



**COMPOSIÇÃO PRIMÁRIA E PADRÕES DIAGENÉTICOS DOS ARENITOS
DA SEÇÃO RIFTE NO CAMPO DE CAIOBA, SUB-BACIA DE SERGIPE**

Porto Alegre, 2012.

AMANDA GOULART RODRIGUES

**COMPOSIÇÃO PRIMÁRIA E PADRÕES DIAGENÉTICOS DOS ARENITOS
DA SEÇÃO RIFTE NO CAMPO DE CAIOBA, SUB-BACIA DE SERGIPE**

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.

Orientadora: Profa. Dra. Karin Goldberg

Porto Alegre, 2012

Rodrigues, Amanda Goulart

Composição Primária e Padrões Diagenéticos dos Arenitos da Seção Rifte no Campo de Caioba, sub-bacia de Sergipe. Amanda Goulart Rodrigues - Porto Alegre: IGEO/UFRGS, 2012.

107 f. il.

Trabalho de Conclusão do Curso de Geologia. - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Instituto de Geociências. Porto Alegre, RS - BR, 2012.

Orientadora: Karin Goldberg

1. Bacia de Sergipe-Alagoas. 2. Fm. Barra de Itiúba. 3. Fm. Feliz Deserto. 4. Heterogeneidades de Reservatório. 5. Petrofácies de Reservatório. I. Título.

Catálogo na Publicação
Biblioteca Geociências - UFRGS
Renata Cristina Grün CRB 10/1113

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

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova o Trabalho de Conclusão de Curso "**COMPOSIÇÃO PRIMÁRIA E PADRÕES DIAGENÉTICOS DOS ARENITOS DA SEÇÃO RIFTE NO CAMPO DE CAIOBA, SUB-BACIA DE SERGIPE**" elaborado por Amanda Goulart Rodrigues, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Comissão Examinadora:

Dr. Luiz Fernando De Ros

Dr. Claiton Marlon dos Santos Scherer

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à mulher mais forte e persistente que conheço:
Vera Lucia Goulart Rodrigues. Mãe, tu és o meu exemplo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Universidade Federal do Rio Grande de Sul por proporcionar-me um ensino de qualidade e gratuito.

Aos professores desta universidade por me passarem as suas experiências e seus conhecimentos de forma cativante, sendo peças-chave para a minha futura vida como geóloga.

Ao Unificado Canoas, pela bolsa no colégio e cursinho pré-vestibular. Especialmente a Profa. Maria da Graça por acreditar no meu potencial.

À PETROBRAS pelos dados e lâminas fornecidas para esse trabalho, principalmente à Rosilene Menezes.

Ao Programa de Geologia do Petróleo 12 da ANP pela bolsa e suporte financeiro para a realização desse projeto. Especialmente ao Prof. Claiton Scherer por oportunizar-me ir ao campo estudar a Bacia de Recôncavo e Tucano Norte (BA).

Aos meus pais, Vera e Cesar Rodrigues, por me ensinarem a seguir o caminho do bem. Sempre me incentivaram a estudar e a correr atrás dos meus objetivos. Pelas inúmeras vezes que abdicaram de diversas coisas para que eu pudesse ter. Amo vocês.

À minha irmã gêmea Aline Rodrigues, por ter me ensinado um dos valores mais importantes da vida: saber dividir. Pelo seu companheirismo e por ter escolhido vir comigo novamente para o mundo de “provas e expiações”.

Aos meus avós, paternos e maternos pelo carinho e dedicação. À Valdomira por ter cuidado e amado muito meu avô Jorge. Aos meus tios, especialmente Tio Luís e Tia Djane, por sempre estarem presentes, mesmo que distantes fisicamente.

À minha amiga de infância Aline Borges e sua família, pela forma alegre e acolhedora que sempre me trataram, como se fosse da sua própria família. À Vanessa Goulart por ter feito parte da minha infância e adolescência, pelas inúmeras férias em sua companhia.

Às sociedades espíritas Cristo e Caridade e Allan Kardec, por terem me ensinado diversas lições sobre a vida e me mostrado o que realmente

importa: amor e caridade. "**Nascer, viver, morrer**, renascer ainda e progredir sempre, **esta é a Lei.**" (Allan Kardec).

À orientadora e amiga Profa. Karin Goldberg por toda disposição e tempo dedicado a minha formação. Pelas inúmeras horas de correções e conversas sobre diversos temas.

Ao Prof. De Ros pelas inúmeras dúvidas sanadas e por me ensinar os primeiros passos na petrologia sedimentar. Ao Garibaldi Armelenti pelas conversas e cafés matinais.

Aos inúmeros amigos que fiz nesses 5 anos de curso, principalmente, Eliege, Rosalia, Kellen, Fernando, Ana Paula (Pi), Fábio, Giuseppe e Jaques (meu primeiro colega de bolsa). Pelas inúmeras vezes que me ampararam em momentos difíceis e pela nossa amizade.

Aos colegas e amigos da sala 110: Fabia, Diego Lyra, Núscia, Cristiane Zatt e Ezequiel. Pelos cafés, conversas e amizade.

À faixa IV do mapeamento básico em geologia: Elissa, Gustavo Garcia, Adriano e Dina. Obrigada por fazerem essa etapa do curso muito agradável e educativa. Aos motoristas: Adalto e Claudinho, por serem ótimos profissionais e nos ajudarem nas saídas de campo.

Ao meu amigo "rabugento" Adriano dos Reis pelos anos de convivência e amizade.

Aos meus colegas e amigos do prédio da pós-graduação em Estratigrafia, pelos 3 anos de trabalhos em equipe. Especialmente um forte abraço ao Carlos Feijó, pela disposição e eficiência.

“Não há fé inabalável senão aquela que pode encarar a razão face a face, em todas as épocas da Humanidade”.

(O Evangelho Segundo o Espiritismo)

RESUMO

A caracterização de heterogeneidades internas às rochas-reservatórios é vital para o gerenciamento da produção de petróleo, sendo a disposição da porosidade e permeabilidade definidoras da anisotropia dentro dos corpos. A qualidade de reservatórios de petróleo é determinada pela porosidade e a permeabilidade, controladas por diversos fatores deposicionais, composicionais e diagenéticos. O presente trabalho tem como objetivo a identificação das composições primárias e padrões diagenéticos da seção rifte da Bacia Sergipe-Alagoas (Formação Feliz Deserto e Formação Barra de Itiúba), a fim de reconhecer heterogeneidades de reservatório em microescala. Para isso, foram adquiridos dados petrográficos em 40 lâminas de 2 poços do Campo de Caioba, sub-bacia de Sergipe. A quantificação dos constituintes primários, diagenéticos e porosidade e suas interrelações foram executadas de acordo com o método Gazzi-Dickinson pela contagem de 300 pontos nas lâminas estudadas. A composição detrítica original predominante nos arenitos analisados constituem subarcósios, sublitarenitos e litarenitos *sensu* Folk (1968). Os principais processos diagenéticos observados foram: (1) compactação de fragmentos de rocha metamórfica e intraclastos lamosos, formando pseudomatriz; (2) precipitação de crescimentos e projeções de quartzo e feldspatos (albita e feldspato potássico); cimentação e substituição por caulinita (3), dolomita e dolomita ferrosa/anquerita (4), pirita (5), óxidos/hidróxidos de ferro (6) e minerais de titânio diagenético (7), além de fases de dissolução eo-, meso- e telodiagenéticas. A macroporosidade dos dois poços estudados é predominantemente intergranular primária (méd.= 4%; máx.= 19%), porém há porosidade secundária por dissolução de constituintes primários e diagenéticos como também porosidade por fratura. Treze petrofácies de reservatório foram definidas e sumarizadas em quatro associações de petrofácies. Elas refletem a qualidade dos reservatórios estudados em microescala: BOA, MÉDIA, BAIXA e NÃO-RESERVATÓRIO. A Associação de petrofácies BOA é caracterizada por apresentar porosidade total média acima de 15%, enquanto que a MÉDIA apresenta porosidade total média acima de 7%. Nestas duas associações de petrofácies, a porosidade é predominantemente intergranular (porosidade intergranular/porosidade total > 0,80). As associações de petrofácies BAIXA e a NÃO-RESERVATÓRIO possuem porosidade total média sempre inferior a 1,5%. A perda de porosidade original se deu principalmente por compactação mecânica (geração de pseudomatriz) e cimentação de caulinita e dolomita. A manutenção da porosidade primária foi favorecida pela presença de crescimentos de quartzo. Portanto, a variação desses constituintes nos poços estudados definem as heterogeneidades de reservatório em microescala. De modo geral os reservatórios estudados consistem de BAIXA qualidade a NÃO-RESERVATÓRIO, intercalados com níveis de MÉDIA e BOA qualidade. A integração das associações de petrofácies com as fácies e associações de fácies poderá contribuir para o refinamento das zonas produtoras e otimização da produção no Campo de Caioba.

Palavras-Chave: Bacia de Sergipe-Alagoas, Fm. Barra de Itiúba, Fm. Feliz Deserto, Heterogeneidades de Reservatório, Petrofácies de Reservatório, Campo de Caioba.

ABSTRACT

The characterization of internal heterogeneities in reservoir rocks is necessary to manage oil production, because the porosity and permeability define anisotropy within the bodies. Reservoir quality is determined by porosity and permeability, controlled by several depositional, compositional and diagenetic factors. The aim of this work is to identify primary compositions and diagenetic patterns in the rift section of the Sergipe-Alagoas Basin (Feliz Deserto and Barra de Itiuba Formations), recognizing reservoir heterogeneities in microscale. Petrographic data was acquired in 40 thin sections from 2 wells in the Caioba Field, Sergipe sub-basin. The quantification of primary and diagenetic constituents, porosity and their interrelations were carried out according to the Gazzi-Dickinson method by counting 300 points in each thin section. The original detrital compositions dominant in sandstones are arkoses, sublithic and lithic sandstones *sensu* Folk (1968). The main diagenetic processes observed were: (1) compaction of metamorphic rock fragments and mud intraclasts, generating pseudomatrix, (2) precipitation of quartz and feldspar (albite and potassic feldspar) overgrowths and outgrowths; cementation and grain replacement by kaolinite (3), dolomite and ferroan dolomite/ankerite (4), pyrite (5), iron oxides and hydroxides (6) and diagenetic titanium minerals (7), in addition to dissolution phases during eo-, meso- and telodiagenesis. The macroporosity in the two wells studied is dominantly primary intergranular (av.= 4%; max.= 19%). However there is secondary porosity due to dissolution of primary and diagenetic constituents, as well as fracture porosity. Thirteen reservoir petrofacies were defined and grouped in four petrofacies associations. They reflect the reservoir quality in microscale: GOOD, MEDIUM, LOW and NON-RESERVOIR. The GOOD petrofacies association is characterized by average total porosity greater than 15%, whereas MEDIUM shows average total porosity greater than 7%. In both petrofacies associations, porosity is dominantly intergranular (intergranular porosity/ total porosity > 0.80). The LOW and NON-RESERVOIR petrofacies associations show average total porosity consistently less than 1.5%. The loss of original porosity was mainly due to mechanical compaction (generating pseudomatrix), and cementation of kaolinite and dolomite. The maintenance of primary porosity was favored by the presence of quartz overgrowths. Therefore, the variation of these constituents in the wells defines reservoir heterogeneity in microscale. Overall, the studied reservoirs consist in LOW quality and NON-RESERVOIR rocks, intercalated with levels of MEDIUM and GOOD quality. Integration of petrofacies association with facies and facies associations could contribute to the refinement of production zones and optimization of production in the Caioba Field.

Key words: Sergipe-Alagoas Basin, Feliz Deserto Formation, Barra de Itiúba Formation, Reservoir Heterogeneity, Reservoir Petrofacies, Caioba Field.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1. A) Carta cronoestratigráfica da sub-bacia de Sergipe, mostrando as diferentes fases e preenchimento da sub-bacia. Em vermelho está delimitada a porção estudada nesse trabalho (extraído de Campos Neto *et al.*, 2007). B) Quadro contendo diversas informações das fases evolutivas da sub-bacia de Sergipe, foco desse estudo, até o contexto de bacia do tipo margem passiva (extraído de Campos Neto *et al.*, 2007). 25
- Figura 2. Mapa estrutural da Bacia de Sergipe-Alagoas mostrando a configuração das principais falhas normais e compartimentos tectônicos. No ponto preto (quadrado vermelho) está a localização do Campo de Caioba (modificado de Falkenhein *et al.*, 1986). 26
- Figura 3. Diagrama de Pressão-Temperatura relacionando regimes diagenéticos até regimes metamórficos e os típicos gradientes de P-T da crosta da Terra. O gradiente geotérmico da crosta de 10°C/Km é típico de crátons estáveis, já o gradiente geotérmico de 30°C/Km é representativo de bacias do tipo rifte. A área em cinza mostra o campo de atuação da diagênese. Modificado de Worden & Burley (2003). 34
- Figura 4. Relação entre os regimes da diagênese: eodiagênese, mesodiagênese e telodiagênese (modificado de Worden & Burley, 2003).. 35
- Figura 5. Representação da inter-relação dos parâmetros controladores na diagênese (modificado de De Ros, 1996). 36
- Figura 6. Tipos de heterogenidades de reservatório em corpos de arenitos, ocorrendo em diversas escalas e extensões (modificado de Morad *et al.*, 2010). 40
- Figura 7. Variação da porosidade e permeabilidade em função da profundidade para os reservatórios da Formação Barra de Itiúba, Bacia de Sergipe-Alagoas. As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados integrados no estudo de Bruhn *et al.* (1988). Para os principais campos testemunhados, estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade: Caioba-CB (elipse vermelha); Carmópolis-CP; Cidade de São Miguel dos Campos-CSMC; Furado-FU. Modificado de Bruhn *et al.* (1988) 42
- Figura 8. a) Microscópio Leitz Laborlux 12 com *charriot* acoplado. b) Detalhe do *charriot*. 44
- Figura 9. Métodos de contagem de pontos ou grãos (somente os grãos cinza são contados). a) Método da frota (todos os grãos são contados). b) Método da fita (todos os grãos entre as duas linhas são contados). c) Método da

linha (os grãos interceptados pela linha são contados). Extraído de Galehouse (1971).	45
Figura 10. Equação que calcula o provável erro em diferentes intervalos de confiança, onde E é o provável erro em porcentagem, N é o número total de grãos ou pontos contados e P é a porcentagem de N de um componente individual (extraído de Galehouse, 1971).	46
Figura 11. Cálculo da porcentagem de erro em dois intervalos de confiança: 50 e 95.4 (extraído de Galehouse, 1971).	46
Figura 12. Provável erro no nível de confiança 95.4, em vermelho as linhas mostram o erro provável com a contagem de 300 pontos (extraído de Galehouse, 1971).	47
Figura 13. Fluxograma ilustrando o método Gazzi-Dickinson, que visa minimizar a dependência da composição da rocha no tamanho de grão (modificado de Zuffa, 1985).	48
Figura 14. Diagrama de proveniência tectônica Dickinson I (modificado de Dickinson, 1985).	49
Figura 15. Fotomicrografia da lâmina 1817,55 do poço B. Polarizadores cruzados (XP).	51
Figura 16. Janela de descrição de identificação nos quais são inseridas informações gerais da identificação da lâmina e observações gerais (Petroledge®).	52
Figura 17. Interface onde os dados de estrutura, textura e arcabouço são inseridos no Petroledge®.	54
Figura 18. Janela do programa Petroledge® onde são inseridos dados da quantificação, contendo a identificação do constituinte, hábito, modificador do constituinte, localização do constituinte, relação paragenética e qual o constituinte da relação.	56
Figura 19. Interface do Petroledge® onde são inseridos dados da medida do eixo longo e curto dos grãos da amostra, construindo um gráfico de dispersão e fornecendo dados estatísticos automaticamente.	57
Figura 20. Exemplos de fotomicrografias de lâminas analisadas. a) Dolomita romboédrica, zonada e com núcleo mais rico em ferro preenchendo porosidade primária e substituindo quartzo monocristalino detrítico. Polarizadores cruzados (XP). b) Poros móldicos e secundários formados pela dissolução de constituintes primários. Polarizadores descruzados (//P).	58

Figura 21. Aspectos estruturais e texturais das amostras analisadas. A) Laminação paralela marcada pela orientação do eixo maior dos fragmentos de rocha metamórfica (seta vermelha, polarizadores cruzados-XP); B) Estrutura maciça (Polarizadores descruzados-//P); C) Concreção de pirita (//P); D) Dolomita microcristalina preenchendo fraturas (seta amarela, XP); E) Arenitos finos, bem selecionados, estrutura maciça, orientação sub-paralela (//P); F) Arenito fino, muito mal selecionados, maciço (//P)..... 61

Figura 22. Composição detrítica original e atual das amostras quantificadas (38 lâminas) plotadas em diagramas Folk (1968). Observar diferenças entre os dois poços e leve deslocamento para termos mais quartzosos no diagrama Atual devido à caulinitização dos feldspatos e fragmentos de rocha metamórfica. 63

Figura 23. Principais aspectos da composição detrítica nas amostras analisadas. A) Quartzo monocristalino (seta vermelha, polarizadores cruzados-XP); B) Ardósia (seta vermelha, XP); C) Filitos (seta amarela), xisto (seta vermelha) e meta-arenito (seta azul, XP); D) Fragmento de chert (XP); E) Muscovita (seta vermelha, XP); F) Intraclastos lamosos argiláceos (seta amarela, polarizadores descruzados-//P). 64

Figura 24. Principais aspectos diagenéticos nas amostras analisadas. A) Pseudomatriz argilosa formada pela compactação de intraclastos lamosos argiláceos (seta vermelha). Polarizadores cruzados (XP); B) Pseudomatriz lítica (seta vermelha, XP). C) Crescimentos descontínuos de quartzo (seta vermelha, XP); D) Crescimentos descontínuos de quartzo engolfando caulinita como *booklets* (seta vermelha, XP); E) Crescimento de quartzo engolfando dolomita (seta vermelha) e caulinita expandindo muscovita (seta amarela, XP); F) Caulinita como *booklets* substituindo constituinte primário indiferenciado (seta vermelha, polarizadores descruzados //P)..... 68

Figura 25. Principais aspectos diagenéticos nas amostras analisadas. A) Caulinita como lamelas substituindo intraclasto lamoso argiláceo (seta vermelha, polarizadores cruzados-XP); B) Dolomita como mosaico fino substituindo constituintes primários (seta vermelha, XP). C) Dolomita zonada romboedro grande com núcleo de anquerita preenchendo poros primários (XP); D) Pirita framboidal substituindo dolomita (seta vermelha, XP); E) Óxido/Hidróxido de Ferro substituindo pseudomatriz argilosa (seta vermelha, polarizadores descruzados-//P); F) Mineral de Titânio diagenético (seta vermelha, //P)..... 69

Figura 26. Constituintes diagenéticos traços nas amostras estudadas. A) Jarosita substituindo pirita blocosa (seta vermelha, polarizadores cruzados – XP); B) Gipsita preenchendo poros e sendo dissolvida parcialmente (seta

vermelha, polarizadores descruzados- //P); C) Hidrocarboneto parafínico engolfando caulinita vermicular (seta vermelha, //P); D) Constituinte diagenético indiferenciado preenchendo poros (//P)..... 71

Figura 27. Principais tipos de macroporosidade. A) Porosidade primária amplamente preservada. B) Porosidade de dissolução de pseudomatriz (seta amarela) e móldica (seta vermelha); C) Poros móldicos (seta vermelha); D) Poros secundários por dissolução de quartzo (seta vermelha). E) Poro de escavação (seta vermelha); F) Poros primários obliterados por romboedros de dolomita (seta amarela) e pseudomatriz argilosa (seta vermelha). Todas as lâminas foram fotografadas com os polarizadores descruzados (//P)..... 73

Figura 28. Diagrama de Ehrenberg (1989) mostrando a relação entre o volume intergranular e o cimento total, relacionando a redução de porosidade primária por cimentação e/ou compactação..... 74

Figura 29. Gráfico da macroporosidade em relação a profundidade para os dois poços estudados. A macroporosidade se mantém com o aumento da profundidade, somente no PçA da associação de petrofácies Não-reservatório que há um aumento de porosidade por dissolução de constituintes e fraturas. As amostras foram separadas em Associações de Petrofácies: Boa, Média, Baixa e Não-reservatório. 84

Figura 30. Relação da permeabilidade horizontal (mD) e a macroporosidade (%) para as associações de petrofácies de reservatório definidas. 84

Figura 31. Associações de petrofácies de reservatório sugeridas para a Fm. Barra de Itiúba e Fm. Feliz Deserto com as principais características definidoras e fotomicrografia representativa. 85

Figura 32. Modelos paragenéticos simplificados das rochas estudadas, mostrando os principais constituintes primários e diagenéticos, bem como a diminuição da porosidade primária e surgimento da porosidade secundária por dissolução..... 92

Figura 33. Composição original e atual das amostras plotadas em diagramas de proveniência Dickinson I (Dickinson, 1985), mostrando uma grande contribuição da Reciclagem Orogênica e subordinadamente para o poço B uma contribuição de Interior Cratônico. 94

Figura 34. Gráfico mostrando a relação da porosidade total com a dolomita total para os dois poços estudados..... 95

Figura 35. Gráfico mostrando a relação da porosidade total e a caulinita. Apesar da dispersão, algumas amostras no poço B ilustram o impacto negativo da caulinita na porosidade total. 96

- Figura 36. Gráfico mostrando a relação da porosidade total e o quartzo autigênico, demonstrando que a presença de crescimentos de quartzo impacta positivamente a porosidade total. 97
- Figura 37. Gráfico mostrando a pseudomatriz em relação a porosidade intergranular das amostras estudadas. 97
- Figura 38. Gráfico mostrando a relação da porosidade total e os grãos dúcteis, demonstrando uma relação inversa entre esses variáveis. 98

LISTA DE QUADROS

- Quadro 1. Definição dos principais processos diagenéticos (Worden & Burley, 2003)..... 32
- Quadro 2. Tipos de proveniência tectônica, ambientes geotectônicos correspondentes e composição das areias geradas (Dickinson, 1985). 49
- Quadro 3. Médias e Máximas dos principais constituintes e porosidades para as petrofácies de reservatório definidas para a Fm. Barra de Itiúba e Fm. Feliz Deserto. As diferentes cores representam 3 associações de petrofácies de reservatório. Bege=BOA; Verde=MÉDIA; Rosa=BAIXA. 82
- Quadro 4. Médias e Máximas dos principais constituintes e porosidades para as petrofácies de reservatório definidas para a Fm. Barra de Itiúba e Fm. Feliz Deserto. A associação de petrofácies de reservatório NÃO-RESERVATÓRIO é representada pela cor azul. 82
- Quadro 5. Relação das lâminas, petrofácies e associações de petrofácies definidas para as amostras estudadas. 86
- Quadro 6. Dados utilizados para a confecção do gráfico que relaciona a macroporosidade (%) com a permeabilidade horizontal (mD). 87

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	19
1.1. Caracterização do problema e hipóteses.....	19
1.2. Objetivos.....	20
2. GEOLOGIA E LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO	22
2.1. Bacia de Sergipe-Alagoas	22
2.2. Principais reservatórios e acumulações de hidrocarbonetos da Bacia de Sergipe-Alagoas.....	23
2.3. Formação Feliz Deserto e Barra de Itiúba	26
2.4. Discordância Pré-Aratu: Barra de Itiúba X Feliz Deserto	28
2.5. Estudos recentes na Formação Feliz Deserto e Formação Barra de Itiúba.....	29
3. REVISÃO CONCEITUAL	31
3.1. Do clasto à rocha: a importância da petrologia sedimentar nas ciências da Terra.....	31
3.2. Diagênese: aspectos gerais.....	32
4. ESTADO DA ARTE	37
4.1. Heterogeneidades de Reservatórios	37
4.2. Tipos de heterogeneidades	38
4.3. Escalas de heterogeneidades.....	38
5. METODOLOGIA.....	43
5.1. Revisão e Levantamento Bibliográfico.....	43
5.2. Petrologia Sedimentar Quantitativa	43
5.3. Análise modal pela contagem de 300 pontos utilizando o método Gazzi-Dickinson	44
5.3.1. Precisão e adequação do método.....	44
5.3.2. Análise petrográfica quantitativa	47
5.3.3. A informação básica e os ciclos de inferências em petrologia sedimentar	49
5.4. Inserção de dados petrográficos no <i>software</i> Petroledge®	51
5.5. Análise modal da granulometria (histogramas).....	56
5.6. Fotomicrografias das principais feições descritas.....	57
5.7. Definição de Petrofácies de Reservatório.....	58
6. RESULTADOS	60
6.1. Estruturas, textura e fábrica.....	60
6.2. Composição detrítica	62
6.3. Diagênese.....	65
6.4. Porosidade e compactação	71
6.5. Petrofácies de Reservatório.....	74
6.6. Associações de Petrofácies.....	83
7. DISCUSSÃO	88
7.1. Modelo paragenético para litarenitos e sublitenitos	88
7.2. Modelo paragenético para subarcósios	90
7.3. Proveniência	93

7.4. O impacto dos constituintes diagenéticos na qualidade dos reservatórios.....	94
8. CONCLUSÕES	99
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102
10. ANEXOS.....	107

1. INTRODUÇÃO

Estudos petrográficos nas bacias sedimentares brasileiras ainda são muito escassos em comparação com estudos estratigráficos, e a Bacia de Sergipe-Alagoas não foge à regra. As Formações Feliz Deserto e Barra de Itiúba caracterizam-se por depósitos lacustres-deltaicos formados na fase rifte da Bacia de Sergipe-Alagoas sob um regime tectônico bastante ativo, consistindo nos principais reservatórios dessa bacia. Trabalhos anteriores nas Formações Feliz Deserto e Barra de Itiúba, com foco na exploração de hidrocarbonetos, têm utilizado a estratigrafia de sequências, estudos sedimentológicos e de sistemas deposicionais, porém essas ferramentas somente dão noções macroscópicas da qualidade dos reservatórios. Portanto, a quantificação das heterogeneidades internas e em microescala dos reservatórios é uma peça fundamental dentro de um campo produtor.

O estudo petrológico nesse intervalo vai contribuir para o entendimento da evolução da fase rifte da sub-bacia de Sergipe e principalmente do Campo de Caioba, em termos de composição primária e processos diagenéticos que influenciam diretamente na porosidade e permeabilidade: dois atributos fundamentais para a qualidade do reservatório.

1.1. Caracterização do problema e hipóteses

O problema proposto abrange a definição de padrões composicionais e diagenéticos para a Formação Feliz Deserto e Formação Barra de Itiúba no Campo de Caioba (sub-bacia de Sergipe), a fim de caracterizar heterogeneidades de reservatório em nível de microescala. Para isso foram coletados dados petrológicos de composição primária, diagênese e macroporosidade, além de dados estruturais e texturais. A caracterização de heterogeneidades internas às rochas-reservatórios consiste de um elemento vital para o gerenciamento da produção de petróleo, pois fornece subsídios para um modelo geológico mais realista do alvo estudado. A quantificação e delimitação da distribuição da porosidade e permeabilidade caracterizam os padrões de anisotropia hidrodinâmica dentro dos corpos. A heterogeneidade, no entanto, é condicionada por diferentes processos e suas interrelações em diferentes escalas (Galloway & Hobday, 1996; Weber, 1986): gigascópica, megascópica, macroscópica, mesoscópica e microscópica. O estudo desenvolvido abrange somente a escala microscópica, fornecendo dados necessários e auxílio para uma futura integração com escala mesoscópica a macroscópica.

A premissa básica deriva do conceito existente na literatura que mudanças na composição primária e nos padrões diagenéticos definem heterogeneidades internas nos reservatórios em nível de microescala (Galloway & Hobday, 1996; Paim *et al.*, 2003; Garcia *et al.*, 2003; Morad *et al.*, 2010). Sendo a Formação Barra de Itiúba um dos principais reservatórios da Bacia de Sergipe-Alagoas, a principal hipótese é que existam heterogeneidades internas geradas por mudanças composicionais que influenciam diretamente a qualidade dessas rochas-reservatórios.

1.2. Objetivos

O objetivo geral desse estudo é uma análise petrológica da seção rifte na Bacia de Sergipe-Alagoas (Formações Feliz Deserto e Barra de Itiúba), utilizando 40 lâminas de 2 poços do Campo de Caioba fornecidas pela Unidade Operacional – Sergipe-Alagoas da PETROBRAS.

Os objetivos específicos são:

- 1) Identificar os constituintes primários, diagenéticos e porosidade das rochas da Fm. Feliz Deserto e Fm. Barra de Itiúba, bem como as relações entre os constituintes e as sequências diagenéticas.
- 2) Definir as composições primárias e padrões diagenéticos para esse intervalo estratigráfico utilizando o conceito de petrofácies de reservatório (De Ros & Goldberg, 2007), de modo a caracterizar e identificar as heterogeneidades internas dos reservatórios em nível de microescala.
- 3) Definir quais são os constituintes responsáveis pelas heterogeneidades das rochas-reservatório, ou seja, os constituintes que mais impactam a porosidade.
- 4) Contribuir para o entendimento da diagênese de sistemas deposicionais lacustres/deltaicos em bacias do tipo rifte e para uma modelagem mais realista do Campo de Caioba.

2. GEOLOGIA E LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

As lâminas estudadas neste trabalho são provenientes de dois poços localizados no Campo de Caioba na sub-bacia de Sergipe, sendo 38 pertencentes a Formação Barra de Itiúba e 2 da Formação Feliz Deserto. Por questões de confidencialidade, as localizações dos poços dentro do campo não podem ser divulgadas e as siglas dos mesmos foram codificadas.

2.1. Bacia de Sergipe-Alagoas

A Bacia de Sergipe-Alagoas localiza-se na faixa litorânea dos estados homônimos, sendo alongada na direção NE e com cerca de 350 km de extensão, entre os paralelos 9° e 11°30' Sul. A porção *onshore* apresenta uma área de 13.000 km² e a porção *offshore* se estende por aproximadamente 33.000 km². Seu limite norte é o Alto de Maragogi com a Bacia de Parnaíba-Pernambuco e o limite sul com a Bacia de Jacuípe se dá no sistema de falha Vaza-Barris (Feijó, 1994). Segundo Campos Neto *et al.* (2007), a Bacia de Sergipe-Alagoas pode ser tratada como uma única bacia sedimentar, pois o Alto de Japoatã-Penedo não caracteriza um divisor de bacias e está restrito apenas à porção emersa e de águas rasas, não se prolongando até o bloco baixo da charneira Eoalagoas. Porém, há diferenças no preenchimento sedimentar e o estilo tectônico da porção sergipana para a alagoana, motivo pelo qual há duas cartas cronoestratigráficas atuais para essa bacia (Fig. 1).

A gênese da Bacia de Sergipe-Alagoas se deve à fragmentação do supercontinente Gondwana no Jurássico Superior/Cretáceo Inferior, que resultou na formação de dezenas de bacias sedimentares na margem brasileira e africana. Essa bacia registrou diferentes fases da fragmentação desse supercontinente (no extremo norte do Atlântico Sul), contendo estratos desde a fase pré-rifte até a fase drifte (já evoluída para uma bacia do tipo margem passiva).

A bacia é subdividida em blocos ou compartimentos tectônicos limitados por grandes falhas (Fig. 2). As diversas fases tectônicas condicionam diretamente o preenchimento sedimentar, sendo essas fases de natureza diácrona nos diferentes compartimentos. Isso, conseqüentemente, resulta em distribuição espacial bastante complexa das unidades crono e litoestratigráficas (Aquino & Lana, 1990).

Como consequência disso, o registro dessa bacia, além de completo, é bastante complexo, surgindo muitas divergências na literatura, principalmente no que diz respeito nas fases pré-rifte e rifte (por exemplo, os trabalhos de Feijó, 1994 e Campos Neto *et al.*, 2007).

2.2.Principais reservatórios e acumulações de hidrocarbonetos da Bacia de Sergipe-Alagoas

Segundo Bruhn *et al.* (1988), os reservatórios da fase rifte da Bacia Sergipe-Alagoas compreendem os arenitos finos da Formação Barra de Itiúba e Coqueiro Seco, além de acumulações pouco expressivas nas plataformas carbonáticas da Formação Morro do Chaves e nos arenitos fluviais da Formação Penedo. Existe também acumulações expressivas nos reservatórios da fase pré-rifte contemplando os arenitos finos e grossos da Formação Serraria.

Há 14 acumulações de óleo em reservatórios rifte e/ou pré-rifte nessa bacia, sendo 6 delas com volumes originais provados superiores a 1 milhão de metros cúbicos (Campos de Carmópolis, Pilar, Caioba, Furado, Coqueiro Seco e Atalaia Sul; em Bruhn *et al.*, 1988). Já as acumulações de gás

natural compreendem 21 ocorrências em reservatórios rifte e/ou pré-rifte, sendo somente 4 com volumes originais provados de gás não-associado superiores a 1 bilhão de metros cúbicos (Campos de Pilar, São Miguel dos Campos, Cidade de São Miguel dos Campos e Furado, em Bruhn *et al.*, 1988).

Dados recentes de produção de petróleo (óleo e condensados) específicos da sub-bacia de Sergipe indicam uma produção de cerca de 900 mil barris de petróleo no ano de 2012 até o momento (ANP, 2012). Já a produção de gás natural para essa bacia está por volta de 560 mil m³ também para o ano vigente (ANP, 2012).

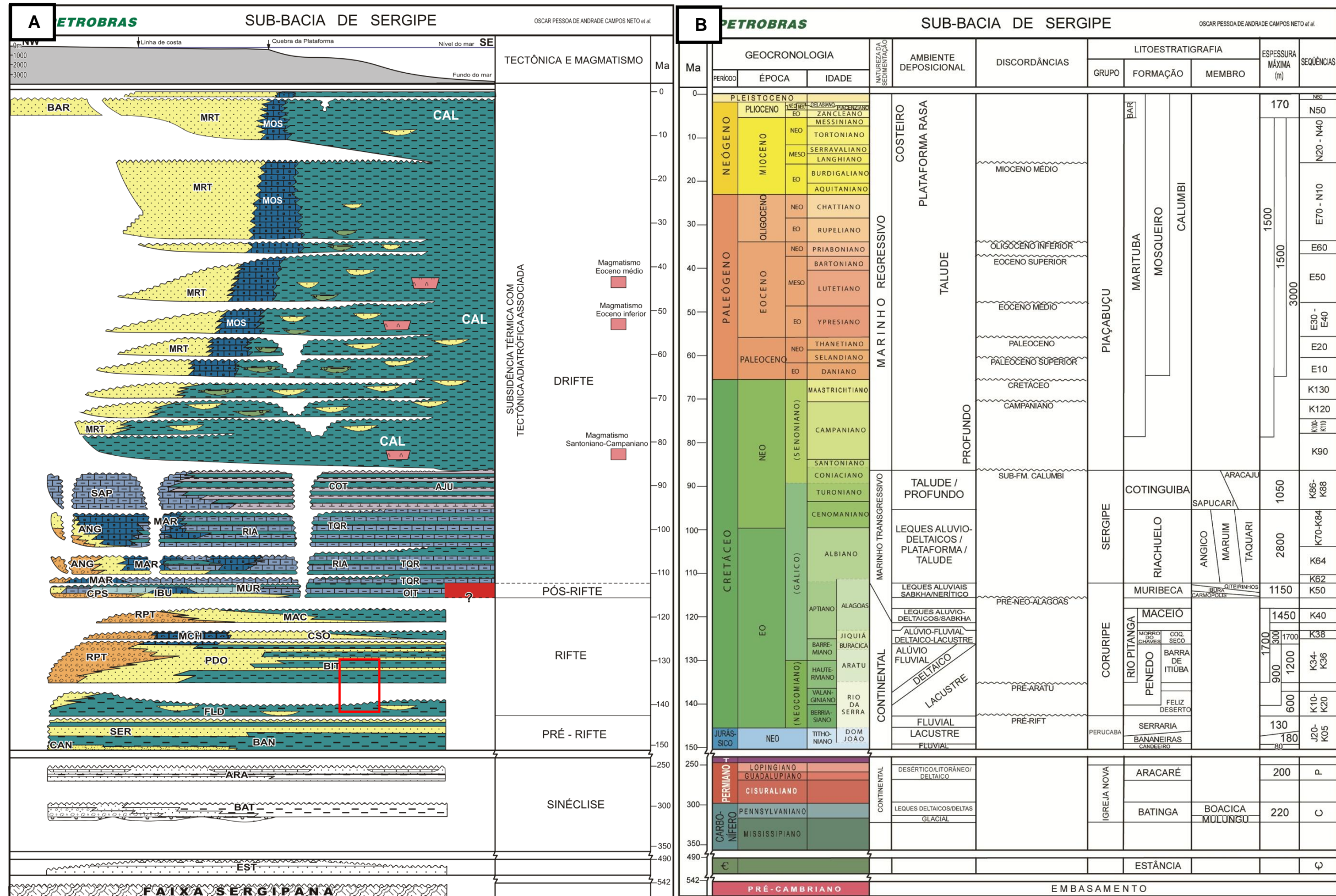


Figura 1. A) Carta cronoestratigráfica da sub-bacia de Sergipe, mostrando as diferentes fases e preenchimento da sub-bacia. Em vermelho está delimitada a porção estudada nesse trabalho (extraído de Campos Neto *et al.*, 2007). B) Quadro contendo diversas informações das fases evolutivas da sub-bacia de Sergipe, foco desse estudo, até o contexto de bacia do tipo margem passiva (extraído de Campos Neto *et al.*, 2007).



Figura 2. Mapa estrutural da Bacia de Sergipe-Alagoas mostrando a configuração das principais falhas normais e compartimentos tectônicos. No ponto preto (quadrado vermelho) está a localização do Campo de Caioba (modificado de Falkenhein *et al.*, 1986).

2.3. Formação Feliz Deserto e Barra de Itiúba

Kreidler & Andery (1949, *apud* Souza Lima *et al.*, 2002) foram os primeiros a reconhecer a Formação Barra de Itiúba como unidade litoestratigráfica individualizada, denominando como sedimentos do “Membro Barra de Itiúba” da sua “Formação Japoatã”. No início da década de 1960, a “Formação Feliz Deserto” foi definida a partir de dados de subsuperfície. Esta unidade estava baseada em zoneamentos bioestratigráficos, tendo a separação dessa unidade sido refutada por Perella *et al.* (1963). Entretanto,

Perella (*op. cit*) eleva o “Membro Barra de Itiúba” a categoria de Formação e inclui a “Formação Feliz Deserto” na litoestratigrafia.

Schaller (1969), com seu trabalho de revisão estratigráfica da Bacia de Sergipe-Alagoas, retoma essa denominação da Formação Barra de Itiúba feita por Perella *et al.* (1963) e faz um estudo inédito em relação à denominação de andares locais para a Bacia de Sergipe-Alagoas sustentados por estudos bioestratigráficos em ostracodes. Com isso, Schaller (1969) refere à idade da unidade estudada como Cretáceo Inferior devido ao fato dos estratos conterem ostracodes não-marinhas das zonas 007, 006, 005, 001, 003 e pólen de zonas diferenciais 490 e 480, permitindo a correlação com sedimentos das Formações Candeia e Ilhas, das Bacias do Recôncavo e Tucano.

As formações estudadas nesse trabalho pertencem à Supersequência Rifte (*sensu* Campos Neto *et al.*, 2007) e são denominadas de Sequência K10-K20 e Sequência K34-K36.

Supersequência Rifte

Esse intervalo de rochas corresponde ao estágio de subsidência mecânica da bacia, quando foram depositadas as rochas das sequências K10-K20, K34-K36, K38 e K40. O início e o término do estágio rifte da Bacia de Sergipe-Alagoas ainda é controverso. No trabalho de Campos Neto *et al.* (2007) admite-se que o início do rifte ocorreu no Andar Rio da Serra (aproximadamente 142 Ma), com a formação do lago da Fm. Feliz Deserto. O término do rifte ocorreu no Eoalagoas (aproximadamente 116 Ma), quando o tectonismo foi bastante intenso e resultou em uma discordância em toda a bacia. Esse evento erosivo de escala regional, denominado de discordância Pré-NeoAlagoas, delimita o final do rifte.

Sequência K10-K20

Essa sequência (Idade Rio da Serra) foi depositada durante o estiramento inicial do rifte, quando se instalou o sistema lacustre-deltaico da Formação Feliz Deserto. O registro da sedimentação arenosa alúvio-fluvial da Formação Penedo restringe-se a segmentos da borda sergipana e ao extremo nordeste da borda alagoana.

Sequência K34-K36

Essa sequência compreende os andares Aratu, Buracica e Jiquiá, depositada durante o primeiro pulso tectônico do rifte. É composta por conglomerados aluviais da Formação Rio Pitanga, arenitos alúvio-fluviais da Formação Penedo, carbonatos coquinóides e folhelhos da Formação Morro do Chaves, além de arenitos, siltitos e folhelhos deltaico-lacustres da Formação Barra de Itiúba.

2.4. Discordância Pré-Aratu: Barra de Itiúba X Feliz Deserto

Segundo Kreidler & Andery (1949, *apud* Souza-Lima *et al.*, 2002), a Formação Barra de Itiúba é composta por uma sucessão de folhelhos e arenitos de granulometria fina, que se interdigitam lateralmente com a Formação Penedo. O nome da formação deriva da vila de Barra de Itiúba, em Alagoas, onde o rio Itiúba deságua no rio São Francisco. Essa formação foi depositada, provavelmente, por um sistema deltaico em um ambiente lacustre (Souza-Lima *et al.*, 2002).

Schaller (1969) descreveu a Formação Feliz Deserto como a sucessão de folhelhos esverdeados com delgadas intercalações de arenitos que ocorre na parte basal da Formação Barra de Itiúba. Essa redefinição baseia-se na descoberta da discordância Pré-Aratu da Formação Barra de Itiúba. A discordância foi identificada pela ausência das subzonas de ostracodes não-marinhos do Andar Rio da Serra *Cypridea ventronodata*

Krommelbein 1962, *Paracypridea maacki* Krommelbein 1964 e *Paracypridea bicallosa* Krommelbein 1964 (Galm & Santos, 1994). Em nenhum local da Bacia de Sergipe-Alagoas encontrou-se evidência de sedimentação contínua do Andar Rio da Serra até o Andar Aratu, definindo assim o caráter regional da discordância. Segundo Galm & Santos (1994), o registro sedimentar ausente na seção do topo do Andar Rio da Serra Superior equivale a um hiato mínimo de 5 Ma.

2.5. Estudos recentes na Formação Feliz Deserto e Formação Barra de Itiúba

Barreiro (2004) realizou um estudo integrado das formações Serraria, Barra de Itiúba e Penedo, contemplando dados de descrição de rocha (testemunho e afloramento), análise de perfis eletrorradioativos e GPR (*Ground Penetrating Radar*), a fim de construir um modelo evolutivo para as fases pré-rifte/rifte da Bacia de Sergipe-Alagoas com implicações para a exploração de hidrocarbonetos. Segundo a autora, sob o ponto de vista de sistema petrolífero, as principais acumulações da transição pré-rifte/rifte são de natureza siliciclástica e envolvem fácies fluviais, flúvio-eólicas (Formação Serraria e Penedo), deltaicos (barra de desembocadura e canais distributários) e de fluxos gravitacionais da Formação Barra de Itiúba. O principal gerador são os folhelhos do Neocomiano da Formação Barra de Itiúba. As principais trapas são do tipo estrutural, associadas à falhamentos do rifte, e estratigráficas, relacionadas a superfícies de máximo afogamento. Nos depósitos deltaicos, os corpos de prodelta isolam reservatórios de barras de desembocadura e canais distributários. Com esse trabalho, foi possível gerar dados que serviram para a elaboração de arcabouços preditivos de reservatórios.

Chiossi (2005) estudou depósitos sin-rifte derivados de margens flexurais de meio-gráben, delimitando sequências de 3ª ordem e suas origens com base em conceitos de estratigrafia de sequências. Baseado em dados de testemunhos, perfis elétricos e isotópicos foi gerado um modelo de

tratos de sistemas para essas sequências, composto por dois tratos de sistemas regressivos separados por um trato transgressivo.

Borba (2011) propôs um arcabouço estratigráfico de média resolução para as Formações Feliz Deserto, Barra de Itiúba e Penedo, baseado em perfis eletrorradioativos, amostras de calha e sísmica 3D. O estudo teve como objetivo principal o zoneamento de reservatórios no Campo de Furado (Bacia de Sergipe-Alagoas), discutindo também a influência da tectônica na sedimentação ao início do estágio rifte da bacia.

3. REVISÃO CONCEITUAL

3.1. Do clasto à rocha: a importância da petrologia sedimentar nas ciências da Terra

O estudo em escala microscópica tem trazido muitos avanços para as ciências da Terra, tendo em vista que ele contribui substancialmente no entendimento dos processos formadores de rocha, ou seja, *os processos litogeoquímicos*.

A petrologia sedimentar pode ser comparada à investigação forense na qual se busca determinar a sequência e circunstâncias de um crime ocorrido por meio da coleta de evidências. A investigação petrológica trata das etapas e processos ocorridos com os clastos depositados (“vítima”) até a sua transformação em rocha (“cena do crime”). Os processos litogeoquímicos ocorridos durante a diagênese ficam registrados parcialmente por meio da precipitação de minerais autigênicos, compactação, dissolução, substituição, e transformações mineralógicas, entre outros (Quadro 1). Esses registros nos dão pistas de quais seriam os processos e as condições que resultaram na sua ocorrência. Porém, assim como numa cena de crime, as evidências podem ser parciais, tendo em vista que nem tudo fica preservado. Pode haver processos que não ficaram registrados, quando então os produtos permitirão a determinação parcial dos processos formadores da rocha e suas condições geoquímicas.

Termo	Definição
Autigênese	Crescimento mineral <i>in situ</i>
Cimentação	Crescimento ou precipitação de minerais nos espaços porosos
Compactação	Conjunto de processos resultando no colapso de espaço poroso nos arenitos
Descarboxilação	Perda de CO ₂ da matéria orgânica em resposta ao aumento de temperatura
Desidratação	Perda de H ₂ O de minerais e matéria orgânica como o resultado do aumento da temperatura
Dissolução	Processo no qual um mineral é destruído pela interação com um fluido, deixando pra trás uma cavidade
Litificação	O processo de endurecimento de sedimentos soltos e friáveis através de processos de compactação e cimentação
Neoformação	Novo crescimento mineral durante a diagênese
Neomorfismo	Transformação de um mineral envolvendo mudanças na química do cristal
Precipitação	Cristalização de mineral a partir de uma solução
Recristalização	Dissolução seguida de precipitação envolvendo mudanças no tamanho ou hábito do cristal de um dado mineral específico
Substituição	Crescimento de mineral autigênico quimicamente diferente dentro de um corpo de um mineral pré-existente

Quadro 1. Definição dos principais processos diagenéticos (Worden & Burley, 2003).

3.2. Diagênese: aspectos gerais

Segundo De Ros (1996), as rochas siliciclásticas são formadas por diferentes tipos de grãos detríticos, sendo os principais deles quartzo, feldspato e fragmentos líticos, que podem ser provenientes de uma ou mais áreas fonte. A estes constituintes primários vêm se somar minerais autigênicos, formados durante a evolução pós-deposicional em um ou mais ciclos diagenéticos.

A diagênese compreende um amplo espectro de processos físicos, biológicos e químicos pós-deposicionais controlados pelo aumento da temperatura e da pressão devido ao soterramento crescente, bem como pela química da água intersticial nos poros, que levam à litificação da rocha. A figura 3 mostra as condições térmicas (0 a 200° C) e de pressão relacionada com o aumento da profundidade (o limite superior da diagênese aproximadamente é 5 Kbar e 20 Km) do campo atuante da diagênese. Os constituintes primários e diagenéticos dos sedimentos reagem por meio da interação água-rocha por meio dos fluidos contidos nos poros (Worden & Burley, 2003). Segundo Worden & Burley (2003) o conceito de regimes de

diagênese é um amplo sistema que relaciona os processos de diagênese com a evolução das bacias sedimentares. Três regimes conceituais (Fig. 4) são comumente reconhecidos: diagênese precoce (eodiagênese), diagênese de soterramento (mesodiagênese) e diagênese de soerguimento (telodiagênese).

Choquette & Pray (1970) propuseram os estágios diagenéticos que posteriormente foram adaptados por Schmidt & McDonald (1979). Segundo Morad *et al.* (2000) a eodiagênese é o estágio que inclui todos os processos que ocorrem sob a influência direta de fluidos deposicionais e que ocorrem em profundidades rasas e temperaturas baixas (entre 30°C e 70°C). A mesodiagênese é o estágio onde ocorrem reações envolvendo águas de formação quimicamente evoluídas sob condições de soterramento efetivo e temperaturas relativamente mais elevadas (70°C a aproximadamente 200°C). Com isso os minerais se tornam instáveis, buscando o equilíbrio e conseqüentemente produzindo minerais mais estáveis. A telodiagênese refere-se aos processos relacionados ao soerguimento e nova exposição das rochas sedimentares às condições superficiais, fazendo com que haja desestabilização dos minerais formados na mesodiagênese e nova readaptação dos constituintes da rocha às novas condições.

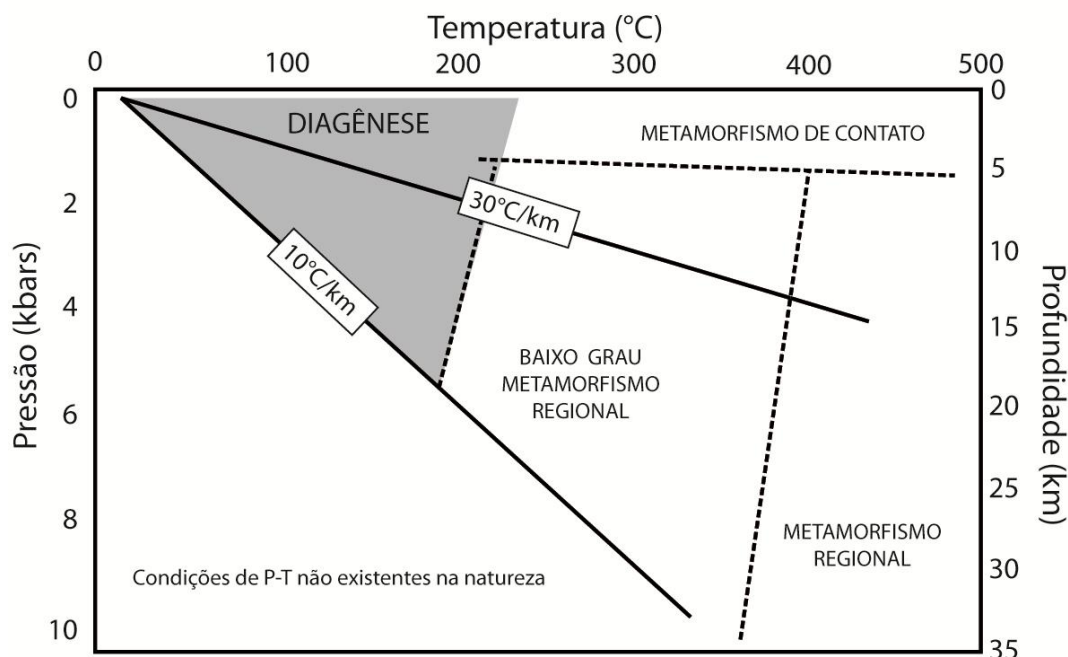


Figura 3. Diagrama de Pressão-Temperatura relacionando regimes diagenéticos até regimes metamórficos e os típicos gradientes de P-T da crosta da Terra. O gradiente geotérmico da crosta de 10°C/Km é típico de crátons estáveis, já o gradiente geotérmico de 30°C/Km é representativo de bacias do tipo rifte. A área em cinza mostra o campo de atuação da diagênese. Modificado de Worden & Burley (2003).

A interação complexa entre os fatores controladores deposicionais e pós-deposicionais da diagênese são demonstrados na figura 5 (De Ros, 1996). Os processos pós-deposicionais condicionam a qualidade dos reservatórios da bacia estudada, pois controlam a preservação, geração e/ou destruição de poros da rocha reservatório do sistema petrolífero. Segundo De Ros (1996) os fatores mais importantes como controladores da diagênese são: a composição dos constituintes detríticos, dos fluidos intersticiais e dos constituintes diagenéticos precoces, além de parâmetros não-composicionais como temperatura, pressão, fluxo dos fluidos e tempo.

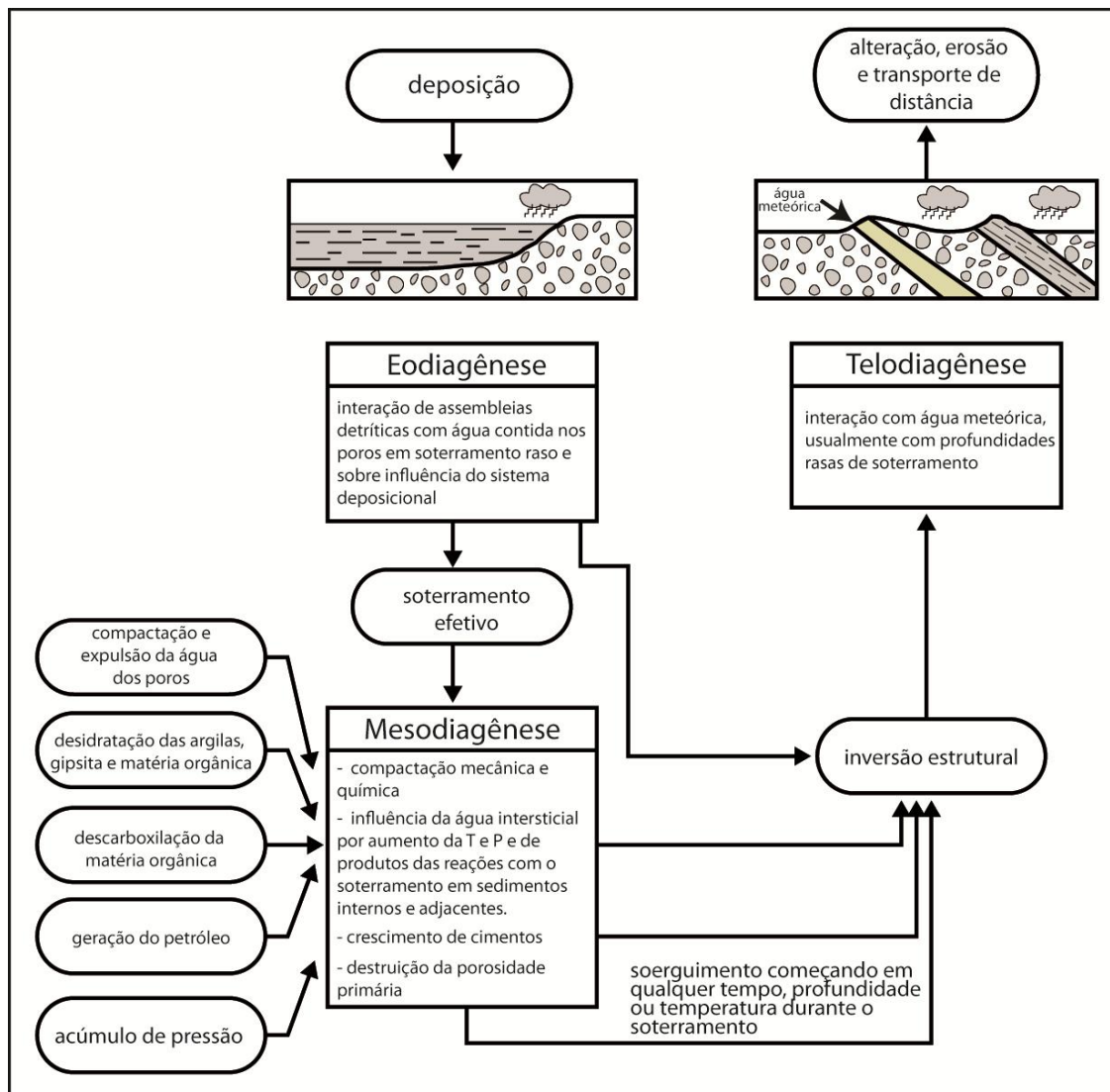


Figura 4. Relação entre os regimes da diagênese: eodiagênese, mesodiagênese e telodiagênese (modificado de Worden & Burley, 2003).

A alteração química dos constituintes detríticos influencia profundamente os estágios diagenéticos subsequentes, colocando à disposição íons de Ca^{+2} , Mg^{+2} , Fe^{+2} , Na^{+} , K^{+} , Cl^{-} , SO_4^{-2} , HCO^{-3} , entre outros, colocados no sistema por decomposição química da rocha/mineral fonte. Segundo De Ros (1996) a composição dos fluidos intersticiais tem importante função em todos os estágios da diagênese clástica, sendo inicialmente determinada pelo ambiente deposicional e posteriormente modificada por reações envolvendo principalmente as transformações da matéria orgânica e dos argilominerais, além de interagir com os grãos

detríticos com o avanço do soterramento e incremento dos processos diagenéticos.

A temperatura é uma função da história de soterramento da bacia sedimentar, em termos de profundidade, fluxo de calor e condutividade térmica da sucessão sedimentar estudada e das rochas adjacentes (De Ros, 1996). A evolução tectônica e atividade magmática na bacia são bastante influentes. Outro parâmetro não-composicional importante é a pressão, que sofre incremento com a profundidade de soterramento e também *stress* tectônico. O aumento gradativo da pressão promove a compactação mecânica e química das rochas e conseqüente redução da porosidade dos reservatórios.

Os parâmetros supracitados se inter-relacionam e são influenciados pela história de soterramento, que determina o tempo de residência no qual a rocha foi submetida às condições de temperatura, pressão, química do fluido e as reações diagenéticas ocorridas (Klein & Misuzaki, 2007).



Figura 5. Representação da inter-relação dos parâmetros controladores na diagênese (modificado de De Ros, 1996).

4. ESTADO DA ARTE

4.1. Heterogeneidades de Reservatórios

A definição de modelos físicos ou conceituais que visam à exploração de hidrocarbonetos é bastante complexa. Isso se deve à dificuldade de reconhecer e caracterizar de forma concisa as características e disposição da distribuição da porosidade e permeabilidade nas diferentes escalas de observação (Paim *et al.*, 2003).

Os processos genéticos atuantes desde a deposição até a telodiagênese de depósitos sedimentares influenciam e condicionam diretamente a existência e a distribuição dos hidrocarbonetos dentro do corpo-reservatório, como também definem as heterogeneidades. Os processos cujo controle é deposicional tendem a criar heterogeneidades que se concentram e se distribuem segundo as propriedades físicas (e.g., tamanho de grão e estrutura), químicas (e.g., composição dos grãos) e as variações de energia do paleoambiente. Já os processos cujo controle é pós-deposicionais criam heterogeneidades de acordo com os processos e produtos diagenéticos.

Segundo Paim *et al.* (2003) os atributos físicos e composicionais reconhecidos em estudos petrográficos (microescala) decorrem, em última análise, de processos pós-deposicionais (diagenéticos) que afetam ou são influenciados pelos atributos deposicionais (sedimentogênese).

4.2. Tipos de heterogeneidades

Detectar, limitar e quantificar a distribuição tridimensional da porosidade e permeabilidade, definindo padrões de anisotropia e delineando feições sedimentares que criam heterogeneidades internas e externas são os objetivos da caracterização de reservatórios (Galloway & Hobday, 1996). Resumidamente, as heterogeneidades podem ser decorrentes de seis situações:

- 1) Descontinuidade ao longo de limites de fácies, criando unidades descontínuas que normalmente têm uma orientação e *trend* bem definido.
- 2) Variação no grau de interconectividade nas unidades permeáveis.
- 3) Compartimentação espacial ou *trends* laterais ou verticais da porosidade e permeabilidade nas unidades permeáveis.
- 4) Estratificação interna (horizontal ou inclinada relativamente ao topo ou base dos limites da unidade) nas unidades permeáveis.
- 5) Contínua variabilidade nas camadas impermeáveis ou defletores nas unidades permeáveis.
- 6) Permeabilidade comumente anisotrópica, sendo a permeabilidade vertical tipicamente menor que a permeabilidade horizontal em reservatórios sedimentares.

4.3. Escalas de heterogeneidades

Heterogeneidades ocorrem em uma gama de escalas (Fig. 6). O estudo das interrelações das heterogeneidades de reservatórios consiste em uma ferramenta fundamental na produção de hidrocarbonetos, pois possibilita a redução das incertezas sobre os procedimentos adotados no

desenvolvimento e produção do campo estudado. As escalas de heterogeneidades (Galloway & Hobday, 1996) incluem:

- 1) Gigascópica: essas heterogeneidades são expressas em escala global e regional, abrangendo desde a bacia até tratos de sistemas e sistemas deposicionais. A heterogeneidade gigascópica é comumente o foco da pesquisa regional e de exploração.
- 2) Megascópica: essas heterogeneidades são controladas pelo arcabouço estratigráfico e seus atributos são reconhecidos a partir do registro dos elementos arquiteturais, abrangendo a geometria externa e unidades permeáveis e impermeáveis interrelacionadas. Cada heterogeneidade é tipicamente definida na escala de produção do campo. Nos locais onde as dimensões do corpo arenoso são pequenas ou há largo espaçamento entre os poços, a heterogeneidade megascópica pode descender à escala entre poços.
- 3) Macroscópica: essas heterogeneidades são definidas a partir de fácies, elementos arquiteturais e *trends* de permeabilidade, fortemente controlados pelo contexto deposicional.
- 4) Mesoscópica: essas heterogeneidades refletem as litofácies, acamamento e variação em escala de lâmina. Isso ocorre com fácies geneticamente relacionadas ou unidades grandes de macroformas, refletindo a variabilidade intrapoço.
- 5) Microscópica: são heterogeneidades presentes na escala de grãos individuais e poros. Isso é determinado primeiramente pela textura sedimentar e diagênese.

Porém, os tipos de heterogeneidades de Galloway & Hobday (1996) referem-se a heterogeneidades essencialmente deposicionais. Serão utilizados os conceitos de Weber (1986, Fig. 6) sobre escalas de heterogeneidades. O presente trabalho abrange a escala microscópica,

fornecendo dados e suas implicações para uma futura integração com as escalas macroscópica e mesoscópica.


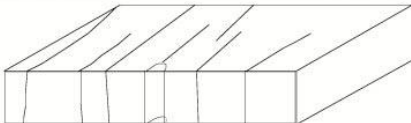



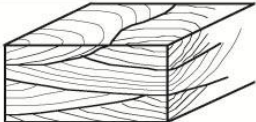
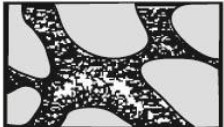
Escala	Tipos de heterogeneidades de reservatório	
Giga (> 300 m)	Falhas seladas e não seladas	
	Fraturamento	
Mega (10-100 m)	Limites de unidades genéticas	
	Zonação da permeabilidade dentro das unidades genéticas	
Macro (in-m)	Defletores dentro das unidades genéticas	
	Estruturas sedimentares	
Micro (microns)	Heterogeneidades microscópicas	

Figura 6. Tipos de heterogeneidades de reservatório em corpos de arenitos, ocorrendo em diversas escalas e extensões (modificado de Morad *et al.*, 2010).

4.4. Variação da porosidade e permeabilidade com a profundidade na Bacia de Sergipe-Alagoas

Bruhn *et al.* (1988) fizeram uma integração de dados apresentando um sumário do *habitat* do petróleo nos riftes brasileiros com os principais campos e seus respectivos perfis regionais de variação da porosidade e permeabilidade com a profundidade, contemplando as bacias de Barreirinhas, Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Tucano Sul, Recôncavo e Campos.

Nesse estudo é feita uma análise da distribuição com a profundidade dos valores de permeabilidade e porosidade. Segundo Bruhn *et al.* (1988) considerando somente testemunhos da porção emersa da bacia de Sergipe-Alagoas, a expectativa médias de porosidade e permeabilidade são inferiores a 8% e 2 mD (Fig. 7), para profundidades maiores que 3000 m, independente da formação considerada. Já quando é considerada a porção imersa dessa bacia, os valores são mais otimistas. No caso da Formação Barra de Itiúba os valores médios (incluindo porção imersa) são de 8,8% de porosidade e 2,3 mD de permeabilidade.

Estudos petrológicos na Formação Barra de Itiúba são bastante escassos. Uma exceção é a dissertação de Becker (1987), que aborda um estudo petrológico dessa formação no Campo de Furado, localizado na parte alagoana da Bacia de Sergipe-Alagoas. Os reservatórios estudados compreenderam 3 zonas reservatório de arenitos arcoseanos depositados em um sistema deltaico, incluindo barras de desembocadura, diques marginais delgados e os depósitos de preenchimento da baía interdistributária. Além disso, foram identificados, nas sequências, os seguintes eventos diagenéticos em ordem temporal relativa: compactação mecânica e precipitação de pirita (restrita) na eodiagênese, seguida da precipitação de calcita e dolomita nos espaços porosos; desenvolvimento de porosidade secundária por meio de dissolução de cimentos, precipitação de caulinita (incipiente) e de dolomita ferrosa, e albitização durante a mesodiagênese. Fases tardias incluem cimentação por clorita autigênica, associada a sobrecrescimentos de quartzo e, localmente, precipitação de pirita. Em relação à porosidade, Becker (1987) encontrou bom índices de porosidade (em torno de 18%), porém baixos valores de permeabilidade (abaixo de 100 mD). O autor concluiu que os reservatórios são classificados como regulares, tendo em vista que os valores de porosidade são altos, porém os valores de permeabilidade são baixos.

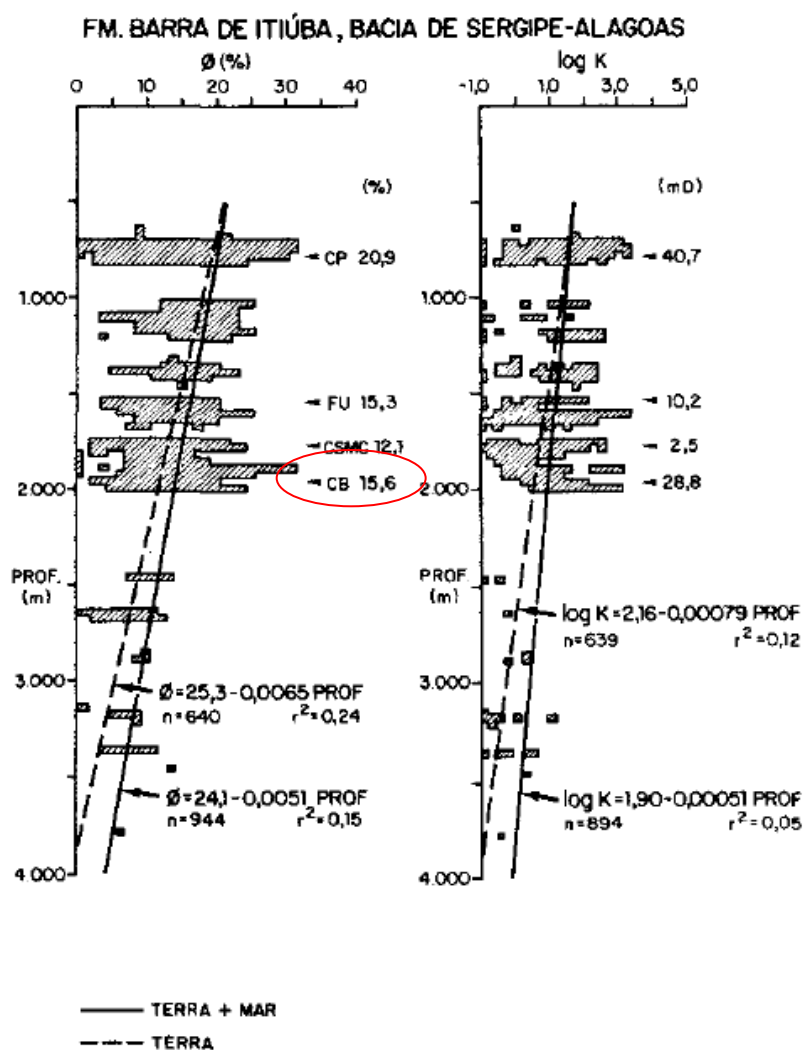


Figura 7. Variação da porosidade e permeabilidade em função da profundidade para os reservatórios da Formação Barra de Itiúba, Bacia de Sergipe-Alagoas. As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados integrados no estudo de Bruhn *et al.* (1988). Para os principais campos testemunhados, estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade: Caioba-CB (elipse vermelha); Carmópolis-CP; Cidade de São Miguel dos Campos-CSMC; Furado-FU. Modificado de Bruhn *et al.* (1988)

5. METODOLOGIA

5.1. Revisão e Levantamento Bibliográfico

Esta etapa do trabalho consistiu no levantamento e revisão bibliográfica de artigos básicos sobre petrologia sedimentar, diagênese de arenitos, heterogeneidades de rochas-reservatório e proveniência de arenitos. Além disso, foram buscados artigos específicos da Bacia de Sergipe-Alagoas, a fim de contextualizar e dar um arcabouço conceitual para o entendimento e discussão dos dados obtidos.

5.2. Petrologia Sedimentar Quantitativa

Foram analisadas 40 lâminas delgadas fornecidas pela PETROBRAS (Unidade Operacional - Sergipe-Alagoas), provenientes de 2 poços do Campo de Caioba na Bacia de Sergipe-Alagoas (sub-bacia de Sergipe), sendo 38 lâminas da Formação Barra de Itiúba e 2 lâminas da Formação Feliz Deserto. As lâminas recebidas foram preparadas a partir de amostras impregnadas com resina *epoxy* azul e foram analisadas sistematicamente com microscópio petrográfico convencional com *charriot* acoplado, a fim de movimentar a lâmina segundo intervalos regulares (Fig. 8). Esse espaçamento é regulado pela granulometria da rocha, a fim de evitar que mais de 1 ponto seja contado no mesmo constituinte.

A discriminação da composição dos carbonatos foi feita pelo tingimento com uma solução de Alizarina e Ferricianeto de Potássio (Tucker, 1988). O carbonato reage com a solução e apresenta coloração diferente dependendo da composição. Calcita (CaCO_3) tende a ficar com tons róseos, enquanto calcita ferrosa apresenta tons violáceos. Já a dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) não tinge, enquanto que dolomita ferrosa até anquerita apresentam tons azulados a esverdeados.



Figura 8. a) Microscópio Leitz Laborlux 12 com *charriot* acoplado. b) Detalhe do *charriot*.

5.3. Análise modal pela contagem de 300 pontos utilizando o método Gazzi-Dickinson

5.3.1. Precisão e adequação do método

A questão significativa da análise da quantificação composicional de lâminas delgadas é a quantidade de pontos que devem ser contados para gerar dados com uma quantidade de confiança (Galehouse, 1971). Essa informação é usada para indicar a confiabilidade de uma estimativa. Dryden

(1931) foi um dos primeiros investigadores a tratar com a precisão da contagem de grãos.

Há diversos métodos de contagem, porém nesse trabalho foi usado o método de contagem em linha. Esse método consiste da contagem de grãos que são interceptados por linhas que cortam de forma equidistante a lâmina (Fig. 9). O resultado é um número de frequência que simplesmente mostra quão frequente é determinado espécime encontrado durante a contagem quantitativa (Galehouse, 1971).

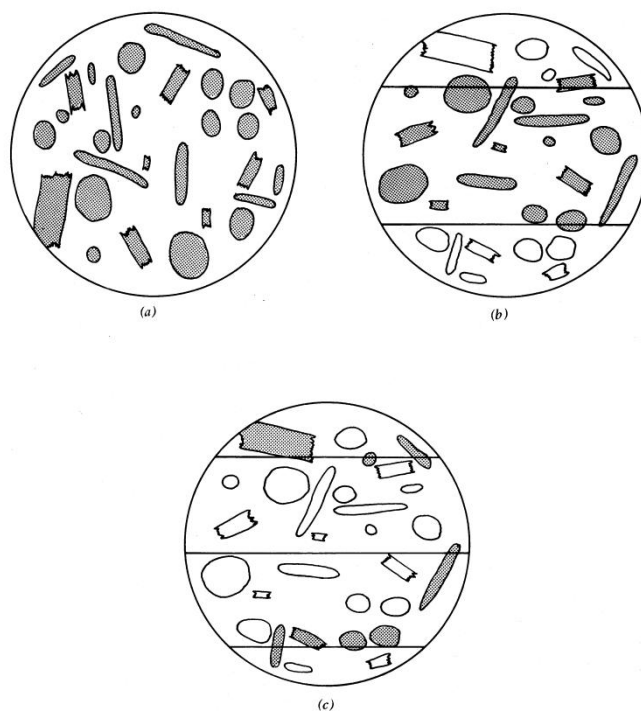


Figura 9. Métodos de contagem de pontos ou grãos (somente os grãos cinza são contados). a) Método da frota (todos os grãos são contados). b) Método da fita (todos os grãos entre as duas linhas são contados). c) Método da linha (os grãos interceptados pela linha são contados). Extraído de Galehouse (1971).

Para o método de contagem em linha pode-se utilizar as seguintes equações para o provável erro em porcentagem na contagem de grãos individuais com níveis de confiança de 50 e 95.4 (Fig. 10):

$$E_{50} = 0.6745 \sqrt{\frac{P(100 - P)}{N}}$$

$$E_{95.4} = 2 \sqrt{\frac{P(100 - P)}{N}}$$

Figura 10. Equação que calcula o provável erro em diferentes intervalos de confiança, onde E é o provável erro em porcentagem, N é o número total de grãos ou pontos contados e P é a porcentagem de N de um componente individual (extraído de Galehouse, 1971).

Por exemplo, se o número total de grãos contados de minerais pesados é 150, e 60 (= 40%) são titanitas, então o provável erro é 8% (Fig. 11).

$$E_{50} = 0.6745 \sqrt{\frac{40(60)}{150}}$$

$$= 0.6745 \sqrt{16}$$

$$= (0.6745) (4)$$

$$= 2.698\%$$

$$E_{95.4} = 2 \sqrt{\frac{(40)(60)}{150}}$$

$$= (2)(4)$$

$$= 8\%$$

Figura 11. Cálculo da porcentagem de erro em dois intervalos de confiança: 50 e 95.4 (extraído de Galehouse, 1971).

O gráfico abaixo (Fig. 12) mostra que 300 pontos ou grãos são um bom número para contagem, pois dão a máxima precisão em um menor tempo investido (Galehouse, 1971). Abaixo de 300 pontos o provável erro

aumenta rapidamente, enquanto que acima desse valor o erro decresce muito devagar.

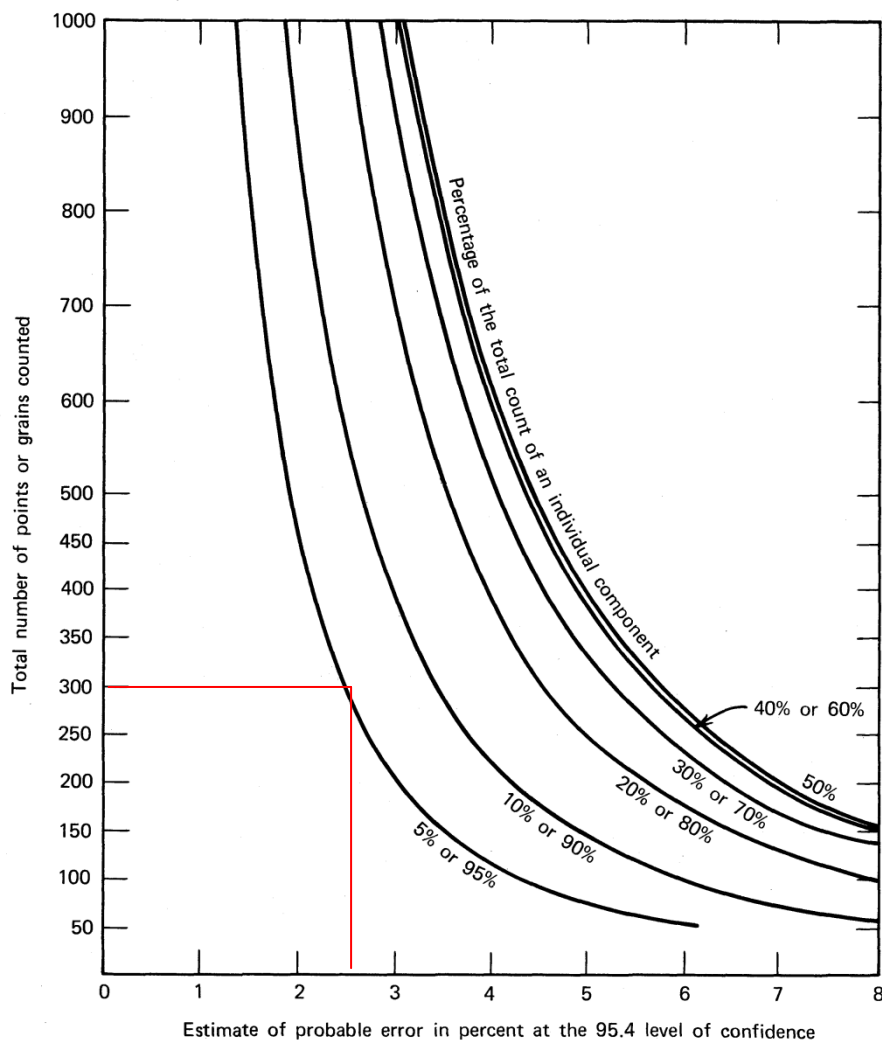


Figura 12. Provável erro no nível de confiança 95.4, em vermelho as linhas mostram o erro provável com a contagem de 300 pontos (extraído de Galehouse, 1971).

5.3.2. Análise petrográfica quantitativa

A quantificação (análise modal) foi executada pela contagem de 300 pontos em cada lâmina por meio de travessas perpendiculares à estrutura principal da rocha. A análise incluiu a descrição da textura, composição detrítica, composição e seqüência diagenética, tipos de poros, classificação

e interpretação de proveniência, com o uso do *software* Petroledge® (De Ros *et al.*, 2007).

A quantificação dos constituintes primários, diagenéticos e porosidade foram executadas de acordo com o método Gazzi-Dickinson (Zuffa, 1985), que consiste na contagem de grãos maiores que silte (0,0625 mm) como constituintes separados, identificando o tipo de fragmento de rocha ao qual pertence (ortoclásio em fragmento de rocha plutônica, por exemplo). Os fragmentos com textura fina são contados como tal, por exemplo, rochas vulcânicas afaníticas (Fig. 13).

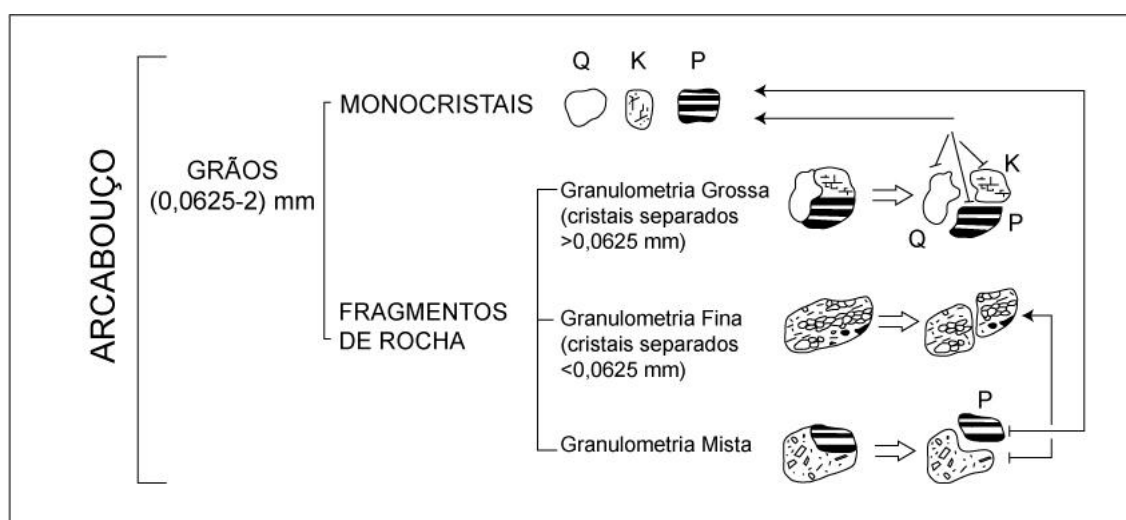


Figura 13. Fluxograma ilustrando o método Gazzi-Dickinson, que visa minimizar a dependência da composição da rocha no tamanho de grão (modificado de Zuffa, 1985).

Esse método é importante para evidenciar a composição primária do grão (mineralógica-litológica) em termos de rocha-fonte, independente da granulometria do grão estudado. A proveniência tectônica dos arenitos foi interpretada utilizando diagramas ternários combinados (Dickinson, 1985; Fig. 14), que permitem a identificação das assinaturas composicionais dos principais ambientes tectônicos (Quadro 2).

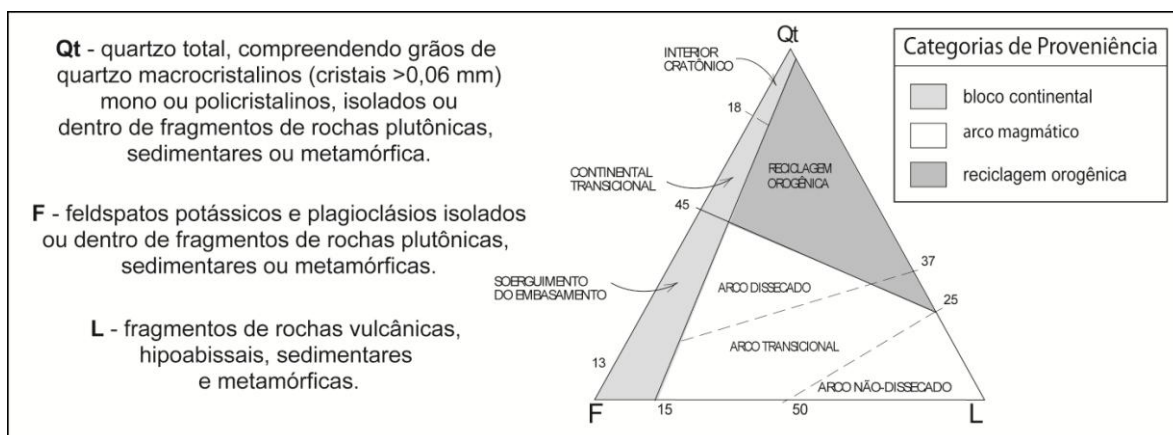


Figura 14. Diagrama de proveniência tectônica Dickinson I (modificado de Dickinson, 1985).

Tipos de Proveniência	Ambiente Tectônico	Composição das areias geradas
Cráton estável (Interior Cratônico)	Intracontinental ou plataforma passiva	Areias quartzosas (ricas em Qt) com altas razões de Qm/Qp e K/P
Soerguimento do embasamento	Rifte de ruptura transformante	Areias quartzo-feldspáticas (Qm-F) pobres em Lt e Qp, similares à área fonte
Arco magmático	Arco de ilhas ou arco continental	Areias feldspato-líticas (F-L) vulcanoclásticas com altas razões P/K e Lv/Ls, gradando para areias quartzo-feldspáticas derivadas de batólitos
Reciclagem orogênica	Cinturão orogênico ou complexo de subducção	Areias quartzo-líticas (Qt-Lt) pobres em F e Lv, ricas em fragmentos sedimentares e meta-sedimentares, com razões variáveis de Qm/Qp e Qp/L

Quadro 2. Tipos de proveniência tectônica, ambientes geotectônicos correspondentes e composição das areias geradas (Dickinson, 1985).

5.3.3. A informação básica e os ciclos de inferências em petrologia sedimentar

Para visualizar a relevância e as esferas de análise da petrologia sedimentar clássica, Giles (1997) utilizou uma lâmina petrográfica para

discutir a informação básica e os ciclos de inferências que são possíveis fazer a partir da informação adquirida. A partir do exemplo usado pelo mesmo autor, a explicação dos ciclos de inferência foi feita utilizando uma lâmina analisada do poço B desse trabalho (Fig. 15).

Giles (1997) propôs que há somente um nível de informação básica, isto é, o ponto observado, a partir do qual o observador constrói inferências e especulações. É interessante observar que esse procedimento de análise pode levar a eventos diagenéticos pontuais, ou seja, é impossível concluir que dois processos ocorreram concomitantemente. Na fotomicrografia da lâmina 1817,55 do poço B (Fig. 15), é possível observar caulinita substitutiva com hábito em “livrinhos” e romboedros pequenos de dolomita ferrosa substituindo caulinita, preenchendo poros e substituindo constituintes primários. Os principais elementos do estudo petrográfico nesta fotomicrografia são:

- 1) Informação básica observável, por exemplo, caulinita substitutiva com hábito em “livrinhos”.
- 2) Primeiro ciclo de inferência, designado a dar relações entre fases diagenéticas intimamente relacionadas, por exemplo, fragmento de rocha metamórfica substituído por caulinita (Fig. 15, seta vermelha).
- 3) Segundo ciclo de inferência, voltada para as relações mais amplas entre as fases diagenéticas, ou seja, as relações paragenéticas dos constituintes da rocha, por exemplo, caulinita substitutiva sendo substituída por dolomita ferrosa como romboedros pequenos (Fig. 15, seta azul).
- 4) Ciclo especulativo; por exemplo, fragmentos de rocha metamórfica foram dissolvidos por um fluido intersticial de composição ácida que precipitou a caulinita, seguido de um fluido de composição neutra ou alcalina que precipitou a dolomita ferrosa.

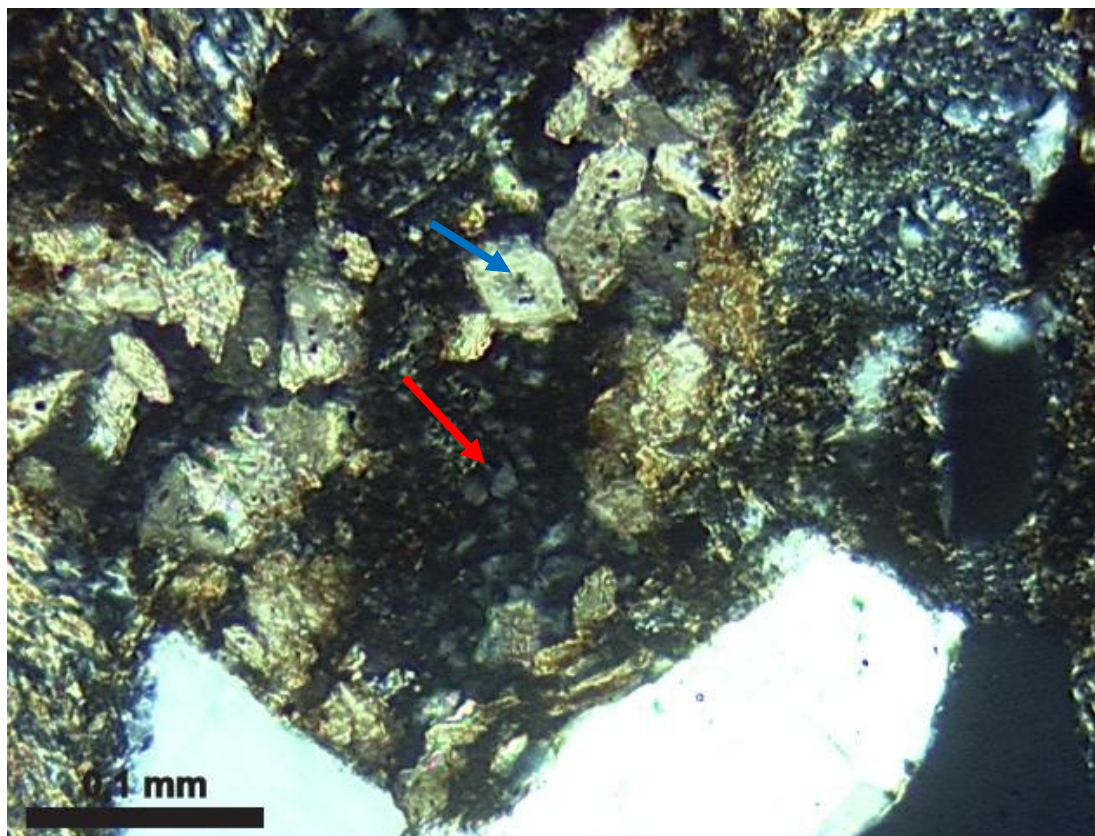


Figura 15. Fotomicrografia da lâmina 1817,55 do poço B. Polarizadores cruzados (XP).

5.4. Inserção de dados petrográficos no software Petroledge®

O software Petroledge® (De Ros *et al.*, 2007) consiste em um sistema de captura, armazenamento, processamento e integração de dados petrológicos de rochas siliciclásticas e carbonáticas. Por meio desse programa, as descrições realizadas são organizadas e distribuídas para diferentes consultas.

Dentro das necessidades desse projeto, foram utilizadas quatro diferentes ferramentas para aquisição e organização dos dados petrológicos. São elas: descrição de identificação, descrição microscópica, composição e análise modal de tamanho de grão.

Ao iniciar a análise petrológica, é utilizada a ferramenta de **descrição de identificação** para inserir dados da lâmina (profundidade, nome), como também dados de identificação e origem do poço/afloramento: testemunho, caixa, nome da bacia, nome da unidade estratigráfica, nome do campo, país, estado e lugar. Além disso, são inseridos dados do petrógrafo,

instituição, finalidade da descrição e um breve resumo da descrição da lâmina analisada (Fig. 16).

Descrição de identificação - Descrição: Teste-2124,7

Identificação da descrição	Lâmina #	Plug #	Prof. do topo (m)
Teste-2124,7	5017-1		2124.7
Nome do poço/afloramento	Testemunho #	Caixa #	Prof. da base (m)
Teste	7	8/8	2124.7

Unidade estratigráfica/Idade: Barra de Itiúba

Nome da bacia: Sergipe-Alagoas

Nome do campo: Caioba

Nome do projeto:

Data da primeira edição (dd-mm-aaaa): 19-01-2012

Data da última edição (dd-mm-aaaa): 16-04-2012

Nome do petrógrafo: Amanda Goulart Rodrigues

Instituição: UFRGS

Uso da descrição:

Usos selecionados da descrição: Diagenético, Reservatório

País: Brasil

Estado: SE

Lugar:

Observações importantes: Arenito fino, litarenito feldspático, com laminação paralela milimétrica e bem selecionado. Quartzo e fragmentos líticos (predominantemente metamórficos de baixo grau) formam os constituintes primários. Turmalina, zircão e muscovita como acessórios. Cutículas de óxido de ferro (+ argilas?) cobrindo constituintes primários. Crescimentos contínuos e descontínuos e projeções prismáticas de quartzo. Feldspatos e intraclastos lamosos argiláceos totalmente caulinizados. Pseudomatriz lamosa localizada, por vezes também caulinizada. Substituição e cimentação parcial por dolomita e dolomita ferrosa/anquerita com diversos hábitos, muitas vezes zonado (núcleos de dolomita ferrosa). Pirita e óxido de ferro substituindo dolomita e dolomita ferrosa/anquerita. Anatósio substituindo dolomita e pseudomatriz lamosa. Porosidade primária moderadamente preservada e porosidade secundária dada pela dissolução de grãos como intraclasto, feldspato e quartzo.

Limpar Imagens >>

Figura 16. Janela de descrição de identificação nos quais são inseridas informações gerais da identificação da lâmina e observações gerais (Petroledge®).

A ferramenta de **descrição microscópica** é utilizada para a descrição dos aspectos texturais e estruturais da lâmina analisada em nível de microescala. Os principais aspectos analisados são estrutura, textura, fábrica e contatos entre os grãos (Fig. 17). Os parâmetros aqui inseridos são posteriormente utilizados para classificar automaticamente a rocha segundo a textura (Folk, 1968).

- Estrutura e escala: nessa interface são inseridos dados de estruturas visíveis na lâmina e sua escala correspondente (por exemplo, bioturbação de 2 a 4 mm).
- Textura: dados referentes ao tamanho de grão (maior e menor tamanho de grão em milímetros), moda principal (obtida pela análise de tamanho de grão, item 5.5.), porcentagem de cascalho, areia e lama, seleção granulométrica, esfericidade, arredondamento e seus modificadores. O grau de seleção da lâmina é analisado utilizando tabelas comparativas (Compton, 1962), disponíveis no *software* para consulta. Essa análise pode ser tanto nominal (por exemplo, pobremente selecionado a muito bem selecionado), como também numérica. A esfericidade é uma propriedade granulométrica que é função da forma original e composição do grão, podendo ser baixa, média ou alta. Já o arredondamento é uma função do grau de abrasão, que depende do tempo, distância, composição e resistência da partícula e mecanismo de transporte. Os grãos siliciclásticos podem ser angulares, subangulares, subarredondados, arredondados e bem arredondados. Essas duas propriedades podem ser modificadas por processos diagenéticos como compactação, crescimentos autigênicos, dissolução e substituição.
- Fábrica: são inseridos dados de orientação (por exemplo, orientação sub-paralela), suporte, empacotamento e abundância do tipo de contatos entre grãos. Os contatos dos grãos podem ser pontuais, longos, côncavo-convexos e/ou suturados. A abundância dos tipos de contatos ou o cálculo do índice de empacotamento (% de contato grão – não-grão) são utilizados para determinação do grau de empacotamento da rocha, que pode ser frouxo, normal, apertado ou heterogêneo.

Figura 17. Interface onde os dados de estrutura, textura e arcabouço são inseridos no Petroledge®.

A análise composicional quantitativa é feita na interface **composição** do *software* (Fig. 18). Os dados composicionais incluem constituintes primários, constituintes diagenéticos e macroporosidade. As informações composicionais dos constituintes primários inseridas são posteriormente utilizadas para classificar automaticamente a rocha segundo a composição (Folk, 1968) e a proveniência (Dickinson, 1985). Os constituintes são inseridos na planilha conforme surgem na contagem de pontos.

- Constituintes primários: nas rochas siliciclásticas, constituem os grãos detríticos provenientes da desagregação das litologias das áreas fontes e constituintes intrabaciais como intraclastos, bioclastos, fragmentos carbonosos e outros. Além da descrição do tipo de constituinte, é acrescentada a modificação que

porventura ele possa apresentar (por exemplo, dissolvido) e a localização segundo o método Gazzi-Dickinson (p.ex. quartzo monocristalino - como grão monomineralico ou quartzo monocristalino - em fragmento de rocha plutônica).

- **Constituintes diagenéticos:** são todos os constituintes autigênicos. Além do constituinte, é definido o hábito, localização diagenética, modificação do constituinte, relação paragenética com os demais constituintes ou porosidade, e localização do constituinte da relação paragenética. Nos estudos de qualidade de reservatórios e determinação de heterogeneidades, todos estes aspectos são de extrema importância, pois influenciam diretamente porosidade e permeabilidade.
- **Macroporosidade:** nesse item são inseridas informações sobre os tipos de poros da rocha (Fig. 18, porção azul). Além do tipo de poro, são incluídas informações sobre a localização, possíveis modificadores da macroporosidade, a relação paragenética do poro com os demais constituintes e a localização do constituinte da relação paragenética.

Composição - Descrição: Teste-2124,7

Conteúdo da Célula
43.1) Poro intragranular - Arcabouço - Amplado por dissolução - Dissolução de <Constituinte primário> - Quartzo detritico monocristalino - Como grão monomineralico

Controle da Platina
Iniciar Trilha
Avançar Controlador

Pontos
270 de 300
Quantidade Percentual
100.00 %

Nº	Identificação do Constituinte	Pontos	%	Quantidade Nom...	Observação
1	Quartzo detritico monocristalino - Como grão monomineralico -	104	38.52		Às vezes com exti...
2	Quartzo detritico policristalino - Como grão monomineralico -	5	1.85		
3	Quartzo detritico monocristalino - Em fragmento de rocha plutônica -	2	0.74		
4	Ortocáσιο detritico - Como grão monomineralico -	2	0.74		
5	Ortocáσιο detritico - Como grão monomineralico - Dissolvido	3	1.11		
6	Zircão - Como grão monomineralico -	1	0.37		
7	Muscovita - Como grão monomineralico -	1	0.37		
8	Turmalina - Como grão monomineralico -	2	0.74		
9	Intracasto lamoso argiláceo - Como constituinte intrabacal -	4	1.48		
10	Fragmento de filito - Como fragmento de rocha metamórfica -	10	3.70		
11	Fragmento de ardósia - Como fragmento de rocha metamórfica -	5	1.85		
12	Fragmento de xisto - Como fragmento de rocha metamórfica -	2	0.74		
13	Fragmento de meta-arenito - Como fragmento de rocha metamórfica -	5	1.85		
14	Fragmento de siltito - Como fragmento de rocha sedimentar -	1	0.37		
15	Fragmento de chert - Como fragmento de rocha sedimentar -	2	0.74		
16	Fragmento de rocha plutônica granítica/gnáissica - Como fragmento de rocha plutônica -	6	2.22		
17	Quartzo - Crescimento - Intergranular cobertura de grão descontínua - - Cobrindo <Constituinte primário> - Quartzo detritico m...	17	6.30		
18	Quartzo - Crescimento - Intergranular cobertura de grão contínua - - Cobrindo <Constituinte primário> - Quartzo detritico mono...	3	1.11		
19	Quartzo - Projeção prismática - Intergranular cobertura de grão descontínua - - Cobrindo <Constituinte primário> - Quartzo detri...	5	1.85		
20	Caulinita - Livrinho - Intergranular preenchendo poro - - Em <poro> - Poro intergranular - Intersticial	4	1.48		
21	Caulinita - Livrinho - Intergranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte diagenético> - Pseudomatriz argilosa - Intergranular...	1	0.37		
22	Caulinita - Livrinho - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Intracasto lamoso argiláceo - Como cons...	18	6.67		
23	Caulinita - Livrinho - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Feldspato detritico indiferenciado - Com...	16	5.93		
24	Caulinita - Livrinho - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Feldspato detritico indiferenciado - Em fr...	1	0.37		
25	Caulinita - Lamela - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Muscovita - Como grão monomineralico	1	0.37		
26	Pseudomatriz argilosa - Microcristalina - Intergranular preenchendo poro - Dissolvido - Compactação de <Constituinte primário> - I...	4	1.48		
27	Dolomita - Mosaico fino - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte diagenético> - Caulinita - Intragranular substitu...	1	0.37		
28	Dolomita - Mosaico grosso - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Constituinte primário indiferencia...	1	0.37		
29	Dolomita - Romboedro pequeno - Intergranular preenchendo poro - - Em <poro> - Poro intergranular - Intersticial	1	0.37		
30	Dolomita - Romboedro pequeno - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte diagenético> - Caulinita - Intragranula...	4	1.48		Muitas vezes zona...
31	Dolomita - Romboedro pequeno - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Quartzo detritico monocri...	1	0.37		
32	Dolomita - Romboedro pequeno - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Fragmento de siltito - Co...	1	0.37		
33	Dolomita - Romboedro pequeno - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Intracasto lamoso argiláce...	1	0.37		
34	Dolomita - Romboedro grande - Intergranular preenchendo poro - - Em <poro> - Poro intergranular - Intersticial	3	1.11		
35	Dolomita - Romboedro grande - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Intracasto lamoso argiláceo ...	1	0.37		
36	Dolomita - Romboedro grande - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Quartzo detritico monocrist...	1	0.37		
37	Dolomita - Poiquilótópico - Intergranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte diagenético> - Caulinita - Intergranular preen...	1	0.37		
38	Dolomita ferrosa/anquerita - Romboedro grande - Intragranular substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Fragment...	1	0.37		
39	Poro intergranular - Intersticial - - Primária - Poro intergranular -	21	7.78		
40	Poro intergranular - Intersticial - Amplado por dissolução - Dissolução de <Constituinte diagenético> - Pseudomatriz argilosa - Int...	2	0.74		
41	Poro intragranular - Arcabouço - Amplado por dissolução - Dissolução de <Constituinte primário> - Intracasto lamoso argiláceo - ...	1	0.37		

Duplo clique na coluna Observação para adicionar uma nova observação.

Figura 18. Janela do programa Petroledge® onde são inseridos dados da quantificação, contendo a identificação do constituinte, hábito, modificador do constituinte, localização do constituinte, relação paragenética e qual o constituinte da relação.

5.5. Análise modal da granulometria (histogramas)

Para determinar mais precisamente a moda granulométrica da rocha, em vez de uma avaliação visual, são feitas travessas perpendiculares à estrutura principal, ao longo das quais se mede os eixos maiores e menores de 100 grãos. Com isso, podem ser gerados histogramas que mostram a frequência das diferentes classes granulométricas, e dos quais se pode extrair dados estatísticos como média, moda, intervalo granulométrico, entre outros. A figura 19 encontra-se um exemplo de como são inseridos esses dados no Petroledge®, e o histograma gerado a partir desses dados.

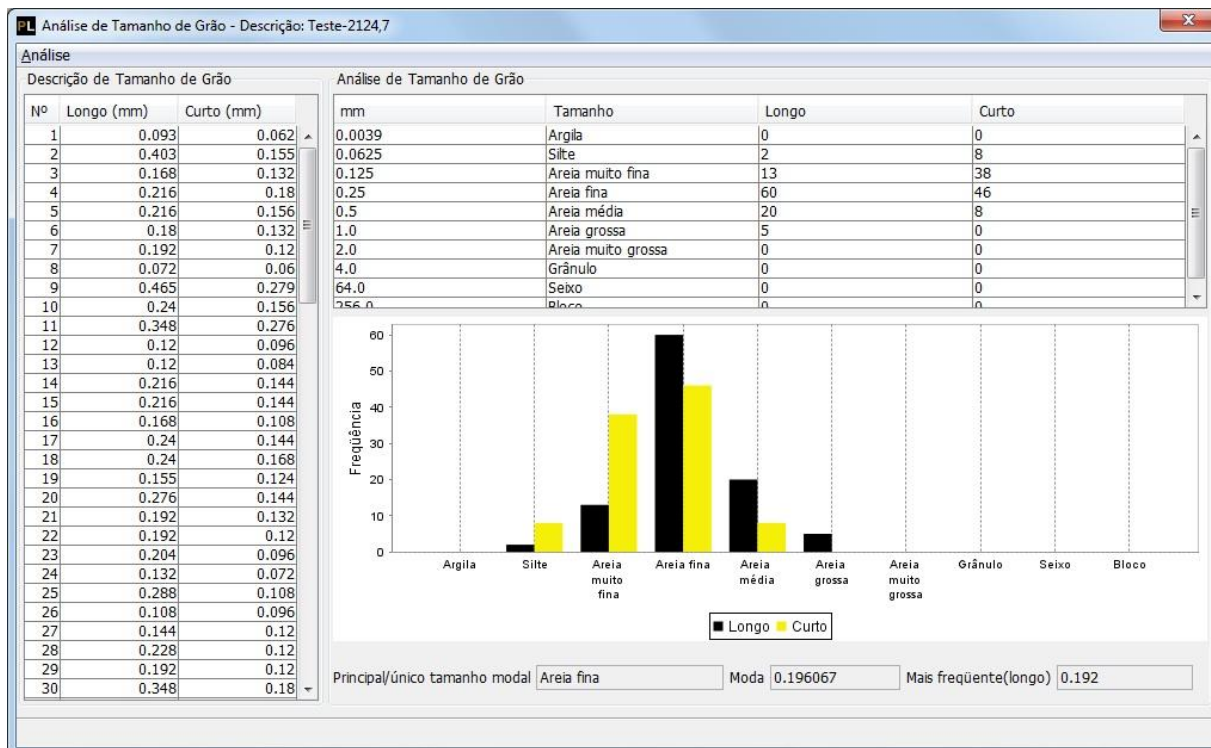


Figura 19. Interface do Petroledge® onde são inseridos dados da medida do eixo longo e curto dos grãos da amostra, construindo um gráfico de dispersão e fornecendo dados estatísticos automaticamente.

5.6. Fotomicrografias das principais feições descritas

As principais feições texturais e composicionais das lâminas analisadas foram ilustradas através da confecção de *plates* contendo fotomicrografias dos constituintes primários, diagenéticos e de porosidade (Fig. 20). As fotomicrografias foram feitas no Laboratório de Petrologia Sedimentar da UFRGS e tratadas no programa *Adobe Photoshop* para ajuste de cor e colocação da escala gráfica.

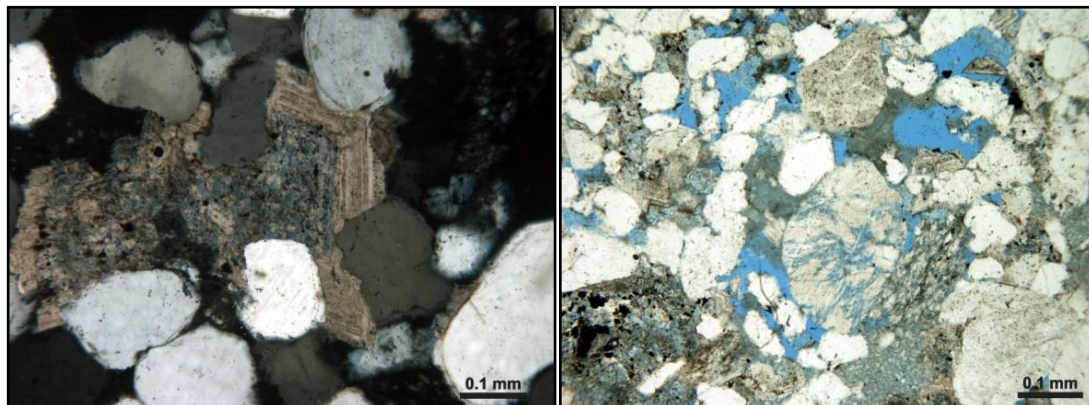


Figura 20. Exemplos de fotomicrografias de lâminas analisadas. a) Dolomita romboédrica, zonada e com núcleo mais rico em ferro preenchendo porosidade primária e substituindo quartzo monocristalino detrítico. Polarizadores cruzados (XP). b) Poros móldicos e secundários formados pela dissolução de constituintes primários. Polarizadores descruzados (//P).

5.7. Definição de Petrofácies de Reservatório

A definição de Petrofácies de Reservatório consiste em uma ferramenta para a caracterização e predição da qualidade de reservatório por meio do reconhecimento dos principais atributos petrográficos que influenciam e controlam diretamente os comportamentos petrofísico e geofísico do reservatório estudado (De Ros & Goldberg, 2007). A combinação de texturas primárias e aspectos composicionais com os processos diagenéticos e seus produtos correspondentes controlam a porosidade e permeabilidade, bem como as assinaturas de perfil e assinaturas sísmicas. Após a quantificação e/ou descrição das lâminas, essas são agrupadas em petrofácies que contenham atributos que impactem a porosidade e permeabilidade de forma semelhante, sejam estes atributos texturais, estruturais, composicionais e/ou diagenéticos, segundo o seguinte passo-a-passo:

1. Descrição detalhada por meio da contagem de 300 pontos (usando o método Gazzi-Dickinson) de amostras representativas da unidade estudada.

2. Separação em grupos de acordo com:
 - 2.1. Estruturas primárias, textura e fábrica (tamanho de grão, seleção, arredondamento, empacotamento e orientação);
 - 2.2. Tipos, volume e localização dos constituintes primários;
 - 2.3. Tipos, volume, localização, hábitos e relações paragenéticas dos constituintes diagenéticos;
 - 2.4. Tipos de poros, localização e suas relações.
3. Denominação dos grupos de acordo com as principais características definidoras de cada petrofácies de reservatório.
4. Processamento dos dados petrográficos dos grupos identificados a fim de gerar gráficos comparativos e checar a consistência interna dos parâmetros definidores de cada petrofácies.

A aplicação deste método nos poços estudados do Campo de Caioba visou contribuir para a identificação de barreiras de fluxo internas e para a predição da qualidade dos reservatórios.

6. RESULTADOS

Os dados gerados pela petrografia quantitativa e qualitativa dos dois poços estudados (A e B) estão no CD-ROM em anexo no final desse trabalho. O anexo 1 contém a tabela com a petrografia quantitativa. O anexo 2 contém arquivos com as descrições modais das 2 lâminas que foram descritas qualitativamente e o anexo 3 os arquivos com a descrição de cada lâmina e as respectivas fotos. Abaixo um breve resumo integrado dos dados obtidos.

6.1. Estruturas, textura e fábrica

As principais estruturas deposicionais nos poços estudados são maciça e laminação paralela (Fig. 21, A e B). A laminação paralela é marcada pela orientação de eixo de fragmentos metamórficos de baixo grau e intraclastos lamosos, além de variação granulométrica de areia muito fina e areia média. As estruturas deformacionais reconhecidas são bioturbação localizada e estilólitos marcados por fragmentos carbonosos. Além disso, algumas amostras apresentam fraturas, muitas vezes preenchidas por dolomita ou pirita e concreções localizadas (Fig. 21, C e D).

A granulometria dos poços analisados é bastante heterogênea abrangendo arenitos muito finos a médios, por vezes levemente conglomeráticos. Porém a média granulométrica das amostras é arenito fino (Fig. 21, E). O grau de seleção varia de muito mal selecionado a bem selecionado, predominando termos mal selecionados (cf. Compton, 1982; Fig. 21, F).

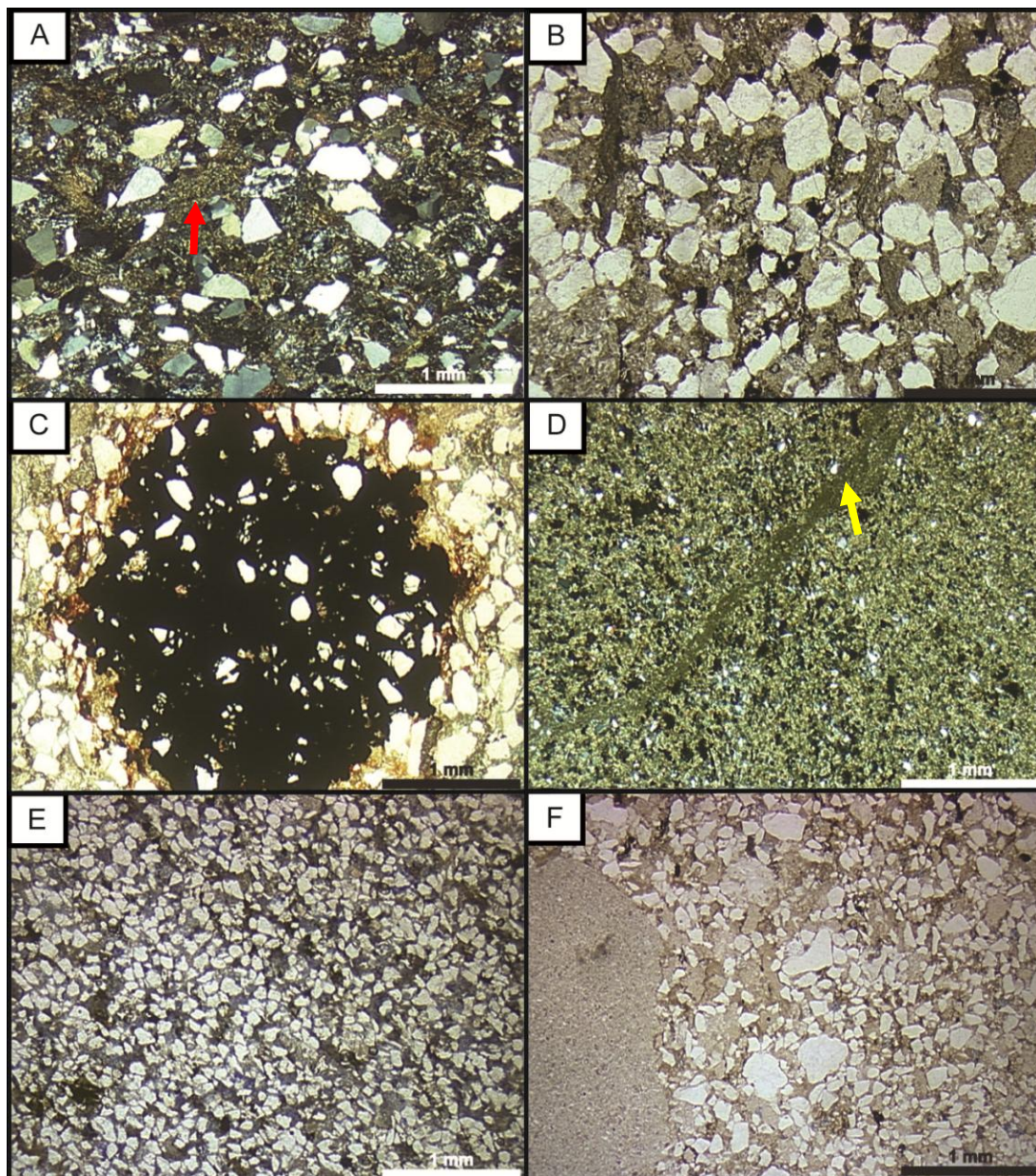


Figura 21. Aspectos estruturais e texturais das amostras analisadas. A) Laminação paralela marcada pela orientação do eixo maior dos fragmentos de rocha metamórfica (seta vermelha, polarizadores cruzados-XP); B) Estrutura maciça (Polarizadores descruzados-//P); C) Concreção de pirita (//P); D) Dolomita microcristalina preenchendo fraturas (seta amarela, XP); E) Arenitos finos, bem selecionados, estrutura maciça, orientação sub-paralela (//P); F) Arenito fino, muito mal selecionados, maciço (//P).

O grau de arredondamento varia de angular a arredondado, predominando grãos sub-arredondados e com baixa esfericidade. A presença de crescimentos de quartzo e a compactação de clastos macios (fragmentos de rochas metamórficas de baixo grau e intraclastos

argilosos/lamosos) modificaram o arredondamento em algumas lâminas. A orientação dos clastos é geralmente caótica ou sub-paralela (Fig. 21, E).

6.2. Composição detrítica

A composição detrítica original predominante nos arenitos analisados constituem subarcósios, sublitarenitos e litarenitos (*sensu* Folk, 1968; Fig. 22). A composição original foi pouco modificada por processos diagenéticos, tendo a caulinição dos feldspatos e fragmentos de rocha metamórfica de baixo grau resultado em composições atuais levemente mais quartzosas que as originais. Composicionalmente os dois poços não apresentam diferença substancial, sendo a composição média dos poços muito semelhantes (poço A = $Q_{66}F_6L_{28}$, e poço B = $Q_{69}F_6L_{25}$). O poço B apresenta uma tendência para termos subarcósios.

Os grãos de quartzo são predominantemente monocristalinos (méd.= 34%; máx.= 61%, Fig. 23, A) e subordinadamente policristalinos (méd.=2%; máx.=10%). O feldspato presente é ortoclásio (méd.= 2% e máx.= 6%) e sua ocorrência é restrita devido à intensa caulinição.

Os fragmentos líticos são abundantes, sendo principalmente fragmentos de rocha metamórfica de baixo grau, como ardósia (méd.= 3%; máx.= 12%), filitos (méd.= 1%; máx.= 6%), meta-siltitos (méd.= 5%; máx.= 17%) e meta-arenitos (méd.= 1%; máx.= 7%, Fig. 23, B e C), além de raros fragmentos de rochas plutônicas (méd. e máx.< 1%). Fragmentos de rochas sedimentares, como cherts (méd.= 2% e máx.= 7%, Fig. 23, D), lutitos (méd.= <1%; máx.= 1%), arenitos (méd. <1%; máx.= 2%), siltitos (méd.= <1%; máx.= 3%), são menos comuns. A caulinição avançada dos fragmentos líticos finos dificultou o reconhecimento dos mesmos, tendo sido descritos como, por exemplo, fragmento de rocha metamórfica indiferenciado (méd. <1%; máx.= 2,0%).

O acessório mais comum é a muscovita (méd.= <1%; máx.= 3,0%, Fig. 23, E), presente também em fragmentos metamórficos e sedimentares. A muscovita está muitas vezes substituída por caulinita. Os minerais

pesados encontrados nas amostras estudadas são zircão, turmalina e rutilo (soma méd. <1%; máx. 2,0%).

Os constituintes intrabaciais mais comumente encontrados são intraclastos lamosos e lamosos argiláceos (méd.= 2%; máx.= 11%, Fig. 23, F), que estão geralmente deformados por compactação mecânica e por vezes substituídos por caulinita. Nas lâminas de granulometria mais fina (arenitos muito finos e lutitos), pode haver matriz argilosa e siliciclástica de bioturbação (méd.= 2%; máx.= 58%). Os bioclastos carbonáticos são raros e estão substituídos e recristalizados por dolomita/ dolomita ferrosa a anquerita. Níveis de ostracodes estão concentrados no poço B na profundidade de 1872,60 (5%). Há raros bioclastos fosfáticos e silicosos.

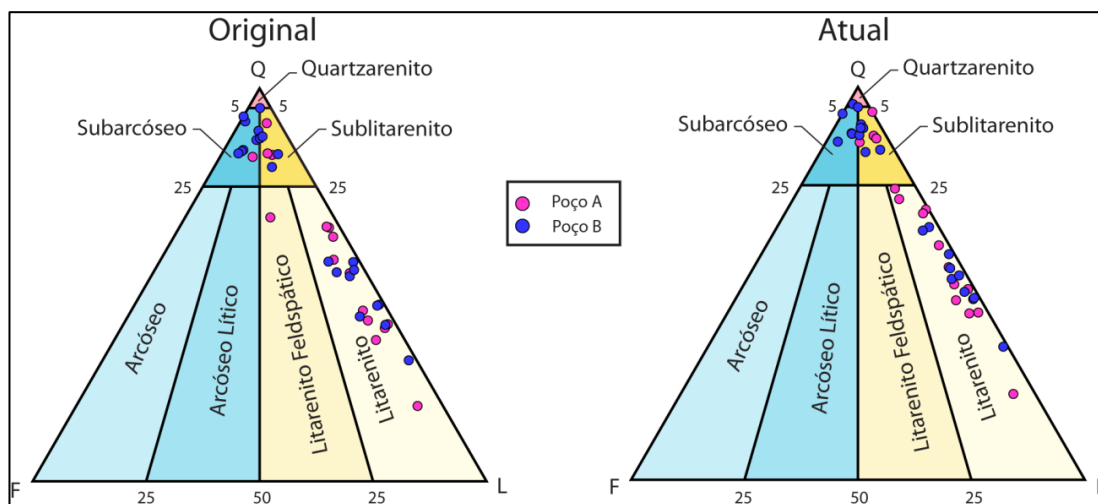


Figura 22. Composição detrítica original e atual das amostras quantificadas (38 lâminas) plotadas em diagramas Folk (1968). Observar diferenças entre os dois poços e leve deslocamento para termos mais quartzosos no diagrama Atual devido à caulinitização dos feldspatos e fragmentos de rocha metamórfica.

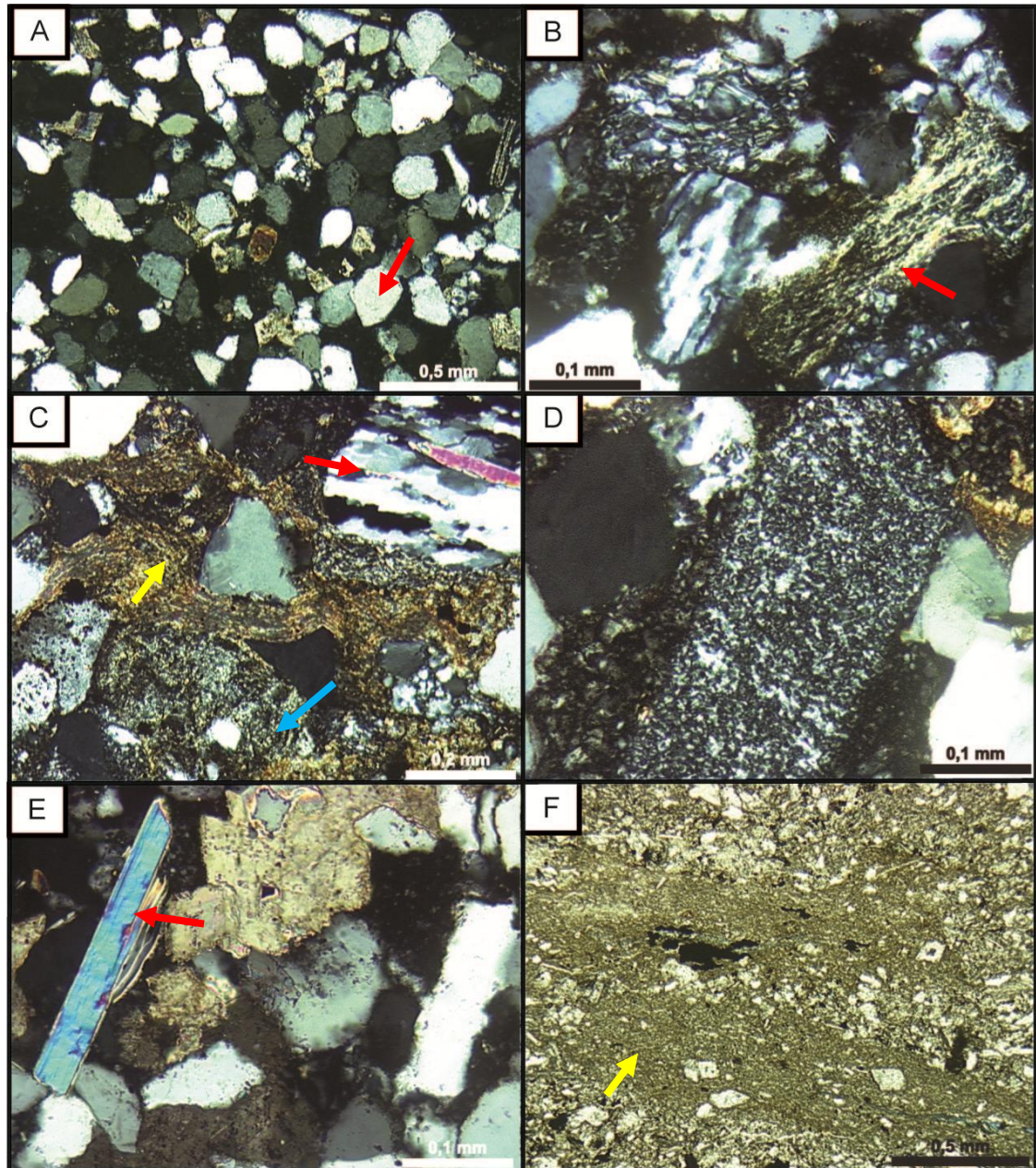


Figura 23. Principais aspectos da composição detrítica nas amostras analisadas. A) Quartzo monocristalino (seta vermelha, polarizadores cruzados-XP); B) Ardósia (seta vermelha, XP); C) Filitos (seta amarela), xisto (seta vermelha) e meta-arenito (seta azul, XP); D) Fragmento de chert (XP); E) Muscovita (seta vermelha, XP); F) Intraclastos lamosos argiláceos (seta amarela, polarizadores descruzados-//P).

6.3. Diagênese

Os principais processos diagenéticos e seus produtos que afetaram as rochas estudadas são: (1) compactação de fragmentos de rocha metamórfica e intraclastos formando pseudomatriz; (2) crescimentos e projeções de quartzo e feldspatos (albita e feldspato potássico); cimentação e substituição por caulinita (3), dolomita e dolomita ferrosa a anquerita (4), pirita (5), óxido/hidróxido de ferro (6) e minerais de titânio diagenético (7). Os poços estudados em termos diagenéticos possuem características bem semelhantes, sendo dessa maneira seus resultados expostos conjuntamente. Porém, há diferenças na ordem e intensidade dos processos diagenéticos nos dois poços. Dessa forma, modelos diagenéticos distintos serão discutidos nos itens 7.1. e 7.2.

6.3.1. Constituintes Diagenéticos

Pseudomatriz

A formação de pseudomatriz está relacionada à compactação dos fragmentos metamórficos de baixo grau (pseudomatriz lítica, méd.= 2%; máx.= 18%) e intraclastos lamosos (pseudomatriz argilosa, méd.= 2%; máx.= 13%, Fig. 24, A, B). Os critérios de reconhecimento e separação desses constituintes foram: (1) a pseudomatriz lítica apresenta micas lamelares e cristais de quartzo, estando associado lateralmente a um fragmento lítica e (2) a pseudomatriz argilosa tem micas mais finas e está associado a intraclastos nas áreas adjacentes.

Quartzo

O quartzo ocorre como crescimentos e projeções de forma contínua e descontínua (méd= 4%; máx=13%) (Fig. 24, A e C) cobrindo quartzo monocristalino e policristalino, e também engolfando caulinita (Fig. 24, D), dolomita, pseudomatriz e argila diagenética indiferenciada. Há raras ocorrências de cristais discretos de quartzo (méd. e máx. <1%).

Feldspatos

Os crescimentos de feldspato potássico e albita são raramente encontrados nas amostras estudadas (méd. e máx. <1%). São geralmente descontínuos, mas por vezes contínuos. Os crescimentos de albita cobrem plagioclásio e ortoclásio, e na forma microcristalina substituem ortoclásio. Albita é encontrada como cristal discreto em uma amostra (PçA 2094,30). Já o feldspato potássico somente cobre ortoclásio.

Caulinita

A caulinita é um dos principais constituintes diagenéticos, presente em todas as lâminas estudadas (ver Anexo 1 – Tabela de quantificação). Os agregados apresentam hábitos do tipo *booklets* (livrinhos), lamelar e vermicular (Fig 24, E e F; Fig. 25, A). A caulinita substitui ortoclásio (méd.= 1%; máx.= 6%), chert, muscovita (méd.= 1%; máx.= 6%), fragmentos metamórficos de baixo grau (méd.= 3%; máx.= 12%), pseudomatriz lítica (méd. <1% e máx.= 2%) e matriz argilosa (méd. <1%; máx.= 5%). Além disso, agregados do tipo *booklets* (livrinhos) e lamelares substituem intraclastos lamosos e lamosos argiláceos (méd.= 3%; máx.= 12%), bem como o produto da compactação desses constituintes intrabaciais (pseudomatriz lamosa, méd.= 3%; máx.= 7%). A muscovita muitas vezes expandida e substituída por caulinita de hábito em lamela indica precipitação precoce. A caulinita também preenche poros primários (méd.= 1%; máx.= 5%) e é uma das causas da diminuição da porosidade dos reservatórios estudados.

Dolomita

A dolomita (Fig. 25, B, C e D) é o principal constituinte diagenético nos dois poços, substituindo constituintes primários (méd.= 10%; máx.= 41%), caulinita (méd.= 3%; máx.= 11%), quartzo autigênico (méd. <1%; máx.= 3%) e pseudomatriz lamosa (méd.< 1%; máx.= 4%) como também

preenchendo poros primários e de fratura (méd.= 1%; máx.= 10%). A dolomita tem hábitos variados, sendo eles: macrocristalino, mosaico fino e grosso, poiquilotópico, romboedro grande e pequeno e sela. Com relação a composição química, que pode ser observada por tingimento com uma solução de Alizarina com Ferricianeto de Potássio, há variações de dolomita, dolomita ferrosa a anquerita. Zonações são bastante comuns no Poço A, tendo nos romboedros grandes e pequenos, anquerita no núcleo e nas bordas dolomita sem ferro (Fig. 25, C). Há duas fases de dolomitização demonstradas pelas suas relações paragenéticas com o crescimento de quartzo que a engolfa e depois é substituído pela segunda fase de dolomitização (Fig. 24, E).

Pirita

A pirita ocorre com diferentes hábitos (framboidal, macrocristalino e blocoso, Fig. 25, D) substituindo constituintes primários (méd. <1%; máx.= 3%), pseudomatriz (méd. e máx <1%), dolomita e dolomita ferrosa/anquerita (méd. <1%; máx.= 4%), como também preenchendo poros primários e de fratura (méd. e máx. <1%).

Óxido/Hidróxido de Ferro

Este constituinte aparece geralmente com hábito microcristalino (Fig. 25, E), por vezes também macrocristalino e como cutículas marcando o limite do grão em relação aos crescimentos de quartzo. Sua ocorrência é geralmente pouco expressiva (méd. <1%; máx.= 3%), chegando até 3% na lâmina PçB 1825,70. O óxido/hidróxido de ferro substitui constituintes detríticos (quartzo, fragmentos de ardósia, intraclastos lamosos) e constituintes diagenéticos (caulinita, dolomita e pseudomatriz argilosa), também preenchendo poros primários. Possivelmente são hematitas na sua maioria.

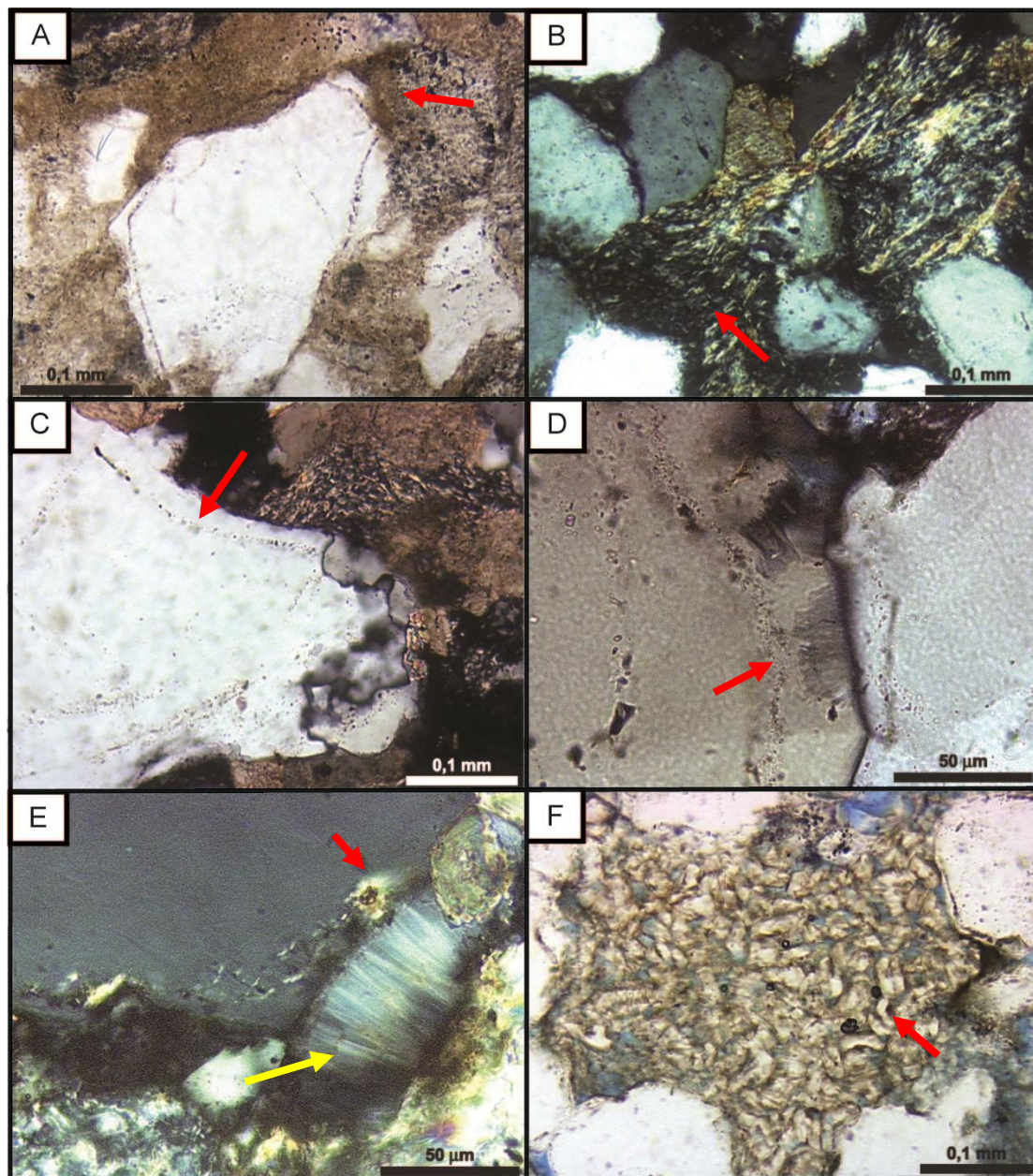


Figura 24. Principais aspectos diagenéticos nas amostras analisadas. A) Pseudomatriz argilosa formada pela compactação de intraclastos lamosos argiláceos (seta vermelha). Polarizadores cruzados (XP); B) Pseudomatriz lítica (seta vermelha, XP). C) Crescimentos descontínuos de quartzo (seta vermelha, XP); D) Crescimentos descontínuos de quartzo engolfando caulinita como *booklets* (seta vermelha, XP); E) Crescimento de quartzo engolfando dolomita (seta vermelha) e caulinita expandindo muscovita (seta amarela, XP); F) Caulinita como *booklets* substituindo constituinte primário indiferenciado (seta vermelha, polarizadores descruzados //P).

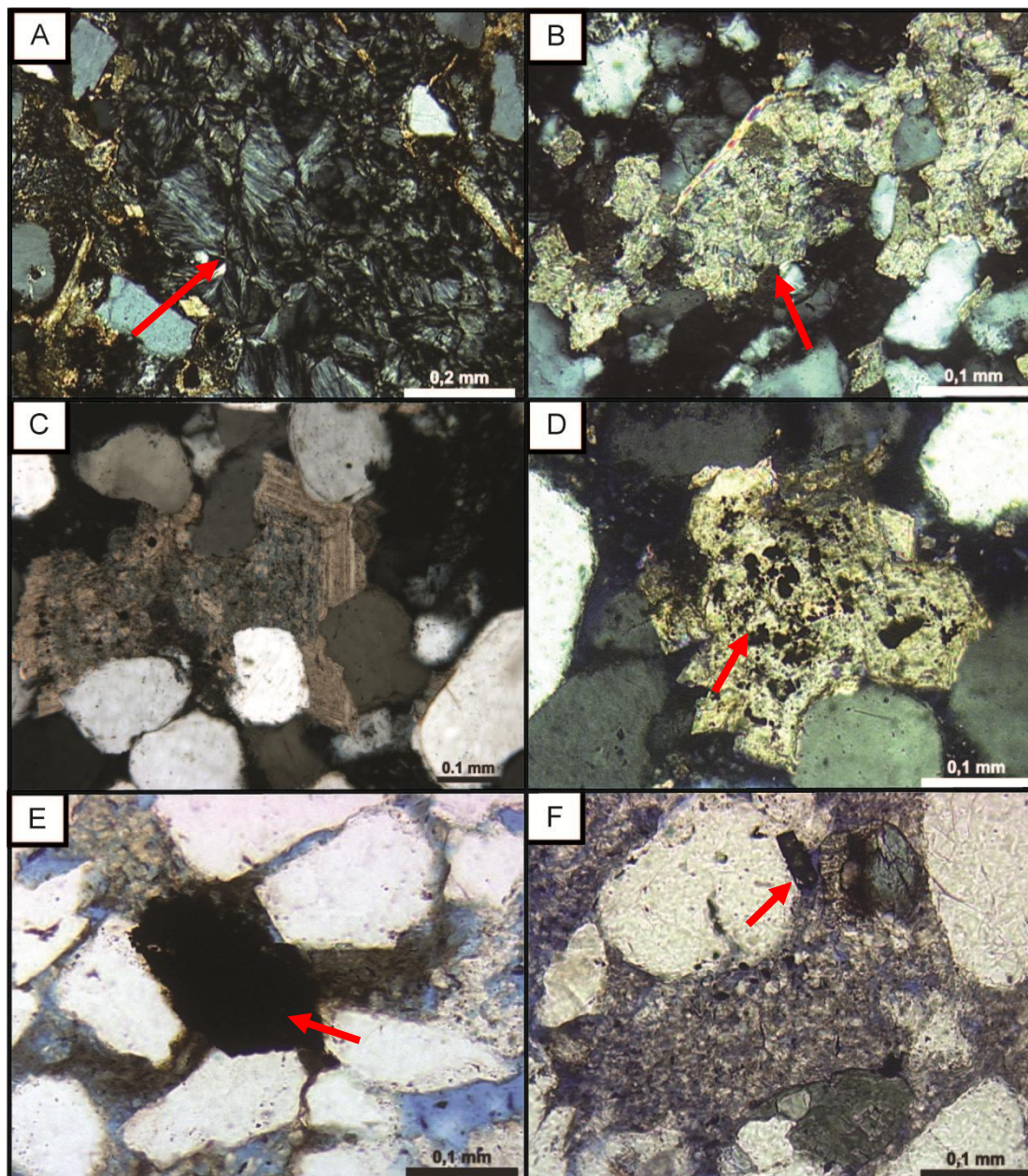


Figura 25. Principais aspectos diagenéticos nas amostras analisadas. A) Caulinita como lamelas substituindo intraclasto lamoso argiláceo (seta vermelha, polarizadores cruzados-XP); B) Dolomita como mosaico fino substituindo constituintes primários (seta vermelha, XP). C) Dolomita zonada romboedro grande com núcleo de anquerita preenchendo poros primários (XP); D) Pirita framboidal substituindo dolomita (seta vermelha, XP); E) Óxido/Hidróxido de Ferro substituindo pseudomatrix argilosa (seta vermelha, polarizadores descruzados-//P); F) Mineral de Titânio diagenético (seta vermelha, //P).

Minerais de titânio diagenético

Os minerais de titânio diagenético (méd. e máx. <1%,) presentes nas amostras aparecem com hábito blocoso, macrocristalino, prismático e microcristalino (Fig. 25, F). Estes constituintes substituem quartzo detrítico, fragmentos de filito, caulinita, dolomita e pseudomatriz argilosa.

Outros constituintes diagenéticos

Outros constituintes diagenéticos observados nas lâminas analisadas foram jarosita, gipsita, betume e hidrocarboneto parafínico. A jarosita ($\text{KFe}^{3+}_3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6$, Fig. 26, A) está associada com a pirita, sendo produto da hidratação e oxidação da mesma em um ambiente de hidrotermalismo local ou telodiagenético. A gipsita (Fig. 26, B) aparece somente em uma lâmina (PçB-1853,85) preenchendo poros e está parcialmente dissolvida. O betume aparece cobrindo quartzo monocristalino e fragmentos diversos. O hidrocarboneto parafínico tem cor acastanhada e aparece preenchendo poros primários (Fig. 26, C). Além destes, ocorre também um constituinte diagenético indiferenciado preenchendo poros (Fig. 26, D). Todos esses constituintes diagenéticos aparecem em quantidades menores que 1%.

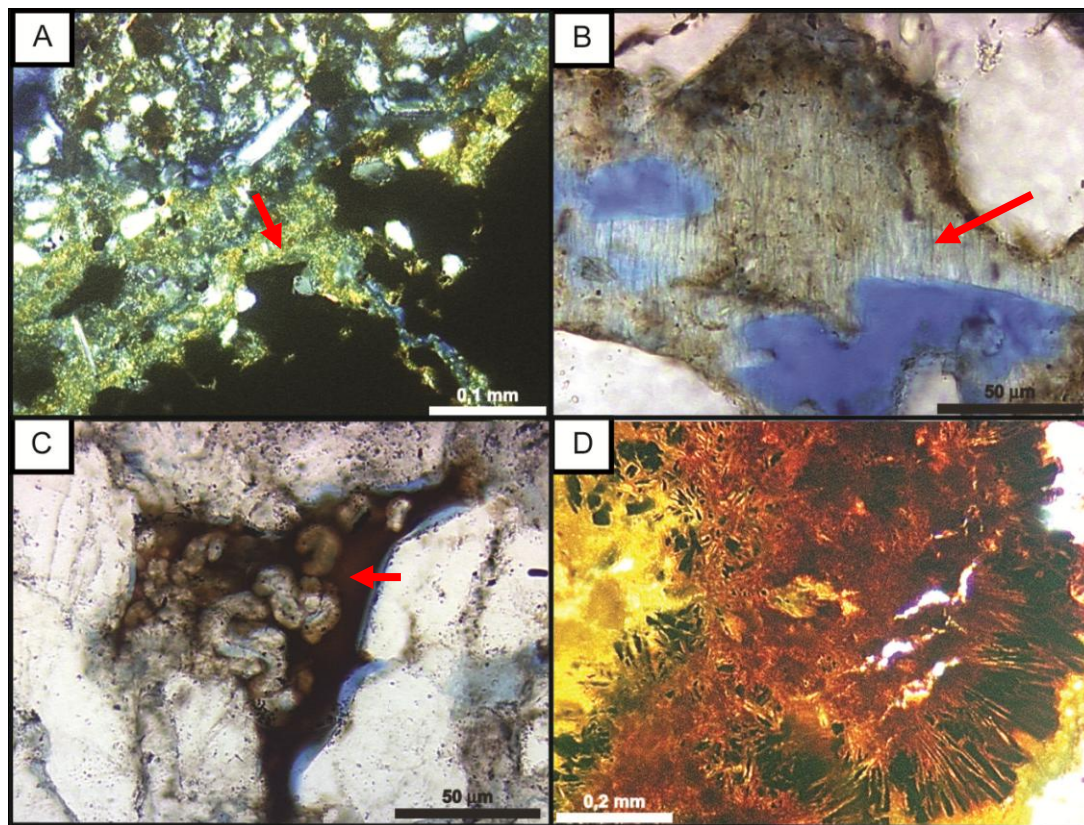


Figura 26. Constituintes diagenéticos traços nas amostras estudadas. A) Jarosita substituindo pirita blocosa (seta vermelha, polarizadores cruzados – XP); B) Gipsita preenchendo poros e sendo dissolvida parcialmente (seta vermelha, polarizadores descruzados- //P); C) Hidrocarboneto parafínico engolfando caulinita vermicular (seta vermelha, //P); D) Constituinte diagenético indiferenciado preenchendo poros (//P).

6.4. Porosidade e compactação

A macroporosidade dos dois poços estudados é predominantemente intergranular primária (méd.= 4%; máx.= 19%, Fig. 27, A), porém há porosidade secundária por dissolução de constituintes primários e diagenéticos (Fig. 27, B) como também porosidade por fratura. Os constituintes primários dissolvidos são fragmentos de rocha metamórfica de baixo grau (ardósia, meta-siltito, meta-arenito e filito), chert, intraclastos lamosos argiláceos, quartzo monocristalino, ortoclásio e matriz siliciclástica de bioturbação (Fig. 27, C e D). Já os constituintes diagenéticos preferencialmente são pseudomatriz argilosa e grãos caulinizados. A porosidade de fraturas ocorre tanto na forma de fraturas em rocha, como também fraturas em grãos primários, como intraclastos lamosos argiláceos

(méd. <1%; máx.= 3%). Há poros de escavação em algumas lâminas devido à bioturbação localizada (Fig. 27, E).

O empacotamento na maioria das amostras é normal, subordinadamente apertado e frouxo. Essas foram afetadas principalmente por compactação mecânica, porém há evidências localizadas de compactação química (por exemplo, níveis de estilolitização). A relação entre a perda de porosidade primária devido à compactação vs. cimentação é ilustrada pelo diagrama de Ehrenberg (1989), que relaciona a porcentagem de volume intergranular (IGV) com a porcentagem de cimento, assumindo uma porosidade inicial (deposicional) de 40% (Worden & Burley, 2003). Os valores de porosidade intergranular no gráfico estão superestimados para as amostras analisadas. Isso ocorre porque a porosidade inicial desses arenitos é menor que 40%, devido à má seleção granulométrica.

O diagrama de Ehrenberg (1989) para os arenitos analisados (Fig. 28) indica que a porosidade foi destruída predominantemente pela compactação mecânica, e não pela cimentação. Os arenitos do poço A foram mais afetados pela compactação mecânica que os do poço B, fruto da maior quantidade de fragmentos dúcteis como intraclastos e fragmentos de rocha metamórfica de baixo grau. Isso reflete na porosidade intergranular que é menor do que o poço B (até 10%, com exceção de duas lâminas). Em suma, o poço B tem porosidade maior, reflexo principalmente da composição mais quartzosa. Além disso, a principal perda de porosidade intergranular se deu por cimentação de caulinita e dolomita, como também geração de pseudomatriz (Fig. 27, F).

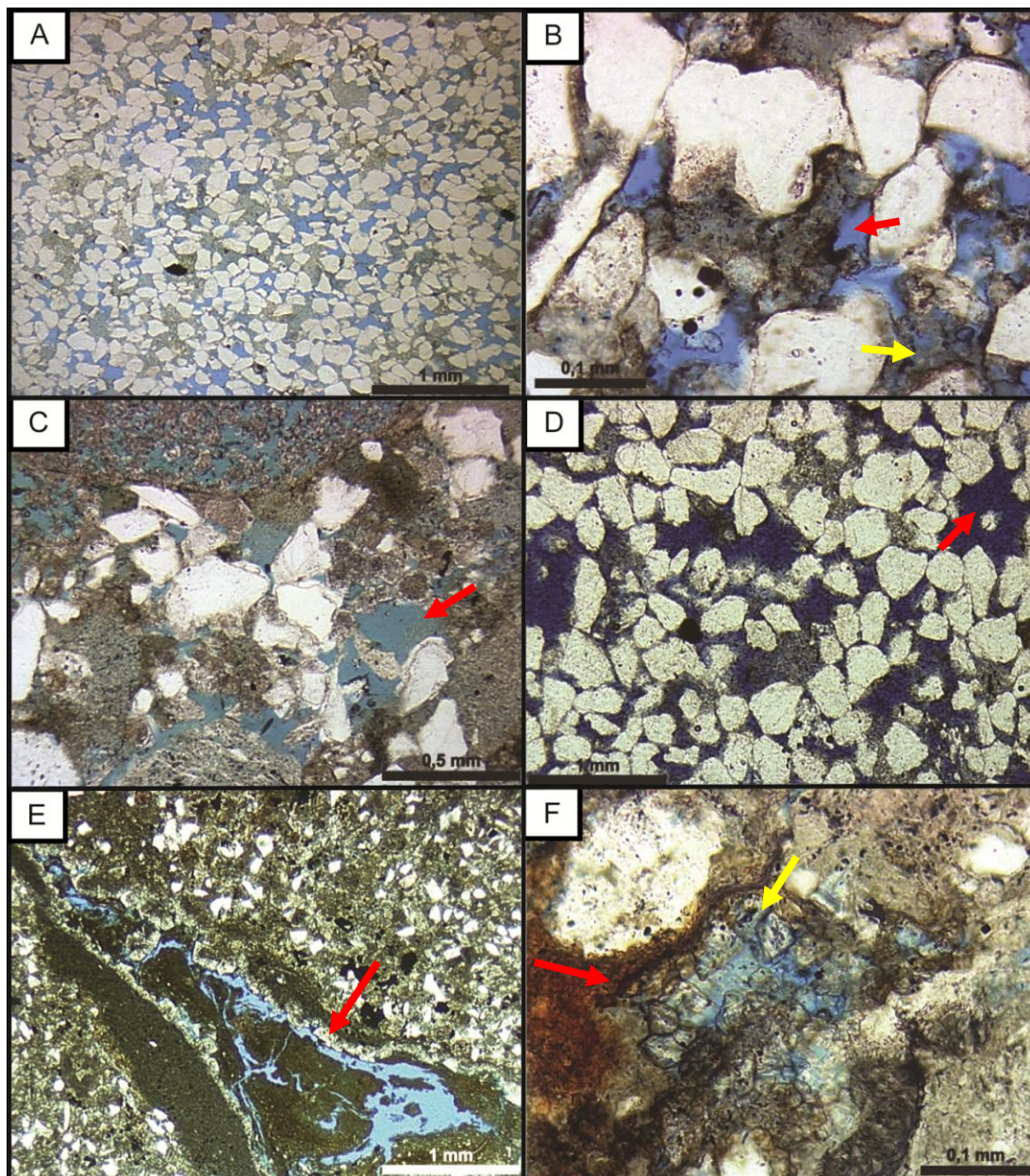


Figura 27. Principais tipos de macroporosidade. A) Porosidade primária amplamente preservada. B) Porosidade de dissolução de pseudomatriz (seta amarela) e móldica (seta vermelha); C) Poros móldicos (seta vermelha); D) Poros secundários por dissolução de quartzo (seta vermelha). E) Poro de escavação (seta vermelha); F) Poros primários obliterados por romboedros de dolomita (seta amarela) e pseudomatriz argilosa (seta vermelha). Todas as lâminas foram fotografadas com os polarizadores descruzados (//P).

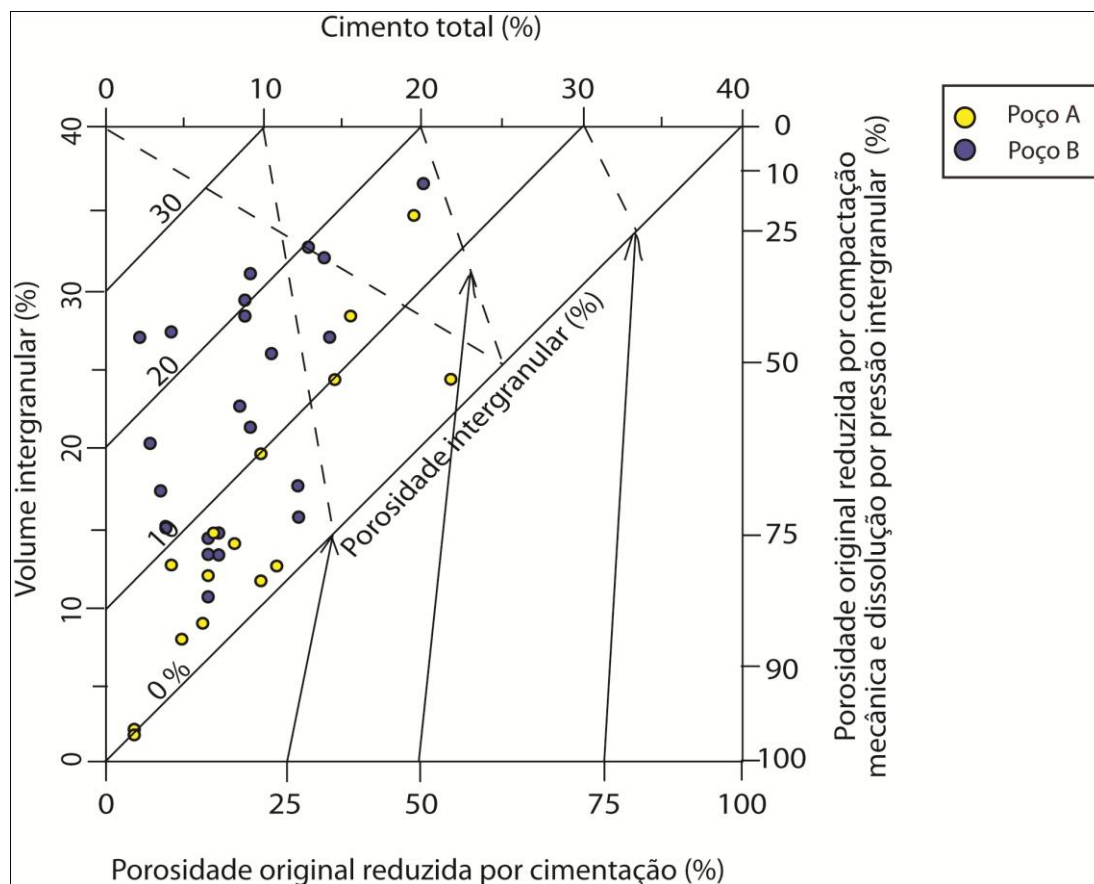


Figura 28. Diagrama de Ehrenberg (1989) mostrando a relação entre o volume intergranular e o cimento total, relacionando a redução de porosidade primária por cimentação e/ou compactação.

6.5. Petrofácies de Reservatório

Treze petrofácies foram separadas de acordo com critérios estruturais/texturais, composicionais e de porosidade que determinam a qualidade de reservatórios. As petrofácies de reservatório definidas para esse estudo são descritas abaixo e estão organizadas representando a decrescente qualidade de reservatório (ou seja, dos melhores para os piores reservatórios). O nome de cada petrofácies reflete as características definidoras da mesma. Os quadros 3 e 4 apresentam os valores de média e máxima dos principais parâmetros impactantes na qualidade de reservatório das petrofácies de reservatório. Além disso, as diferentes cores nesses

quadros indicam a qualidade dos reservatórios estudados (ver item 6.6 sobre as associações de petrofácies).

1. Petrofácies Porosa

Lâminas: PçB-1853,85; PçB-1903,10; PçB-1934,35; PçB-1957,65.

Arenitos finos a médios, sublitarenitos, quartzarenito e subarcócio, bem a moderadamente selecionados, com leve orientação dos clastos. Abundantes crescimentos e projeções descontínuas de quartzo (3 a 13%). Pseudomatriz argilosa preenchendo poros (até 3%), parcialmente dissolvida. Caulinita livrinho substituindo intraclastos lamosos argiláceos e pseudomatriz, como também preenchendo poros (2 a 7 %). Dolomita e dolomita ferrosa/anquerita predominantemente substitutivas (dolomita total 9%). Porosidade primária bem preservada (14 a 19%). Porosidade secundária dada pela dissolução de grãos primários caulinizados, intraclastos lamosos e ortoclásio. Porosidade total até 19% (méd.= 17%).

2. Petrofácies Porosa_cau_qzo_dol

Lâminas: PçB-1840,25; PçB-1907,30; PçB-1980,30; PçA-2124,70; PçB-1856,95; PçB-1917,95; PçB-1980,70; PçA-2068,95.

Arenitos finos a finos lamosos, composição variando de subarcócio, sublitarenito a litarenito feldspático, maciços e às vezes com leve laminação granulométrica paralela, bem a mal selecionados. Quartzo como crescimentos e projeções prismáticas contínuas e descontínuas (3 a 15%). Pseudomatriz argilosa preenchendo poros primários (até 6%). Caulinita em livrinho/vermicular preenchendo poros primários (1 a 6%) e substituindo intraclastos lamosos argiláceos, pseudomatriz, muscovita e ortoclásio (caulinita total 9 a 18%). Dolomita preenchendo poros primários (1 a 8%) e substituindo caulinita e quartzo detrítico. Porosidade primária parcialmente preservada (4 a 10%) e porosidade secundária dada pela dissolução de

caulinita, pseudomatriz, intraclastos e outros primários. Porosidade total até 10% (méd.= 8%).

3. Petrofácies Cau_grãos_dúcteis

Lâminas: PçB-1867,00; PçA-2091,50.

Arenitos finos a médios, litarenitos, maciços, às vezes com leve orientação sub-paralela, moderadamente selecionados. Abundantes fragmentos dúcteis (ardósia, filito, meta-siltito, intraclastos argilosos, 20%) como constituintes primários, comumente compactados gerando pseudomatriz (1 a 5%). Caulinita substituindo clastos argilosos, feldspatos e pseudomatriz (caulinita total 15 a 23%). Crescimentos e projeções prismáticas descontínuas de quartzo (2 a 4 %). Porosidade primária pouco preservada (3%). Porosidade secundária dada pela dissolução de fragmentos metamórficos, intraclastos lamosos argiláceos, grãos caulinizados e pseudomatriz. Porosidade total e média de 6%.

4. Petrofácies Médios_cau

Lâminas: PçB-1845,15; PçA-2092,05.

Arenitos médios, litarenitos, maciços, moderadamente a mal selecionados e com concreções de pirita de até 4 mm. Abundantes fragmentos dúcteis (meta-siltito, ardósia e intraclastos lamosos argiláceos) (20 a 22%), comumente compactados à pseudomatriz (até 2%). Caulinita substituindo grãos argilosos, ortoclásio e pseudomatriz (caulinita total 15 a 19%). Quartzo como crescimentos e projeções prismáticas descontínuas (até 4%). Dolomita e dolomita ferrosa/anquerita (4 a 6%) substituindo constituintes primários e preenchendo poros. Porosidade primária pouco preservada (1 a 2%). Porosidade secundária dada principalmente pela dissolução de ortoclásio, quartzo, meta-siltito e ardósia. Porosidade total e média de 5%.

5. Petrofácies Finos_dol

Lâminas: PçB-1871,60; PçB-1872,65.

Siltitos a arenitos finos, litarenito, maciço, bem a moderadamente selecionados, extensivamente substituídos por dolomita em mosaico fino (dolomita total méd. 23%; máx. 46%). Caulinita substituindo ortoclásio e muscovita (até 4%). Dolomita intragranular substitutiva (até 45%) e preenchendo poros (até 14%). Porosidade primária pouco preservada, obliterada por cimentação dolomítica (até 14%). Poros de escavação de até 2 cm obliterados localmente por matriz siliciclástica lamosa de bioturbação. Fraturas de rocha de até 3 cm preenchidas por dolomita (mosaico fino). Porosidade total até 6% (méd.= 3%).

6. Petrofácies Matriz_Bioturb_cau_dol

Lâminas: PçA-2108,45.

Arenito muito fino lamoso, sublitarenito, moderadamente selecionado, com matriz siliciclástica de bioturbação (4%). Caulinita (total 14%) substituindo matriz siliciclástica de bioturbação, intraclastos lamosos argiláceos, feldspatos, muscovita e pseudomatriz argilosa. Dolomita e dolomita ferrosa/anquerita (total 14%) substituindo constituintes primários, pseudomatriz e caulinita. Crescimentos e projeções prismáticas de quartzo e feldspato diagenético (total 6%). Porosidade primária parcialmente preservada, obliterada por pseudomatriz, matriz siliciclástica de bioturbação e raramente dolomita. Porosidade intragranular dada pela dissolução de constituintes primários e de matriz siliciclástica argilosa de bioturbação. Porosidade total de 3%.

7. Petrofácies Pseudomat_cau_dol

Lâminas: PçB-1921,45; PçB-1922,60.

Arenitos muito finos a lamosos, sublitarenito a subarcósio, maciços, bem selecionados e com concreções de pirita localizadas, por vezes com estilólitos. Fragmentos dúcteis compactados, principalmente intraclastos lamosos argiláceos (1 a 4%), formando pseudomatriz argilosa (até 13%). Caulinita preenchendo poros e substituindo intraclastos lamosos argiláceos, ortoclásio, muscovita e pseudomatriz argilosa (caulinita total 15%). Dolomita ferrosa/anquerita e dolomita substituindo constituintes primários e preenchendo poros (9 a 14%). Crescimentos e projeções prismáticas de quartzo (até 3%). Poros primários pouco preservados (até 2%), amplamente obliterados por pseudomatriz e cimento dolomítico. Poros secundários por dissolução de intraclasto lamoso argiláceo, constituintes primários e grãos caulinizados. Porosidade total e média de 2%.

8. Petrofácies Dol_cau

Lâminas: PçA-2092,35; PçA-2093,35; PçA-2094,30; PçA-2112,55; PçA-2119,00; PçA-2121,45.

Arenitos muito finos a médios, por vezes levemente conglomerático, litarenito, sublitarenito e litarenito feldspático. Maciços, por vezes bioturbados, muito mal a moderadamente selecionado. Matriz lamosa de bioturbação até 1%. Grãos dúcteis (fragmentos de ardósia, meta-siltito, intraclastos argilosos) como constituintes do arcabouço, às vezes compactados a pseudomatriz (grãos dúcteis mais pseudomatriz até 21%). Cimentação dolomítica (não ferrosa a anquerita, total 1 a 14%) e dolomita substituindo constituintes primários e caulinita (até 45%). Caulinita preenchendo poros e substituindo constituintes primários (muscovita, fragmentos de rocha metamórfica, intraclastos argilosos e feldspatos, caulinita total 5 a 17%). Quartzo como crescimento descontínuo, engolfando dolomita e caulinita (1 a 5%). Porosidade primária muito pouco preservada,

obliterada por cimento dolomítico e caulinita. Pouca porosidade secundária intergranular por dissolução de pseudomatriz e intragranular pela dissolução de constituintes primários (até 5%). Porosidade total até 5% (méd.= 1%).

9. Petrofácies Matriz_argilosa/síltica

Lâminas: PçB-1965,40; PçA-2091,00.

Lutitos a arenitos muito finos, subarcósio a sublitarenito, fraturados, com estilólitos e bioturbação incipiente, moderadamente a mal selecionados. Por vezes matriz argilosa/síltica (até 58%) suporta o arcabouço, formado por quartzo monocristalino, intraclastos argilosos e fragmentos de lutito e chert. Caulinita substituindo matriz argilosa/síltica e muscovita (total até 8%). Dolomita ferrosa/anquerita substituindo constituintes primários e caulinita (até 6%). Poros primários totalmente obliterados por cimento dolomítico e matriz. Poros de fratura de rocha às vezes preenchidos por gipsita ou dolomita. Porosidade secundária total e média de 2%.

10. Petrofácies Conglom_dol_cau

Lâminas: PçB-1821,15; PçB-1844,60; PçB-1951,10; PçA-2119,45

Arenitos finos a médios levemente conglomeráticos, litarenito, muito mal selecionados e maciços, às vezes com laminação marcada pela orientação dos clastos maiores. Abundantes grãos dúcteis (fragmentos de rocha metamórfica de baixo grau e intraclastos lamosos argiláceos, até 26%), parcialmente compactados à pseudomatriz (até 4%). Caulinita substituindo constituintes detríticos (fragmentos metamórficos, intraclastos, ortoclásio e muscovita) e pseudomatriz argilosa, como também preenchendo poros (caulinita total de 7 a 15%). Dolomita e dolomita ferrosa/anquerita substituindo constituintes primários, pseudomatriz e caulinita (dolomita total 6 a 33%). Crescimentos de quartzo (1 a 5%). Porosidade primária amplamente obliterada por pseudomatriz e cimentação dolomítica.

Porosidade secundária dada pela dissolução de primários e fratura de rocha. Porosidade total até 2% (méd. < 1%).

11. Petrofácies: Grãos_dúcteis_dol_cau

Lâminas: PçA- 2095,40; PçA-2101,95; PçA-2106,30.

Arenitos muito finos a finos, litarenito, maçico. Abundantes grãos dúcteis (fragmentos diversos de rocha metamórfica de baixo grau, até 24%), parcialmente compactados à pseudomatriz (1 a 7%). Caulinita substituindo constituintes detríticos e pseudomatriz (caulinita total de 11 a 13%). Dolomita e dolomita ferrosa/anquerita substituindo constituintes primários, caulinita e pseudomatriz (13 a 36%). Quartzo como crescimentos descontínuos e projeções prismáticas (3 a 9%). Poro de fratura e porosidade secundária por dissolução de grãos caulinizados (até 1%).

12. Petrofácies: Ostrac_pseudom

Lâminas: PçB-1872,60.

Arenito fino lamoso levemente conglomerático, litarenito, com laminação paralela, muito mal selecionado. Pseudomatriz argilosa oxidada ou orgânica (18%). Grãos dúcteis (fragmentos metamórficos de baixo grau e intraclastos lamosos) e abundantes bioclastos de ostracodes desarticulados e articulados. Caulinita substituindo intraclastos lamosos e fragmentos de rocha metamórfica (caulinita total 11%). Crescimentos e projeções prismáticas de quartzo (2%). Dolomita e dolomita ferrosa/anquerita substituindo constituintes primários e pseudomatriz argilosa (oxidada ou orgânica, 13%). Localizadamente porosidade móldica e de escavação (1%).

13. Petrofácies: Grãos_dúcteis_cau

Lâminas PçB-1817,55; PçB- 1825,70; PçB-1880,90.

Arenitos muito finos a médios levemente conglomeráticos, litarenitos, muito mal a mal selecionados, maciços ou com laminação paralela marcada pela orientação dos fragmentos metamórficos e intraclastos argilosos. Abundantes grãos dúcteis (fragmentos de meta-siltito, filito, ardósia e intraclastos lamosos, até 32%), comumente compactados formando pseudomatriz (4 a 13%). Caulinita substituindo constituintes primários (fragmentos metamórficos, intraclastos, ortoclásio e muscovita) e pseudomatriz (caulinita total 9 a 19%). Dolomita e dolomita ferrosa/anquerita substituindo constituintes primários, pseudomatriz argilosa e caulinita (dolomita total 2 a 4%). Sem porosidade, totalmente obliterada pela compactação de grãos dúcteis. Dissolução localizada de constituintes primários.

Composição/Petrofácies	Porosa		Porosa_cau_qzo_dol		Cau_grãos_dúcteis		Médios_cau		Finos_dol		Matriz_Bioturb_cau_dol		Pseudomat_cau_dol	
	Média	Máxima	Média	Máxima	Média	Máxima	Média	Máxima	Média	Máxima	Média	Máxima	Média	Máxima
Constituintes e Porosidades														
Intraclasto Total	1.3	2.0	1.6	3.7	0.5	1.0	2.5	5.0	0.2	0.3	2.3	2.3	2.5	3.7
Cimento Total	13.8	20.0	11.4	19.3	5.2	6.3	5.5	6.3	6.0	12.0	15.3	15.3	6.2	8.3
Matriz Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	1.0	3.7	3.7	0.0	0.0
Pseudomatriz Total	1.5	3.0	2.4	5.7	3.3	5.3	1.5	2.3	0.0	0.0	1.0	1.0	9.8	12.7
Caulinita Total	9.6	16.3	13.6	18.0	19.2	23.0	17.0	19.3	1.8	3.7	14.3	14.3	13.2	14.7
Dol+Dol Ferrosa Total	2.2	8.6	7.5	12.7	1.0	1.3	4.8	6.0	22.8	45.7	14.0	14.0	11.5	13.7
Quartzo Autigênico Total	8.8	13.3	6.5	14.3	3.0	3.7	3.2	3.7	0.2	0.3	5.7	5.7	2.7	2.7
Caul. Inter/Caul. Total	0.5	0.9	0.3	0.4	0.1	0.2	0.1	0.2	0.0	0.0	0.4	0.4	0.4	0.4
Dol. Inter/Dol. Total	0.1	0.6	0.4	0.7	0.0	0.0	0.2	0.3	0.2	0.3	0.6	0.6	0.5	0.6
Grãos dúcteis+Pseudomatriz Total	4.2	6.0	7.2	9.7	23.5	26.0	22.7	22.7	6.3	12.7	8.0	8.0	16.8	19.0
Poros. Total	17.4	19.0	7.9	9.3	5.8	6.0	4.7	5.3	3.0	6.0	3.0	3.0	1.7	2.3
Por. inter/Por. Total	0.9	1.0	0.9	0.9	0.4	0.4	0.2	0.3	0.4	0.9	0.9	0.9	0.7	0.7

Quadro 3. Médias e Máximas dos principais constituintes e porosidades para as petrofácies de reservatório definidas para a Fm. Barra de Itiúba e Fm. Feliz Deserto. As diferentes cores representam 3 associações de petrofácies de reservatório. Bege=BOA; Verde=MÉDIA; Rosa=BAIXA.

Composição/Petrofácies	Dol_cau		Matriz_argilosa/síltica		Conglom_dol_cau		Grãos_dúcteis_dol_cau		Ostrac_pseudom		Grãos_dúcteis_cau	
	Média	Máxima	Média	Máxima	Média	Máxima	Média	Máxima	Média	Máxima	Média	Máxima
Constituintes e Porosidades												
Intraclasto Total	0.7	3.0	0.0	0.0	2.4	5.7	0.1	0.3	1.0	1.0	6.9	11.0
Cimento Total	9.0	21.7	0.0	0.0	6.8	12.0	8.8	10.7	2.0	2.0	3.2	3.7
Matriz Total	0.1	0.7	28.7	57.3	0.0	0.0	0.2	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Pseudomatriz Total	0.4	1.7	0.0	0.0	1.4	3.7	2.8	6.7	18.3	18.3	8.4	13.3
Caulinita Total	10.6	17.3	4.0	8.0	10.7	14.7	11.9	12.7	10.7	10.7	14.0	18.7
Dol+Dol Ferrosa Total	33.7	58.0	2.8	5.7	22.6	33.0	24.7	36.0	17.7	17.7	3.3	4.3
Quartzo Autigênico Total	3.1	5.0	0.0	0.0	2.7	4.7	5.4	8.3	1.7	1.7	3.2	3.7
Caul. Inter/Caul. Total	0.2	0.4	0.1	0.2	0.3	0.7	0.2	0.4	0.0	0.0	0.2	0.5
Dol. Inter/Dol. Total	0.2	0.3	0.4	0.9	0.2	0.3	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.5
Grãos dúcteis+Pseudomatriz Total	11.9	21.3	1.8	3.7	21.7	26.3	22.3	30.7	32.7	32.7	32.2	45.0
Poros. Total	1.4	5.0	1.2	2.3	0.7	1.7	0.9	1.3	0.7	0.7	0.3	0.7
Por. inter/Por. Total	0.5	1.0	0.0	0.0	0.3	1.0	0.1	0.2	0.5	0.5	0.2	0.5

Quadro 4. Médias e Máximas dos principais constituintes e porosidades para as petrofácies de reservatório definidas para a Fm. Barra de Itiúba e Fm. Feliz Deserto. A associação de petrofácies de reservatório NÃO-RESERVATÓRIO é representada pela cor azul.

6.6. Associações de Petrofácies

As treze petrofácies de reservatório descritas acima foram reunidas e sumarizadas em quatro associações de petrofácies. Elas refletem a qualidade dos reservatórios estudados em microescala: BOA, MÉDIA, BAIXA e NÃO-RESERVATÓRIO (Quadro 5). A associação de petrofácies BOA é caracterizada por apresentar porosidade total média acima de 15%, enquanto que a MÉDIA apresenta porosidade total média acima de 7%. Nestas duas associações de petrofácies, a porosidade é predominantemente intergranular (porosidade intergranular/porosidade total > 0,80). As associações de petrofácies BAIXA e a NÃO-RESERVATÓRIO possuem porosidade total média sempre inferior a 1,5%. A descrição detalhada juntamente com uma fotomicrografia representativa do grupo é esquematizada na figura 31.

O gráfico da figura 29 mostra a relação entre a macroporosidade e a profundidade de cada amostra estudada, de acordo com a qualidade desses reservatórios. Observa-se que as associações de petrofácies mantêm suas respectivas porosidades com o aumento da profundidade. Somente nas amostras do Poço A que estão na associação de petrofácies NÃO-RESERVATÓRIO há um pequeno aumento da porosidade nas amostras em maior profundidade, provavelmente devido a um aumento da porosidade secundária por dissolução de constituintes primários e fraturamento. De maneira geral, não há diferenças entre os poços de porosidade em relação à profundidade.

Os dados de permeabilidade horizontal corroboram as associações de petrofácies sugeridas para a Formação Barra de Itiúba e Formação Feliz Deserto nos dois poços estudados (Fig. 30). A associação de petrofácies BOA tem as maiores permeabilidades horizontais e maiores macroporosidades, caracterizando-se nos intervalos de melhor qualidade de reservatório. As demais associações de petrofácies mostram uma expressiva perda de permeabilidade associada com a diminuição da macroporosidade obtida em lâmina delgada. O gráfico foi plotado somente

com algumas amostras, pois não há dados de permeabilidade horizontal para todas as lâminas analisadas nesse estudo (ver Quadro 6).

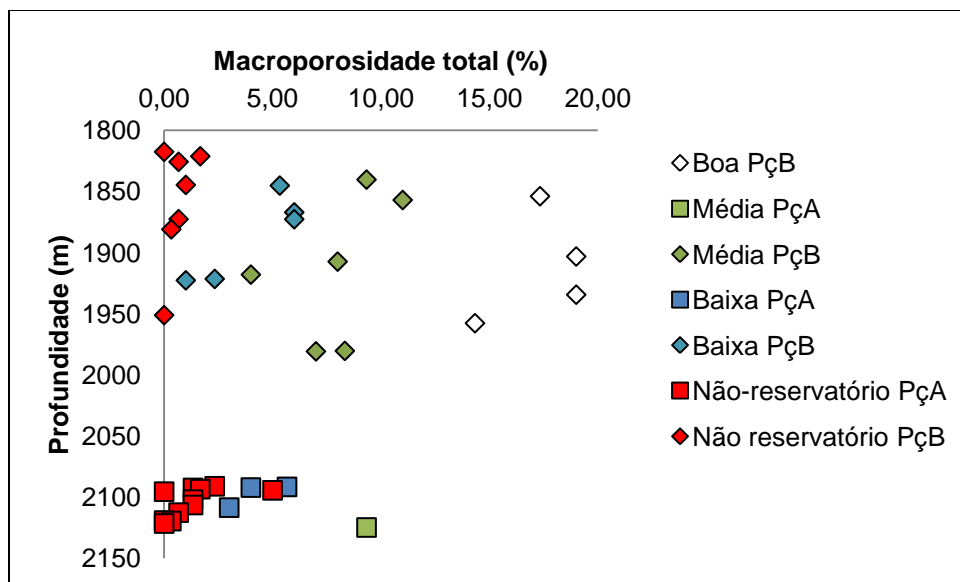


Figura 29. Gráfico da macroporosidade em relação a profundidade para os dois poços estudados. A macroporosidade se mantém com o aumento da profundidade, somente no PçA da associação de petrofácies Não-reservatório que há um aumento de porosidade por dissolução de constituintes e fraturas. As amostras foram separadas em Associações de Petrofácies: Boa, Média, Baixa e Não-reservatório.

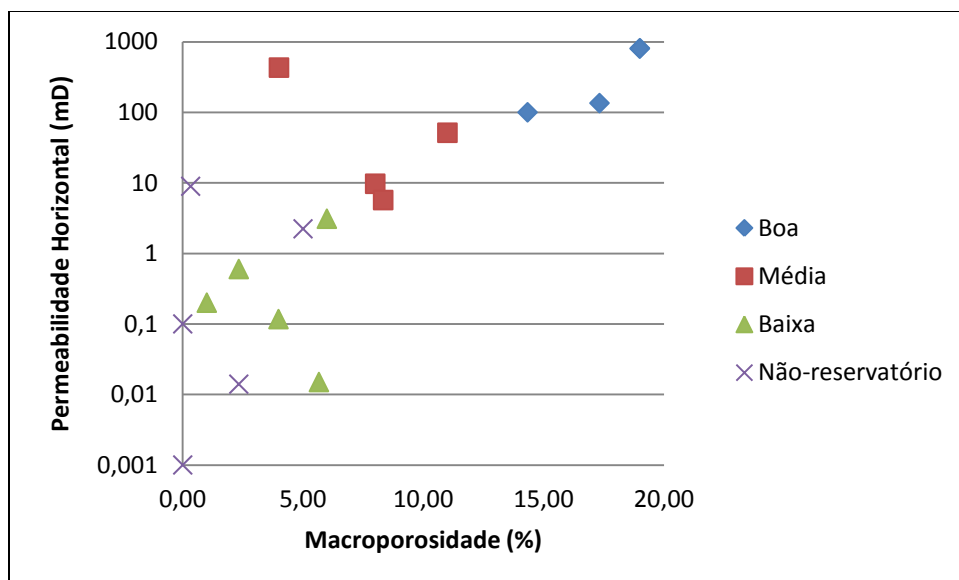


Figura 30. Relação da permeabilidade horizontal (mD) e a macroporosidade (%) para as associações de petrofácies de reservatório definidas.

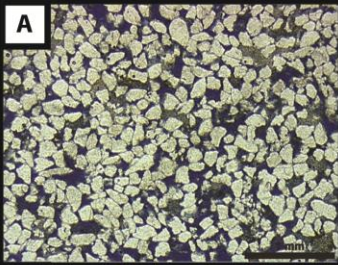
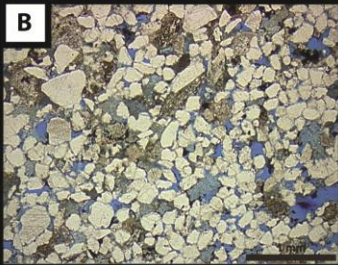
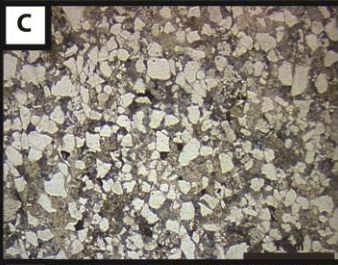
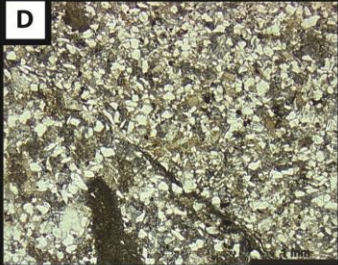
	BOA	<p>Arenitos finos a médios, composição primária quartzosa (sublitarenitos, quartzarenitos e subarcósios), bem a moderadamente selecionados. Poucos intraclastos lamosos (< 2%) e pouca pseudomatriz (até 3%). Cimento total até 20%, principalmente quartzo (3-13%), caulinita (2-17%) e pirita (até 1 %). Caulinita e dolomita substitutivas. Porosidade intergranular primária preservada e porosidade secundária gerada pela dissolução de grãos (porosidade total 14-19%).</p>
	MÉDIA	<p>Arenitos finos a finos lamosos, composição feldspato-lítica (subarcósios, sublitarenitos e litarenitos feldspáticos), bem a muito mal selecionados. Presença de intraclastos lamosos (até 4%) e pseudomatriz (até 6%). Cimento total até 19%, de quartzo (4-15%), caulinita (1-8%) e dolomita (0- 10%). Caulinita e dolomita substitutivas. Porosidade intergranular primária parcialmente preservada, e porosidade secundária dada pela dissolução de grãos. Porosidade total média 8%, máxima 11 %.</p>
	BAIXA	<p>Siltitos e arenitos muito finos a médios, de composição feldspato-lítica (sublitarenitos, litarenitos e subarcósios), bem a mal selecionados. Cimento total até 15%, de quartzo (2-4%), caulinita (0-5%) e dolomita (0- 14%). Abundância significativa de intraclastos lamosos (até 5%) e pseudomatriz (até 13%). Caulinita e dolomita substitutivas. Poros intergranulares primários pouco preservados, amplamente obliterados por pseudomatriz e cimento dolomítico. Poros secundários por dissolução de grãos. Porosidade total média 4%, máxima 6%.</p>
	NÃO-RESERVATÓRIO	<p>Arenitos muito finos a médios e lutitos. Composição feldspato-lítica (litarenitos, subarcósios e sublitarenitos), muito mal a mal selecionados, por vezes com matriz abundante (até 57%). Presença de estilólitos e bioturbação incipiente. Presença significativa de intraclastos argilosos (até 7%) e pseudomatriz (até 23%). Cimento total até 22%, de quartzo (1-9%) e dolomita (1-14%). Caulinita e dolomita substitutivas. Sem porosidade intergranular primária. Porosidade secundária por dissolução de grãos e poros de fratura. Porosidade total média 1%, máxima 5%.</p>

Figura 31. Associações de petrofácies de reservatório sugeridas para a Fm. Barra de Itiúba e Fm. Feliz Deserto com as principais características definidoras e fotomicrografia representativa.

Descrição:	Profundidade (m)	Petrofácies de Reservatório	Associação de Petrofácies
Poço B 1853,85	1853,85	Porosa	BOA
Poço B 1903,10	1903,10	Porosa	BOA
Poço B 1934,35	1934,35	Porosa	BOA
Poço B 1957,65	1957,65	Porosa	BOA
Poço B 1840,25	1840,25	Porosa_cau_qzo_dol	MÉDIA
Poço B 1856,95	1856,95	Porosa_cau_qzo_dol	MÉDIA
Poço B 1907,30	1907,30	Porosa_cau_qzo_dol	MÉDIA
Poço B 1917,95	1917,95	Porosa_cau_qzo_dol	MÉDIA
Poço B 1980,30	1980,30	Porosa_cau_qzo_dol	MÉDIA
Poço B 1980,70	1980,70	Porosa_cau_qzo_dol	MÉDIA
Poço A 2068,95	2068,95	Porosa_cau_qzo_dol	MÉDIA
Poço A 2124,7	2124,70	Porosa_cau_qzo_dol	MÉDIA
Poço B 1845,15	1845,15	Médios_cau	BAIXA
Poço B 1867,00	1867,00	Cau_grãos_dúcteis	BAIXA
Poço B 1871,60	1871,60	Finos_dol	BAIXA
Poço B 1872,65	1872,65	Finos_dol	BAIXA
Poço B 1921,45	1921,45	Pseudomat_cau_dol	BAIXA
Poço B 1922,60	1922,60	Pseudomat_cau_dol	BAIXA
Poço A 2091,50	2091,50	Cau_grãos_dúcteis	BAIXA
Poço A 2092,05	2092,05	Médios_cau	BAIXA
Poço A 2108,45	2108,45	Matriz_Bioturb_cau_dol	BAIXA
Poço B 1817,55	1817,55	Grãos_dúcteis_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço B 1821,15	1821,15	Conglom_dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço B 1825,70	1825,70	Grãos_dúcteis_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço B 1844,60	1844,60	Conglom_dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço B 1872,60	1872,60	Ostrac_pseudom	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço B 1880,90	1880,90	Grãos_dúcteis_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço B 1951,10	1951,10	Conglom_dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço B 1965,40	1965,40	Matriz_argilosa/síltica	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço A 2091,00	2091,00	Matriz_argilosa/síltica	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço A 2092,35	2092,35	Dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço A 2093,35	2093,35	Dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço A 2094,30	2094,30	Dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço A 2095,40	2095,40	Grãos_dúcteis_dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço A 2101,95	2101,95	Grãos_dúcteis_dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço A 2106,30	2106,30	Grãos_dúcteis_dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço A 2112,55	2112,55	Dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço A 2119,00	2119,00	Dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço A 2119,45	2119,45	Conglom_dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO
Poço A 2121,45	2121,45	Dol_cau	NÃO-RESERVATÓRIO

Quadro 5. Relação das lâminas, petrofácies e associações de petrofácies definidas para as amostras estudadas.

Descrição:	Prof. (m):	Petrofácies de Reservatório	Associação de Petrofácies	Poros. Total	Permeabilidade (mD)
Poço B 1853,85	1853.85	Poroso_fino_médio	BOA	17.32	135.1
Poço B 1903,10	1903.10	Poroso_fino_médio	BOA	19.00	810
Poço B 1934,35	1934.35	Poroso_fino_médio	BOA	18.99	800
Poço B 1957,65	1957.65	Poroso_fino_médio	BOA	14.33	100
Poço B 1840,25	1840.25	Finos_poroso_dol	MÉDIA	11.00	51.3
Poço B 1856,95	1856.95	Poroso_cal_qzo	MÉDIA	8.00	9.7
Poço B 1907,30	1907.30	Finos_poroso_dol	MÉDIA	4.00	430
Poço B 1917,95	1917.95	Poroso_cal_qzo	MÉDIA	8.33	5.7
Poço B 1867,00	1867.00	Caul_pouco poros	BAIXA	5.99	3.1
Poço B 1921,45	1921.45	Pseudomat_pouco poros	BAIXA	2.33	0.6
Poço B 1922,60	1922.60	Pseudomat_pouco poros	BAIXA	1.00	0.2
Poço A 2091,50	2091.50	Caul_pouco poros	BAIXA	5.66	0.015
Poço A 2092,05	2092.05	Médios_caul_pouco poros	BAIXA	3.98	0.117
Poço B 1951,10	1951.10	Caul_Dol_sem poros	NÃO-RESERVATÓRIO	0.00	0.1
Poço A 2091,00	2091.00	Finos_matriz_sem poros	NÃO-RESERVATÓRIO	2.33	0.014
Poço A 2094,30	2094.30	Finos_médios_intrac_pouco poros	NÃO-RESERVATÓRIO	5.00	2.23
Poço A 2119,00	2119.00	Finos_médios_intrac_pouco poros	NÃO-RESERVATÓRIO	0.00	0.001
Poço A 2119,45	2119.45	Caul_Dol_sem poros	NÃO-RESERVATÓRIO	0.33	8.93

Quadro 6. Dados utilizados para a confecção do gráfico que relaciona a macroporosidade (%) com a permeabilidade horizontal (mD).

7. DISCUSSÃO

7.1. Modelo paragenético para litarenitos e sublitenitos

A sequência paragenética foi construída a partir das relações texturais entre constituintes, sejam eles primários e/ou diagenéticos, utilizando a microscopia ótica. A figura 32 mostra a sequência paragenética simplificada dos principais processos diagenéticos identificados em litarenitos e sublitenitos, juntamente com um modelo paragenético que ilustra as principais feições em cada estágio diagenético.

Os primeiros processos eodiagenéticos que atuaram nessas rochas foram a dissolução de constituintes primários e concomitante substituição e cimentação de caulinita. Isso se deu devido à percolação de fluidos ácidos, altamente lixiviantes em profundidades rasas, que dissolveram feldspatos e subordinadamente fragmentos de rocha metamórfica de baixo grau. Com a dissolução dos feldspatos o fluido ficou enriquecido em alumínio e sílica, precipitando caulinita ($\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$), de acordo com a reação abaixo. Essa reação é válida para taxas de dissolução em água pura = 3×10^{-7} moles/l, segundo Berner (1980).



Ortoclásio

Caulinita

Quartzo

(Franks & Forester, 1984)

Os óxidos/hidróxidos de ferro foram precipitados como cutículas nessa fase da diagênese, enquanto havia ainda contato com as águas superficiais oxidantes, típico de ambientes continentais (clima úmido). O enriquecimento da solução em sílica tornou possível também a precipitação de quartzo como crescimentos. O quartzo autigênico iniciou sua precipitação na eodiagênese (evidenciado pelos crescimentos contínuos), prosseguindo até a mesodiagênese, quando foi precipitando como projeções prismáticas e crescimentos descontínuos.

Os sedimentos continuaram a sofrer compactação mecânica com o aumento do soterramento, passando em estágios mais avançados à compactação química (evidenciada por níveis de estilolitização, contatos “falsos” de mica com outros constituintes e contatos suturados). O desequilíbrio entre os fluidos intersticiais e os constituintes primários e diagenéticos resultou em vários momentos de dissolução nas rochas estudadas em todas as fases diagenéticas.

Na mesodiagênese, uma mudança na composição dos fluidos intersticiais para termos mais redutores e alcalinos possibilitou a cimentação e substituição de constituintes primários por dolomita rica em ferro (a anquerita) até termos só magnesianos, mostrando muitas vezes uma zonação (núcleo anquerítico e bordas magnesianas). Associada a dolomita ocorreu a precipitação e substituição por pirita. A formação de minerais de titânio diagenético ocorreu preferencialmente em substituição a minerais pesados detríticos, evidenciando a disponibilidade de Ti na solução intersticial. Além disso, houve precipitação de raros crescimentos descontínuos de feldspato.

Na telodiagênese a exposição das rochas a águas superficiais desestabilizou a assembleia mineralógica, resultando em dissolução de constituintes primários e diagenéticos previamente formados. A precipitação localizada de óxidos/hidróxidos de ferro, caulinita e jarosita resultaram da percolação destes fluidos.

7.2. Modelo paragenético para subarcósios

A sequência paragenética dos principais processos diagenéticos identificados em subarcósios é a mesma para os demais tipos de rocha, porém com intensidades dos processos atuando de forma diferente. A figura 32 mostra a sequência paragenética simplificada dos principais processos diagenéticos nos subarcósios, juntamente com um modelo paragenético que ilustra as principais feições em cada estágio diagenético.

Os processos eodiagenéticos que atuaram nessas rochas foram a dissolução de constituintes primários e concomitante substituição e cimentação de caulinita, crescimentos de quartzo, pseudomatriz e óxidos/hidróxidos de ferro.

Devido à percolação de fluidos ácidos, altamente lixiviantes em profundidades rasas, que dissolveram feldspatos e subordinadamente fragmentos de rocha metamórfica de baixo grau (pouco abundantes), houve a substituição e cimentação por caulinita. O enriquecimento da solução em sílica tornou possível também a precipitação de quartzo como crescimentos. A diferença existente entre modelo paragenético anterior e este diz respeito à composição mais quartzosa e à maior abundância dos crescimentos de quartzo, o que levou à compactação mecânica não tão intensa. O quartzo autigênico iniciou sua precipitação na eodiagênese, prosseguindo até a mesodiagênese, quando foi precipitando como projeções prismáticas e crescimentos descontínuos. Os óxidos/hidróxidos de ferro foram precipitados nessa fase como cutículas cobrindo grãos detríticos, principalmente quartzo, enquanto havia ainda contato com as águas superficiais oxidantes, típico de ambientes continentais (clima úmido).

A compactação mecânica não foi muito intensa devido à estabilização da fábrica pelos crescimentos de quartzo, que seguraram o arcabouço, e pela a menor abundância de fragmentos de rocha metamórfica e intraclastos. Como no modelo anterior, o desequilíbrio entre os fluidos intersticiais e os constituintes primários e diagenéticos resultou em vários momentos de dissolução em todas as fases diagenéticas.

Os principais processos mesodiagenéticos foram (1) precipitação de crescimento de quartzo; (2) substituição e cimentação por dolomita a dolomita ferrosa/anquerita, devido a uma mudança na composição dos fluidos intersticiais para termos mais redutores e alcalinos, bem menos intenso que nos litarenitos e sublitarenitos; (3) cimentação e substituição por pirita, associada a dolomita, devido a uma composição mais redutora do fluido intersticial; (4) formação de minerais de titânio diagenético ocorreu preferencialmente em substituição a minerais pesados detríticos, evidenciando a disponibilidade de Ti na solução intersticial; (5) precipitação de raros crescimentos descontínuos de feldspato.

Na telodiagênese a exposição das rochas a águas superficiais desestabilizou a assembleia mineralógica, resultando em dissolução de constituintes primários e diagenéticos previamente formados. A precipitação localizada de óxidos/hidróxidos de ferro, caulinita, jarosita e gipsita resultaram da percolação destes fluidos.

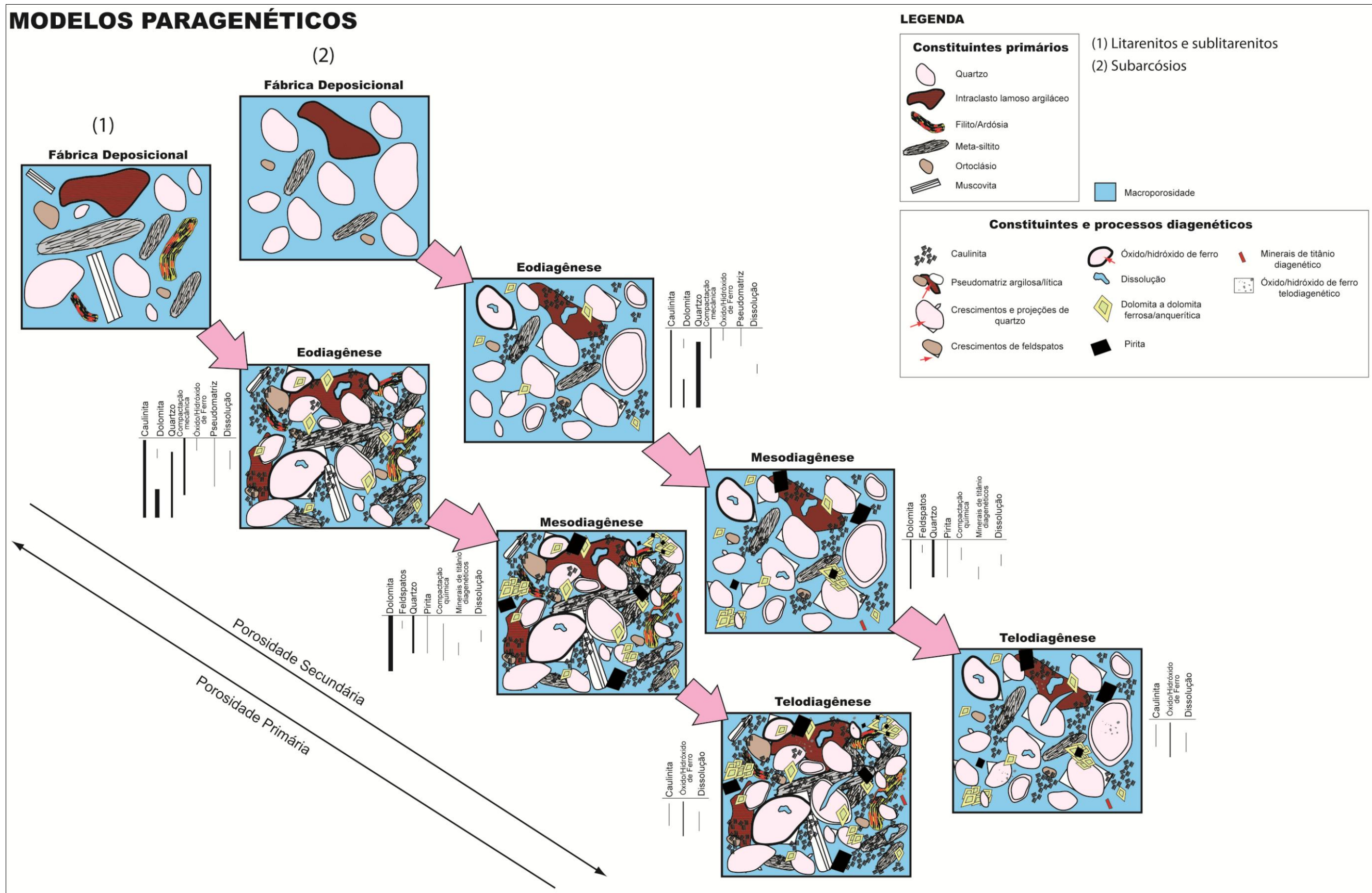


Figura 32. Modelos paragenéticos simplificados das rochas estudadas, mostrando os principais constituintes primários e diagenéticos, bem como a diminuição da porosidade primária e surgimento da porosidade secundária por dissolução.

7.3. Proveniência

A composição detrítica original feldspato-lítica indica uma proveniência de reciclagem orogênica (*sensu* Dickinson, 1985; Fig. 33). A composição mais quartzo-feldspática no poço B pode estar refletindo uma possível mudança de proveniência, com contribuição de um interior cratônico. A abundância de fragmentos de rocha metamórfica de baixo grau nos arenitos estudados indicou uma proveniência tectônica oriunda de reciclagem orogênica (Fig. 33). Estes fragmentos líticos são provenientes provavelmente do embasamento formado pelas rochas metamórficas proterozoicas de baixo grau dos Grupos Miaba e Vaza-Barris (Moraes Rego, 1933). Além disso, foram encontrados alguns fragmentos de dolomito, que provém possivelmente dos metassedimentos do Grupo Estância (Silva *et al.* 1978), de idade cambriana, depositados por sistemas alúvio-fluviais, deltaicos e de marés, também embasamento da sub-bacia de Sergipe. Algumas lâminas indicaram uma proveniência tectônica de interior cratônico. Não foi possível identificar um padrão composicional que mostre uma variação sistemática na proveniência em nenhum dos dois poços estudados. Desse modo, talvez a presença de termos mais quartzosos esteja então relacionada a controles autocíclicos do ambiente deposicional, relacionado a um transporte mais longo (e conseqüente deterioração dos fragmentos líticos).

Em termos composicionais as amostras estudadas diferem muito das estudadas por Becker (1987). Segundo Becker (1987), a média composicional constitui-se de arenitos arcoseanos. Já as amostras estudadas apresentam composição média lítica ($Q_{66}F_6L_{28}$ e $Q_{69}F_6L_{25}$, nos poços A e B, respectivamente), o que difere bastante da composição conhecida da Formação Barra de Itiúba, bem mais feldspática. As amostras analisadas são mais semelhantes em termos de composição detrítica e diagenética com a Formação Carmópolis (Souza *et al.*, 1995). Entretanto, os poços estudados foram posicionados estratigraficamente e

correlacionados através de biozonas de ostracodes, o que deveria propiciar um bom posicionamento biostratigráfico para o intervalo estudado.

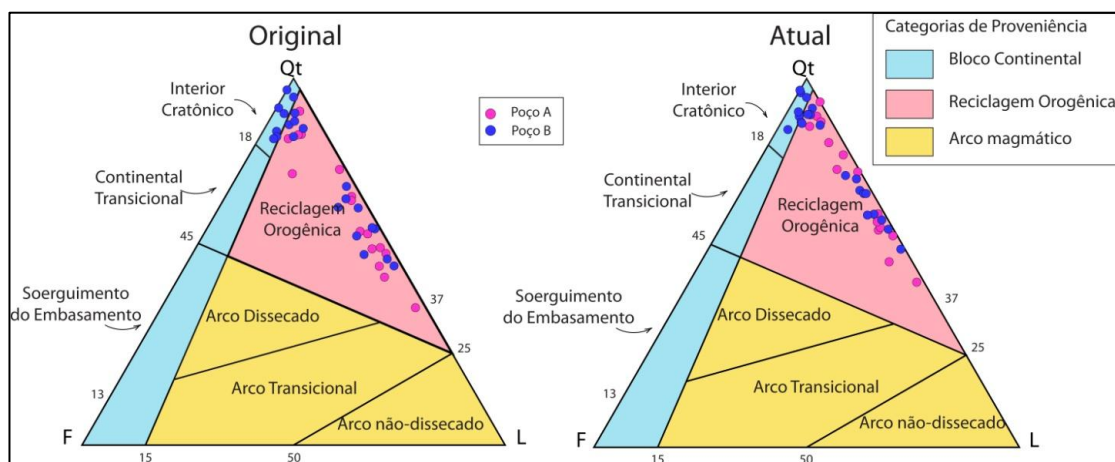


Figura 33. Composição original e atual das amostras plotadas em diagramas de proveniência Dickinson I (Dickinson, 1985), mostrando uma grande contribuição da Reciclagem Orogênica e subordinadamente para o poço B uma contribuição de Interior Cratônico.

Considerando a correta correlação estratigráfica do intervalo estudado, o padrão composicional identificado nos poços A e B poderiam indicar a existência de diferentes áreas-fonte na Formação Barra de Itiúba. O desenvolvimento de um estudo sistemático de outras áreas adjacentes aos poços A e B seria bastante útil para corroborar ou refutar essa ideia.

7.4. O impacto dos constituintes diagenéticos na qualidade dos reservatórios

A análise petrográfica revelou que os principais impactantes da qualidade dos reservatórios estudados são os processos diagenéticos. A textura deposicional não varia substancialmente, visto que a maioria das rochas analisadas tem granulometria fina (siltitos a arenitos finos). A perda de porosidade se deu principalmente por formação de pseudomatriz (compactação mecânica), cimentação de caulinita e dolomita nos espaços intergranulares. Nesse sentido, a composição detrítica tem uma influência considerável na redução (ou manutenção) da porosidade. Os arenitos mais líticos apresentaram redução acentuada da porosidade por compactação mecânica. Os arenitos mais feldspáticos e intraclásticos favoreceram a

geração de porosidade secundária por dissolução destes constituintes. Em algumas petrofácies houve criação de porosidade secundária importante por dissolução nas diferentes fases diagenéticas. Um processo diagenético importante na manutenção da porosidade primária foi a precipitação de crescimentos de quartzo, que contribuíram na sustentação do arcabouço, limitando a compactação mecânica. A relação entre os principais constituintes diagenéticos e a porosidade é ilustrada nos gráficos abaixo.

Não foram plotadas retas de tendências para os gráficos tendo em vista que não foi feito testes de correlação entre as variáveis estudadas em cada poço, não permitindo uma veracidade e confiabilidade estatística para as retas interpoladas visualmente.

A figura 34 mostra uma relação inversa entre a porosidade total e a dolomita total, principalmente demonstrada no poço B. O poço A apresenta uma dispersão parecida com o poço B, porém há muitas amostras que não possuem porosidade significativa independente da quantidade da dolomita total. Nestes casos, a dolomita não impacta na porosidade por ser predominantemente substitutiva.

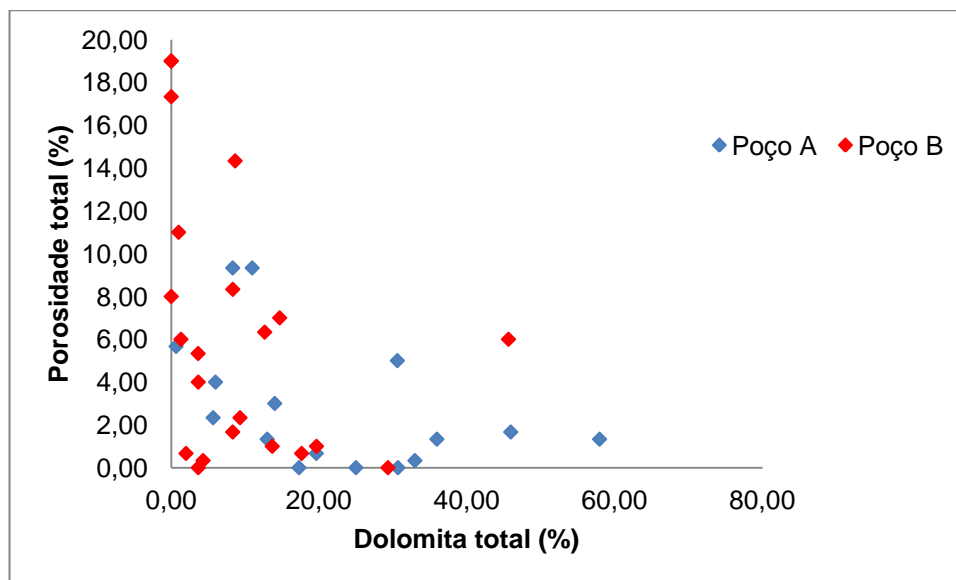


Figura 34. Gráfico mostrando a relação da porosidade total com a dolomita total para os dois poços estudados.

Há grande dispersão dos dados que relacionam a caulinita em relação a porosidade total (Fig. 35). Isso se deve ao fato de grande parte da caulinita

ser substitutiva, substituindo fragmentos de rocha metamórfica de baixo grau, feldspatos, micas e intraclastos lamosos. Apesar da dispersão, há um grupo de amostras no poço B em que a porcentagem de caulinita claramente impacta negativamente a porosidade total.

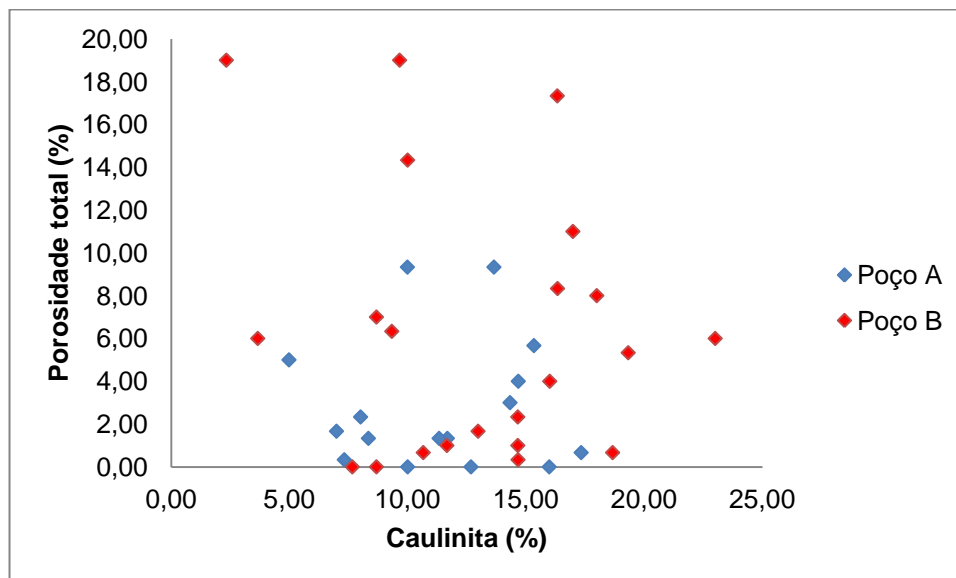


Figura 35. Gráfico mostrando a relação da porosidade total e a caulinita. Apesar da dispersão, algumas amostras no poço B ilustram o impacto negativo da caulinita na porosidade total.

O quartzo autigênico (Fig. 36) tem um impacto positivo na porosidade total. A precipitação de crescimentos de quartzo inibiu a compactação mecânica e consequente geração de pseudomatriz, que obliterou a porosidade primária.

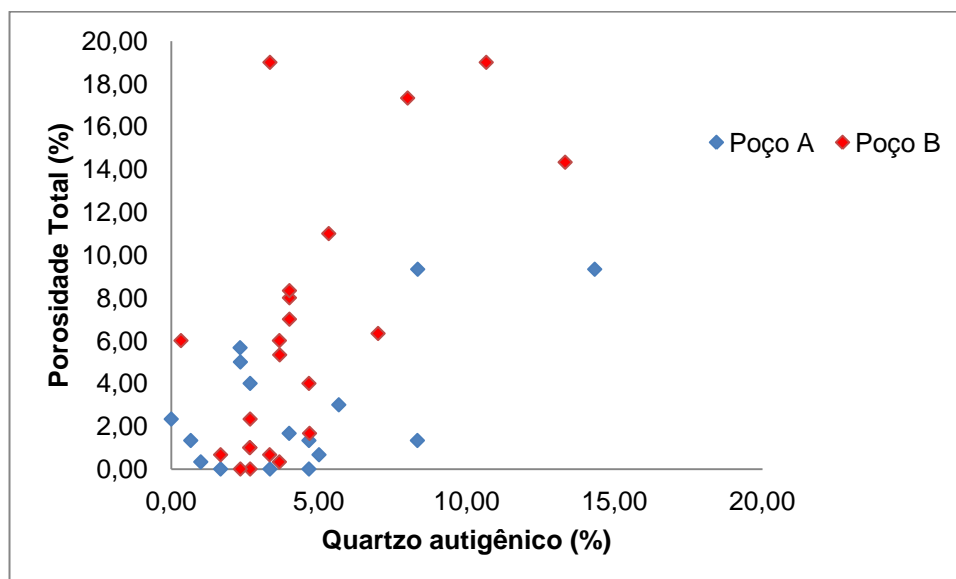


Figura 36. Gráfico mostrando a relação da porosidade total e o quartzo autigênico, demonstrando que a presença de crescimentos de quartzo impacta positivamente a porosidade total.

A formação de pseudomatriz teve um impacto significativo na porosidade intergranular (Fig. 37), especialmente no poço B. A formação de pseudomatriz por compactação mecânica dos grãos dúcteis foi um dos principais processos de destruição da porosidade primária.

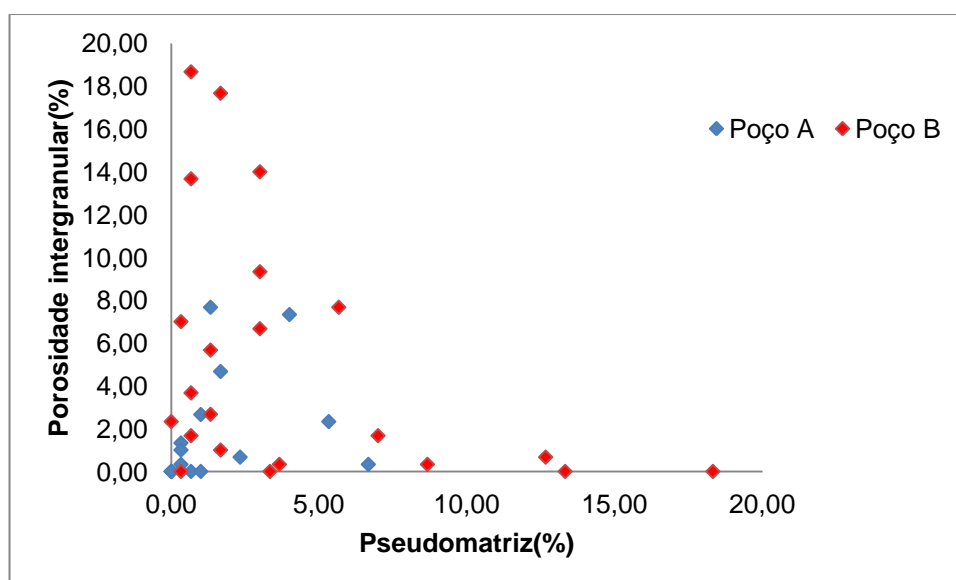


Figura 37. Gráfico mostrando a pseudomatriz em relação a porosidade intergranular das amostras estudadas.

Há uma forte relação inversa da perda de porosidade com a quantidade de grãos dúcteis (Fig. 38). Isso mostra que os responsáveis pela perda de porosidade são principalmente esses constituintes e o seus produtos formados pela compactação mecânica, a pseudomatriz lítica e argilosa. No poço A essa relação é mais evidente, porque os grãos dúcteis são mais abundantes.

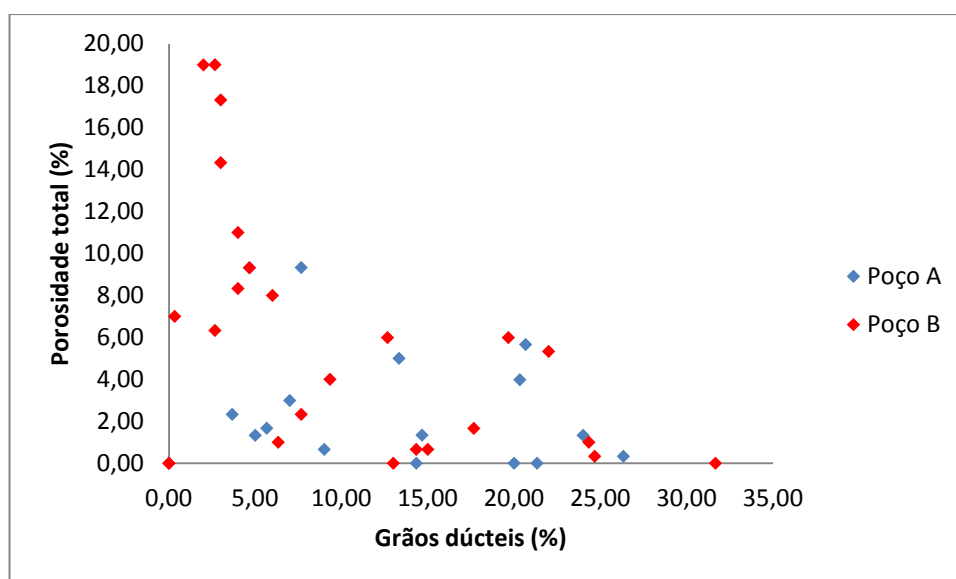


Figura 38. Gráfico mostrando a relação da porosidade total e os grãos dúcteis, demonstrando uma relação inversa entre esses variáveis.

8. CONCLUSÕES

A análise petrográfica de 40 lâminas em dois poços do Campo de Caioba (Formações Feliz Deserto e Barra de Itiúba) indicou que:

- (1) As rochas dos poços A e B apresentam sutil diferença da composição detrítica, que tem influência tanto na composição diagenética e como na porosidade.
- (2) Os principais processos diagenéticos observados foram: (1) compactação de fragmentos de rocha metamórfica e intraclastos lamosos, formando pseudomatriz; (2) precipitação de crescimentos e projeções de quartzo e feldspatos (albita e feldspato potássico); cimentação e substituição por caulinita (3), dolomita e dolomita ferrosa/anquerita (4), pirita (5), óxidos/hidróxidos de ferro (6) e minerais de titânio diagenético (7), além de fases de dissolução eo-, meso- e telodiagenéticas.
- (3) A perda de porosidade original se deu principalmente por compactação mecânica (geração de pseudomatriz) e cimentação de caulinita e dolomita. A manutenção da porosidade primária foi favorecida pela presença de crescimentos secundários de quartzo, principalmente no poço B. Portanto, a variação desses constituintes

nos poços estudados definem as heterogeneidades de reservatório em microescala.

- (4) Foram definidos dois modelos paragenéticos para as diferentes composições detríticas: litarenitos + sublitarenitos e subarcósios. A diferença fundamental dos modelos está na atuação menos efetiva da compactação mecânica nos subarcósios (Poço B), devido a pouca quantidade de grãos dúcteis e abundância de crescimentos de quartzo. Esses últimos seguram o arcabouço, preservando de forma efetiva a porosidade primária.
- (5) Foram reconhecidas 13 petrofácies de reservatórios que indicam diferentes padrões composicionais e diagenéticos. Estas petrofácies foram agrupadas em 4 associações de petrofácies que representam qualidade de reservatório variável: BOA, MÉDIA, BAIXA e NÃO-RESERVATÓRIO.
- (6) De modo geral os reservatórios consistem de BAIXA a PÉSSIMA qualidade, porém intercalados com níveis de MÉDIA e BOA qualidade.
- (7) De modo geral os reservatórios estudados consistem de BAIXA qualidade a NÃO-RESERVATÓRIO, porém intercalados com níveis de MÉDIA e BOA qualidade. Os dados de permeabilidade horizontal corroboram as associações de petrofácies sugeridas para a Formação Barra de Itiúba e Formação Feliz Deserto. A associação de petrofácies BOA tem as maiores permeabilidades horizontais e maiores macroporosidades, caracterizando-se nos intervalos de melhor qualidade de reservatório.
- (8) O poço B tem os melhores reservatórios, reflexo da composição mais quartzosa e melhor seleção granulométrica que o poço A.

- (9) Recomenda-se uma integração das associações de petrofácies com as fácies e associações de fácies, além de uma análise em termos de estratigrafia de sequências para uma melhor definição das heterogeneidades em outras escalas (meso e macroescala). A integração dessas diferentes escalas contribuirá para o refinamento das zonas produtoras e otimização da produção no Campo de Caioba.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP, 2012. Disponível em: <
<http://www.anp.gov.br/?pg=17019&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1355618411830>>. Acessado em: 15/12/2012.

AQUINO, G.S.A.; LANA, M.C. 1990. Exploração na Bacia de Sergipe-Alagoas: O “Estado da Arte”. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, 4(1), 75-84.

BARREIRO C.B. 2004. **Integração de dados de afloramento, perfis eletrorradioativos e de georadar para análise de análogos aos reservatórios pré-rifte/rifte: um exemplo de aplicação nas formações Serraria, Barra de Itiúba e Penedo, Bacia de Sergipe-Alagoas.** Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 160 p.

BECKER, A.P. 1987. **Estudo petrológico dos reservatórios da Fm. Barra de Itiúba no Campo de Furado, Bacia de Sergipe Alagoas.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, 111 p.

BERNER, R.A., 1980. **Early Diagenesis: A Theoretical Approach.** Princeton University Press, 241 p.

BORBA, C.; PAIM, P.S.G.; GARCIA, A.J.V. 2011. Estratigrafia dos depósitos iniciais do rifte no Campo de Furado, região de São Miguel dos Campos, Bacia de Sergipe-Alagoas. **Revista Brasileira de Geociências**, 41(1),18-36. março.

BRUHN, C.H.L.; CAINELLI, C.; MATOS, R.M.D. 1988. Habitat do petróleo e fronteiras exploratórias nos Rifts Brasileiros. **Boletim de Geociências da Petrobras**. Rio de Janeiro. 2 (2/4), 217-253, abr/dez.

CAMPOS NETO, O.P.A.; LIMA, W.S.; GOMES CRUZ, F.E. 2007. Bacia de Sergipe-Alagoas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, 15 (2), 405-415. maio/nov.

CHIOSSI, D.S.N. 2005. Seqüências deposicionais de 3ª ordem em riftes continentais: um modelo de tratos de sistemas para grábens assimétricos aplicado ao Cretáceo Inferior da Bacia de Sergipe-Alagoas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, 13 (2), 181-203. maio/nov.

CHOQUETTE, P.W.; PRAY, L.C. 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. **The American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, 54, 207-250.

COMPTON, R. R. 1962. **Manual of Field Geology**, John Wiley and Sons, New York, NY. 378 p.

DE ROS, L.F. 1996. Compositional controls on sandstone diagenesis. **Comprehensive summaries of Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology**, 198, 1-24.

DE ROS, L.F.; GOLBERG, K.; ABEL, M.; VICTORETI, F.; MASTELLA, M.; CASTRO, E. 2007. Advanced Acquisition and Management of Petrographic Information from Reservoir Rocks Using the PETROLEDGE® System. Expanded Abstracts. In: **AAPG Annual Convention and Exhibition**, April 1-4, 2007, Long Beach, CA, USA.

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

DICKINSON, W.R. 1985. Interpreting provenance relations from detrital modes of sandstones. In: ZUFFA, G.G. (Editor), **Provenance of Arenites**. NATO-ASI Series C. D. Reidel Pub. Co., Dordrecht, The Netherlands, p. 333-361.

DRYDEN, A.L. 1931. Accuracy in percentage representation of heavy mineral frequencies. **Proc. National Acad. Sci.**, U.S., 17, 233-238.

EHRENBERG, S.N. 1989. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones: discussion; compaction and porosity evolution of Pliocene sandstones, Ventura Basin, California: discussion. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, 73 (10), 1274-1276.

FALKENHEIN, F.U.H., *et al.* 1986. **Análise da Bacia de Sergipe-Alagoas**. PETROBRAS. Relatório interno (não editado).

FEIJÓ, F.J. 1994. Bacias de Sergipe e Alagoas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, 8(1), 149-160, jan/mar.

FOLK, R.L. 1968. **Petrology of sedimentary rocks**. Austin: Hemphill's. 182p.

FRANKS S.G.; FORESTER R.W. 1984. Relationships among secondary porosity, pore-fluid chemistry and carbon dioxide. In: MCDONALD, D. A.; SURDAM, R. C. (Eds.). **Clastic Diagenesis**. Am. Ass. Petrol. Geol. Mere. 37, p. 63-79

GALEHOUSE, J.S. 1971. Point Counting. In: CARVER, R.E. (Ed.). **Procedures in Sedimentary Petrology**, New York, Wiley-Interscience, p. 385-407.

GALLOWAY, W.E.; HOBDAV, D.K. 1996. Facies characterization of reservoirs and aquifers. In: **Terrigenous Clastic Depositional Systems-Applications to Fossil Fuel and Groundwater Resources**. Springer, Berlin. p. 426-444.

GALM, P.C.; SANTOS, D.F. 1994. Caracterização de uma discordância de idade pré-Aratu (Eocretácea) na Bacia de Sergipe-Alagoas. **Acta Geológica Leopoldensia**, São Leopoldo, 39(2), 555-562.

GARCIA, A.J.V.; PAIM, P.S.G.; LOPES, R.C.; FACCINI, U.F.; LAVINA, E.L.C. 2003. Caracterização de reservatórios: uma análise integrada. In: PAIM, P.S.G.; FACCINI, U.F.; NETTO, R.G. (Eds.). **Geometria, arquitetura e heterogeneidades de corpos sedimentares: estudos de casos**. Unisinos, Programa de Pós-Graduação em Geologia. p. 26-37.

GILES, M. R. 1997. **Diagenesis: A Quantitative Perspective. Implications for Basin Modelling and Rock Property Prediction**, London, Kluwer Academic Publishers. 526 p.

KLEIN, C; MISUZAKI, A.M.P. 2007. Cimentação carbonática em reservatórios siliciclásticos – O papel da Dolomita. **Pesquisa em Geociências**, 34(1), 91-108.

KREIDLER & ANDERY.1949. Preliminary geological report on the South-eastern part of the State of Alagoas. Rio de Janeiro, Conselho Nacional do Petróleo. (PETROBRAS, Maceió, RPXE. Divisão regional de exploração. **Relatório**, 14).

MORAD, S.; KETZER, J.M.; DE ROS, L.F. 2000. Spatial and temporal distribution of diagenetic alterations in siliciclastic rocks: implications for mass transfer in sedimentary basins. **Sedimentology** 47(1): 95-120.

MORAD, S.; AL-RAMADAN, K.; KETZER, J.M.; DE ROS, L.F. 2010. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy. **AAPG Bulletin**, 94(8), 1267-1309.

MORAES REGO, L. F. 1933. Notas sobre a geologia, a geomorfologia e os recursos minerais de Sergipe. **Anais da Escola de Minas de Ouro Preto**, 24, 31-84.

PAIM, P.S.G.; GARCIA, A.J.V.; FACCINI, U.F.; LAVINA, L.C. 2003. GEOARQ, uma abordagem integrada e aplicada da geologia sedimentary, In: PAIM, P.S.G.; FACCINI, U.F.; NETTO, R.G. (Eds.). **Geometria, arquitetura e heterogeneidades de corpos sedimentares: estudos de casos**. Unisinos, Programa de Pós-Graduação em Geologia. p.15-25.

PERRELLA, J.M.L.; RICHTER, A.J.; CHAVES, H.A.F. 1963. Relatório sobre o levantamento geológico do nordeste de Sergipe e sudeste de Alagoas. PETROBRAS/SERDESTE/SETEX. **Relatório interno** PETROBRAS, 83 p.
SCHALLER, H. 1969. Revisão Estratigráfica da Bacia de Sergipe-Alagoas. **Boletim Técnico da Petrobras**, Rio de Janeiro, 12(1), 21-86.

SCHMIDT, V.; McDONALD, D.A. 1979. The role of secondary porosity in the course of sandstone diagenesis. In: SCHOLLE, P.A.; SCHLUGER, P.R.

(Eds). **Aspects of diagenesis**, Tulsa, SEPM Special Publication, v. 29, p. 175-207.

SILVA F., M. A.; SANTANA, A. C.; BONFIM, L. F. C. Evolução tectono-sedimentar do Grupo Estância: suas correlações. In: **Congresso Brasileiro de Geologia**, 30., 1978, Recife. Anais. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1978. v. 2, p. 685-699.

SOUZA, R.S.; DE ROS, L.F.; MORAD, S. 1995. Dolomite Diagenesis and Porosity Preservation in Lithic Reservoirs: Carmópolis Member, Sergipe-Alagoas Basin, Northeastern Brazil. **AAPG Bulletin**, v. 79, n. 5, p. 725–748.
SOUZA-LIMA, W.; ANDRADE, E.J.; BENGTSON, P.; GALM, P.C. 2002. A Bacia de Sergipe-Alagoas: evolução geológica, estratigráfica e conteúdo fóssil. Aracaju, **Fundação Paleontológica Phoenix**. Edição especial, 1, 34 p.

TUCKER, M.E. 1988. **Techniques in Sedimentology**. Oxford, Blackwell Sci. Publ, 391 p.

WEBER, K. J. 1986, How heterogeneity affects oil recovery. In: Lake, L. W.; Carroll, Jr., H. B. (Eds.). **Reservoir Characterization**. New York, Academic Press, p. 487-544.

WORDEN, R.H.; BURLEY, S.D. 2003. Sandstone Diagenesis: the Evolution of Sand to Stone. In: BURLEY, S.D.; WORDEN, R.H. (Eds.). **Sandstone Diagenesis: Recent and Ancient**. Reprint Series of the International Association of Sedimentologists, New York, Blackwell Publishing Ltd., p. 3-44.

ZUFFA, G.G. 1985. Optical analyses of arenites: influence of methodology on compositional results. In: ZUFFA, G.G. (Ed.) **Provenance of Arenites**. NATO-ASI Series, 148, p. 165-189.

10. ANEXOS

- 1 CD-ROM