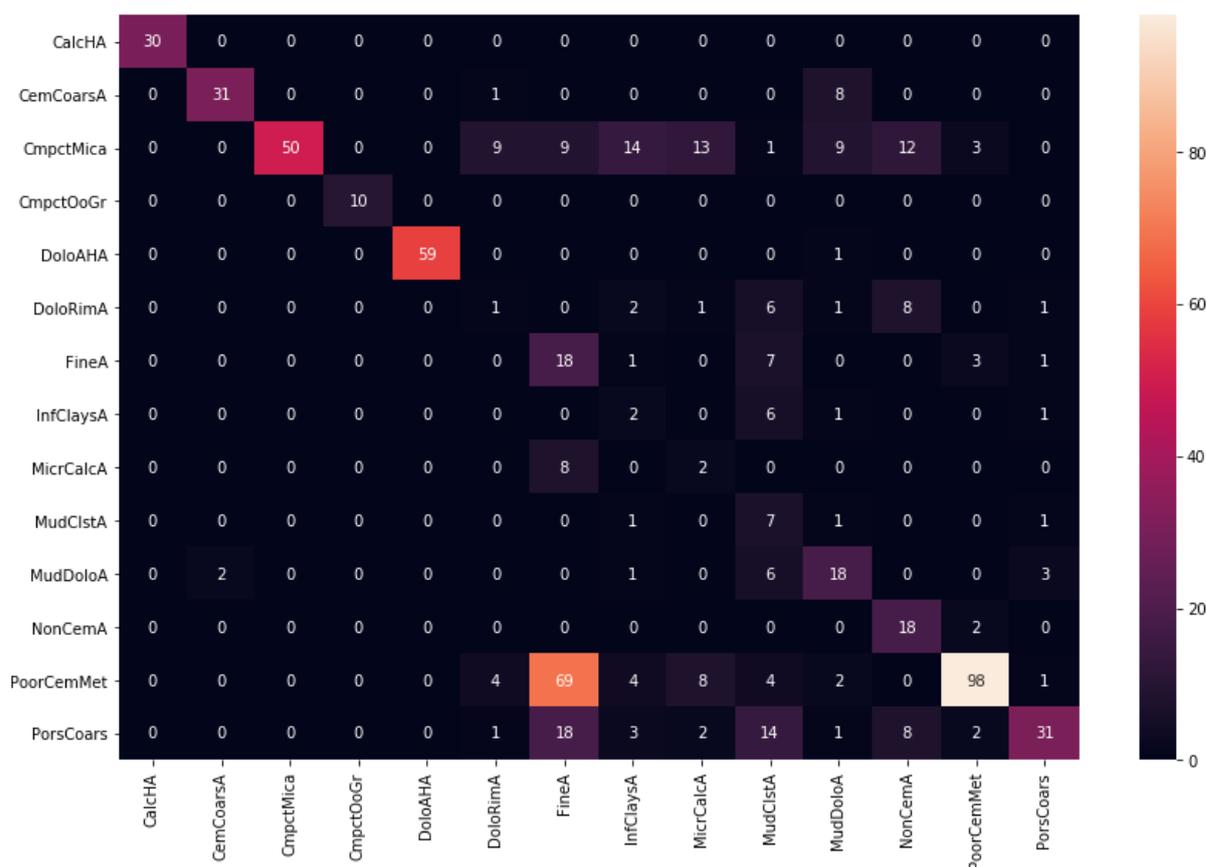


Figura 18 - Matriz de confusão comparativa entre os agrupamentos definidos de forma manual (linhas) e automatizado (colunas) para o conjunto de descrições da Bacia de Jequitinhonha.

### 5.3 Campo de Peregrino, Cretáceo da Bacia de Campos

Ao ser analisado pelo algoritmo, o conjunto de descrições da Bacia de Campos foi o que apresentou os melhores resultados (acurácia de 70%). A definição das petrofácies ocorreu como apresentado na Figura 19. As petrofácies *CoarCal*, *CoarGlauCal*, *CoarKao*, *MudSand* e *SandMarl* foram definidas pelo algoritmo com alto grau de acerto em relação a definição manual. As petrofácies *CoarIntraDol*, *CoarSil* e *FinPor* não foram corretamente definidas pelo algoritmo, visto que o mesmo as confundiu com outras petrofácies (*CoarKao*, *CoarCal* e *CoarPor*, respectivamente). As petrofácies *Finintra* e *CoarPor* tiveram acerto moderado pelo algoritmo, visto que, ainda que a maioria das lâminas tenha sido alocada as petrofácies corretas, houve uma distribuição significativa das demais amostras entre

as outras petrofácies. As petrofácies carbonáticas não foram consideradas nesta análise devido a sua descrição ter sido apenas qualitativa.

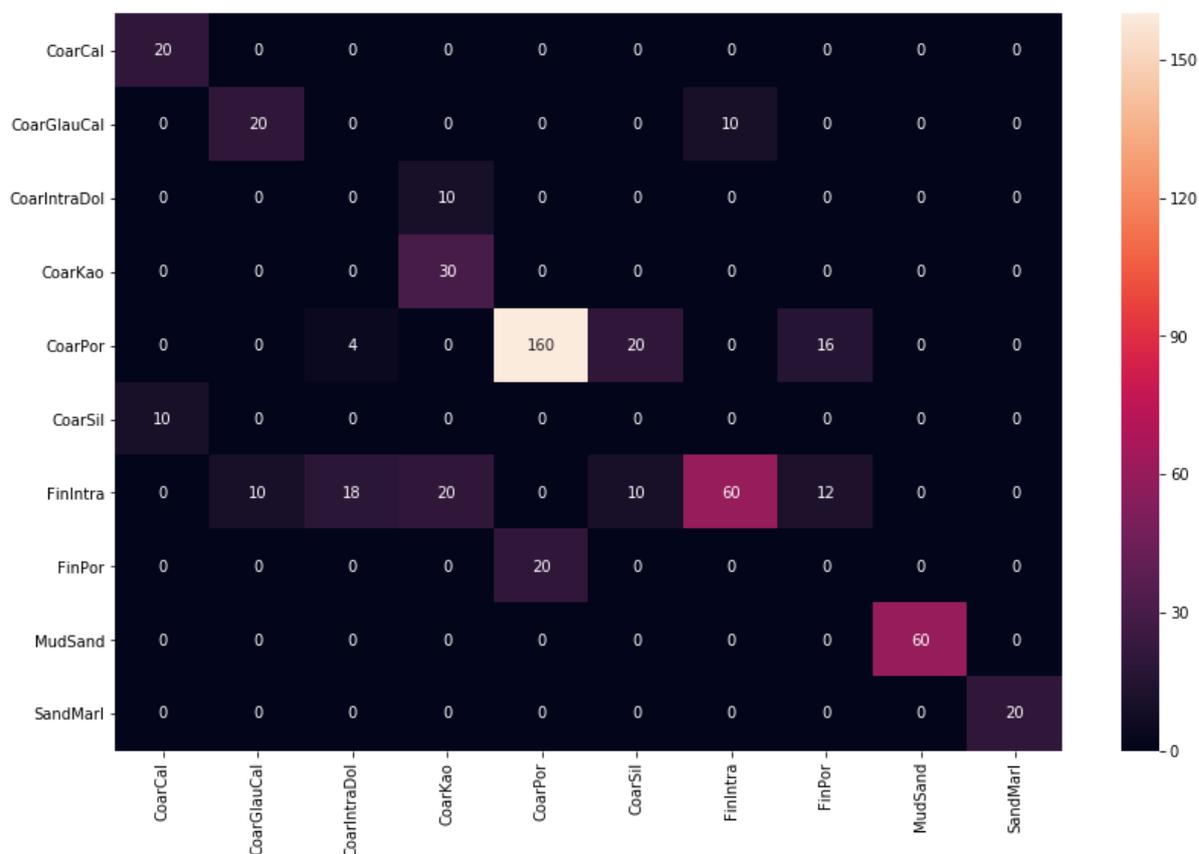


Figura 19 - Matriz de confusão comparativa entre os agrupamentos (definidos de forma manual (linhas) e automatizado (colunas) para o conjunto de descrições da Bacia de Campos.

#### 5.4. Cretáceo da Margem Equatorial Brasileira

Ao ser analisado pelo algoritmo, o conjunto de descrições da Margem Equatorial foi distribuído nas petrofácies conforme a Figura 20. A maior parte das descrições foi atribuída à petrofácies correta (acurácia de aproximadamente 66%). As petrofácies *Compactillite*, *CompactilliteDolomiteQuartz*, *CompactQuartzChlorite*, *FineCompactCalcite*, *LithicPseudomatrix*, *PorousKaolin*, *PreCompDolomite* e *Quartz* apresentaram maior dispersão, sendo confundidas com outras petrofácies. As amostras pertencentes à petrofácies *CompactQuartz* foram inteiramente consideradas como pertencentes à petrofácies *IlliteQuartzClayCoats*.

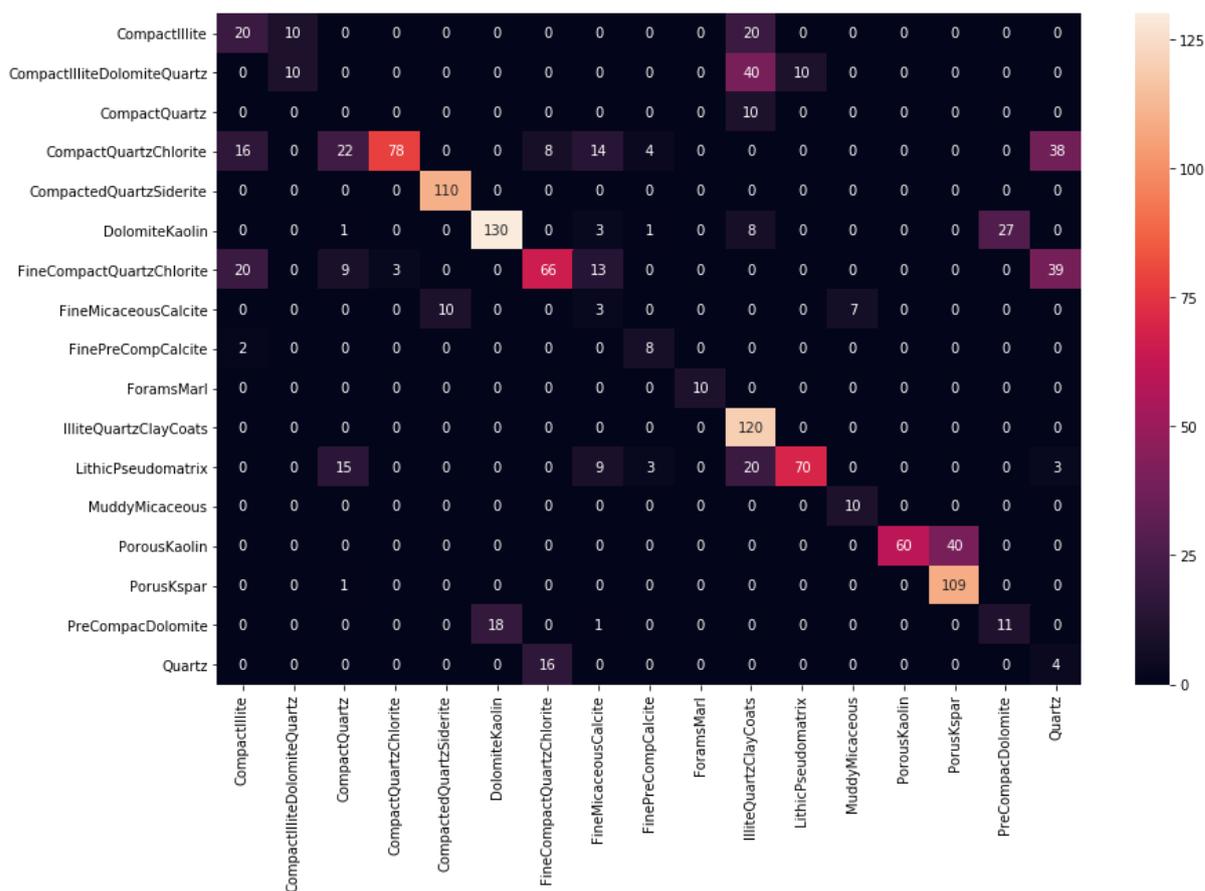


Figura 20 - Matriz de confusão comparativa entre os agrupamentos definidos de forma manual (linhas) e automatizado (colunas) para o conjunto de descrições da Margem Equatorial.

### 5.5. Membro Carmópolis, Aptiano, Bacia de Sergipe-Alagoas

As petrofácies definidas pelo algoritmo para o Membro Carmópolis apresentaram baixa acurácia (aproximadamente 43%) em relação à definição manual. As amostras pertencentes as petrofácies *SealSands*, *SealCong*, *PorCong*, *Mod Cong* e *Expan* foram bastante confundidas com outras petrofácies. As petrofácies *CarbCong*, *PorcCimSand* e *Rud* não obtiveram acertos. Os resultados são apresentados na Figura 21.

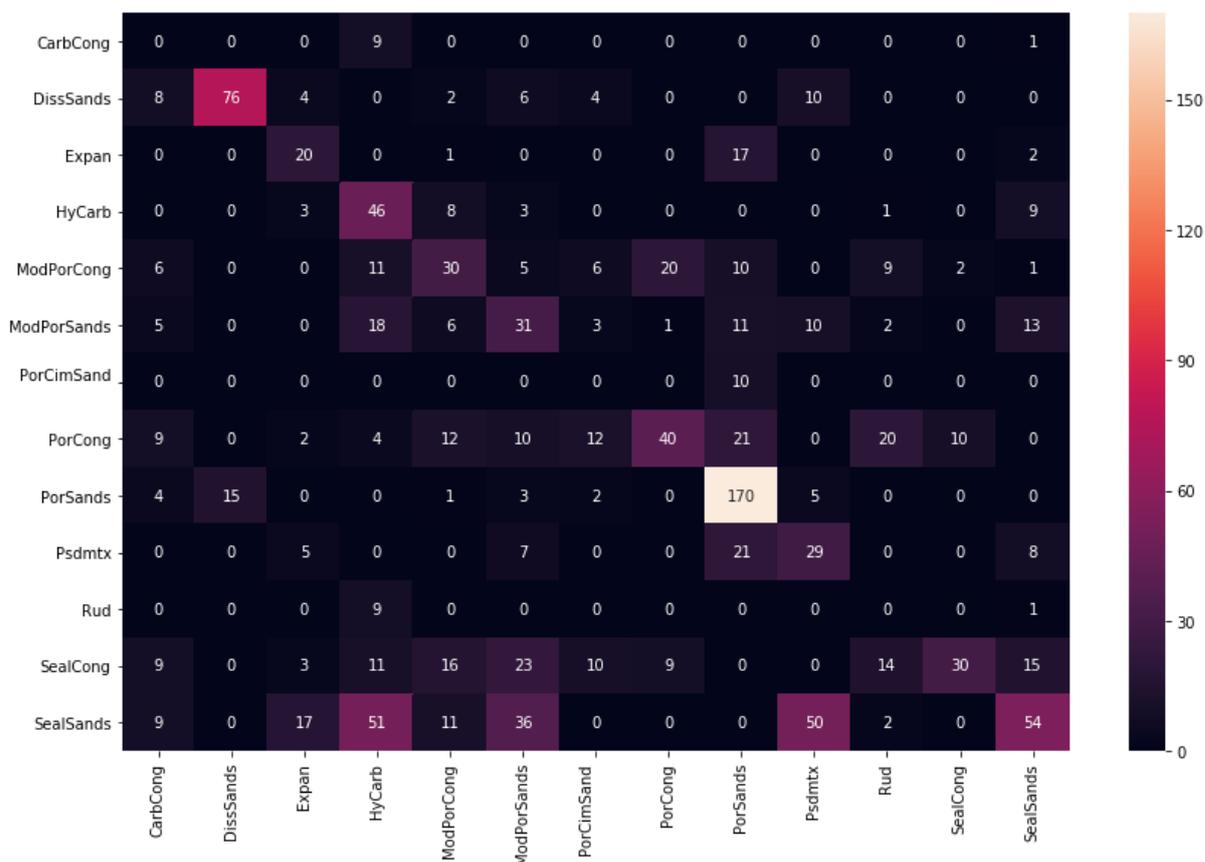


Figura 21 - Matriz de confusão comparativa entre os agrupamentos definidos de forma manual (linhas) e automatizado (colunas) para o conjunto de descrições da Bacia de Sergipe-Alagoas.

## 5.6. Membro Mucuri, Aptiano, Bacia do Espírito Santo

O resultado da análise do conjunto de descrições do Membro Mucuri pelo algoritmo é apresentado na Figura 22. As petrofácies *CalcSubst*, *CauliSand*, *Mudstone*, *SandMudHeterolite* e *SealSandCalc* foram definidas com grande porcentagem de acerto. As petrofácies *CompctMicaSand*, *Evaporite*, *HybridSand*, *Intraclastic* e *Smectite* foram definidas com acerto moderado, sendo bastante confundidas com outros agrupamentos. As petrofácies *CalcCauliSeal*, *FeldsparDiss*, *SealConglCalc* não apresentaram acerto, e foram inteiramente confundidas com outras petrofácies.

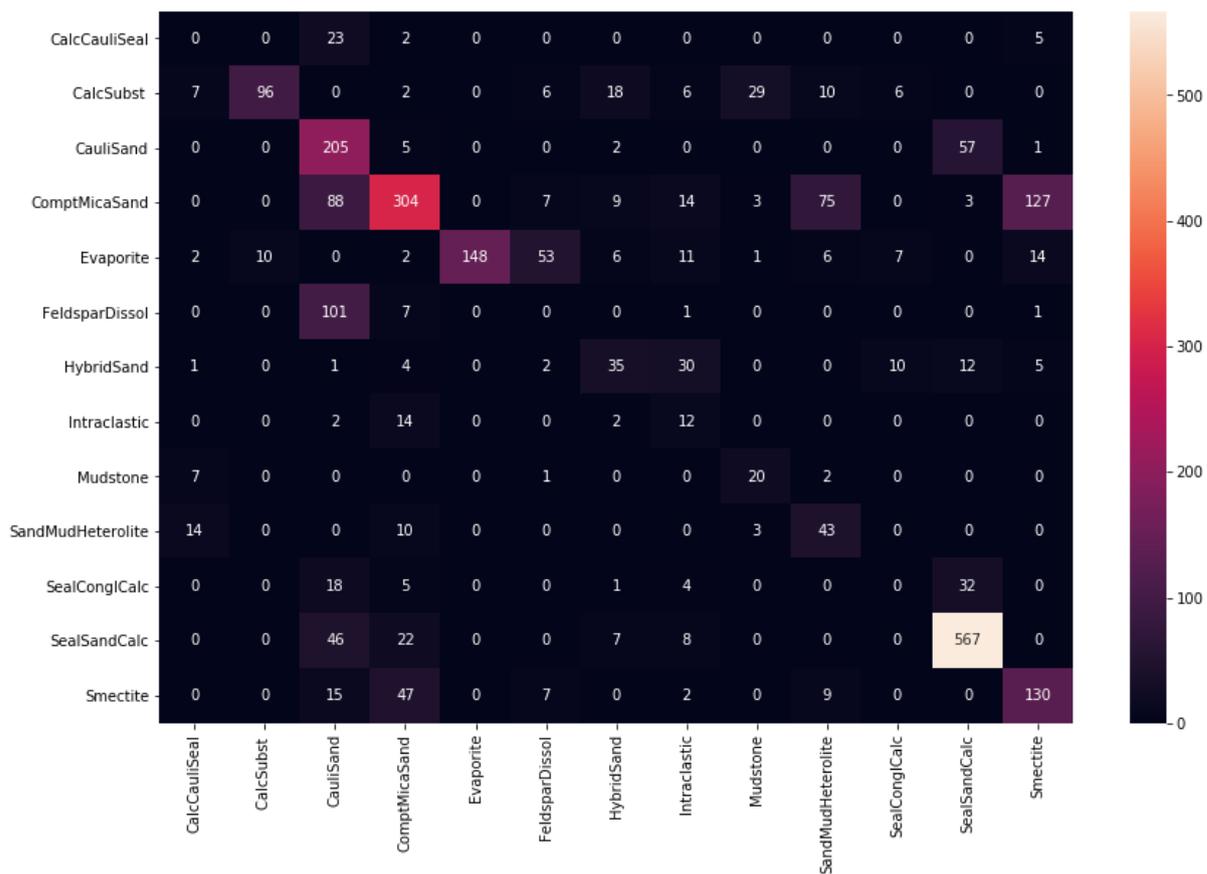


Figura 22 - Matriz de confusão comparativa entre os agrupamentos definidos de forma manual (linhas) e automatizado (colunas) para o conjunto de descrições do Membro Mucuri, Baía do Espírito Santo.

## 6. DISCUSSÃO

### 6.1. Significado geológico e utilidade do conceito de Petrofácies de Reservatório

O conceito de petrofácies de reservatório constitui uma ferramenta para a sistematização do uso da caracterização petrográfica na avaliação e modelamento da qualidade dos reservatórios de hidrocarbonetos. As características petrográficas que definem as rochas como reservatórios são de difícil avaliação e a qualidade de reservatórios de petróleo é comumente avaliada através de características puramente petrofísicas e geofísicas, sem considerar os atributos petrográficos que controlam a porosidade e permeabilidade das rochas-reservatório.

A análise petrográfica é um importante método para a caracterização dos aspectos geológicos que controlam a qualidade dos reservatórios de óleo e gás. O seu emprego gera grandes volumes de dados que necessitam de análise. A aplicação do conceito de petrofácies de reservatório surge como um método de sistematização do processo de análise petrográfica. O conceito é voltado para a definição de agrupamentos de amostras que possuam características genéticas e/ou de qualidade de reservatório semelhantes. Neste sentido, o conceito de petrofácies de reservatório apresenta um potencial direto como ferramenta de exploração, o que não ocorre com outros conceitos de petrofácies sedimentares. Ao utilizar a petrografia como base, o conceito também se diferencia das petrofácies que acessam a porosidade e permeabilidade dos reservatórios unicamente através de análises petrofísicas, perfis de poço ou sísmica. No aspecto genético, as petrofácies de reservatório representam grupos de amostras com características faciológicas semelhantes, que passaram por um mesmo histórico de soterramento e/ou sofreram uma evolução diagenética similar. Consequentemente, o impacto sobre a qualidade dos reservatórios, ou seja, o impacto sobre a porosidade e permeabilidade das amostras, é essencialmente o mesmo para cada grupo.

A caracterização dos atributos que impactam a porosidade e permeabilidade das amostras ocorre através da identificação de atributos composicionais primários e diagenéticos, assim como dos tipos e distribuição da porosidade. São definidos agrupamentos preliminares a partir da identificação de padrões petrográficos. Estes são definidos tanto pela composição primária, estruturas deposicionais, textura e fábrica, controlados pelo contexto tectônico e estratigráfico, processos e ambientes de deposição, quanto pelos processos diagenéticos, desenvolvidos próximo à superfície e durante o soterramento.

O caso de estudo do Devoniano da Bacia de Solimões constitui um exemplo de petrofácies de reservatório definidas com base em poucos critérios. Como as estruturas, textura, fábrica e composição primária pouco variam na unidade e área estudadas, poucos critérios de agrupamento, todos referentes à diagênese, foram reconhecidos. Ao identificarem-se os mecanismos de preservação ou redução da porosidade das amostras, responsáveis pela heterogeneidade dos reservatórios, três petrofácies de reservatório foram definidas para o conjunto de dados da Bacia do Solimões. As petrofácies A, B e C representam diretamente diferentes qualidades de reservatório, correspondem a diferentes intervalos de porosidade, e puderam ser claramente diferenciadas em diagramas ilustrativos dos principais parâmetros petrográficos identificados. No entanto, as petrofácies de reservatório podem corresponder a nuvens difusas, que se sobrepõe nos gráficos definidos com base nos principais parâmetros petrográficos, principalmente quando correspondem a agrupamentos preliminares.

A variabilidade das feições petrográficas encontradas em um conjunto de amostras de uma mesma unidade estratigráfica pode ser bastante complexa, mesmo em uma mesma área geográfica. Como visto nos conjuntos das bacias de Campos, Talara, Sergipe-Alagoas e da Margem Equatorial, a soma de atributos de composição primária, diagenética e porosidade pode resultar na identificação de um grande número de petrofácies. Isso é comum nos casos nos quais as estruturas, fábrica, textura e composição primárias variam muito, ou naqueles com muitos processos e produtos diagenéticos importantes. Nesses casos, a porosidade e a permeabilidade original das amostras, sua redução ou ampliação podem ser definidas por uma série de fatores, cada qual um possível critério de agrupamento.

Diversas vezes, características genéticas principais das amostras são responsáveis pela delimitação dos agrupamentos, mesmo que não controlem diretamente sua porosidade e permeabilidade, ou não discriminem grupos segundo essas propriedades. No caso da Bacia de Talara, por exemplo, a textura, intensidade de cimentação e grau de compactação foram importantes critérios para a definição das petrofácies. Em muitos casos, a abundância e a mineralogia da cimentação e o empacotamento constituem critérios de agrupamento. Nesse sentido, o entendimento da evolução diagenética é, em diversos casos, um ponto de partida para a definição de petrofácies.

Em casos complexos, faz-se necessária a avaliação dos agrupamentos através de análises estatísticas, o que permite a delimitação das petrofácies segundo valores-limite dos volumes modais dos constituintes, em conjunto com grau de empacotamento, e/ou com estruturas, texturas ou fábrica características. Gráficos de porosidade *versus* tipos de cimentação podem ser especialmente úteis para a identificação de famílias de maior ou menor porosidade dentro de uma mesma petrofácies de reservatório. Da mesma maneira, a avaliação dos volumes de constituintes primários, como a biotita, os intraclastos ou feldspatos em relação à porosidade e granulometria pode ser utilizada para o refinamento das petrofácies, principalmente quando há uma importante geração de pseudomatriz por intensa compactação de grãos dúcteis, ou de porosidade secundária por dissolução de feldspatos. O conjunto de dados do Membro Mucuri, Bacia do Espírito Santo, teve parte de suas petrofácies definidas segundo limites estabelecidos por análises estatísticas. No entanto, a dispersão dos agrupamentos pode ser alta e não apresentar quebras evidentes. Nesse caso, a delimitação dos agrupamentos deverá ser reavaliada pelo petrólogo.

A caracterização da qualidade dos reservatórios e seus controles petrológicos pode ser dificultada na presença de um grande número de petrofácies, definidas algumas vezes sem relação direta com intervalos de porosidade. Nesses casos, o agrupamento de petrofácies em associações de petrofácies que apresentem qualidade de reservatório ou gênese semelhantes é um procedimento útil para a caracterização e modelamento de grandes grupos de amostras. A definição de associações de petrofácies pode ser baseada em aspectos relacionados às fácies deposicionais, ambientes de deposição ou porosidade total das amostras, por

exemplo. Em estudos voltados para a distribuição da qualidade dos reservatórios, petrofácies que compreendem rochas de granulometria fina, ou intensamente compactadas e/ou cimentadas, petrofácies poderão ser agrupadas em associações de petrofácies de baixa qualidade ou não-reservatórios. Por outro lado, petrofácies que apresentam altos valores de porosidade, como aquelas cuja cimentação e compactação foram limitadas, ou que apresentam grande geração de porosidade secundária, podem ser agrupadas em associações de petrofácies de reservatório de alta qualidade. De um outro ponto de vista, as associações de petrofácies podem ser atreladas às diferentes fácies ou associações de fácies deposicionais, particularmente em estudos cujo foco não está na qualidade dos reservatórios. No caso do Membro Mucuri, as petrofácies *SandMudHeterolite*, *MicrobialHeterolite*, *Mudstone*, *CompctMica*, *Smectite*, *Intraclastic*, *CalcSubst* e *Evaporite* correspondem essencialmente aos depósitos costeiros. As petrofácies *CalcCauliSand*, *SealSandCongl* e *FeldsparDiss* correspondem essencialmente a depósitos fluviais, enquanto as petrofácies *HybridSand*, *CalcCauliSealed*, *SealSandCalc* compreendem tanto amostras costeiras quanto fluviais. Em alguns casos, as associações de petrofácies podem então ser utilizadas para um maior entendimento da evolução diagenética das fácies deposicionais.

Petrofácies de reservatório podem ainda ser integradas a um contexto ou arcabouço estratigráfico, definidos em seções sísmicas. A correlação ou calibração de fácies ou horizontes sísmicos com petrofácies ou associações de petrofácies permitem estender as características genéticas e de qualidade reconhecidas, de forma a entender e prever a distribuição da qualidade dos reservatórios. As petrofácies propriamente definidas segundo esses critérios e metodologia devem ser consistentes quanto a intervalos de valores petrofísicos, e podem apresentar assinaturas características em perfis de poço e seções sísmicas. No caso de estudo da Bacia do Jequitinhonha, Jardim *et al.* (2011) demonstraram que o conceito de petrofácies de reservatório é uma ferramenta robusta para a modelagem de processos diagenéticos que afetam a qualidade dos reservatórios, assim como para a predição da qualidade de reservatórios segundo padrões reconhecidos em perfis de poço e seções sísmicas.

## 6.2. Definição semi-automática de petrofácies por ferramentas computacionais

A análise petrográfica de grandes conjuntos de dados é uma tarefa que consome grande quantidade de tempo e que deve ser realizada por especialistas no assunto. Este processo é, na sua maior parte, manual. O conhecimento geológico é amplamente utilizado, desde o reconhecimento das feições petrográficas, a interpretação do impacto das principais feições sobre a qualidade dos reservatórios, até a identificação de critérios de agrupamento. No entanto, a identificação e definição de agrupamentos pode ser vista como um problema essencialmente numérico, que pode ser abordado por ferramentas que utilizam algoritmos de mineração de dados e inteligência artificial. Um algoritmo em desenvolvimento no Instituto de Informática da UFRGS busca definir agrupamentos de amostras que correspondam àqueles definidos de forma manual por um especialista. Através da análise numérica de resultados de petrografia sistemática quantitativa, são definidos agrupamentos que são então comparados com as petrofácies definidas pelos petrólogos. Os resultados apresentados na Tabela 11 indicam que a ferramenta é capaz de definir agrupamentos próximos àqueles definidos manualmente, apresentando valores altos de acerto para alguns dos casos de estudo. Em parte dos casos, os atributos que a ferramenta considerou importantes para a definição de agrupamento não corresponderam àqueles priorizados pelo especialista. Todos os atributos composicionais e texturais são considerados igualmente importantes durante a seleção de critérios de agrupamento realizada pelo algoritmo. Dessa maneira, petrofácies distinguidas apenas pela textura, fábrica, ou que apresentam algum constituinte primário-chave em volume especificado não costumam ser bem identificadas pelo algoritmo. Nesses casos, não existe correspondência entre grupos definidos pelo algoritmo e as petrofácies definidas pelos petrólogos, resultando em uma baixa acurácia. A entrada de conhecimento geológico na ferramenta através da atribuição de pesos aos atributos que comumente exercem maior impacto sobre a qualidade dos reservatórios deve ser uma alternativa para a redução desses erros. Por outro lado, em alguns casos a definição manual das petrofácies de reservatório pode ter ocorrido através da utilização de critérios inadequados, ou de pesos ou volumes incorretos para alguns dos critérios, de forma que os agrupamentos

definidos de forma semi-automática podem representar petrofácies mais consistentes do que as definidas pelo petrólogo. De forma geral, as ferramentas computacionais apresentam um bom potencial para a definição semi-automática de petrofácies e representam uma maneira de reduzir o tempo consumido na identificação e definição de agrupamentos, constituindo importantes aliadas para a análise de conjuntos volumosos de dados.

## 7. CONCLUSÕES

1. O conceito de petrofácies de reservatório sistematiza o emprego dos dados gerados na análise petrográfica para a compreensão e previsão da distribuição da qualidade de reservatório. A definição de petrofácies de reservatório requer um entendimento do impacto das principais feições petrográficas sobre a qualidade dos reservatórios.
2. Petrofácies de reservatório constituem ferramentas robustas para a caracterização e predição da qualidade de reservatórios. Através da análise sistemática dos atributos petrográficos que impactam a qualidade dos reservatórios, são definidos grupos que apresentam gênese e/ou qualidade de reservatório semelhantes.
3. Petrofácies de reservatório definidas segundo aspectos genéticos das amostras são especialmente úteis para o entendimento da evolução diagenética das fácies deposicionais e redistribuição da qualidade de reservatórios.
4. Através da integração das petrofácies de reservatório com o contexto estratigráfico da bacia, modelos tri-dimensionais de distribuição da qualidade dos reservatórios podem ser gerados.
5. Os agrupamentos propriamente definidos devem apresentar características petrofísicas semelhantes, e podem apresentar assinaturas características em perfis de poço e sísmica. Dessa maneira, petrofácies de reservatório podem ser utilizadas para a predição da qualidade dos reservatórios.
6. Ferramentas computacionais apresentam um bom potencial para a definição semi-automática de petrofácies. No entanto, em seu estado atual de desenvolvimento, não substituem a definição manual de petrofácies de reservatório.

## 8. REFERÊNCIAS

- ALTENHOFEN, S. **Controles deposicionais e diagenéticos sobre a porosidade dos reservatórios líticos do pré-sal da Bacia de Sergipe-Alagoas, nordeste do Brasil**. 2017. 99f. Dissertação (Mestrado em Geociências) - Instituto de Geociências, Curso de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.
- ABELS, H. A.; ABDUL A. H.; CALVO, J. P.; TUENTER, E. Shallow lacustrine carbonate microfacies document orbitally paced lake-level history in the Miocene Teruel Basin (North-East Spain). *Sedimentology*, 56(2), 399-419. 2009.
- AL-JUBOURY, A. I; AL-HADIDY, A. H. Petrology and depositional evolution of the Paleozoic rocks of Iraq. *Marine and Petroleum Geology*, 26(2), 208-231. 2009.
- AMIRSHAHKARAMI, M.; KARAVAN, M. Microfacies models and sequence stratigraphic architecture of the Oligocene–Miocene Qom Formation, south of Qom City, Iran. *Geoscience Frontiers*, 6(4), 593-604. 2015.
- AZAMBUJA, N. C.; ABREU, C. J.; HORSCHUTZ, P. M., CANDIDO, A.; RAMOS, E. M. Estudo sedimentológico, faciológico e diagenético dos conglomerados do campo petrolífero de Carmópolis: XXXI Congresso Brasileiro de Geologia. *Anais*, 1, 240-253. 1980.
- BHATTACHARYA, S.; DOVETON, J. H.; CARR, T. R.; GUY, W. J.; GERLACH, P.M. Integrated core-log petrofacies analysis in the construction of a reservoir geomodel: A case study of a mature Mississippian carbonate reservoir using limited data. *AAPG Bulletin*, v. 89, p. 1257-1274, 2005.
- BONNELL, L. M. et al. The Use of Petrofacies for Reservoir Quality Prediction Using Diagenetic Models. In: AAPG Annual Meeting 2001. 2001.
- BROWN, J. S. Suggested use of the word microfacies. *Economic Geology*, v. 38, n. 4, p. 325, 1943.
- CANDIDO, A.; WARDLAW, N. C. Reservoir geology of the Carmópolis oil field, Brazil. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 33(4), 379-395. 1985.
- CARVALHO, A. S. G.; DANI, N.; DE ROS, L. F.; ZAMBONATO, E. E. The impact of early diagenesis on the reservoir quality of pre-salt (Aptian) sandstones in the

Espirito Santo basin, Eastern Brazil. *Journal of Petroleum Geology*, v. 37, n. 2, p. 127-141, 2014.

CHING, B. Y.; FRIEDMAN, G.M. Subsurface Arbuckle Group (Cambro-Ordovician) in the Bowman Well of the Wilburton Field in the Arkoma Basin, Oklahoma; Depositional facies, diagenetic signatures, petrophysical aspects, and economic potential. *Carbonates and Evaporites*, v. 15, n. 1, p. 49-80, 2000.

CRITELLI, S.; NILSEN, T. H. Provenance and stratigraphy of the eocene tejon formation, western Tehachapi mountains, San Emigdio mountains, and southern San Joaquin basin, California. *Sedimentary Geology*, v. 136, n. 1, p. 7-27, 2000

DAUDT, J.; GROSSO, S.; SULLIVAN, M. D. Sea-level changes and tectonic influence in the deposition of the Cabo Blanco Member : Example of an Eocene FluvioEstuarine system in Talara Basin, NW Peru. *Boletín de la Sociedad Geológica del Peru*, v. 97, p. 67-80, 2004.

DAUDT, J.; SCHERER, C. Arquitetura de fácies e evolução estratigráfica dos reservatórios flúvio-deltaicos da Formação Echinocyamus (Eoceno Inferior) na área do Lote 10 (Bacia de Talara, Noroeste do Peru). *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 14, n. 1, p. 27-45, 2006.

DAVIS, L. **Handbook of genetic algorithms**. 1991.

DE ROS, L.F; GOLDBERG, K. **Echinocyamus Formation, Talara Basin, Peru - Petrographic Analysis, Reservoir Petrofacies Definition**. Final Report. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2006.

DE ROS, L.F.; GOLDBERG, K. **Reservoir petrofacies: a tool for quality characterization and prediction**. In: AAPG, Annual Convention and Exhibition, Long Beach, Abstracts Volume. 2007. p. 1.

DE ROS, L.F.; GOLDBERG, K.; ABEL, M.; VICTORETI, F.I.; MASTELLA, L.; CASTRO, E. **Advanced Acquisition and Management of Petrographic Information from Reservoir Rocks Using the PETROLEDGE ® System**. In: AAPG, Annual Convention and Exhibition, 2007. p. e4. The American Association of Petroleum Geologists, Long Beach, CA, USA, Extended Abstracts CD, 6pp. 2007.

- DE ROS et al. **Integrated Study of the Upper Cretaceous Sandstones from the Polvo Field Area, Campos Basin**. Final Report. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2013.
- DE ROS et al. **Controles Depositionais e Diagenéticos sobre a Porosidade de Arenitos Cretácicos de Áreas Offshore das Bacias Potiguar e do Ceará, Margem Equatorial Brasileira**. Relatório Final. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2016
- DICKINSON, W. R. Interpreting detrital modes of graywacke and arkose. *Journal of Sedimentary Research*, v. 40, n. 2, 1970.
- DICKINSON, W. R.; RICH, E. I. Petrologic intervals and petrofacies in the Great Valley sequence, Sacramento Valley, California. *Geological Society of America Bulletin*, v. 83, n. 10, p. 3007-3024, 1972.
- DICKINSON, W. R.; SEELY, D. R. Structure and stratigraphy of forearc regions. *AAPG Bulletin*, 63(1), 2-31, 1979.
- DICKINSON, W. R.; LAWTON, T.F. Tectonic setting and sandstone petrofacies of the Bisbee basin (USA–Mexico). *Journal of South American Earth Sciences*, v. 14, n. 5, p. 475-504, 2001.
- DICKINSON, W. R.; LAWTON, T. F.; PECHA, M.; DAVIS, S. J.; GEHRELS, G. E.; Young, R. A. Provenance of the Paleogene Colton Formation (Uinta Basin) and Cretaceous–Paleogene provenance evolution in the Utah foreland: Evidence from U-Pb ages of detrital zircons, paleocurrent trends, and sandstone petrofacies. *Geosphere*, 8(4), 854-880, 2012.
- ERIKSSON, M. E. et al. Biotic dynamics and carbonate microfacies of the conspicuous Darrivilian (Middle Ordovician) 'Täljsten' interval, south-central Sweden. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, v. 367, p. 89-103, 2012.
- FLÜGEL, E. **Microfacies analysis of carbonate rocks**. Analysis, interpretation and application. Springer, Berlin, 2004.
- FOLK, R.L. **Petrology of sedimentary rocks**. Austin, Texas, Hemphill's Pub., 107pp.1968.

- FOLK, R. L.; ANDREWS, P. B.; LEWIS, D. Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand. **New Zealand journal of geology and geophysics**, v. 13, n. 4, p. 937-968, 1970.
- GANDOLFI, G.; PAGANELLI, L.; ZUFFA, G. Petrology and dispersal pattern in the Marnoso-arenacea Formation (Miocene, Northern Apennines). **Journal of Sedimentary Research**, v. 53, n. 2, p. 493-507, 1983.
- GILBERT, W. G.; DICKINSON, W. R. Stratigraphic variations in sandstone petrology, Great Valley sequence, central California coast. **Geological Society of America Bulletin**, v. 81, n. 3, p. 949-954, 1970.
- GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHESI, C. F. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing Atlantic type basin. **Divergent/passive margin basins**. 48. 3-79, 1990.
- HÄRDLE, W; SIMAR, L. **Cluster Analysis**. In:\_\_\_ . Applied multivariate statistical analysis. Berlin: Springer, cap. 13, p. 385 - 406, 2007.
- HENDRIX, M. S. Evolution of Mesozoic sandstone compositions, southern Junggar, northern Tarim, and western Turpan basins, northwest China: a detrital record of the ancestral Tian Shan. **Journal of Sedimentary Research**, v. 70, n. 3, p. 520-532, 2000.
- INGERSOLL, R. V. Actualistic sandstone petrofacies: discriminating modern and ancient source rocks. **Geology**, v. 18, n. 8, p. 733-736, 1990.
- JARDIM, C. M.; DE ROS, L. F.; KETZER, J. M. Reservoir quality assessment and petrofacies of the lower Cretaceous siliciclastic, carbonate and hybrid arenites from the Jequitinhonha basin, eastern Brazil. **Journal of Petroleum Geology**, v. 34, n. 3, p. 305-335, 2011.
- JARDIM, C. M. **Controles deposicionais sobre os padrões diagenéticos dos arenitos do cretáceo inferior da Bacia de Jequitinhonha, margem sudeste do Brasil**. 2008. 175 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) - Instituto de Geociências, Curso de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.
- JOHNSSON, M. J. The system controlling the composition of clastic sediments. Special Papers-**Geological society of america**, p. 1-1, 1993.

- KOPASKA-MERKEL, D. C.; FRIEDMAN, G. M. Petrofacies analysis of carbonate rocks: example from lower Paleozoic Hunton Group of Oklahoma and Texas. ***AAPG Bulletin***, v. 73, n. 11, p. 1289-1306, 1989.
- KUCHLE et al. **Integrated geological study of the Mucuri Formation, Espírito Santo Basin**. Final Report. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2018.
- KULICK, J.; LEIFELD, D.; THEUERJAHN, A. K. A geochemical and petrofacies study of the Kupferschiefer in Hesse, Federal Republic of Germany. ***Sediment-hosted stratiform copper deposits: Special Paper***, v. 36, p. 567-570, 1989.
- LARGE, E.; INGERSOLL, R. V. Miocene and Pliocene sandstone petrofacies of the northern Albuquerque Basin, New Mexico, and implications for evolution of the Rio Grande Rift. ***Journal of Sedimentary Research***, v. 67, n. 3, 1997.
- LIMA, R. D.; DE ROS, L. F. The role of depositional setting and diagenesis on the reservoir quality of Devonian sandstones from the Solimoes Basin, Brazilian Amazonia. ***Marine and Petroleum Geology***, v. 19, n. 9, p. 1047-1071, 2002.
- MARENSSI, S. A.; NET, L. I.; SANTILLANA, S. N. Provenance, environmental and paleogeographic controls on sandstone composition in an incised-valley system: the Eocene La Meseta Formation, Seymour Island, Antarctica. ***Sedimentary Geology***, v. 150, n. 3, p. 301-321, 2002.
- MELLO, M. R. et al. Selected petroleum systems in Brazil. ***Memoirs-American Association of Petroleum Geologists***, p. 499-499, 1994.
- MIALL, A. D. In defense of facies classifications and models. ***Journal of Sedimentary Research***, v. 69, n. 1, p. 2-5, 1999.
- MICHAELSEN, P.; HENDERSON, R. A. Sandstone petrofacies expressions of multiphase basinal tectonics and arc magmatism: Permian–Triassic north Bowen Basin, Australia. ***Sedimentary Geology***, v. 136, n. 1, p. 113-136, 2000.
- ROUSSEUW, Peter J. Silhouettes: a graphical aid to the interpretation and validation of cluster analysis. ***Journal of computational and applied mathematics***, v. 20, p. 53-65, 1987.

- SAVOY, L. E.; STEVENSON, R. K.; MOUNTJOY, E. W. Provenance of Upper Devonian-Lower Carboniferous miogeoclinal strata, southeastern Canadian Cordillera: Link between tectonics and sedimentation. ***Journal of Sedimentary Research***, v. 70, n. 1, 2000.
- SCHRANK, A. B.; ALTENHOFEN, S. D.; DE ROS, L. F. Diagenetic Preservation and Modification of Porosity in Aptian Lithic Reservoirs from the Sergipe–alagoas Basin, Ne Brazil. ***Journal of Sedimentary Research***, 87(11), p 1156-1175. 2017a.
- STANLEY, K. O. Sandstone petrofacies in the Cenozoic High Plains sequence, eastern Wyoming and Nebraska. ***Geological Society of America Bulletin***, v. 87, n. 2, p. 297-309, 1976.
- SWE, W; DICKINSON, W. R. Sedimentation and thrusting of late Mesozoic rocks in the Coast Ranges near Clear Lake, California. ***Geological Society of America Bulletin***, v. 81, n. 1, p. 165-188, 1970.
- TESTA, G.; LUGLI, S. Gypsum–anhydrite transformations in Messinian evaporites of central Tuscany (Italy). ***Sedimentary Geology***, v. 130, n. 3, p. 249-268, 2000.
- TROP, J. M.; RIDGWAY, K. D. Petrofacies and provenance of a Late Cretaceous suture zone thrust-top basin, Cantwell Basin, central Alaska Range. ***Journal of Sedimentary Research***, v. 67, n. 3, p. 469-485, 1997.
- VIEIRA, R. A. B.; MENDES, M. P.; VIEIRA, P. E.; COSTA, L. A. R.; TAGLIARI, C. V.; BACELAR, L. A. P.; FEIJÓ, F. J. Bacias do Espírito Santo e Mucuri. ***Boletim de Geociências da Petrobras***, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p.191–202, jan./mar. 1994.
- WATNEY, W. L.; GUY, W. J.; DOVETON, J. H.; BHATTACHARYA, S.; GERLACH, P. M.; BOHLING, G. C.; CARR, T. R. Memoir 71, Chapter 6: **Petrofacies Analysis -- A Petrophysical Tool for Geologic/Engineering Reservoir Characterization**. 1999.
- WINTER, W. R. et al. Bacia de campos. ***Boletim de Geociências da PETROBRAS***, v. 15, n. 2, p. 511-529, 2007.
- WITTEN, I. H.; FRANK, E.; HALL, M. A.; PAL, C. J. **Data Mining: Practical machine learning tools and techniques**. Morgan Kaufmann, 2016.

ZUFFA, Gian Gaspare. Hybrid arenites; their composition and classification. **Journal of Sedimentary Research**, v. 50, n. 1, p. 21-29, 1980.

## 9. ANEXOS (CD)

- 1) Monografia em formato digital.
- 2) Descrições petrográficas das lâminas clásticas do Membro Mucuri, separadas segundo o ambiente (fluvial ou costeiro).
- 3) Descrições petrográficas das lâminas de rochas não-clásticas do Membro Mucuri.
- 4) Lista de lâminas do Membro Mucuri, Bacia do Espírito Santo, separadas por petrofácies de reservatório.
- 5) Representação gráfica das métricas (coeficiente de silhueta *versus* ARI) para cada caso de estudo analisado pelo algoritmo do INF.