



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA

JOÃO VÍTOR FRAGA MENCHICK

**DIAGÊNESE E EVOLUÇÃO DA POROSIDADE DE RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS ALBIANOS DA BACIA DE CAMPOS**

Porto Alegre, 2023

JOÃO VÍTOR FRAGA MENCHICK

**DIAGÊNESE E EVOLUÇÃO DA POROSIDADE DE RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS ALBIANOS DA BACIA DE CAMPOS**

Trabalho de Conclusão de 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 III, como requisito parcial para obtenção do grau do Bacharel em Geologia.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Amanda Goulart Rodrigues

Orientador: Prof. Dr. Luiz Fernando De Ros

Porto Alegre, 2023

CIP - Catalogação na Publicação

Fraga Menchick, João Vítor

Diagênese e evolução da porosidade de reservatórios carbonáticos albianos da Bacia de Campos / João Vítor Fraga Menchick. -- 2023.

61 f.

Orientadora: Amanda Goulart Rodrigues.

Coorientador: Luiz Fernando De Ros.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) -- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto de Geociências, Curso de Geologia, Porto Alegre, BR-RS, 2023.

1. Petrologia Sedimentar. 2. Diagênese. 3. Carbonáticas. 4. Reservatório. 5. Grupo Macaé. I. Goulart Rodrigues, Amanda, orient. II. De Ros, Luiz Fernando, coorient. III. Título.

JOÃO VÍTOR FRAGA MENCHICK

**DIAGÊNESE E EVOLUÇÃO DA POROSIDADE DE RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS ALBIANOS DA BACIA DE CAMPOS**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Geologia” e aprovado em sua forma final pelo Curso de Geologia, obtendo conceito .

Porto Alegre, 31 de março de 2023.

Profa. Dra. Lauren da Cunha Duarte
Coordenadora do Curso

Banca Examinadora:

Dra. Rosalia Barili
Instituto do Petróleo e Recursos Naturais (IPR-PUCRS)

Profa. Dra. Maria Alejandra Pivel
Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS)

MSc. Sabrina Altenhofen
Programa de Pós-Graduação em Geociências (PPGGEO-UFRGS)

Dedico este trabalho ao meu avô, Ernesto Menchick Filho. Apesar da ausência de qualquer formação escolar, foste uma das pessoas mais brilhantes que já conheci.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a todos os familiares que me apoiaram desde cedo, especialmente minha mãe.

A todas as instituições envolvidas no desenvolvimento desse projeto, principalmente à Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), ao Programa de Recursos Humanos (PRH-14.1) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e à Shell Brasil Petróleo Ltda.

Ao Instituto de Geociências (IGEO-UFRGS), pelo financiamento da sessão de Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV), e ao Daniel Triboli do Laboratório de Geologia Isotópica (LGI), pelo auxílio na execução das análises.

Aos orientadores que acompanharam e guiaram essa etapa final de forma incrível. Profa. Amanda Goulart Rodrigues, com suas caronas, conhecimento e disponibilidade e Prof. Luiz Fernando De Ros, pelos conselhos e ensinamentos compartilhados ao longo desses últimos anos.

À Profa. Taís Freitas da Silva, por desempenhar um papel crucial na minha formação acadêmica como primeira orientadora.

Aos inúmeros professores que de alguma forma contribuíram para a minha formação como geólogo, principalmente àqueles presentes no Mapeamento Geológico Básico.

Ao Garibaldi Armelenti e à Mariane Trombetta, por toda ajuda e supervisão durante esse período.

Aos parceiros de mapeamento, integrantes da Faixa V e amigos que desempenham o papel de família, Gabriel Link e Mariana Vitkoski.

Aos integrantes dos grupos “call” e “geobbks”, pelos *lobbies* e discussões pertinentes ao longo da graduação. Especialmente aos amigos Lucas Luiz de Andrade, Thiago Mohr e Ronaldo Cechetti.

A uma das pessoas mais importantes da minha formação pessoal, Anita Baldissera. Por estar presente e disponível nos momentos mais importantes, desde 2013.

A todas as pessoas que desempenharam papéis fundamentais e me apoiaram na reta final desse processo, especialmente à Emília Tanaami e à Júlia Carbonera.

“What difference does it make?”
E. Vedder - Indifference

RESUMO

Os carbonatos albianos do Grupo Macaé representam importantes reservatórios na Bacia de Campos. Essas rochas estão inseridas na fase drifte da bacia, em um contexto marinho transgressivo, no qual depósitos de rampa carbonática rasa e de energia alta a moderada foram sobrepostos por depósitos marinhos profundos. Os depósitos rasos representam a fase inicial de sedimentação marinha, caracterizados principalmente pelos dolomitos do Grupo Búzios e pelos calcarenitos e calcirruditos oolíticos, oncolíticos, peloidais e bioclásticos da Formação Quissamã, enquanto os depósitos marinhos profundos consistem nos calcilutitos, margas e folhelhos das formações Outeiro e Imbetiba. Em razão da grande variedade de configurações deposicionais e da influência diagenética posterior, que age tanto na redução quanto na geração de porosidade e permeabilidade, a análise do potencial dessas rochas como reservatórios de hidrocarbonetos torna-se essencial. O objetivo do trabalho foi caracterizar os constituintes primários, processos e produtos diagenéticos e tipos de poros de rochas da Formação Quissamã no poço ESP-22D-RJS, Campo de Espadarte, centro da Bacia de Campos, com o intuito de definir petrofácies de reservatório e avaliar sua qualidade como reservatórios. Vinte e sete amostras foram descritas e oito petrofácies de reservatório foram definidas para o intervalo estudado. Os principais processos diagenéticos reconhecidos foram a cimentação eodiagenética, compactação química e mecânica, e dissolução eodiagenética e mesodiagenética. Apesar da importância das condições primárias de sedimentação sobre a composição e a textura deposicionais, neste caso os processos e produtos diagenéticos representam fatores mais importantes na definição da qualidade dos reservatórios. Cimentação eodiagenética incipiente atuou como importante fator para suportar a fábrica e limitar a compactação, preservando a porosidade primária das rochas. No entanto, em alguns casos, a extensiva cimentação obliterou os espaços intersticiais, destruindo a porosidade. Tais processos condicionaram e impactaram diretamente a qualidade das rochas estudadas, caracterizadas como bons reservatórios, moderados reservatórios e não-reservatórios.

Palavras-chave: Grupo Macaé, qualidade de reservatórios, carbonatos marinhos, rampa rasa, diagênese.

ABSTRACT

The Albian carbonates of Macaé Group represent important reservoirs in Campos Basin. These rocks are inserted in the drift phase of this basin, within a transgressive marine context, where shallow carbonate ramp deposits of high to moderate energy were superimposed by deep marine deposits. The shallow deposits represent the initial phase of marine sedimentation, mainly characterized by dolostones of the Búzios Member and oolitic, oncolitic, peloidal and bioclastic calcarenites and calcirudites of the Quissamã Formation, while the deep marine deposits consist in calcilitites, marls and shales of Outeiro and Imbetiba formations. Due to the great variety of depositional settings, and the later diagenetic influence that acts both in the reduction and generation of porosity and permeability, the analysis of the potential of these rocks as hydrocarbon reservoirs is essential. The objective of this work was to characterize the primary constituents, diagenetic processes and products, and pore types of the Quissamã Formation in ESP-22D-RJS well, Espadarte Field, central area of Campos Basin, in order to define reservoir petrofacies and evaluate their reservoir quality. Twenty seven samples were described and eight reservoir petrofacies were defined in the studied interval. The main diagenetic processes recognized were the eogenetic cementation, chemical and mechanical compaction and eogenetic and mesogenetic dissolution. Despite the importance of primary depositional conditions on the composition and texture, in this case the diagenetic processes and products represent more important factors in the reservoir quality definition. Incipient eogenetic cementation acted as an important factor to support the fabric and limit compaction, preserving primary porosity. Nevertheless, in some cases, extensive cementation obliterated the interstitial spaces, destroying the porosity. Such processes directly conditioned and impacted the quality of the studied rocks, characterizing them as good reservoirs, moderate reservoirs and non-reservoirs.

Keywords: Macaé Group, reservoir quality, marine carbonates, shallow ramp, diagenesis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Mapa de localização do poço 3-ESP-22D-RJS, Campo de Espadarte, Bacia de Campos.	2
Figura 2 - Carta cronoestratigráfica da Bacia de Campos, com o intervalo do Grupo Macaé destacado em vermelho. Retirado de Winter <i>et al.</i> (2007).	6
Figura 3 - A) Dolostone com porosidade intercrystalina preenchida por crescimentos. (Polarizadores cruzados, XP). B) Preenchimento dos poros móldicos gerados a partir da dissolução de aloquímicos por calcita macrocrystalina, tingida de rosa. (XP). Extraído de Armelenti <i>et al.</i> , (2021).	7
Figura 4 - Calcarenito oncolítico-oolítico-peloidal com poros interpartícula cimentados por calcita em mosaico, e porosidade secundária intrapartícula gerada pela dissolução parcial dos oolitos e oncolitos. (Polarizadores descruzados, //P). B) Porosidade secundária móldica e intracrystalina gerada por dissolução de cristais de dolomita. (Polarizadores descruzados, //P). Extraído de Armelenti <i>et al.</i> , (2021).	8
Figura 5 - Janela do <i>software</i> Petroledge® contendo dados de quantificação, identificação do constituinte, hábito, modificador, localização, relação paragenética e qual o constituinte da relação.	11
Figura 6 - Representação esquemática dos componentes de um microscópio eletrônico de varredura. Extraído de Maliska (s.d.). Acesso em: https://www.usp.br/nanobiodev/wp-content/uploads/MEV_Apostila.pdf	17
Figura 7 - Fotomicrografias dos principais aspectos estruturais, texturais e de fábrica das rochas analisadas, todas adquiridas com polarizadores descruzados (//P): A) Calcarenito oolítico maciço poroso; B) Calcirrudito oncolítico peloidal maciço parcialmente cimentado; C) Calcirrudito oncolítico peloidal maciço com pseudomatriz peloidal resultante da compactação mecânica; D) Calcarenito oolítico maciço com empacotamento normal, com porosidade interpartícula obliterada pela cimentação, núcleos siliciclásticos substituídos por caulinita e poros de dissolução intrapartícula preenchidos por calcita; E) Calcarenito oolítico maciço com intenso fraturamento dos aloquímicos; F) Calcirrudito oncolítico peloidal compactado com fraturamento das partículas, contatos suturados e estilolitos com concentração de pirita microcrystalina.	19
Figura 8 - Fotomicrografias dos principais constituintes primários, todas com polarizadores descruzados (//P). A) Oóides em calcarenito oolítico; B) Oncóides e pelóides em calcarenito oncolítico peloidal; C) Intraclastos de areia carbonática e oncóides aglomerados em	

calcarenito oncolítico; D) Intraclastos de areia carbonática em calcirrudito oncolítico peloidal;	
E) Bioclasto de foraminífero bentônico e oncóides localmente substituídos por pirita framboidal; F) Bioclasto de equinoderma em calcarenito oncolítico com pelóides.....	22
Figura 9 – Fotomicrografias e imagens de MEV dos principais produtos diagenéticos. Todas as fotomicrografias foram adquiridas em polarizadores descruzados (//P): A) Franjas de calcita cobrindo aloquímicos; B) Crescimento sintaxial de calcita sobre equinoderma; C) Mosaico drusiforme de calcita preenchendo poro interpartícula; D) Cristais de calcita escalenoédrica reduzindo porosidade interpartícula; E) Mosaico de calcita, imagem de elétrons retroespalhados (BSE); F) Franjas de calcita e calcita escalenopédrica (BSE).	25
Figura 10 - Fotomicrografias e imagens eletrônicas dos principais produtos diagenéticos. A) Pirita framboidal substituindo oncoide (//P); B) Pirita framboidal e microcristalina (BSE); C) Pirita preenchendo câmaras de foraminífero (//P); D) Caulinita substituindo núcleo de feldspato em oóide (XP); E) Caulinita lamelar substituindo e expandindo muscovita (XP); F) Cimentação intrapartícula por calcita blocosa (BSE).....	26
Figura 11 - Fotomicrografias evidenciando feições da porosidade, todas adquiridas em polarizadores descruzados (//P): A) Poros interpartícula em calcarenito oncolítico; B) Poro intrapartícula resultante da dissolução de oóides em calcarenito oolítico cimentado; C) Porosidade interpartícula e intrapartícula em calcirrudito oncolítico peloidal; D) Poro vugular em pseudomatriz compactacional; E) Porosidade de canal em calcirrudito oncolítico peloidal; F) Poros de fratura em aloquímicos.....	30
Figura 12 - Gráfico de elementos químicos gerados pela Espectrometria por Energia Dispersiva (EDS).....	35
Figura 13 - Calcarenito oolítico maciço imageado por meio da Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV). A imagem realça os teores de Mg contidos nos aloquímicos.	35
Figura 14 - Sumarização da evolução diagenética estudada. A espessura das linhas representa a intensidade de cada processo.	40

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Classificação de Dunham (1962), modificada por Embry & Klovan (1971).....	13
Quadro 2 - Classificação de Grabau (1904), Brankamp & Powers (1958).	14

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Volume (%) dos principais aloquímicos nos calcarenitos analisados.	21
Tabela 2 - Volume (%) dos principais aloquímicos nos calcirruditos analisados.	21
Tabela 3 - Volume (%) dos principais produtos diagenéticos nos calcarenitos.	27
Tabela 4 - Volume (%) dos principais produtos diagenéticos nos calcirruditos.	27
Tabela 5 - Macroporosidade, Porosidade Petrofísica Total e Microporosidade e Permeabilidade (%) nos calcarenitos.	29
Tabela 6 - Macroporosidade, Porosidade Petrofísica Total, Microporosidade e Permeabilidade (%) nos calcirruditos.	29
Tabela 7 – Médias da Macroporosidade, Microporosidade, Permeabilidade e Qualidade de Reservatório de cada petrofácies definida.	40

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA	1
1.2 OBJETIVOS	3
2 ESTADO DA ARTE	4
3 MÉTODOS.....	10
3.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	10
3.2 PETROGRAFIA QUANTITATIVA E QUALITATIVA SISTEMÁTICA	11
3.3 DEFINIÇÃO DE PETROFÁCIES DE RESERVATÓRIO	15
3.4 MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA E ESPECTROMETRIA POR ENERGIA DISPERSIVA	15
3.5 INTEGRAÇÃO DOS DADOS	16
4 RESULTADOS	18
4.1 ESTRUTURA, TEXTURA E FÁBRICA	18
4.2 CONSTITUINTES PRIMÁRIOS	20
4.3 PROCESSOS E PRODUTOS DIAGENÉTICOS.....	23
4.4 POROSIDADE.....	28
4.5 PETROFÁCIES DE RESERVATÓRIO.....	31
(CAOPO) Calcarenitos oolíticos porosos	31
(CAONPO) Calcarenitos oncolíticos porosos	31
(CRONPEPO) Calcirruditos oncolíticos peloidais porosos.....	32
(CAOOCI) Calcarenitos oolíticos cimentados	32
(CAONCI) Calcarenitos oncolíticos cimentados	33
(CAOOCO) Calcarenitos oolíticos compactados.....	33
(CAONCO) Calcarenitos oncolíticos compactados.....	33
(CRONPECO) Calcirruditos oncolíticos peloidais compactados	34
4.6 MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA E ESPECTROMETRIA POR ENERGIA DISPERSIVA	34

5 DISCUSSÃO	36
5.1 AMBIENTE DEPOSICIONAL	36
5.2 EVOLUÇÃO DIAGENÉTICA	37
5.3 QUALIDADE DE RESERVATÓRIO	40
6 CONCLUSÕES.....	42
REFERÊNCIAS	44

1 INTRODUÇÃO

1.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

Reservatórios carbonáticos são de grande importância para a exploração e exploração de óleo e gás ao redor de todo o mundo, responsáveis por cerca de 50 % da produção (Mazzullo, 2004). Tais reservatórios apresentam complexa distribuição da sua porosidade e permeabilidade, controladas por diversos fatores deposicionais e diagenéticos (Machel, 2005).

As rochas carbonáticas albianas do Grupo Macaé constituem importantes reservatórios na Bacia de Campos, sendo que esta é responsável por cerca de 29 % da produção de óleo e 13 % da produção de gás do Brasil, segundo dados da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2020).

Inseridas na fase drifte da bacia, as rochas do Grupo Macaé representam unidades depositadas em regime transgressivo em ambiente marinho inicialmente raso (rampa carbonática rasa) de energia alta a moderada, passando posteriormente para ambiente marinho profundo (Winter *et al.*, 2007). A diagênese atua como importante fator modificador dessas rochas após a deposição, sendo caracterizada por uma variedade de processos e interações que impactam diretamente a porosidade. Diferentemente dos reservatórios siliciclásticos, nos quais a porosidade normalmente está localizada no espaço intergranular, as rochas carbonáticas apresentam uma variedade maior da distribuição e dos tipos de poros, como poros móldicos, vulgares, entre outros (Longman, 1980).

Investigações da diagênese e dos processos de evolução da porosidade em reservatórios carbonáticos são de suma importância para a exploração e exploração de hidrocarbonetos (Machel, 2005) e, conseqüentemente, para a relevância econômica desses reservatórios. Nesse sentido, o presente trabalho busca entender a composição primária e os processos diagenéticos das rochas carbonáticas do Grupo Macaé no poço 3-ESP-22D-RJS (Campo de Espadarte, centro da Bacia de Campos), bem como suas influências na geração e/ou destruição da porosidade e permeabilidade

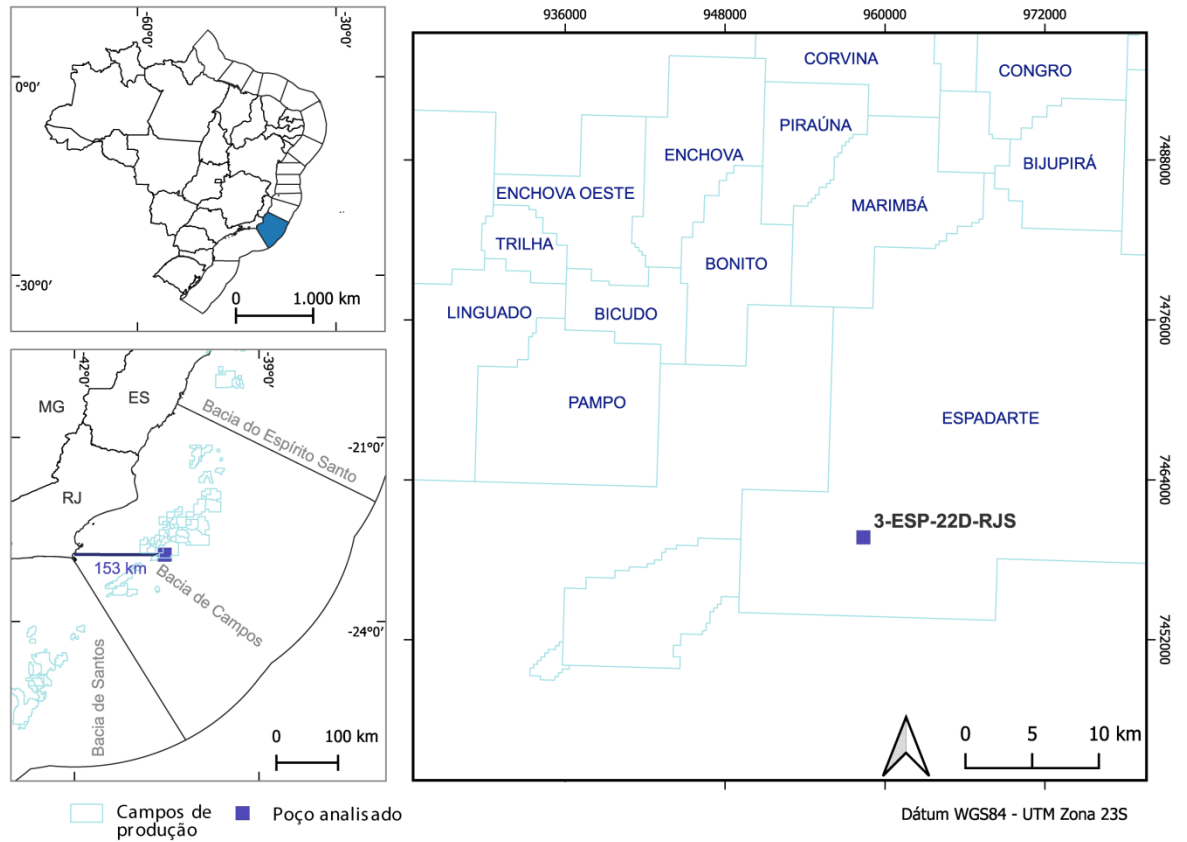


Figura 1- Mapa de localização do poço 3-ESP-22D-RJS, Campo de Espadarte, Bacia de Campos.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é estudar os processos e produtos diagenéticos, suas relações com a composição original, e sua influência sobre a porosidade e permeabilidade das rochas carbonáticas albianas da Formação Quissamã, seção basal do Grupo Macaé (Bacia de Campos). O estudo desenvolvido nesta monografia está inserido no contexto do projeto “Carbonatos Pós-Sal – Estudo multidisciplinar Integrado nas Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo” em execução pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) para a Shell.

Objetivos específicos:

- 1) Caracterizar as rochas da Formação Quissamã a partir da identificação de seus constituintes primários, produtos diagenéticos e tipos de poros, bem como suas interações e relações.
- 2) Definir petrofácies de reservatório segundo o conceito de De Ros e Goldberg (2007).
- 3) Avaliar e definir a qualidade de reservatório de cada petrofácies, a partir dos dados petrológicos e petrofísicos.
- 4) Contribuir para o conhecimento e entendimento das heterogeneidades da diagênese e dos sistemas porosos de reservatórios carbonáticos.

2 ESTADO DA ARTE

A Bacia de Campos é uma das diversas bacias de margem continental brasileira, resultantes do processo de rifteamento e quebra do Gondwana no Cretáceo Inferior (Cainelli & Mohriak, 1999). Winter *et al.* (2007) definem a evolução da bacia em três fases principais: rifte, pós-rifte ou transicional e drifte ou marinha (margem passiva) (Figura 2)

As acumulações de hidrocarbonetos da bacia têm como geradoras unicamente os folhelhos rifte da Formação Lagoa Feia, ocorrendo em uma grande complexidade de reservatórios, tanto siliciclásticos quanto carbonáticos. As rochas carbonáticas albianas do Grupo Macaé, constituem importantes reservatórios da fase drifte, depositadas em condições marinhas rasas e profundas. Os depósitos rasos e de alta energia consistem principalmente em dolostones e calcarenitos compostos por oóides, oncóides, pelóides e bioclastos. Essas rochas caracterizam o início da sedimentação da fase marinha, representada pelos depósitos dolomitizados do Grupo Búzios e pelos calcários da Formação Quissamã. Os depósitos profundos, oriundos do basculamento e subsidência, consistem nos calcilutitos da Formação Outeiro e nas margas e folhelhos da Formação Imbetiba (Winter *et al.*, 2007).

Modelos deposicionais e de evolução diagenética dos depósitos carbonáticos albianos foram discutidos na literatura. Por meio de análise paleoecológica, Azevedo *et al.* (1987) e Koutsoukos & Dias-Brito (1987) descreveram o ambiente inicial como uma rampa de baixo gradiente, coberta por águas rasas por grandes extensões. Azevedo (2004) faz uma analogia entre os aspectos climáticos e químicos dos ambientes cretáceos ao atual Mar Vermelho, enquanto Spadini *et al.* (1988) e Robaina *et al.* (1993) os comparam ao atual Golfo Pérsico e suas condições áridas e hipersalinas. Estes últimos autores interpretam o sistema deposicional como estruturado na forma de bancos (*shoals*), em que as fácies de maior energia (oolíticas) se concentram no topo e as fácies de energia moderada (oncolíticas-peloidais) se concentram nos flancos e depressões *intershoals*. Azevedo (2004) defende a ideia de um ambiente restrito, suportada pela baixa diversidade da biota presente. Por outro lado, Carozzi *et al.* (1983) caracterizam a passagem pelo contínuo aprofundamento de um ambiente deposicional de rampa rasa para um ambiente marinho profundo. Além das condições deposicionais, processos diagenéticos também desempenham grande papel na

geração e/ou destruição da porosidade das rochas, conseqüentemente impactando diretamente na sua qualidade como reservatórios (Machel, 2005).

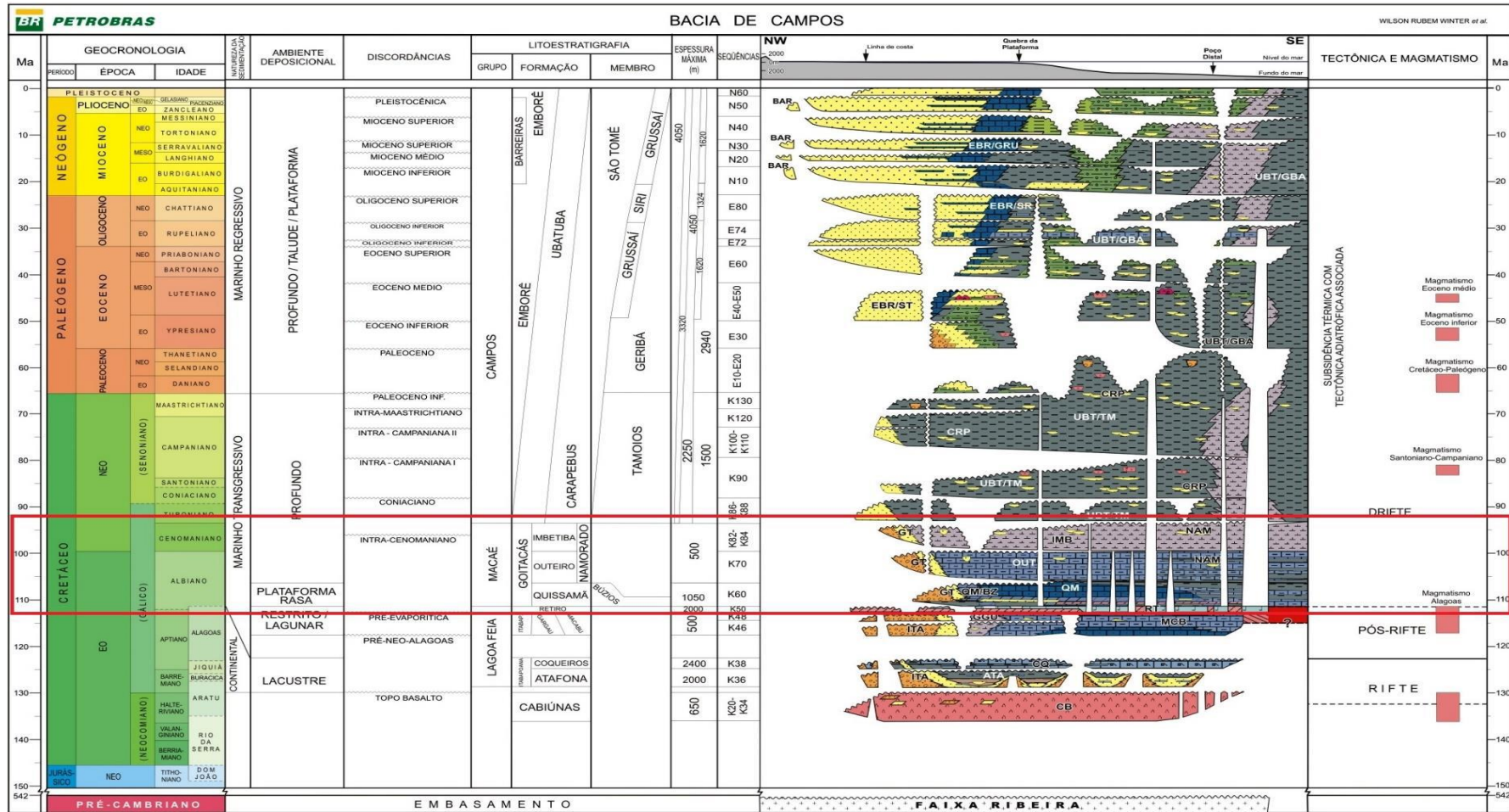


Figura 2 - Carta cronoestratigráfica da Bacia de Campos, com o intervalo do Grupo Macaé destacado em vermelho. Retirado de Winter *et al.* (2007).

Longman (1980) reconhece quatro grandes ambientes na eodiagênese de carbonatos marinhos rasos: marinho freático, meteórico vadoso, meteórico freático e mistura marinho-meteórico. Cada ambiente responde de forma distinta em relação à saturação da água em carbonato, resultando em processos e produtos distintos.

Diferentemente da rápida acumulação de sedimentos carbonáticos em plataformas e rampas marinhas rasas, o ambiente marinho profundo é caracterizado por acumulação lenta, que ocorre a partir da deposição de plâncton calcário. James & Choquette (1984) definem quatro zonas nos oceanos modernos: zona de precipitação, zona de dissolução parcial, zona de dissolução ativa e zona não carbonática.

Armelenti *et al.* (2021) interpretaram que a intensa dolomitização do Grupo Búzios ocorreu principalmente durante um estágio diagenético inicial, diretamente relacionada ao ambiente de deposição e às condições climáticas (ambiente raso, restrito, árido). A dolomita ocorre substituindo aloquímicos e cimentos precoces. Processos posteriores contribuíram para o crescimento dos cristais de dolomita, promovendo a redução da porosidade e da conexão do sistema, diminuindo a permeabilidade e a qualidade dos reservatórios (Figura 3).

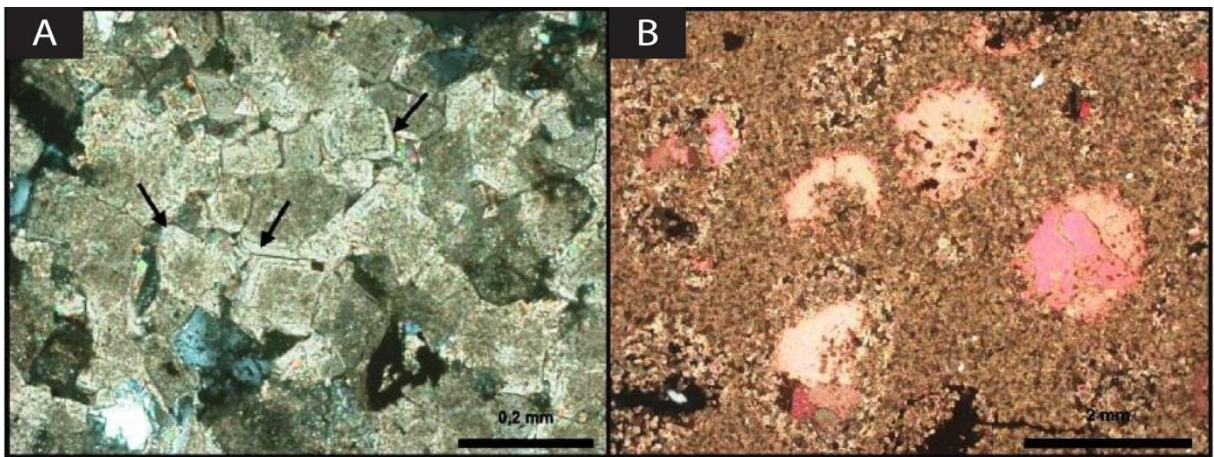


Figura 3 - A) Dolostone com porosidade intercrystalina preenchida por crescimentos. (Polarizadores cruzados, XP). B) Preenchimento dos poros móldicos gerados a partir da dissolução de aloquímicos por calcita macrocristalina, tingida de rosa. (XP). Extraído de Armelenti *et al.*, (2021).

Trabalhos recentes descreveram e definiram as fácies da Formação Quissamã (*e.g.* Favoreto *et al.*, 2016; Okubo *et al.*, 2018; Armelenti *et al.*, 2021). Por conta da variedade de condições deposicionais e diagenéticas no ambiente de rampa rasa, os calcários dessa unidade

apresentam sistemas de poros complexos. A porosidade primária de depósitos carbonáticos particulados é maior em fácies de maior energia (calcarenitos oolíticos) e diminui em fácies de energia moderada (calcarenitos e calcirruditos constituídos por oncolitos, pelóides e intraclastos) e baixa energia (peloidais e/ou micríticas). Posteriormente, os processos e produtos diagenéticos alteraram extensivamente as configurações da porosidade, principalmente por meio da cimentação por calcita, compactação e dissolução de constituintes (Figura 4). Apesar da intensa redução ou até mesmo da completa obliteração da porosidade por cimentos diagenéticos e pela compactação mecânica e química, a diagênese também atuou na geração de porosidade secundária. Armelenti *et al.* (2021) interpretaram que a geração de macro- e microporosidade secundária ocorreu principalmente no estágio eodiagenético, pela percolação de fluidos meteóricos, mas também durante o soterramento, por processos mesodiagenéticos.

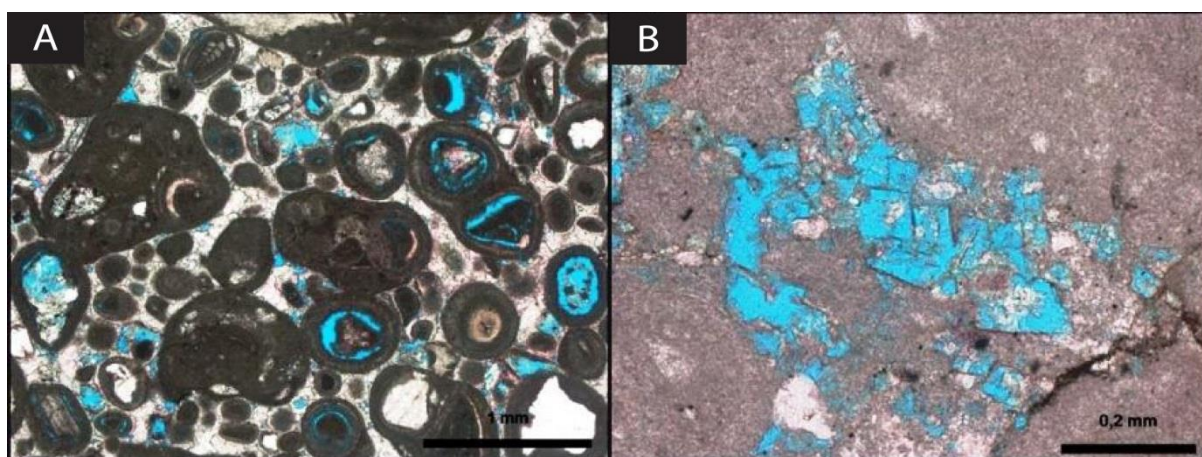


Figura 4 - Calcarenito oncolítico-oolítico-peloidal com poros interpartícula cimentados por calcita em mosaico, e porosidade secundária intrapartícula gerada pela dissolução parcial dos oolitos e oncolitos. (Polarizadores descruzados, //P). B) Porosidade secundária móldica e intracristalina gerada por dissolução de cristais de dolomita. (Polarizadores descruzados, //P). Extraído de Armelenti *et al.*, (2021).

Favoreto *et al.* (2016) também aplicam as definições de estágios diagenéticos detalhados por Longman (1980) aos carbonatos das formações Quissamã e Outeiro, definindo associações de fácies e corroborando interpretações anteriores acerca dos controles deposicionais para a geração dos bancos (*shoals*) oolíticos na rampa rasa, bem como o posterior afogamento gradual da mesma. Além disso, avaliaram o impacto das alterações

diagenéticas na qualidade dos reservatórios, descrevendo tanto processos de destruição a partir da cimentação e compactação, quanto de geração de macroporosidade por dissolução.

3 MÉTODOS

O presente trabalho está inserido no Projeto "Carbonatos Pós-Sal – Estudo multidisciplinar Integrado do Albiano nas Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo" em execução pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) para a Shell Brasil Petróleo Ltda. O estudo contempla a integração de descrições petrográficas quantitativas e qualitativas de 27 lâminas com outras técnicas analíticas executadas sobre amostras de testemunhos do poço 3-ESP-22D-RJS (Campo de Espadarte, Bacia de Campos). O trabalho envolveu cinco métodos principais para atingir os objetivos propostos, que são: revisão bibliográfica, caracterização petrográfica quantitativa e qualitativa sistemática, documentação fotomicrográfica, definição de petrofácies de reservatório (*sensu* De Ros & Goldberg, 2007), e microscopia eletrônica de varredura (MEV) com suporte de análises elementares por espectrometria de energia dispersiva (EDS). Por fim, os dados adquiridos foram integrados com modelos sedimentológicos e estratigráficos pré-existent para a unidade alvo e para análogos da literatura.

3.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A fase de revisão bibliográfica foi essencial para a execução do trabalho, abrangendo desde conceitos básicos relacionados à petrografia de carbonatos, diagênese e suas implicações para os reservatórios carbonáticos, até modelos deposicionais do Grupo Macaé, de modo a embasar as interpretações desenvolvidas.

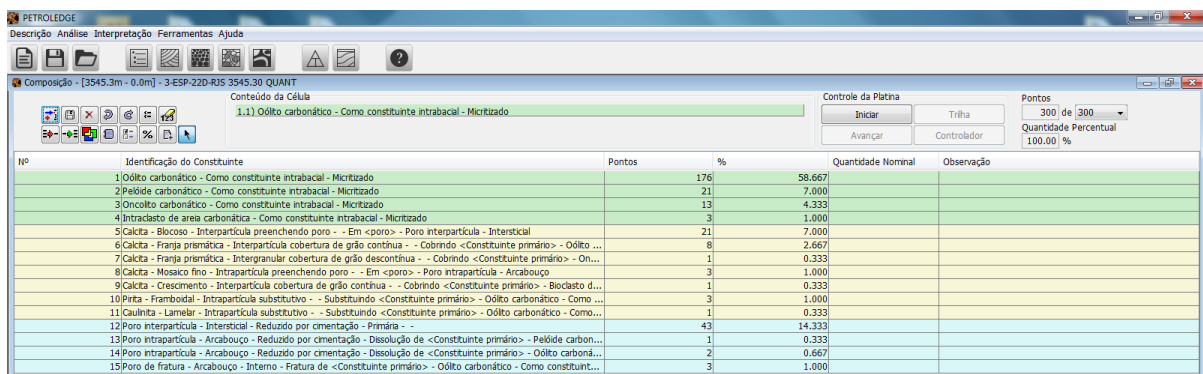
Uma compilação de artigos pertinentes ao intervalo de estudo (seção basal do Grupo Macaé, Bacia de Campos) foi feita, com ênfase nos modelos deposicionais e processos e produtos diagenéticos que influenciaram a porosidade dos reservatórios carbonáticos e, conseqüentemente, sua qualidade.

3.2 PETROGRAFIA QUANTITATIVA E QUALITATIVA SISTEMÁTICA

As 27 lâminas do poço 3-ESP-22D-RJS foram solicitadas à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Essas amostras foram descritas nos laboratórios vinculados ao Departamento de Mineralogia e Petrologia (DEMIPE) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

As lâminas delgadas foram preparadas a partir de amostras impregnadas com resina epoxy azul, a fim de ressaltar a porosidade presente nas rochas e preservar feições diagenéticas. Posteriormente, as lâminas foram tingidas com uma solução hidrocloreídrica de alizarina-S e ferrocianeto de potássio, visando distinguir as espécies minerais de carbonatos (Dickson, 1965).

As descrições petrográficas foram realizadas com o suporte do *software Petroledge®* (De Ros *et al.*, 2007), uma ferramenta utilizada para otimizar o processo de aquisição, processamento e compartilhamento dos dados. O funcionamento do *software* é iniciado por uma etapa de cadastramento da amostra, na qual informações como a localização e as profundidades são inseridas. Posteriormente, a descrição é realizada por meio da caracterização de estruturas e texturas da rocha, bem como o reconhecimento composicional, feito por meio da identificação dos constituintes primários, produtos diagenéticos e tipos de poros, e suas relações espaciais e paragenéticas (Figura 5).



№	Identificação do Constituinte	Pontos	%	Quantidade Normal	Observação
1	Oólito carbonático - Como constituinte intrabacal - Micritzado	176	58,667		
2	Pelóide carbonático - Como constituinte intrabacal - Micritzado	21	7,000		
3	Oncólito carbonático - Como constituinte intrabacal - Micritzado	13	4,333		
4	Intraclasto de areia carbonática - Como constituinte intrabacal - Micritzado	3	1,000		
5	Calca - Blocoso - Interpartícula preenchendo poro - - Em <poro> - Poro interpartícula - Intersticial	21	7,000		
6	Calca - Franja prismática - Interpartícula cobertura de grão contínua - - Cobrindo <Constituinte primário> - Oólito ...	8	2,667		
7	Calca - Franja prismática - Intergranular cobertura de grão descontínua - - Cobrindo <Constituinte primário> - Oh...	1	0,333		
8	Calca - Mosico fino - Intrapartícula preenchendo poro - - Em <poro> - Poro intrapartícula - Arcabouço	3	1,000		
9	Calca - Crescimento - Interpartícula cobertura de grão contínua - - Cobrindo <Constituinte primário> - Bioclasto d...	1	0,333		
10	Pirita - Framboal - Intrapartícula substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Oólito carbonático - Como...	3	1,000		
11	Caulinita - Lamelar - Intrapartícula substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Oólito carbonático - Como...	1	0,333		
12	Poro interpartícula - Intersticial - Reduzido por cimentação - Primária - -	43	14,333		
13	Poro intrapartícula - Arcabouço - Reduzido por cimentação - Dissolução de <Constituinte primário> - Pelóide carbon...	1	0,333		
14	Poro intrapartícula - Arcabouço - Reduzido por cimentação - Dissolução de <Constituinte primário> - Oólito carboná...	2	0,667		
15	Poro de fratura - Arcabouço - Interno - Fratura de <Constituinte primário> - Oólito carbonático - Como constituint...	3	1,000		

Figura 5 - Janela do *software* Petroledge® contendo dados de quantificação, identificação do constituinte, hábito, modificador, localização, relação paragenética e qual o constituinte da relação.

Os dados foram gerados de forma semi-quantitativa por meio de comparadores visuais utilizados para estimar as porcentagens de constituintes e porosidade. Seis lâminas representativas, com características distintas em relação à composição, processos diagenéticos e porosidade, foram descritas de forma quantitativa por contagem de trezentos pontos em cada lâmina, com o intuito de calibrar as descrições semi-quantitativas. A petrografia foi realizada em microscópios Leitz Laborlux e Leica DM750P em luz polarizada transmitida. A documentação fotomicrográfica das principais feições composicionais primárias e diagenéticas e da porosidade foi executada em um Microscópio Zeiss AXIO Imager A2, com câmera Zeiss AXIO cam. MRc acoplada, com o software Zen 2011™

As rochas foram classificadas segundo o sistema Dunham (1962); modificado por Embry & Klovan (1971), e segundo o sistema de Grabau (1904), Brankamp & Powers (1958). O primeiro sistema é definido por uma classificação puramente textural e descritiva, abordando as relações volumétricas entre os aloquímicos e micrita, como indicação da energia do ambiente deposicional (Quadro 1). O segundo é composto pela definição de três elementos: granulometria dos aloquímicos, presença de matriz e/ou cimento e tipos de aloquímicos, além das variações relativas a minerais acessórios e processos diagenéticos principais (Quadro 2).

Quadro 1 - Classificação de Dunham (1962), modificada por Embry & Klovan (1971).

Componentes originais não ligados organicamente durante a deposição						Componentes originais organicamente ligados durante a deposição			Rochas cristalinas: texturas deposicionais irreconhecíveis	
Menos de 10% de aloquímicos maiores que 2mm				Mais de 10% dos componentes maiores que 2mm		Organismos atuam como obstáculos	Organismos encrustam e ligam	Organismos constroem um arcabouço rígido	Totalmente recristalizados	Totalmente dolomitizados
Contém lama carbonática (<0,03mm)			Não contém lama							
Suportados pela matriz		Suportados pelos grãos		Suportado pela matriz	Suportado pelos grãos					
Menos de 10% de aloquímicos	Mais que 10% de aloquímicos									
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone	Espatito Microspatito	Doloespatito Microdoloespatito
						Boundstone				

(Mod. Dunham, 1962; Embry & Klovan, 1971)

Quadro 2 - Classificação de Grabau (1904), Brankamp & Powers (1958).

Granulometria	Matriz / Cimento	Aloquímicos	Variações
Calcirrudito: mais de 10% de partículas > 2mm	Micrítico, Espático, Espático / Micrítico ou Micrítico / Espático	Bioclástico, Oolítico, Oncolítico, Peloidal, Pelletoidal, Intraclástico	Parcialmente dolomitizados, silicificados, recristalizados, fosfatizados, com glauconita, anidrita, pirita, grãos de quartzo, feldspatos, micas, rochas diversas, etc...
Calcarenito: menos de 10% de partículas > 2mm, predominantemente tamanho areia	Micrítico, Espático, Espático / Micrítico ou Micrítico / Espático	Bioclástico, Oolítico, Oncolítico, Peloidal, Pelletoidal, Intraclástico	
Calcissiltito: menos de 10% de aloquímicos tamanho areia, predominantemente tamanho silte		Com: bioclastos, oolitos, oncolitos, pelóides, pellets, intraclastos	
Calcilitito: menos de 10% de aloquímicos, predominantemente lama carbonática		Com: bioclastos, oolitos, oncolitos, pelóides, pellets, intraclastos	
Biolitito	Recifais, Bioconstruídos		
Bioacumulado	Organismos depositados <i>in situ</i>		
Espatito / Microespatito	Texturas deposicionais irreconhecíveis	Constituintes deposicionais irreconhecíveis	Totalmente Recristalizados
Doloespatito / Microdoloespatito	Texturas deposicionais irreconhecíveis	Constituintes deposicionais irreconhecíveis	Totalmente Dolomitizados

(Mod. Grabau, 1904; Brankamp & Powers 1958)

3.3 DEFINIÇÃO DE PETROFÁCIES DE RESERVATÓRIO

Petrofácies de reservatório são definidas pela combinação de estruturas deposicionais específicas, texturas e constituintes primários, com processos e produtos diagenéticos dominantes. A combinação desses elementos corresponde a faixas de valores definidos de porosidade e permeabilidade (De Ros & Goldberg, 2007).

Após a realização da petrografia, as amostras foram agrupadas conforme suas estruturas, texturas, fábricas e constituintes primários, principais processos e produtos diagenéticos, atributos que controlam a porosidade e permeabilidade das rochas. Portanto, as amostras foram agrupadas considerando a superposição de atributos deposicionais primários principais, com a distribuição dos processos diagenéticos mais influentes (De Ros & Goldberg, 2007).

Essa metodologia é consistente em termos de porosidade e permeabilidade petrofísicas, assinaturas de perfis e sísmicas específicas. Tais parâmetros podem ser utilizados para a confecção de seções e modelos 3D da qualidade e heterogeneidade de reservatórios, assim como para aperfeiçoar simulações durante a fase de desenvolvimento e produção de campos de óleo e gás.

3.4 MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA E ESPECTROMETRIA POR ENERGIA DISPERSIVA

A microscopia eletrônica de varredura é uma ferramenta essencial para a análise da morfologia e das relações texturais entre constituintes primários e diagenéticos, porosidade e microporosidade (Emery & Robinson, 1993). O microscópio eletrônico é composto por lentes eletromagnéticas, detectores de elétrons secundários e retroespalhados, um canhão de feixe de elétrons, e uma câmara onde a amostra é depositada (Figura 6).

A técnica é caracterizada pela emissão de feixes de elétrons sobre as amostras e pelo processamento dos elétrons secundários, e dos elétrons retroespalhados que são gerados pela interação entre os elétrons do feixe e as amostras. As lentes determinam o diâmetro, o ângulo

e a magnificação de incidência dos elétrons na amostra. As intensidades são medidas e processadas, resultando em imagens monocromáticas.

A detecção de elétrons secundários permite principalmente a observação e descrição textural dos constituintes e suas relações espaciais e com a porosidade (Emery & Robinson, 1993).

Elétrons retroespalhados (*backscattered*) são produzidos em condições de energia mais elevadas que elétrons secundários (>50eV), associados ao processo de colisão elástica. A intensidade do espalhamento está diretamente relacionada ao número atômico. O processamento desses elétrons gera imagens em tons de cinza, correspondentes ao número atômico médio de cada mineral. A detecção de elétrons retroespalhados permite principalmente a identificação da composição química dos minerais, suas zonações, e a geração de imagens de alta resolução da configuração da porosidade das rochas (Emery & Robinson, 1993).

A espectrometria por energia dispersiva (EDS) é uma técnica não destrutiva e um instrumento essencial para a análise da composição química dos materiais. A partir da interação da amostra com o feixe eletrônico e a identificação dos raios-X específicos para cada elemento emitidos pela mesma, é possível determinar a composição química de regiões com até 1µm de diâmetro (Emery & Robinson, 1993).

3.5 INTEGRAÇÃO DOS DADOS

Após a obtenção dos dados gerados por meio da petrografia e das outras técnicas analíticas utilizadas, as informações foram correlacionadas a fim de determinar a composição original, a evolução diagenética dos depósitos e caracterizar as configurações dos sistemas porosos que estão presentes nos reservatórios, possibilitando uma avaliação qualitativa dos mesmos, integrada com modelos sedimentológicos e estratigráficos pré-existentes para a unidade alvo, e para unidades análogas da literatura.

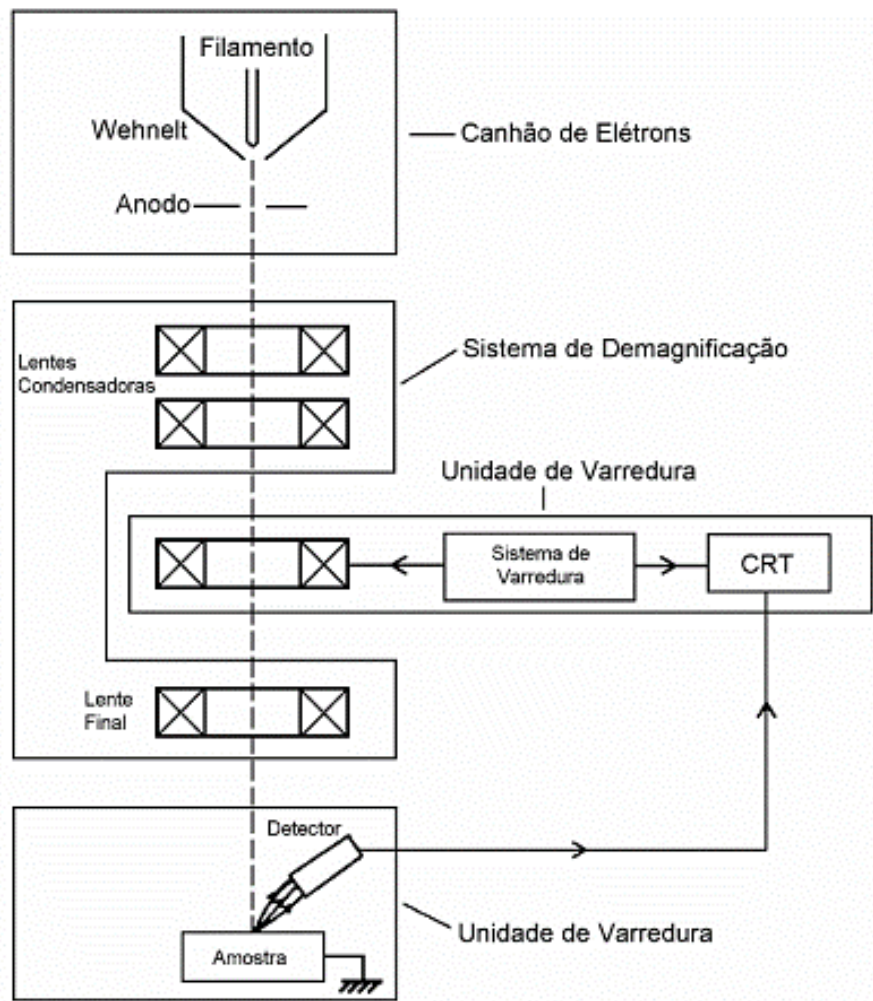


Figura 6 - Representação esquemática dos componentes de um microscópio eletrônico de varredura. Extraído de Maliska (s.d.). Acesso em: https://www.usp.br/nanobiodev/wp-content/uploads/MEV_Apostila.pdf.

4 RESULTADOS

As descrições geradas pela petrografia quantitativa e qualitativa do poço 3-ESP-22D-RJS estão em anexo no final deste trabalho. Abaixo está apresentada uma síntese integrada dos resultados obtidos, compreendendo aspectos da estrutura, textura, fábrica e composição primárias, bem como dos processos e produtos diagenéticos e tipos de poros.

4.1 ESTRUTURA, TEXTURA E FÁBRICA

As amostras descritas consistem em calcarenitos e calcirruditos (*sensu* Grabau, 1904; Brankamp & Powers, 1958), maciços e sem orientação dos aloquímicos. Algumas amostras apresentam fraturas de grão e de rocha, além de estilólitos com piritita framboidal e microcristalina substituindo matéria orgânica, como produto da compactação mecânica e química, respectivamente (Figura 7).

A granulometria das amostras analisadas é bastante heterogênea, variando o tamanho das partículas desde silte (0,020 até 0,062 mm) até grânulo (2 até 4 mm). No entanto, as modas aparecem como areia fina, areia média e grânulo, com graus de seleção que variam de muito mal selecionado a bem selecionado (Figura 7). Os calcarenitos variam o tamanho modal de areia fina (0,125 mm até 0,25 mm) a areia grossa (0,5 mm até 1 mm), enquanto os calcirruditos variam de areia muito fina (0,062 mm até 0,125 mm) a grânulo (2 mm até 4 mm).

A fábrica é normalmente sustentada pelas partículas exceto localmente em alguns calcirruditos e calcarenitos oncolíticos, onde a sustentação é dada pela pseudomatriz gerada pela compactação de pelóides. O empacotamento varia de normal a apertado, caracterizado por contatos geralmente longos, côncavo-convexos e suturados. Estilólitos são comuns nos calcirruditos oncolíticos (Figura 7).

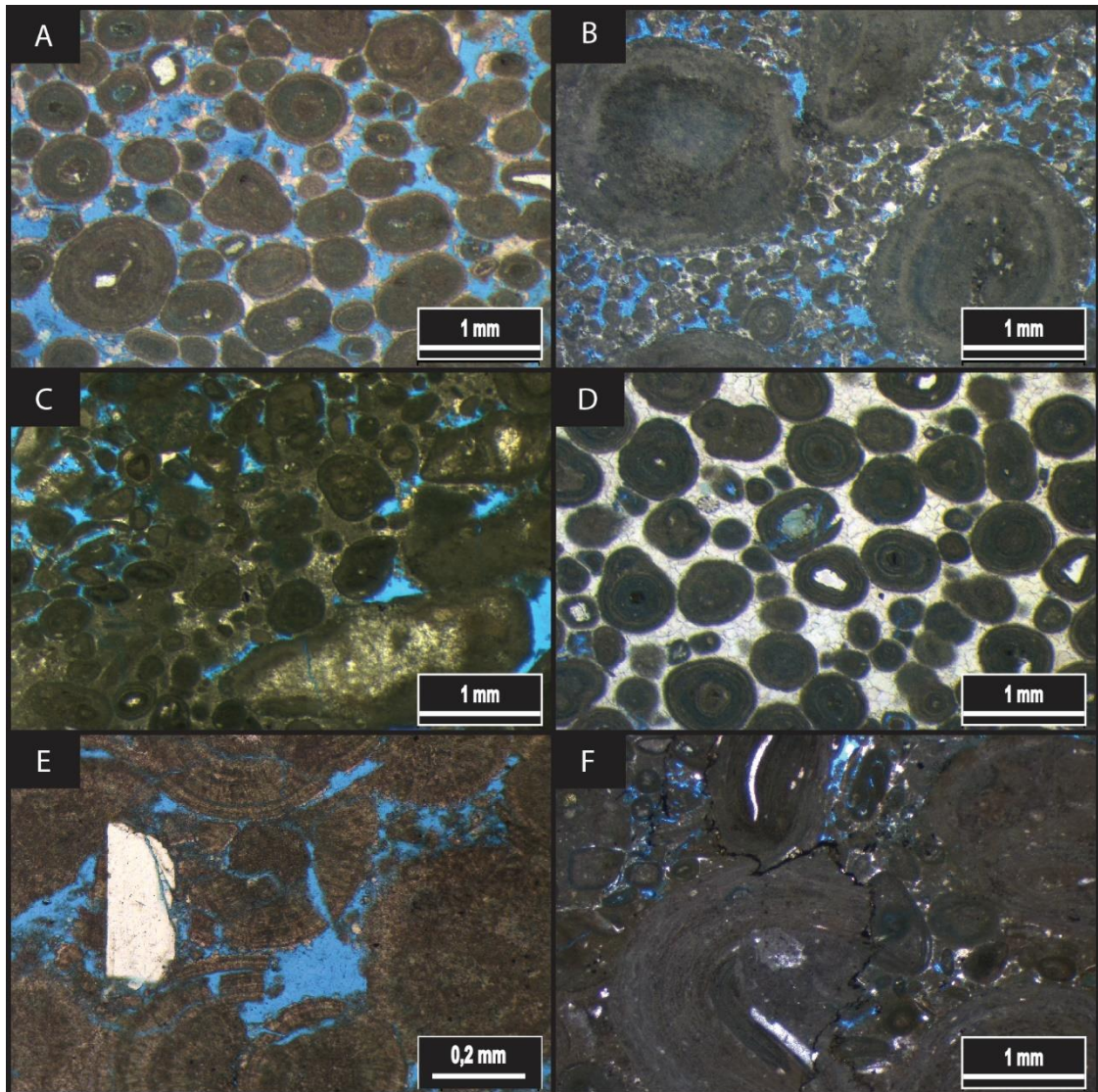


Figura 7 - Fotomicrografias dos principais aspectos estruturais, texturais e de fábrica das rochas analisadas, todas adquiridas com polarizadores descruzados (//P): A) Calcarenito oolítico maciço poroso; B) Calcirrudito oncolítico peloidal maciço parcialmente cimentado; C) Calcirrudito oncolítico peloidal maciço com pseudomatriz peloidal resultante da compactação mecânica; D) Calcarenito oolítico maciço com empacotamento normal, com porosidade interpartícula obliterada pela cimentação, núcleos siliciclásticos substituídos por caulinita e poros de dissolução intrapartícula preenchidos por calcita; E) Calcarenito oolítico maciço com intenso fraturamento dos aloquímicos; F) Calcirrudito oncolítico peloidal compactado com fraturamento das partículas, contatos suturados e estilólitos com concentração de pirita microcristalina.

4.2 CONSTITUINTES PRIMÁRIOS

Os aloquímicos que constituem as rochas estudadas são oóides simples e policompostos com núcleos bioclásticos e siliciclásticos, oncóides simples e aglomerados com núcleos bioclásticos, pelóides, intraclastos e bioclastos de equinodermas, moluscos, foraminíferos planctônicos e bentônicos, e raros briozoários, gastrópodes e ostracodes (Figura 8). Nos calcarenitos, oóides e oncóides atingem máximos de 66 % e 56 % com médias de 21,3 % e 28,47 % do volume total das rochas, respectivamente, enquanto pelóides atingem máximo de 30 % e média de 14,41 %, e intraclastos máximo de 9,7 % e média de 4,1 % (Tabela 1). Nos calcirruditos, oóides e oncóides atingem máximos de 15 % e 57 %, com médias de 2,14 % e 43,2 %, respectivamente, enquanto pelóides atingem máximo de 50 % e média de 27,19 %, e intraclastos atingem máximos de 10 % e média de 4,52 % (Tabela 2).

Oóides apresentam estruturas radiais e envelopes concêntricos regulares, ocorrendo parcialmente micritizados. Variam em tamanho de areia fina a predominantemente areia grossa. Alguns possuem núcleos constituídos por bioclastos diversos, principalmente de equinóides; outros, por grãos siliciclásticos de quartzo e feldspatos (microclínio e ortoclásio). Os grãos siliciclásticos apresentam, por vezes, crescimentos diagenéticos de quartzo ou de K-feldspatos herdados, dissolução localizada e substituição por caulinita.

Oncóides apresentam estruturas concêntricas irregulares com camadas descontínuas, variando em tamanho de areia fina a grânulo. Esses aloquímicos apresentam variável grau de micritização, e possuem raros núcleos siliciclásticos (quartzo e K-feldspatos) e frequentes núcleos de bioclastos de equinodermas e moluscos.

Pelóides, comuns nos calcarenitos e calcirruditos oncolíticos, têm predominantemente tamanho areia fina, variando de areia muito fina a areia grossa, por vezes formando pseudomatriz peloidal devido à deformação pela compactação mecânica.

Intraclastos de calcarenitos oncolíticos e bioclásticos compostos por pelóides, bioclastos, oncóides e oóides são comuns nos calcarenitos e calcirruditos oncolíticos, mas raros nos calcarenitos oolíticos.

Os **bioclastos** mais comuns são de equinodermas, comumente com crescimentos sintaxiais e/ou bordas micritizadas, bivalves desarticulados e moluscos indiferenciados,

frequentemente recristalizados. Foraminíferos bentônicos apresentam câmaras preenchidas por calcita e pirita. Briozoários e ostracodes são raros.

Tabela 1 - Volume (%) dos principais aloquímicos nos calcarenitos analisados.

Profundidade (m)	Oóides (%)	Oncóides (%)	Pelóides (%)	Intraclastos (%)
3520,85	1	54	20	5
3522,95	0	20	30	9
3525,75	1	45	30	3
3526,85	4	46	25	4
3529,00	1,3	46,7	17,3	9,7
3529,70	0	55	15	8
3532,30	0	56	20	5
3535,75	0	45	17	7,3
3538,30	66	0	2	0
3539,35	60	0	22	0
3542,05	65	0	0	0
3543,75	45	0	10	2
3545,30	58,7	4,3	7	1
3545,60	60	0	5	0
3546,85	62	2,3	12	0
3550,90	0	50	23	8
3553,40	2	35	8	5
3554,35	0	45	10	5
3556,35	0	30	10	5
3558,15	0	35	5	5
Média	21,3	28,47	14,41	4,1

Tabela 2 - Volume (%) dos principais aloquímicos nos calcirruditos analisados.

Profundidade (m)	Oóides (%)	Oncóides (%)	Pelóides (%)	Intraclastos (%)
3515,80	0	20	50	8
3516,40	0	35	45	10
3518,00	0	46,7	15,3	1
3521,85	15	40	8	10
3533,30	0	48,7	17	2,7
3534,55	0	57	20	0
3537,10	0	55	35	0
Média	2,14	43,2	27,19	4,52

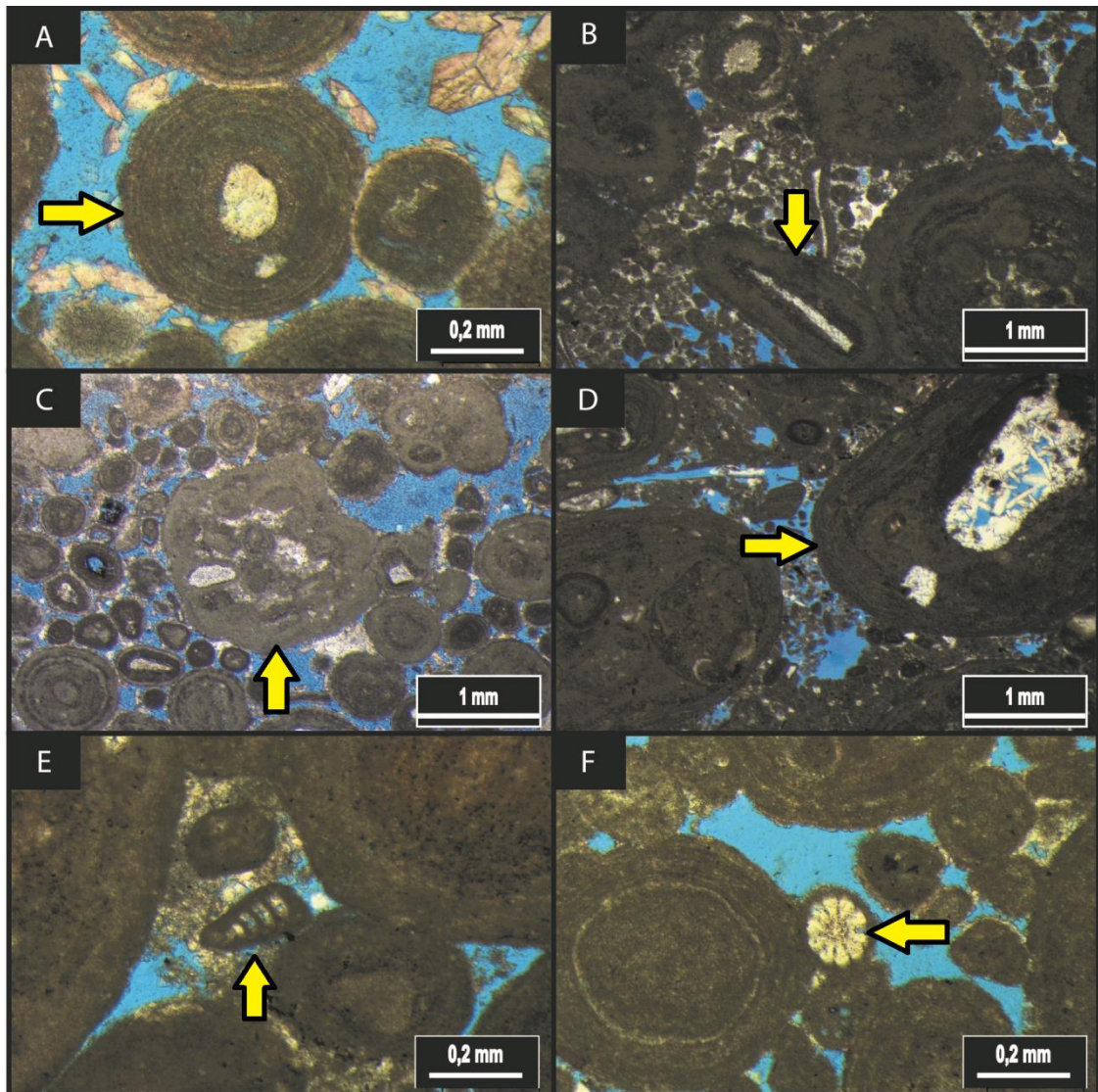


Figura 8 - Fotomicrografias dos principais constituintes primários, todas com polarizadores descruzados (//P). A) Oóides em calcarenito oolítico; B) Oncóides e pelóides em calcarenito oncolítico peloidal; C) Intraclastos de areia carbonática e oncóides aglomerados em calcarenito oncolítico; D) Intraclastos de areia carbonática em calcirrudito oncolítico peloidal; E) Bioclasto de foraminífero bentônico e oncóides localmente substituídos por pirita framboidal; F) Bioclasto de equinoderma em calcarenito oncolítico com pelóides.

4.3 PROCESSOS E PRODUTOS DIAGENÉTICOS

Os principais constituintes diagenéticos que compõem os calcarenitos e calcirruditos estudados são calcita, pirita, caulinita e pseudomatriz peloidal (Figura 9 e Figura 10). Nos calcarenitos, o cimento de calcita constitui no máximo 40 % e em média 16,07 % das rochas. Pirita e caulinita não variam muito, com médias de 1,9 % e 0,4 %, respectivamente (Tabela 3). Nos calcirruditos, o cimento de calcita constitui no máximo de 30,3 % e em média 11,61 %, pirita em média 1,9 % e pseudomatriz peloidal no máximo 10 % e em média 3,71 % (Tabela 4).

Calcita é o principal constituinte diagenético dos calcarenitos (máximo 30 %, média 16,07 %) e dos calcirruditos (máximo 30,3 %, média 11,61 %), ocorrendo com diversos hábitos, nos espaços interpartícula e intrapartícula. As franjas isópacas microcristalinas, por vezes prismáticas, cobrem continuamente as partículas aloquímicas. Calcita como mosaicos finos a grossos e localmente como cristais prismáticos a escalenoédricos geralmente preenche os espaços intersticiais. Agregados drusiformes de calcita preenchem poros móldicos da dissolução de bioclastos, principalmente gastrópodes e bivalves. Em quantidades menores, ocorrem crescimentos sintaxiais contínuos sobre equinóides e, localmente, calcita microcristalina substituindo pseudomatriz peloidal.

Pirita framboidal ou microcristalina ocorre comumente substituindo oóides, oncóides e intraclastos em calcarenitos oncolíticos. Além disso, preenche poros intrapartícula primários em foraminíferos bentônicos e planctônicos e ocorre concentrada em estilólitos.

Pseudomatriz peloidal ocorre em algumas amostras de calcirruditos, gerada pela compactação mecânica de pelóides, de forma localizada e heterogênea, atingindo no máximo 10 % do volume dessas rochas.

Caulinita com hábito em livrinhos (*booklets*) ocorre substituindo os núcleos siliciclásticos de ortoclásio e microclínio de alguns oóides e oncóides. Localmente, a caulinita ocorre com hábito lamelar, substituindo e expandindo micas, especialmente a muscovita.

Compactação mecânica afeta, principalmente, as amostras com cimentação eodiagenética incipiente, fraturando oóides, oncóides, intraclastos e bioclastos e desagregando envelopes dos aloquímicos micritizados.

Compactação química também afeta amostras com pouca cimentação precoce, gerando contatos suturados entre as partículas, formando estilólitos e, conseqüentemente, reduzindo a porosidade primária das mesmas.

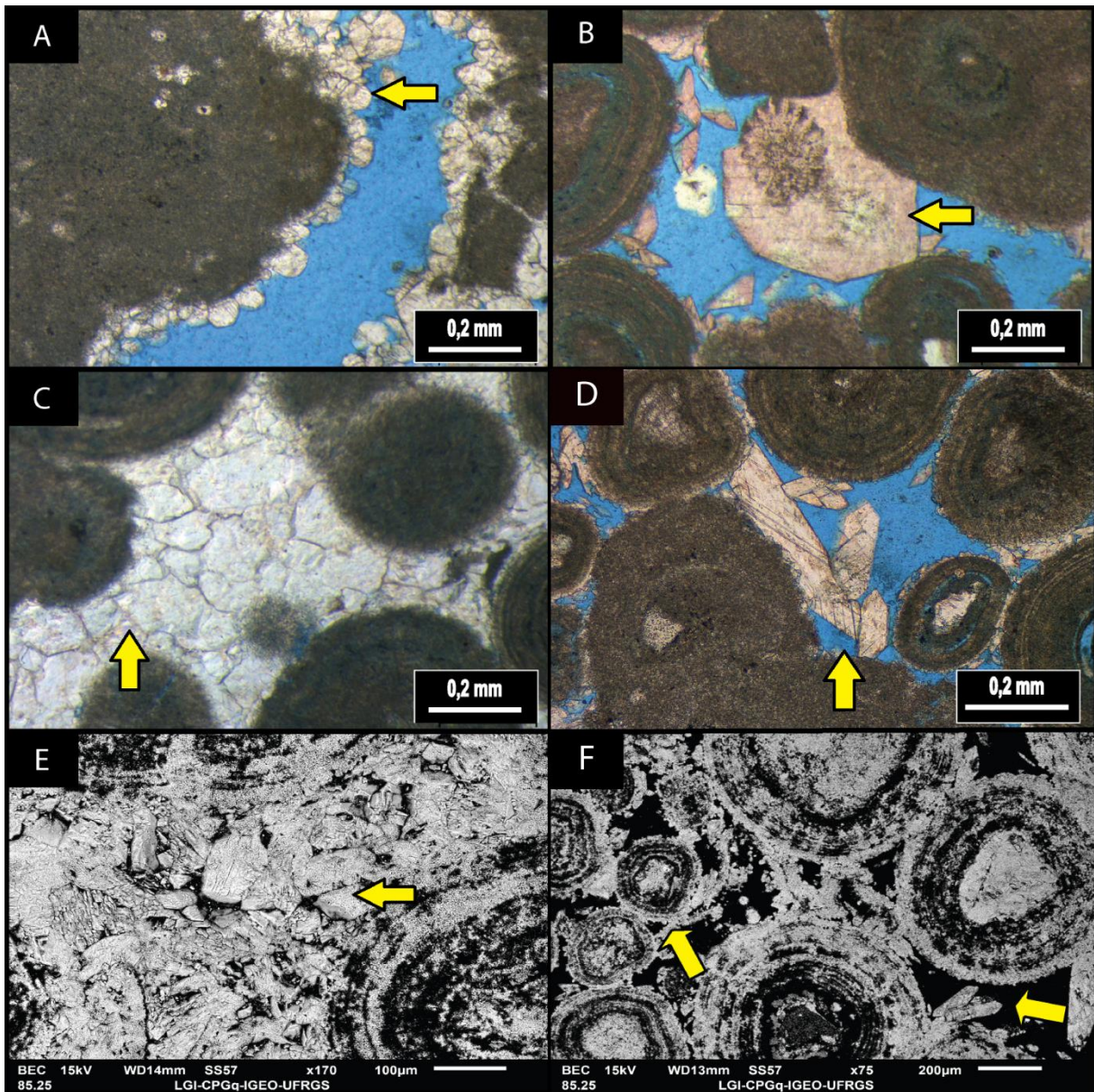


Figura 9 – Fotomicrografias e imagens de MEV dos principais produtos diagenéticos. Todas as fotomicrografias foram adquiridas em polarizadores descruzados (//P): A) Franjas de calcita cobrindo aloquímicos; B) Crescimento sintaxial de calcita sobre equinoderma; C) Mosaico drusiforme de calcita preenchendo poro interpartícula; D) Cristais de calcita escalenoédrica reduzindo porosidade interpartícula; E) Mosaico de calcita, imagem de elétrons retroespalhados (BSE); F) Franjas de calcita e calcita escalenopédrica (BSE).

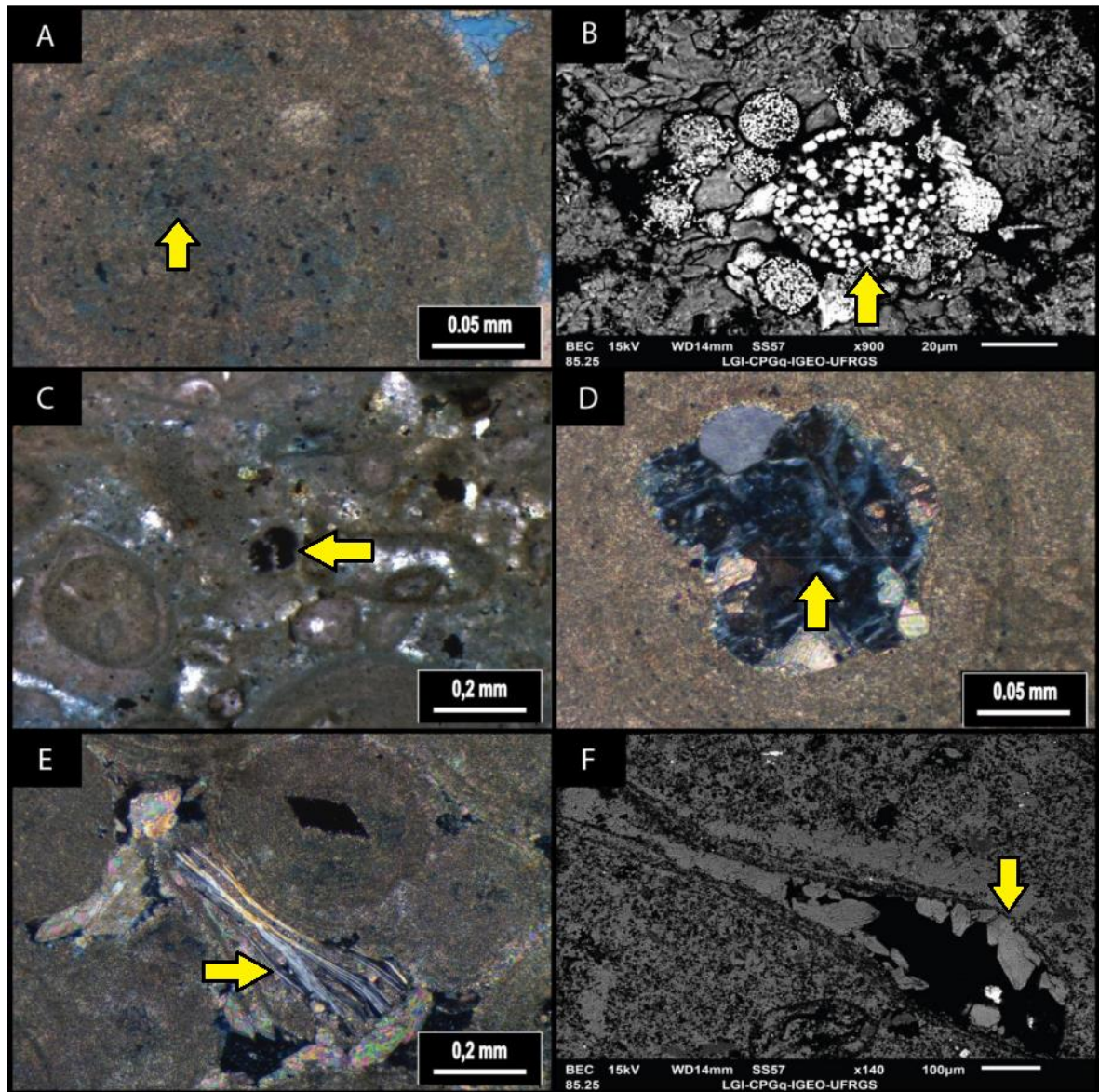


Figura 10 - Fotomicrografias e imagens eletrônicas dos principais produtos diagenéticos. A) Pirita framboidal substituindo oncoide (//P); B) Pirita framboidal e microcristalina (BSE); C) Pirita preenchendo câmaras de foraminífero (//P); D) Caulinita substituindo núcleo de feldspato em oóide (XP); E) Caulinita lamelar substituindo e expandindo muscovita (XP); F) Cimentação intrapartícula por calcita blocosa (BSE).

Tabela 3 - Volume (%) dos principais produtos diagenéticos nos calcarenitos.

Profundidade (m)	Calcita (%)	Pirita (%)	Caulinita (%)	Pseudomatriz (%)
3520,85	6	1	0	0
3522,95	9	1	0	0
3525,75	13	1	0	0
3526,85	7	1	0	0
3529,00	9,7	1	0	0
3529,70	12	1	0	0
3532,30	10	1	0	0
3535,75	23,4	1	0	0
3538,30	12	1	0	0
3539,35	6	2	0	0
3542,05	14	2	2	0
3543,75	10	1	1	0
3545,30	11,3	1	0,3	0
3545,60	16	1	2	0
3546,85	20	0,7	0,6	0
3550,90	12	1	0	0
3553,40	28	1	1	0
3554,35	25	2	0	0
3556,35	37	2	1	0
3558,15	40	1	0	0
Média	16,07	1,19	0,4	0

Tabela 4 - Volume (%) dos principais produtos diagenéticos nos calcirruditos.

Profundidade (m)	Calcita (%)	Pirita (%)	Caulinita (%)	Pseudomatriz (%)
3515,80	4	1	0	10
3516,40	3	1	0	8
3518,00	30,3	0,3	0	8
3521,85	8	2	0	0
3533,30	14	1	0	0
3534,55	13	1	0	0
3537,10	9	2	0	0
Média	11,61	1,19	0	3,71

4.4 POROSIDADE

O sistema poroso das rochas estudadas é complexo, contendo porosidade interpartícula primária efetiva preservada, ou parcialmente a completamente obliterada pela cimentação e/ou compactação. Nos calcarenitos, a macroporosidade petrográfica, atinge no máximo 19 % e em média de 9,6 % do volume das rochas. A porosidade total petrofísica atinge 32,38 %, com média de 24,15 %, representando um máximo de 19,29 % e uma média de 14,34 % de microporosidade, calculada pela subtração de porosidade petrográfica da porosidade petrofísica total, e a permeabilidade atinge 876,88 mD, com média de 222,54 mD (Tabela 5). Nos calcirruditos, a macroporosidade petrográfica atinge no máximo 17 % e em média 3,8 %, enquanto que a porosidade petrofísica total atinge no máximo 25,79 % e em média 21,40 %, a microporosidade e a permeabilidade atingem máximos de 20,07 % e 260,99 mD, e médias de 13,7 % e 69,87 %, respectivamente (Tabela 6).

Poros interpartícula e intrapartícula predominam sobre poros de canal, fratura e vugulares. Poros interpartícula são predominantemente primários, e frequentemente ocorrem reduzidos parcialmente ou completamente pelos produtos diagenéticos, e pela compactação. A porosidade secundária é representada por poros de dissolução intrapartícula, frequentemente de bioclastos e feldspatos que constituíam núcleos de oncóides e oóides, assim como por poros de fraturamento de grãos pela compactação mecânica, além de poros de canal e vugulares (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

Tabela 5 - Macroporosidade, Porosidade Petrofísica Total, Microporosidade e Permeabilidade (%) nos calcarenitos.

Prof. (m)	Interpartícula (%)	Intrapartícula (%)	Porosidade		Permeabilidade (mD)
			Petrofísica Total (%)	Microporosidade (%)	
3520,85	11	2	21,50	8,50	302,43
3522,95	7	3	29,19	19,19	191,70
3525,75	5	2	24,68	17,68	43,95
3526,85	12	1	22,63	9,63	719,98
3529,00	9,7	2	22,43	10,73	109,76
3529,70	3	1	23,39	19,29	21,26
3532,30	5	2	25,24	18,24	876,88
3535,75	6,3	0	22,72	16,42	18,78
3538,30	15	2	28,08	11,08	235,24
3539,35	5	5	27,16	17,16	142,39
3542,05	10	5	32,38	17,38	654,05
3543,75	15	4	29,57	10,57	427,20
3545,30	14,3	2	30,71	14,41	398,47
3545,60	10	6	30,50	14,50	302,25
3546,85	0	1,7	12,63	10,93	0,49
3550,90	1	3	16,48	12,48	0,52
3553,40	1	1	17,27	15,27	0,10
3554,35	1	2	13,74	10,74	2,51
3556,35	0	6	23,04	17,04	1,38
3558,15	0	10	25,58	15,58	1,39
Média	6,57	3,04	23,95	14,34	222,54

Tabela 6 - Macroporosidade, Porosidade Petrofísica Total, Microporosidade e Permeabilidade (%) nos calcirruditos.

Prof. (m)	Interpartícula (%)	Intrapartícula (%)	Porosidade		Permeabilidade (mD)
			Petrofísica Total (%)	Microporosidade (%)	
3515.80	1	1	16,73	14,73	0,38
3516.40	2	2	16,80	12,80	6,76
3518.00	1,3	1,3	19,27	16,67	0,78
3521.85	13	4	25,79	8,79	106,21
3533.30	12	1,3	21,97	8,67	260,99
3534.55	4	1	25,07	20,07	52,15
3537.10	8	2	24,14	14,14	61,84
Média	5,09	1,8	21,40	13,7	69,87

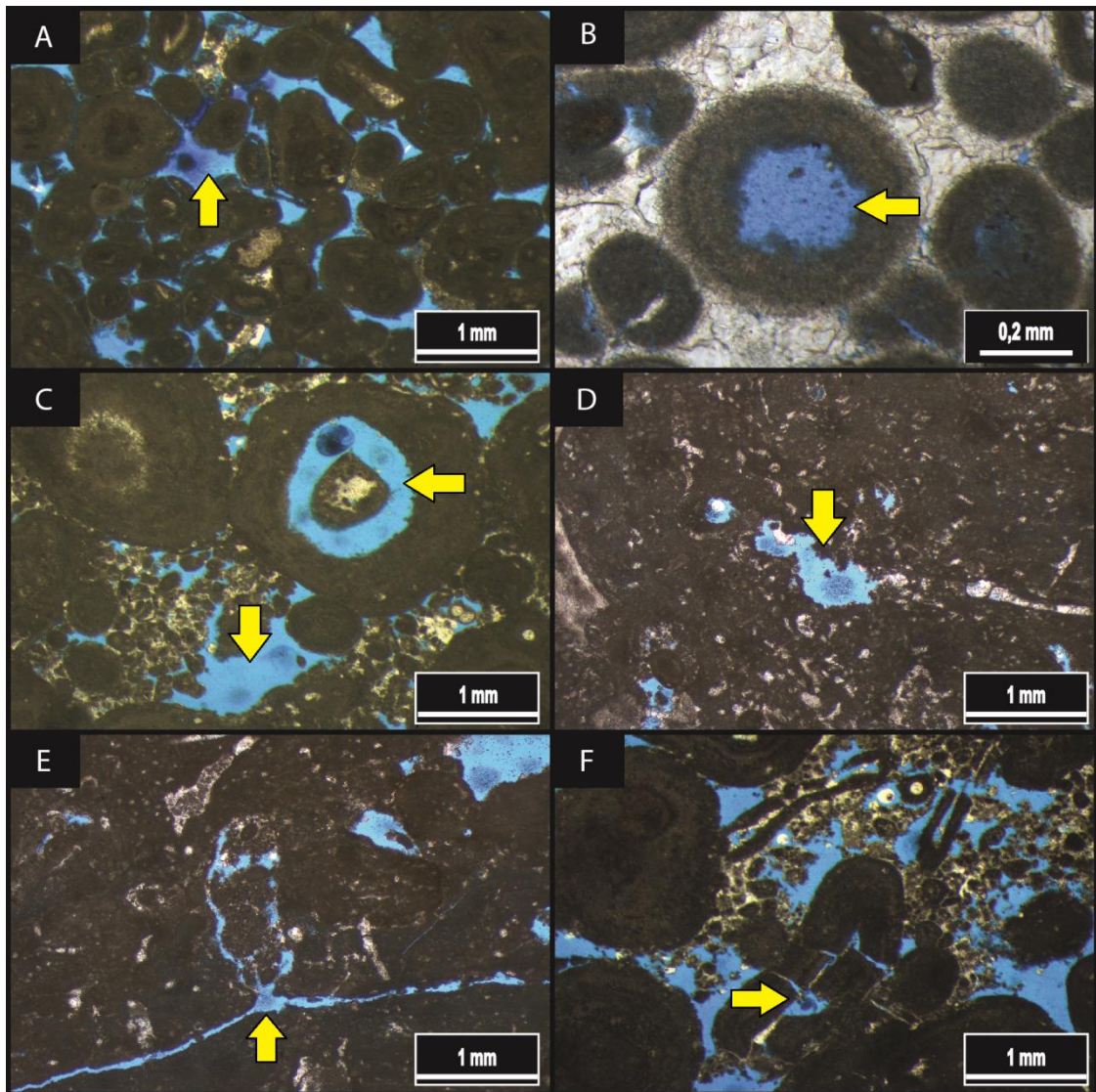


Figura 11 - Fotomicrografias evidenciando feições da porosidade, todas adquiridas em polarizadores descruzados (//P): A) Poros interpartícula em calcarenito oncolítico; B) Poro intrapartícula resultante da dissolução de oóides em calcarenito oolítico cimentado; C) Porosidade interpartícula e intrapartícula em calcirrudito oncolítico peloidal; D) Poro vugar em pseudomatriz compactacional; E) Porosidade de canal em calcirrudito oncolítico peloidal; F) Poros de fratura em aloquímicos.

4.5 PETROFÁCIES DE RESERVATÓRIO

Foram definidas oito petrofácies a partir dos critérios texturais, de composição primária, constituintes e processos diagenéticos, e valores de porosidade e permeabilidade. As petrofácies estão organizadas abaixo de acordo com os valores decrescentes de porosidade, e com os principais processos diagenéticos que afetaram a qualidade dos reservatórios. As porcentagens especificadas abaixo indicam a média de cada tipo de poro ou constituinte diagenético em cada petrofácies.

(CAOPO) Calcarenitos oolíticos porosos

Esses calcarenitos são compostos predominantemente por oóides (59 %) de tamanho areia média a grossa e raros oncóides de tamanho areia média. São moderadamente selecionados, maciços e com empacotamento normal. Os principais processos diagenéticos observados consistem na micritização parcial dos aloquímicos, cimentação por franjas prismáticas isópacas contínuas, cristais blocosos e crescimentos sintaxiais de calcita sobre equinóides (12,6 %), e dissolução limitada de oóides e oncóides. O sistema poroso é caracterizado predominantemente por poros interpartícula (12,8 %) com moderada a boa conectividade e poros de dissolução intrapartícula (3,8 %). A macroporosidade total atinge média de 16,6 %, com máximo de 19 %.

(CAONPO) Calcarenitos oncolíticos porosos

Esses calcarenitos são compostos predominantemente por oncóides (50,68 %) de tamanho variando de areia média a muito grossa, mal selecionados, maciços e com empacotamento normal. Os principais processos diagenéticos consistiram na micritização parcial dos aloquímicos e na cimentação heterogênea (8,1 %), na maior parte localizada na fração fina composta por pelóides (20,5 %). Além das franjas prismáticas de calcita que circundam os aloquímicos, a calcita em mosaico fino é o principal constituinte preenchendo poros. Crescimentos sintaxiais de calcita em equinodermas e cristais blocosos são raros. A

porosidade primária é bem preservada (9,4 %) entre os oncóides, e obliterada em porções peloidais, enquanto a dissolução de aloquímicos e geração de porosidade secundária é rara (1,7 %). A macroporosidade total atinge a média de 11,1 %.

(CRONPEPO) Calcirruditos oncolíticos peloidais porosos

Esses calcirruditos são compostos predominantemente por oncóides (47,9 %) variando de areia média a grânulo e pelóides carbonáticos de tamanho areia fina. Exibem micritização intensa apagando a textura original dos aloquímicos e cimentação heterogênea (10,33 %), impactando principalmente os espaços onde partículas mais finas (pelóides) predominam. A cimentação ocorre normalmente como mosaicos finos de calcita, enquanto franjas prismáticas descontínuas de calcita, crescimentos sintaxiais sobre equinóides e calcita blocosa estão presentes nos interstícios de partículas maiores. Calcita drusiforme e em mosaico fino preenchem a porosidade secundária gerada pela dissolução de bioclastos de equinodermas e moluscos. A porosidade primária (11 %) é heterogeneamente distribuída, e a porosidade secundária (2,43 %) é causada pela dissolução e fraturamento dos aloquímicos. A média da macroporosidade total atinge 13,4 %.

(CAOOOI) Calcarenitos oolíticos cimentados

Esses calcarenitos são moderadamente selecionados, maciços, compostos predominantemente por oóides (62 %) de tamanho areia grossa, e possuem empacotamento normal. Os principais processos diagenéticos observados são a micritização parcial dos oóides, a cimentação por calcita (20 %) como franjas prismáticas contínuas e crescimentos sintaxiais de calcita em equinóides, além disso, calcita blocosa e em mosaico grosso obliteram o espaço intersticial residual. Raramente é observada caulinita lamelar e em livrinhos, preenchendo os poros intrapartícula (1,7 %) gerados pela dissolução de feldspatos. A macroporosidade total é baixa (< 2%).

(CAONCI) Calcarenitos oncolíticos cimentados

Esses calcarenitos são compostos predominantemente por oncóides (38,3 %) de tamanho variando de areia média a muito grossa. São mal selecionados, maciços e com empacotamento normal. A cimentação é heterogênea (28 %) e oblitera intensamente a porosidade primária (1,5 %) em algumas amostras, mas ocorre de forma localizada em outras. Franjas prismáticas descontínuas de calcita circundam os aloquímicos, preenchendo o espaço intersticial juntamente com calcita blocosa e em mosaico grosso, e crescimentos syntaxiais em equinóides. Calcita microcristalina ocorre raramente, preenchendo poros interpartícula. Mosaicos finos a grossos também preenchem espaços intrapartícula (3,5 %), gerados pela dissolução de núcleos siliciclásticos dos aloquímicos. A média de macroporosidade total é de 5,0 %.

(CAOOCO) Calcarenitos oolíticos compactados

Essa petrofácies é composta predominantemente por oóides (60 %) de tamanho areia grossa. Esses calcarenitos são moderadamente selecionados, maciços e com empacotamento normal a apertado. A micritização é parcial e localizada, apagando parcialmente a textura original dos aloquímicos. No entanto, a cimentação (6 %) é caracterizada principalmente por franjas prismáticas isópacas de calcita que cobrem descontinuamente os oóides, além de crescimentos syntaxiais sobre bioclastos de equinodermas (5 %). Cristais blocosos e drusiformes e microcristalinos preenchem também a porosidade secundária que atinge até 5 % da rocha. A compactação mecânica e química ocorre de forma heterogênea nas amostras, gerando intenso fraturamento das partículas, e estilólitos. A macroporosidade total atinge até 10 %.

(CAONCO) Calcarenitos oncolíticos compactados

Petrofácies composta predominantemente por oncóides (40 %) de tamanho areia média muito grossa, muito mal a mal selecionados, maciços e com empacotamento normal a apertado, evidenciado pela abundância de contatos suturados e estilólitos. A micritização dos

aloquímicos é intensa, apagando sua textura original. A pseudomatriz peloidal (5 %) ocorre preenchendo os interstícios de forma heterogênea, como produto da compactação mecânica. A cimentação (11,3 %) é parcial e ocorre na forma de franjas prismáticas isópacas, calcita macrocristalina, blocosa e mosaicos grossos, que preenchem os poros interpartícula. A porosidade é predominantemente interpartícula primária (5 %). Porém, poros intrapartícula, móldicos (dissolução de bioclastos), de fratura, canais e vugulares (2 %) também ocorrem. A macroporosidade média total é 7 %.

(CRONPECO) Calcirruditos oncolíticos peloidais compactados

Esta petrofácies é composta predominantemente por oncóides variando de areia média a grânulo, e pelóides de tamanho areia fina. A micritização dos aloquímicos é intensa. Além disso, a pseudomatriz peloidal (6,5 %) ocorre parcialmente recristalizada a calcita microcristalina. A cimentação (12,5 %) ocorre na forma de cristais blocosos e mosaico fino de calcita preenchendo poros primários e secundários de dissolução. A porosidade primária (2 %) e porosidade secundária (1,3 %) são amplamente reduzidas. A macroporosidade média total é de 3,45 %.

4.6 MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA E ESPECTROMETRIA POR ENERGIA DISPERSIVA

Todas as imagens, mapas e gráficos composicionais gerados por meio da Microscopia Eletrônica de Varredura e Espectrometria por Energia Dispersiva estão disponíveis nos anexos do presente trabalho.

Apesar da Microscopia Eletrônica de Varredura ser uma técnica essencial e indispensável para a petrologia sedimentar, as imagens geradas não contribuíram de forma expressiva para a distinção e avaliação dos constituintes das litologias estudadas. No entanto, os mapas e gráficos composicionais obtidos por meio da Espectrometria por Energia Dispersiva propiciaram, principalmente, a avaliação da relação de enriquecimento/empobrecimento em magnésio dos aloquímicos ao longo da diagênese (Figura 12 e Figura 13).

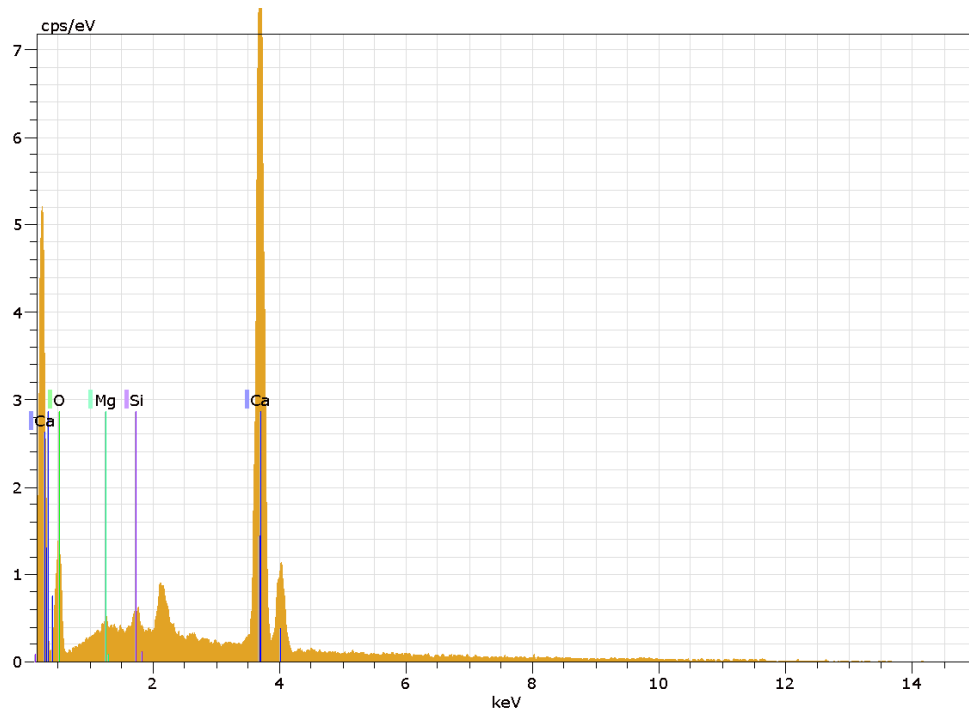


Figura 12 - Gráfico de elementos químicos gerados pela Espectrometria por Energia Dispersiva (EDS).

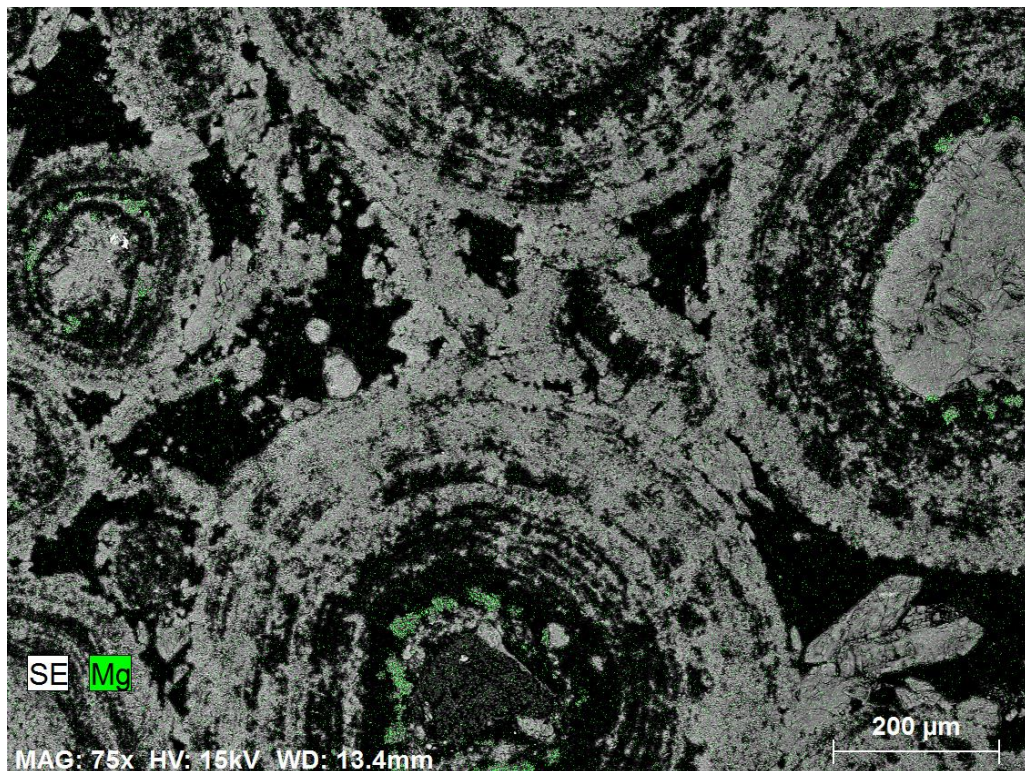


Figura 13 - Calcarenito oolítico maciço imageado por meio da Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV). A imagem realça os teores de Mg contidos nos aloquímicos.

5 DISCUSSÃO

5.1 AMBIENTE DEPOSICIONAL

Após o processo de rifteamento do Gondwana e abertura do Atlântico, em um contexto marinho transgressivo, instalou-se um ambiente plataformal raso que representa o início da fase drifte da Bacia de Campos (Winter *et al.*, 2007). Tal ambiente é caracterizado por uma extensa rampa carbonática homoclinal (Spadini *et al.*, 1988) com cinturões estáveis e variações de energia que implicam em diferentes fácies deposicionais (Spadini, 1992). Baseando-se em análises paleoambientais e espécies de foraminíferos, Azevedo *et al.*, (1987) e Koutosoukos & Dias-Brito (1987) descreveram a rampa como de baixo gradiente e com extensas áreas rasas, com profundidades máximas de 30 m. Essas análises também sugerem que os aspectos climáticos e químicos desse ambiente eram análogos ao atual Mar Vermelho (Azevedo, 2004) e/ou ao atual Golfo Pérsico (Robaina *et al.*, 1993).

Bruhn *et al.*, (2003) definem essas áreas rasas como sequências de baixios (*shoals*) com espessuras de até 20 m e 2,5 km de extensão. Grasmueck & Weger (2002) descrevem corpos semelhantes e de maior extensão em depósitos nas Bahamas. Tais sistemas carbonáticos modernos, como as Bahamas, podem ser considerados análogos à Formação Quissamã especialmente no que diz respeito à geometria dos baixios carbonáticos rasos, onde o espaço de acomodação foi preenchido de acordo com a paleotopografia e a profundidade da água (Okubo *et al.*, 2015).

Dessa forma, as fácies descritas nesse trabalho podem ser associadas às zonas de topo e flanco de baixios, além de zonas inter-baixio (*intershoal*). Calcarenitos e calcirruditos oncoidais e peloidais representam deposições em ambientes de energia moderada, características de flancos de baixios carbonáticos e zonas intermediárias entre eles, regiões protegidas da ação ativa e contínua de ondas e correntes. Por outro lado, fácies compostas por calcarenitos ooidais representam depósitos de alta energia, característicos de ambientes rasos que são condicionados pelo impacto direto de fluxos oscilatórios e turbulentos, gerados pela ação de ondas e correntes. Tais ambientes representam as porções de topo dos baixios. Essas fácies ocorrem de forma intercalada ao longo do intervalo estudado, evidenciando uma

mudança de posição relativa da rampa carbonática e a alternância frequente de energia do paleoambiente.

5.2 EVOLUÇÃO DIAGENÉTICA

A primeira feição diagenética observada nas rochas analisadas é a micritização intensa ou parcial dos aloquímicos, gerada sob a ação eodiagenética de micro-organismos em um ambiente marinho freático estagnante, logo após a deposição dos sedimentos carbonáticos (Longman, 1980). Zonas marinhas freáticas estagnantes são caracterizadas por enriquecimento em matéria orgânica e baixos teores de oxigênio por conta do baixo fluxo e troca limitada de fluidos com a água do mar. Assim como a micritização, também sob a ação biótica e pela redução bacteriana do sulfato dissolvido, pirita framboidal e microcristalina foi precipitada, substituindo partículas primárias (Berner, 1984).

Franjas fibrosas e microcristalinas inicialmente de aragonita ou calcita altamente magnesianas foram precipitadas cobrindo os aloquímicos em zona marinha freática ativa pela circulação de água marinha controlada pela atividade de correntes e ondas. Nessa zona, substratos e partículas rígidas tendem a ser mais cimentadas que sedimentos inconsolidados, em parte porque o movimento das partículas dificulta o desenvolvimento de cimentos e, em parte, porque a compactação de sedimentos inconsolidados impede a circulação de fluidos saturados através do substrato (Longman, 1980). Segundo Moore & Wade (2013), essa zona é caracterizada por pouca ou nenhuma alteração da fábrica original. Tal constatação é perceptível nas amostras analisadas. Petrofácies porosas ocorrem por conta da cimentação incipiente precoce, que inibiu a compactação e preservou a porosidade interpartícula primária. Posteriormente, os cimentos marinhos sofreram neomorfismo na zona meteórica freática estagnante, ficando preservados como ‘fantasmas’ dentro dos cimentos meteóricos subsequentes.

A fase principal de cimentação nas rochas analisadas é representada pela expressiva precipitação de cristais de calcita blocosa, em mosaicos, como crescimentos sintaxiais sobre equinóides e como franjas prismáticas isópacas contínuas. Essa cimentação ocorreu em ambiente meteórico freático ativo (Longman, 1980; Choquette, 1984), onde a diagênese tende a produzir uma mineralogia estável (calcita com baixo teor de magnésio) a partir de

sedimentos com mineralogias predominantemente instáveis, como aragonita e calcita altamente magnésiana (*e.g.*, Matthews, 1974).

As feições de dissolução dos carbonatos descritos relacionadas ao ambiente meteórico freático ativo são representadas principalmente por poros móldicos e poros intrapartícula em oóides, oncóides, intraclastos e bioclastos, resultantes da percolação de fluidos meteóricos subsaturados, promovida por mudanças do nível relativo do mar (Moore, 2001). A dissolução meteórica também afetou feldspatos e micas que constituem núcleos de aloquímicos, promovendo a precipitação de caulinita (Worden & Morad, 2003).

Rochas com limitada cimentação precoce sofreram compactação mecânica, evidenciada por feições de rearranjo e deformação dos grãos. Indicativos de compactação mecânica, como fraturamento de aloquímicos, rearranjo da fábrica, e deformação plástica das partículas ocorreram concomitantemente e continuaram posteriormente, na mesodiagênese de soterramento. Segundo Guardado *et al.*, (1989) e Bruhn (2003), o fraturamento precoce das rochas carbonáticas do Grupo Macaé ocorreu devido aos processos de halocinese dos evaporitos sobrepostos (Formação Retiro).

A maioria das rochas sedimentares passam grandes períodos de tempo sob condições de soterramento intermediário e/ou profundo (Machel, 2005), onde as configurações de porosidade e permeabilidade são significativamente alteradas. Os fluidos associados são controlados, principalmente, pelas interações rocha-água. Rochas em contextos de soterramento intermediário a profundo, no geral, são afetadas por compactação, cimentação e dissolução secundárias.

Com o aumento do soterramento, a compactação química promoveu a formação de estilólitos e contatos suturados entre as partículas, gerados por conta da dissolução por pressão. Tal compactação impactou mais intensamente as amostras com pouca ou nenhuma cimentação precoce, afetando principalmente os calcirruditos oncolíticos peloidais e os calcarenitos oncolíticos.

A mesodiagênese de soterramento também é caracterizada por feições de alargamento da porosidade pré-existente, como poros vugulares e de canal (Moore & Druckan, 1981). Tal dissolução tardia durante o soterramento deve ter sido promovida por fluidos ricos em CO₂, H₂S e ácidos orgânicos, gerados pela diagênese da matéria orgânica das rochas-fonte associadas (Mazzulo & Harris, 1991), que percolando através de estilólitos,

fraturas e falhas durante o soterramento, geraram porosidade secundária, por conta da sua alta capacidade de dissolução (Machel, 2001). Por fim, a porosidade secundária gerada pela dissolução mesodiagenética foi reduzida pela precipitação de calcita em mosaicos.

A sequência diagenética (Figura 14) proposta para as rochas analisadas é a seguinte:

1. Micritização intensa ou parcial dos aloquímicos.
2. Pirita framboidal e microcristalina substituindo aloquímicos e preenchendo câmaras de bioclastos.
3. Franjas de aragonita e/ou calcita magnésiana cobrindo aloquímicos.
4. Mosaicos e crescimentos sintaxiais de calcita sobre bioclastos de equinoides.
5. Dissolução de aloquímicos e núcleos siliciclásticos, geração de porosidade secundária.
6. Autigênese de caulinita substituindo feldspatos nos núcleos de aloquímicos, preenchendo poros e expandindo filossilicatos.
7. Fraturamento relacionado à halocinese aos quais os evaporitos foram submetidos.
8. Compactação mecânica.
9. Recristalização das franjas e cimentação extensiva por mosaicos de calcita
10. Compactação química, gerando estilólitos e contatos suturados.
11. Dissolução mesodiagenética.
12. Precipitação de calcita em mosaico preenchendo porosidade de dissolução mesodiagenética.

Processos e Produtos Diagenéticos	Eodiagênese Marinha	Eodiagênese Meteórica	Mesodiagênese	
Micritização	██████████			Eodiagênese
Pirita framboidal e microcristalina	██████████			
Franjas microcristalinas	██████████			
Crescimentos sintaxiais		██████████		
Franjas prismáticas e mosaicos		██████████		
Dissolução meteórica		██████████		
Caulinita		-----		
Compactação mecânica		██████████	██████████	
Compactação química			██████████	Mesodiagênese
Dissolução mesodiagenética			-----	
Cimentação de poros secundários			██████████	

Figura 14 - Sumarização da evolução diagenética estudada. A espessura das linhas representa a intensidade de cada processo.

5.3 QUALIDADE DE RESERVATÓRIO

As oito petrofácies de reservatório (*sensu* De Ros & Goldberg, 2007) definidas para o intervalo estudado apresentam uma grande variação nos valores de porosidade e permeabilidade (Tabela 7). Suas características de reservatório estão diretamente relacionadas com a composição e textura primária e, principalmente, com os processos e produtos diagenéticos envolvidos. Para avaliar a qualidade das petrofácies, apenas os valores de macroporosidade primária efetiva (porosidade interpartícula), poros interpartícula, foram considerados.

Tabela 7 – Médias da Macroporosidade, Microporosidade, Permeabilidade e Qualidade de Reservatório de cada petrofácies definida.

Petrofácies	Macroporosidade (%)	Microporosidade (%)	Permeabilidade (mD)	Qualidade
CAOPO	12,86	13,59	403,44	Bom Reservatório
CAONPO	9,43	11,77	502,26	Bom reservatório Moderado
CRONPEPO	11	10,53	143,39	Reservatório
CAOOCO	5	17,16	142,39	Não-Reservatório
CAONCO	5	18,72	52,7	Não-Reservatório
CRONPECO	2,08	16,07	26,47	Não-Reservatório
CAONCI	1,55	18,42	15,34	Não-Reservatório
CAOOCI	0	10,93	0,49	Não-Reservatório

Duas petrofácies apresentam uma boa qualidade de reservatório. **CAOOPO** (calcarenitos oolíticos porosos), depositada em ambientes de alta energia, apresenta uma boa preservação da porosidade primária interpartícula por conta da cimentação e compactação incipientes. A cimentação eodiagenética incipiente foi suficiente para inibir a compactação. Apesar da redução parcial da conectividade entre os poros pelas franjas e cristais blocosos, a permeabilidade continuou boa. A porosidade secundária gerada por dissolução foi limitada a alguns oóides, e não contribuiu para a qualidade do reservatório.

A petrofácies **CAONPO** (calcarenitos oncolíticos poroso), depositada em ambientes de energia moderada a alta, é bem similar à **CAOOPO** no que se refere aos efeitos positivos da eodiagênese para sustentar a fábrica contra os mecanismos de compactação, preservando a porosidade primária interpartícula efetiva.

A petrofácies **CRONPEPO** (calcirruditos oncolíticos peloidais porosos), depositada em ambiente de energia moderada, apresenta características semelhantes à **CAOOPO** e **CAONPO** nas porções mais grossas, com porosidade preservada. Porém, a porosidade é mais baixa por conta da grande heterogeneidade do tamanho das partículas, com os pelóides preenchendo espaços intersticiais entre as partículas maiores e cimentados por mosaico fino de calcita.

Nas petrofácies compactadas, **CAOOCO**, **CAONCO** e **CRONPECO** (calcarenitos oolíticos compactados, calcarenitos oncolíticos compactados e calcirruditos oncolíticos peloidais compactados), o principal processo de redução da porosidade efetiva foi a intensa compactação mecânica e química. A cimentação precoce não foi capaz de limitar a compactação e sustentar a fábrica das rochas. Apesar da dissolução mesodiagenética ao longo de estilólitos e da dissolução secundária intrapartícula, a qualidade dessas rochas é baixa, caracterizando-as como não-reservatórios.

As petrofácies cimentadas, **CAONCI** e **CAOOCI** (calcarenitos oncolíticos cimentados e calcarenitos oolíticos cimentados), depositadas em ambientes de moderada a alta energia, são caracterizadas por valores de porosidade e permeabilidade muito baixos. A cimentação precoce sustentou a fábrica contra os mecanismos de compactação, mas obliterou completamente a porosidade primária, pela extensa precipitação de carbonatos como franjas e mosaicos de calcita. A porosidade primária e secundária foi completamente preenchida pelos cimentos de calcita.

6 CONCLUSÕES

- No poço analisado, a Formação Quissamã é caracterizada por depósitos de rampa carbonática rasa, representados por uma alternância entre paleoambientes de energia alta a moderada.
- As litologias descritas são: calcarenitos oolíticos característicos de ambientes de alta energia, depositados nos topos de *shoals* carbonáticos, e calcarenitos e calcirruditos oncolíticos e peloidais, de ambientes de moderada energia, característicos de depósitos de flancos e zonas *intershoals*.
- Os principais processos e produtos diagenéticos descritos foram: micritização dos aloquímicos; pirita framboidal e microcristalina substituindo aloquímicos e preenchendo câmaras de bioclastos; cimentação precoce por franjas de calcita; mosaicos e crescimentos sintaxiais sobre equinóides preenchendo porosidade primária; geração de porosidade secundária; autigênese de caulinita; fraturamento dos aloquímicos devido à halocinese; compactação mecânica; recristalização de cimentos precoces e cimentação extensiva por mosaicos de calcita; compactação química, gerando estilólitos e contatos suturados entre aloquímicos; dissolução mesodiagenética e; precipitação de calcita em mosaico preenchendo poros de dissolução.
- A combinação de características deposicionais, composição primária e processos eodiagenéticos e mesodiagenéticos resultou em sistemas porosos heterogêneos, com consequente alta variabilidade na qualidade dos reservatórios. Os processos diagenéticos de cimentação e compactação atuaram de forma mais impactante na distribuição da porosidade nas rochas.
- Oito petrofácies de reservatório foram definidas com base nas feições petrográficas que mais impactaram as configurações de porosidade e permeabilidade das rochas. Os melhores reservatórios são caracterizados por calcarenitos oolíticos e oncolíticos e calcirruditos oncolíticos com cimentação precoce limitada e com pouca compactação. Petrofácies extensivamente cimentadas e/ou compactadas caracterizam não-reservatórios.
- Os processos diagenéticos atuaram diretamente na qualidade dos reservatórios. Petrofácies com boa qualidade de reservatório são caracterizadas pela precipitação precoce de

cimentos que inibiram a compactação e mantiveram grande parte da porosidade interpartícula primária.

- Poros secundários de dissolução são representados por *vugs* e poros intrapartícula gerados por fluidos meteóricos ou mesodiagenéticos, que foram posteriormente preenchidos por cimentos tardios. Tais poros não contribuem para a qualidade dos reservatórios de forma significativa.
- Este estudo avalia os principais controles da qualidade dos reservatórios e da heterogeneidade dos carbonatos albianos do centro da bacia, contribuindo para o entendimento e otimização da exploração e exploração de reservatórios contidos em unidades análogas.

REFERÊNCIAS

- ANP, Agência Nacional do Petróleo. Boletim da produção de petróleo e gás natural, 2021, <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/202102boletim.pdf>.
- Armelenti, G., Goldberg, K., Alvarenga, Kuchle, J., Amarante, F. B., Scherer, C. M. S., Bastos, A. C., Conceição, J. C., Alves, J. L. D. & De Ros, L. F. 2021. Depositional and diagenetic impacts on the porosity of post-salt carbonate reservoirs of Southern Campos Basin, southeastern Brazilian margin. *Journal of South American Earth Sciences*, v. 112, p. 103566.
- Azevedo, R. L. M., Gomide, J. & Viviers M. C. 1987. Geo-história da Bacia de Campos: do Albiano ao Maastrichtiano. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 17, n. 2, p. 139-146.
- Azevedo, R. L. M. 2004. South Atlantic paleoceanography and evolution during the Albian. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 12.
- Berner, R. A. 1984. Sedimentary pyrite formation: An update. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 48, p. 605-615.
- Brankamp, R. A. & Powers R. W. 1958. Classification of Arabian carbonate rocks. *Bulletin of the Geological Society of America*, v. 69, p. 1305-1317.
- Bruhn, C. H. L., Gomes, J. A. T., Lucchese, C. D. & Johann, P. R. S. 2003. Campos Basin: reservoir characterization and management – Historical overview and future. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 5-8 May, Houston.
- Cainelli, C. & Mohriak, W. U. 1998. Geology of Atlantic eastern Brazilian Basins. In: AAPG – INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION, Rio de Janeiro, v. Brazilian Geology 2, p. 66.
- Carozzi, A. V., Falkenhein, F. U. H., & Franke, M. R. 1983. Depositional environment, diagenesis and reservoir properties of oncologic packstones, Macaé Formation (Albian-Cenomanian), Campos Basin, offshore Rio de Janeiro, Brazil. In: *Coated grains*. Springer, Berlin, Heidelberg, 1983. p. 330- 343.
- Choquette, P. W. & James N. P. 1984. Diagenesis 9. Limestones - The meteoric diagenetic environment. *Geoscience Canada*, v. 11, p. 161-194.
- De Ros, L. F. & Goldberg, K. 2007. Reservoir petrofacies: a tool for quality characterization and prediction. In: AAPG ANNUAL CONFERENCE & EXHIBITION, 1-4 April, Long beach, USA, Extended Abstracts, 6.

- De Ros, L. F., Goldberg, K., Abel, M., Victorinetti, F., Mastella, L. & Castro, E. 2007. Advanced acquisition and management of petrographic information from reservoir rocks using the PETROLEDGE® System. In: AAPG ANNUAL CONFERENCE & EXHIBITION 1-4 April, Long Beach, USA, Extended Abstracts, 6.
- Dickson, J. A. D. 1965. A modified staining technique for carbonates in thin section. *Nature*, p. 205- 587.
- Dunham, R. J. 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W.E. (Ed.). *Classification of carbonate rocks*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1: p. 108-122.
- Embry, A. F. & Klovan J. E. 1971. A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, N.W.T.. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 19:730-781.
- Emery, D. & Robinson, A.G. 1993. *Inorganic Geochemistry: Applications to Petroleum Geology*. Oxford, Blackwell, 254p.
- Favoreto, J., Rohn, R., Lykawa, R. & Okubo, J. 2016. Caracterização sedimentológica dos carbonatos Albianos do reservatório Quissamã na porção meridional da Bacia de Campos. *Revista Geociências*, v.35, p.1-15.
- Grabau, A.W. 1904. On the classification of sedimentary rocks. *American Geologist* v.33, p.228-247.
- Grasmueck, M. & Weger, R. 2002. 3D GPR reveals complex internal structure of Pleistocene oolitic sand bar. *The Leading Edge of Exploration*, 21:634-639.
- Guardado, L. R., Gamboa, L. A. P. & Lucchesi, C.F. 1989. Petroleum geology of Campos Basin, Brazil: a model for producing Atlantic type basin, in Edwards, J.D. and Santagrossi, P.A., eds., *Divergent/Passive Margins Basins*. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v.48, p.3-36.
- Koutsoukos, E. A. M. & Dias-Brito D. 1987. Paleobatimetria da margem continental do Brasil durante o Albiano. *Revista Brasileira de Geociências*, 17: 86-91.
- Longman, M. W. 1980. Carbonate diagenetic textures from nearsurface diagenetic environments. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v.64, p.461-487.
- Machel, H. G. 2001. Bacterial and thermochemical sulfate reduction in diagenetic settings: Old new insights. *Sedimentary Geology*, v.140, p.143-175.
- Machel, H. G. 2005. Investigations of burial diagenesis in carbonate hydrocarbon reservoir rocks. *Geoscience Canada*, v. 32, n. 3, p. 103-128.
- Matthews, R. K. 1974. A process approach to diagenesis of reefs and reef associated Umestones, in *Reefs in time and space: SEPM Spec. Pub. 18*, p. 234-256.

Mazzullo, S. J. 2004. Overview of porosity Evolution in Carbonate reservoirs. *Kansas Geological Society Bulletin*, v. 79.

Mazzullo, S. J. & Harris, P.M. 1991. An overview of dissolution porosity development in the deep-burial environment, with examples from carbonate reservoirs in the Permian basin, in Candelaria MP., ed., *Permian Basin Plays: Tomorrow`s Techonology Today*: West Texas Geologic Society, p.125-138.

Moore, C. H. 2001. *Carbonate reservoirs: Porosity evolution and diagenesis in a sequence-stratigraphic framework: Developments in Sedimentology*, Elsevier, Amsterdam, 392p.

Moore, C. H. & Druckman, Y. 1981. Burial diagenesis and porosity evolution, Upper Jurassic Smackover, Arkansas and Lousiana. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v.65, p.597-628.

Moore, C. H. & Wade, W. J. 2013. *Carbonate Reservoirs: Porosity and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework*. Elsevier, Amsterdam, 392p.

Okubo, J., Lykawka, R., Warren, L. V., Favoreto, J. & Dias-Brito, D. 2018. Depositional, diagenetic and stratigraphic aspects of Macaé Group carbonates (Albian): example from an oilfield from Campos Basin. *Brazilian Journal of Geology*, v. 45, p. 243-258.

Robaina, L. S., Formoso, M. L. L. & Spadini, A. R. 1993. Geoquímica dos reservatórios carbonáticos da Formação Macaé (eo-meso-albiano) nos campos de Pampo e enchova. Bacia de Campos, Brasil: *Boletim Geociências da Petrobrás*, v. 7, n. 4, p. 103-133.

Spadini, A.R. 1992. *Processos deposicionais e ciclicidade em carbonatos albianos da plataforma rasa da Bacia de Campos*. MS Dissertation, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 143 p.

Spadini, A. R., Esteves, F. R., Dias-Brito D., Azevedo, R. L. M. & Rodrigues, R. 1988. The Macaé Formation, Campos basin, Brazil: Its evolution in the context of the initial history of the South Atlantic. *Revista Brasileira de Geociências*, 18(3):261-272.

Winter, W. R., Jahnert R. J. & França A. B. 2007. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15:511-529.

Worden, R. H. & Morad, S. 2003. Clay minerals in sandstones: a review of the detrital and diagenetic sources and evolution during burial. In: Worden, R.H., Morad, S. (Ed.). *Clay Mineral Cements in Sandstones: Special Publication Number 34 of the International Association of Sedimentologists*. Oxford, Blackwell Publishers, p. 3–41.