



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS



**ANÁLISE FACIOLÓGICA E PETROGRÁFICA COM ÊNFASE
NOS MECANISMOS DEPOSICIONAIS DOS ARENITOS DE
IDADE CAMPANIANO (NEOCRETÁCIO), NO CAMPO DE
URUGUÁ – BACIA DE SANTOS.**

Autora: Gisele Francelino Miguel

Orientador: Prof. Dr. Giorgio Basilici

CAMPINAS

2012



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS



**ANÁLISE FACIOLÓGICA E PETROGRÁFICA COM ÊNFASE
NOS MECANISMOS DEPOSICIONAIS DOS ARENITOS DE
IDADE CAMPANIANO (NEOCRETÁCIO), NO CAMPO DE
URUGUÁ – BACIA DE SANTOS.**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Instituto de Geociências da UNICAMP,
Universidade Estadual de Campinas, como parte dos
requisitos para obtenção do grau de bacharel em
Geologia

Autora: Gisele Francelino Miguel

Orientador: Prof. Dr. Giorgio Basilici

Campinas, Julho de 2012

Dedico a meus pais, Osvaldo e Luiza,
pelo carinho, apoio e motivação.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, que me deu saúde física e mental para chegar ao final desta jornada que foi longa, árdua, porém vitoriosa.

Agradeço ao meu pai pelas sábias palavras nos momentos de dificuldade e a minha mãe por ser sempre meu colo e meu aconchego. Minha gratidão também aos meus irmãos e sobrinhos. A minha avó Izaura, que sempre torceu por meu sucesso.

Deixo um agradecimento especial para Leandro Braga, meu companheiro e também meu amigo, que esteve comigo nos momentos mais difíceis, tanto em minha vida pessoal quanto acadêmica.

Para a realização deste trabalho tantas pessoas foram importantes que peço perdão se eu me esquecer de alguém.

Primeiramente agradeço a superintendência de dados técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) que autorizou o uso dos dados utilizados neste trabalho e também a Petróleo Brasileiro- S.A (Petrobras) que disponibilizou material e suas instalações.

Agradeço ao gerente geral, José Luiz Marcusso, ao gerente de exploração, Marcio Naumann e ao gerente setorial, André Henrique, da UO-BS (Unidade de Operações, de Exploração e produção da Bacia de Santos) pela gentileza e disposição em realizarem os trâmites junto a ANP.

Um agradecimento especial a equipe da gerência setorial de sedimentologia e estratigrafia da UO-BS. Aos geólogos: Celso Guirro, André Henrique, Leandro Vasconcelos e Paulo Moretti pelas discussões e sugestões valorosas, que contribuíram não somente com meu trabalho, mas também com minha formação profissional e pessoal. Também aos técnicos do laboratório de sedimentologia e estratigrafia da UO-BS (CESERAM): Claudio Henrique, Luis Antônio, Ana Maria, André Luiz, Gilberto e Silvia. Ainda ao pessoal de apoio: Elita, Tyson e Paulo.

Agradeço ainda ao Sergio Santos, Gilberto de Abreu (Giba) e Antônio Carlos Spis pessoas sem as quais meu período de experiência na cidade de Santos seria impossível. Agradeço também ao Danilo Ferreira e Caetano.

Ao meu orientador Giorgio Basilici pela dedicação e contribuição, para a concretização deste trabalho.

A todos os professores que proporcionaram todo conhecimento e aprendizado necessário para minha formação acadêmica. Também a Josefina da secretaria de graduação do Instituto de Geociências que tantas vezes me ajudou em assuntos diversos.

A todos os meus colegas de classe pelas trocas de experiências e convivência saudável. Turma muito boa da qual sentirei saudades.

A todos meu abraço caloroso e meus sinceros agradecimentos!

"Se fui capaz de ver mais longe é porque me apoiei em ombros de gigantes"

Isaac Newton

Resumo

A Bacia de Santos é uma das maiores bacias *offshore* do Brasil e as rochas do Campaniano, no Campo de Uruguá, correspondem a importantes reservatórios de hidrocarbonetos atualmente em produção. A integração entre os conhecimentos pré-existentes desta seção estratigráfica e a formulação de um modelo de fácies (baseado na interpretação dos mecanismos deposicionais) contribuirá com a exploração e a caracterização de reservatório nesta área. Para isso foi utilizado o método de descrição de testemunho, elaboração de perfis estratigráficos, associação e análise de fácies, descrição microscópica de lâminas delgadas, análise de petrofácies e das características permoporosas. Este estudo foi feito com um testemunho de sondagem de 18,63 m e 26 lâminas delgadas referentes a 5 poços do campo exploratório em questão. Com base nestas análises acredita-se que o mecanismo deposicional possa estar relacionado a correntes de fundo, as quais teriam atuado após a deposição dos sedimentos à partir de fluxo gravitacional. Estas correntes de fundo geraram estruturas sedimentares típicas deste mecanismo deposicional. Tais estruturas se encontram muitas vezes descaracterizadas devido à presença marcante da bioturbação. Quanto à qualidade deste reservatório, percebe-se que onde a bioturbação é incipiente ou até nula a qualidade permoporosa é maior. A presença de clorita diagenética também atua na redução da qualidade do reservatório.

Palavras Chave: Bacia de Santos - Análise de Fácies – Modelo Depositional - Qualidade de reservatório.

Abstract

The Santos Basin is one of the largest offshore Brazilian basin and the Campanian rocks, in the Uruguá field, correspond to an important hydrocarbon reservoirs now a day in production. The integration among the pre-existing know-how of this stratigraphic section and the formulation of a facies model (based on the interpretation of depositional mechanism) will contribute with the exploration and characterization of the reservoir on this area. Was used for this core description, stratigraphic profile, facies analysis and facies association, microscopic description of thin section, petrofacies analysis and petrophysical characteristics (permeability and porosity); the study was made in the core of 18.63m and twenty-six thin section referring to 5 field under exploratory. Based on these analyses, it is believed that the deposition mechanism may be related to bottom currents, which would be acting after the sediment deposition from the gravity flow. These bottom currents have generated sedimentary structures typical of this depositional mechanism. Such structures are often uncharacterized due to the strong presence of bioturbation. According to the quality of this reservoir, can be note that where the bioturbation is incipient or even null permeability and porosity quality is higher. The presence of the diagenetic chlorite also acts on the reduction the quality of the reservoir

Key-Words: Santos Basin – Facies Analysis – Depositional Model – Quality of the Reservoir.

Sumário

Lista de figuras.....	x
Lista de Gráficos.....	xi
Lista de Tabelas.....	xii
Lista de Siglas.....	xiii
Lista de anexos.....	xiv
Glossário.....	xv
1.Introdução	1
2. Relevância e objetivos do trabalho	4
3. Materiais e Métodos.....	5
3.1. Arcabouço Teórico.....	6
3. 2. Poços	7
3. 3. Testemunho	7
3.4. Perfis Estratigráficos.....	7
3. 5. Análise de fácies	7
3. 6. Análise Microscópica	8
3. 6.1. Descrição Microscópica.....	8
3. 6.2. Petrofácies	13
6.3. Contagem Modal.....	13
3. 6.4. Gráficos Ternários.....	14
4. Contexto Geológico da Bacia de Santos.....	15
4.1. Localização	15
4.2. Evolução Tectônica.....	16
4.3. Litoestratigrafia	18
4.4 Magmatismo	21
5. Análise de Fácies.....	24
5.1 Fácies e associação de Fácies	24
5.1.1. Características Gerais.....	25
5.1.2. Litofácies	25
5.1.3. Associação de Fácies	26
6. Análise petrográfica microscópica.....	37

6. 1. Petrofácies “A” (melhor reservatório)	37
6. 2. Petrofácies “B” (Bioturbados).....	41
6. 3. Petrofácies “C” (Arenitos Lamosos- não é reservatório)	45
6. 5. – Análise dos fatores que controlam a permoporosidade dos reservatórios.....	51
6.5.1 – Características permoporosas baseada em petrofácies e associações de fácies.....	51
6..5.2 – Características permoporosas baseado nos poços	53
6.6 – Análise Composicional	54
7. Modelo Depositional	57
8. Considerações Finais	60
Referências Bibliográficas	61

Lista de Figuras

Figura 1 – Seção estratigráfica e seção sísmica da Bacia de Santos.

Figura 2 – Tipos de contatos entre os grãos.

Figura 3 – Localização da Bacia de Santos e do Bloco de Uruguá.

Figura 4 - Carta Estratigráfica da Bacia de Santos.

Figura 5 – Associação de fácies I

Figura 6 – Associação de fácies II.

Figura 7 – Associação de fácies II.

Figura 8 – Associação de fácies III.

Figura 9- Associação de fácies IV.

Figura 10 – Associação de fácies V.

Figura 11 - Petrofácies A.

Figura 12 – Petrofácies B.

Figura 13 – Petrofácies C.

Figura 14 – Petrofácies D.

Figura 15 – Diagrama ternário.

Figura 16 – Modelo deposicional para o Campo de Uruguá.

Figura 17- Contato superior erosivo de camadas arenosas finas com lamitos.

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Histogramas mostrando a porosidade mais freqüente na petrofácies A.

Gráfico 2 - Histogramas mostrando a permeabilidade mais frequente na petrofácies A.

Gráfico 3 – Histogramas mostrando a porosidade mais freqüente na petrofácies B.

Gráfico 4 – Histogramas mostrando a permeabilidade mais freqüente na petrofácies B.

Gráfico 5 – Histogramas mostrando a porosidade mais freqüente na petrofácies C.

Gráfico 6 - Histogramas mostrando a permeabilidade mais frequente na petrofácies C.

Gráfico 7– Histogramas mostrando a porosidade mais freqüente na petrofácies D.

Gráfico 8- Histogramas mostrando a permeabilidade mais frequente na petrofácies D.

Gráfico 9 - Porosidade versus permeabilidade, por petrofácies.

Gráfico 10 – Distribuição das petrofácies por poço.

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Histórico das descobertas na Bacia de Santos, em destaque a descoberta do Campo de Uruguá.

Tabela 2 – A tabela A mostra as classes granulométricas com suas respectivas subdivisões. A tabela B mostra as classes de seleção e a tabela C mostra a calibragem.

Tabela 3 – A tabela A representa as classes de arredondamento.

Tabela 4 – Tabela com a relação de litofácies descritas no testemunho

Tabela 5 – Tabela com as associações de fácies obtidas à partir das litofácies descritas.

Tabela 6 – Tabela demonstrativa da contagem modal.

Lista de Siglas

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível

km - quilômetros

UO-BS/EXP/SE – Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos.

m - metros

mD - milidarcy

Petrobras - Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima

TCC – Trabalho de conclusão de curso

UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas

Lista de Anexos

Anexo 1 - Portaria nº 23 da ANP, para utilização de dados técnicos por universidades, assim como os anexos I e II desta portaria.

Anexo 2 – Tabela com o resumo da descrição petrográfica

Anexo 3 – perfis estratigráficos

Glossário

Charriot: dispositivo que fica preso a platina do microscópio e tem a finalidade de movimentar a lâmina em exame.

Equinóides: Pertence à classe dos equinodermos e inclui os ouriços-do-mar, ouriços-cordiformes e as bolachas-de-praia. Os equinóides têm corpo esférico ou achatado que não se estende formando braços, como as estrelas-do-mar. A superfície da carapaça está coberta por espinhos móveis articulados.

Ícnofácies *Cruziana*: É uma ícnofácies marinha que caracteriza uma região abaixo do nível de ação das ondas. Apresenta uma mistura de estruturas verticais, inclinadas e horizontais irregularmente distribuídas no substrato. É etologicamente variada, desde estruturas de locomoção até as de alimentação. Podem incluir vários tipos de organismos.

Inoceramus: moluscos do gênero de *pelecypods* que estão extintos. Especialmente importante e generalizada em rochas do Cretáceo (previsto entre 199,6 milhões e 65,5 milhões de anos atrás).

Lei de Darcy: Equação que descreve o fluxo de um fluido em um meio poroso.

$$Q = -KA \frac{(h_2 - h_1)}{h},$$

Q = volume total do fluido
K = constante, dependente da propriedade do fluido
A = área superficial

Overgrowth: sobrecrecimento de minerais, como quartzo e feldspato, crescendo em continuidade óptica com os grãos. Ele forma um tipo de cimento que pode contribuir fortemente para o fechamento dos poros de uma rocha.

Ring Fence: área de interesse para a continuidade das atividades exploratórias.

Terebellina: Ícnofóssil de anelídeo. São escavações subcilíndricas e elípticas (em seção transversal), com paredes que possuem revestimento composto por carbonato de cálcio.

Elemento Traço: São elementos (minerais, bioclastos, fitoclastos, etc) presentes em baixa quantidade nas rochas.

1. Introdução

Nos estudos estratigráficos e sedimentológicos, as fácies sedimentares têm fundamental importância para a análise e interpretação dos sistemas deposicionais.

Segundo Posamentier & Walker (2006) o modelo de fácies é entendido, atualmente, como uma síntese de informações de ambientes deposicionais antigos e recentes, a fim de se entender a natureza, escala, heterogeneidade e os processos físicos que controlam os elementos representados em cada ambiente.

As sucessões verticais de fácies envolvem processos descritivos e interpretativos. Os procedimentos descritivos são indispensáveis no estabelecimento do arranjo e distribuição de diferentes aspectos das rochas sedimentares de uma dada sequência, enquanto que procedimentos interpretativos visam esclarecer o ambiente em que se deu a sedimentação e as condições de controle. A interpretação baseia-se em analogia com modelos modernos observados na natureza ou aquelas que são resultado de experimentação ou teoria. A relação entre a descrição e interpretação orientará os métodos de análise das rochas sedimentares.

Este trabalho de conclusão de curso visou à identificação de fácies através de uma abordagem sistemática e descritiva com o intuito de identificar e interpretar os processos de deposição das rochas do Campo de Uruguá, que está localizado na Bacia de Santos, no Brasil. Também foi feita uma análise petrográfica destas rochas, com a finalidade de auxiliar a análise de fácies e também estudar as características permoporosas das mesmas.

As atividades exploratórias na Bacia de Santos tiveram início na década de 60, do século passado, mas somente a partir da década de 70 foi perfurado o primeiro poço, denominado 1-PRS-1. O alto custo da exploração na Bacia de Santos, associado ao grande sucesso das atividades realizadas na Bacia de Campos, fez com que os esforços para novas descobertas diminuíssem por algum tempo (quadro 1). (RIMA- Relatório de Impacto Ambiental- Atividade de perfuração marítima na área geográfica, Bacia de Santos e termo de ajuste de conduta da Bacia de Santos, Setembro de 2010).

A Bacia de Santos tem 112 poços perfurados (sendo 97 pioneiros), 6 campos de óleo e gás e produção de 9700 barris de petróleo por dia (sendo o campo de Merluza responsável por 7000 barris de petróleo por dia). (RIMA- Relatório de Impacto Ambiental- Atividade de perfuração marítima na área geográfica, Bacia de Santos e termo de ajuste de conduta da Bacia de Santos, Setembro de 2010)

O Campo de Uruguá, que fica no norte da Bacia de Santos, antigo bloco BS-500, está a cerca de 160 km da costa do Rio de Janeiro com profundidades entre 500 e 2000 m, onde ocorrem perfurações maiores que 1000 m de lâmina d'água.

A descoberta do pólo de Uruguá ocorreu em 2003 com a perfuração do poço 1-RJS-587 onde foram constatados reservatório de óleo leve (33 ° API) e de gás não associado.

O antigo bloco BS-500 que inclui os atuais campos de: Carapiá, Pirapitanga, Uruguá, Tambaú e Tambuatá, têm estimativa de produção futura de 20 milhões de metros cúbicos de gás e de 150 a 200 mil barris de óleo, por dia. (Petróleo ETC. Publicação *on-line* 27/08/2010).

Final da Década de 1960	Década de 1970	Década de 1980	Década de 1990
Início das atividades exploratórias na Bacia de Santos.	1970 - Perfuração do primeiro poço na Bacia de Santos, Paraná Submarino nº 1 (Polo Sul).	1988 - Descoberta do Campo de Tubarão (Polo Sul).	1990 - Descoberta dos Campos de Coral e Estrela do Mar (Polo Sul).
	1979 - Descoberto o Campo de Merluza (Polo de Merluza).		1992 - Descoberto o Campo de Caravela (Polo Sul).
			1999 - Descoberta do Campo de Tambuatá (Polo Uruguá).
Década de 2000			
2000 a 2003	2004 a 2006	2007 a 2008	2009 a 2010
2003 - Descoberta do Campo de Uruguá (Polo Uruguá).	2005 - Descoberta do Campo de Tambaú (Polo Uruguá) e dos primeiros sinais de Petróleo no Pré-Sal - Bloco BS-10 (Parati - Polo Pré-Sal).	2007 - Descoberta dos reservatórios de petróleo no BM-S-9 (Carioca - Polo Pré-Sal) e BM-S-21 (Caramba - Polo Pré-Sal).	2009 - Perfurado o segundo poço da Área de Carioca no Polo Pré-Sal. Teve início o Teste de Longa Duração (TLD) de Tupi – Pólo Pré-Sal.
2003 - Descoberta do Campo de Mexilhão (Polo Mexilhão).	2006 - Descoberta de petróleo no Bloco BM-S-11 (Tupi - Polo Pré-Sal), confirmando a presença de petróleo no Pré-sal da Bacia de Santos.	2008 - Descoberta dos reservatórios de gás natural e condensado no Bloco BM-S-24 (Júpiter - Polo Pré-Sal) e de petróleo no Bloco BM-S-9 (Guará - Polo Pré-Sal).	2010 - Teve início o Teste de longa duração de Tiro e Sidon – Pólo Sul.

Tabela 1 – Histórico das descobertas na Bacia de Santos, em destaque a descoberta do Campo de Uruguá. (modificado de: RIMA- Relatório de Impacto

2. Relevância e objetivos do trabalho

Os arenitos do Campaniano (Formação Itajaí-Açu), no Campo de Uruguá, constituem importantes reservatórios de hidrocarbonetos atualmente em produção. A integração entre os conhecimentos pré-existentes neste campo e a formulação de um modelo de fácies (baseado na interpretação dos mecanismos deposicionais) poderá contribuir com a exploração e com a caracterização dos reservatórios nesta área.

Assim, o objetivo principal desse trabalho foi a re-descrição e elaboração de perfil estratigráfico de um testemunho de 18,63 m (referente a 1 poço), no intuito de se propor um modelo de fácies incluindo o modelo deposicional.

Também é apresentada a análise qualitativa e quantitativa de 26 lâminas delgadas (referentes a 5 poços) com o intuito de auxiliar o estudo de fácies e a caracterização dos reservatórios deste campo em termos da qualidade permoporosa.

A importância em se estabelecer um modelo de fácies para esta seção é que ela não se adéqua a um fluxo gravitacional clássico como o proposto por Mutti (1985) com sua geometria, características faciológicas, distribuição lateral e vertical. Os principais reservatórios clásticos do Cretáceo Superior na Bacia de Santos são turbiditos plataformais e deltaicos, assim este trabalho terá grande contribuição para o melhor entendimento dos processos deposicionais da Bacia de Santos na área onde está contido o bloco de Uruguá.

3. Materiais e Métodos

Os métodos utilizados na execução deste trabalho compreenderam levantamento bibliográfico, descrição de 1 testemunho, análise faciológica e estudo dos mecanismos deposicionais, estudo petrográfico qualitativo e quantitativo.

A utilização de amostras de rochas e outras informações oriundas do processo de perfuração de poços para exploração e produção de hidrocarbonetos nas bacias brasileiras exigem autorização da Agência Nacional do Petróleo (ANP), segundo a portaria nº 23. Assim, este trabalho conta com dados e amostras pertencentes a 5 poços, dentro da concessão de Uruguá, sendo que destes são:

- Um testemunho de 18,63 m referente ao poço 2 (nome fictício) .
- Vinte e seis lâminas petrográficas pertencentes a 5 poços.
- Vinte e seis análises de permeabilidade e porosidade, pertencente a cada uma das lâminas delgadas.

O trabalho laboratorial (análise de testemunho e petrografia) ocorreu em parceria e nas instalações da gerência setorial de Sedimentologia e Estratigrafia da Unidade de Operações Exploração e Produção da Bacia de Santos, sob supervisão do orientador e dos geólogos da petrobrás.

O método de trabalho baseou-se inicialmente na análise dos mecanismos deposicionais por meio do estudo detalhado das associações de fácies adquiridas a partir do estudo do testemunho e nas petrofácies obtidas a partir do estudo das lâminas delgadas. Esta análise é feita basicamente com o exame e descrição do testemunho atento as características reológicas dos corpos deposicionais.

A ANP autorizou a utilização de 30 lâminas pertencentes a 5 poços, no entanto apenas 26 estão disponíveis para o intervalo estratigráfico estudado. Esta quantidade foi suficiente para a realização de análises de petrofácies e análises qualitativas e quantitativas a fim de se caracterizar os reservatórios deste campo em termos da qualidade permoporosa.

3.1-Arcabouço Teórico

Inicialmente foi realizado o levantamento bibliográfico de artigos e capítulos de livros buscando a familiarização e aprendizado sobre assuntos e conceitos relevantes ao tema do projeto.

O estudo sobre a Bacia de Santos permitiu obter informações sobre a evolução geotectônica, as sequências estratigráficas, com ênfase àquelas pertencentes ao intervalo estratigráfico estudado e também as características deposicionais. Dentre as bibliografias que tratam da estratigrafia e do contexto geológico regional as mais utilizadas neste trabalho são: Moreira, et. al., 2007; Pereira & Feijó, 1994; Macedo, 1989.

As referências que tratam do conceito e do modelo de fácies permitiram fazer associações sedimentares entre os depósitos analisados no testemunho; a partir disto foi possível discutir sobre os mecanismos deposicionais atuantes.

Nesta parte do trabalho o arcabouço teórico foi dividido em três possíveis mecanismos deposicionais: corrente de fundo, fluxo combinado e ondas internas, dos quais apenas um foi considerado adequado para o campo de Uruguá. As principais literaturas utilizadas foram:

- Correntes de fundo (Ito, 2002; Stow *et.al.*, 2002; Shanmugan, 2008; Mutti, 2012)
- Fluxo Combinado (Arnott, 1993)
- Ondas internas (Yobin *et. al.*, 2007; Yobin *et. al.*, 2011; Shanmugan, 2011)

Para a parte do trabalho referente à análise petrográfica microscópica a leitura de Stanton & Wilson (1994) e Dickinson (1985) foram importantes para o aprendizado e escolha do método para contagem modal. Folk (1968) foi a principal fonte de informação para o método de análise microscópica, visando a caracterização textural e classificação das rochas. Por fim, os trabalhos de Ketzer & Morad (2006) e Giles & Marshall (1986) forneceram informações quanto ao estudo dos constituintes e processos diagenéticos.

3.2-Poços

Para a execução deste trabalho foram disponibilizados 5 poços, os quais estão codificados (siglas fictícias) e suas localizações também não são fornecidas (dentro do bloco de Uruguá) devido à confidencialidade dos dados.

3.3-Testemunho

Este tipo de amostra recupera um volume cilíndrico de rocha que mantém os constituintes em sua estrutura original (como em profundidade) permitindo a análise sedimentológica. Os testemunhos são apenas uma fração do reservatório, no entanto são as amostras mais completas sob o ponto de vista sedimentológico, sendo utilizados para correlações das propriedades petrofísicas com outros poços. A partir dos testemunhos são confeccionados plugues para a realização de experimentos e lâminas delgadas.

Este material foi analisado da base para o topo, contemplando: granulométrica, do tipo de rocha, estruturas sedimentares existentes e identificação de fósseis.

3.4-Perfis Estratigráficos

A partir da análise do testemunho é possível elaborar perfis monodimensionais detalhados, que são uma representação gráfica das sucessões verticais das fácies.

Neste trabalho as características analisadas foram: espessura das camadas, granulometria, composição mineralógica, estruturas sedimentares, superfícies erosionais, contatos abruptos, escorregamentos, litologia e conteúdo fossilífero.

3.5-Análise de fácies

Os principais conceitos tratados neste trabalho referem-se à fácies e associações de fácies. O termo fácies foi introduzido por Steno em 1669, embora seu uso moderno venha de uma proposta de Gressly (1838), que o

empregava para designar a soma total dos aspectos litológicos e paleontológicos de uma unidade estratigráfica (apud. Della Fávera, 2001).

A associação de fácies seria o agrupamento de tais fácies de acordo com suas semelhanças composicionais, texturais e estruturas sedimentares presentes.

A classificação de fácies, neste trabalho, corresponde a uma abordagem sistemática e descritiva dos arenitos do campo de Uruguá para identificar os processos deposicionais.

3.6-Análise Microscópica

A descrição petrográfica foi realizada em 26 lâminas delgadas fornecidas pela PETROBRAS, provenientes dos 5 poços selecionados e representativos da área de estudo. As lâminas foram analisadas detalhadamente ao microscópio ótico *Zeiss*, modelo *Axio imager M1m*, com objetivas de aumento variando de 1,25X a 40X e ocular de 10X. As principais feições petrográficas foram documentadas em fotomicrografias digitais adquiridas com o programa de aquisição de imagens *Axiovision Release 4.7.1* da *Zeiss*.

A análise microscópica foi dividida em quatro etapas: descrição microscópica, caracterização das petrofácies, contagem modal e criação de gráficos ternários.

3. 6.1- Descrição Microscópica

A descrição microscópica teve como objetivo identificar e descrever os minerais constituintes da rocha, bem como descrever a textura, fábrica, os constituintes e os processos diagenéticos e o cimento, quando este estava presente.

3. 6.1.1- Descrição Textural

A descrição textural envolveu a análise granulométrica e a seleção.

A análise granulométrica visou estabelecer o tamanho médio dos grãos através do programa de aquisição de imagens *Axiovision Release 4.7.1* da

Zeiss, com o qual é possível realizar medidas dos grãos. A imagem da lâmina é captada do microscópio para o programa e então é possível medir os grãos em micrometros ou em milímetros. Três classes de grãos são aceitas em rochas detríticas: cascalho (maior que 2 mm), areia (entre 2mm e 62 micra) e pelitos (menor que 2 micra), estas classes são subdivididas conforme a tabela 1.

A análise dos tamanhos dos grãos é utilizada para caracterizar o sedimento ou a rocha e contribui para o entendimento do mecanismo de transporte e ambiente deposicional. Porém são necessários que se desenvolvam outros tipos de análises, como estudos de estruturas sedimentares, para melhor entendimento e análise dos processos de deposição e de fácies (Tucker, 2001).

O grau de seleção é dado pela predominância de uma ou mais classes granulométricas (tabela 2). Um sedimento bem selecionado apresenta predominância de uma classe granulométrica e sedimento mal selecionado é composto por duas ou mais classes granulométricas. Um sedimento que é composto por seixos, areia grossa e areia fina é muito mal selecionado. (Folk, 1968).

Seleção é o resultado de um processo dinâmico pelo qual partículas sedimentares, tendo algumas características particulares (tamanho, forma ou densidade) são naturalmente separadas das demais pelo agente transportador. O resultado da seleção está no grau de similaridade das partículas de um sedimento. (Caputo, 2012)

A

ϕ	Português	Inglês	mm
-9	Bloco	Boulder	512
-8			256
-7	Seixo	Cobble	128
-6			64
-5	Cascalho muito grosseiro	Very coarse gravel	32
-4	Cascalho grosseiro	Coarse gravel	16
-3	Cascalho médio	Medium gravel	8
-2	Cascalho fino	Fine gravel	4
-1			2
0	Areia muito grosseira	Very coarse sand	1,000
1	Areia grosseira	Coarse sand	0,500
2	Areia média	Medium sand	0,250
3	Areia fina	Fine sand	0,125
4	Areia muito fina	Very fine sand	0,0625
5	Silte grosseiro	Coarse silt	31,25
6	Silte médio	Medium silt	15,63
7	Silte fino	Fine silt	7,81
8	Silte muito fino	Very fine silt	3,91
9	Argila grosseira	Coarse clay	1,95
10	Argila média	Medium clay	0,98
11	Argila fina	Fine clay	0,49
12	Argila muito fina	Very fine clay	0,24
13	Colóides	Colloid	0,12

B

Qualificação	GSD (Φ - unidades)
Muito bem selecionado	< 0.35
bem selecionado	0.35 - 0.5
moderadamente bem selecionado	0.5 - 0.71
moderadamente selecionado	0.71 - 1.0
pobrememente selecionado	1.0 - 2.0
muito pobrememente selecionado	2.0 - 5.0
extremamente pobrememente selecionado	> 5.0

C

Tabela 2 – A tabela A mostra as classes granulométricas com suas respectivas subdivisões. Ela também mostra a direita o tamanho dos grãos até a fração areia muito fina, os quais são medidos em milímetros e a partir da fração silte o tamanho é dado em micra. (Journal Integrated Coastal Zone Management, 2012).

A tabela B mostra as classes de seleção e a tabela C mostra a calibragem, que é um guia para a classificação da seleção durante a descrição das lâminas delgadas. (Modificado do Departamento de Ciência da Terra – Universidade de Coimbra, 2012).

3.6.1.2- Trama

Envolve o arredondamento e o tipo de contato entre os grãos.

A análise do formato do grão é um dado importante para a interpretação petrográfica das rochas detríticas. O arredondamento refere-se à curvatura dos cantos dos grãos (Folk, 1968). O arredondamento foi medido simplesmente com o auxílio de uma tabela (como o da tabela 3).

A morfologia do grão depende de uma série de fatores como: mineralogia, área fonte, grau de alteração, grau de abrasão (durante o transporte) e dissolução durante a diagênese.

A	Índice de Arredondamento	Grau de Arredondamento
	$0 - < 0,1$ $0,1 - < 0,3$ $0,3 - < 0,5$ $0,5 - < 0,7$ $0,7 - 0,9$	Angular Subangular Subarredondado Arredondado Bem Arredondado

B	5. Mt. arredondado	4. Arredondado	3. Sub-arredondado	2. Sub-anguloso	1. Anguloso	0. Mt. anguloso	Baixa esfericidade

Tabela 3 – A tabela A representa as classes de arredondamento (fonte: Paisani, 2005). A tabela B ilustra as categorias com baixa e alta esfericidade segundo Pettijohn, 1973.

O contato entre os grãos pode ser de cinco tipos (Figura 2): (Menezes, 1999)

1. Flutuante: quando não há contato entre os grãos do arcabouço
2. Pontual: quando os grãos do arcabouço se tocam em apenas um ponto.
3. Reto: quando os grãos se tocam ao longo de uma seção superficial.
4. Côncavo/convexo: quando os grãos do arcabouço se encaixam de forma curva.
5. Suturado: quando os grãos se interpenetram, definindo um aspecto serrilhado.

Mais de um tipo de contato pode ocorrer na mesma lâmina assim, para a descrição, foi especificada se um determinado contato era predominante, comum e raro.

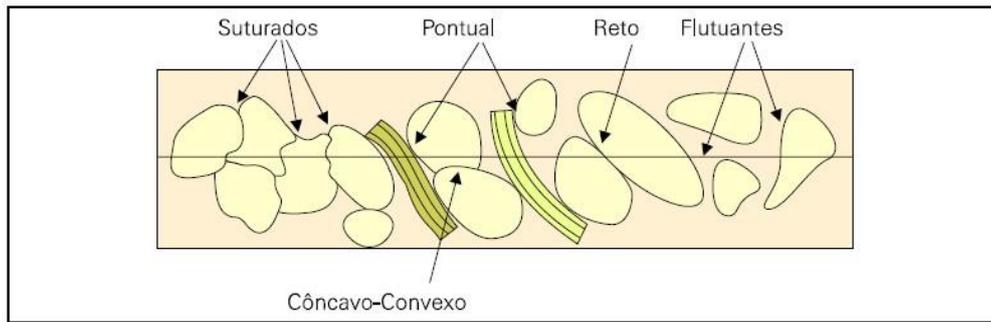


Figura 2 – Tipos de contatos entre os grãos (Fonte: Menezes, 1999)

3. 6.1.3- Composição

As rochas são produtos consolidados resultantes da união natural de minerais e algumas vezes de substâncias não cristalinas. Elas podem ser heterogêneas (pluriminerálicas) ou homogêneas (monominerálicas) (Teixeira *et. al.*, 2003). Assim, é necessário descrever não apenas os minerais constituintes do arcabouço em estudo, mas também estabelecer a proporção de cada um dos elementos.

3. 6.1.4- Constituintes e processos diagenéticos

A diagênese consiste em um conjunto de mudanças químicas, físicas e biológicas de baixa temperatura (limite máximo em torno de 200°). Excluem-se da diagênese os processos de intemperismo e metamorfismo.

No trabalho em questão a diagênese consta de processos de compactação mecânica, cimentação, dissolução dos grãos (geração de porosidade secundária), substituição mineralógica e reações minerais.

3. 6.1.5- Matriz e Cimento

A matriz é composta por um material clástico fino que fica entre os grãos do arenito.

Os cimentos são formados a partir do processo de dissolução de minerais durante a diagênese, os íons dissolvidos, normalmente, cristalizam-se nas porções porosas da rocha reduzindo a porosidade.

3. 6.2-Petrofácies

Segundo De Ros & Goldberg (2007) “petrofácies de reservatório” é um conceito que relaciona os fatores intrínsecos das rochas-reservatório (combina os aspectos composicionais e texturais da rocha com os processos e produtos diagenéticos) que podem ter influência direta, condicionando e impactando o sistema permo-poroso, e, portanto, a qualidade de reservatório.

Para a análise de petrofácies, as lâminas delgadas foram organizadas em classes, de acordo com suas características deposicionais e diagenéticas.

6.3- Contagem Modal

A contagem modal é uma técnica amplamente usada para estimar quantitativamente a composição da rocha amostrada em uma seção (Stanton & Wilson, 1994). Este método consistiu na seleção aleatória de uma seção de cada lâmina delgada (26 lâminas) e de um mecanismo para avanço na linha (como um alvo) que seleciona aleatoriamente pontos (que correspondem a minerais). Este procedimento é feito ao longo de toda a lâmina até atingir trezentos pontos. Cada vez que se avança na linha e uma seleção aleatória é feita marca-se o mineral que está na região central, exceto matriz.

Primeiramente foi feita uma média de quantos pontos por linha seriam contados, baseando-se na fração granulométrica, a fim de que toda a lâmina fosse contemplada. Depois, a lâmina é ajustada no *charriot* e inicia-se a contagem.

Foi confeccionado, no programa Excel, uma tabela representativa das proporções composicionais dos minerais observados bem como algumas características dos mesmos, ou seja, o quartzo não era apenas contado como quartzo, mas era especificado se o mineral era monocristalino, policristalino, *overgrowth*, etc.

3. 6.4-Gráficos Ternários

Após atingir os trezentos pontos, da contagem modal de cada lâmina, estes foram convertidos em porcentagem e plotados em gráficos ternários (como QFL) para que através da composição fossem correlacionados os dados descritivos das petrofácies com os dados de porosidade e de permeabilidade das análises petrofísicas.

4. Contexto Geológico da Bacia de Santos

4.1- Localização

A Bacia de Santos é umas das maiores bacias *offshore* do Brasil, ela ocupa a margem sudeste da costa brasileira e se estende pelas latitudes 23° e 28° sul (~ 600 km) e longitude 39° e 48° oeste (~ 800 km). Abrange os litorais do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, compreendendo uma área com cerca de 350.000 km² até a cota batimétrica de 3000 m. (Figura 3)

Esta Bacia é limitada ao norte com a Bacia de Campos, marcada pelo Alto de Cabo Frio; no sul o limite é com a Bacia de Pelotas, marcada pela Plataforma de Florianópolis; no leste o limite é a feição fisiográfica conhecida como Platô de São Paulo (atualmente trata-se de uma feição essencialmente marinha) e no oeste o limite é o cinturão de serras costeiras (Maciço da Carioca, Serra do Mar e Serra da Mantiqueira).

O embasamento é composto por rochas graníticas e gnáissicas pré-cambrianas do complexo costeiro e metassedimentos da faixa ribeira.

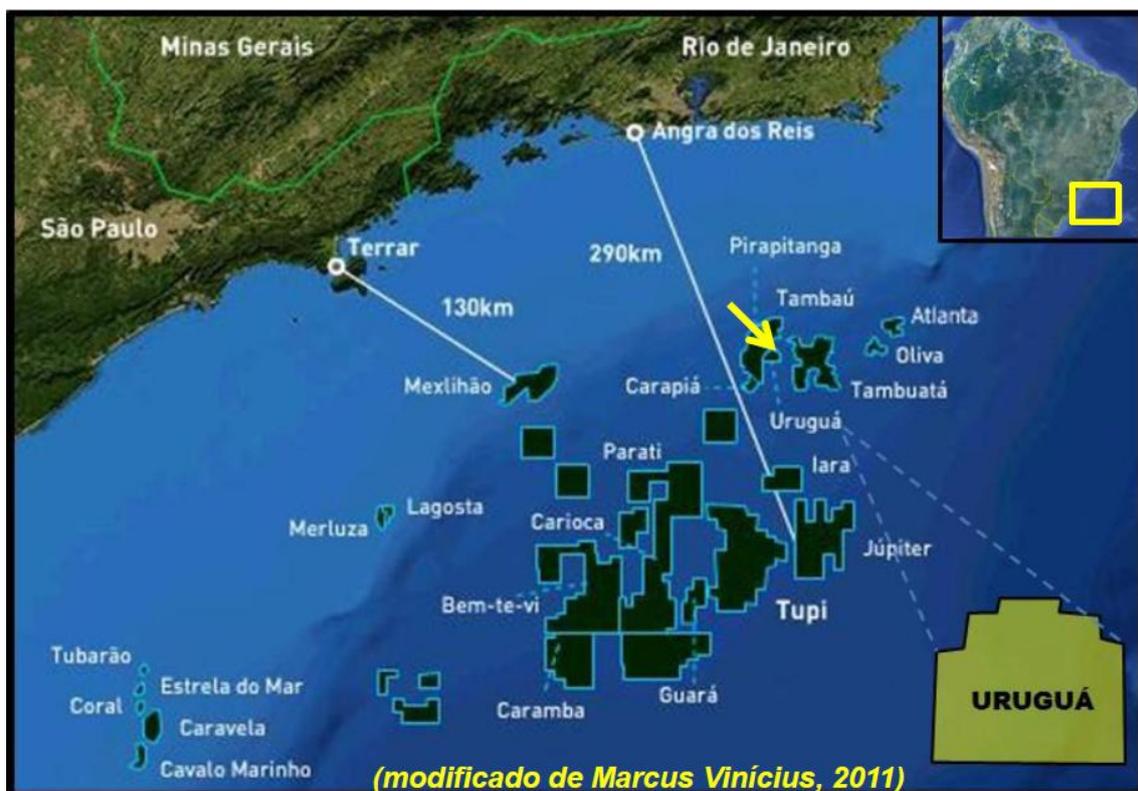


Figura 3 – Localização da Bacia de Santos e do Bloco de Uruguá (modificado de Marcus Vinícius, 2011).

4.2- Evolução Tectônica

A formação da Bacia de Santos tem início no eocretáceo com a ruptura de Gondwana e tem seu ápice na abertura do oceano atlântico e formação dos continentes africano e americano.

A evolução tectônica iniciou-se com uma intumescência termal na região sudeste do Brasil, durante o Jurássico, que pode ser evidenciada nos sedimentos das bacias do Paraná e do Congo. Este calor teria causado expressivas mudanças na reologia da crosta nesta área, favorecendo o envolvimento de um maior volume de crosta no processo distensivo (Macedo, 1989).

No eocretáceo iniciam-se processos distensivos oblíquos, com desenvolvimento de falhas normais e geração de zonas de transferência (Rio de Janeiro, Curitiba e Florianópolis). Estas distensões teriam potencial para soerguer de forma significativa a área adjacente o que pode ter resultado na formação de uma “proto-serra do mar” (Macedo, 1989).

Com o prosseguimento da distensão, extensos derrames vulcânicos de natureza toleítica extravasaram através de fissuras na crosta e no manto superior associado a altas taxas de deformação. Posteriormente, com a evolução do estiramento formaram-se calhas devido a acomodação dos blocos as quais foram preenchidas por sedimentos clásticos continentais, dentre estes sedimentos estão as rochas carbonáticas que são reservatório do pré-sal.

Durante o Aptiano uma espessa camada evaporítica depositou-se sobre os sedimentos continentais. Estes evaporitos correspondem ao selo da rocha reservatório do pré-sal. Estes depósitos salíferos seriam ainda referentes a condições transicionais em um proto-oceano.

Após a fase evaporítica teve início a separação efetiva dos continentes, desenvolvimento da cadeia meso-atlântica e a entrada definitiva do mar, o que propiciou a formação de uma extensa plataforma carbonática durante o Albiano.

Com a formação de uma crosta oceânica, tem início a subsidência térmica da bacia, o que causou um basculamento generalizado de toda a plataforma. Depósitos de leques aluviais e deltaicos na porção proximal da plataforma carbonática indicam pequenas movimentações tectônicas na região continental adjacente, o que poderia ser referente a novo soerguimento da Serra do Mar. Os processos de escorregamento gravitacionais sobre o sal começam na mesma época, dando início à halocinese na bacia (Macedo, 1989).

Duas sequências transgressivas preencheram a bacia, afogando a plataforma carbonática, durante o Neo-albiano e Turoniano (Macedo, 1989).

No Neocretáceo, quatro episódios de progradação preencheram a bacia, associados a expressivas movimentações da área adjacente (Bahlis, 2011).

A deposição da sequência senoniana restringiu-se a calha central da Bacia de Santos, sendo reconhecida como a deposição de sedimentos no bloco baixo de uma falha antitética de origem halocinética que se estende por toda a parte central da bacia com direção NE-SW (Chang *et. al.*, 2008).

A deposição na calha central da bacia ou zona de falhas de Cabo Frio iniciou-se com turbiditos de leque de assoalho em trato de mar baixo. A deposição prossegue em um sistema progradante de nível de mar baixo, onde no topo da cunha progradante as areias constituem ilhas de barreiras e praias (Chang *et. al.*, 2008).

As rochas estudadas neste trabalho pertencem a uma seção transgressiva de depósito de trato de mar alto agradacional e progradacional, constituídos por leques aluviais, rios e depósitos costeiros que se interdigitam com sistemas marinhos com flora e fauna indicativa de sistema proximal.

A seção terciária da Bacia de Santos é bem marcada por duas discordâncias: Oligoceno inferior a médio e Mioceno inferior. No Eoceno inferior instalou-se um sistema de mar baixo com cunhas progradantes e *onlap* costeiro, propiciando a formação de importantes reservatórios turbidíticos na base destas cunhas (Chang *et. al.*, 2008).

Na transição do Cenozóico para o Quaternário ocorrem movimentações de blocos no Cinturão Ribeira, que deformaram sedimentos nas bacias continentais neles encaixadas. A área continental adjacente à Bacia de Santos possui ainda hoje uma sismicidade acentuada (Macedo, 1989) mostrando que ainda hoje estas áreas estão sujeitas a ajustes tectônicos.

4.3 - Litoestratigrafia

A estratigrafia da Bacia de Santos (figura 4) apresenta uma evolução típica de Margem Passiva, diagnosticada pelos registros geológicos dos mega processos de estiramento crustal, rompimento da crosta continental, implantação de crosta oceânica e subsidência termal. Estima-se que a espessura de sedimentos nos depocentros da bacia possa atingir 12 km de seção (Caldas, 2007).

Neste trabalho a estratigrafia será tratada de acordo com a evolução tectônica da Bacia de Santos, que pode ser dividida em três fases: *rift*, *pós-rift* e *drift*. O registro sedimentar da fase *rift* tem início no Hauteriviano (131 Ma) e prolonga-se até o início do Aptiano (119 Ma) (Moreira, et. al., 2007). A fase pós-rift inicia-se durante o eoAptiano e tem como limite superior uma discordância de 117 Ma. (Moreira, et. al., 2007). A fase drift tem início no albiano e se estende até o presente.

Fase Rife

Esta fase inicia-se no eoCretáceo e está fortemente associada à ruptura da crosta, com formação de bacias tectônicas estreitas, alongadas e profundas, sendo definido como uma manifestação tectono-magmática do eoCretáceo (Conceição *et. al.*, 1988).

O início desta fase é marcado por derrames basálticos eocretáceos (Formação Camboriú) que sobrepõem discordantemente o embasamento cristalino.

Com a diminuição da atividade vulcânica os grandes espaços criados pelos falhamentos foram preenchidos por leques aluviais, neste contexto temos

duas sequências: a primeira é representada por sedimentos clásticos e carbonáticos depositados provavelmente como leques aluviais em ambiente marinho raso (Formação Piçarras). A segunda sequência é caracterizada por uma associação de arenitos e conglomerados na porção proximal e uma intercalação entre calcirruditos e folhelhos radioativos na porção distal (Formação Itapema).

Fase Pós- Rifte

Nesta fase cessa o estiramento da crosta continental e dá-se início a uma fase de quiescência tectônica marcada por um período de erosão. Esta fase é caracterizada por um ambiente transicional, entre continental e marinho raso, com depósitos carbonáticos (calcário microbial e estromatólitos) nas porções proximais e depósitos pelíticos (folhelhos) nas porções distais. Estes depósitos correspondem às rochas reservatório do pré-sal, sedimentos estes que se depositaram durante o eoaptiano e referentes à Formação Barra Velha do Grupo Guaratiba.

Fechando esta fase tem-se a sequência que forma o selo do reservatório do pré-sal, ela é caracterizada por espessos depósitos de evaporitos referentes a Formação Ariri, tendo como limite inferior os depósitos carbonáticos do Grupo Guaratiba. Estima-se que estes depósitos evaporíticos testemunham uma primeira incursão marinha ao longo do rifte costeiro (Macedo, 1989) compostos principalmente por halita e anidrita (Moreira et. al., 2007).

Fase Drifte

Nesta fase teve início a separação efetiva dos continentes sul americano e africano, com o resfriamento e contração da litosfera, subsidência termal da bacia (que causou um basculamento generalizado da plataforma), desenvolvimento da cadeia mesoatlântica e a entrada definitiva do mar.

A formação deste novo oceano propiciou o desenvolvimento de uma ampla plataforma carbonática, durante o eoAlbiano até o mesoAlbiano, seu limite inferior é a sequência evaporítica da Formação Ariri e seu limite superior são os sedimentos arenosos da Formação Itanhaém (Moreira et. al., 2007).

Do neoAlbiano até o Turoniano há uma subida relativa do nível do mar que resultou em um afogamento da plataforma carbonática por depósitos arenosos de sistemas turbidíticos e sedimentos finos (argilitos, folhelhos, siltitos) de origem continental e marinha (plataforma distal) . Este contexto é representado por três sequências retrogradantes que preencheram a bacia: a primeira sequência corresponde às formações Florianópolis (proximal), Itanhaém (distal) e o Membro Tombo. A segunda sequência também apresenta um padrão retrogradante e seus depósitos marcam a maior ingressão marinha (Moreira et. al., 2007) englobando as unidades litoestratigráfica dos Grupos Camburi e Frade. A terceira sequência envolve as Formações Santos, Juréia, Itajaí-Açu e o Membro Ilhabela.

Durante o Santoniano (Sequência K90) a formação Juréia corresponde a sedimentos arenosos, siltitos e folhelhos depositados em ambiente continental até as porções mais proximais da plataforma, estes sedimentos seriam correspondentes a fluxos hiperpicnais a deltas. Interacamado com estes sedimentos ocorre intenso vulcanismo extrusivo (Moreira et. al., 2007).

Os arenitos estudados neste trabalho são correspondentes a próxima sequência, chamada de K-100 e K-110, com idade Campaniano. Trata-se de sedimentos siliciclásticos do Campaniano que apresentam um padrão regressivo que desloca a quebra da plataforma para cerca 100 km costa afora. Esta sequência engloba conglomerados da Formação Santos, arenitos plataformais a costeiros da Formação Juréia e grada para sedimentos pelíticos da Formação Itajaí-Açu depositados em plataforma distal, talude e bacia. Há ainda depósitos de turbiditos fortemente canalizados e relacionados a importantes escavações no talude e plataforma (Moreira et. al., 2007).

No Paleoceno e Eoceno os depósitos são de arenitos avermelhados depositados em ambiente de leques aluviais, sistemas fluviais e depósitos costeiros (Formação Ponta Aguda) na porção proximal e depósitos de siltitos e folhelhos plataformais, além de diamictitos e margas (Formação Marambaia) na porção distal. Subordinadamente ocorrem os arenitos resultantes de fluxos turbidíticos densos (Membro Maresias) fortemente canalizados e relacionados a importantes escavações no talude e plataforma.

Durante o Oligoceno houve uma subida relativa do nível do mar que ocasionou um expressivo recuo da borda da plataforma. Os depósitos sedimentares do Oligoceno são prográdantes e correspondem a arenitos resultantes de fluxos turbidíticos densos (Membro Maresias), siltitos e folhelhos, além de diamictitos e margas (Formação Marambaia). Nas porções proximais ocorrem arenitos plataformais da Formação Ponta Aguda e em posições próximas à quebra da plataforma ocorrem calcarenitos e calcirruditos da Formação Iguape (Moreira et. al., 2007).

Durante o Mioceno houve uma queda eustática global, a plataforma carbonática alcançou seu maior desenvolvimento, porém ele é local, porque na plataforma e talude predominam arenitos siliciclásticos. No Mioceno inferior, os sedimentos são avermelhados de origem aluvial e costeira da Formação Ponta Aguda; ocorre ainda a Formação Iguape, constituída por calcarenito e calcirrudito bioclástico intercalados com argilito cinza-esverdeado, siltito e margas. No Mioceno médio e superior o pacote de rochas é o mesmo do Oligoceno (siltitos, folhelhos e margas). (Moreira et. al., 2007).

No Plioceno e Pleistoceno os depósitos são correspondentes ao atual fundo marinho e trata-se de arenitos cinza esbranquiçados de granulometria fina a grossa por vezes glauconítica e coquinas de moluscos, briozoários e foraminíferos na porção plataformal (Formação Sepetiba); na porção de talude predominam sedimentos lamosos que são cortados por cânions preenchidos por sedimentos lamosos e arenosos; na porção bacinal pedominam as cunhas de diamictitos e lamas de água profunda (Formação Marambaia) e ocorrem os arenitos de origem turbidítica da Formação Maresias.

4.4- Magmatismo

Há registro de cinco eventos magmáticos na Bacia de Santos. Eles ocorreram nos seguintes períodos: Albiano, Santoniano, Maastrichtiano, Paleoceno e Eoceno.

Durante o Eocretáceo um derrame basáltico, correspondente a Formação Camboriú, preencheu uma parte da Bacia de Santos. Estes

derrames são caracterizados por basaltos holocristalinos de tamanho de grão média e textura ofítica, composto principalmente por plagioclásio e augita pouco alterados (Pereira & Feijó, 1994). Estes derrames são correlacionáveis as Formações Cabiúnas (na Bacia de Campos) e Imbituba (na Bacia de Pelotas).

Além dos derrames basálticos da Formação Camboriú outros dois eventos magmáticos ocorreram antes da fase drifte da bacia. Há basaltos subaquosos intercalados a seção rifte (121-130 Ma) e na porção inferior de pós-rifte (118 Ma). A atividade vulcânica continuou durante o aptiano no sul da Bacia de Santos. (Bahlis, 2011)

Segundo Moreira et. al., 2007, o vulcanismo Santoniano está associado ao aumento da taxa de subsidência da bacia e também a movimentações tectônicas no continente devido ao surgimento da Serra do Mar.

As rochas magmáticas extrusivas do Paleoceno e do Eoceno constituem, principalmente, estratovulcões de formato cônico, eles são constituídos principalmente de hialoclastitos e rochas vulcanoclásticas (Moreira, 2007).

5. Análise de Fácies

A análise de fácies visa à interpretação dos mecanismos deposicionais, ou seja, os processos físicos atuantes na deposição, que resultaram em um conjunto de fácies (litofácies) as quais foram agrupadas geneticamente e compuseram as associações de fácies. Esta análise é feita observando-se as variações texturais, composicionais e estruturais das rochas sedimentares presentes, atentando-se para o contexto deposicional da época de formação destes sedimentos.

5.1- Fácies e associação de Fácies

Atualmente o termo fácies é empregado tanto no sentido descritivo quanto interpretativo. As fácies sedimentares, para Selley (1978), são entendidas como rochas sedimentares que podem ser reconhecidas e distinguidas de outras por sua geometria, litologia, estruturas sedimentares, direção de paleocorrente e conteúdo fossilífero (apud. Ferreira-Junior & Castro, 2001). Estas características estariam diretamente relacionadas com os processos deposicionais atuantes na construção dos corpos sedimentares cujo entendimento, por sua vez, permitiria conhecer as condições ambientais da sedimentação.

Para a interpretação ambiental, é importante definir as associações de fácies, uma vez que uma dada fácies pode ocorrer em vários ambientes distintos, resultante de um mesmo processo. Assim, a associação de fácies é um agrupamento de fácies geneticamente relacionadas, cujas características e inter – relações permitem que se possa interpretar o ambiente de sedimentação. Dessa forma cada fácies dentro da associação representa o registro sedimentar de atuação de um determinado processo deposicional. (Etchebehere & Saad, 2003).

5.1.1- Características Gerais

A descrição de fácies foi feita em um testemunho retirado do poço 2, o mesmo tem comprimento de 18,63 m e é constituído por arenitos finos a muito finos que se encontram laminados e por vezes maciços.

5.1.2- Litofácies

Com base no testemunho foram identificadas 14 litofácies consideradas relevantes. A designação das fácies identificadas fundamentou-se em características litológicas, cores, estruturas sedimentares, bioturbação e fragmentos de bioclastos. Uma análise petrográfica foi feita de forma a auxiliar a descrição das fácies e o reconhecimento preliminar da qualidade de reservatório (Capítulo 6).

Para os materiais mais finos existe um grau maior de coesão o que possibilitou a utilização do termo lamito (baseado em Folk, 1968).

As principais características encontram-se resumidas na tabela 4.

NOMES DAS LITOFÁCIES
Arenito muito fino a fino laminado
Arenito muito fino a fino laminado e bioturbado
Arenito muito a fino maciço
Arenito muito fino a fino maciço e bioturbado
Arenito muito fino a fino cimentado
Interestratificação de arenito muito fino laminado e lamito
Interestratificação de arenito muito fino maciço e lamito
Interestratificação de arenito muito fino laminado e lamito bioturbado
Interestratificação de arenito muito fino maciço e lamito bioturbado
Arenito Lamoso maciço e bioturbado
Arenito Lamoso laminado e bioturbado
Lamito bioturbado
Lamito laminado
Lamito maciço

Tabela 4 – Tabela com a relação de litofácies descritas no testemunho.

5.1.3- Associação de Fácies

As associações de fácies foram obtidas a partir das litofácies com base em atributos como: granulometria, textura e estruturas sedimentares. Ou seja, as 14 litofácies da tabela 3 foram agrupadas em 5 associações de fácies que estão representadas na tabela 5.

Pelos atributos considerados podem-se fazer inferências sobre o nível de energia e os processos sedimentares envolvidos na formação de uma dada unidade rochosa.

NOMES DAS ASSOCIAÇÕES DE FÁCIES
Associação de Fácies I - Arenito muito fino a fino laminado e bioturbado
Associação de Fácies II- Arenito muito fino a fino maciço e bioturbado
Associação de Fácies III - Interestratificação de arenito muito fino e lamito
Associação de Fácies IV - Arenito Lamoso
Associação de Fácies V - Lamitos

Tabela 5 – Tabela com as associações de fácies obtidas à partir das litofácies descritas.

5.1.3.1 - Associação de Fácies I - Arenito muito fino a fino, laminado e bioturbado

Descrição:

Esta associação de fácies é composta por arenitos muito finos (predominante) a finos e laminado. Em muitas porções as laminações estão obliteradas pela bioturbação (figura 5).

As camadas são todas centimétricas, com espessura média de 10 cm, mas podem atingir até 70 cm. O topo e a base das camadas são normalmente plano, no entanto ocorrem em alguns locais contatos bruscos e erosionais (estão indicados nos perfis estratigráficos em anexo).

É possível distinguir dois níveis de coloração nesta associação de fácies, o qual é caracterizado por uma região clara onde há predomínio de quartzo e feldspato e outro nível escuro onde há concentração de biotita e material

carbonoso. Subordinadamente podem ocorrer intraclastos lamosos (deposicionais).

Laminações horizontais, sub-horizontais, *ripples* e onduladas truncantes são freqüentes nesta associação de fácies. Ocorrem também estrutura em chama e laminação convoluta, porém em menor quantidade. Suas espessuras são normalmente pequenas (3 a 5 cm).

A bioturbação pode variar entre incipiente, moderada ou intensa, sendo a moderada predominante. Há porções do testemunho onde a bioturbação é mais intensa e logo acima fica incipiente ou moderada.

Tais bioturbações são caracterizadas por estruturas de escape vertical, são normalmente tubos arredondados revestidos por material diferente daquele que compõem a matriz. Há também icnofósseis representados por escavações cilíndricas e elípticas revestidas de um material esbranquiçado que foi considerado carbonato de cálcio (pois efervesce em presença de HCl), estas escavações podem ser associadas a *Terebellina*. Fragmentos de bioclastos como *Inoceramus* são comuns nesta associação de fácies.

Interpretação:

As laminações são características marcantes nesta associação de fácies e neste caso são interpretadas como feições de tração devido à ausência de estruturas da sucessão de Bouma (característico de turbiditos). Além disso, as superfícies de truncamento erosional com presença de *ripples* são características de retrabalhamento por corrente de fundo.

Segundo Stow *et al.* (2002), contornitos arenosos (*sandy contourites*) são caracterizados por apresentarem estruturas de tração, como, por exemplo, laminações paralelas e *ripples*. Segundo Ito (2002) estas estruturas sedimentares ocorrem conjuntamente com gradação inversa e erosões internas.

Stow *et al.* (2002) diz ainda que em locais onde há atuação de corrente de fundo a bioturbação está presente e a mesma destrói parcialmente as laminações primárias e as cruzadas.



Figura 5 – Associação de fácies I. À esquerda tem-se a foto A, que representa uma das caixas do testemunho onde há predomínio da associação de fácies I (a escala ao lado da caixa representa 1 m). À direita a foto B mostra a associação de fácies I com laminações sub-horizontais. A foto C mostra esta associação de fácies totalmente descaracterizada devido à intensa bioturbação.

5. 1. 3. 2- Associação de Fácies II - Arenito muito fino a fino, maciço e bioturbado

Descrição:

Estes arenitos maciços ocorrem normalmente intercalados com a associação de fácies anterior (arenito laminado), as camadas também são de espessura centimétrica (em torno de 20 cm). O topo e a base têm contato plano, em poucas situações há contatos bruscos.

Esta associação de fácies é composta por arenitos muito finos, mas há algumas porções do testemunho onde são observados gradações inversas e os grãos podem atingir tamanho de grão médio (figura 6).

A coloração é acinzentada e em alguns locais podem apresentar coloração verde acinzentada. Os arenitos acinzentados são compostos principalmente por quartzo, feldspato, biotita (pouca), muscovita. Os arenitos verdes acinzentados apresentam alta concentração de clorita diagenética (confirmado no estudo petrográfico).

Em porções localizadas do testemunho estes arenitos estão cimentados por calcita e podem chegar a 50 cm de espessura. O topo e a base (nestes locais) apresentam contato brusco. (figura7)

A bioturbação também está presente nesta associação de fácies e varia de incipiente a intensa. São também encontradas concreções calcíferas, fragmento de bioclastos de bivalves (*Inoceramus*).

Fragmentos de bioclastos (*Inoceramus*) são comuns nestes arenitos. Há também estruturas de escape horizontal (*Terebellina*).

Interpretação:

A gradação inversa é bastante evidente nesta associação de fácies e podem ser indicativa de uma seleção e ressedimentação dos grãos. As gradações inversas são feições características de fluxos hiperpicnais (Mulder, 2003), mas também podem ser produzida por correntes de fundo (Ito, 2002 e Stow *et al.* 2002).

Estas gradações poderiam ser resultantes da evolução da corrente de turbidez fluindo talude abaixo e posteriormente retrabalhado por corrente de fundo.

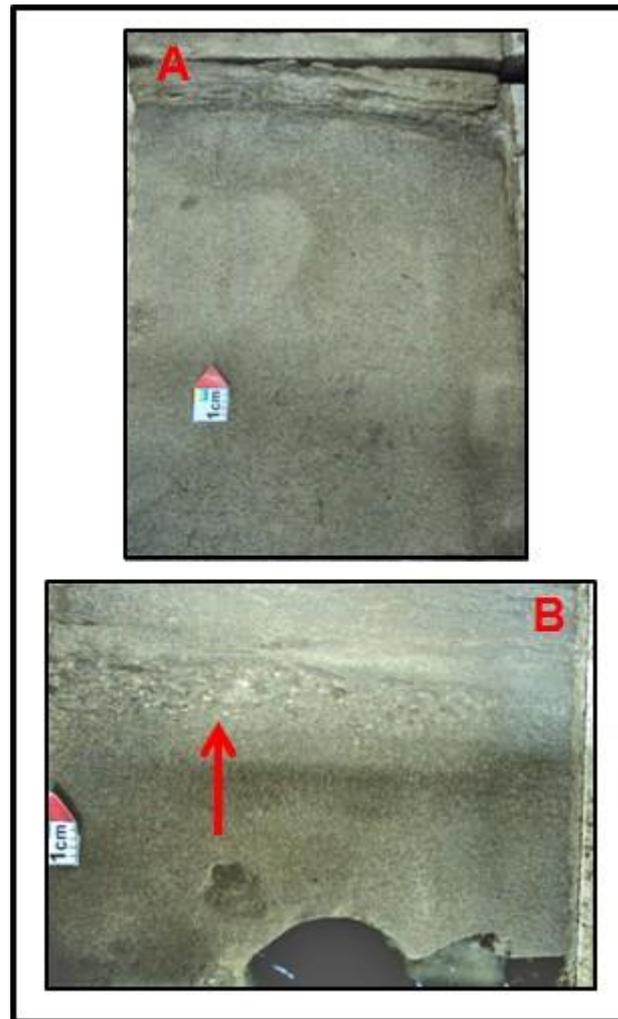


Figura 6 – Associação de fácies II. Na imagem A temos o arenito maciço e no topo há contato com a associação de fácies I. Na imagem B temos uma gradação inversa, com arenito muito fino na base e arenito médio no topo.

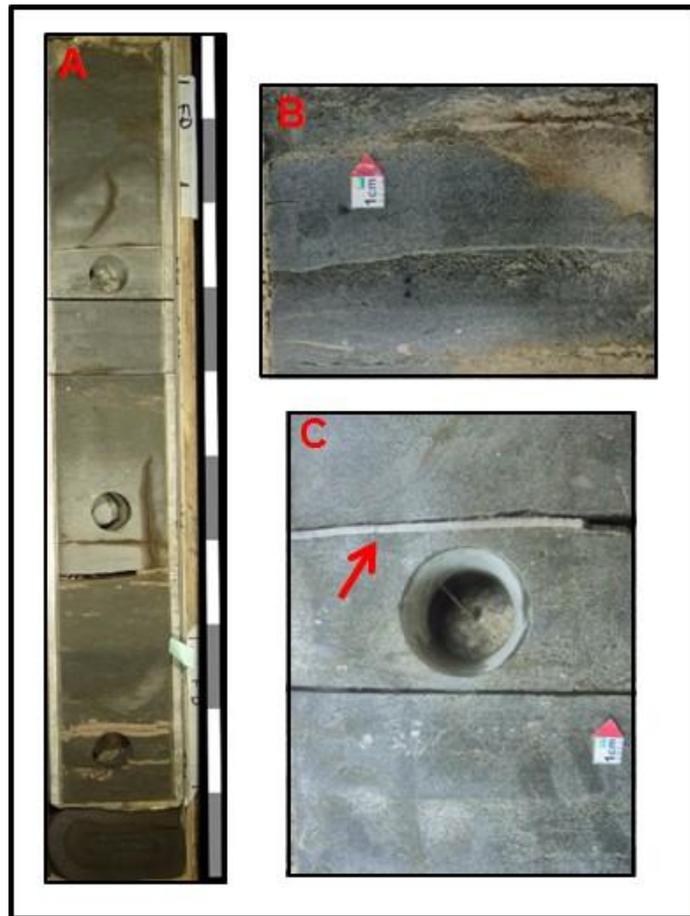


Figura 7– Associação de fácies II. Na imagem A temos uma visão geral desta associação de fácies em uma das caixas do testemunho. Na imagem B temos um detalhe deste arenito cimentado em contato brusco com arenito maciço não-cimentado. Na imagem C temos *Inoceramus* (indicado pela seta) em arenito cimentado.

5. 1. 3. 3 Associação de Fácies III – Interestratificações de arenito muito fino e lamito

Descrição:

Esta associação de fácies é composta por uma intercalação de camadas centimétricas de arenito muito fino e lamito (figura 8). Os arenitos têm espessura média de 6 cm e os lamitos arenosos têm uma espessura média de 4 cm. O contato entre as camadas é plano.

Em alguns casos pode ocorrer o predomínio de lamito ao invés de arenito, no entanto, em menor proporção. Por esta razão não foi criada mais uma associação de fácies.

Os arenitos são compostos por laminação ondulada (mais frequente), horizontal e sub-horizontal. Podem ser observados também *flaser* e laminações cruzada. Algumas vezes estes arenitos podem ser maciços.

Os arenitos apresentam ainda uma sutil gradação normal e localmente podem ser observados fragmentos carbonosos e bioclastos de *Inoceramus*. Concreções calcíticas também estão presentes.

A bioturbação ocorre de forma generalizada, ou seja, tanto nos arenitos como nos lamitos e causa a destruição das estruturas primárias (figura 7). A bioturbação pode variar de incipiente a moderada.

As estruturas de escape (tubos de escavação de animais) são verticais preenchidas por material distinto da matriz. Observou-se que estas estruturas de escape saem do lamito e vão em direção ao arenito.

Interpretação:

A associação de fácies III tem como principal característica uma sucessão rítmica de areia e lama que pode ser interpretada como uma variação na velocidade e turbulência do fluxo.

Ito *et.al.* (2002) diz que associações entre arenitos e lamitos indicam oscilações na tração e depósitos em suspensão e são interpretados como flutuações na corrente de fundo. Uma oscilação da tração resulta em formação de ripples e laminações paralelas. Formam-se ainda depósitos de suspensão (*mud drape* e *flaser*) e podem ocorrer erosões internas.

Stow *et.al.* (2002) diz ainda que interestratificações são resultado de forte ação de corrente de fundo, por isso gera a erosão do substrato.

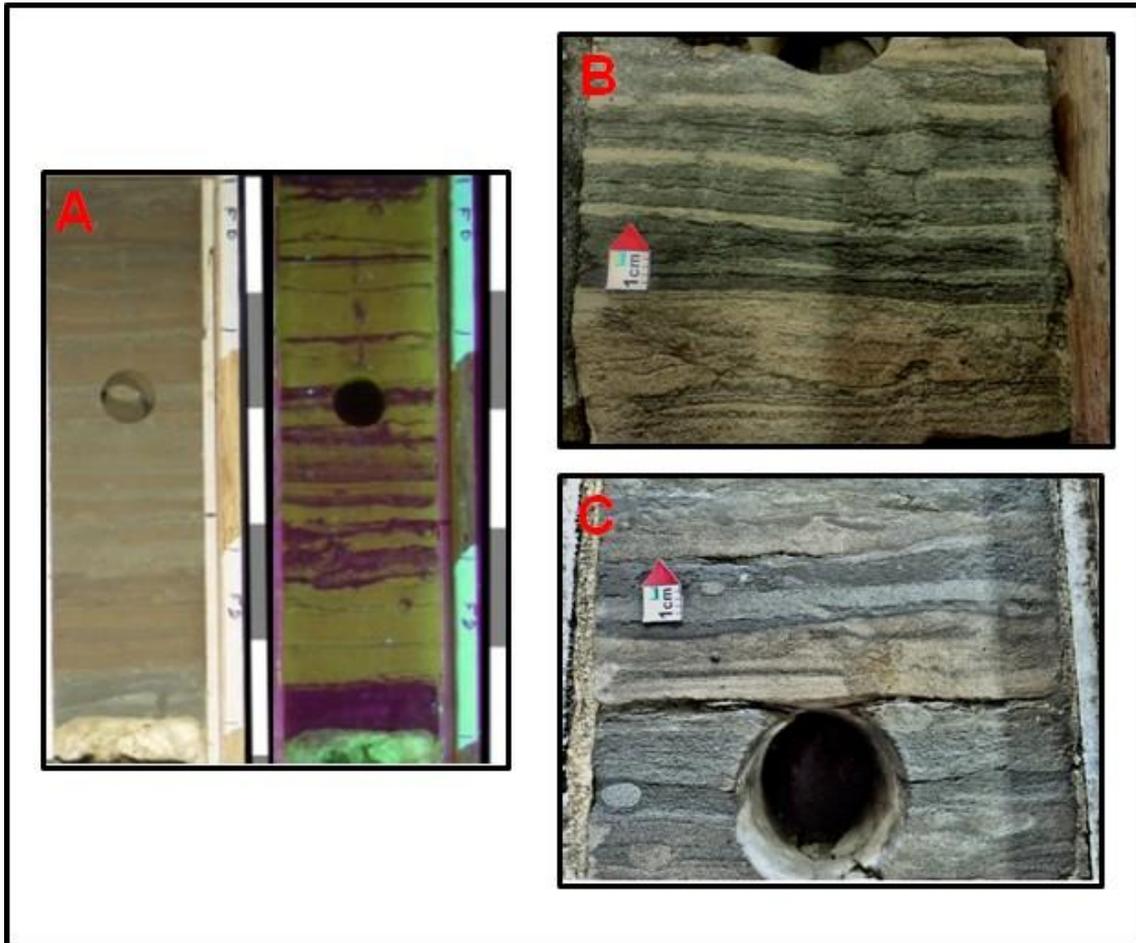


Figura8 – Associação de fácies III. Na imagem A temos uma visão geral desta associação de fácies, à direita a foto está com fluorescência destacando a região onde há óleo (região amarelada). A imagem B mostra em detalhe esta intercalação entre arenito e lamito. A imagem C mostra bioturbação intensa decorrente nesta associação de fácies.

5. 1. 3. 4 Associação de Fácies IV - Arenito lamoso

Descrição:

Os arenitos lamosos podem ser laminados ou maciços. As laminações são normalmente horizontais ou convolutas. A espessura média das litofácies pertencentes a esta associação é de 20 cm. O topo e a base têm contato plano, raramente tem contato erosivo.

Estes arenitos são de coloração cinza e o arcabouço mineralógico é composto por quartzo, feldspato, mica (biotita e muscovita) e em alguns locais é possível distinguir a presença de matéria orgânica.

Esta associação de fácies está bioturbada e a intensidade varia de incipiente a intensa. Há também fragmentos de bioclastos de bivalves (*Inoceramus*) e icnofósseis (*terebellina*) (figura 9).

Interpretação:

Estes arenitos lamosos possuem uma matriz ora argilosa ora lamoso (isto foi observado em lâmina petrográfica – conferir no capítulo 6) e podem ser interpretados como sedimentos retrabalhados por corrente de fundo de energia relativamente fraca. A energia pode ser considerada fraca devido à preservação da bioturbação.

A presença dos icnofósseis é indicativo de um paleoambiente que apresenta uma circulação constante (correntes de fundo) com a capacidade de transportar os nutrientes e oxigênio. Esta corrente de fundo, por sua vez, trazia alimentos para a fauna local de prováveis artrópodes, gastrópodes, bivalves e anelídeos. Os icnofósseis presentes são interpretados como pertencentes à icnofácies Cruziana (Seilacher, 1967 e Pemberton et al., 1992).

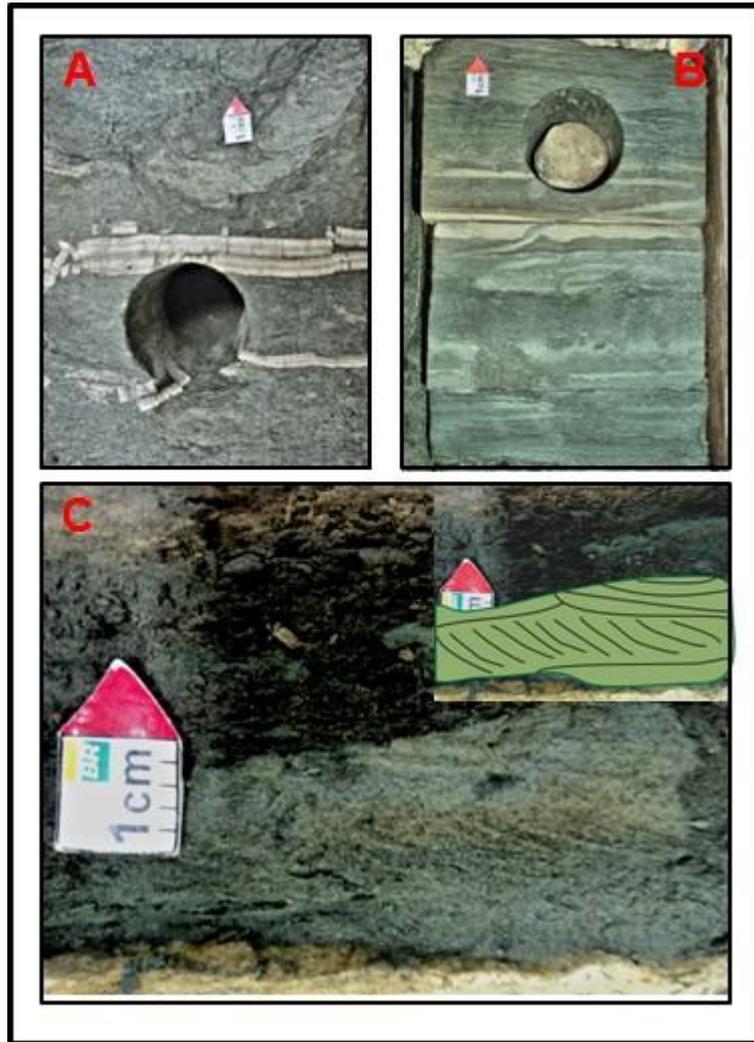


Figura 9 - Associação de fácies IV. Na imagem A temos uma visão de vários *Inoceramus*. A imagem B mostra uma visão geral da associação de fácies IV, moderadamente bioturbada. A imagem C mostra uma laminação cruzada, ainda nesta imagem o desenho é uma representação da laminação cruzada.

5.1. 3. 5 -Associação de fácies V - Lamitos

Descrição:

Esta associação de fácies é composta pelas litofácies: lamitos bioturbados (maioria), lamitos maciços e lamitos laminados (plano-paralelas e convolutas) e a espessura está em torno de 20 cm (cada litofácies).

O tamanho de grão varia de areia muito fina a silte e o arcabouço mineralógico é composto predominantemente por quartzo e em menor proporção feldspato (plagioclásio) e mica.

A bioturbação é intensa e predomina os icnofósseis de *Terebellina*. Bioclastos de *Inoceramus* também estão presentes. (figura 10)

Interpretação:

Estes arenitos estão deformados provavelmente correspondentes a um deslizamento. O topo está truncado e moderadamente bioturbado, nele também foram observados icnofósseis com estrutura de escape vertical e inclinado. A base é erosiva e laminada, o que sugere uma deposição por decantação.

Na porção interna do deslizamento há fragmentos de bioclastos inclinados de *Inoceramus* e *Equinóides*. Há também clastos de arenito muito fino maciço.

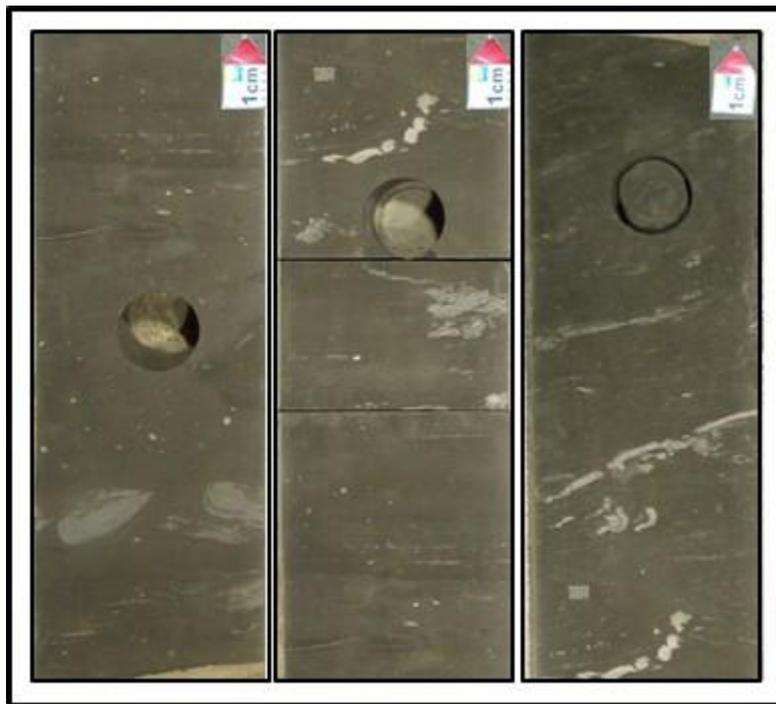


Figura 10 – Associação de fácies V. Deslizamento

6. Análise petrográfica microscópica

A descrição petrográfica foi realizada em 26 lâminas delgadas provenientes de 5 poços pertencentes à área de estudo. Ela teve como objetivo identificar e descrever os minerais constituintes da rocha, buscou-se também descrever os aspectos texturais (como o tamanho e grau de seleção), estrutura (maciço, laminado), fábrica (arredondamento, esfericidade e tipo de contato entre os grãos do arcabouço) e constituintes e os processos diagenéticos, que fornecem importante subsídio para a caracterização das rochas em termos de modelo deposicional e qualidade do reservatório. Quando existente também foi descrito o tipo de cimento.

Após a descrição microscópica as lâminas delgadas foram distribuídas em petrofácies a fim de identificar a influência faciológica na qualidade do reservatório. As lâminas foram organizadas em quatro classes de acordo com suas características composicionais, texturais e diagenéticas. A petrofácies “A” é tida como melhor reservatório, a petrofácies “B” é composta por amostras bioturbadas, a petrofácies “C” é composta por amostras de possuem matriz lamosa e a petrofácies “D” é composta por arenitos cimentados.

Por fim foi realizada a contagem modal em todas as lâminas segundo o método Gazzi-Dickison e os resultados plotados em diagramas ternários.

6. 1 Petrofácies “A” (melhor reservatório)

Esta petrofácies representa as associações de fácies I e II. Ela é definida por arenitos muito finos, algumas poucas amostras têm tamanho de grão fino a médio. A seleção varia de bem selecionado a moderadamente bem selecionado. As lâminas são predominantemente maciças e raramente laminados, com a laminação marcada pela orientação das micas (biotita e muscovita). São suportados por grãos e constituídos principalmente por quartzo, feldspato e mica. Fragmentos de rocha vulcânica e intraclastos lamosos também são comuns. Bioclastos (foraminíferos planctônicos),

glauconita, granada e zircão são alguns constituintes traços nestas lâminas. (Figura 11)

A característica diagenética mais marcante é o crescimento externo de quartzo que atua na redução da porosidade, mas como contraponto há outra característica, a dissolução de feldspato que resulta no surgimento de porosidade secundária (presente em todas as lâminas desta petrofácies). Ocorre clorita diagenética intergranular como substituição dos intraclastos lamosos, porém são raras.

As principais características desta petrofácies é a baixa taxa de empacotamento e a boa permoporosidade. A maioria das amostras desta petrofácies apresenta porosidade em torno de 20% a 30% (Gráfico 1). Quanto à permeabilidade a maioria das amostras está entre 100 a 1000 mD (Gráfico 2).

As amostras com menores tamanhos médios de poros estão em torno de 15 μm e os maiores valores médios de poros estão em torno de 50 μm . Os menores valores médios de grãos estão em torno de 50 μm e os maiores valores médios de grãos são maiores que 150 μm .

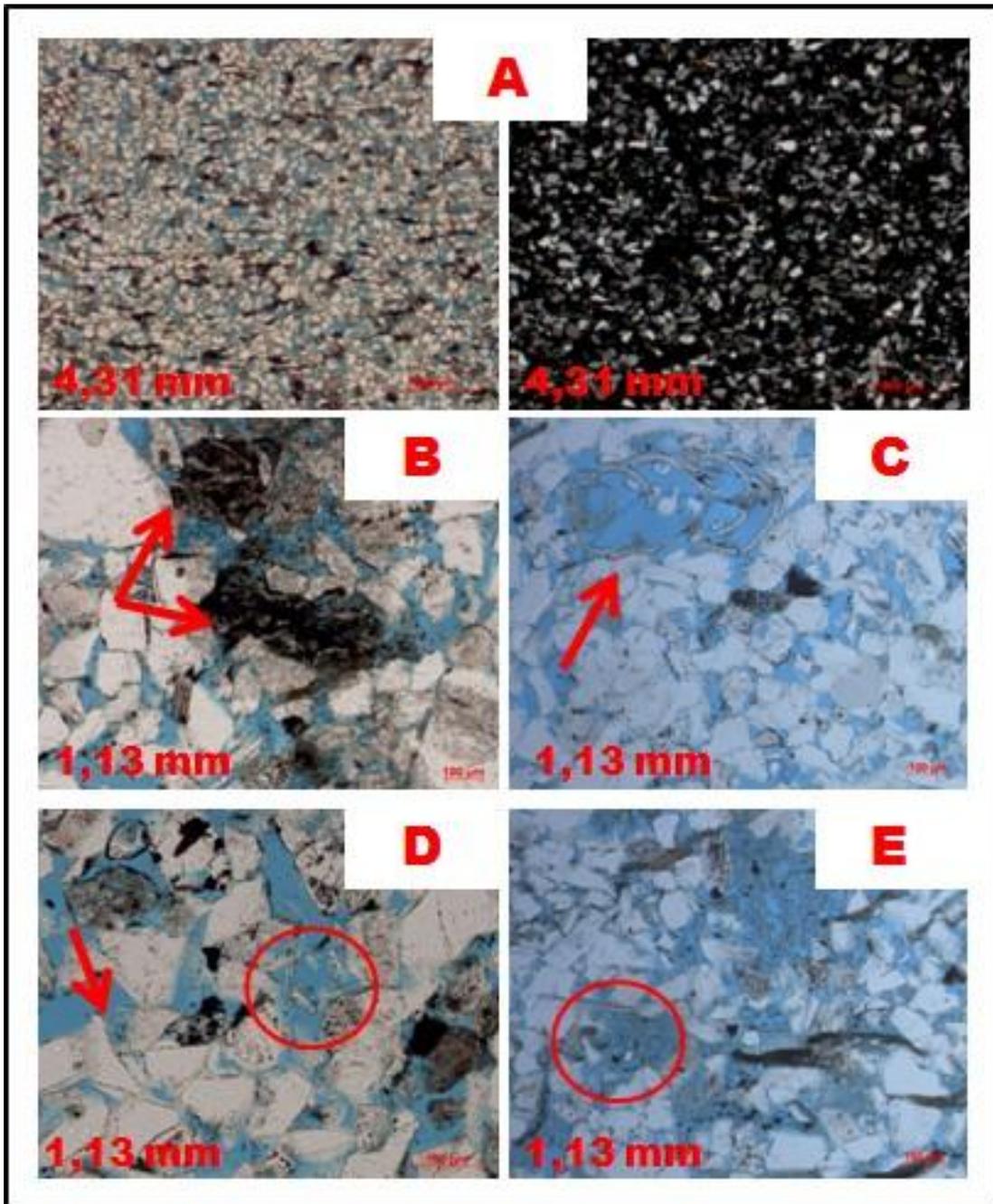


Figura 11 - Petrofácies "A" - Lâminas de amostra lateral e do testemunho.
A) Visão geral da textura e composição da petrofácies "A" (Prof. 3526,00 m – Poço 3). À esquerda com nicóis descruzados e à direita com nicóis cruzados.
B) Fragmento de rocha vulcânica. (Prof. 3887,00 m – Poço 2). **C)** Bioclasto de foraminífero (Prof. 3617,00 m – testemunho - Poço 2). **D)** Dissolução de grão de plagioclásio (circulado) e quartzo com sobrecrecimento (indicado pela seta) (Prof. 3557,00 m – Poço 3). **E)** Clorita intergranular, preenchendo espaços porosos. (Prof. 3617,00 m – Poço 2).

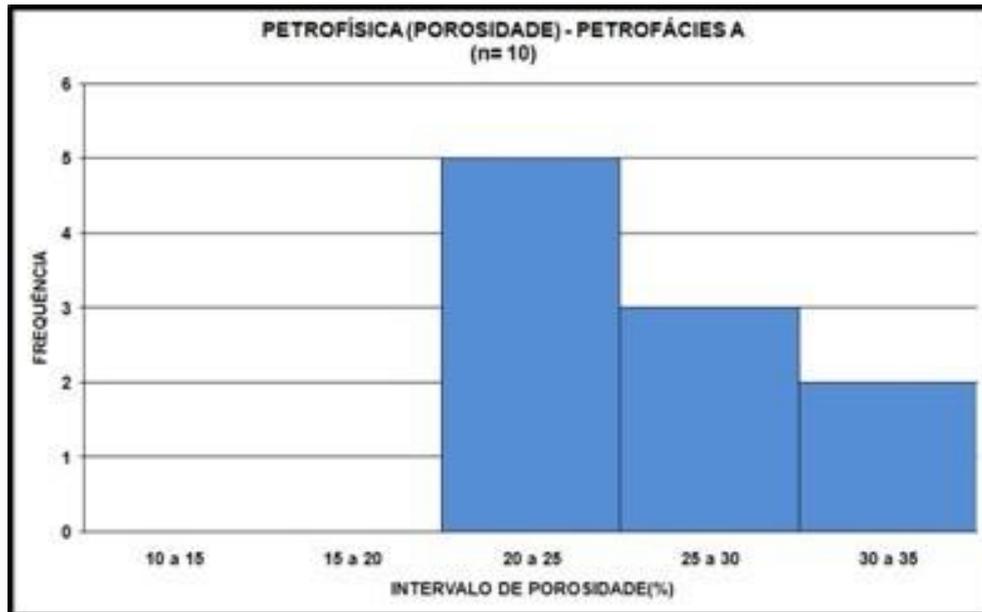


Gráfico 1 – Histogramas mostrando a porosidade mais freqüente na petrofácies A. Para 10 lâminas analisadas (n=10).

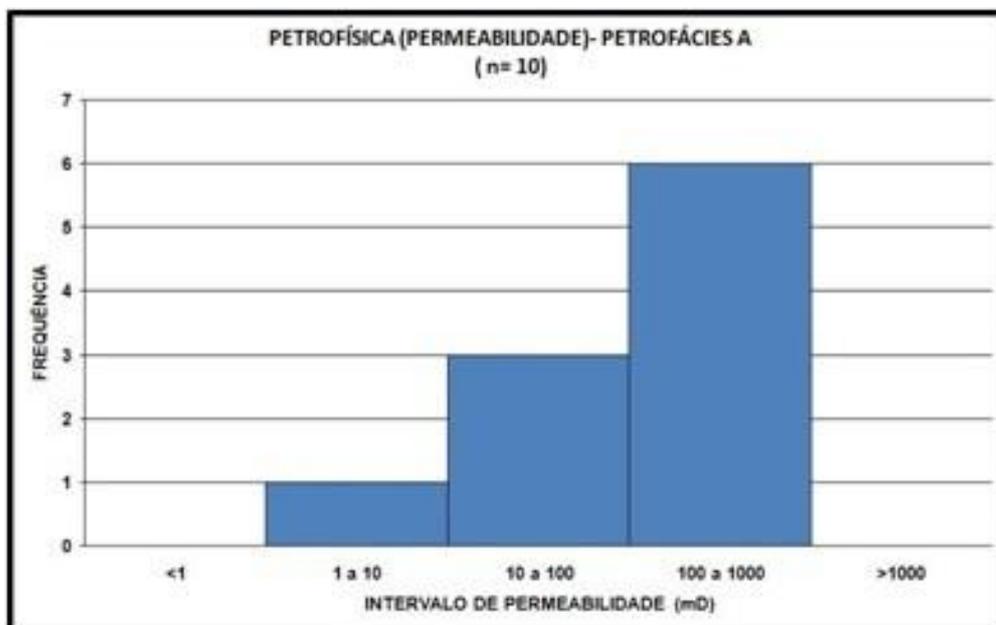


Gráfico 2 - Histogramas mostrando a permeabilidade mais freqüente na petrofácies A. O eixo das ordenadas mostra a frequência e o eixo das abscissas mostra os intervalos de permeabilidade. Para um total de 10 lâminas analisadas (n=10).

6. 2 Petrofácies “B” (Bioturbados)

Esta petrofácies corresponde a associação de fácies III. Ela é composta por arenitos muito fino a fino, o grau de seleção é normalmente moderado. Em algumas lâminas há grãos grossos dispersos. Estes arenitos são suportados por grãos e cimento, eles são constituídos principalmente por quartzo, feldspato, mica (biotita e muscovita), intraclasto lamoso e clorita. (figura 12)

Há ainda fragmentos de rochas vulcânicas, granada, zircão, glauconita, matéria orgânica e bioclastos (foraminíferos planctônicos, bilvalves-*inoceramus* e raramente *equinóides*)

A principal característica desta petrofácies é a bioturbação que varia de incipiente a intensa. As lâminas intensamente bioturbadas são aquelas onde não é possível identificar estruturas originais e em decorrência disto apresentam menor permeabilidade. Outra característica desta petrofácies é a presença de intraclastos lamosos e de cloritas. Todas as lâminas desta petrofácies possuem intraclastos e clorita.

Como há uma grande quantidade de intraclastos lamosos nestas amostras, (podendo chegar a 15% do total de elementos constituintes das lâminas) em algumas delas é possível identificar uma diferenciação na porosidade, com um nível rico em pseudomatriz e outro nível poroso. Isto ocorre por dois motivos: compactação mecânica que promove o esmagamento dos intraclastos lamosos e devido à bioturbação.

As principais características diagenéticas desta petrofácies são: a cloritização de intraclastos lamosos (hábito roseta, dispersa no meio dos poros) e formação de pseudomatriz devido a compactação de intraclastos lamosos e outros fragmentos dúcteis. Mas raramente como clorita em franja.

A pirita ocorre principalmente como produto de substituição de clorita e biotita, mas a pirita também ocorre como substituição de matéria orgânica. Há ainda pirita framboidal em elementos traços como os bioclastos e pirita poiquilotópica em fragmentos de rocha vulcânica.

Há ainda dissolução de feldspato que causa o surgimento de porosidade secundária, mas esta não aumenta a permoporosidade porque os grãos não estão conectados. A porosidade é predominantemente intergranular e por vezes os poros estão obliterados, ora pela introdução de lama (devido à ação de bioturbação) ora pela compactação (que resulta na formação de pseudomatriz).

A porosidade desta petrofácies está em torno de 18% a 26% (Gráfico 3) e a permeabilidade está dividida em dois grupos, o primeiro está em torno de menos de 1 mD (5 amostras) e o segundo grupo está em torno de 10 mD a 20 mD (4 amostras). (Gráfico 4)

Na petrofácies "B", as amostras com menores tamanhos médios de poros estão em torno de 6 μm e os maiores valores médios de poros estão em torno de 9 μm . Os menores valores médios de grãos estão em torno de 30 μm e os maiores valores médios de grãos são maiores que 50 μm .

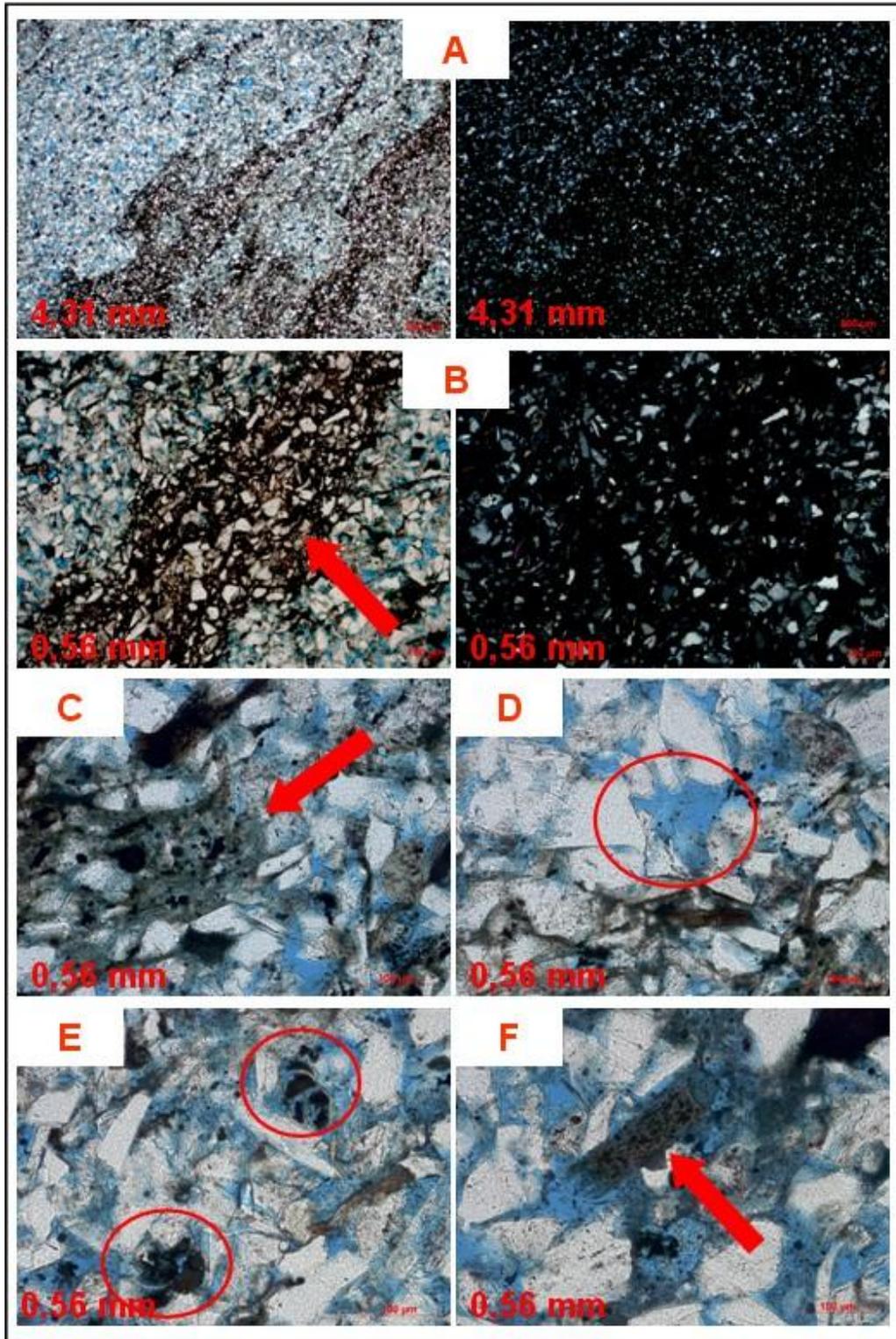


Figura 12 – Petrofácies B - Lâmina do testemunho do poço 2, prof. 3634,55m. A) Visão geral da lâmina, bioturbação. À esquerda com nicóis descruzados e à direita com nicóis cruzados. **B)** Pseudomatriz formada devido ao esmagamento do intraclasto lamoso. À esquerda com nicóis descruzados e à direita com nicóis cruzados. **C)** Substituição de intraclasto lamoso por clorita e pirita poiquilotópica como produto de substituição da clorita **D)** Poro secundário **E)** Pirita framboidal na parte interna dos bioclásticos **F)** Biotita substituída por clorita e posteriormente preenchida por pirita.

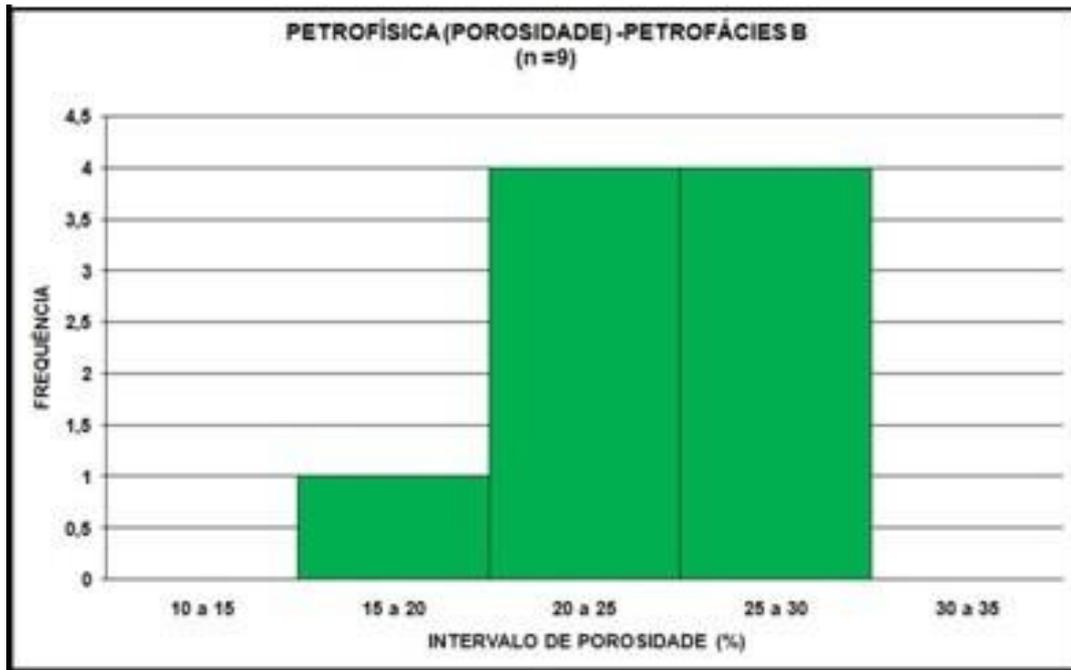


Gráfico 3 – Histogramas mostrando a porosidade mais freqüente na petrofácies B. Para 9 lâminas analisadas (n=9).

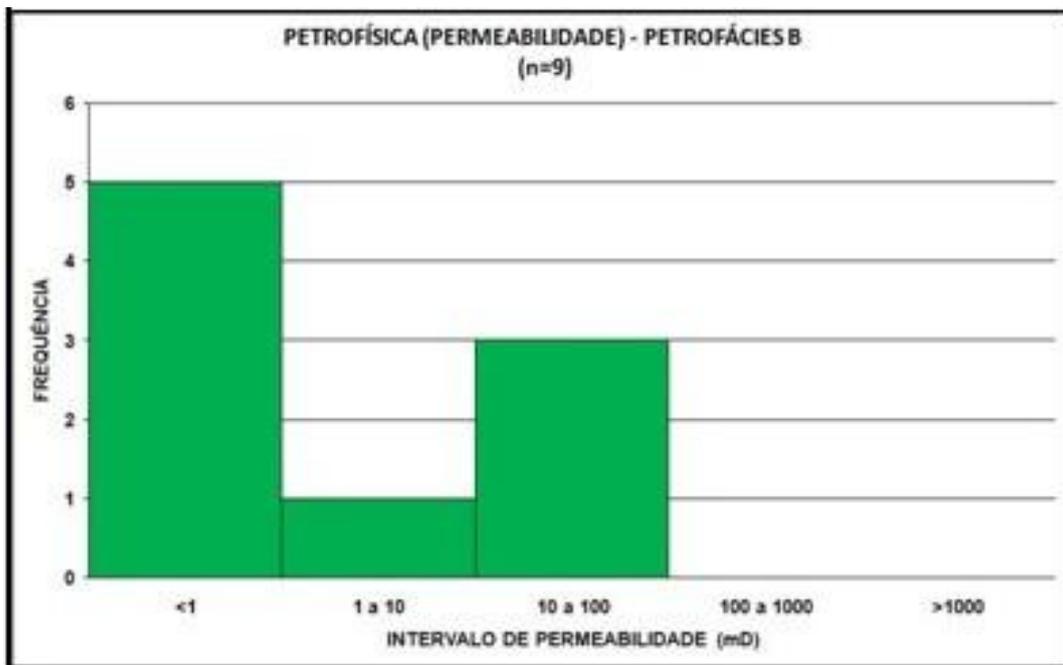


Gráfico 4 – Histogramas mostrando a permeabilidade mais freqüente na petrofácies B. O eixo das ordenadas mostra a freqüência e o eixo das abscissas mostra os intervalos de permeabilidade. Para um total de 9 lâminas analisadas.

6. 3 Petrofácies “C” (Arenitos Lamosos- não é reservatório)

Esta petrofácies é composta por: arenitos lamosos, lamitos arenosos e arenitos muito finos intercalados com lamitos e corresponde a associação de fácies IV. Estas lâminas têm um grau de seleção que varia de moderadamente selecionado a mal selecionado, a má seleção, muitas vezes, é atribuídas à presença de grãos grossos dispersos.

A principal característica desta petrofácies é a presença de uma matriz que pode ser ora argilosa ora lamosa, mas, em ambos os casos a matriz está distribuída uniformemente por toda a lâmina.

Os arenitos lamosos são suportados por uma matriz lamosa que corresponde a menos de 40% do total da lâmina. Eles podem ser maciços ou laminados e são compostos principalmente por quartzo, feldspato e mica (normalmente biotita), os elementos traço são principalmente bioclastos (foraminífero planctônico, equinóide, bivalve), glauconita e matéria orgânica (fitoclastos). (figura 13)

Os arenitos intercalados com lamitos são de tamanho de grão muito fina, suportados por grãos e compostos principalmente por quartzo, feldspato, mica (biotita e muscovita) e intraclasto lamoso. Os elementos traços mais comuns são: matéria orgânica, bioclasto e zircão.

A clorita é o principal mineral diagenético, ela ocorre como produto de substituição da argila que compõe a matriz deposicional rica em biotitas e de intraclastos lamosos. Outro mineral diagenético importante é a pirita, ela atua como produto de substituição de cloritas, biotitas, fragmentos de rocha vulcânica e como pirita framboidal em bioclastos.

A porosidade (no caso microporosidade) está em torno de 14% a 22% (Gráfico 5) e a permeabilidade é na maioria dos casos nula (Gráfico 6). Esta alta porosidade está associada ao grau de seleção que muitas vezes é ruim devido a presença de grãos grossos dispersos e também pode ser associada a microporosidade dos argilominerais que compõem a matriz desta petrofácies.

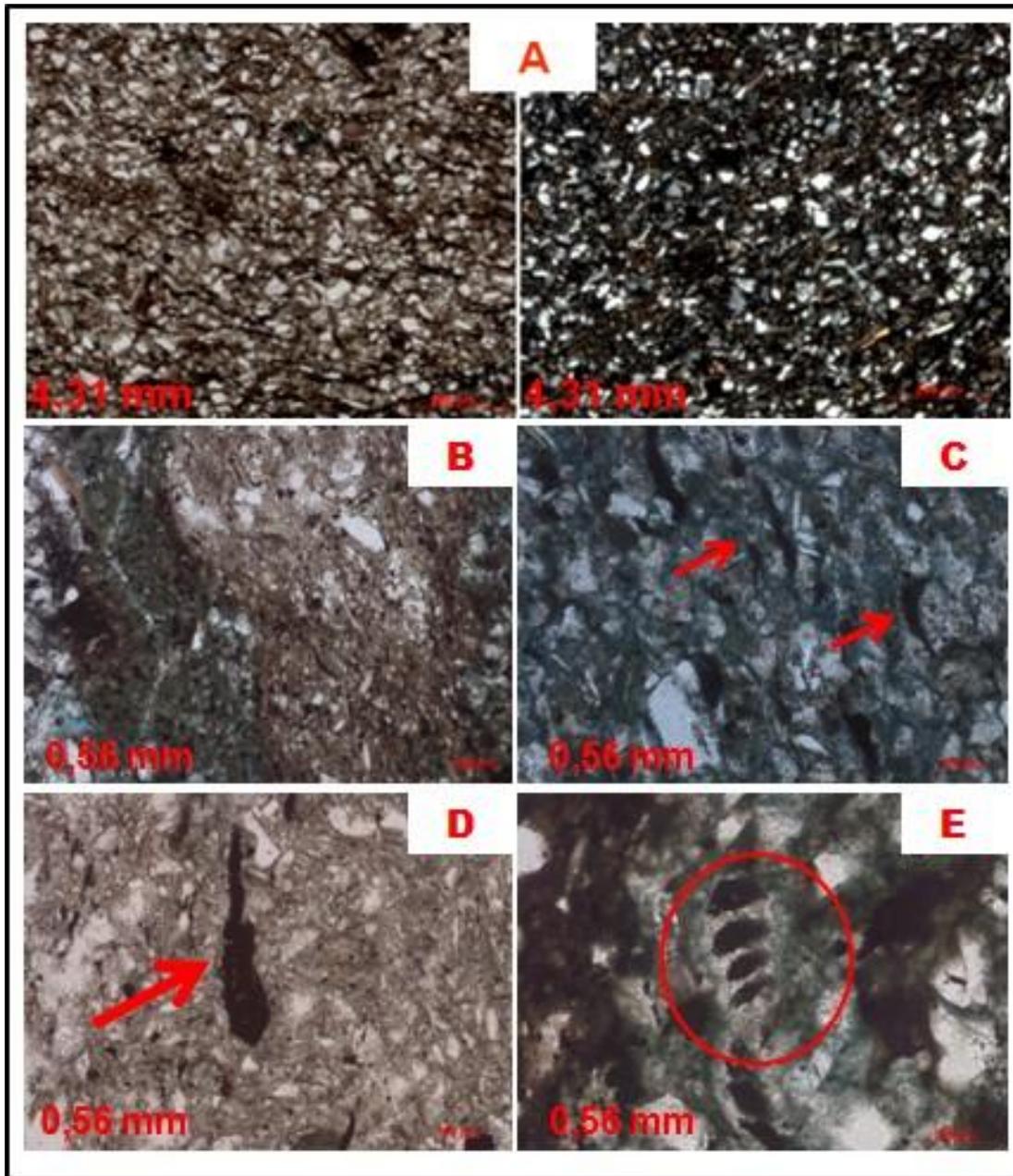


Figura 13 – Petrofácies “C” - Lâmina de Amostra Lateral. A) Visão geral da lâmina. À esquerda com nicóis descruzados e à direita com nicóis cruzados. **B)** Substituição da matriz argilosa por clorita. **C)** Biotitas totalmente preenchidas por pirita. **D)** Matéria orgânica. **E)** Bioclasto.

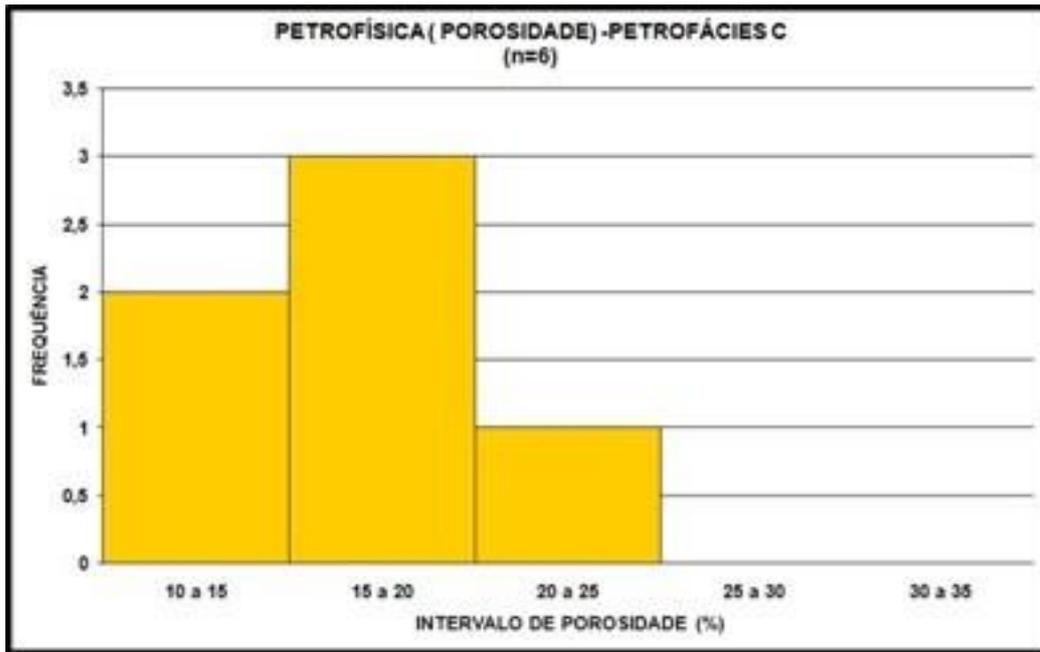


Gráfico 5 – Histogramas mostrando a porosidade mais freqüente na petrofácies C. Para 6 lâminas analisadas (n=6).

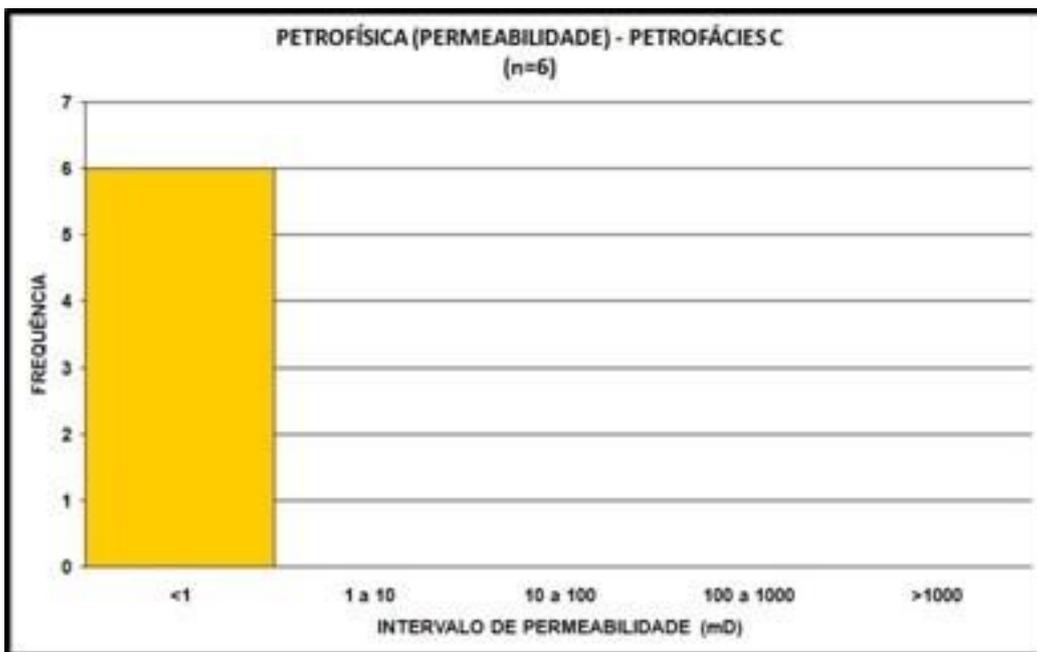


Gráfico 6 - Histogramas mostrando a permeabilidade mais freqüente na petrofácies C. O eixo das ordenadas mostra a frequência e o eixo das abscissas mostra os intervalos de permeabilidade. Para um total de 6 lâminas analisadas (n=6).

6. 4 Petrofácies “D” (Arenitos Cimentados)

Esta última petrofácies é caracterizada por arenitos maciços e raramente laminados, suportados por cimento de calcita que resulta em uma permeabilidade nula. Há uma parcela da associação de fácies II que está cimentada e esta corresponde a petrofácies “D”.

Estes arenitos são muito finos a finos com uma seleção bastante variável podendo ser bem selecionados até mal selecionados devido à presença de grãos grossos dispersos em algumas lâminas.

Os principais constituintes mineralógicos desta petrofácies são: quartzo, feldspato, mica (biotita e muscovita). Os bioclastos de foraminíferos planctônicos são elementos traços comuns, assim como os fragmentos de rocha vulcânica. Zircão e glauconita são menos expressivos. (figura 14)

A calcita e a clorita são os principais constituintes diagenéticos desta petrofácies. Pela observação das lâminas pode-se inferir que inicialmente estes arenitos eram compostos por uma matriz lamosa e devido à bioturbação espaços porosos foram criados e os mesmos preenchidos por calcita e em menor quantidade por dolomita. Nas porções onde ainda há concentração de matriz lamosa, estas estão substituídas por clorita.

A porosidade está em torno de 10% (Gráfico 7) e a permeabilidade é nula, (Gráfico 8) como já foi dito acima. Na petrofácies D, quando há poros eles têm tamanho em torno de 3 μm e os grãos tem tamanho médio de 45 μm . Novamente a resposta da porosidade está associada a microporosidade da matriz deposicional (argilominerais) e do cimento de calcita diagenética.

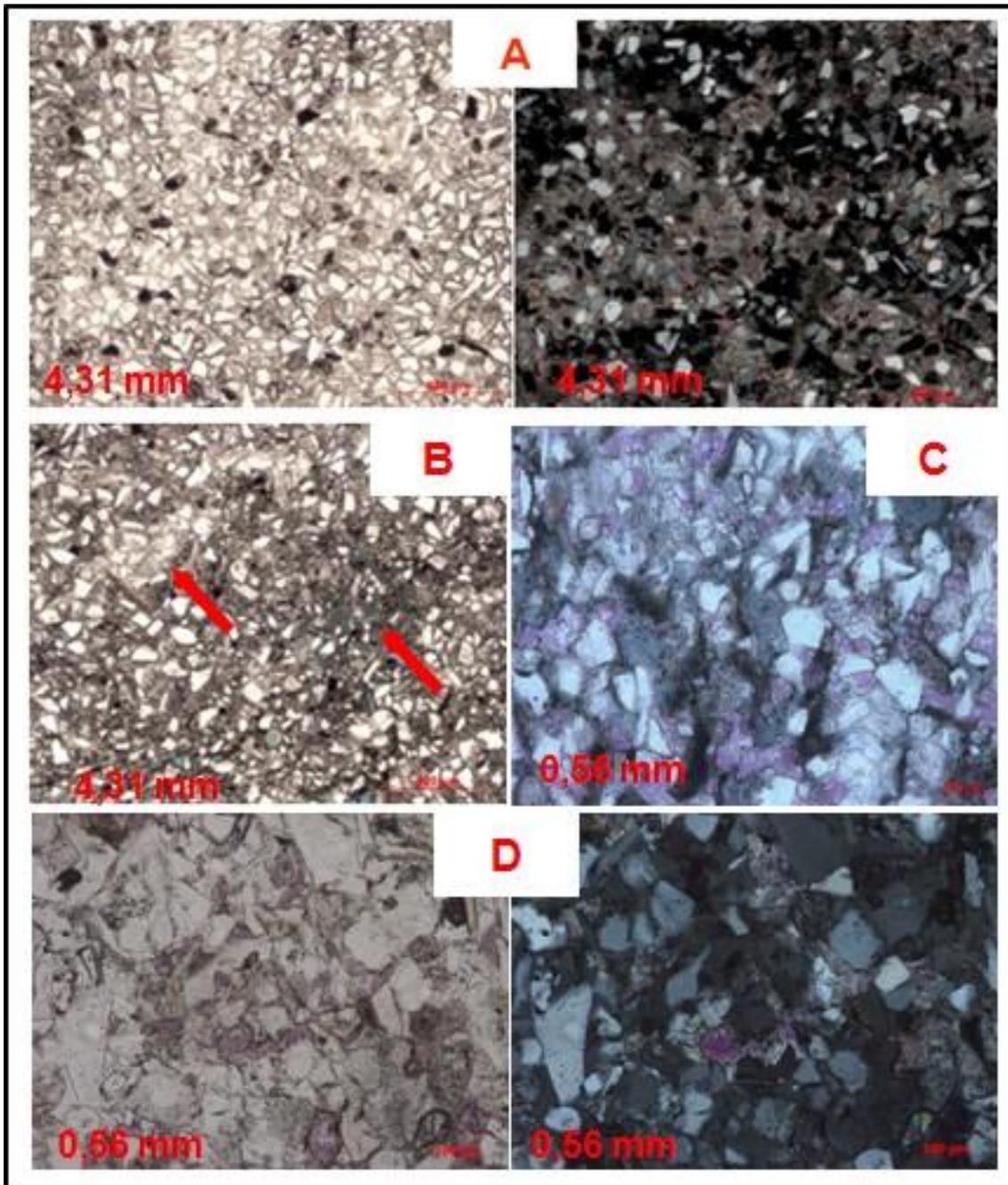


Figura 14 – Petrofácies “D” - Lâmina de amostra lateral do poço 2. Profundidade 3530,50m. A) Visão geral da lâmina. À esquerda com nicóis descruzados e à direita com nicóis cruzados. B) lâmina com bioturbação, a calcita cresceu onde a bioturbação gerou porosidade secundária. C) Clorita (verde) e calcita (cor rosada) intergranulares, como produto diagenético. D) Calcita intergranular (rosada) preenchendo todo o espaço poroso disponível, à direita com nicóis paralelos e a esquerda com nicóis cruzados, onde há realce da calcita devido sua cor de interferência.

Obs: A calcita está com tonalidade rosa pálido devido ao reagente Alizarina, o qual é utilizado para a identificação dos carbonatos.

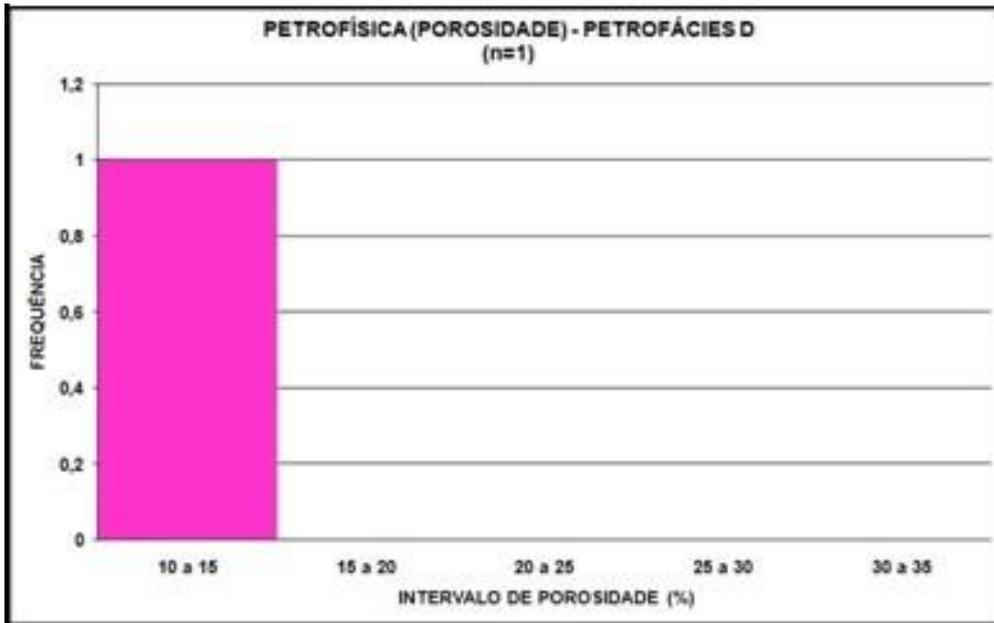


Gráfico 7- Histogramas mostrando a porosidade mais freqüente na petrofácies D. Para 1 lâmina analisada (n=1).

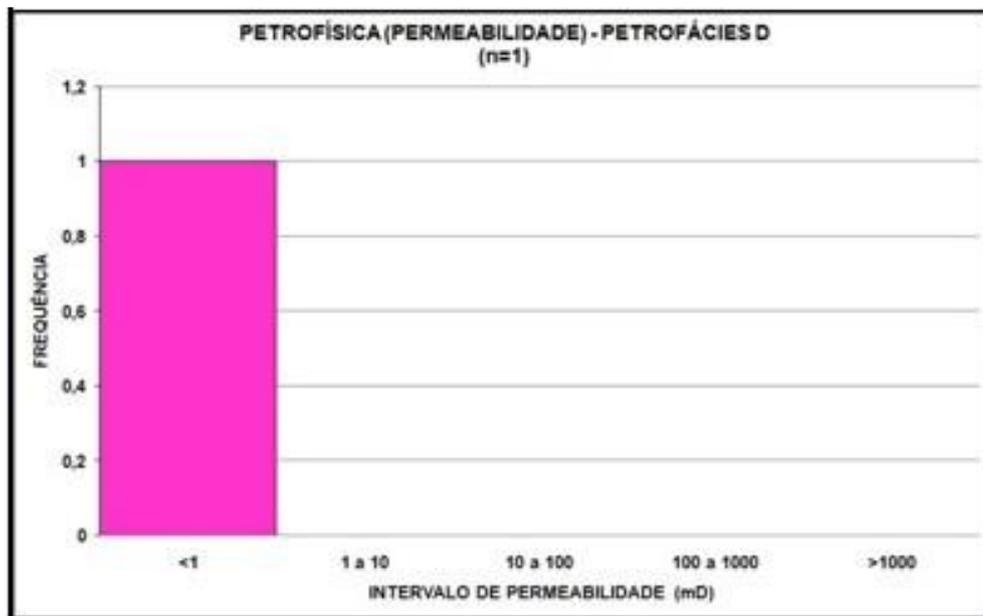


Gráfico 8- Histogramas mostrando a permeabilidade mais freqüente na petrofácies D. O eixo das ordenadas mostra a frequência e o eixo das abscissas mostra os intervalos de permeabilidade. Para um total de 1 lâminas analisadas (n=1).

6. 5. – Análise dos fatores que controlam a permoporosidade dos reservatórios

A porosidade e a permeabilidade são as propriedades petrofísicas básicas relacionadas à produtividade de um reservatório de hidrocarboneto.

A porosidade refere-se ao espaço disponível para um fluido se armazenar; ela é expressa como a relação entre o volume do espaço poroso em relação ao volume total de uma rocha. A porosidade é expressa em porcentagem.

$$\Phi = V_{\text{vazios}} / V_{\text{total}} (\times 100)$$

(Sendo ϕ a porosidade e V o volume)

A permeabilidade indica o quão fácil ou difícil será retirar o fluido da rocha, ou seja, é a propriedade que a rocha tem de permitir a passagem de quaisquer fluidos através dos seus interstícios (poro e fratura) sem que esta se deforme estruturalmente. Em outras palavras, a permeabilidade é uma medida da condutividade de fluidos em um material. Ele é medido com base na Lei de Darcy, a qual é dada pelo escoamento laminar através de um meio poroso.

6.5.1 – Características permoporosas baseada em petrofácies e associações de fácies

Como apresentado no subitem anterior temos que a petrofácies A é o melhor reservatório com alta porosidade e permeabilidade. Pelo gráfico 9 observa-se uma boa definição das petrofácies quanto a permoporosidade.

Em azul (gráfico 9) está representada a petrofácies A, que é o melhor reservatório, ela seria representativa das associações de fácies I (arenito muito fino, laminado e bioturbado) e II (arenito muito fino, maciço e bioturbado), referentes aos locais onde a bioturbação é incipiente. Observa-se que permeabilidade é alta (acima de 100 mD) e a porosidade está acima de 25%.

Em verde (Gráfico 9) temos a petrofácies B, a qual apresenta uma bioturbação bastante atuante, ela também seria representativa das

associações de fácies III, no entanto seriam aquelas porções do testemunho onde a bioturbação varia de moderada a intensa. Observa-se (gráfico 9) uma permeabilidade inferior ao da petrofácies A, neste caso o máximo valor de permeabilidade é em torno de 10 mD, e os menores valores estão em torno de 1 mD. A porosidade está entre 20% e 25%.

Analisando ainda a petrofácies B, é possível inferir que a bioturbação teve um papel fundamental na baixa qualidade permoporosa do reservatório, já que ocasiona uma destruição da estrutura original da rocha, mistura o material sedimentar e insere novos materiais como a lama.

A petrofácies C, representada pela cor laranja (gráfico 9), seria representativa da associação de fácies IV. Observa-se que a porosidade varia de 15% a 23%, no entanto a permeabilidade é praticamente nula. Isto ocorre porque a quantidade de matriz nestas amostras é elevada ou no caso das amostras representativas da associação de fácies III há uma sucessão entre porções de arenito e lamito, este último proporciona permeabilidade nula.

A petrofácies D está representada pela cor rosa (gráfico 9), ela seria representativa da associação de fácies II (nas porções cimentadas por calcita). Esta petrofácies não é reservatório, pois está cimentada por calcita e tanto a permeabilidade como a porosidade são baixas. A porosidade está ao redor de 10% e a permeabilidade pode ser considerada nula (menor que 0,1 mD).

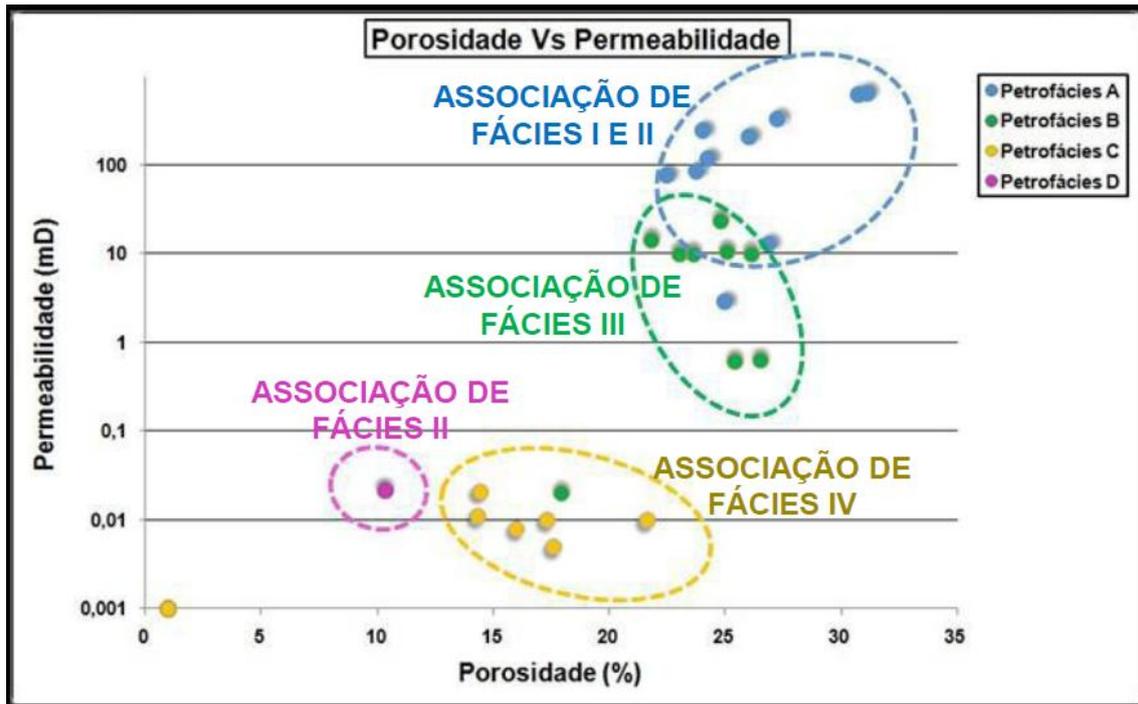


Gráfico 9 - Porosidade versus permeabilidade, por petrofácies.

6. .5.2 – Características permoporosas baseado nos poços

Os poços não apresentam a mesma qualidade permoporosa, alguns são ricos em litofácies que são reservatório e outros são ricos em litofácies que não são reservatório. Estas características podem estar associadas ao modelo deposicional.

No poço 1 (gráfico 10) observa-se que há predomínio da petrofácies A, totalizando mais de 60% das amostras.

No poço 2 (gráfico 10) predomina a petrofácies B, cerca de 50% do total de amostras. Há também uma boa quantidade de petrofácies A, quase 32%.

No poço 3 (gráfico 10) há um certo equilíbrio entre a quantidade de amostras que representam as petrofácies A e C, cada uma corresponde a cerca de 40% das amostras deste poço.

No poço 4 (gráfico 10) há predomínio da petrofácies C, cerca de 65%. A petrofácies A também está bem representada, cerca de 30% das amostras.

No poço 5 (gráfico 10) há predomínio da petrofácies C, correspondendo a 50% das amostras. Há cerca de 30% de amostras referentes à petrofácies C e 20% das amostras são correspondentes a petrofácies A.

Assim temos que o poço 1 é o mais rico em rochas referentes a petrofácies A, a qual é o melhor reservatório, seguido do poço 3. Os poços 2 e 4 têm uma porcentagem de rocha reservatório muito próximo, no entanto o poço 2 pode ser considerado de melhor qualidade porque é rico em rochas da petrofácies B, enquanto o poço 4 é rico em rochas da petrofácies C. O poço 5 é o que tem menor qualidade em termos de rochas reservatório.

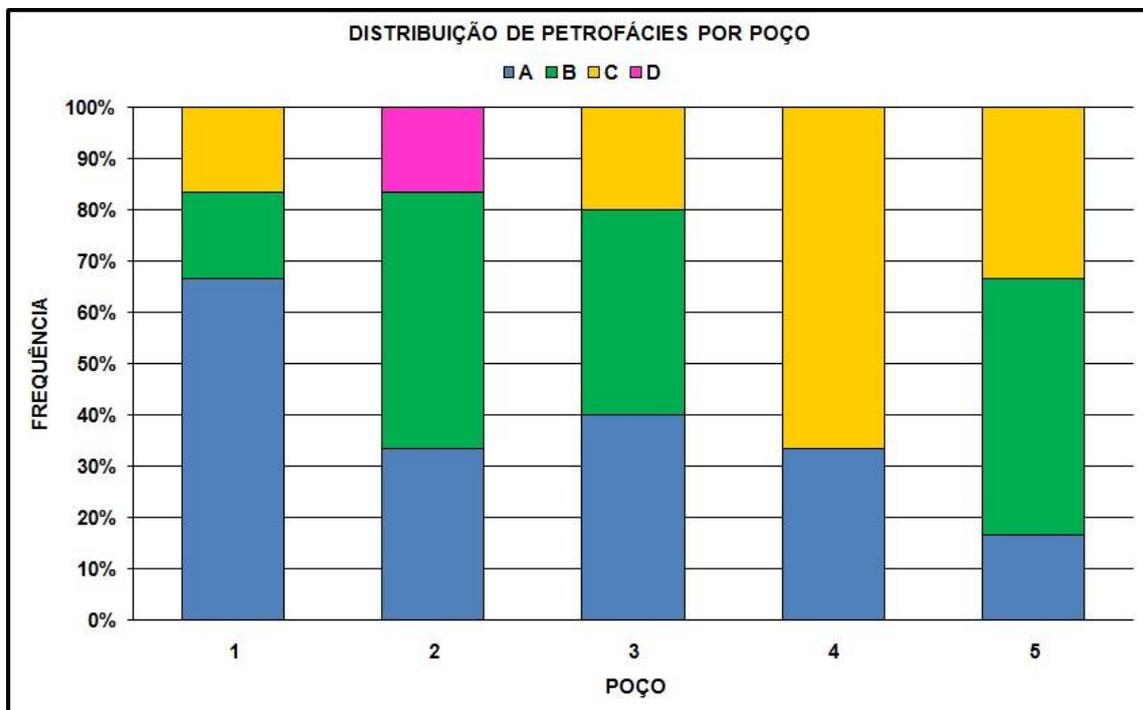


Gráfico 10 – Distribuição das petrofácies por poço. No eixo das ordenadas está representada a porcentagem de cada petrofácies e no eixo das abscissas está representado cada poço.

6.6 – Análise Composicional

A análise dos constituintes detríticos obtidos por meio de contagem modal e posteriormente normalizada para 100% (tabela 5) constatou que os grãos do arcabouço são compostos predominantemente por quartzo monocristalino, seguido por quartzo policristalino. Os grãos de feldspato são o

segundo mais abundante, eles são representados pelo plagioclásio. Ortoclásio e microclínio são pouco expressivos em todas as lâminas analisadas.

As micas (principalmente biotita) têm boa representatividade em algumas lâminas da petrofácies A, B e C. As petrofácies A e B também têm uma considerável porcentagem de fragmentos de rochas, dentre elas as vulcânicas (principalmente traquito) são as mais expressivas, fragmentos de rochas metamórficas e plutônicas também são encontrados, porém em uma porcentagem pouco expressiva. A petrofácies B apresenta ainda uma alta porcentagem de intraclasto lamoso e clorita diagenética.

A relação percentual entre os grãos de quartzo, feldspato e fragmentos líticos foi plotado em diagrama triangular de Folk (1968). O resultado mostra um predomínio de arenitos arcósios, apenas três amostras (duas da petrofácies A e uma da petrofácies B) são arcósios líticos. (figura 15)

Poço	Profundidade (m)	Petrofácies	Composição Mineralógica (%)			Classificação
			Quartzo	Feldspato	Fragmentos Líticos	
1	3531,00	A	38,67	22,67	4,33	Arcósio
1	3622,70	A	43,67	29	6	Arcósio
1	3868,50	A	44	27,67	5,33	Arcósio
1	3876,20	A	42	25,33	14	Arcósio Lítico
1	3626,80	B	42,33	20	15,33	Arcósio Lítico
1	3600,50	C	30,33	29,33	3,33	Arcósio
2	3887,00	A	36	40,33	5,67	Arcósio
2	3617,00	A	42,33	23,33	6	Arcósio
2	3622,10	B	29,67	20,33	4,67	Arcósio
2	3627,55	B	36,33	27	3,33	Arcósio
2	3634,55	B	33	24,67	4	Arcósio
2	3530,50	D	40,67	14,67	2	Arcósio
3	3557,00	A	42,33	26	7,33	Arcósio
3	3526,00	A	38,33	19,67	10,33	Arcósio Lítico
3	3601,00	B	30,67	21,67	5,33	Arcósio
3	3626,80	B	37,33	20	5,33	Arcósio
3	3548,50	C	32,68	22,57	0,39	Arcósio
3	3713,00	C	28,67	27	1,33	Arcósio
4	3618,00	A	43,33	26,33	6	Arcósio
5	3618,50	B	28	33,67	2,67	Arcósio
5	3689,00	B	27,67	34,67	1,67	Arcósio
5	3739,00	B	24,33	27	3,33	Arcósio
5	3762,00	B	23	32	1	Arcósio

Tabela 6 – Tabela demonstrativa da contagem modal. Distribuição dada por poço, profundidade de cada lâmina delgada, composição mineralógica principal e classificação litológica.

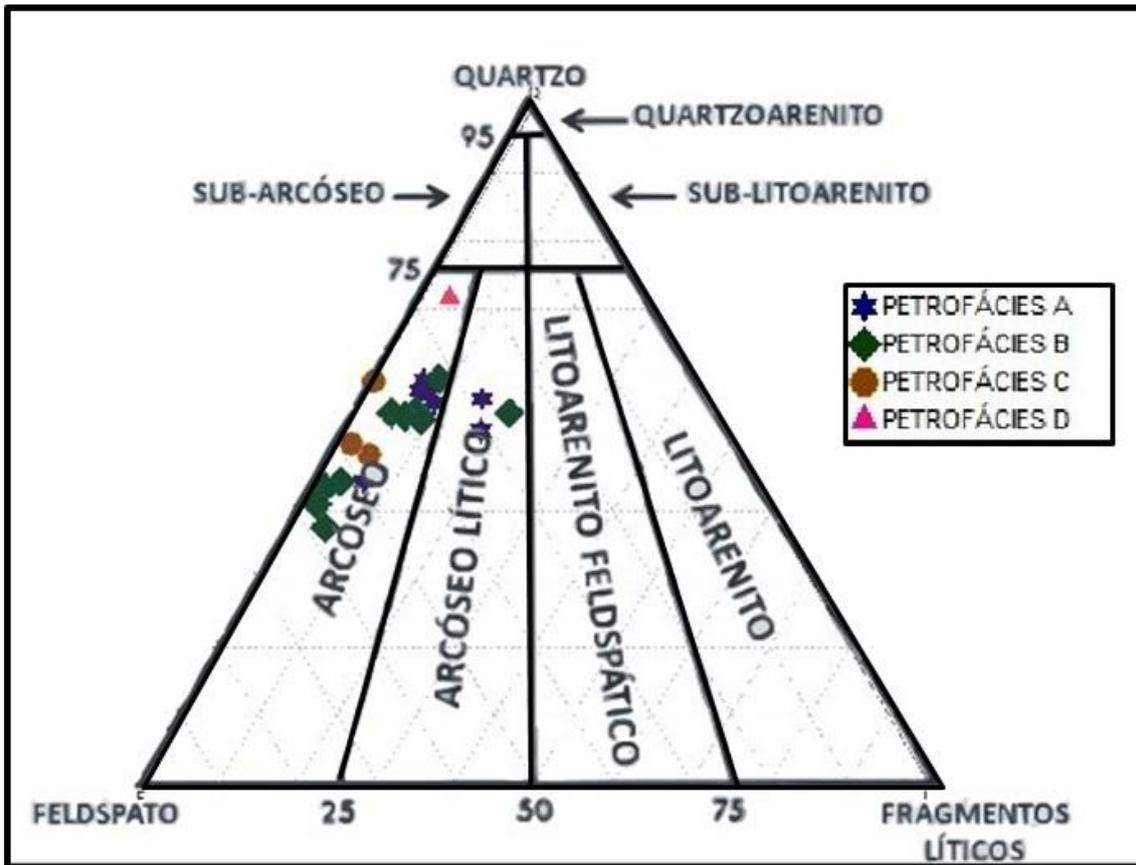


Figura 15 – Diagrama ternário adaptado de Folk (1968). As amostras que passaram por contagem modal estão representadas de acordo com suas petrofácies.

7. Modelo Depositional

O testemunho estudado está a uma profundidade de 3616,00 m a 3631,95 m (pode ser visto nos perfis estratigráficos – anexo III) e as lâminas delgadas estão em um intervalo de 3531,00 m a 3862,00 m (pode ser verificado na tabela do anexo II). Em um ambiente de sedimentação marinho estas profundidades estão em um contexto de sopé de talude onde segundo Suguio (2003) as profundidades variam de 1373 m a 5185 m.

No testemunho do campo de Uruguá, de uma forma geral, os arenitos são bem selecionados e os grãos são muito finos a finos e em muitas porções estes arenitos estão intercalados com lamitos. O testemunho também apresenta-se intensamente bioturbado.

Diante do que foi observado nas descrições e levando-se em consideração a profundidade em que se encontram as rochas e também considerando o contexto regional, entende-se que os depósitos sedimentares teriam sido transportados para as porções profundas da bacia através de depósitos de turbiditos que são responsáveis por uma grande porcentagem das deposições subaquosas em bacias. Segundo Shanmugan (2008) trata-se de um fluxo gravitacional no qual o sedimento é transportado em suspensão por um fluxo turbulento.

Estes turbiditos seriam retrabalhados por corrente de fundo (figura 16). Segundo Shanmugan (2008), os depósitos de corrente de fundo são conduzidos por ondas termohalinas ou por maré, eles persistem por um longo período de tempo e podem desenvolver situações de equilíbrio. Também apresentam oscilações nas condições de energia e o transporte das areias ocorre primariamente por tração.

Segundo Ito (2002), a sucessão vertical das correntes de fundo é caracterizada por estruturas de tração, laminação paralela e laminações cruzadas; associadas à gradação inversa, além de superfícies erosivas recobertas com camadas de argila (figura 17). Mutti & Carminatti (2012) dizem ainda que depósitos de corrente de fundo são marcados por bioturbações e os arenitos têm tamanho de grão fino.

Esta hipótese é sustentada pelos truncamentos (ver perfis estratigráficos – anexo III) em algumas laminações (centimétricas) de arenito que costumam ocorrer aos pares. A bioturbação presente em todo o testemunho que varia de incipiente até intensa pode ser consequência da abundância de nutrientes transportados por estas correntes permitindo a existência de uma fauna local. Esta fauna e entrada de nutrientes são evidenciadas pela presença significativa de fragmento de bioclastos e de icnofósseis (em menor proporção).

O mecanismo de ondas internas foi desconsiderado porque não há evidência de fluxo bidirecional (importante para explicar este mecanismo) além de que segundo Yobin *et.al.* 2011 neste tipo de depósito a bioturbação é rara. Já o mecanismo de fluxo combinado foi desconsiderado porque não foi visto neste testemunho estratificação do tipo *hummocky* (principal estrutura sedimentar deste mecanismo deposicional) e também não há marcas de sola.

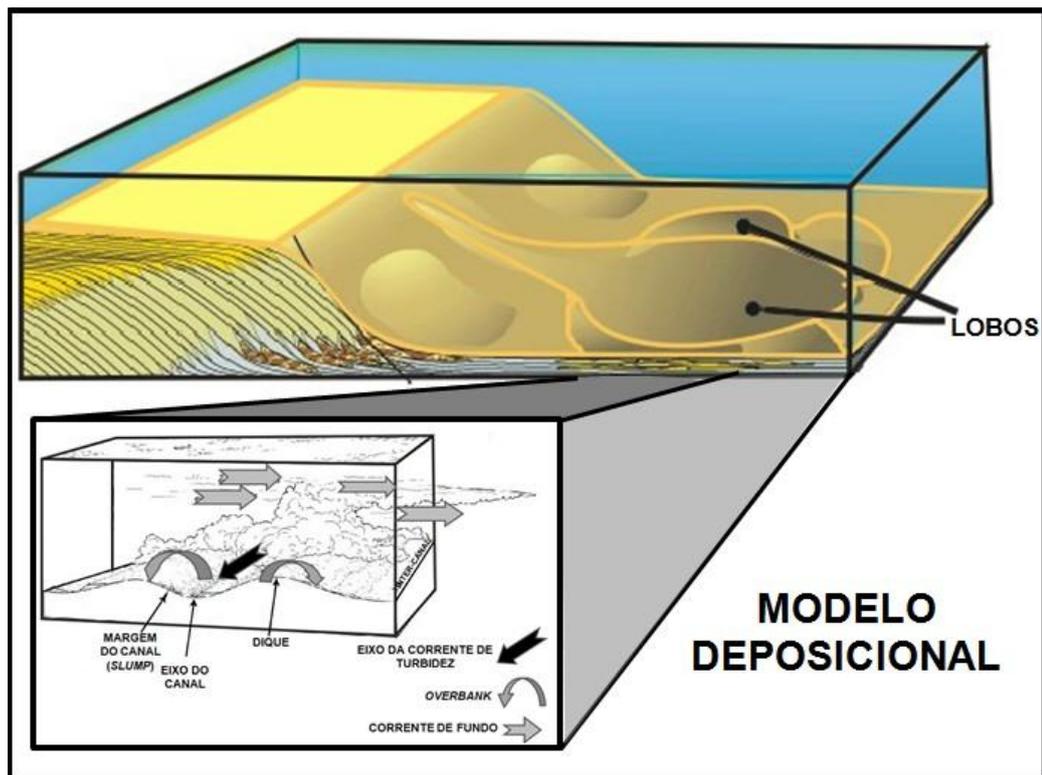


Figura 16 - Modelo deposicional para o Campo de Uruguá. Após a deposição dos sedimentos (figura colorida) os mesmos foram retrabalhados por correntes de fundo (figura preta e branca). (Adaptado de Shanmugan, 2008)

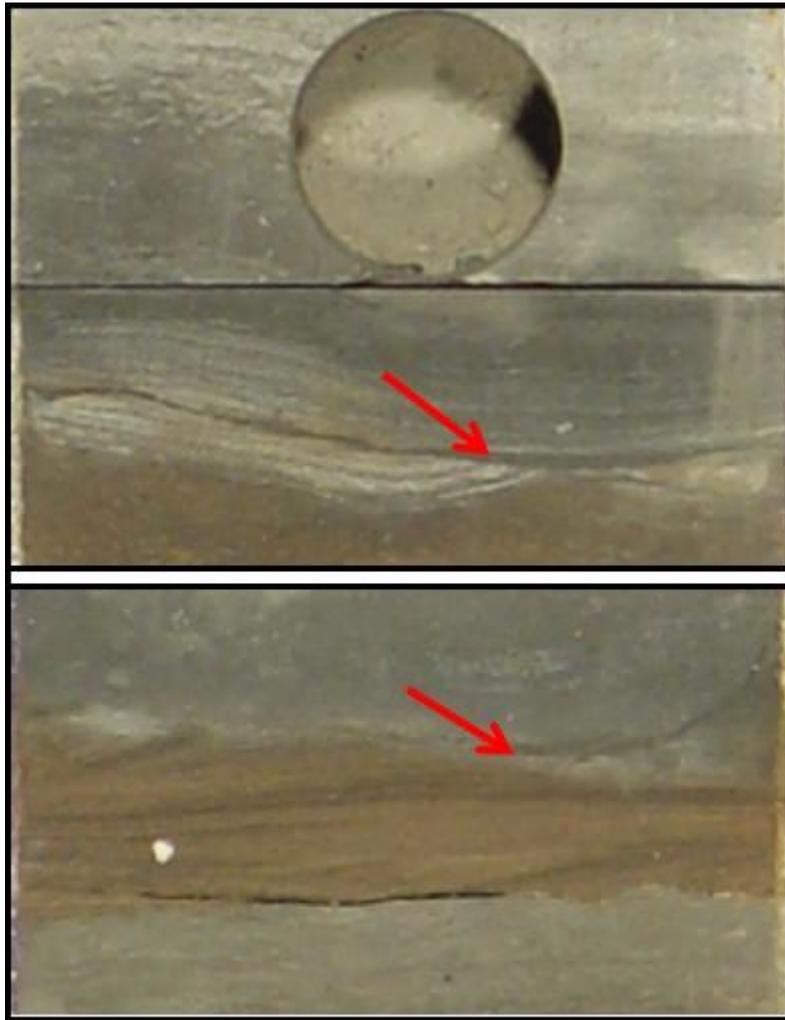


Figura 17- Contato superior erosivo de camadas arenosas finas com lamitos (sobrepostos). As setas indicam feições de erosão.

8. Considerações Finais

Este TCC pretendeu contribuir com a exploração e caracterização de reservatório no Campo de Uruguá, através da apresentação de um modelo deposicional e estudo de permoporosidade. Este trabalho procurou apresentar resultados obtidos a partir de estudos realizados no laboratório de sedimentologia e estratigrafia da UO-BS, na empresa Petrobras.

A análise do testemunho do poço 2 permitiu a identificação de litofácies e o agrupamento das mesmas em cinco associações de fácies, as quais variam de arenito fino a muito fino a lamitos. Com base em granulometria, textura e estruturas sedimentares.

- Associação de Fácies I - Arenito muito fino a fino, laminado e bioturbado;
- Associação de Fácies II - Arenito muito fino a fino, maciço e bioturbado;
- Associação de Fácies III – Interestratificação de arenito muito fino e lamito;
- Associação de Fácies IV – Arenito lamoso;
- Associação de Fácies V - Lamito;

A partir do estudo petrográfico foram observadas algumas características do modelo deposicional que não estavam evidentes no estudo macroscópico. A boa seleção dos arenitos, gradação inversa, baixa deposição de matriz argilosa e ainda bioclastos microscópicos (como foraminíferos planctônicos) que compunham a fauna local.

Ainda com o estudo petrográfico foi possível avaliar a qualidade permoporosa das rochas que compõem este modelo deposicional. Chegou-se a uma porosidade média em torno de 25% enquanto que a permeabilidade média está em torno de 10 a 100 mD nas petrofácies A e B (que se referem às associações de fácies I, II e III) e menor de 1 mD nas petrofácies C e D (que se referem as associações de fácies IV e os arenitos cimentados a associação de fácies II). A bioturbação contribui para a redução da qualidade do reservatório.

Com base na descrição, associação de fácies e estudo de lâminas petrográficas, o mecanismo deposicional que melhor se enquadrou foi o de fluxo gravitacional retrabalhado por corrente de fundo.

Referências Bibliográficas

Arnott, R. W. C. *Quasi-planar-laminated sandstone beds of the Lower Cretaceous Bootlegger Member, North-central Montana: evidence of combined-flow sedimentation. Journal of Sedimentary Petrology*. Vol. 63, n°03, p488-494. Maio de 1993.

Bahlis, Andréa Bressani. Padrões da autigênese da clorita e sua influência sobre a qualidade de reservatório dos arenitos cretácicos da Bacia de Santos. 2011. Dissertação (Mestre em Geociências). Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2011.

Bizzi, L. A.; Schobbenhaus, C.; Vidotti, R. M. & Gonçalves, J. H. Bacias Sedimentares da margem continental brasileira (capítulo III). CPRM. Brasília. 2003.

Caldas, Manuela Fernandes. Reconstituição cinemática e tectono-sedimentação associada a domos salinos nas águas profundas da Bacia de Santos, Brasil. 2007. Dissertação (Mestre em engenharia civil). Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2007.

Chang, H. K; Assine, M. L; Corrêa, F. S; Tinen, J. S; Vidal, A. C. & Koike, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências*. Vol. 38. p 29-46. Junho de 2008.

Conceição, J. C. J.; Zalán, P. V. & Wolff, S. Mecanismo, evolução e cronologia do *rift* Sul-Atlântico. *Boletim de Geociências da Petrobrás*. Rio de Janeiro. Vol2, p 255-265. 1988

Della Fávera, J. C. Fundamentos de estratigrafia moderna. Editora UERJ (Universidade do Estado do Rio de Janeiro) 264 p. Rio de Janeiro 2001.

De Ros, L. F; Goldberg, K. *Reservoir Petrofacies: a Tool for Quality Characterization and Prediction*. In: *AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, CA, 2007*.

Dickinson, W. R. *Interpreting provenance relation from detrital modes of sandstone*. In: Zuffa, G. G. (ed.) *Provenance of arenites, Boston: D. Reidel Publishing Company*. P 333-361. 1985

Etchebehere, M. L. & Saad, A. R. Associações de Fácies em depósitos Neoquaternários de terraço na Bacia do Rio do Peixe, região ocidental paulista. *Revista Geociências da Unesp, São Paulo*. Vol. 22, n°01, p5-16. 2003

Ferreira-Junior & Castro. Associação vertical de fácies e análise de elementos arquiteturais: concepções concorrentes e complementares na caracterização

de ambientes aluviais. Revista Eletrônica de Ciência da Terra (GEOTIC – Sociedade geológica de Portugal). Vol 1, n°1. 2001.

Folk, R. L. *Petrology of sedimentary rocks*. Hemphill Publish Company, Austin-Texas. 1968.

Giles, M. R. & Marshall, J. D. *Constraints on the development of secondary porosity in the subsurface: re-evaluation of processes*. Shell Research B.V. 1986.

He, You-Bin; Luo, Jin-Xiong; Li, Xiang-Dong; Gao, Zhen-Zhong & Wen, Zhan. *Evidence of internal-wave and internal-tide deposits in the Middle Ordovician Xujiajuan Formation of the Xiangshan Group, Ningxia, China*. Geo-MarL. Vol.31. p 509-523. Agosto de 2011.

He, You-Bin; Luo; Gao, Zhen-Zhong; Luo, Jin-Xiong; Luo Shunshu & Liu Xuefeng. *Characteristics of internal-wave and internal-tide deposits and their hydrocarbon potential*. Pet. Sci. Vol. 5. P 37-44. 2008.

Ito M. *Kuroshio current-influenced sandy contourites from the plio-pleistocene Kazusa forearc basin, Boso Peninsula, Japan*. Geological Society of London. Memoirs. Vol. 22. p. 421- 432. 2002.

Ketzer, J. M. & Morad, S. *Predictive distribution of shallow marine, low-porosity (pseudomatrix-rich) sandstones in a sequence stratigraphic framework—example from the Ferron sandstone, Upper Cretaceous, USA*. Elsevier. *Marine and Petroleum Geology*. Vol. 23, p 29-36. 2006.

Macedo, J. M. *Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes*. Boletim de Geociências da Petrobras. Vol 3. n° 3. p 159-173. 1989.

Menezes, M. R. F. *Estudos Sedimentológicos e o Contexto Estrutural da Formação Serra do Martins, nos Platôs de Portalegre, Martins e Santana, RN*. 1999. Dissertação (Mestre em Geologia). Instituto de Geologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. (UFRN), Natal. 1999.

Moreira, J. L. P.; Madeira, C. V.; Gil, J. A. & Machado, M. A. P. *Bacia de Santos*. Boletim de Geociências da Petrobras. Vol. 15. n° 2. p 531-549. 2007.

Mulder, T. 2003. *Hyperpicnal flows: triggering, motion and deposits*. AAPG *International Conference*. Barcelona, Espanha. 21 a 24 de Setembro de 2003.

Mutti, Emiliano & Carminatti, Mario. *Deep – water sands of the Brazilian offshore basins*. Adaptado da apresentação oral na conferência e exibição internacional da AAPG (*American Association of Petroleum Geologists*) em Milão- Itália (Outubro de 2011). Janeiro de 2012.

Mutti, Emiliano. *Turbidite systems and their relations to the depositional sequences*. In: G. G. Zuffa (ed.). *Provenance of Arenites. NATO-ASI Series*. Reidel Publishing Company, p. 65-93. 1985

Paisani, J. C. Análise morfométrica e de textura superficial de grãos utilizada na identificação de litofácies eólica e de dissipação em rampa arenosa/dissipação: o caso da Praia Mole (Ilha de Santa Catarina). *Geosul Florianópolis*. Vol. 20, nº39, p 105-118. Jan/Jun de 2005.

Pemberton, S.G.; MacEachern, J.A.; Ranger, M.J. *Ichnology and event stratigraphy: the use of trace fossils in recognizing tempestites*. In: S.G. Pemberton, ed., *Applications of ichnology to petroleum exploration, a core workshop*. *SEPM Core Work-shop* 17: 85–117. 1992.

Pereira, M. J. & Feijó, F. J. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobrás*. Vol. 8. nº1. p 219-234. 1994.

Pettijohn, F. F.; Potter, P. E. & Siever, R. *Sand and Sandstone*. New York. Springer Verlag. 618p. 1973.

Posamentier, H. W. & Walker, R. G. *Facies Models Revisited*. *SEPM (Society for Sedimentary Geology)*. Tulsa, Oklahoma, USA. 2006.

Seilacher, A. *Bathymetry of trace fossils*. *Marine Geology*, 5:413-428. 1967.

Selley, R. C. *Ancient sedimentary environments and their subsurface diagnosis*. Chapman and Hall. 287p. 1996.

Shanmugan, G. *Deep - water bottom current and their deposits (Chapter 5)*. Department of Earth and Environmental Sciences, The University of Texas at Arlington, Arlington, TX, USA. 2008

Shanmugan, G. *Discussion of He et.al. (2011, Geo-Marine Letters) Evidence of internal-wave and internal-tide deposits in the Middle Ordovician Xujiajuan Formation of the Xiangshan Group, Ningxia, China*. *Geo Mar Lett*. Outubro de 2011.

Stanton, P. T. & Wilson, M. D. *Measurement of independent variables - composition (Chapter 14)*. p 277-291. 1994

Stow, D. A. V.; Faugères, J. C.; Howe, J. A.; Pudsey, C. J. & Viana, A. R. *Bottom currents, contourites and deep-sea sediment drifts: current state-of-the-art*. *Geological Society of London*. *Memoirs*. Vol. 22. p. 7-20. 2002.

Suguio, Kenitiro. *Geologia Sedimentar*. Ed. Edgard Blücher LTDA. 400 p. 2003.

Teixeira, W.; Toledo, M. C. M.; Fairchild, T. R.; Taioli, F. *Decifrando a Terra*. Ed. Oficina de textos. 558p. 2003.

Tucker, M. E. *Sedimentary petrology: an introduction to the origin of sedimentary rocks*. London: Blackwell Science. 262p. 2001.

Yobin, H.; Zhen-Zhong, G.; Jinxiong, L.; Shunshu, L. & Xuefeng L. *Characteristics of internal-wave and internal-tide deposits and their hydrocarbon potential*. *Pet. Sci.* Vol. 5, p 37-44.2007.

Yobin, H.; Jinxiong, L.; Xiang-Dong, L.; Zhen-Zhong, G. & Wen, Z. *Evidence of internal-wave and internal-tide deposits in the Middle Ordovician Xujiajuan Formation of the Xiangshan Group, Ningxia, China*. *Geo-Mar Lett.* Vol. 31, p 509-523. 2011.

Fontes Eletrônicas:

<http://www.aprh.pt/rgci/glossario/escala.html>. Acesso em 15 de Janeiro de 2012.

<http://woc.uc.pt/dct/class/getmaterial.do?idclass=309&idyear=6>. Acesso em 15 de Janeiro de 2012.

Blog de Marcus Vinícius - Petróleo e Gás. 2011
<http://marcuspetroleoegas.blogspot.com.br/2011/07/bacia-de-campos-ja-e-2-principal.html>. Acesso em 15 de Janeiro de 2012.

www.anp.gov.br/brasil-rounds (Quarta rodada de licitações – Bacia de Santos). Acesso em 02 de Abril de 2012.

Petróleo ETC. Publicação *on-line* 27/08/2010. Disponível em:
<http://www.petroleoetc.com.br/fique-sabendo/bacia-de-santos/> Acesso em 02 de Abril de 2012.

RIMA- Relatório de Impacto Ambiental- Atividade de perfuração marítima na área geográfica, Bacia de Santos e termo de ajuste de conduta da Bacia de Santos, Setembro de 2010. Disponível em:
<http://www.itanhaem.sp.gov.br/rima_agbs.pdf> Acesso em 02 de Abril de 2012.

www.ufpa.br/.../Sedimentos%20e%20Rochas%20sedimentares.doc. Acesso em 15 de janeiro de 2012. (Por Vicente Caputo)

http://www.lapes.ufrgs.br/discpl_grad/geologia1/peroni/apostilas/9a_sedimentares_2003.pdf. Acesso em janeiro de 2012.

Anexo I

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

RESOLUÇÃO ANP Nº 23, DE 14.7.2009 - DOU 15.7.2009

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso de suas atribuições legais, com base na Resolução de Diretoria nº 613, de 7 de julho de 2009, considerando o disposto no art. 5º, § 3º, da Portaria ANP nº 114, de 5 de julho de 2000, que estabelece a disponibilização gratuita de dados públicos às universidades para fins estritamente acadêmicos, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Ficam estabelecidos a Linha de Pesquisa e o Programa de Pesquisa que serão a referência a ser adotada pelas universidades e instituições de pesquisa para os requerimentos, com fins estritamente acadêmicos, de dados técnicos e informações públicas a serem disponibilizados gratuitamente pela ANP, de acordo com o Anexo I desta Resolução.

Art. 2º Ficam estabelecidas as cotas de dados técnicos e informações de que trata o art. 1º, de acordo com o Anexo II desta Resolução.

Art. 3º As solicitações de dados e informações objeto desta Resolução serão feitas por meio de departamento ou unidade similar, integrantes da universidade ou instituição de pesquisa, com periodicidade não inferior a 6 (seis) meses.

Art. 4º Para o volume de dados e informações requeridos que exceder as cotas estabelecidas no Anexo II desta Resolução, ou que não se destinem a finalidade exclusivamente acadêmica, será cobrado o valor equivalente ao fixado no "Termo de Autorização de Uso do Banco de Dados de Exploração e Produção" como serviços adicionais na modalidade ANP1.

Parágrafo único. Somente obterá os dados de que trata o caput a universidade ou instituição de pesquisa que celebrar o "Termo de Autorização de Uso do Banco de Dados de Exploração e Produção", que se encontra disponível no Escritório Central da ANP e no sítio eletrônico do Banco de Dados de Exploração e Produção - BDEP.

Art. 5º As universidades e instituições de pesquisa que obtiverem o acesso aos dados técnicos e informações públicas objeto desta Resolução ficam obrigados a entregar à ANP:

I – os relatórios finais referentes às pesquisas ou projetos acadêmicos que utilizarem os dados técnicos e informações públicas objeto desta Resolução, no prazo de 60 (sessenta) dias, contados de sua conclusão;

II – o trabalho acadêmico, no prazo de 60 (sessenta) dias, contados de sua conclusão.

III – a cópia das publicações ou periódicos, no prazo de 30 (trinta) dias, contados após o volume estar disponível ao público.

Art. 6º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Nota:

Os Anexos desta Resolução ANP foram publicados no DOU 16.7.2009.

ANEXO I(*)

Área	Linha de Pesquisa	Programa de Pesquisa	Nº
Agronomia	Ciência do Solo	Física do Solo	1
		Microbiologia e Bioquímica do Solo	2
		Química do Solo	3
Ciência da Computação	Metodologia e Técnicas da Computação	Banco de Dados	4
		Linguagens de Programação	5
	Sistemas de Computação	Hardware	6
		Software Básico	7
Geociências	Geofísica	Gamaespectrometria (K, Th, U)	8
		Geofísica Aplicada	9
		Geofísica Nuclear	10
		Geomagnetismo	11
		Geotermia e Fluxo Térmico	12
		Gravimetria	13
		Magnetometria	14
		Método Eletro-Magnético	15
		Perfilagem Geofísica	16
		Propriedade Física das Rochas	17
		Sensoriamento Remoto	18
		Sísmica de Reflexão	19
		Sísmica de Refração	20
		Sísmica de Reservatório	21
		Tomografia Sísmica	22
	Geografia Física	Geocartografia	23
		Geomorfologia	24
		Hidrogeografia	25
		Pedologia	26
	Geologia	Cartografia Geológica	27
		Análise Estrutural de Bacias	28
		Estratigrafia	29
		Geocronologia	30
		Geologia Ambiental (Análise/Estudos de Impacto Ambiental/Tratamento de Resíduos)	31
		Geologia de Desenvolvimento (Avaliação de	32

	Perfis e Testes)	
	Geologia de Exploração (Análise de Play Exploratório)	33
	Geologia de Reservatório (Modelagem de Reservatório)	34
	Geologia do Petróleo	35
	Geologia Econômica (Análise de Risco)	36
	Geologia Regional	37
	Geoquímica Ambiental	38
	Geotectônica de Bacias Sedimentares	39
	Hidrogeologia (Reservatórios Fraturados)	40
	Modelagem Geoquímica de Gases	41
	Modelagem Geoquímica de Óleo	42
	Modelagem Geoquímica de Rocha	43
	Paleontologia	44
	Petrologia Sedimentar (Rochas Carbonáticas)	45
	Petrologia Sedimentar (Rochas Siliciclásticas)	46
	Químio-Estratigrafia (Delta 13C; Delta 18O; Delta 34S; Delta 13D)	47
	Sedimentologia	48
	Sistemas Petrolíferos	49
Oceanografia	Oceanografia Física	50
	Oceanografia Química	51
	Oceanografia Geológica	52
	Oceanografia Biológica	53
Estatística	Análise de Dados	54
	Análise Multivariada	55
	Inferência em Processos Estocásticos	56
	Regressão e Correlação	57
	Geostatística	58
	Análise Estocástica	59
	Teoria Geral e Processos Estocásticos	60
	Processos Estocásticos Especiais	61
Físico-Química	Cinética Química e Catálise	62
	Espectroscopia	63
	Termodinâmica Química	64
Química Analítica	Análise de Traços e Química Ambiental	65
	Métodos Óticos de Análise	66

		Eletroanalítica	67
		Separação	68
	Química Orgânica	Química do Petróleo	69
		Estrutura, Conformação e Estereoquímica	70
		Evolução, Sistemática e Ecologia Química	71
		Físico-Química Orgânica	72
		Fotoquímica Orgânica	73
		Polímeros e Colóides	74
		Química dos Produtos Naturais	75
		Síntese Orgânica	76
Engenharia Civil	Engenharia Hidráulica	Hidrologia	77
	Estruturas	Mecânica das Estruturas	78
	Geotecnia	Fundações e Escavações	79
		Mecânicas das Rochas	80
		Mecânicas dos Solos	81
Engenharia Química	Processos Industriais de Engenharia Química	Processos Inorgânicos	82
		Processos Orgânicos	83
	Tecnologia Química	Óleos	84
		Petróleo e Petroquímica	85
		Polímeros	86
		Têxteis	87
		Tratamentos e Aproveitamentos de Rejeitos	88
		Xisto	89
Engenharia do Petróleo	Engenharia de Exploração	Engenharia de Reservatório	90
		Engenharia de Poço	91
		Geologia de Engenharia	92
Engenharia Sanitária	Recursos Hídricos	Águas Subterrâneas e Poços Profundos	93
		Sedimentologia	94

ANEXO II(*)

Graduação ou Projeto de Pesquisa - Acesso gratuito de dados com finalidade acadêmica

Tipo de Dado	Volume
DADOS DE POÇOS	QUANTIDADE

Conjunto de perfis com 4 curvas	6 poços
Tabela de tempo x profundidade obtida de sísmica de poços (WST, CST, etc).	6 poços
Descrição de amostras de calha	6 poços
Descrição de testemunhos (no máximo 6 testemunhos por poço)	6 poços
Descrição de lâminas petrográficas (no máximo 6 descrições por poço)	6 poços
Resultado de análise de amostras de fluidos (no máximo 6 análises por poço)	6 poços
Resultado de análises geoquímicas (TOC, Resíduo, S1, S2, S3, TMax, HI, OI)	por bacia
Análise de amostras de testemunhos (porosidade e permeabilidade)	12 análises
Dados de testes de formação (pressões, fluido, permeabilidade)	6 testes
Cronoestratigrafia	6 poços
DADOS GEOFÍSICOS	QUANTIDADE
Linhas sísmicas 2D	10 linhas
Sísmica 3D pré e pós-empilhada	50km ²
Magnetometria e/ou Gravimetria (projetos pré-1998)	por projeto
Magnetometria e/ou Gravimetria (projetos pós-1998)	10.000 km linear
Mapa cultural	6
Mestrado - Acesso gratuito de dados com finalidade acadêmica	

Tipo de Dado	Volume
DADOS DE POÇOS	QUANTIDADE
Conjunto de perfis com 4 curvas	10 poços
Tabela de tempo x profundidade obtida de sísmica de poços (WST, CST, etc).	10 poços
Descrição de amostras de calha	10 poços
Descrição de testemunhos (no máximo 6 testemunhos por poço)	10 poços
Descrição de lâminas petrográficas (no máximo 6 descrições por poço)	10 poços
Resultado de análise de amostras de fluidos (no máximo 6 análises por poço)	10 poços
Resultado de análises geoquímicas (TOC, Resíduo, S1, S2, S3, TMax, HI, OI)	por bacia
Análise de amostras de testemunhos (porosidade e permeabilidade)	20 análises
Dados de testes de formação (pressões, fluido, permeabilidade)	10 testes
Cronoestratigrafia	10 poços
DADOS GEOFÍSICOS	QUANTIDADE
Linhas sísmicas 2D	20 linhas
Sísmica 3D pré e pós-empilhada	100km ²

Magnetometria e/ou Gravimetria (projetos pré-1998)	por projeto
Magnetometria e/ou Gravimetria (projetos pós-1998)	10.000 km linear
Mapa cultural	6
Doutorado - Acesso gratuito de dados com finalidade acadêmica	
Tipo de Dado	Volume
DADOS DE POÇOS	QUANTIDADE
Conjunto de perfis com 4 curvas	15 poços
Tabela de tempo x profundidade obtida de sísmica de poços (WST, CST, etc).	15 poços
Descrição de amostras de calha	15 poços
Descrição de testemunhos (no máximo 6 testemunhos por poço)	15 poços
Descrição de lâminas petrográficas (no máximo 6 descrições por poço)	15 poços
Resultado de análise de amostras de fluidos (no máximo 6 análises por poço)	15 poços
Resultado de análises geoquímicas (TOC, Resíduo, S1, S2, S3, TMax, HI, OI)	por bacia
Análise de amostras de testemunhos (porosidade e permeabilidade)	30 análises
Dados de testes de formação (pressões, fluido, permeabilidade)	15 testes
Cronoestratigrafia	15 poços
DADOS GEOFÍSICOS	QUANTIDADE
Linhas sísmicas 2D	30 linhas
Sísmica 3D pré e pós-empilhada	200km ²
Magnetometria e/ou Gravimetria (projetos antigos pré-1998)	por projeto
Magnetometria e/ou Gravimetria (projetos pós-1998)	10.000 km linear
Mapa cultural	6

(*) Publicados nesta data por terem sido omitidos no DOU nº 133, de 15.07.2009, Seção 1, págs. 149 e 150.

HAROLDO BORGES RODRIGUES DE LIMA

POÇO	PROF	AMOSTRA	PHI	KH	PETROFÁCIES	LITO
1	3531,00	LAT	30,8	603,0000	A	ARN
1	3600,50	LAT	21,6	0,0100	C	LMT/ARN
1	3622,70	LAT	31,1	639,0000	A	ARN
1	3626,80	LAT	25,1	10,5000	B	ARN
1	3868,50	LAT	24,1	239,0000	A	ARN
1	3876,20	LAT	26,1	204,0000	A	ARN
2	3530,50	LAT	10,3	0,0220	D	ARN
2	3617,00	PLUG	24,3	75,2000	A	ARN
2	3622,10	PLUG	17,9	0,0200	B	ARN
2	3627,55	PLUG	26,1	10,0000	B	ARN
2	3634,55	PLUG	23,6	23,6000	B	ARN
2	3887,00	LAT	22,5	116,0000	A	ARN
3	3526,00	LAT	26,9	12,7000	A	ARN
3	3557,00	LAT	27,3	327,0000	A	ARN
3	3601,00	LAT	23,0	0,6100	B	ARN
3	3626,80	LAT	24,8	0,6320	B	ARN
3	3713,00	LAT	14,4	0,0210	C	LMT/ARN
4	3550,50	LAT	14,3	0,0110	C	LMT/ARN
4	3564,30	LAT	17,3	0,0100	C	LMT/ARN
4	3618,00	LAT	23,8	84,5000	A	ARN
5	3548,50	LAT	16,0	0,0080	C	LMT/ARN
5	3618,50	LAT	25,0	2,8500	A	ARN
5	3689,00	LAT	26,5	14,3000	B	ARN
5	3739,00	LAT	25,4	1,0900	B	ARN
5	3762,00	LAT	21,8	0,9200	B	ARN
5	3862,00	LAT	17,6	0,0050	C	LMT/ARN

Detalhe da tabela anterior

Phi é a porosidade e KH é a permeabilidade.

Anexo III

Perfis Estratigráficos

LEGENDA		
Símbolos adotados no perfil		
LITOTIPOS		
	Arenito	
	Lamito	
	Arenito Cimentado	
SÍMBOLOS		
	Bioturbação fraca	
	Bioturbação moderada	
	Bioturbação intensa	
	Bivalve (<i>Inoceramus</i>)	
Ca	Concreção de Calcita	
	Gradação Inversa	
	Laminação cruzada	
M	Maciço	
TAMANHO DE GRÃO		
A S Mf F M G		
A	Argila	0,00006 – 0,0039 mm
S	Silte	0,0039 – 0,625 mm
Mf	Areia muito fina	0,0625 – 0,125 mm
F	Areia fina	0,125 – 0,25 mm
M	Areia média	0,25 – 0,5 mm
G	Areia grossa	0,5 – 1 mm

Observação 1: O perfil será exposto a seguir, da base para o topo.

Observação 2: Da esquerda para a direita, temos primeiramente uma foto geral do testemunho, em seguida uma foto do testemunho com fluorescência (para destacar as áreas com óleo) e por fim o perfil descrito.

