

COPPE/UFRJ

AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE E DO POTENCIAL SELANTE DE ROCHAS CAPEADORAS DO CAMPO DE NAMORADO-BACIA DE CAMPOS-BRASIL

Marcos Klotz de Souza

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

Orientador: Luiz Landau

Rio de Janeiro
Junho de 2009

AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE E DO POTENCIAL SELANTE DE ROCHAS CAPEADORAS DO CAMPO DE NAMORADO-BACIA DE CAMPOS-BRASIL

Marcos Klotz de Souza

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

Aprovada por:

_____
Prof. Luiz Landau, D. Sc.

_____
Prof. Álvaro Luiz Gayoso de Azeredo Coutinho, D.Sc.

_____
Dr. Henrique Luiz de Barros Penteado, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
JUNHO DE 2009

Souza, Marcos Klotz de

Avaliação da Capacidade e do Potencial Selante de Rochas Capeadoras do Campo de Namorado - Bacia de Campos - Brasil / Marcos Klotz de Souza. - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

XV, 135 p.: il; 29,7 cm.

Orientador: Luiz Landau

Dissertação (mestrado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2009.

Referencias Bibliográficas: p.118-128.

1. Rochas capeadoras. 2. Capacidade e potencial selante. 3. Selos. I. Landau, Luiz. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil III. Título.

Aos meus pais Paulo e Anna.

À minha esposa Aíla e meus filhos Pedro e Caio.

AGRADECIMENTOS

- à PETROBRAS por me proporcionar a oportunidade de aperfeiçoamento profissional e por permitir a utilização dos dados e meios para a realização deste trabalho.

- à UFRJ / COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro / Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia pela oportunidade na realização do curso.

- ao meu orientador, Dr. Luiz Landau pelas discussões durante desenvolvimento deste trabalho.

- à técnica da PETROBRAS, Joana D'arc de Araújo Vieira pela atenção e dedicação no encaminhamento das amostras para os devidos laboratórios assim como nas análises.

- ao Professor Celso Peres Fernandes da UFSC / LMPT - Universidade Federal de Santa Catarina / Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas, pelas discussões das propriedades capilares de meios porosos

- ao analista de sistemas Guilherme Moreira dos Reis pelo suporte de informática e na ajuda durante a elaboração de gráficos e figuras deste trabalho.

- aos técnicos da PETROBRAS, Carlos Jorge Teixeira Rodrigues, Márcia Cristina dos Santos de Mello, Claudia Figueiredo Silva, Aílton Luís da Silva de Souza, Rose Maria de Lima Mencarelli, Ewerton da Costa Gomes, Geraldo Magela Teixeira e Celiane Araújo Fabrício pelo apoio nas análises e preparo das amostras utilizadas nesta dissertação.

- à Geóloga Viviane Sampaio Santiago dos Santos pelas sugestões e críticas no desenvolvimento deste trabalho.

- à Geóloga Taissa Rego Menezes pelas contribuições a esta dissertação

- aos técnicos Huri de Souza Barboza e Hilda Valdete Barbosa pela ajuda na edição das figuras e ilustrações.

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

AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE E DO POTENCIAL SELANTE DE ROCHAS CAPEADORAS DO CAMPO DE NAMORADO-BACIA DE CAMPOS-BRASIL

Marcos Klotz de Souza

Junho/2009

Orientador: Luiz Landau

Programa: Engenharia Civil

Selos desempenham importante função na produção e exploração de petróleo. Podem prevenir a perda de hidrocarbonetos para a superfície e também controlar a produção por compartimentar o reservatório. Este trabalho visou estudar a capacidade de retenção, assim como a separação dos reservatórios do Campo de Namorado, por intervalos de rochas de granulometrias finas (< 0, 062 mm).

A metodologia utilizada consistiu na integração dos dados de microescala (devido às redes de poros presentes nas rochas) com os de macroescala (geometria das unidades capeadoras). A partir das propriedades físicas como pressão capilar de injeção de mercúrio, foi possível estimar a capacidade de retenção de seis unidades capeadoras de granulação fina.

A capacidade selante das capeadoras depende da distribuição de tamanhos de grãos, os quais condicionam também a distribuição do tamanho de garganta de poros, indicando um controle do ambiente deposicional na capacidade selante. No entanto, o controle mais evidente observado está relacionado à composição, ou seja, ao teor de carbonato de cálcio presente nas litologias, o que indica um controle diagenético da capacidade selante.

A avaliação do potencial selante dos intervalos capeadores obtidos da integração com a geometria das unidades mostrou que rochas com menor capacidade de retenção apresentam maior continuidade lateral como as do selo regional (CEN150), enquanto que a unidade de maior capacidade selante tem menor continuidade lateral.

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

EVALUATION OF THE SEALING CAPACITY AND POTENTIAL OF CAPROCKS IN THE NAMORADO FIELD- CAMPOS BASIN-BRAZIL

Marcos Klotz de Souza

June/2009

Advisor: Luiz Landau

Department: Civil Engineering

Caprock seals are important in the production and exploration of petroleum. They can prevent hydrocarbons loss to the surface and control the production by compartmentalizing reservoirs. This work aimed at understanding how fine-grained rocks (< 0,062mm) vary in their capacities to withhold hydrocarbons, or compartmentalize the reservoirs in the Namorado Field.

The methodology consisted in the integration of data in microscale (due to the networks of the pores of the rocks) with that obtained from macroscale, such as the geometry of the units. From the physical properties, such as mercury injection capillary pressure, it was possible to estimate the capacity to withhold hydrocarbons of six caprock units.

The sealing capacity depends on the grain size distribution and consequently on the distribution of the pore throat size, suggesting that the depositional environment controls the sealing capacity. However, composition was the main controlling factor observed, namely the calcium carbonate content of each lithology.

An evaluation of the sealing potential was possible considering the integration of displacement pressure results and the geometry of the units. The interval with a lower capacity to withhold hydrocarbons (CEN 150) has a large lateral continuity, while one with high sealing capacity has a little continuity.

ÍNDICE

FICHA CATALOGRÁFICA----------iii
AGRADECIMENTOS----------v
RESUMO----------vi
ABSTRACT---------- vii
ÍNDICE----------viii
LISTA DE FIGURAS----------xi
LISTA DE TABELAS----------xv

1. INTRODUÇÃO 1
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS 1
1.2. MOTIVAÇÃO 2
1.3. METODOLOGIA PROPOSTA 2
1.4. JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS 3
1.5. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO 4

2. PRESSUPOSTOS TEÓRICOS 6
2.1. HISTÓRICO E ESTADO DA ARTE 6
2.2. CLASSIFICAÇÃO DE SELOS 10
2.3. FÁCIES E PROCESSOS DE DEPOSIÇÃO DE SEDIMENTOS FINOS 13
2.4. ESCALAS DE APLICAÇÃO 16
2.4.1. MICROESCALAS 17
2.4.2. MACROSSUPERFÍCIES 25
2.5. APLICAÇÃO DA ESTRATIGRAFIA DE SEQUÊNCIAS NO ESTUDO DE ROCHAS CAPEADORAS 28

3. A BACIA DE CAMPOS 32
3.1. LOCALIZAÇÃO 32
3.2. EVOLUÇÃO ESTRATIGRÁFICA 35
3.2.1. MEGASSEQUÊNCIA CONTINENTAL (Estágio Rifte) 36
3.2.1. MEGASSEQUÊNCIA TRANSICIONAL (Estágio Golfo Proto- Oceano) 38
3.2.2. MEGASEQUÊNCIA CARBONÁTICA MARINHA (Estágio Oceânico) 38
3.2.2. MEGASSEQUÊNCIA CLÁSTICA MARINHA (Estágio Oceânico) 40

4. O CAMPO DE NAMORADO 41
4.1. LOCALIZAÇÃO 41

4.2. TRABALHOS ANTERIORES 42
4.3. COLUNA ESTRATIGRÁFICA 44
4.4. FÁCIES E PROCESSOS DEPOSICIONAIS 46
4.5. ESTRATIGRAFIA 47
4.5.1. BIOESTRATIGRAFIA 47
4.5.2. ESTRATIGRAFIA DE SEQUÊNCIAS 48
4.5.3. MODELO DEPOSICIONAL 51

5. MATERIAIS E MÉTODOS 53
5.1. ANÁLISES LABORATORIAIS 56
5.1.1. CAPILARIMETRIA POR INJEÇÃO DE MERCÚRIO 56
5.1.2. ANÁLISE GRANULOMÉTRICA E DE CALCIMETRIA 62
5.1.3. DIFRATOMETRIA DE RAIOS - X (DRX) 65
5.1.4. MICROSCOPIA ELETRÔNICA POR VARREDURA (MEV) 66
5.1.5. DESCRIÇÃO PETROGRÁFICA DE LÂMINAS DELGADAS 67

6. RESULTADOS OBTIDOS 68
6.1. ROCHAS CAPEADORAS DA SEQUÊNCIA 0 - CAPSEQ 0 72
6.2. ROCHAS CAPEADORAS DA SEQUÊNCIA 1 - CAPSEQ 1 77
6.3. ROCHAS CAPEADORAS DA SEQUÊNCIA 2 - CAPSEQ 2 82
6.4. ROCHAS CAPEADORAS DA SEQUÊNCIA 3 - CAPSEQ 3 88
6.5. ROCHAS CAPEADORAS DA SEQUÊNCIA 4 - CAPSEQ 4 92
6.6. ROCHAS CAPEADORAS DO CEN-150 - CEN-150 96

7. DISCUSSÃO E INTEGRAÇÃO DOS RESULTADOS 101

8. CONCLUSÕES 116

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 118

10. ANEXO I - GRÁFICOS DE SATURAÇÃO DE PRESSÃO CAPILAR POR SATURAÇÃO DE Hg 129
ANEXO I a – Curva de saturação de mercúrio por pressão capilar das amostras da CapSeq 0 129
ANEXO I b – Curva de saturação de mercúrio por pressão capilar das amostras da CapSeq 1 130

ANEXO I c – Curva de saturação de mercúrio por pressão capilar das amostras da CapSeq 2 131
ANEXO I d – Curva de saturação de mercúrio por pressão capilar das amostras da CapSeq 3 132
ANEXO I e – Curva de saturação de mercúrio por pressão capilar das amostras da CapSeq 4 133
ANEXO I f – Curva de saturação de mercúrio por pressão capilar das amostras do CEN150..... 134

11. ANEXO II – PARÂMETROS FÍSICOS UTILIZADOS PARA O CÁLCULO DAS COLUNAS DE HIDROCARBONETOS 135

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Desenho esquemático da relação entre selos e os demais elementos de um sistema petrolífero. 10

Figura 2 - Classificação simples dos selos de hidrocarbonetos em subsuperfície. (modificado de Watts (1987)) 12

Figura 3 - Principais processos que ocorrem nos sistemas de águas profundas em ambiente marinho que afetam o transporte e deposição de material sedimentar e matéria orgânica. (modificado de Stow *et al.,* 1996; Stow & Tabrez, 1998) 15

Figura 4 - Métodos aplicados a estudos de selos e a escala correspondente. 17

Figura 5 - Representação esquemática das pressões internas e externas e da tensão interfacial. 18

Figura 6 - Figura esquemática mostrando molhabilidade da água em um sistema bifásico água-óleo como função do ângulo **θ** entre o sólido e o líquido. 20

Figura 7 - Capilar usado para obtenção da relação entre raio de curvatura do menisco (r_1), raio do capilar (r_c) e ângulo de contato (θ). 20

Figura 8 - Variação da porosidade com o soterramento, mostrando a maior redução de porosidade como o maior conteúdo de argila (porcentagem). Yang & Aplin (2004) 23

Figura 9 - Relação entre o conteúdo de quartzo da matriz obtido da difratometria de raios X e tamanho de garganta de poros, obtidos a partir da capilarimetria por intrusão de mercúrio. (modificado de Krushin, 1997) 24

Figura 10 - Estratégia simplificada de avaliação de selo (segundo Ingram *et al*., 1997). 27

Figura 11 - Modelo de estratigrafia de sequências, com os tratos de sistema. (modificado de Vail (1987), Posamentier & Vail (1988)) 30

Figura 12 - Mapa de localização da Bacia de Campos com os campos de produção. 32

Figura 13 - Seção Geológica esquemática da Bacia de Campos, apresentando as principais unidades litoestratigráficas e seus respectivos depósitos associados, assim como a evolução da bacia (modificado de Bruhn, 1993). 34

Figura 14 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos – RJ. (modificado de Rangel *et al*. (1994) 35

Figura 15 - Mapa de localização do Campo de Namorado na Bacia de Campos com contorno de ocorrência das areias no campo e a posição dos poços na seção estudada. .. 41

Figura 16 - Coluna estratigráfica para o Campo de Namorado. (modificado de Faria *et al*., 2001) 44

Figura 17 - Arcabouço estratigráfico do Campo de Namorado, segundo Faria *et al.,* (2001). 49

Figura 18 - Fotografia do vaso de intrusão de mercúrio utilizado na capilarimetria por injeção de mercúrio.. 56

Figura 19 - Exemplos de curvas de pressão capilar pelo grau de heterogeneidade dos diâmetros de gargantas de poros. (modificado de Vavra, 1992)..... 57

Figura 20 - Artefato de superfície causado por irregularidades na superfície da amostra e seu efeito no gráfico de pressão capilar. (modificado de Almon, 2002)..... 59

Figura 21 - Obtenção da pressão de deslocamento pelo método da extensão do platô da curva de pressão capilar. (modificado de Jennings, 1987) 60

Figura 22 - Obtenção da pressão de deslocamento (psi) pelo método das derivadas. (modificado de Almon, 2002)..... 61

Figura 23 - Histograma de distribuição de classes granulométricas por amostra. 63

Figura 24 - Gráfico ternário de classificação textural de Folk (1974). (modificado de Folk,1974)..... 63

Figura 25 - Gráfico ternário de classificação total da rocha total..... 64

Figura 26 - Gráfico ternário de proporção entre as diferentes argilas das amostras. I/S-Interestratificado ilita-esmectita..... 65

Figura 27 - Classificação textural segundo Folk (1974) de 31 amostras das capeadoras da área estudada. (modificado de Folk,1974) 68

Figura 28 - Gráfico ternário de composição volumétrica dos principais constituintes das 31 amostras das capeadoras da área estudada. 69

Figura 29 - Diagrama ternário com a composição das argilas de cada sequência capeadora, obtidos da difratometria de raios X. 70

Figura 30 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 0, com a amostragem no poço **C**.. 73

Figura 31 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 0, com a amostragem no poço **E**. 74

Figura 32 - Gráfico de distribuição granulométrica da capeadora da sequência 0. 75

Figura 33 - Distribuição de gargantas de poros para as amostras da capeadora da sequência 0. 76

Figura 34 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 1, com amostragem no poço C. 78

Figura 35 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 1, com amostragem no poço **D**.)..... 79

Figura 36 - Gráfico de distribuição granulométrica da capeadora da sequência 1. 80

Figura 37 - Distribuição de gargantas de poros para as amostras da capeadora da sequência 1. 81

Figura 38 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 2, no poço **A**.. 83

Figura 40 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 2, no poço **D**.. 85

Figura 41 - Gráfico de distribuição granulométrica da capeadora da sequência 2. 86

Figura 42 - Distribuição de gargantas de poros para as amostras da capeadora da sequência 2. 87

Figura 44 - Gráfico de distribuição granulométrica das capeadora da sequência 3..... 90

Figura 45 - Distribuição de gargantas de poros para as amostras das capeadoras da sequência 3. 91

Figura 46 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 4, no poço **A**.. 93

Figura 47 - Gráfico de distribuição granulométrica da capeadora da sequência 4. 94

Figura 48 - Distribuição de gargantas de poros para as amostras da capeadora da sequência 4. 95

Figura 49 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende o CEN150, no poço **A**.. 97

Figura 51 - Gráfico de distribuição granulométrica da capeadora do CEN150. 99

Figura 52 - Distribuição de gargantas de poros para as amostras do capeador do CEN150. 100

Figura 53 - Gráfico de pressão de deslocamento das litologias das sequências capeadoras, obtido a partir de ensaios de intrusão de mercúrio em alta pressão. 102

Figura 54 - Gráfico com a coluna máxima e mínima de óleo de massa específica de 0,74g/cm^3 e de 0,90g/cm^3, calculados para cada capeadora..... 103

Figura 55 - Gráfico de pressão de deslocamento por teor de (silte+areia) /argila..... 104

Figura 56 - Gráficos de distribuição granulométrica (DG) e de distribuição de gargantas de poros (GP) por sequência capeadora..... 106

Figura 57 - Coluna composta pela superposição das capeadoras das sequências e respectivos reservatórios (R). Empilhamento feito a partir dos cinco poços estudados, mostrando distribuição de tamanho de grãos de cada capeadora. 107

Figura 58 - Gráfico de correlação de teor de carbonato com pressão de deslocamento, mostrando a tendência geral de aumento desta com maiores teores de carbonato. 108

Figura 59 - Histograma com hierarquização do comportamento mecânico em função do teor de carbonato de cálcio proveniente da calcimetria..... 109

Figura 60 - Seção sísmica em profundidade com os perfis dos poços mostrando baixa definição dos horizontes correspondentes às sequências. 110

Figura 61 - Seção estratigráfica esquemática com as sequência capeadoras correlacionadas nos cinco poços do Campo de Namorado..... 112

Figura 62 - Figura esquemática da geometria das unidades capeadoras obtidas a partir das correlações da seção estratigráfica. Representação esquemática das geometrias e das capacidades de retenção da coluna de óleo, considerando-se como massa específica do óleo produzido (ρóleo= 0,85g/cm3). 113

Figura 63 - Contexto estratigráfico das sequências capeadoras e avaliação do potencial selante.. 115

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Hierarquia de ductilidade de algumas rochas selantes. (modificado de Downey, 1984)..... 25

Tabela 2 - Denominação dos Marcos Estratigráficos. 45

Tabela 3 - Relação de fácies definidas no trabalho de Faria *et al.,* (2001), para o Campo de Namorado. 46

Tabela 4 - Relação das amostras analisadas nesta dissertação. 55

Tabela 5 - Resolução de diversas técnicas de visualização. 66

Tabela 6 - Teores relativos de argila, carbonato e silte+areia da CapSeq 0. 75

Tabela 7 - Pressões de deslocamento e alturas estimadas de coluna de óleo e gás da CapSeq 0. 76

Tabela 9 - Pressões de deslocamento e alturas estimadas de coluna de óleo e gás da CapSeq 1. 81

Tabela 10 - Teores relativos de argila, carbonato e silte+areia da CapSeq 2. 86

Tabela 11 - Pressões de deslocamento e alturas estimadas de coluna de óleo e gás da CapSeq 2. 87

Tabela 12 - Teores relativos de argila, carbonato e silte+areia da CapSeq 3. 90

Tabela 13 - Pressões de deslocamento e alturas estimadas de coluna de óleo e gás da CapSeq 3. 91

Tabela 15 - Pressões de deslocamento e alturas estimadas de coluna de óleo e gás da CapSeq 4. 95

Tabela 16 - Teores relativos de argila, carbonato e silte+areia do CEN 150. 99

Tabela 17 - Pressões de deslocamento e alturas estimadas de coluna de óleo e gás do CEN150. 100

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Sistemas petrolíferos são sistemas naturais que possuem basicamente cinco elementos: rochas geradoras, carreadoras, reservatórios, selos e trapas. Cada um desses elementos está diretamente ligado a um processo, que deve atuar cada qual em seu momento e espaço, para que haja uma acumulação de petróleo. Desse modo, geração, migração, retenção e acumulação são fundamentais para a existência de depósitos de petróleo (Magoon e Dow*,* 1994).

Selos físicos são representados por estratos comparativamente impermeáveis que se sobrepõem ou se intercalam às rochas reservatórios. Consistem de rochas capeadoras que são formadas por litologias em geral de granulometrias mais finas, cuja importância se verifica em todos os aspectos da exploração e da produção, podendo compartimentar reservatórios, controlando a sua produção (barreiras), ou até mesmo desviando o fluxo de petróleo.

Selos podem ser definidos como corpos de rochas que tem gargantas de poros muito pequenas e mal conectadas e que por isso dificultam a passagem de petróleo através do seu sistema poroso.

As rochas finas de uma seção sedimentar podem formar importantes selos para a migração regional de petróleo. Os sedimentos finos de uma seção podem ser suficientemente espessos e amplos, se estendendo inteiramente sobre um reservatório, como também podem formar barreiras verticais ao deslocamento de fluidos, ou mesmo quando curtos e restritos, defletir o fluxo, atuando como um defletor. Assim, para o entendimento destas características, torna-se necessário uma análise que contemple a integração das propriedades físicas das rochas com o estudo da geometria destas camadas.

A capacidade selante depende da propriedade física relacionada às forças capilares do meio poroso de uma rocha (e.g. Vavra *et al*., 1992). Para conhecer a extensão de determinadas litologias cujas propriedades físicas tenham sido previamente determinadas, são necessárias correlações estratigráficas. A distribuição areal das unidades litológicas depende do ambiente deposicional, o que indica uma influência deste na produção de petróleo.

Esta dissertação visou a avaliar a capacidade e o potencial selante das rochas capeadoras dos reservatórios do Campo de Namorado na Bacia de Campos, Brasil. Foram analisados os aspectos físicos e geológicos da seção de granulometria fina das sequências propostas no trabalho de Faria *et al.,* (2001). Neste trabalho subdividiu-se o reservatório em cinco sequências deposicionais a partir de um arcabouço estratigráfico-deposicional do campo.

1.2. MOTIVAÇÃO

Selos são elementos fundamentais no processo exploratório. Compreendem um dos aspectos do sistema petrolífero que permanece como um dos menos estudados.

Em prospectos exploratórios busca-se estimar o volume de petróleo trapeado. No entanto, raramente são feitas considerações ou discussões sobre o potencial selante das capeadoras, provavelmente devido ao desconhecimento dos aspectos físicos que controlam a retenção de uma coluna de petróleo. Este desconhecimento pode levar a estimativas errôneas acerca do volume trapeado. Deste modo, suposições feitas sobre as capeadoras de uma acumulação podem influenciar substancialmente o volume trapeado estimado.

Rochas de granulometria fina e de baixa permeabilidade atuam no processo de retenção e também na migração de petróleo através da seção sedimentar de uma bacia, causando retardos ou paradas no deslocamento da migração secundária. Sendo assim, torna-se necessário o conhecimento dos fatores que determinam as propriedades dessas rochas, assim como sua distribuição pela área de ocorrência, a fim de diminuir o risco exploratório associado a selos.

1.3. METODOLOGIA PROPOSTA

A avaliação do potencial selante das rochas capeadoras é possível através da análise de vários aspectos que proporcionam a retenção de petróleo. Para isso, é necessário a integração de dados em escala micro e macro.

A integração dos dados consiste em estudos que proporcionem um entendimento tanto da sedimentologia, quanto da estratigrafia de cada unidade estudada.

O método geral empregado consiste em verificar os controles sedimentológicos das propriedades físicas (pressão de deslocamento) e sua variabilidade no espaço, controlada por processos deposicionais dentro do seu trato de sistema.

É comum selos ficarem abaixo do limite de resolução da sísmica de reflexão, não sendo distinguidos em um estágio prematuro de desenvolvimento de um campo petrolífero. Assim, torna-se necessária a utilização de métodos que permitam traçar um arcabouço de propriedades das capeadoras. Dados de perfis permitem correlações estratigráficas, fornecendo informações acerca da continuidade e espessura de intervalos capeadores de acumulações. Dados provenientes de amostragens diretas (testemunhos e amostras laterais) e de amostragem intervalares (amostras de calha) são úteis para se obter propriedades das rochas a fim de determinar suas capacidades de retenção.

1.4. JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS

O presente estudo foi realizado em cinco poços dispostos segundo uma seção "*dip*" no Campo de Namorado. A escolha do campo foi devida a este ter uma grande quantidade de dados e trabalhos publicados, o que permite compreender a evolução geológica da área. A disponibilidade de amostras de rochas com boa qualidade (testemunhos) em todas as sequências que ocorrem no campo permite obter dados de melhor qualidade.

Diversos trabalhos estudaram os arenitos presentes no Campo de Namorado. No entanto, somente Menezes e Adams, (1991) estudaram os intervalos de rochas não reservatórios cabendo ressaltar que, segundo o autor, "o conhecimento detalhado desta seção fina permitiria um conhecimento dos aspectos do trapeamento original, bem como do comportamento de fluxo dos fluidos no campo".

Esta dissertação possui dois objetivos principais:

- Avaliar a capacidade de retenção de petróleo de rochas capeadoras por meio de resultados de pressão capilar por injeção de mercúrio, verificando os possíveis controles texturais e composicionais nas propriedades petrofísicas.

- Avaliar o potencial selante das capeadoras através da integração dos dados de pressão capilar com os aspectos geométricos das unidades que ocorrem na seção estudada.

A capacidade selante de uma rocha pode ser definida por sua capacidade para conter uma coluna de petróleo de uma determinada altura, antes de haver o vazamento para horizontes mais rasos. Enquanto que o potencial selante consiste da integração da capacidade selante com a geometria do selo e sua integridade física (comportamento mecânico, como tendência a fraturamentos).

1.5. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Para a realização deste estudo, a dissertação foi organizada como abaixo:

No Capítulo 1 são apresentados a importância do estudo de selos no contexto exploratório e de produção, os objetivos e a justificativa da escolha da área de estudo.

No Capítulo 2 é apresentado o estado da arte do estudo de capacidade e do potencial selante de litologias, assim como o histórico da pesquisa.

São apresentados a classificação de selos e os fundamentos teóricos da capacidade selante das rochas.

É mostrada a necessidade de abordar o tema em escalas diferentes, ou seja, da extrapolação dos dados acurados de micropropriedades (pressões de deslocamento) para macrossuperfícies.

Também é apresentada a importância de se estabelecer uma correlação das propriedades selantes com o contexto estratigráfico a fim de se prever as macro e micropropriedades de rochas selantes.

No Capítulo 3 são apresentados aspectos da geologia regional com enfoque na evolução estratigráfica.

No Capítulo 4 é apresentada a área de estudo e os contextos, deposicional e estratigráfico, estabelecidos em trabalhos anteriores.

A metodologia aplicada no estudo é detalhada no Capítulo 5, no qual se expõem os procedimentos técnicos laboratoriais utilizados.

No Capítulo 6 os resultados obtidos são apresentados por sequência capeadora conforme a definição no trabalho de Faria *et al* (2001).

No Capítulo 7 são integrados e interpretados os dados obtidos, com discussões acerca dos controles efetivos nas propriedades selantes.

No Capítulo 8 são apresentadas as conclusões com base na integração e interpretação do capítulo anterior.

2. PRESSUPOSTOS TEÓRICOS

2.1. HISTÓRICO E ESTADO DA ARTE

No processo de análises de bacias ou de avaliação de prospectos exploratórios, os estudos multidisciplinares têm sido incrementados com o objetivo de melhorar as estimativas das ocorrências de petróleo.

Falhas na retenção de petróleo têm sido reportadas e apontadas como causa de maus resultados em um grande número de poços exploratórios. Consequentemente, esse tema tem despertado um grande interesse da comunidade de exploração, visando um melhor entendimento no entendimento das condições possíveis de retenção de uma coluna de petróleo.

Alguns autores têm reportado a necessidade e a importância de melhorar a compreensão dos fatores que controlam a capacidade de retenção de petróleo por uma rocha capeadora.

Bishop *et al.* (1983) descreveram os procedimentos para se estimar o volume de petróleo trapeados. Consideraram que suposições feitas sobre os capeadores de uma acumulação podem influenciar substancialmente o volume trapeado estimado. No entanto, nenhuma consideração ou discussão sobre a capacidade selante das capeadoras foi dada, provavelmente devido ao desconhecimento dos aspectos físicos controladores da capacidade selante. O desconhecimento dos fatores que influenciam a capacidade de retenção de uma coluna de petróleo pode levar a estimativas errôneas acerca do volume trapeado.

A evolução do conhecimento para o entender os fatores que controlam a efetividade selante tem sido relatado por diversos autores, tais como seguem:

- Os princípios básicos para o deslocamento e a retenção de petróleo baseados na hidrodinâmica e na resistência capilar ao escoamento foram estabelecidos por Berg (1975). O autor concluiu que as equações de pressão capilar são bem aplicáveis por estarem em acordo com os dados observados em trapas estratigráficas. Os cálculos feitos devem, entretanto, ser estimados para as condições de subsuperfície. No entanto, apesar destas

propriedades serem aproximadas, a concordância entre os valores calculados e os observados é muito boa.

- A aplicação dos conceitos de pressão capilar foi posteriormente focalizada na predição da coluna máxima suportada de petróleo por Schowalter (1979), Jennings (1987), Watts (1987) e Vavra *et al.* (1992).

Schowalter (1979) analisou pressões capilares e suas medidas, considerando a migração e trapeamento de petróleo.

Jennings (1987) descreveu o uso das pressões capilares na exploração e na produção. Segundo o autor, as pressões capilares podem ser usadas para calcular a coluna de óleo, fechamentos mínimos de trapas necessários para uma produção econômica de um campo, e geometrias de reservatórios.

Watts (1987) abordou os aspectos teóricos das rochas capeadoras e das falhas selantes e sua relação com a capacidade selante. Mostrou a teoria que envolve a capacidade de retenção de colunas de petróleo para uma ou duas fases. Utilizou uma série de gráficos para demonstrar a capacidade de um selo, usando perfis pressão-profundidade, criando também modelos com diferentes cenários para a retenção de colunas retidas de óleo e gás.

Vavra *et al.,* (1992) analisaram as aplicações geológicas da pressão capilar por injeção de mercúrio na avaliação da capacidade selante.

- Propostas de avaliação do potencial selante de capeadoras que levassem em conta não só a pressão de deslocamento obtida da curva de pressão capilar, mas também o comportamento geomecânico e a geometria dos capeadores foram dadas por Ingram *et al.,* (1997) e Kaldi *et al*., (1997).

Ingram *et al.,* (1997) sugeriram uma série de aproximações, assim como a aplicação de métodos para avaliação de selos de topo. Apresentaram uma revisão da física que controla a capacidade de retenção (pressão capilar) nos selos de topo e barreiras ao escoamento.

Kaldi *et al.,* (1997) avaliaram o potencial selante de litologias em uma área do nordeste de Java utilizando basicamente três características destas capeadoras, quais sejam: 1) capacidade selante - dada pela altura máxima de coluna de petróleo suportada

pelo sistema de poros; 2) geometria da capeadora – pela posição estrutural, espessura e extensão areal da litologia; e 3) integridade de selo - relacionada às propriedades mecânicas da rocha, tal como a ductilidade ou ruptilidade da capeadora. Segundo esses autores, para se determinar os três fatores que influenciam o potencial selante de uma rocha, podem ser utilizados métodos tais como:

- medidas de laboratório que utilizam a pressão capilar de injeção de mercúrio para medir a capacidade selante;
- integração de dados sísmicos, informações de poços, relações estratigráficas / sedimentológicas, correlações de poços bem detalhadas e comparações com análogos para determinação da geometria de selos, e
- estudos de geomecânica e ou análises petrográficas para a integridade de selo.

- A correlação entre as propriedades físicas com o contexto estratigráfico nas quais as capeadoras estão inseridas foi reportada por Almon *et al.,* (1999, 2001 e 2002) e Dawson *et al.,* (2005);

Almon *et al.,* (1999, 2001) por meio da caracterização de microfábrica dos selos de topo, identificaram diferentes texturas e fábricas relacionadas às variações nas condições deposicionais do Terciário de duas regiões distintas: oeste da África e leste do Brasil. Os resultados obtidos foram baseados na determinação da pressão de deslocamento por injeção de mercúrio que mostraram os menores valores (menor eficiência de selos) para o Terciário do Brasil, e os maiores valores (maior eficiência de selo) para o Oeste da África.

Almon *et al.,* (2002) reconheceram controles estratigráficos baseados nos conceitos de estratigrafia de sequências para os depósitos do Cretáceo Superior da seção de finos de águas profundas da Bacia de Great Divide e Washakie. Identificaram seis microfácies baseadas em descrições petrográficas em uma sequência de terceira ordem, com outras sequências de quarta ordem. As maiores capacidades selantes pertencem ao trato de sistema transgressivo, enquanto que as de menor capacidade de retenção estão associadas com o trato de sistema de mar alto.

Dawson *et al.,* (2005) caracterizaram e relacionaram a microfábrica dos selos de topo às variações de alta frequência estratigráfica nas litofácies do talude superior do Oeste da África.

Dawson *et al.,* (2006) analisaram sistematicamente a seção fina do Terciário do Golfo do México. Identificaram seis microfácies, cada uma com valores de pressão de deslocamento características e relacionadas ao seu contexto de estratigrafia de sequências. Foram comparadas as capacidades selantes de rochas da parte superior de um trato transgressivo de terceira ordem com as da parte mais baixa do mesmo trato, e dos folhelhos de trato de mar alto e de trato de mar baixo. Os resultados apontaram maior capacidade selante para as microfácies pertencentes à parte alta do trato transgressivo.

- A influência do teor de argila de uma capeadora nas propriedades que controlam a capacidade de retenção de um sistema poroso foram demonstradas por Aplin *et al.* (2005). Esses autores mostraram a importância da litologia e da fração argila como controladoras das propriedades de fluxo. Segundo os autores, os aspectos-chave para se modelar um fluxo monofásico são aqueles em que a porosidade se relaciona com a pressão efetiva, a permeabilidade e a pressão de deslocamento capilar. As três propriedades acima estão fortemente relacionadas à distribuição de tamanho de grãos ou à fração argila nos lamitos. Esses autores consideraram que avaliações quantitativas só são possíveis a partir da relação porosidade- pressão efetiva.

2.2. CLASSIFICAÇÃO DE SELOS

A maioria das acumulações de hidrocarbonetos é retida por algum tipo de selo físico, impedindo a flutuação natural de hidrocarbonetos devido à diferença de massa específica entre estes e a água de formação. Este selo físico é representado por estratos comparativamente impermeáveis que se sobrepõem ou se intercalam a uma acumulação de óleo ou gás em uma rocha reservatório. Estes estratos, que limitam o topo de uma acumulação, são chamados rochas capeadoras.

Selos podem ser definidos como corpos de rochas capazes de retardar significativamente o movimento de fluidos. De fato, selos são reconhecidos onde existem corpos de rochas que limitam uma acumulação no topo, por não permitir a migração de óleo ou gás (figura 1). Podem ocorrer também em rochas associadas espacialmente com uma mudança do potencial de energia dos fluidos dos poros, tais como em locais onde a pressão, em um perfil profundidade x pressão, se diferencia do gradiente de pressão hidrostática da área. No primeiro caso, pode-se considerar que a rocha é capaz de impedir a migração de petróleo, enquanto que no segundo caso (selo hidrodinâmico), é capaz de impedir a migração de qualquer fluido (Couples, 2005).

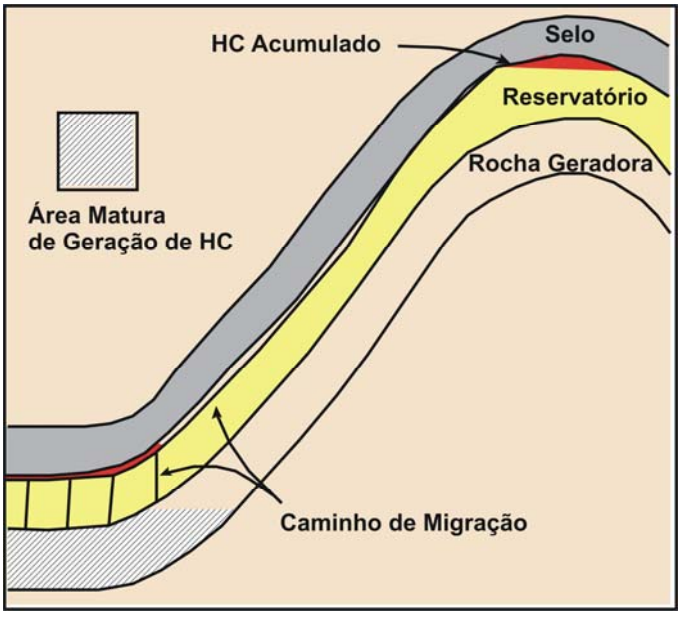


Figura 1 - Desenho esquemático da relação entre selos e os demais elementos de um sistema petrolífero.

Nesta dissertação, são analisados os tipos de selos que tenham capacidade para a retenção de petróleo. São descritos na literatura como selos de membrana, ou seja, uma superfície de rocha selante capaz de reter petróleo até que estes exerçam pressão de flutuação (empuxo) suficiente para passar através de poros das rochas molhados a água (Watts, 1987).

Diferentes tipos de selos podem reter petróleo, tendo cada um destes fatores distintos que controlam sua capacidade de retenção. A figura 2 apresenta uma classificação simplificada dos selos de subsuperfície.

Nesta dissertação serão abordados apenas os selos de membrana. Não serão abordados os aspectos de fraturamento hidráulico, assim como de falhas selantes e selos hidrodinâmicos.

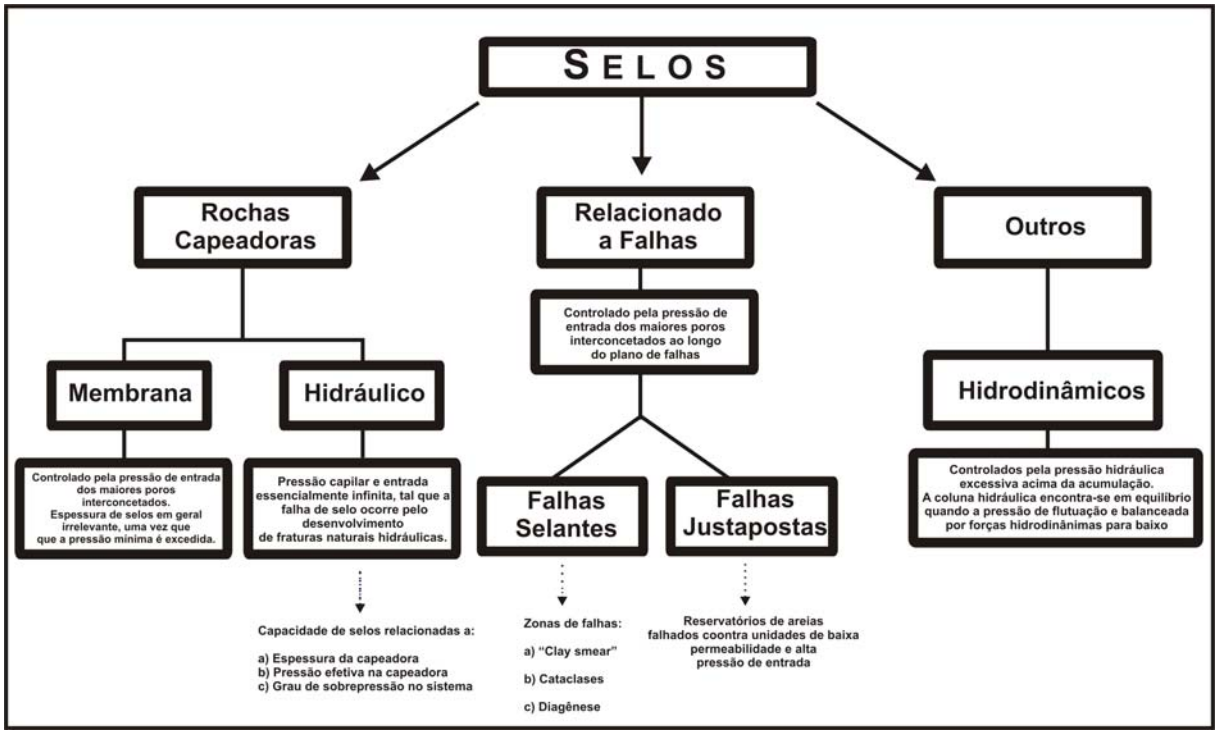


Figura 2 - Classificação simples dos selos de hidrocarbonetos em subsuperfície. (modificado de Watts (1987))

2.3. FÁCIES E PROCESSOS DE DEPOSIÇÃO DE SEDIMENTOS FINOS

O principal mecanismo para a formação da maioria dos lamitos marinhos é a deposição de partículas, que produz depósitos pelágicos e hemipelágicos, correntes de fundo (contornitos), e processos gravitacionais de massa (turbiditos, *debris flows*, *slumps*, etc.). Uma breve descrição dos depósitos e processos de deposição em ambiente marinho de águas profundas é feita abaixo com base no trabalho de Stow (2001), assim como sua visualização é apresentada na figura 3.

- Sedimentos pelágicos são depositados por um processo de decantação sob a influência da gravidade. Por esse processo, o material biogênico primário, materiais terrígenos de granulação muito fina e outros detritos na superfície da água caem lentamente no fundo do mar. A taxa de queda e a acumulação de sedimentos são aumentadas pela floculação e por peletização orgânica em áreas de alta produtividade orgânica. As taxas de acumulação variam conforme o sistema oceânico atuante. Assim, em oceanos oligotróficos, o processo de decantação é sempre contínuo com acumulações muito lentas, tais como <1 cm / mil anos. Em áreas com alta produtividade orgânica, os processos podem ocorrer por "explosões" de vida ou serem sazonais (Shannon & Nelson, 1996). Neste caso, a deposição se dá por floculação de "pelets" fecais, com taxas de sedimentação de 8cm / mil anos.

- Sedimentos hemipelágicos (Stow & Tabrez, 1998) são formados por processos complexos envolvendo decantação vertical e advecção lateral em uma coluna d'água. Essas correntes de advecção podem ser devidas a forças inerciais geradas a partir de plumas de rios (dentro da coluna d'água ou na superfície), difusão de água de degelo, plumas turbidíticas, marés e ondas internas e outras correntes lentas. A deposição de hemipelágicos é um processo contínuo com muita variação na taxa de deposição, o que depende da natureza das entradas de terrígenos: em áreas de margens continentais com pouca entrada de terrígenos (2cm / mil anos), em áreas com altas ressurgências (10cm / mil anos) com deposição de folhelhos pretos, e mais que 20 cm/ mil anos, em área de alta latitude devido à hemipelágicos glaciomarinhos.

- Hemiturbiditos (Stow & Wetzel, 1990) são formados a partir de uma sedimentação que se dá por flutuabilidade negativa e dispersão ascendente a partir de corrente turbidítica diluída (Sparks *et al.,* 1993), em estágio final de deposição e ou seguinte à interação com obstáculo topográfico positivo. O material mais fino transportado pela corrente de turbidez se dispersa acima e à frente do material mais grosso (partículas de tamanho areia ou maior),

misturando-se com material pelágico ou hemipelágico e se depositando lentamente por decantação vertical. A deposição é episódica, mas a acumulação é lenta, proporcionando uma contínua bioturbação.

- Contornitos são depositados sob a influência de correntes de fundo de intensidades variáveis (e.g Hollister & Heezen, 1972; Stow *et al*., 1996). As correntes são formadas pelas circulações termohalinas, incluindo as correntes geradas em águas profundas, originadas pelos sistemas de correntes devido à ação dos eventos circulatórios atmosféricos. As taxas de acumulações de contornitos podem ser muito variáveis (entre 10 e 20 cm / mil anos para as maiores correntes).

- Hiperpicnitos são originados pela descarga de plumas de sedimentos suspensos próximos ao fundo a partir da desembocadura de um rio em períodos de inundação (Mulder *et al.* 1997), ou por sistemas alimentadores de alta latitude (Sylvistki *et al.,* 1990). Fluxos de sedimentos no fundo devem-se ao excesso de densidade da carga sedimentar. Após a dissipação desta densidade, o sedimento se deposita relativamente próximo da desembocadura. No entanto, o fluxo hiperpicnal pode continuar na direção de águas mais profundas através do "*slope*" do prodelta. Estes fluxos também podem gerar correntes de turbidez de baixa densidade, contribuindo para a advecção de hemipelágicos pela precipitação a partir da suspensão.

- Turbiditos são gerados a partir de correntes de turbidez e representam o mais importante modo pelo qual sedimentos finos (também médios e grossos) são transportados de águas rasas para profundas. Em geral, os sedimentos mais finos são transportados por correntes de turbidez diluídas. No entanto, fluxos de alta concentração de sedimentos são capazes de levar areias, cascalhos e grandes volumes de lama. Pickering *et al.,* 1989; Pickering, *et al.,* 1986; Stow, 1994, Stow *et al.,* 1996. Taxas e acumulações médias podem ser muito variáveis (10 cm a mais de 1m /mil anos).

- *'Debris Flows'* são depositados a partir de misturas de sedimentos e águas em altas concentrações e que mobilizam um volume muito grande de material em um único evento muito complexo (Mansson *et al.,* 1996; Masson *et al.,* 1997). Movem-se por forças coesivas da matriz argilosa, podendo suportar clastos de grandes dimensões. Depósitos individuais variam de 1 a > 50 metros de espessura.

- *"Slides e Slumps"* são formados por transporte de massa por gravidade, podendo transportar em um único evento grandes volumes de sedimentos. São muito comuns em taludes marinhos profundos. (Hampton *et al.,* 1997; Mulder & Cochonat, 1996).

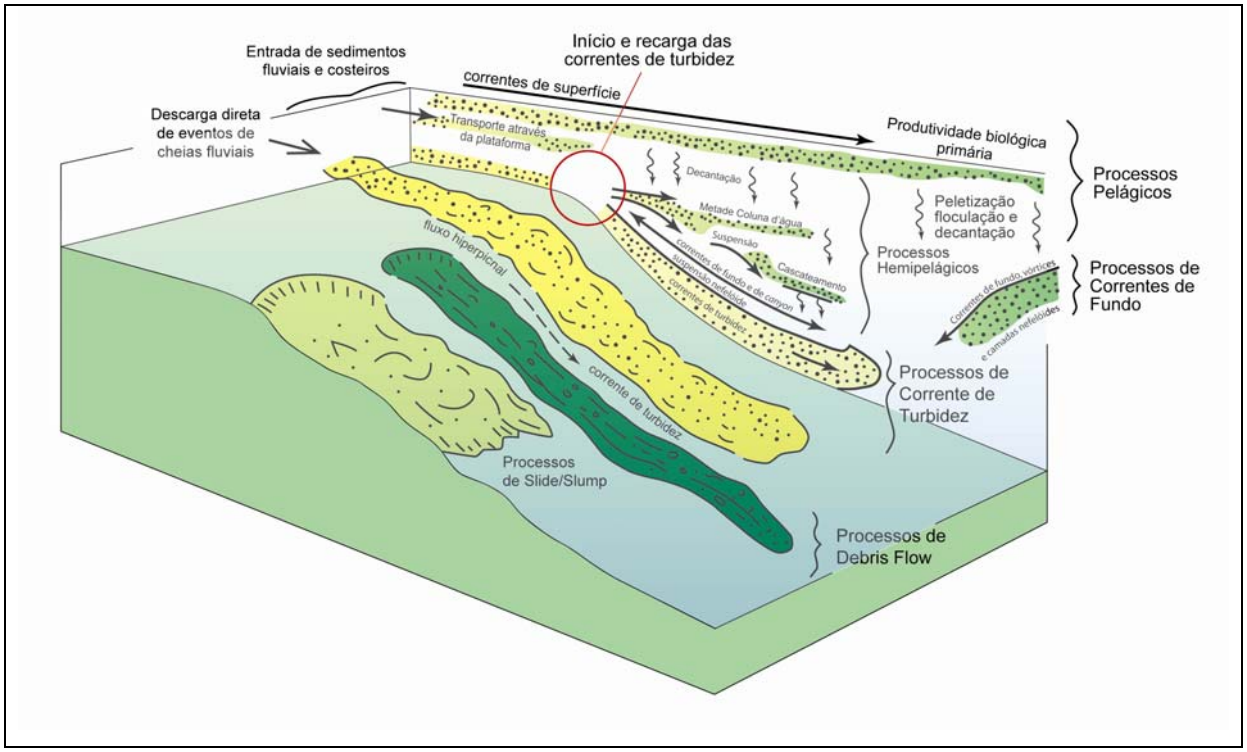


Figura 3 - Principais processos que ocorrem nos sistemas de águas profundas em ambiente marinho que afetam o transporte e deposição de material sedimentar e matéria orgânica. (modificado de Stow *et al.,* 1996; Stow & Tabrez, 1998)

2.4. ESCALAS DE APLICAÇÃO

A pressão de deslocamento é o parâmetro mais importante na estimativa da capacidade de retenção de uma coluna de petróleo por uma rocha selante. Este parâmetro é obtido a partir de medidas laboratoriais realizadas em amostras pequenas (< $1cm^3$). Devido ao caráter pontual destas medidas, a extrapolação para corpos de rochas de maiores dimensões necessita de considerações relacionadas às variações das propriedades ao longo destes corpos de rochas.

A observação de um corpo de rocha de granulometria fina a distâncias variáveis permite que diferentes elementos sejam visualizados, tais como sua estrutura interna e organização. Assim, em uma observação a grande distância, pode-se identificar as camadas mais espessas. Olhando-se mais de perto (observações de afloramentos de rochas), camadas mais finas podem ser vistas. Ao microscópio ótico, laminações das camadas mais finas, assim como aspectos texturais também podem ser visualizadas. E ao microscópio eletrônico, podem ser visualizados até alinhamentos minerais.

Cada escala de observação possui seus elementos internos e suas respectivas organizações para aquela escala. Desse modo, os diferentes elementos identificados em cada escala possuirão diferentes propriedades petrofísicas.

De uma maneira geral, as escalas podem ser agrupadas em três classes diferentes conforme a seguir:

- m a km : Unidades Estratigráficas (sequências) - sedimentologia de larga escala.
- mm a m : Unidades Deposicionais - sedimentologia de pequena escala.
- µm a mm: Arranjos de grãos - controle de microescala nas propriedades petrofísicas.

As escalas acima podem ser acessadas por diferentes métodos de análise, tais como os apresentados na figura 4.

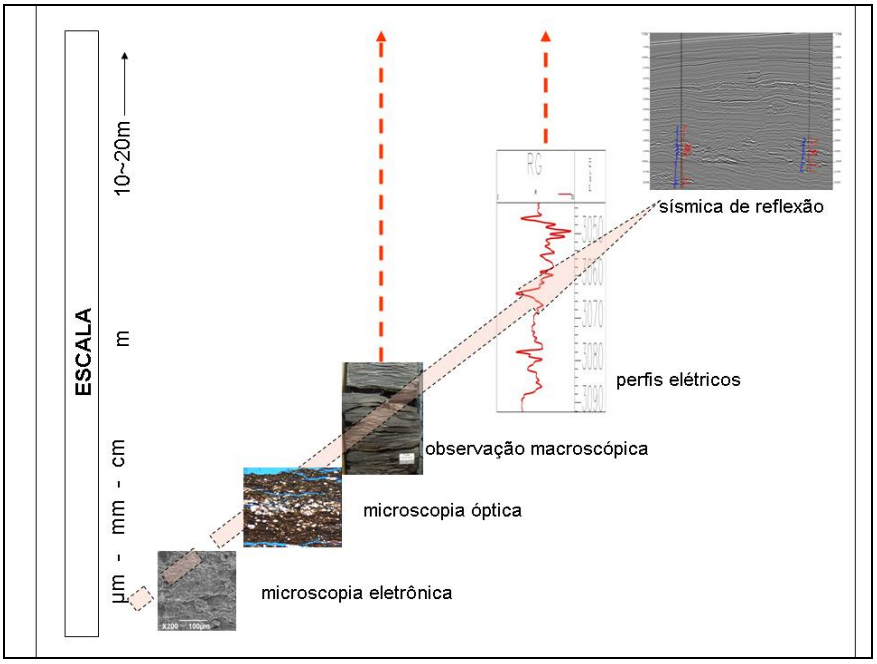


Figura 4 - Métodos aplicados a estudos de selos e a escala correspondente.

2.4.1. MICROESCALAS

Propriedades capilares

Os controles de microescalas estão diretamente relacionados às propriedades físicas de um meio. A principal propriedade física responsável pela retenção de hidrocarbonetos é a pressão capilar.

Os conceitos de pressão capilar podem ser usados por geólogos, petrofísicos e engenheiros de petróleo para avaliar a capacidade selante de rochas. Permitem calcular a coluna de petróleo que uma rocha capeadora pode suportar, antes de ocorrer um vazamento através da rede de poros existentes nas litologias selantes.

A pressão capilar é a pressão que se opõe ao deslocamento (percolação) de um fluido não-molhante (geralmente o petróleo em sistemas bifásicos água-petróleo em sedimentos) por um sistema poroso.

Neste trabalho, os selos referem-se a selos de membrana para hidrocarbonetos em um sistema molhado a água. Os selos de membrana têm a capacidade de retenção associada à pressão capilar de deslocamento. Nesta estabelece-se um deslocamento contínuo do fluido não molhante através do sistema poroso. Assim sendo, este limite crítico controla de forma estática a ocorrência de uma coluna de petróleo.

A pressão capilar é a diferença de pressão entre as fases não-molhante e molhante em um sistema de fluídos bifásicos, e está associada à tensão interfacial e ao raio do poro.

Equação de Young- Laplace

As forças atuantes nas moléculas de um líquido são responsáveis por fenômenos conhecidos como tensão superficial (um líquido e seu vapor) ou interfacial (dois líquidos). São forças formadas na interface dos líquidos e têm como característica uma coesão mais forte do que as forças no interior dos líquidos.

Em equilíbrio mecânico, a tensão interfacial **σ** é equilibrada pela diferença de pressão dentro e fora do líquido (figura 5).

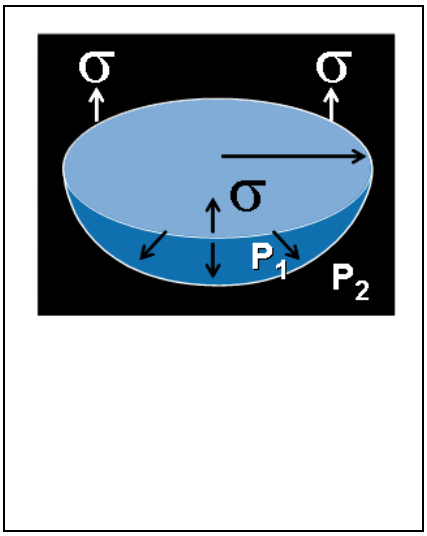


Figura 5 - Representação esquemática das pressões internas e externas e da tensão interfacial.

$F1 = \pi r^2 (P1-P2)$ (força associada à diferença de pressões interna e externa da gota) (1)

$F2 = 2 \pi r \sigma$ (força associada à tensão interfacial) (2)

onde**:** r - raio da gota, considerada esférica

P1- força no interior do líquido

P2- força na superfície do líquido

σ - tensão interfacial

Para se manter em equilíbrio mecânico: F1= F2

$$P1 - P2 = 2\sigma / r \quad (3)$$

A equação (3) representa um caso particular da Equação de Young- Laplace, onde :

$$\Delta P = \sigma (1/R_1 + 1/R_2)$$

Sendo: $\Delta P = P1-P2$.

se R1 e R2 são os raios de curvaturas das interfaces.

No caso de meniscos esféricos:

$R1 = R2 = r$

$$\Delta P = 2\sigma / r \quad (3)$$

Ângulo de Contato e Molhabilidade

A natureza da curvatura de um líquido e sua relação com sólidos (ex. grãos de sedimentos) é o ângulo de contato θ, que é medido na fase mais densa entre a interface da fase molhante e o sólido (figura 6).

Se a força de adesão é menor que a força de coesão ($\theta > 90^o$), o líquido é dito como sendo não molhante.

Se a força de adesão é maior que a força de coesão ($\theta < 90^o$), o líquido é dito como sendo molhante.

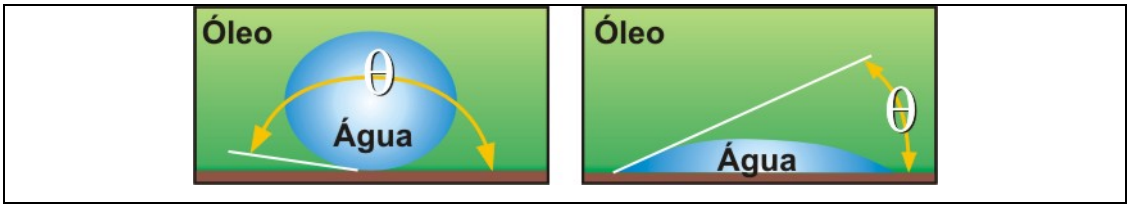


Figura 6 - Figura esquemática mostrando molhabilidade da água em um sistema bifásico água-óleo como função do ângulo **θ** entre o sólido e o líquido.

Pressão capilar

A pressão capilar é definida como:

$P_c = P_{nw} – P_w$

P_C – pressão capilar

P_{nw} é a pressão na fase não molhante

P_w é a pressão na fase molhante

Para molhabilidade à água em um sistema óleo-água

$P_c = P_{óleo} – P_{água}$

Na figura 7, é mostrado um capilar cilíndrico de raio $\mathbf{r_c}$ e as fases molhante e não molhante com ângulo de contato θ**.** Com a hipótese de menisco esférico de raio $\mathbf{r_1}$, tem-se da geometria do sistema que:

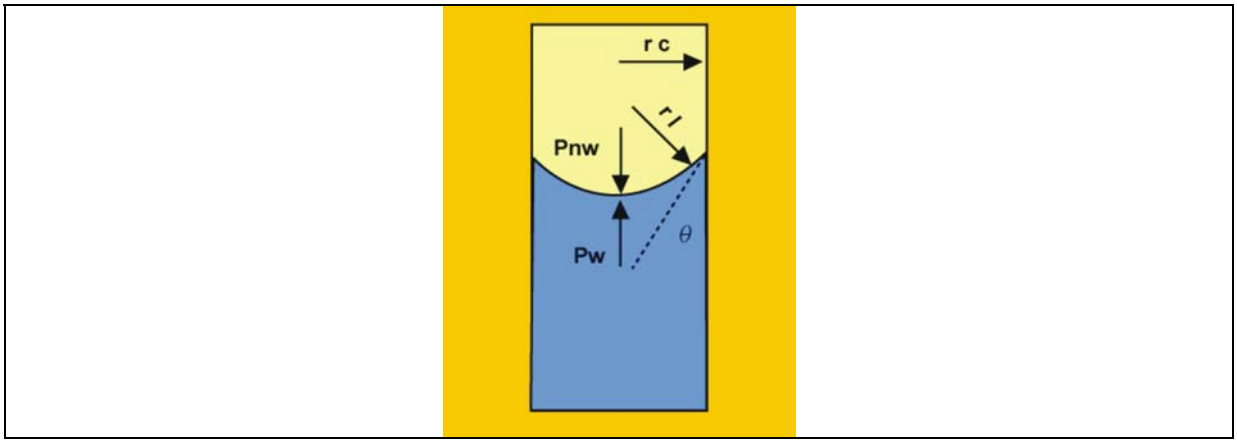


Figura 7 - Capilar usado para obtenção da relação entre raio de curvatura do menisco (r_1), raio do capilar (r_c) e ângulo de contato (θ). $P_{nw:}$ fase não molhante; $P_{w:}$ fase molhante.

$r_1 = r_c / \cos \theta$ (4)

onde: r_c - raio do capilar

Substituindo na equação (3).

$P_C = 2 \sigma / r$ (3)

Tem –se:

$P_c = 2 \sigma \cos \theta / r_c$

Da equação acima, nota-se que a pressão capilar aumenta com a diminuição do raio do capilar r_c.

Cálculo da Capacidade Selante

A altura máxima de uma coluna de petróleo, retida abaixo de uma capeadora ocorre quando a flutuação (empuxo) da coluna se iguala à pressão capilar gerada por uma capeadora. Representada por:

$h = (Pc_{p/w(cap)} – Pc_{p/w(res)}) / (\rho_w – \rho_p) g$

onde:

- $Pc_{p/w(cap)}$ – $Pc_{p/w(res)}$ são pressões capilares de entrada para capeadoras e reservatórios respectivamente;
- ρ_w e ρ_p – massa específica em subsuperfície da água e do petróleo;
- g - aceleração da gravidade e
- h - altura da coluna de petróleo

No presente trabalho, a estimativa de altura de coluna de petróleo h foi feita a partir da pressão capilar de deslocamento, obtida com intrusão de mercúrio. Esta técnica, assim como os procedimentos analíticos constam do Capítulo 5, item 5.1.1.

Para se calcular a altura de uma coluna de petróleo a partir da pressão capilar de deslocamento de mercúrio, tem-se:

$$Pc_{w/p} = 2\,\sigma_{w/p} \cos \theta_{w/p} / r_c$$

e:

$$Pc_{Hg} = 2\,\sigma_{Hg} \cos \theta_{Hg} / r_c$$

Igualando-se as duas equações obtêm-se:

$$Pc_{w/p} = Pc_{Hg}\,\sigma_{Hg} \cos \theta_{Hg} / \sigma_{w/p} \cos \theta_{w/p}$$

onde:

$Pc_{w/p}$ - pressão de deslocamento em um sistema óleo-água

Pc_{Hg} - pressão de deslocamento por injeção de mercúrio

$\sigma_{w/p}$ - tensão superficial água -petróleo

σ_{Hg} - tensão superficial mercúrio-ar

$\cos \theta_{w/p}$ - coseno ângulo de contato petróleo

$\cos \theta_{Hg}$ - coseno ângulo de contato mercúrio

r_c - raio do capilar

Fatores que influenciam a capacidade selante

A retenção de uma coluna de petróleo por uma litologia depende da capilaridade dos poros interconectados. Essas propriedades físicas são controladas por fatores texturais (tamanho de grãos) e pelo efeito da compactação mecânica.

A redução da porosidade com o aumento da pressão efetiva devida ao soterramento foi demonstrada por Yang e Aplin (2004) e está representada na figura 8, que mostra a maior redução de porosidade em litologias com maior conteúdo de argila (porcentagem).

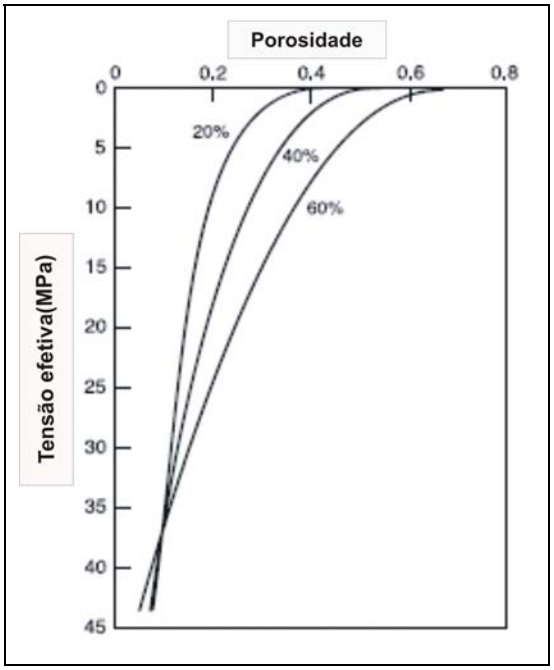


Figura 8 - Variação da porosidade com o soterramento, mostrando a maior redução de porosidade como o maior conteúdo de argila (porcentagem). Yang & Aplin (2004)

Trabalhos desenvolvidos por Kranck (1985) e Kranck et al., (1996 a, b) sugerem que muitos lamitos não depositados por suspensão possuem frações sílticas (quartzo + feldspatos) e componentes floculados (argila) depositados como agregados. Estas duas classes de tamanho de grãos (silte e areia) geram sistemas porosos com dimensões maiores.

Krushin (1997) demonstrou a relação entre o porcentual de quartzo presente na matriz de rochas finas com o tamanho de garganta de poros. Segundo o autor, quanto maior o teor de quartzo na matriz, maior o tamanho de garganta de poros e consequentemente menor a pressão de deslocamento (figura 9).

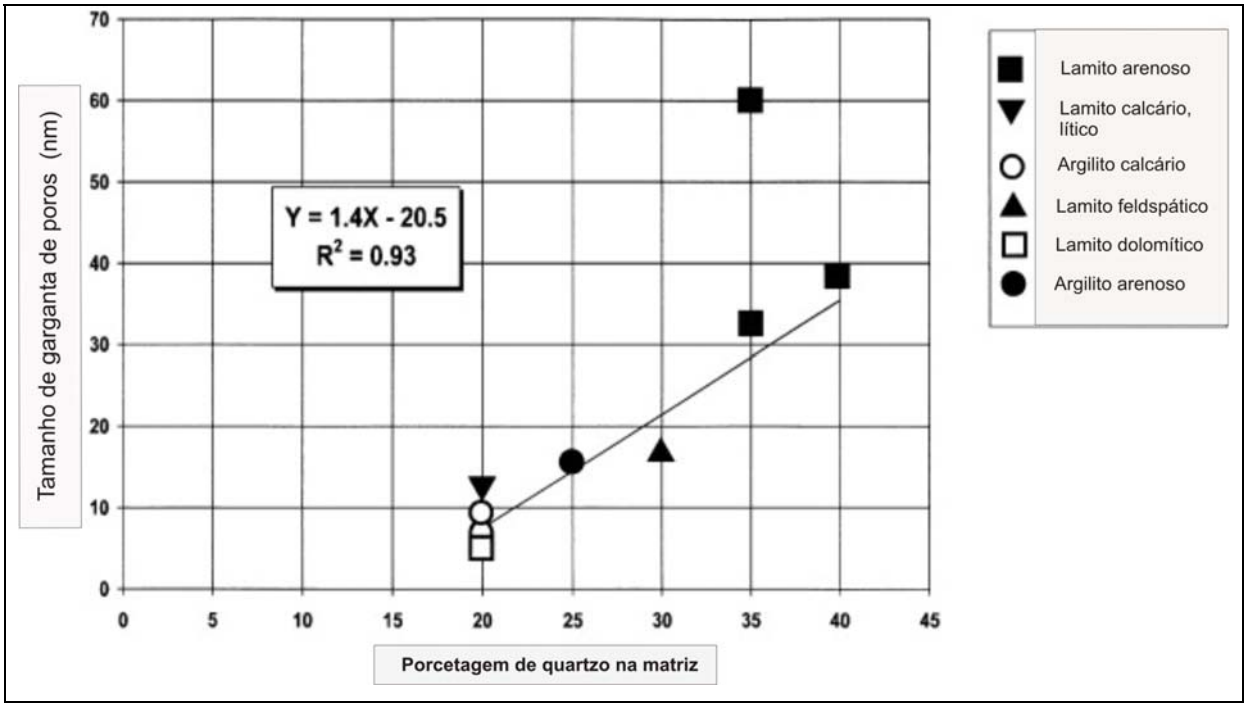


Figura 9 - Relação entre o conteúdo de quartzo da matriz obtido da difratometria de raios X e tamanho de garganta de poros, obtidos a partir da capilarimetria por intrusão de mercúrio. (modificado de Krushin, 1997)

2.4.2. MACROSSUPERFÍCIES

Litologia

O requisito básico para que uma litologia sirva como selo para uma acumulação de petróleo é que a pressão de deslocamento da unidade litológica compreendida na superfície selante seja maior que a pressão de flutuação (empuxo) exercida pela coluna de petróleo da acumulação. Qualquer litologia pode servir como selo para determinada acumulação de petróleo. No entanto, as litologias que possuem as melhores características de selo são as de granulometria mais fina da seção. Assim sendo, os selos mais efetivos são representados por evaporitos, clásticos finos e rochas ricas em matéria orgânica. Estas litologias são comumente bons selos porque possuem altas pressões de deslocamento, têm ampla continuidade lateral, mantêm a estabilidade da litologia por maiores áreas, são relativamente mais dúcteis e também por estarem bem representadas ao longo da seção sedimentar de uma bacia.

Ductilidade

Durante a formação de muitas trapas, o fraturamento e o dobramento a que são submetidas algumas camadas impõem significativos esforços na superfície selante de uma acumulação. Rochas rúpteis desenvolvem mais facilmente fraturas, enquanto litologias dúcteis tendem a ter um comportamento mais plástico (tabela 1).

Tabela 1 - Hierarquia de ductilidade de algumas rochas selantes. (modificado de Downey, 1984)

Ductilidade	Litologia
Mais	Sais
	Anidrita
	Folhelhos ricos em querogênio
	Folhelhos sílticos
	Lamas carbonáticas
Menos	"Cherts"

Lamitos podem ter altas pressões de entrada, mas quando submetidos a situações de deformação podem fraturar muito mais facilmente do que o sal, anidrita, folhelhos argilosos, e rochas ricas em matéria orgânica. Ductilidade é uma propriedade da rocha que

varia conforme a temperatura e a pressão (profundidade de soterramento), tanto quanto com a litologia.

Rochas com alto conteúdo de matéria orgânica podem conter camadas deformadas de querogênio. Tais rochas têm comumente um comportamento plástico durante o dobramento e fluxo do querogênio.

Em províncias superfraturadas do mundo, onde a deformação e fraturamento são esperados como processos mais intensos, a ductilidade é uma propriedade muito importante quando se buscam camadas selantes para acumulações. Litologias com uma microestrutura de poros muito fina e matriz dúctil podem ter propriedades selantes mesmo sob deformação muito intensa. A tabela 1 mostra do topo para a base de escala de ductilidade decrescente de algumas rochas.

Espessura da Capeadora

Para que uma litologia retenha uma coluna considerável de petróleo, é necessário que sua estrutura de poros seja capaz de suportar a pressão de flutuação exercida por esta. Teoricamente, a espessura da camada de selo não tem relação com esta capacidade de retenção. No entanto, do ponto de vista prático, existe pequena probabilidade de que uma camada de poucos centímetros seja contínua, não interrompida, e que mantenha uma característica lítológica constante sobre uma acumulação com considerável extensão em área. O benefício de um selo espesso é que este pode proporcionar muitas camadas com características selantes, e com grande probabilidade de que este possa manter-se distribuído em área ao longo de um prospecto. Um selo espesso tem grande importância se for capaz de manter as propriedades de selo por uma grande área, no entanto não tem influência na capacidade de retenção de uma coluna de petróleo.

Homogeneidade

As propriedades capilares de um selo presentes em uma determinada camada estratigráfica necessitam de uniformidade na distribuição ao longo da unidade estratigráfica. Estas unidades podem ter uma grande variação de suas propriedades somente com poucas mudanças litológicas. Seções geológicas com perfis elétricos que mostrem as características litológicas podem ser úteis na avaliação da homogeneidade das camadas.

Na estratégia simplificada de avaliação de selo proposta por Ingram *et al*., (1997), este deve ser diferenciado levando-se em consideração a litologia e a sua estratigrafia (figura 10). Cabe ressaltar que o termo estratigrafia de selo utilizado pelos autores tem conotação de ordenação interna das camadas, o que pode condicionar os caminhos de vazamento, levando em conta principalmente o tipo litológico predominante, tais como intercalações silte/areia e folhelhos laminados.

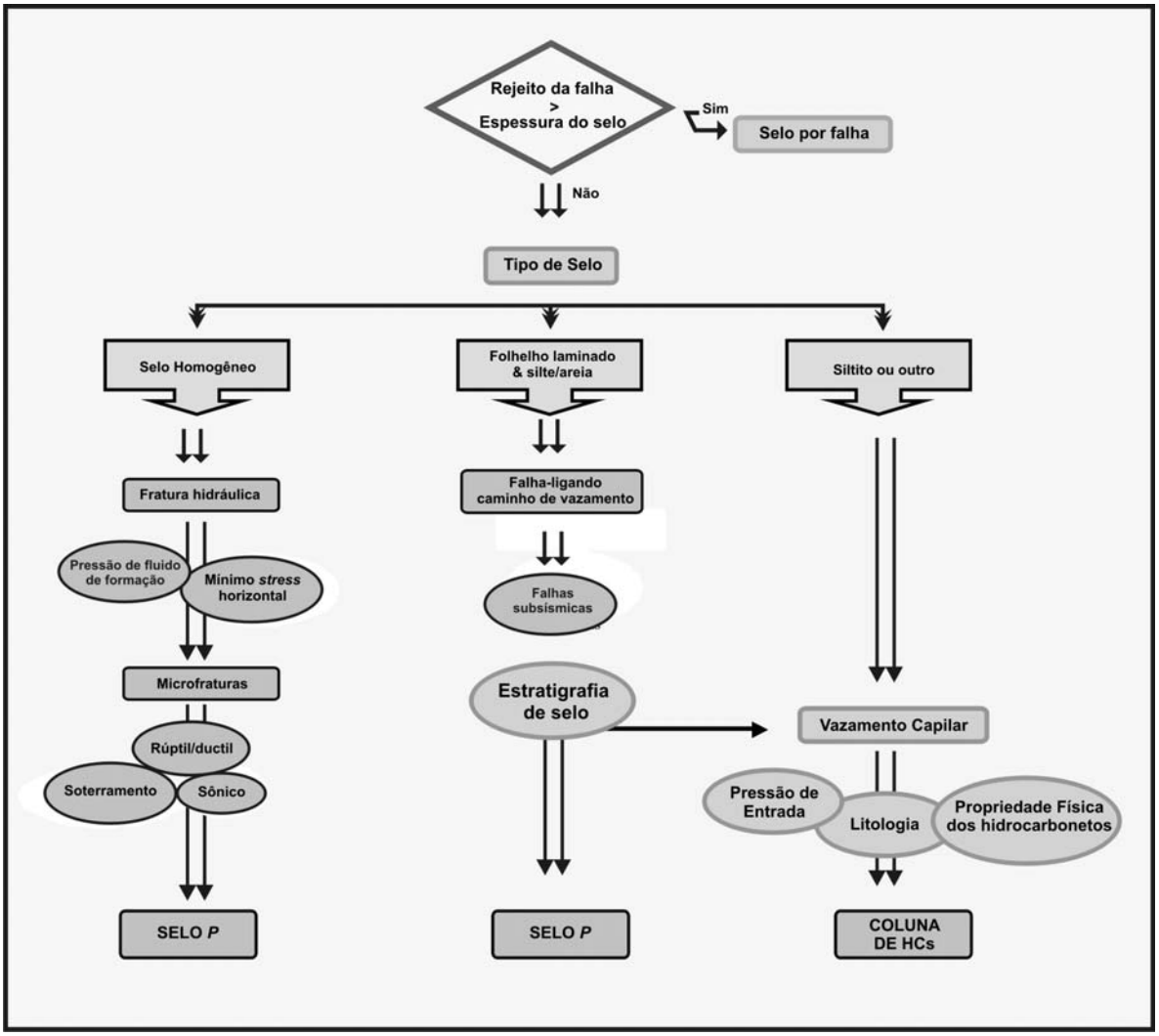


Figura 10 - Estratégia simplificada de avaliação de selo (segundo Ingram *et al*., 1997). O fluxograma começa pela determinação do rejeito da falha em relação à espessura do selo. Os retângulos representam cenários de vazamentos e as elipses indicam o tipo de informação que pode contribuir para a análise destes cenários.

2.5. APLICAÇÃO DA ESTRATIGRAFIA DE SEQUÊNCIAS NO ESTUDO DE ROCHAS CAPEADORAS

Em um sistema petrolífero existem basicamente duas classes importantes de selos: selos regionais que impedem ou retardam a migração de petróleo, e selos locais que confinam acumulações. No processo de avaliação do potencial selante de rochas capeadoras, três aspectos devem ser levados em conta, a capacidade selante (fornecida pela pressão de deslocamento de um fluido não molhante (óleo ou gás)); a geometria da seção de rochas capeadoras (dada pela extensão da ocorrência destas rochas) e a resistência ao fraturamento (dada pela composição da rocha).

Diversos autores têm reportado a importância do contexto estratigráfico por esses controlarem a distribuição espacial, como também por condicionarem a fábrica dos selos através dos seus aspectos texturais.

Grunau (1987) mencionou que o principal problema encontrado na caracterização de selos é uma geral falta de descrições acuradas das capeadoras. Segundo o autor, as medidas de laboratórios fornecem dados quantitativos e o entendimento físico das propriedades das capeadoras, entretanto, aponta para a necessidade de que esses dados devam ser suplementados por uma visão geológica em maior escala acerca do problema das capeadoras.

Mitchum *et al*., (1991) apontaram para a necessidade dos dados de pressão de deslocamento por injeção de mercúrio em altas pressões serem interpretados dentro do contexto de estratigrafia de sequência de alta resolução, objetivando dar à capacidade selante de determinados estratos uma visão sistemática e preditiva.

Rochas capeadoras com propriedades selantes compreendem litofácies de granulometria mais finas, e por isso com uma microestrutura bastante diferenciada das rochas reservatórios sotopostas e com propriedades petrofísicas também diferentes.

Uma litofácies compreende uma subdivisão mapeável de uma unidade estratigráfica que pode ser distinguida por suas características litológicas, tais como textura, mineralogia, tamanho de grãos e ambiente deposicional.

A associação entre as litofácies em assembléias tridimensionais formam os sistemas deposicionais. Estes últimos variam de acordo com o tipo de sedimento disponível, assim como pelos processos e ambientes nos quais eles são depositados.

A caracterização e predição das extensões das litofácies são possíveis tendo em vista a existência de uma ciclicidade nas sucessões estratigráficas. Este caráter cíclico verifica-se dentro de um arcabouço cronoestratigráfico de estratos geneticamente relacionados e limitados no topo e na base por superfícies de erosão ou não deposição e suas conformidades correlativas. O estudo da relação entre rochas dentro do contexto acima é conhecido como estratigrafia de sequências.

Segundo Posamentier *et al.,* 1988, o atributo chave para a utilização da estratigrafia de sequências é a natureza cíclica das sucessões estratigráficas dentro de um arcabouço cronoestratigráfico. Permite-se com isso a predição litológica devido a interpretações da ciclicidade do registro de rochas. Esta ciclicidade deve-se as variações relativas do nível do mar.

A unidade fundamental de estratigrafia de sequências é a sequência deposicional. Cada sequência é formada por sucessões de estratos concordantes, relacionados geneticamente e limitadas no topo e na base por superfícies cronoestratigráficas, representadas por discordâncias ou suas conformidades correlativas.

Uma sequência deposicional é composta por uma sucessão de tratos de sistemas desenvolvidos em um segmento da curva de variação do nível do mar. Tratos de sistemas são formados por um conjunto de sistemas deposicionais contemporâneos relacionados entre si (figura 11).

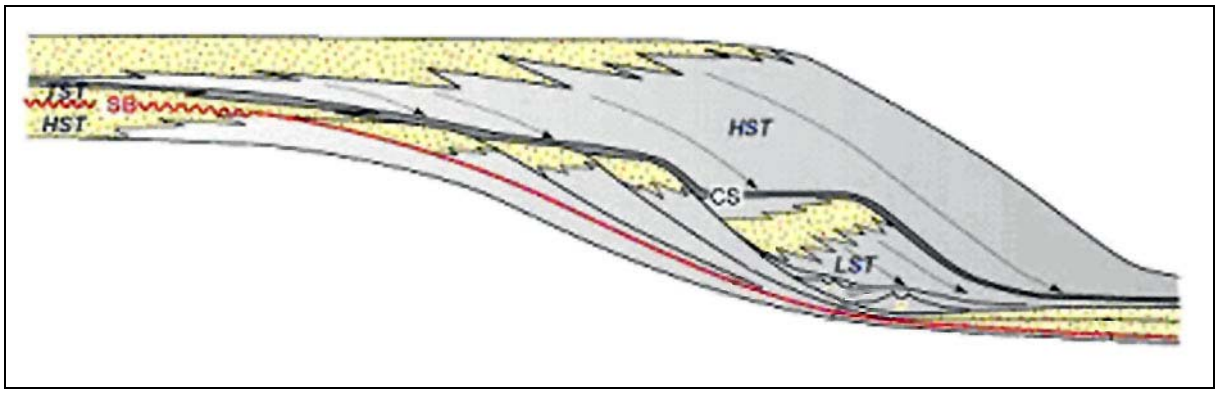


Figura 11 - Modelo de estratigrafia de sequências, com os tratos de sistema. LST- trato de mar baixo; TST - trato transgressivo e HST - trato de mar alto. (modificado de Vail (1987), Posamentier & Vail (1988))

Uma sequência estratigráfica é formada normalmente pelos tratos de mar baixo (*lowstand*), transgressivo (*transgressive*), e de mar alto (*highstand*).

O trato de mar baixo se desenvolve durante uma queda relativa do nível do mar, quando a queda eustática supera a taxa de subsidência, produzindo uma discordância erosiva, acompanhada de uma regressão forçada. O trato de mar baixo é dividido em leque de assoalho de bacia (*basin floor fan*), leque de talude (*slope fan*), cunha de mar baixo (*lowstand wedge*) e vale inciso (*incised valley*).

O trato transgressivo representa o trato intermediário ao trato das sequências. Forma-se durante a subida relativa do nível, devido à maior taxa de elevação do nível do mar em relação à subsidência. Forma um pacote retrogradacional, com um limite máximo de transgressão no seu limite superior marcado por uma superfície de inundação máxima (SIM). A superfície de inundação máxima representa a mais importante das seções condensadas e compreende finas camadas de sedimentos pelágicos ou hemipelágicos depositados sob baixas taxas de sedimentação. São expressas normalmente por crostas marinhas (*hardgrounds*) ou folhelhos radioativos.

O trato de mar alto é formado durante o final de uma subida eustática, parada ou início de uma queda eustática e representa o trato superior das sequências. O caráter progradacional, retrogradacional e agradacional se dá pela taxa de aporte sedimentar.

Os diferentes tipos de selos analisados nesta dissertação estão posicionados no seu contexto estratigráfico. Este resulta de um modelo estratigráfico da área utilizando-se trabalhos de bioestratigrafia e de sedimentologia desenvolvidos na PETROBRAS. (Faria *et al*., 2001; Zarpelon *et al*., 1997)

3. A BACIA DE CAMPOS

3.1. LOCALIZAÇÃO

A Bacia de Campos é a maior produtora de óleo no Brasil, sendo responsável pela produção de cerca de 84 % de petróleo do país. É limitada ao sul pelo Alto de Cabo Frio, que a separa da Bacia de Santos; e ao norte pelo Alto de Vitória, que a separa da Bacia do Espírito Santo. Seu limite oeste se dá com rochas Pré-Cambrianas. Seu limite leste depende da prospectividade econômica (figura 12). É uma bacia submersa com 100.000 km^2 de área, sendo que somente 500km^2 são relativos à porção emersa (Dias *et al*., 1990).

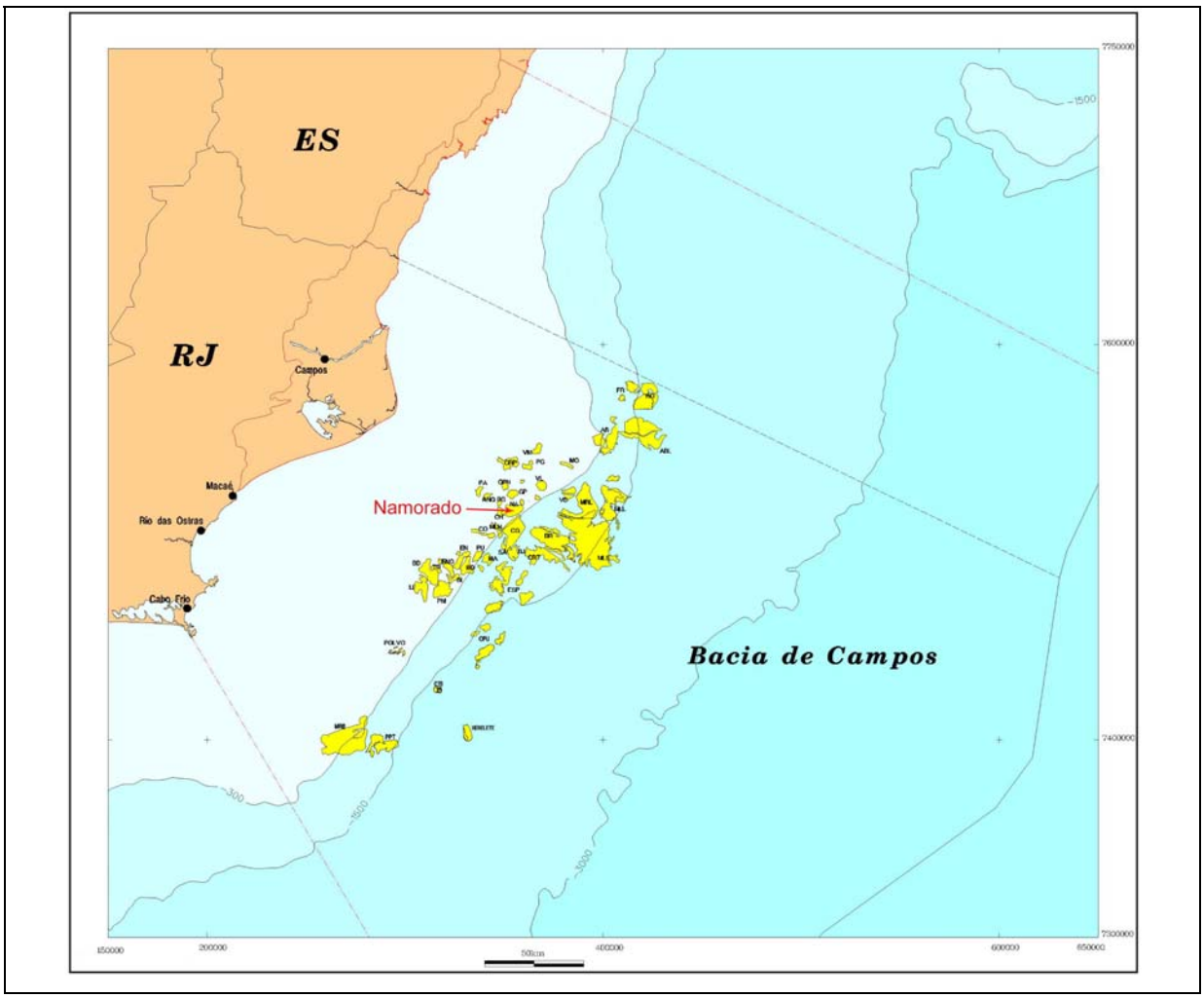


Figura 12 - Mapa de localização da Bacia de Campos com os campos de produção. Campo de Namorado indicado por seta.

A Bacia de Campos é uma bacia de margem divergente que apresenta características semelhantes com as demais bacias da costa leste. No entanto, sua evolução tectonossedimentar a torna singular em termos de potencial petrolífero (figura 13).

O estudo realizado nesta dissertação foi feito em uma seção do Campo de Namorado na Bacia de Campos. Os reservatórios do Campo de Namorado (Arenito Namorado) foram depositados por ação de corrente de turbidez (turbiditos), como parte da megassequência marinha transgressiva. Foram depositados no intervalo de tempo do Albiano superior/Cenomaniano e fazem parte do Membro Outeiro da Formação Macaé.

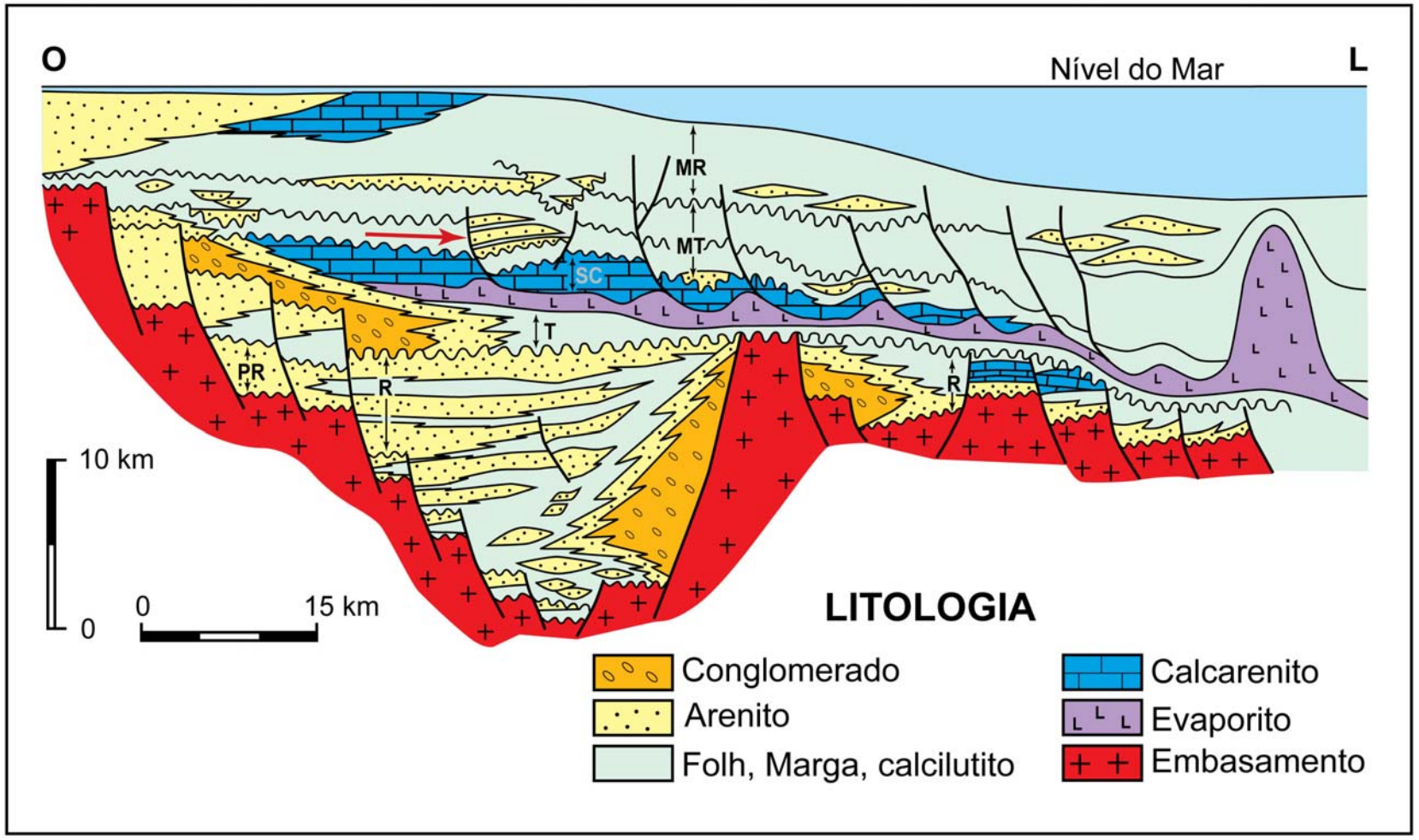


Figura 13 - Seção Geológica esquemática da Bacia de Campos, apresentando as principais unidades litoestratigráficas e seus respectivos depósitos associados, assim como a evolução da bacia (modificado de Bruhn, 1993). **PR** - Megassequência Continental Pré-R*ift*; **R** - Megassequência Continental *Rift*; **T** - Megassequência transicional evaporítica; **SC** - Megassequência Plataforma Carbonática Rasa; **MT** - Megassequência Marinho Transgressiva; **MR** - Megassequência Marinho Regressiva.

3.2. EVOLUÇÃO ESTRATIGRÁFICA

A Bacia de Campos possui preenchimento sedimentar que pode chegar a 7.000 m, segundo dados observados em seções sísmicas. Este preenchimento se dá por arenitos, carbonatos, evaporitos, margas, folhelhos e rochas vulcânicas básicas (figura 14).

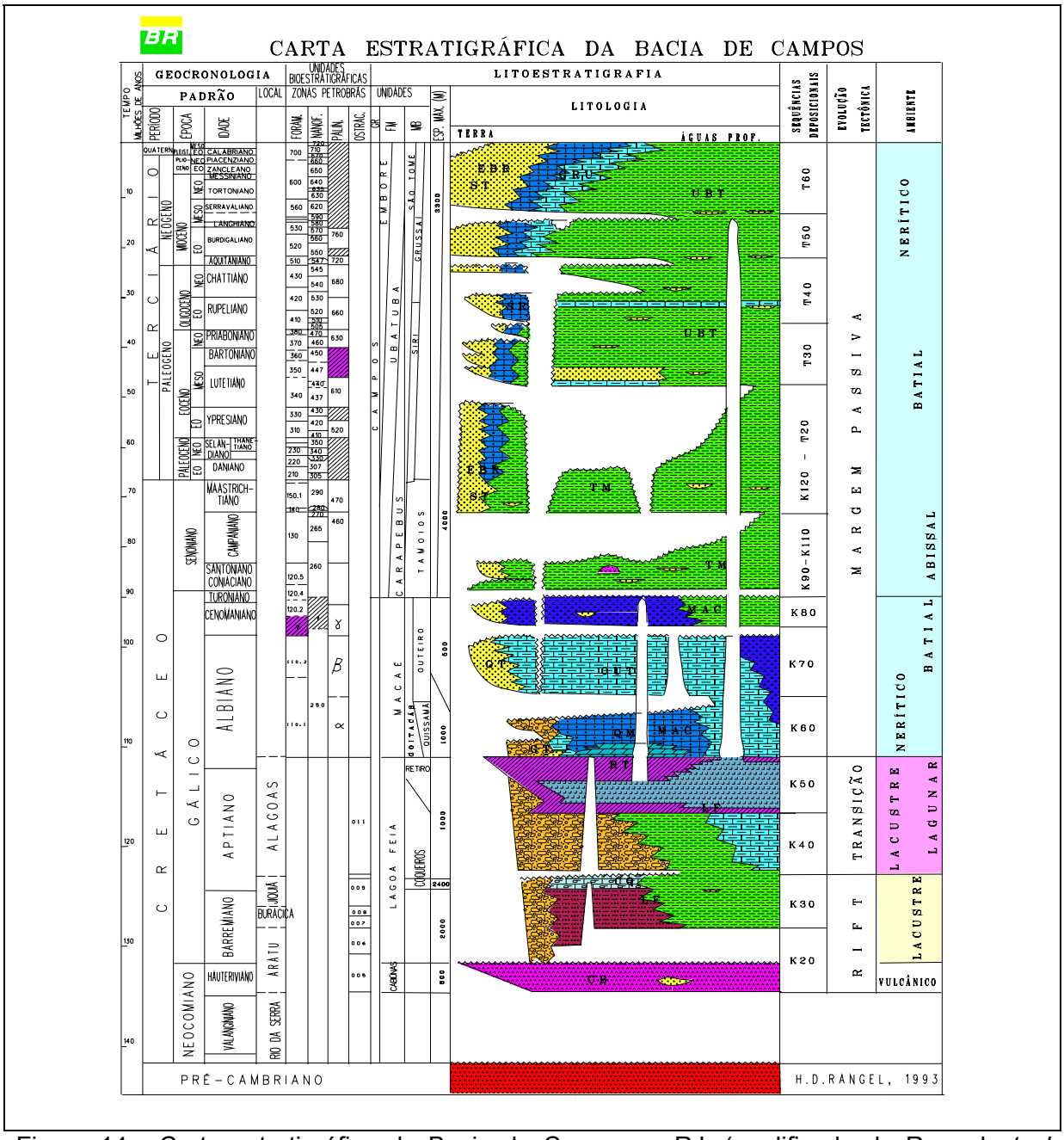


Figura 14 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos – RJ. (modificado de Rangel *et al.* (1994)

A margem leste brasileira pode ser dividida, desde o final do Jurássico, em seis megassequências deposicionais, limitadas por discordâncias regionais ou concordâncias relativas (caso das sucessões marinhas):

-megassequência continental pré-rifte:
-megassequência continental rifte;
-megassequência transicional evaporítica;
-megassequência de plataforma carbonática rasa;
-megassequência marinho transgressiva;
-megassequência marinho regressiva.

Apenas o limite entre a megassequência transicional evaporítica e a de plataforma carbonática rasa parece ser gradacional, segundo Guardado *et al.*(1990) e Koutsoukos *et al.,* (1991).

Segundo Asmus (1975), Asmus & Guazelli (1981), Asmus (1982) e Dias *et al*.(1990), na Bacia de Campos podem ser individualizados quatro grandes megassequências tectono-sedimentares, relacionadas a três estágios evolutivos:

-Megassequência Continental (estágio *rifte*);
-Megassequência Transicional (estágio golfo proto-oceano);
-Megassequência Carbonático Marinha (estágio oceânico);
-Megassequência Clástico Marinha (estágio oceânico).

3.2.1. MEGASSEQUÊNCIA CONTINENTAL (Estágio Rifte)

A megassequência continental foi formada desde o início do Neocomiano até o início do Aptiano. As rochas foram depositadas em diversos ambientes, desde lagos profundos a rasos, salinos ou de água doce, incluindo deltas, planícies e leques aluviais. Possuem um grande grupo de rochas siliciclásticas, carbonáticas e vulcânicas.

A formação de *rift valleys*, durante o Neocomiano, por causa da ruptura crustal do supercontinente Gondwana levou à formação de *horsts*, *grabens* e meio *grabens*, blocos rotacionados, falhamentos sintéticos e antitéticos, por causa da rápida subsidência crustal.

Formaram-se então depressões alongadas com direção preferencial SW/NE, limitadas por falhamentos normais devido a descontinuidades pré-mesozóicas, pré-existentes.

O vulcanismo máfico está associado com a abertura do Atlântico, e tem a maioria das suas idades em torno de 125 Ma (Andar Rio da Serra/Aratu) sendo denominado por Dias *et al*. (1987) de Formação Cabiúnas.

A importância destas rochas deve-se ao fato de que constituem o embasamento econômico quanto à prospecção petrolífera, gerando feições importantes tais como:

- a falha charneira da Bacia de Campos (separando sedimentos cretácicos, a leste, da área de embasamento raso, a oeste;
- Alto regional de Badejo (*horst* importante na distribuição sedimentar);
- Baixos de Corvina – Parati e São João da Barra;
- Baixos das áreas norte de Albacora e Marlim (Dias *et al*., 1988).

O preenchimento por sedimentos da Formação Lagoa Feia se deu em ambientes lacustres, salino e alcalino, com forte controle tectônico. Foi dividida em quatro intervalos, com base na associação faciológica, segundo Dias *et al.* (1988):

- seção basal de folhelhos verdes;
- depósitos terrígenos deltaico-lacustres;
- seção de coquinas;
- *red beds* (conglomerados, arenitos e folhelhos)

As coquinas (calcarenitos e calcirruditos de bivalves) representam importantes reservatórios da Bacia de Campos. Foram depositadas em paleoaltos sindeposicionais (Dias *et al.,* 1987) e estão posicionadas na estratigrafia no Andar Jiquiá superior.

Os folhelhos geradores presentes pertencem a dois sistemas de rochas geradoras na Bacia de Campos, segundo Mohriak *et al.,* (1990):

- pelitos (folhelhos e margas) lacustres, do Neocomiano inferior, depositados em ambiente salobro a hipersalino;
- pelitos do Neocomiano superior depositados em ambiente lacustres, salino e alcalino.

3.2.1. MEGASSEQUÊNCIA TRANSICIONAL (Estágio Golfo Proto- Oceano)

A passagem de um ambiente deposicional continental para marinho iniciou-se com a acumulação de complexos de leques aluviais provenientes da área falhada elevada nas adjacências (Azambuja *et al.* 1980; Cândido & Wardlaw, 1985; Dias et al., 1988). Foi depositada no intervalo de tempo entre a metade do Aptiano até o início do Albiano (Andar Alagoas).

Uma extensa e completa suíte de evaporitos (anidrita, halita, silvita e carnalita) foi precipitada sob condições climáticas quentes e áridas (Szatmari *et al*., 1979). Estes depósitos foram alimentados por incursões restritas de águas marinhas provenientes do Atlântico Sul (Leyden *et al*., 1976) e também possivelmente da região central do Atlântico norte (Koutsoukos *et al*., 1991). Representam um estágio tectônico de quiescência com pequenos falhamentos locais por reativação de falhas do rifte anterior.

A atividade halocinética destes evaporitos foi importante modeladora do substrato oceânico das unidades sobrepostas, formando falhamentos lístricos, adiastróficos, gerados pela carga sedimentar sobreposta e o basculamento da bacia para leste (Dias, et al., 1990).

3.2.2. MEGASEQUÊNCIA CARBONÁTICA MARINHA (Estágio Oceânico)

No início do Albiano aconteceu gradualmente o estabelecimento de condições marinhas ao longo do proto-oceano do Atlântico sul. Isto se deu devido a uma associação de subsidência da bacia, devido à contração térmica da crosta, e a uma elevação eustática do nível do mar. Estabeleceram-se então condições ambientais para a formação de uma espessa plataforma carbonática ao longo da margem leste brasileira.

A megassequência carbonático marinha foi dividida em duas unidades por diversos autores, entre os quais se citam Carozzi *et al*., 1977; Falkenhein *et al.,* 1981; Franke, 1981; Dias-Brito, 1982; Spadini, 1982; Frantz, 1987; Esteves *et al*., 1987 e Spadini *et al*., 1988, assim sendo:

- sequência basal com sedimentos siliciclásticos e carbonáticos depositados em uma extensa rampa homoclinal, em ambiente nerítico raso com fundo oxigenado e fauna restrita (foraminíferos bentônicos e plantônicos). Esta corresponde à porção inferior da Formação Macaé (Membros Goitacás e Quissamã, Dias *et al*., 1990) de idade Eo/meso-albiana.

A deposição ocorreu em condições de clima quente e árido, tendo sido depositados calcarenitos oncolíticos/oolíticos/peloidais (*grainstones*/*packstones*). As fácies de alta energia (grainstones) sobrepõem-se a altos originados na fase rifte. Formam ciclos de *shallowing upward* que iniciam com calcissiltitos peloidais e culminam com calcarenitos oolíticos de mais alta energia. Na base destes bancos carbonáticos pode ocorrer dolomita cuja origem pode ser diagenética. Na porção proximal contemporânea aos depósitos carbonáticos, ocorrem arcóseos depositados por leques deltaicos.

- a seção “bota” constitui uma seção denominada informalmente, e representa a segunda unidade definida pelos diversos autores citados acima.

É formada por depósitos de hemipelágicos em ambiente nerítico médio a batial superior (Azevedo *et al.,* 1987), sendo denominada por Dias *et al*., (1990) como Membro Outeiro da Formação Macaé. Representam fácies de afogamento da sequência carbonática marinha. De idade neo-albiana a eoturoniana, o Membro Outeiro é formado por depósitos de folhelhos e margas de águas mais profundas, enquanto que calcilutitos e siliciclásticos grossos de leques deltaicos ocorrem nas porções mais rasas.

A atividade halocinética intensa nesta fase originou falhas de crescimento, gerando no substrato depressões ou calhas onde foram depositados corpos arenosos turbidíticos, provenientes principalmente da área fonte a noroeste. Estes turbiditos foram denominados informalmente de Arenito Namorado, com idades de Albiano a Cenomaniano.

3.2.2. MEGASSEQUÊNCIA CLÁSTICA MARINHA (Estágio Oceânico)

A plataforma carbonática rasa sofreu gradativamente subsidência associada a uma tendência geral de elevação eustática do nível do mar durante o Albiano superior. Neste estágio, os carbonatos são cobertos por calcilutitos, margas, folhelhos e turbiditos arenosos e conglomeráticos.

Uma mudança climática de clima quente e seco para quente e úmido a partir do Albiano superior gerou alternâncias entre ciclos climáticos secos e úmidos que podem explicar os depósitos rítmicos interacamadados de calcilutitos e margas (Spadini *et al.,* 1988).

De idade Neo-Cretáceo a Recente, esta megassequência compreende as unidades litoestratigráficas do Grupo Campos.

No Neo-Cretáceo, predominam folhelhos e margas (secundariamente, calcilutitos) depositados em ambiente nerítico profundo a batial, sob clima quente e úmido. Estes depósitos tiveram como principal agente a alta subsidência associada a movimentações halocinéticas com formação de calhas receptadoras dos sedimentos.

Um importante evento erosivo de caráter regional ocorre no Paleoceno e Eo-Eoceno. A partir do Eo-Terciário, modificações estruturais da bacia reativam a área fonte dos sedimentos com taxas de sedimentação maiores que a taxa de subsidência, levando a uma inversão do padrão deposicional de transgressivo para progradante.

Variações glácio-eustáticas a partir do Oligo-Mioceno associadas com halocinese permitiram o desenvolvimento de bancos carbonáticos bioclásticos na plataforma externa (Siri-Oligoceno e Grussaí-Mioceno-Recente) da Formação Emborê e arenitos flúvio deltaicos da região de plataforma interna (Membro São Tomé da Formação Emborê) (Dias *et al*., 1990).

Grandes volumes de areia são encontrados no sopé do talude e até talude, devido à transferência de areia da plataforma através de cânions para regiões mais profundas.

Os reservatórios de petróleo de origem turbidítica desde o Meso-Cretáceo ao Neo-Terciário são os mais importantes na Bacia de Campos.

4. O CAMPO DE NAMORADO

4.1. LOCALIZAÇÃO

O estudo realizado nesta dissertação foi feito em uma seção do Campo de Namorado na Bacia de Campos. Localizado na porção centro sul da Bacia de Campos, é considerado campo escola devido à grande quantidade de dados existentes, o que proporciona um bom entendimento dos aspectos envolvidos na sua evolução geológica (figura 15).

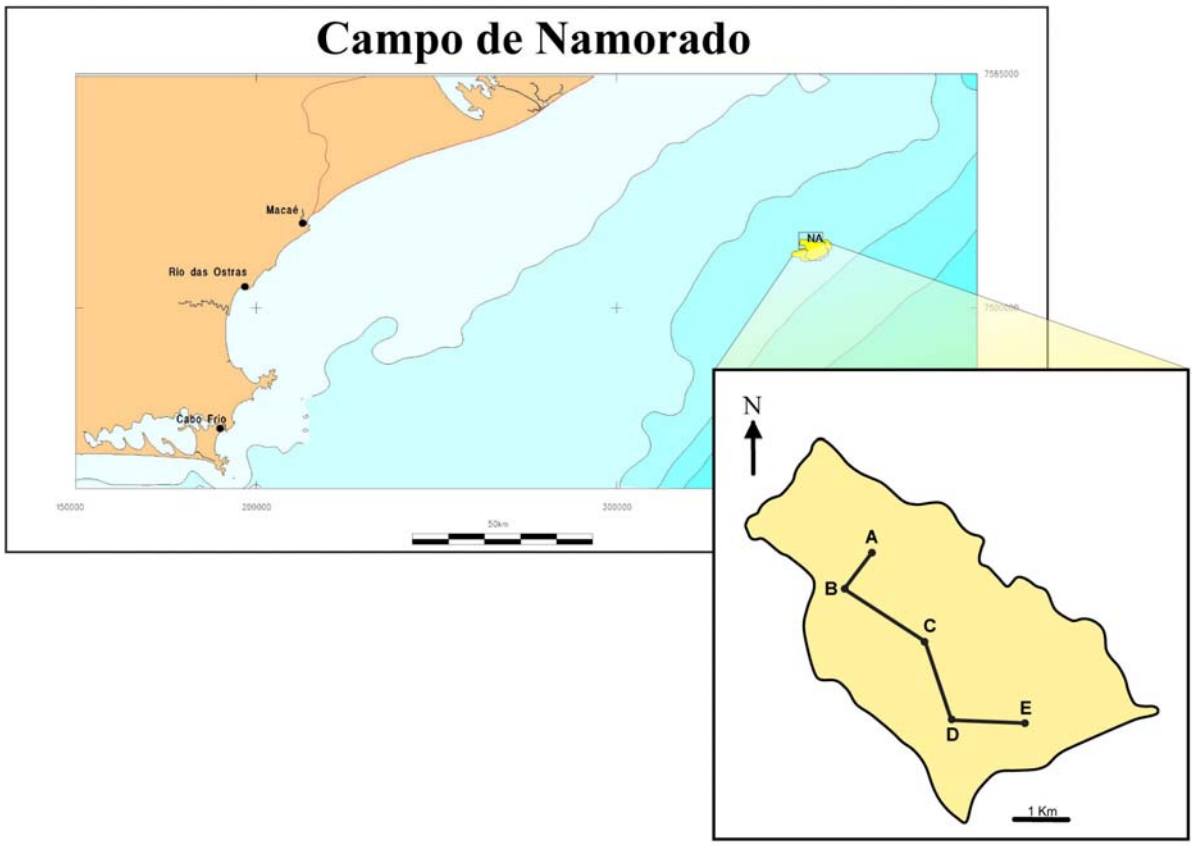


Figura 15 - Mapa de localização do Campo de Namorado na Bacia de Campos com contorno de ocorrência das areias no campo e a posição dos poços na seção estudada.

Descoberto pelo poço pioneiro 1-RJS-19 em 1975, localiza-se a 80 km da costa em cotas batimétricas que variam de 140 a 250m. Os reservatórios do campo compreendem arenitos de origem turbidítica, que ocorrem em intervalos que variam de -2900 a -3400m. Na estratigrafia da bacia, estes arenitos estão posicionados na porção superior da Formação Macaé, desde o Albiano Superior ao Cenomaniano Médio/Superior.

O campo tem coluna de óleo máxima de 160m e *net-pay* médio de 60m, com óleo de 28º API e 1,5 cp de viscosidade. O início da produção se deu em 1979 com aproveitamento dos poços exploratórios. Em 1982, deu-se início à perfuração de poços de desenvolvimento com a perfuração do poço 7-NA-7-RJS.

O volume original de óleo no campo é da ordem de 103 milhões de m^3 com uma produção de 3156 m^3/dia de óleo, 8841 m^3/dia de água e 509000 m^3/dia de gás associado (fevereiro de 2009).

O mecanismo de produção é de gás em solução, tendo-se que optar após dois anos pela aplicação de um método de recuperação secundária. Apesar da grande extensão do reservatório, os registros de pressão identificaram comunicação de pressão em todos os poços, sendo que apenas em alguns poços ocorreu diferenciação devida a barreiras de permeabilidades.

4.2. TRABALHOS ANTERIORES

Trabalhos antecedentes constam em grande parte de dissertações de mestrado, teses de doutorado e trabalhos em congressos. Alguns fazem parte do banco de documentação técnica da PETROBRAS, como relatórios internos. Os trabalhos mais relevantes para esta dissertação, por abordarem aspectos como o modelo deposicional e a estratigrafia da seção estudada, são os trabalhos de Menezes (1983,1984,1985,1986,1987,1990 e 1991), Menezes & Correa (1986), Souza Jr. (1997), Zarpelon *et al*., (1997); Faria *et al.,* (2001), Barboza *et al.,* (2003, 2004 e 2005) e Barboza (2005).

Em seus diversos estudos, Menezes abordou diversos aspectos da geologia do campo, com uma contribuição pioneira para a geologia, qualidade de reservatório, hidrologia, estrutural e geometria dos reservatórios. Cabe ressaltar o pioneirismo não só da caracterização dos reservatórios como também o do trabalho de Menezes & Adams (1991), no qual são feitos estudos de fácies não reservatório associadas com os depósitos turbidíticos. Neste trabalho, os autores caracterizaram as fácies não reservatório a partir de perfis elétricos. Basicamente, identificaram dois tipos de fácies não reservatório, ou seja, ritmitos marga/folhelho e depósitos de "*slumps*" e "*debris flows*". As respostas em perfis de

densidade e de neutrão e raios gama destas litofácies foram plotadas em gráficos, o que mostrou distinção em suas propriedades.

Souza Jr. (1997) apresentou uma metodologia para a construção de um modelo estratigráfico de alta resolução para o sistema turbidítico de Namorado, com a construção de um modelo sedimentológico a partir das análises de fácies e a elaboração desse modelo de alta definição baseado em interpretação sísmica. Através da correlação de alta resolução entre poços, o autor identificou três unidades genéticas de alta definição, sendo cada uma delas constituída por três intervalos estratigráficos, tais como: 1) sistemas de canais com depósitos de correntes turbidíticas de alta densidade, formados durante o rebaixamento do nível do mar; 2) sistema canal-dique marginal, formados durante o aumento relativo do nível do mar, com canais mais rasos e extravasamento dos sedimentos e 3) sistema argilo-margoso depositado nos períodos de nível de mar alto.

Zarpelon *et al.,* (1997) propuseram um arcabouço estratigráfico e seus tratos de sistemas para os eventos de sedimentação clástica marinha. Baseados em dados provenientes da descrição de 680 metros de testemunhos, foram caracterizadas litofácies, fácies de perfis e sísmica com controle paleogeográfico e cronoestratigráfico. A integração dos dados acima permitiu a divisão do intervalo compreendido pelos reservatórios em dois eventos de terceira ordem: um do Albiano Superior e outro do Cenomaniano. Foram identificadas três sequências clásticas para o intervalo do Albiano e uma para o do Cenomaniano.

Faria *et al.,* (2001) realizaram uma integração dos dados existentes no Campo de Namorado, propondo através de dados faciológicos, de perfis elétricos, de sismíca 2D e análises bioestratigráficas, uma nova subdivisão estratigráfica. Este trabalho, cujo objetivo foi o de caracterização geológica e simulação de fluxo, propõe a subdivisão em seis intervalos cronoestratigráficos com base no conteúdo de foraminíferos planctônicos, de radiolários e calcisferas no intervalo do Albiano Superior ao Cenomaniano.

Barboza (2005) propôs um modelo deposicional para a área do campo, usando dados sísmicos tridimensionais. Para isto, utilizou estudos faciológicos e bioestratigráficos, pré-existentes. Os processos formadores do reservatório de arenitos do Campo de Namorado foram propostos a partir da integração entre estes dados e a análise geomorfológica obtida através da visualização tridimensional. Estas, integradas aos dados sedimentares, permitiram a identificação do tipo de arquitetura deposicional.

4.3. COLUNA ESTRATIGRÁFICA

A coluna estratigráfica utilizada para o Campo de Namorado foi definida no trabalho de Faria *et al*. (2001). Contempla cinco sequências de terceira ordem, numeradas de 0 a 4, e compreende um intervalo de deposição que totaliza cerca de 11 Ma (figura 16).

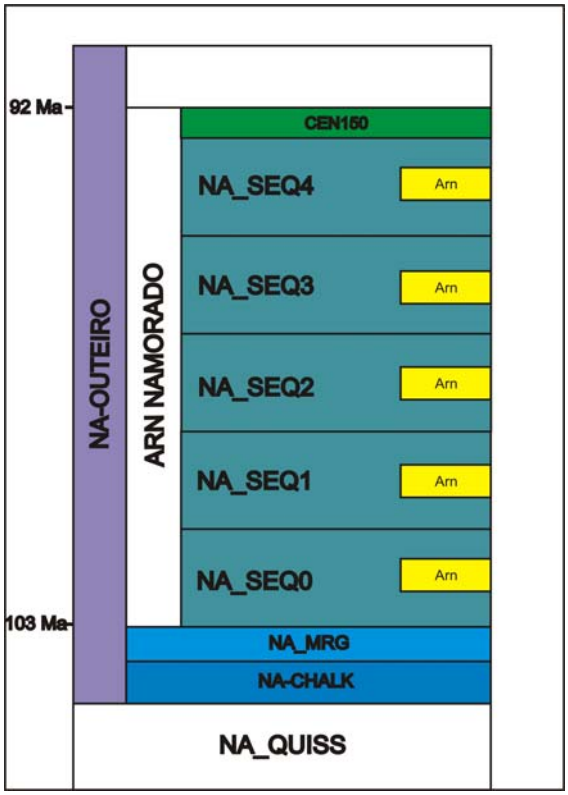


Figura 16 - Coluna estratigráfica para o Campo de Namorado. (modificado de Faria *et al*., 2001)

Estas cinco sequências estão contidas em dois grandes intervalos divididos em Albiano e Cenomaniano, sendo as sequências 0, 1 e 2 contidas no primeiro, e as sequências 3 e 4 contidas no segundo intervalo, culminando com a deposição do Marco Radioativo (CEN150) (tabela 2).

A base do reservatório Namorado corresponde ao topo do intervalo NA MRG. Este intervalo foi identificado no trabalho de Faria *et al.,* (2001) e representa um intervalo de deposição de ritmitos sobreposto ao NA_CHALK do topo da seção carbonática de água rasa, NA_QUISS.

Tabela 2 - Denominação dos Marcos Estratigráficos.

Marcos Estratigráficos utilizados por Faria *et al.,* (2001)	**Denominação usual dos Marcos estratigráficos**	**Denominação dos Marcos Estratigráficos segundo Albertão *et al*., (1998)**
NA_EOC250	Pebbly	**EOC250**
NA_PAL200	Marco Laranja	**PAL200**
NA_TUR160	Marco Verde	**TUR160**
NA_CEN150	Marco Radioativo	**CEN150**
NA_SEQ4_TOPO	Topo da Sequência 4	
NA_SEQ3_TOPO	Topo da Sequência 3	
NA_SEQ2_TOPO	Topo da Sequência 2	
NA_SEQ1_TOPO	Topo da Sequência 1	
NA_SEQ0_TOPO	Topo da Sequência 0	
NA_SEQ0_BASE	Base da Sequência 0	
NA_ALB130	Topo do NA_CHALK	**ALB130**
NA_QUISS	Topo do NA_QUISS	**ALB120**

4.4. FÁCIES E PROCESSOS DEPOSICIONAIS

Este estudo utilizou para denominação de fácies o critério operacional utilizado por Faria *et al*., (2001). A subdivisão operacional utilizou elementos previamente descritos por Zarpelon (1998) e Souza Jr., (2001). A grande subdivisão realizada pelo primeiro foi reagrupada e, utilizado como critério o de Souza Jr., (2001), ou seja, usar associações de fácies que permitissem uma representação dos elementos deposicionais dos modelos de deposição em águas profundas (tabela 3).

Tabela 3 - Relação de fácies definidas no trabalho de Faria *et al.,* (2001), para o Campo de Namorado.

Fácies	Processos deposicionais
F1-Conglomerados e Arenitos Conglomeráticos	Fluxos hiperconcentrados
F2-Arenitos Maciços e Estratificados	Fluxos turbulentos de alta densidade
F3-Interlaminados Arenosos	Fluxos turbulentos de baixa densidade
F4-Interlaminados Lamosos	Fluxos turbulentos de baixa densidade
F5-Diamictitos	Fluxos coesivos
F6-Escorregamentos	Deslizamentos com deformações internas
F7-Lamitos	Hemipelágicos

4.5. ESTRATIGRAFIA

4.5.1. BIOESTRATIGRAFIA

O trabalho de Faria *et al.,* (2001) integrou os dados provenientes de descrições faciológicas de Zarpelon *et al*., (1997) e de Souza Jr. (1997) com o arcabouço cronoestratigráfico e paleoambiental da bioestratigrafia.

O método bioestratigráfico tem sido usado como ferramenta fundamental para o entendimento da sucessão de estratos depositados ao longo de uma bacia, pois permite um ordenamento temporal desses estratos. Quando associado com as litofácies e suas associações de fácies, permite construir um modelo estratigráfico para uma determinada área.

Na indústria do petróleo são utilizados diversos métodos bioestratigráficos a depender do organismo utilizado. São utilizados mais comumente os métodos de foraminíferos, nanofósseis, palinologia e ostracódes. A utilização de cada método depende do ambiente a que pertence à seção estudada. Os métodos de nanofósseis e foraminíferos são aplicados em seções marinhas, enquanto que os de palinologia são aplicáveis a ambientes transicionais e continentais.

O intervalo de tempo em que estão compreendidos os reservatórios do Campo de Namorado (Albiano superior/Cenomaniano) tem restrições quanto à datação por microfósseis calcários devido à composição carbonática dos sedimentos e à diagênese.

A utilização de lâminas petrográficas em sedimentos finos intercalados ao Arenito Namorado mostrou abundantes foraminíferos planctônicos e outros nanofósseis calcários, com uma excelente aplicação destas técnicas bioestratigráficas para a área estudada.

O zoneamento estratigráfico feito para a seção de rochas compreendida no Campo de Namorado foi proposto para o Cretáceo por Sliter (1989), e foram baseados em foraminíferos identificados em lâminas petrográficas.

Os resultados obtidos e utilizados por Faria *et al.,* (2001) são provenientes de análises realizadas em 16 poços do campo no intervalo do Albiano Superior ao Cenomaniano.

Os intervalos foram diferenciados com base na ocorrência de foraminíferos planctônicos e eventos de abundância de radiolários e pitonelóides (calcisferas). Cada um dos intervalos corresponde a um intervalo cronoestratigráfico e corresponde a uma biofácies. Os limites destes intervalos são estabelecidos com base em extinções ou surgimentos de espécies guias.

Foram identificados seis intervalos cronoestratigráficos, os quais foram numerados com base nas sequências definidas no projeto de Faria *et al*., (2001).

Para a seção do Albiano foram definidos quatro intervalos que se estendem das zonas *Bergus Breggiensis* a *Rotalipora Appenninica* de Sliter (1989). Para o Cenomaniano dois intervalos foram definidos, desde as zonas *Rotalipora cushmani* a *Waiteinella archaeocretacea* (Sliter, 1989). A ausência das biozonas *Rotalipora brotzeni* e *Rotalipora reicheli* indica hiato na base do Cenomaniano.

A proporção entre foraminíferos planctônicos, calcisferas e radiolários e outros microfósseis (Dias-Brito, 1995) permite fazer inferências paleobatimétricas, o que aplicado ao intervalo estudado no Campo de Namorado auxiliou na identificação das variações relativas do nível do mar através das curvas paleobatimétricas.

4.5.2. ESTRATIGRAFIA DE SEQUÊNCIAS

Os princípios de estratigrafia de sequências aplicados no Campo de Namorado por Faria *et al.* (2001), tiveram como base de dados descrições sedimentológicas das litofácies (Zarpelon *et al.,* 1997), associações de fácies e os elementos arquiteturais. Todos estes dados foram postos dentro de contexto cronoestratigráfico proporcionado pela bioestratigrafia de foraminíferos e de dados de paleoecologia obtidos em testemunhos do Arenito Namorado.

O arcabouço estratigráfico proposto por Faria *et al.,* (2001) e utilizado nesta dissertação possui duas sequências de 3ª ordem, onde a sequência inferior é composta por três sequências de 4ª ordem, e a sequência superior por duas sequências de 4ª ordem. (figura 17).

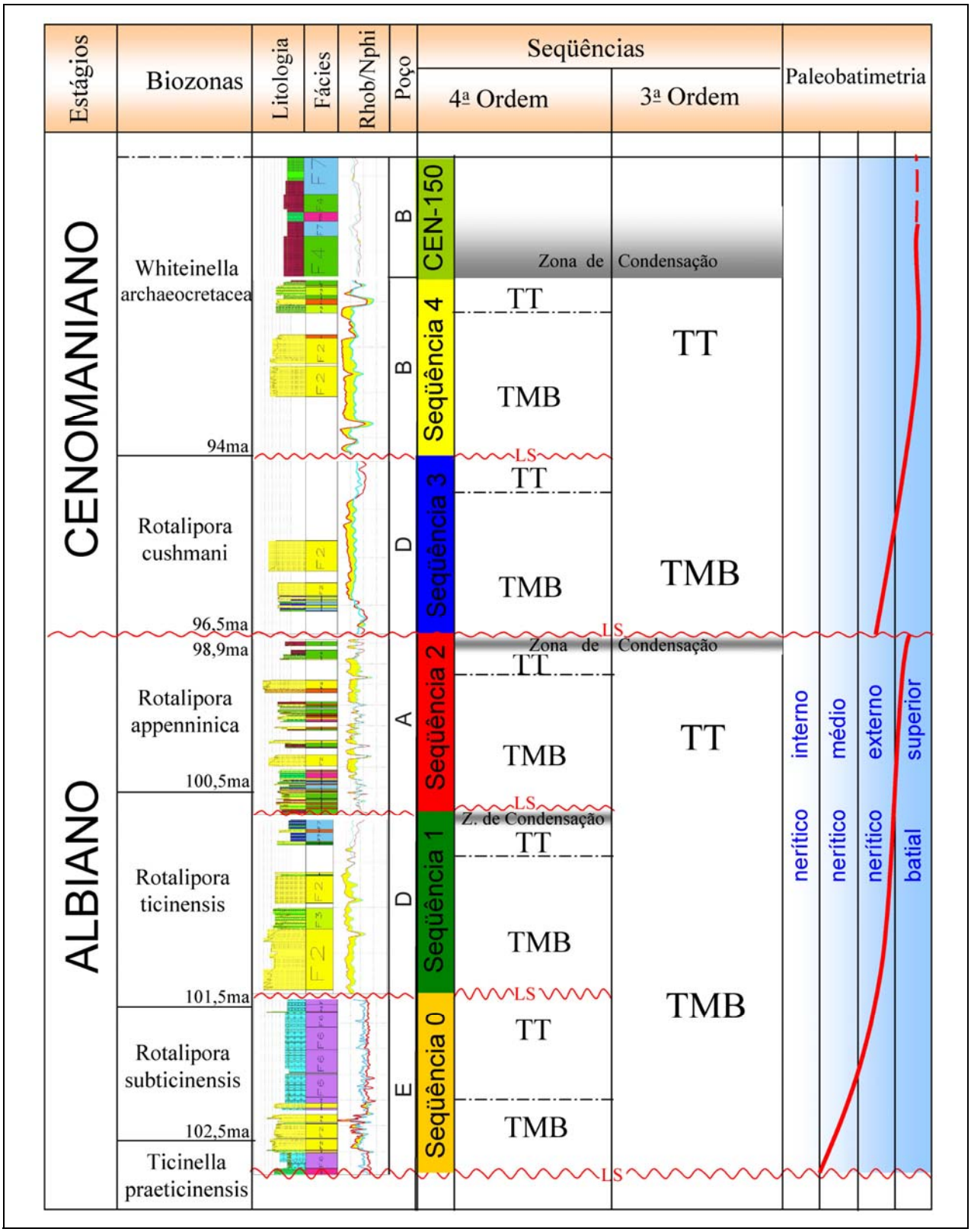


Figura 17 - Arcabouço estratigráfico do Campo de Namorado, segundo Faria *et al.,* (2001).

Os eventos de sedimentação clástica de terceira ordem que compõem o Arenito Namorado são controlados pela tectônica principalmente pela halocinese, através da movimentação do substrato e também da eustasia.

A paleobatimetria varia de Nerítico Médio a Batial Superior com elevação do nível do mar contínuo na 3ª ordem e pequenas variações na 4ª ordem.

O primeiro evento a ocorrer no Campo de Namorado (Albiano Superior) está assentado sobre uma discordância na sequência carbonática (margas) do afogamento da Fm. Macaé/Mb. Outeiro. Esta discordância representa o limite de sequência do Tipo I. Está num contexto de nível de mar baixo, onde representa a base do intervalo da seção estudada. Nesta fase, são criados os espaços de acomodação como calhas ou depressões, o que condicionou os depósitos turbidíticos siliciclásticos. Foram depositados sedimentos típicos de instabilidades causadas pela tectônica salífera, como escorregamentos e fluxos de detritos carbonáticos que passam a areno-lamosos (associações de fácies F5 e F6). Nos espaços de acomodação criados, foram depositados os sedimentos turbidíticos siliciclásticos (associações de fácies F1, F2 e F3). O topo desta sequência de terceira ordem se constitui de margas e calcilutitos (associação de fácies F7) ricos em radiolários, representando a zona de condensação que contém a superfície de inundação máxima com as maiores paleobatimetrias dentre as encontradas (batial superior).

Um hiato de cerca de 2,4 milhões de anos ocorre entre a Albiano Superior e o Cenomaniano. Este é reconhecido em sísmica, perfis elétricos e principalmente a partir da bioestratigrafia de foraminíferos (marcada pela ausência de biofácies).

Este hiato provavelmente se deve à erosão dos depósitos do trato de mar alto e marca um limite de sequência do Tipo I do evento superior de terceira ordem.

Esta sequência superior é marcada por depósitos retrogradantes de idade Cenomaniano Médio/Superior, e se inicia com depósitos turbidíticos de alta densidade em regime de mar baixo (associação de fácies F1, F2 e F3) e finaliza com depósitos de sedimentos finos (síltico-lamosos) com altos valores no perfil de Raios Gama (Marco Radioativo CEN-150). Este marco caracteriza-se por possuir uma microfauna de ambiente pobre em oxigênio, onde está contida a superfície de máxima inundação e, provavelmente, os depósitos de mar alto.

As sequências de 4ª ordem (sequências 0, 1 e 2 de idade Albiano e sequências 3 e 4 de idade Cenomaniano) foram definidas com base na bioestratigrafia. Todas têm caráter retrogradante, sendo que o trato de mar baixo está representado pela deposição dos arenitos turbidíticos e o trato transgressivo por depósitos de correntes turbidíticas diluídas. As zonas de condensação estão representadas por depósitos baciais englobando a superfície de inundação máxima e os depósitos de trato de mar alto.

Não foram reconhecidos depósitos de mar alto, provavelmente por estarem erodidos, tal como pode ser observado pela ausência total ou parcial da zona de condensação de algumas sequências.

4.5.3. MODELO DEPOSICIONAL

O modelo deposicional proposto por Faria *et al*., (2001) foi feito a partir de integração de trabalhos desenvolvidos previamente, tais como os de Zarpelon *et al*., (1997) e Souza Jr.(1997), com dados de bioestratigrafia e também da geometria externa desses depósitos, essa última possível a partir da geração de mapas de espessuras para cada sequência.

No aspecto deposicional, as cinco sequências de 4ª ordem dos arenitos do Campo de Namorado podem ser agrupados em três sistemas turbidíticos distintos.

A Sequência 0, pertencente ao primeiro sistema, representa a porção basal de todo o intervalo em que se encontram compreendidas as areias do Campo de Namorado. Esta sequência está restrita à porção S/SE do Campo de Namorado e tem espessuras de até 70m. Apresenta-se lateralmente limitada, com geometria externa indicando forte controle tectônico sobre os depósitos de escorregamentos (fácies F6) e fluxos de detritos (fácies F5) abaixo e acima dos depósitos de turbiditos confinados (fácies F2).

As sequências 1 e 2 do Albiano Superior possuem feições similares nas suas geometrias externas. Estas possuem um caráter fortemente confinado condicionado pela movimentação halocinética. A captação das areias é feita em calhas profundas onde se depositaram conglomerados (fácies F1), arenitos maciços (fácies F2), interlaminados arenosos (fácies F3) e interlaminados argilosos (fácies F4). As associações de fácies acima indicam a deposição em canais confinados preenchidos pelos sedimentos das fácies F1 e F2, e as fácies F3 e F4 representando o extravasamento desses canais. Durante essa fase,

a movimentação halocinética manteve-se ativa, gerando grandes calhas contínuas onde foi depositada a sequência 1 e, posteriormente, gerando duas grandes depressões onde foram depositados os sedimentos da sequência 2.

Este sistema turbidítico é recoberto por uma zona de condensação rica em radiolários (fácies F7) e que se estende por toda a área. Estes lamitos representam o fechamento da sequência de 3ª ordem de idade Albiano.

As sequências 3 e 4 do Cenomaniano médio a superior foram depositadas discordantemente sobre uma superfície erosiva, na qual dados bioestratigráficos apontam um hiato de aproximadamente 2,4 milhões de anos. Estes depósitos, embora ainda tenham características de confinamento, mostram-se mais espraiados e com maior continuidade lateral. Predominam as fácies arenosas (fácies F2), assim como também fácies interlaminada (fácies F3 e F4), o que foi sugerido por Zarpelon *et al*., (1997) como depósitos de lobos turbidíticos confinados relacionados provavelmente a leques de mar baixo.

Os arenitos são recobertos por espesso pacote de lamitos com altos valores de radioatividade e, consequentemente altos valores de Raios Gama. Este intervalo é reconhecido como Marco Radioativo, denominado Marco CEN150, com grande extensão lateral que alcança áreas além do campo. Na bioestratigrafia, este intervalo revelou uma microfauna típica de ambiente pobre em oxigênio refletindo condições anóxicas, o que indica uma grande incursão marinha.

5. MATERIAIS E MÉTODOS

Para atender aos objetivos deste trabalho, contou-se com dados provenientes de testemunhos pertencentes à Agência Nacional de Petróleo e armazenados na Unidade de Negócios da Bacia de Campos. Os dados de rocha utilizados pertencem ao banco de dados da Petrobras, assim como os dados obtidos de relatórios técnicos internos.

O método de investigação constou de quatro etapas a fim de caracterizar as seções capeadoras dos diversos reservatórios da área. Essas etapas visaram subsidiar os trabalhos nas escalas de observação, mostradas no subitem 2.4 do Capítulo 2. Cada uma das etapas possui um método que é mais aplicável na sua caracterização.

A primeira etapa constou da definição dos intervalos capeadores. Os intervalos foram denominados de CapSeq, e numerados conforme a sequência dos reservatórios a que estão relacionados no trabalho de Faria *et al.,* (2001). Para isto, foram utilizados perfis elétricos com os dados de testemunho.

Perfis elétricos medem propriedades acústicas, elétricas e radioativas de rochas, as quais são usadas para ter informações sobre a litologia, massa específica e fluidos de poros. Os perfis mais usados neste trabalho foram os de: neutrão, densidade e raios gama.

Perfis elétricos de neutrão respondem ao conteúdo de hidrogênio e têm valores negativos em rochas porosas contendo hidrogênio de água, óleo ou gás e em folhelhos ricos em carbono orgânico. Assim, folhelhos ricos em matéria orgânica possuem altas porosidades neutrônicas, enquanto que reservatórios fechados, folhelhos compactados, anidrita e sal têm baixa porosidade neutrônica. Arenitos porosos, carbonatos e folhelhos moderadamente compactados têm leituras intermediárias no perfil neutrão.

Perfis de densidade registram a densidade de elétrons das rochas e respondem tanto pela densidade de grãos quanto pela densidade de fluidos. São usados geralmente combinados com os perfis de neutrão, e esta combinação é uma das mais sensíveis e fiéis à identificação da litologia quando combinados a outros perfis. A separação gráfica desses perfis é chamada de drdn, o que permite a visualização em uma única curva da magnitude de propriedades tais como a porosidade.

Perfis de raios gama medem a radioatividade natural das rochas e por isso podem ser utilizados como indicadores de litologias, principalmente quando associados a outros perfis.

A segunda etapa compreendeu a descrição litológica macroscópica dos intervalos testemunhados e selecionados a partir da etapa acima. Utilizou-se a escala de detalhe de 1:20 com o objetivo de conhecer as características litológicas, as camadas e suas estruturas. Os testemunhos foram fotografados em conjunto e em detalhe no Laboratório de Testemunhos do CENPES/PETROBRAS para visualização das estruturas deposicionais e heterogeneidades que pudessem influenciar a capacidade selante. A descrição macroscópica orientou a escolha dos pontos da amostragem, com a finalidade de melhor representar os intervalos de rochas capeadoras (tabela 4).

A terceira etapa constou de análises laboratoriais efetuadas em 31 amostras e também de descrição petrográfica de lâminas delgadas. Os ensaios laboratoriais visaram verificar a capacidade selante das litologias através da determinação da pressão capilar por injeção de mercúrio, assim como identificar os possíveis controles texturais e composicionais sobre as propriedades petrofísicas. Da mesma forma, as descrições petrográficas visaram verificar a possível relação da microfábrica com as propriedades petrofísicas, considerando microfábrica como a orientação, ou ausência desta (em escala microscópica) no espaço dos elementos (partículas discretas, cristais, cimentos) do qual se compõe a rocha.

A quarta etapa visou definir as capeadoras com relação à distribuição na seção. Para isso foram utilizadas as correlações estratigráficas. As correlações foram feitas entre os cinco poços. Todos possuem testemunhos em todas as sequências definidas no trabalho de Faria *et al.,* (2001). Apresentam pressão de poros normais (regime hidrostático) e se situam à profundidade de aproximadamente 3000m. Têm boa definição cronoestratigráfica e paleoambiental, tendo sido utilizados por Faria *et al.,* (1997) na composição de uma seção-tipo a fim de mostrar todas as sequências frente à variação paleobatimétrica e seus respectivos tratos de sistemas.

Tabela 4 - Relação das amostras analisadas nesta dissertação.

Poços	Sequência	Testemunho	Caixa	Prof.(m)
A	CEN-150	3	2/10	3043,57
		3	10/10	3051,45
		4	1/13	3052,10
		4	4/13	3055,35
		4	6/13	3057,60
		4	9/13	3060,25
	CapSeq 4	4	11/13	3062,25
		4	12/13	3063,40
	CapSeq 2	5	6/7	3073,30
		6	2/7	3077,45
		6	5/7	3080,50
B	CEN-150	1	2/16	3021,45
		1	8/16	3027,35
C	CapSeq 2	3	2/13	3029,30
		3	10/13	3036,70
		4	2/8	3042,75
	CapSeq 1	7	8/18	3082,20
		8	3/8	3096,90
		8	6/8	3099,60
	CapSeq 0	12	18/18	3137,50
D	CapSeq 2	3	4/19	3058,60
		3	10/19	3064,35
	CapSeq 1	3	14/19	3067,55
		3	17/19	3070,55
E	CapSeq 3	2	6/10	3038,55
		3	3/10	3044,70
		4	3/9	3054,10
		4	7/9	3057,55
	CapSeq 0	7	6/10	3084,05
		9	5/10	3100,70
		10	6/10	3110,95

5.1. ANÁLISES LABORATORIAIS

5.1.1. CAPILARIMETRIA POR INJEÇÃO DE MERCÚRIO

As análises de capilarimetria por injeção de mercúrio foram feitas nos Laboratórios da Weatherford, em porosímetro por injeção de mercúrio do Tipo Autopore IV. Este equipamento atinge pressão máxima de 60.000 psi, e se mostra o mais adequado para análises de rochas com baixas permeabilidades e porosidades.

Um pequeno fragmento de rocha é retirado, pesado e acondicionado em um vaso de intrusão de mercúrio – penetrômetro (figura 18). O penêtrometro é colocado no equipamento na câmara de baixa pressão, fazendo-se vácuo para extração do ar da amostra.

Faz-se o preenchimento com mercúrio até o nível de referência da câmara, aplicando-se sucessivos patamares de pressão, esperando a estabilização. Esses patamares são aplicados até o limite de 60.000 psi.

Após a retirada da amostra do penetrômetro, a amostra deve ser descartada segundo as normas de disposição de materiais contaminados.



Figura 18 - Fotografia do vaso de intrusão de mercúrio utilizado na capilarimetria por injeção de mercúrio. Notar a pequena dimensão da amostra.

A porosidade da amostra é obtida dividindo-se o volume de mercúrio intrudido até 60.000 psi pelo volume *bulk* da amostra.

A curva de pressão capilar é obtida colocando-se na abscissa de um gráfico a saturação de mercúrio e, na ordenada, a pressão de intrusão. A saturação é obtida dividindo-se o volume de mercúrio intrudido até determinada pressão pelo volume poroso da amostra.

A curva de distribuição de diâmetros de gargantas de poros é obtida empregando-se a equação de Laplace (Eq. 1)

$$PC = \frac{2 * \sigma * \cos\theta}{r} * 1450.77 \qquad D = \frac{2 * (2 * \sigma * \cos\theta)}{PC} * 1450.77$$

Sendo:

PC = Pressão capilar (psi)
σ = tensão superficial (dina/cm); para o Hg, 480 dina/cm
θ = ângulo de contato (=graus); para o sistema Hg/ar/sólido, 140º
r = raio de garganta de poros (ângstrons)
D = Diâmetro de garganta de poros (ângstrons)

O formato da curva de pressão capilar e a distribuição da dimensão de gargantas de poros representam o grau de homogeneidade desta distribuição (figura 19).

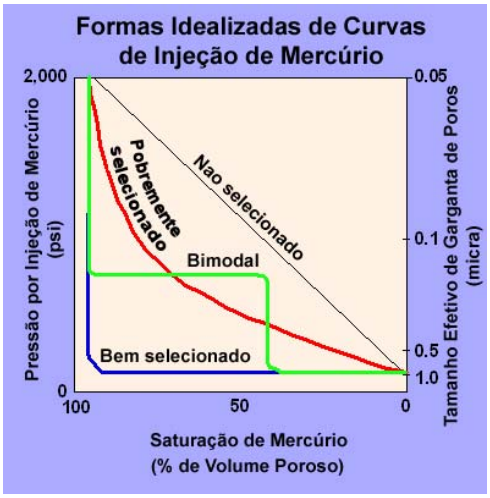


Figura 19 - Exemplos de curvas de pressão capilar pelo grau de heterogeneidade dos diâmetros de gargantas de poros. (modificado de Vavra, 1992)

Para obter a pressão capilar do sistema petróleo-água a partir da pressão capilar experimental obtida para o sistema Hg-Ar, aplica-se a Equação 2.

$$PC_{óleo/água} = PC_{Hg/ar} * \frac{\sigma * \cos\theta_{óleo/água/rocha}}{\sigma * \cos\theta_{óleo/Hg/rocha}} = PC_{Hg/ar} * 35/370$$

tendo sido considerados os parâmetros abaixo descritos conforme relacionados no ANEXO II.

A curva de pressão capilar medida por capilarimetria pode ser convertida em valor de altura de coluna de petróleo, obtendo-se então uma curva análoga que indica a altura da coluna de petróleo suportável (sistema óleo/água; gás água ou gás/óleo). A conversão é feita segundo a Equação 3:

$$PC = 0{,}14504 * \Delta\rho * g * h \qquad h = \frac{PC}{0{,}14504 * \Delta\rho * g} \quad \text{Eq.3}$$

Sendo:

PC=Pressão capilar (=psi)
Δρ = diferença entre os pesos específicos dos fluidos saturantes (=g/cm3)
g = aceleração da gravidade (= m/s^2)
h = altura da coluna de petróleo (=m)

A pressão de deslocamento, também chamada pressão de entrada ou *threshold,* é a principal propriedade das rochas a ser determinada para que se possa avaliar seu potencial selante através do ensaio de injeção de mercúrio. A pressão de deslocamento é aquela em que os maiores poros da rocha, saturados de fase molhante (ar atmosférico), começam a ser invadidos pelo mercúrio, sempre a fase não molhante.

Irregularidades na superfície das amostras podem criar artefatos de superfície. Estes, ao serem inicialmente preenchidos, fornecem pressões de entrada menores, por isso a determinação da pressão de deslocamento muitas vezes não é direta.

A figura 20 ilustra bem o chamado “artefato de superfície”, também conhecido como “*closure artifact*” ou “*conformance artifact*”. Poros de superfície ou próximos a elas em geral são maiores que os do interior, fazendo com que o mercúrio entre como mais facilidade e,

portanto, gere menores pressões capilares de deslocamento. Quanto maior for a razão superfície/volume da amostra, maior será o artefato e mais difícil será a determinação da pressão de deslocamento.

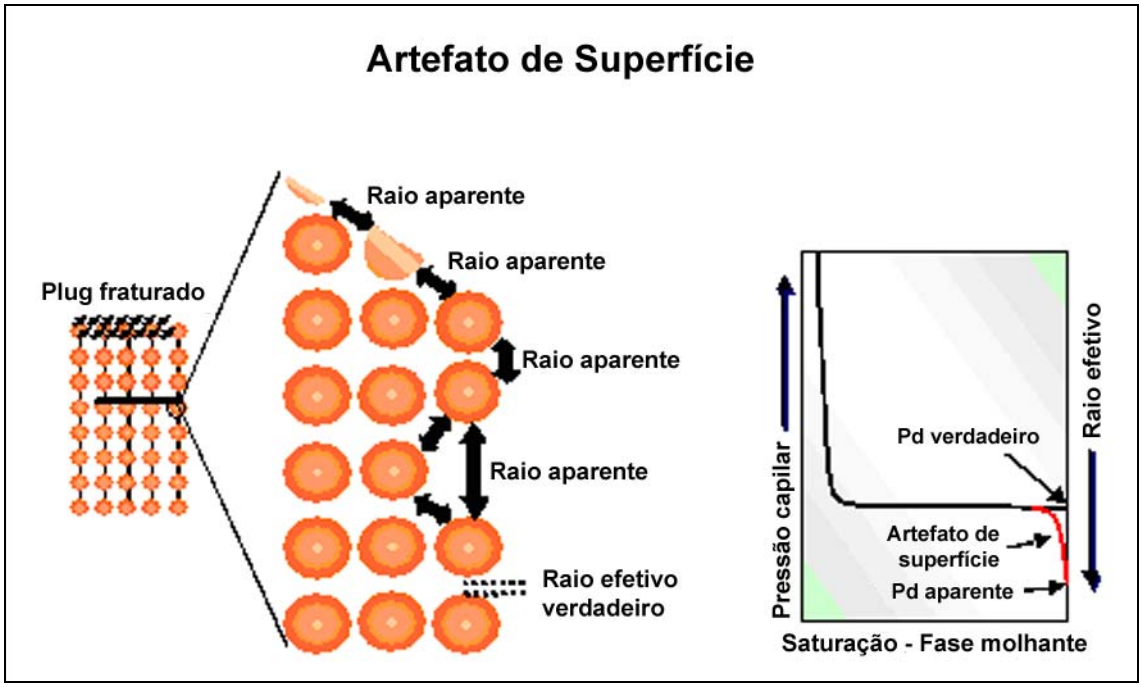


Figura 20 - Artefato de superfície causado por irregularidades na superfície da amostra e seu efeito no gráfico de pressão capilar. (modificado de Almon, 2002)

Restrições com relação à qualidade das amostras necessitam da utilização de alguns métodos de correção dos dados experimentais para determinação mais próxima possível da pressão de deslocamento real.

Os métodos mais utilizados são explicados abaixo:

- **Extensão do platô da curva de pressão capilar**

A extensão do platô como uma reta permite, na interseção com a ordenada, a determinação da pressão de deslocamento (figura 21).

Este método propõe a eliminação do volume poroso referente aos primeiros poros invadidos, que são aqueles afetados pelo artefato de superfície. No platô, tem-se a maioria dos poros sendo invadida por mercúrio.

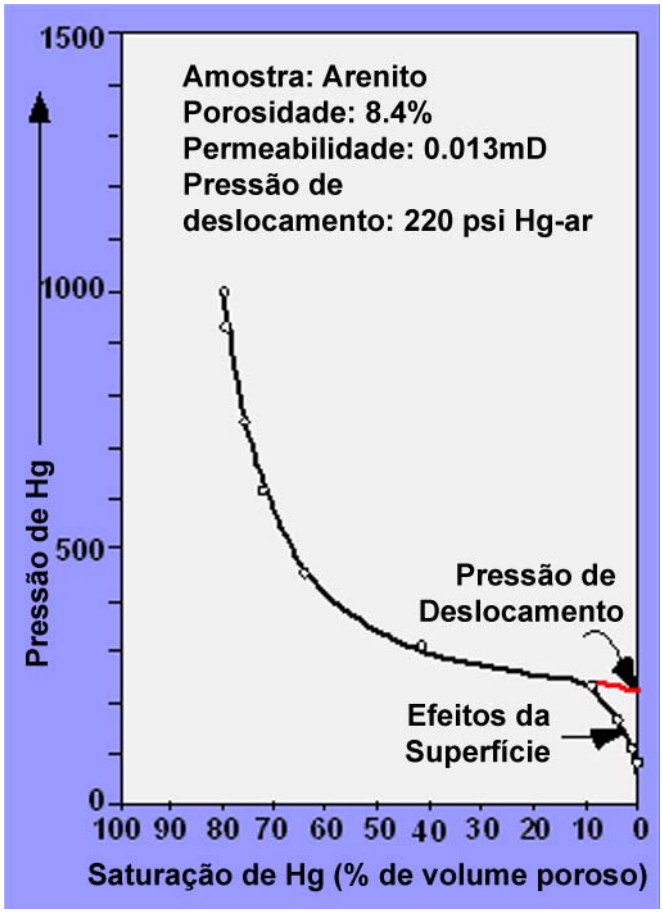


Figura 21 - Obtenção da pressão de deslocamento pelo método da extensão do platô da curva de pressão capilar. (modificado de Jennings, 1987)

- **10% de saturação de mercúrio**

Schowalter (1979) estimou que a 10% de saturação de mercúrio, muitos arenitos têm filamentos de fluidos não mutantes conectados no espaço poroso e então capazes de transmitir fluidos. Alguns autores argumentam que medidas de capacidade selante a 10% de saturação de mercúrio não são arbitrárias. Alguns autores relatam que a maioria dos folhelhos transmite fluidos com saturações de mercúrio um pouco abaixo dos 10%, concluindo que a 10% de saturação de mercúrio, um filamento de mercúrio conectado se estabelece em muitas amostras, devendo esse ser um valor razoável para comparações da capacidade selante.

- **Cálculo de derivadas**

O método do cálculo de derivadas parte do mesmo princípio do método da extensão do platô, mas permite que se tenha maior rigor quantitativo na determinação da pressão de deslocamento real.

Inicialmente são calculadas as derivadas primeira e segunda do volume acumulado de intrusão contra o logaritmo da pressão de intrusão de mercúrio. A derivada segunda é suavizada, sendo a pressão de deslocamento aquela em que a derivada segunda deixa de ser nula.

Esta pressão é justamente aquela em que a fração de volume poroso mais representativa começa a ser invadida pelo mercúrio. (figura 22)

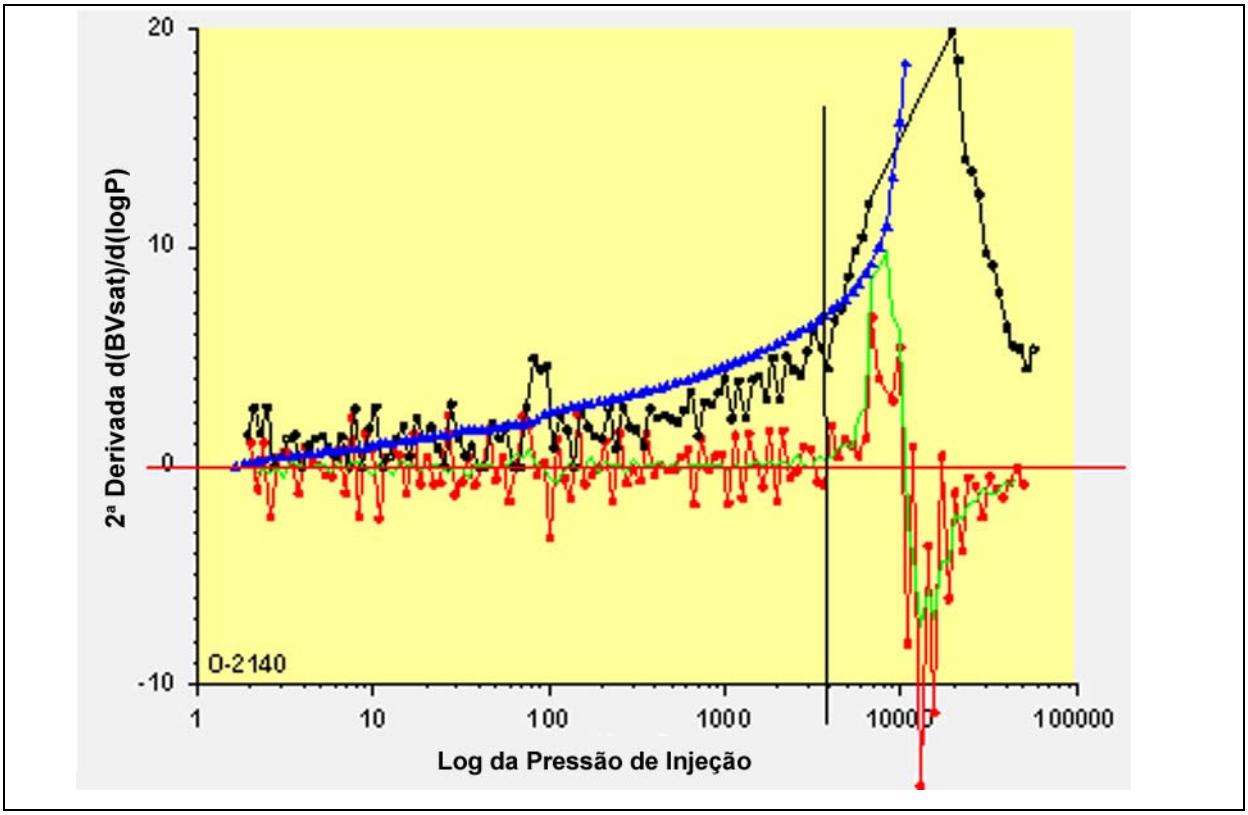


Figura 22 - Obtenção da pressão de deslocamento (psi) pelo método das derivadas. (modificado de Almon, 2002)

A curva de pressão capilar pode ser então corrigida, o que é feito descontando-se o volume poroso afetado pelo artefato de superfície. A correção faz a curva de pressão capilar partir da pressão de deslocamento real, na condição de 0% de saturação de mercúrio.

O método tem aplicação tão mais fácil quanto mais homogênea for a rocha em termos de distribuição de garganta de poros e quanto menor for o volume afetado pelo artefato de superfície.

5.1.2. ANÁLISE GRANULOMÉTRICA E DE CALCIMETRIA

A granulometria de uma rocha sedimentar tem sido aplicada em vários estudos de rochas sedimentares siliciclásticas. Inicialmente utilizada para reservatórios de arenitos, os resultados das aplicações na PETROBRAS têm apontado para a distribuição granulométrica como um bom controle da porosidade e permeabilidade das rochas.

Yang & Aplin (1998) demonstraram a influência da textura das rochas finas como um dos controles das propriedades petrofísicas deste tipo de rocha. Assim sendo, a metodologia utilizada na PETROBRAS, inicialmente aplicada para arenitos, foi adaptada para rochas de granulometria mais fina.

A análise granulométrica de amostras de rochas sedimentares visa separar os grãos em frações, as classes granulométricas presentes. Baseia-se no tamanho de grãos dos componentes minerais presentes. Os diferentes tamanhos de grãos são agrupados em classes, e quando apresentados conjuntamente, fornecem a distribuição dos tamanhos de grãos na amostra de rocha.

Este ensaio necessita que a amostra de rocha seja desagregada e limpa de óleo e sal. Após a limpeza, a amostra sofre ataque químico com HCl a 38% e H_2O_2 a 200 volumes, para eliminar a possível presença de carbonatos e matéria orgânica. Após a desagregação do material, onde se espera que as partículas minerais estejam separadas umas das outras, a amostra sofre peneiramento no Separador *Sonic Siffer*, com objetivo de obter as frações de -1,0 a 4,0 Φ. No coletor de fundo ficam retidas as frações de 5,0 a >8,0 Φ.
(Φ = - $\log_2$ diâmetro do grão em milímetro).

As frações de 5.0 a >8.0 Φ, que compreendem as porções mais finas (tamanhos silte e argila) sofrem a adição de Metahexafosfato de sódio 2g/ l para evitar a floculação das argilas. Em seguida, a amostra em suspensão é submetida ao ultrassom e inserida no analisador de partículas modelo *Sedigraph* 5120 para obtenção das frações que variam de 62μm a 0,1 μm (silte grosso a argila).

O *Sedigraph* determina a granulometria das partículas a partir da velocidade de sedimentação. O domínio de análise do *Sedigraph* está entre 300 µm e 0,1 µm. A figura 23 mostra uma tabela com as classes granulométricas e também a distribuição de tamanhos de grãos representada em histograma.

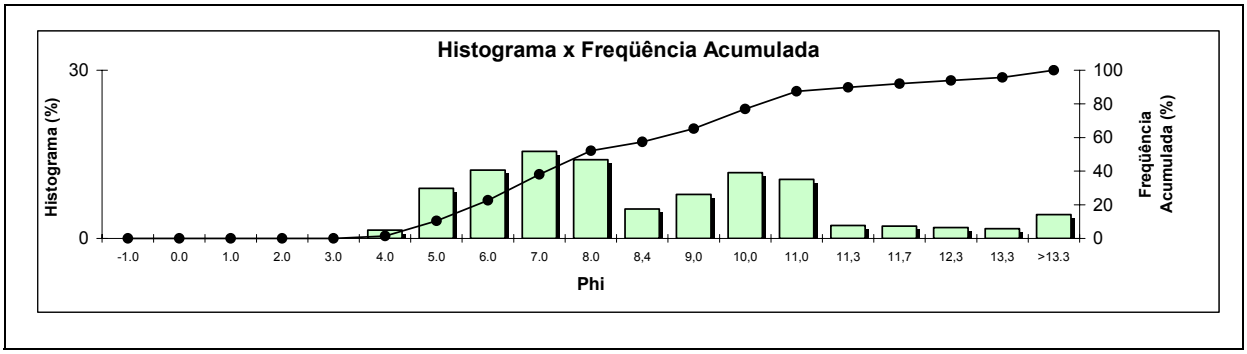


Figura 23 - Histograma de distribuição de classes granulométricas por amostra.

Os dados de granulometria foram inicialmente utilizados para classificação textural das rochas. A classificação textural de Folk (1974) baseia-se em nomenclatura atribuída às proporções relativas entre as quantidades das frações granulométricas areia-silte-argila em uma rocha. Utiliza para isto um diagrama ternário onde são plotados os pontos em função da quantidade de cada componente (figura 24).

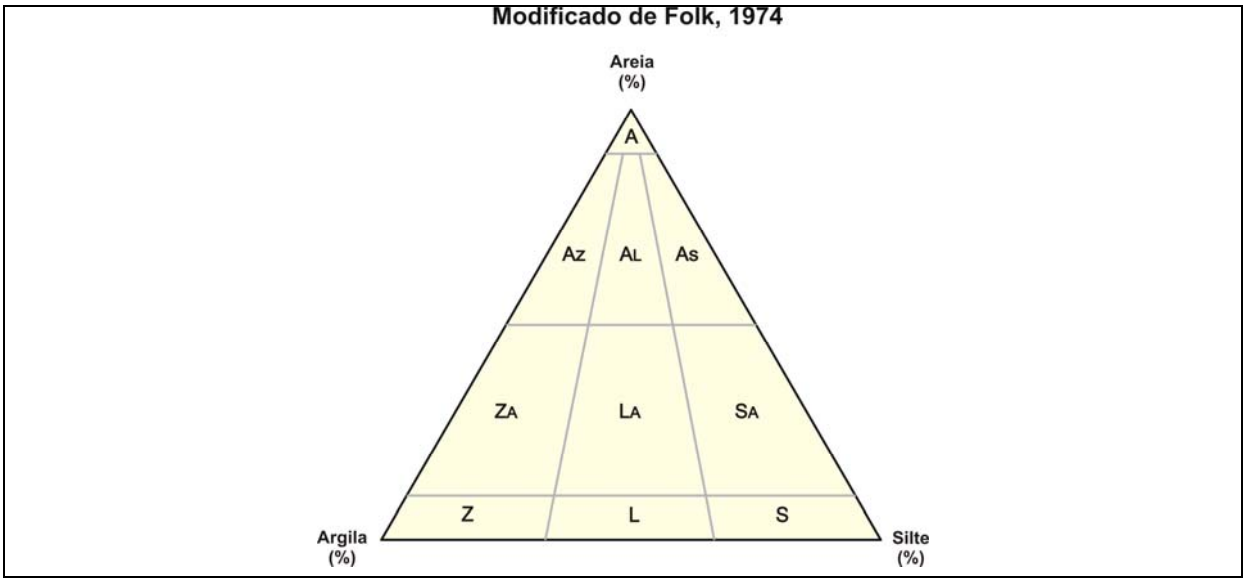


Figura 24 - Gráfico ternário de classificação textural de Folk (1974). Z-argilito; L-lamito; S-siltito; ZA-argilito arenoso; La-lamito arenoso; As-siltito arenoso; Az-arenito argiloso; Al-arenito lamoso; As-arenito siltoso e A-arenito. (modificado de Folk,1974)

O teor de carbonato de cálcio das amostras foi determinado com a aplicação da técnica de calcimetria.

Pesou-se 1,0 g de cada amostra com o objetivo de determinar o teor de carbonato presente através da reação com ácido clorídrico diluído a 10%, durante 5 minutos. Com o dióxido de carbono liberado na reação, a água da coluna conectada ao *erlenmeyer* é deslocada, possibilitando a leitura do porcentual de carbonato. O equipamento usado na análise foi o Calcímetro de Coluna d'Água, desenvolvido na Petrobras.

A classificação volumétrica também se baseia na quantificação de todos os componentes minerais de uma rocha, incluindo os teores de carbonato (proveniente da calcimetria), argila e grãos resistentes (silte +areia) (figura 25).

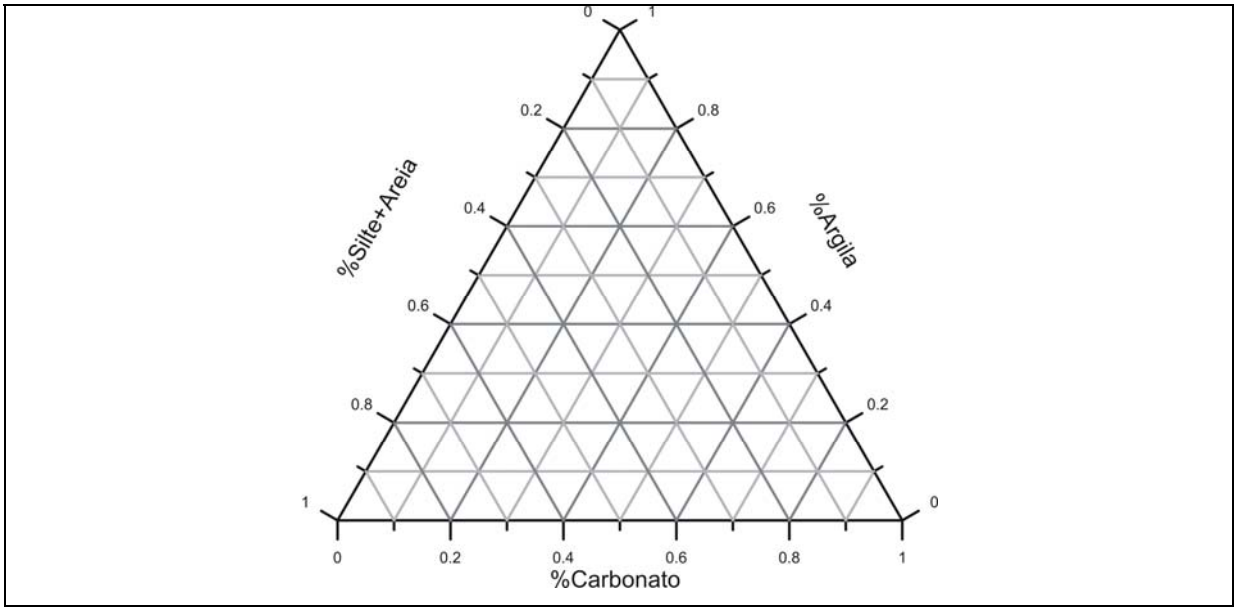


Figura 25 - Gráfico ternário de classificação total da rocha total.

5.1.3. DIFRATOMETRIA DE RAIOS - X (DRX)

A difratometria de raios X é utilizada para caracterização microestrutural de materiais cristalinos. Em geologia, a principal aplicação da difração de raios X é a identificação de minerais.

A caracterização de minerais ou fases pode ser feita com o auxílio da difração de raios X. Devido ao fato dos cristais funcionarem como redes de difração de raios X, a difratometria de raios X permite que sejam identificados pela radiação.

Neste trabalho, a utilização da difratometria se aplica à determinação da composição dos finos, principalmente argilominerais, tendo em vista a grande capacidade de identificação mineral dada por este método.

As análises foram feitas em difratômetro RIGAKU modelo D/MAX-2100PC e utilizados dois métodos: mineralogia total e mineralogia de argilas. O primeiro refere-se à identificação de todos os constituintes da amostra, e o segundo identifica somente os constituintes da fase argila. Para isto, foram utilizados diagramas ternários mostrando a composição das argilas nas diferentes litologias analisadas (figura 26).

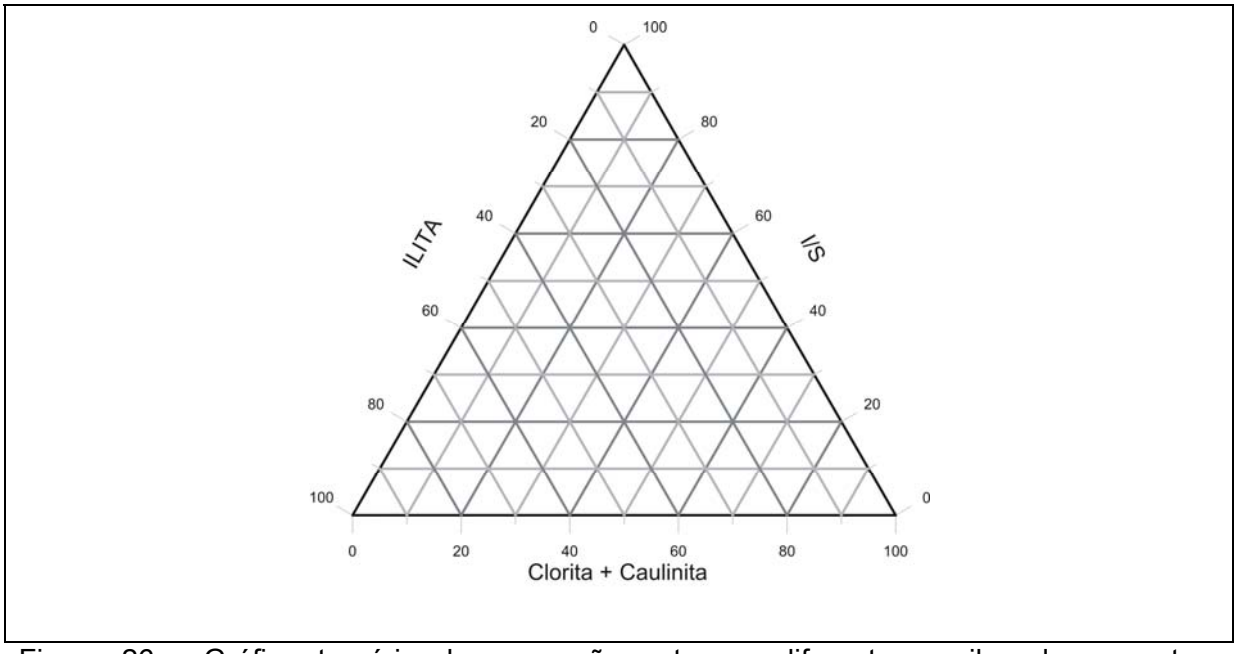


Figura 26 - Gráfico ternário de proporção entre as diferentes argilas das amostras. I/S-Interestratificado ilita-esmectita.

5.1.4. MICROSCOPIA ELETRÔNICA POR VARREDURA (MEV)

A análise da microestrutura de uma rocha passa necessariamente pela observação em escala de muito detalhe de alguns aspectos de uma rocha. Estas análises têm como objetivo identificar, no caso de estudo de selos, a partir da geometria dos elementos e da composição, as possíveis causas de algumas propriedades de um meio. No caso de rochas finas, a análise desses aspectos passa necessariamente pela utilização de métodos que permitam essa análise.

As técnicas de microscopia eletrônica são as que permitem detectar detalhes estruturais de uma rocha com uma precisão não alcançada por outras técnicas disponíveis. Proporciona aumentos muito superiores aos de microscopia óptica podendo comumente atingir aumentos da ordem de 10.000 vezes (tabela 5).

Tabela 5 - Resolução de diversas técnicas de visualização.

	Resolução
Olho Humano	0,1mm
Microscópio Óptico	0,5um
Microscópio Eletrônico de Varredura	50nm
Microscópio Eletrônico de Transmissão	4A
Microscópio de Força Atômica	0,3A

O equipamento utilizado para as análises das amostras deste trabalho foi um Microscópio Eletrônico de Varredura da marca JEOL JSM 6460, que forneceu imagens com vários aumentos.

As imagens provenientes do Microscópio Eletrônico muitas vezes são de caráter complementar às análises de microscopia óptica, sendo usadas para ressaltar alguns aspectos da relação geométrica entre os minerais. São muito úteis em análises visuais da fração fina (menores que 62μm) por permitirem um maior detalhamento, já que essa fração se encontra no limite de resolução da microscopia óptica.

5.1.5. DESCRIÇÃO PETROGRÁFICA DE LÂMINAS DELGADAS

Foram descritas 31 lâminas delgadas com auxílio do microscópio óptico do tipo Axioskop da marca Zeiss. A descrição de lâminas petrográficas visou caracterizar a microfábrica das rochas e correlacioná-la com os dados de pressão de deslocamento obtidos da pressão de intrusão de mercúrio. Diversos autores, dentre eles, Almon et al., (2002), Dawson (2000) e Sutton *et al.,* (2004) têm reportado relações texturais e composicionais com as propriedades petrofísicas.

Kaldi *et al.* (1997) sugeriram a utilização de lâminas petrográficas para verificar a integridade física de rochas selantes.

As descrições petrográficas visaram identificar aspectos relacionados à textura e a fábrica das rochas analisadas. Nesta, procurou-se enfatizar aspectos como: a presença de laminações (intensidade, tipo) e espessura entre as lâminas. Também foram observados aspectos como coloração, bioturbação e diagênese.

6. RESULTADOS OBTIDOS

Os resultados dos ensaios laboratoriais de granulometria, calcimetria e difratometria de raios X permitiram classificar as litologias com base na textura, na composição volumétrica e no tipo de argila presente. Para isto, foram utilizados gráficos ternários, onde foi possível a classificação textural e composicional.

As litologias foram classificadas em sua maioria como lamitos segundo Folk (1974), sendo que duas foram classificadas como siltito; uma como argilito; uma como lamito arenoso e uma como arenito lamoso (figura 27). Esta classificação textural é baseada em processos deposicionais, não tendo sido possível uma maior individualização (com exceção das cinco citadas acima) baseada nos teores de areia-silte-argila das litologias de cada sequência estudada.

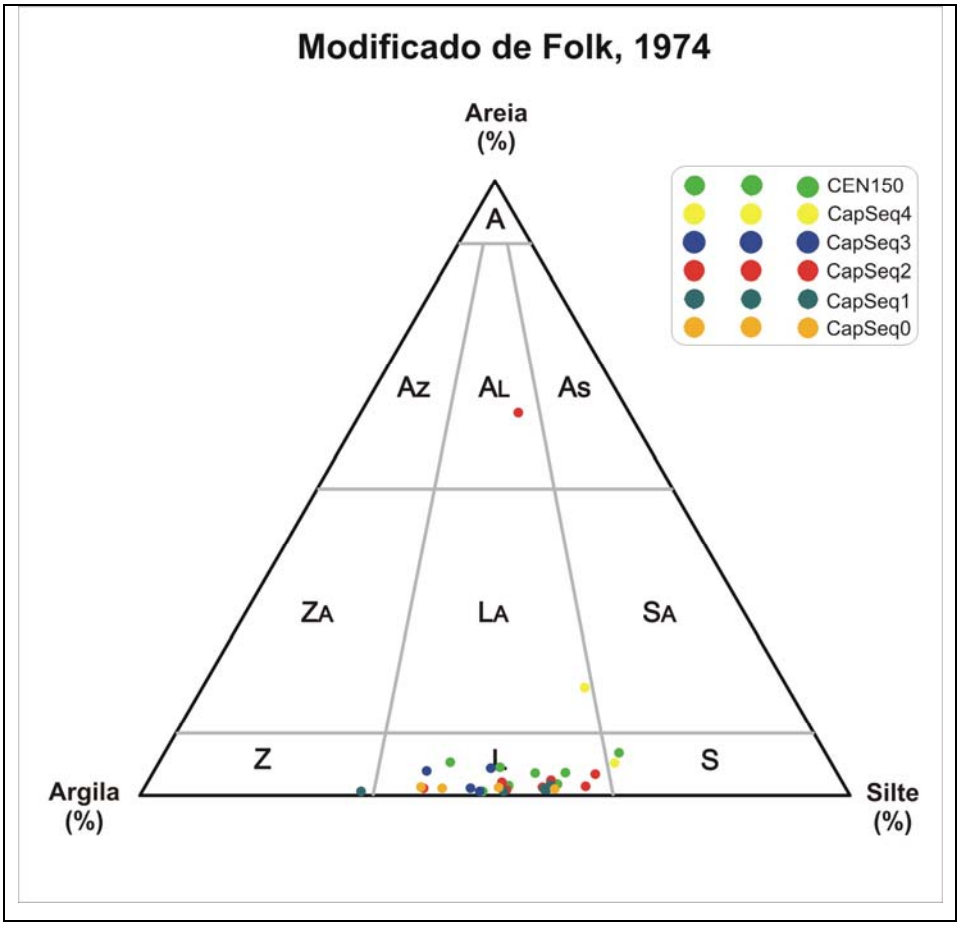


Figura 27 - Classificação textural segundo Folk (1974) de 31 amostras das capeadoras da área estudada. (modificado de Folk,1974)

Z- argilito; **L**- lamito; **S**- siltito; **ZA**- argilito arenoso; **LA**- lamito arenoso; **SA**- siltito arenoso; **Az**- arenito argiloso; **AL**- arenito lamoso; **As**-arenito siltoso; **A**-arenito

A classificação que considera o teor de carbonato integrado aos demais componentes minerais das litologias é mostrada em gráfico ternário de composição volumétrica. Neste gráfico, as litologias com mais de 10% de carbonato são consideradas como carbonáticas. Observa-se que as litologias em geral possuem teores de carbonatos superiores a 10%, com exceção da maior parte das amostras pertencentes ao capeador regional CEN-150 e as da capeadora CapSeq 4 e três amostras da CapSeq2 (figura 28).

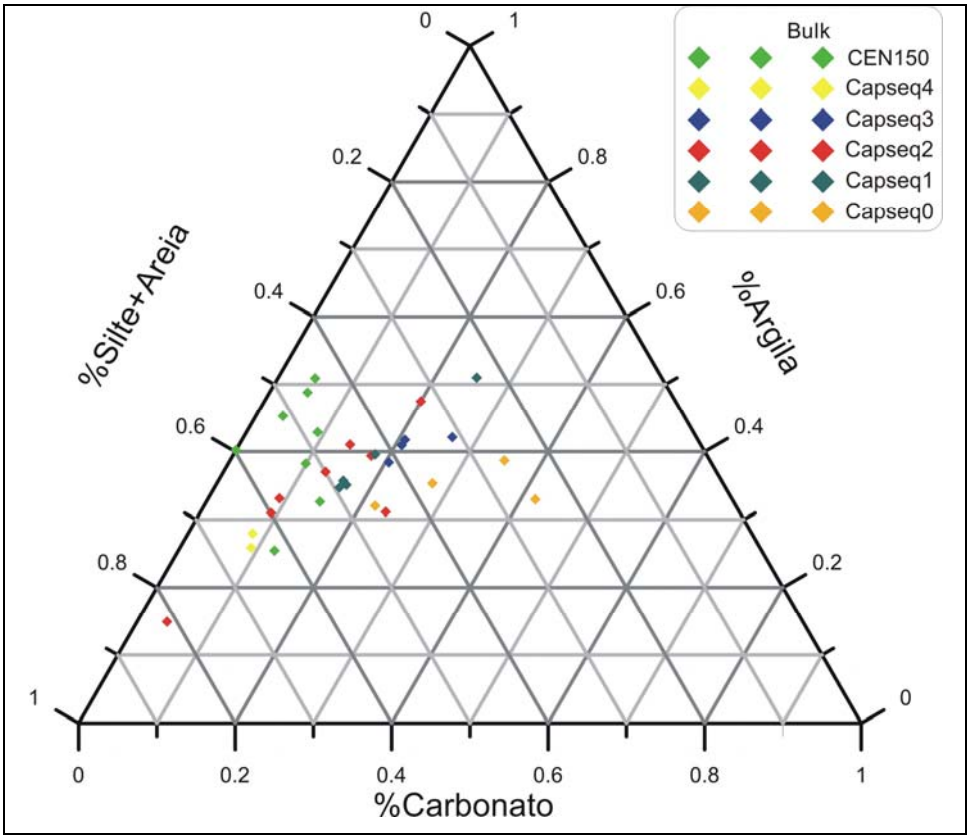


Figura 28 - Gráfico ternário de composição volumétrica dos principais constituintes das 31 amostras das capeadoras da área estudada.

Os resultados das análises de difratometria de raios X para a porção argila (fração < 2μm) indicaram uma diminuição dos teores de ilita nas sequências capeadoras do topo da seção analisada, tais como CEN150 e CapSeq 4 (figura 29). Estas são mais enriquecidas em interestratificados do tipo ilita/esmectita, o que pode estar relacionado à área fonte dos sedimentos.

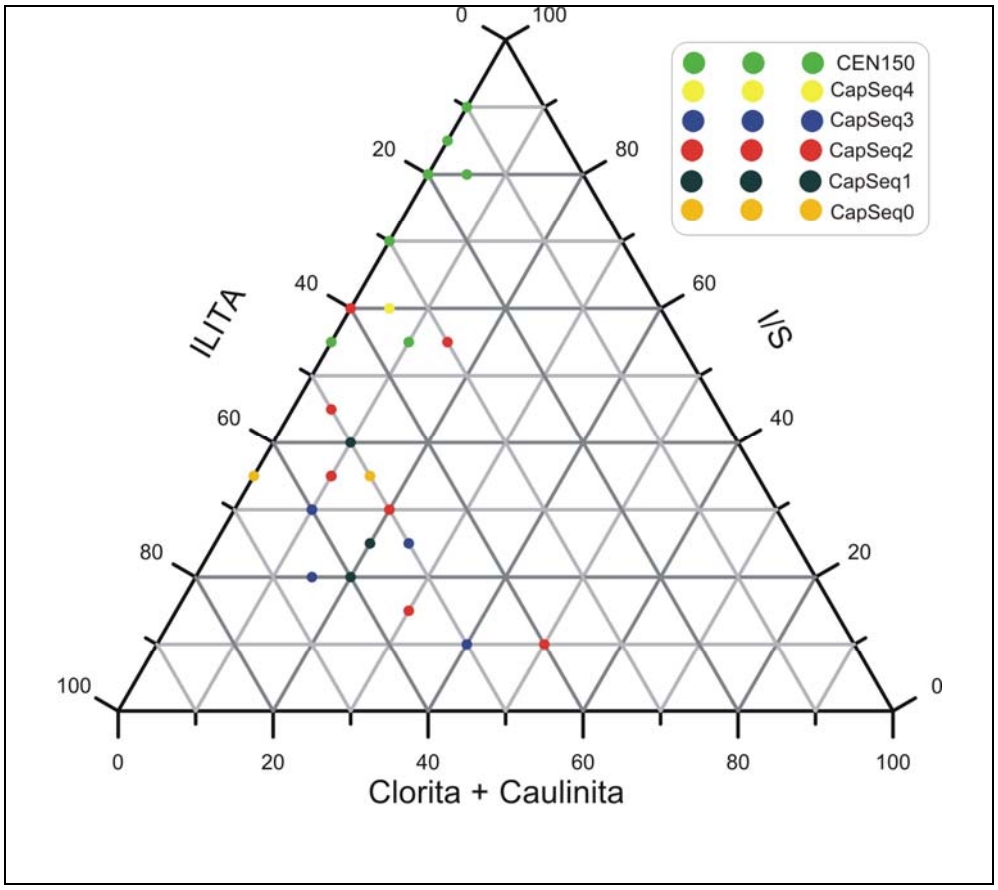


Figura 29 - Diagrama ternário com a composição das argilas de cada sequência capeadora, obtidos da difratometria de raios X. I/S- Interestratificado ilita-esmectita

Neste capítulo, os resultados de cada sequência capeadora são apresentados segundo as associações de fácies definidas por Faria *et al.,* (2001). Estes resultados são apresentados em ilustrações que contêm também fotomicrografia de lâminas petrográficas e de microscopia eletrônica.

Os intervalos de cada capeadora foram selecionados com base nas leituras dos perfis elétricos de densidade e neutrão. A combinação destas curvas, que são indicadoras da porosidade das rochas, tem leituras distintas conforme as propriedades porosas das

rochas, permitindo uma diferenciação dos intervalos de rochas com características de reservatório e de não reservatório (selos).

O perfil utilizado para selecionar o intervalo das capeadoras foi o drdn. Este permite uma visualização das respostas dos perfis de densidade / neutrão em uma única curva. Esta curva representa a separação gráfica entre esses perfis. Os valores positivos estão associados com litologias de baixa porosidade, enquanto que os negativos são indicativos de litologias porosas.

Em seguida à seleção dos intervalos capeadores, foram feitas amostragens das litologias mais representativas de cada intervalo para realizar os ensaios laboratoriais e apresentá-los conforme abaixo:

- resultados de análises granulométricas e de calcimetria são apresentados em tabelas e gráficos de distribuição de tamanho de grãos onde constam os teores de argila, silte+areia e carbonatos;

- os valores de pressão de deslocamento (psi) e de capacidade de retenção de coluna de petróleo em metros são apresentados em tabelas. Nestas constam as alturas das colunas. Para o cálculo de coluna de óleo, foram considerados dois valores de massa especifica, um tendo como massa especifica o óleo original em condições de reservatório com gás em solução (ρ= 0,74 g/cm^3), e outro tendo como massa específica de óleo aquela obtida em condições de superfície (óleo morto). Esta última foi baseada em valor médio de graus API analisados nos diversos níveis de reservatório do Campo de Namorado, correspondendo a 25,3 API, o que gera uma massa específica média (ρ= 0,90 g/cm^3) conforme ANEXO II.

- as distribuições de gargantas de poros foram obtidas a partir da curva de intrusão de mercúrio, realizadas em rocha total.

6.1. ROCHAS CAPEADORAS DA SEQUÊNCIA 0 - CAPSEQ 0

A capeadora da sequência 0 (CapSeq 0) está depositada sobre arenitos da associação de fácies F2 (Faria *et al.,* 2001) no poço **E**. Os reservatórios são constituídos de arenitos maciços e estratificados, de granulometria grossa a fina, sem matriz argilosa. Têm boa característica de reservatório com porosidades variando de 10 a 25% e permeabilidades de 10 a 2000mD.

A CapSeq 0 foi testemunhada nos poços **C** e **E**. É constituída pela associação de fácies F6 e F5C, segundo Faria *et al.,* (2001) (figuras 30 e 31).

A associação de fácies F6 é constituída por intercalações não rítmicas de calcilutitos, margas, folhelhos carbonáticos e arenitos muito finos, todos com feições de deformação e relacionados a escorregamentos pós-deposicionais em calhas.

A associação de fácies F5C é formada por diamictitos carbonáticos oriundos de sítios carbonáticos existentes a montante da área de deposição, e que foram denudados pelas correntes de turbidez em eventos de rebaixamento relativo do nível do mar, enriquecendo a corrente com material rico em $CaCO_3$.

A curva drdn não indica uma composição essencialmente argilosa, mostrando um padrão ‘serrilhado’ nas suas leituras, o que sugere heterogeneidade das propriedades porosas, isto devido ao padrão caótico das litologias neste intervalo.

A descrição petrográfica de lâminas delgadas revelou lamitos carbonáticos, sem laminações e de cor castanho claro, compostos por quartzo, feldspato, argila e carbonatos na forma de micrita e componentes bioclásticos (predominantemente foraminíferos plantônicos e bentônicos).

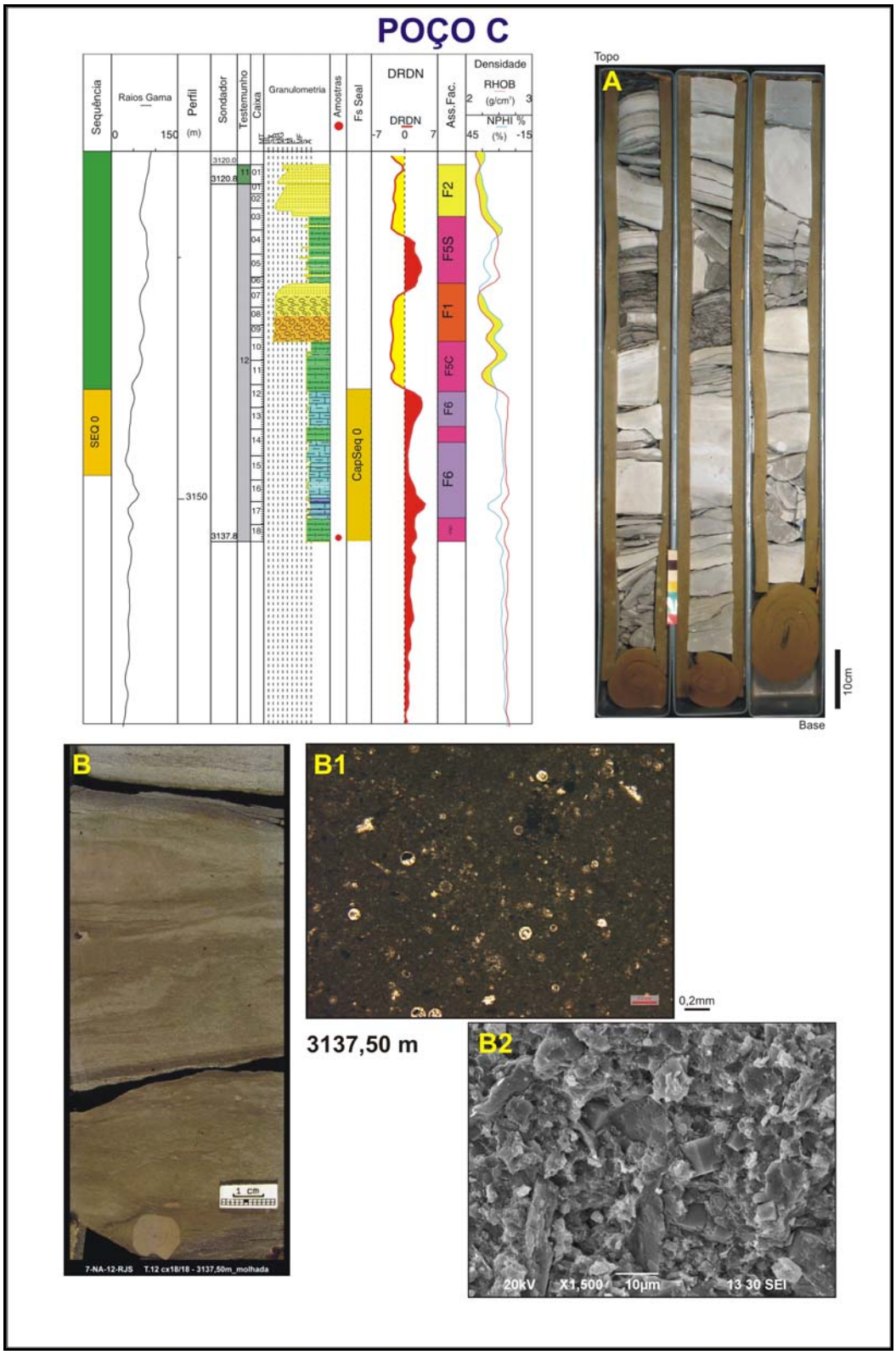


Figura 30 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 0, com a amostragem no poço **C**. Com fotos de: conjunto da associação de fácies (A); detalhe da fácies analisada (B); foto ao microscópio óptico – aumento de 50x (B1) e ao microscópio eletrônico de varredura - MEV - aumento de 500x (B2).

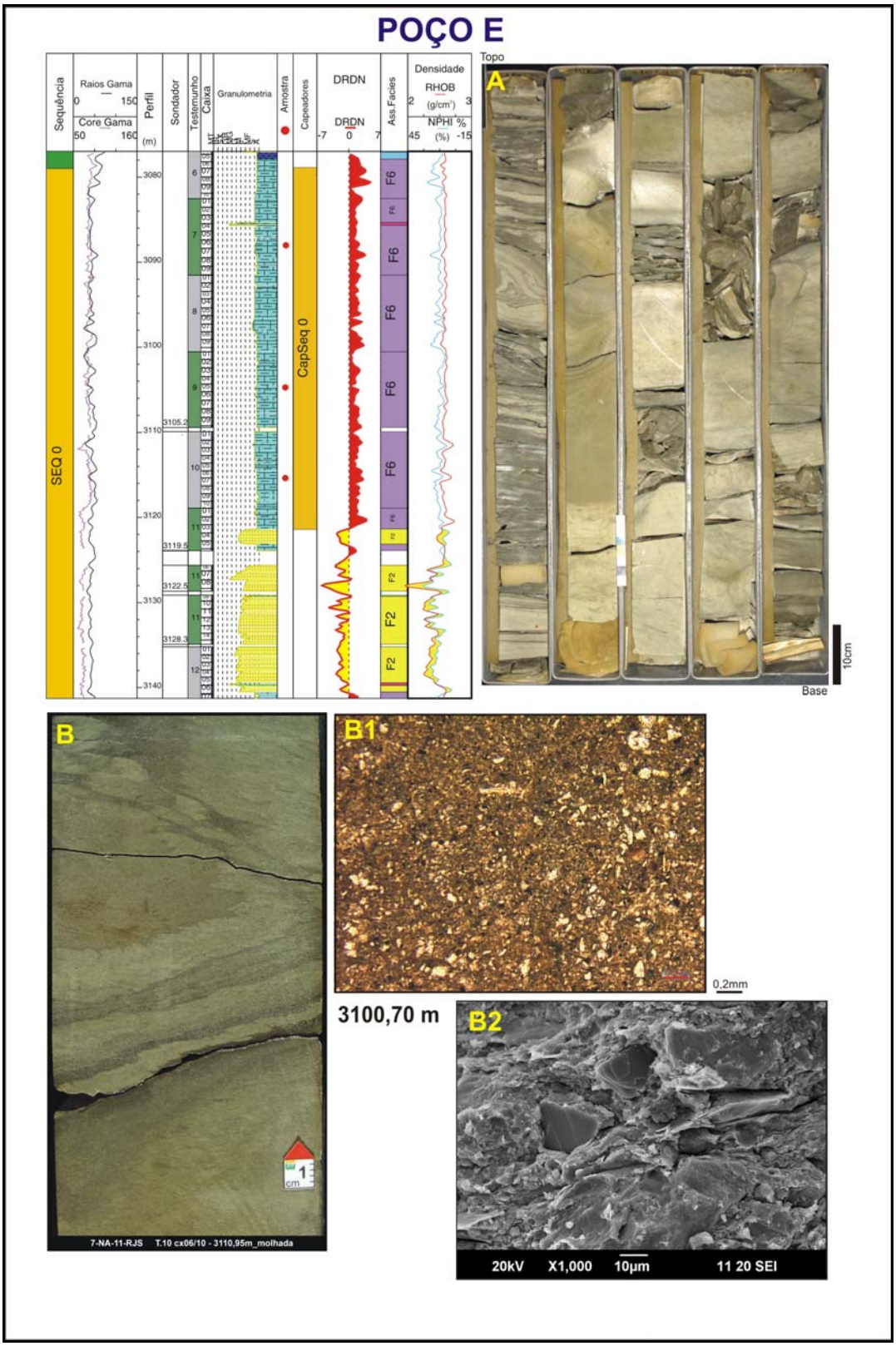


Figura 31 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 0, com a amostragem no poço **E**. Com fotos de: conjunto da associação de fácies (A); detalhe da fácies analisada (B); foto ao microscópio óptico-aumento de 50x (B1) e ao microscópio eletrônico de varredura-MEV-aumento de 1000x (B2)

Os teores relativos das frações granulométricas assim como de carbonatos são mostrados na tabela 6. Os altos teores de carbonatos são variáveis, com duas amostras de teores superiores a 35% (margas). Esta variação nos teores pode estar relacionada a processos deposicionais que depositaram sedimentos ricos em carbonatos posteriormente modificados nas suas texturas por processos pós-deposiconais, tais como deformações geradas por deslizamentos.

Tabela 6 - Teores relativos de argila, carbonato e silte+areia da CapSeq 0.

Poços	Profundidade(m)	Composição Total		
		Argila (%)	Carbonato (%)	(Silte+areia) (%)
C	3137,50	32,97	41,86	25,17
E	3084,05	38,68	35,06	26,25
	3100,70	32,02	21,88	46,11
	3110,95	35,31	27,54	37,15

A distribuição granulométrica baseada na quantificação de partículas não solúveis em ácido clorídrico apresenta bimodalidade (picos duplos), com teores maiores para grãos tamanho silte fino e teores menores para grãos tamanho argila (figura 32).

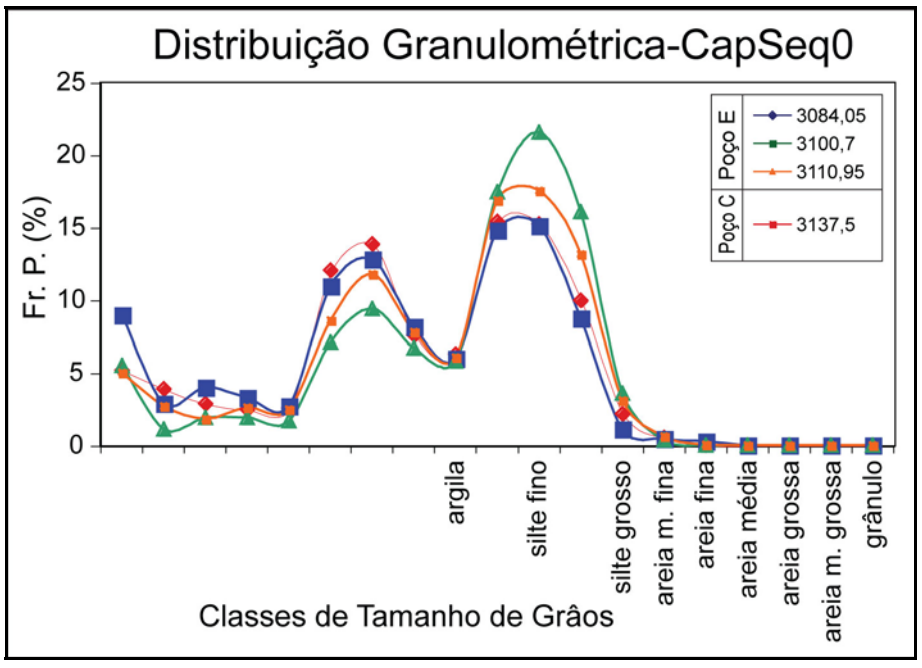


Figura 32 - Gráfico de distribuição granulométrica da capeadora da sequência 0.

Os valores de pressão de deslocamento obtidos no poço **E** têm magnitude semelhante, com valores acima de 6000 psi (sistema Hg-ar), no entanto, no poço **C** obteve-se pressão de deslocamento menor. A possível causa pode estar relacionada à variação lateral de fácies devido à presença de fluxo coesivo de massa que depositaram 'diamictitos' (fácies F5C), como observado na amostra 3137,50m (tabela 7).

Tabela 7 - Pressões de deslocamento e alturas estimadas de coluna de óleo e gás da CapSeq 0. (G-A: gás-água; O-A: óleo-água)

Poço	Prof Amostra metros	ρ matriz g/cm^3	Pressão Desloc. Hg psia	Coluna de HC Estimada(m)		
				G-A	O-A	
					$\rho_{óleo}$= 0,74g/cm^3	$\rho_{óleo}$=0,9g/cm^3
C	3137,50	2,72	3708,0	457	588	1569
E	3084,05	2,71	8314,2	1024	1319	3517
	3100,70	2,70	6357,1	783	1008	2689
	3110,95	2,69	8315,8	1025	1319	3518

A partir da curva de saturação por injeção de mercúrio, foram obtidos os raios de gargantas de poros para as litologias analisadas. Verifica-se uma distribuição bimodal de gargantas de poros (figura 33). A amostra a 3137,50m do poço C mostra uma predominância das maiores gargantas de poros (> 0,007 µm), o que pode estar relacionado a litologias (diamictitos) diferentes das demais deste intervalo.

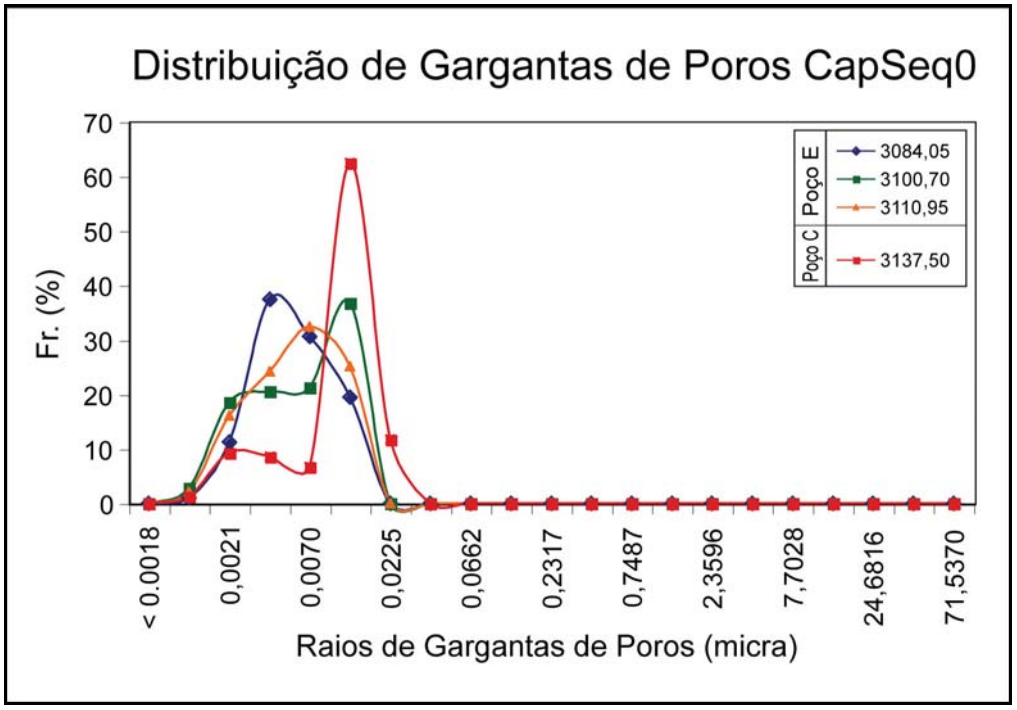


Figura 33 - Distribuição de gargantas de poros para as amostras da capeadora da sequência 0.

6.2. ROCHAS CAPEADORAS DA SEQUÊNCIA 1 - CAPSEQ 1

A capeadora da sequência 1 (CapSeq 1) no poço **D** está depositada sobre arenitos da associação de fácies F2 (Faria *et al*., 2001), e sobre intercalações de camadas centimétricas a métricas de arenitos no poço **C**. Esta sequência possui reservatórios de arenitos maciços e estratificados, de granulometria grossa a fina sem matriz argilosa com boa característica de reservatório, com porosidades variando de 10 a 25% e permeabilidades de10 a 2000mD.

A CapSeq 1 foi testemunhada nos poços **C** e **D**. É constituída por alternância das associações de fácies finas F4 e F7 de Faria *et al*., (2001) (figura 34 e 35).

A associação de fácies F4 é formada por interlaminados lamosos com intercalações centimétricas de arenito fino, siltitos e folhelhos. São interpretados como porção distal de transbordamentos de canais (*overbank*) ou lobos turbidíticos.

A associação de fácies F7 tem lamitos alternados com siltitos, folhelhos, margas e calcilutitos, em geral bioturbados. São interpretados como depósitos de hemipelágicos em condições de deposição normal de bacia.

A curva drdn mostra valores altos entrecortados por valores negativos (arenitos), com descontinuidades devido às intercalações de pequenos níveis de arenitos.

A descrição petrográfica de lâminas delgadas revelou lamitos calcíferos, com laminações incipientes de cor castanho claro, compostas por quartzo, feldspato, argila e carbonatos na forma de micrita e componentes bioclásticos (predominantemente foraminíferos plantônicos e bentônicos).

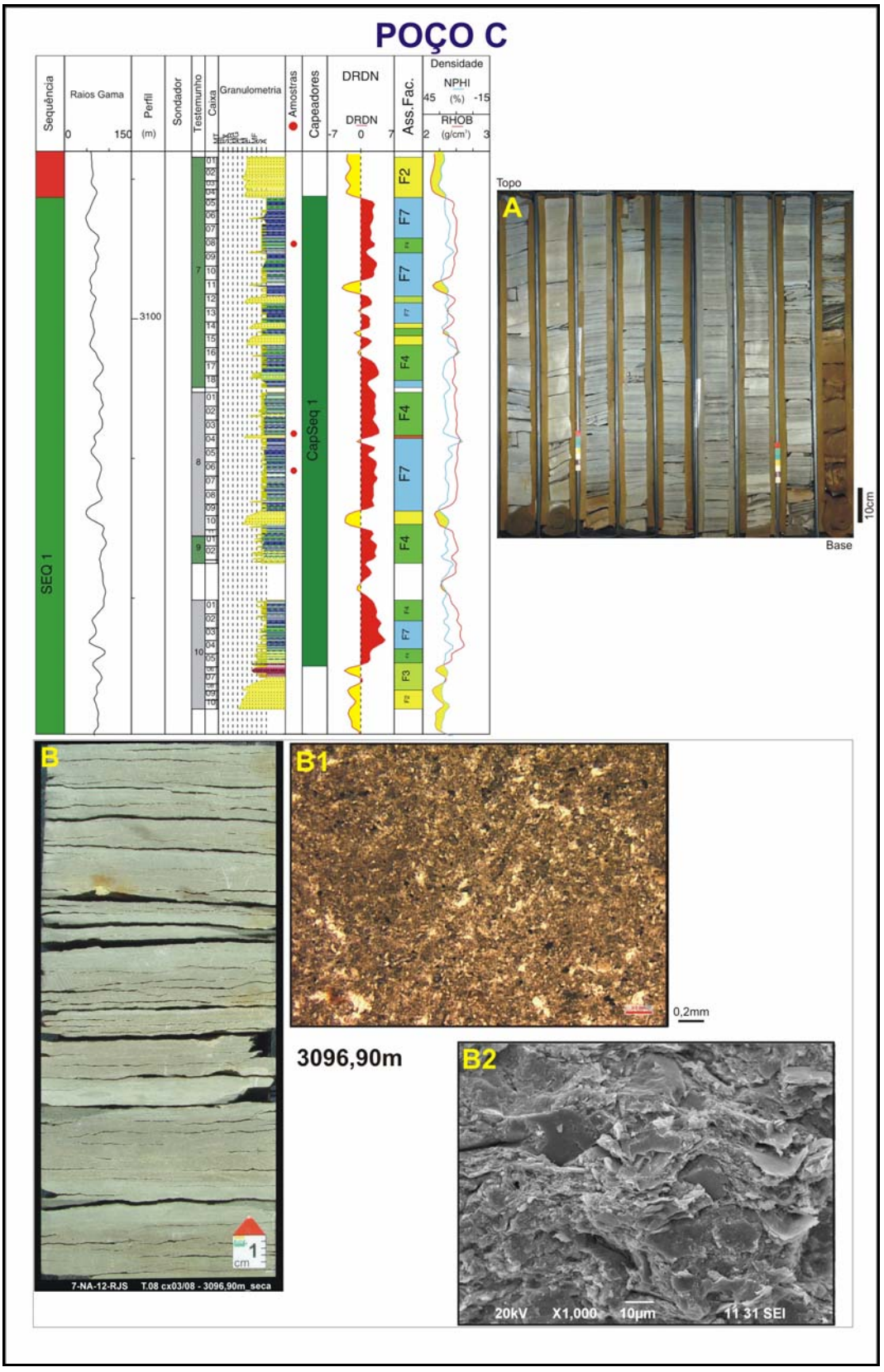


Figura 34 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 1, com amostragem no poço C. Com fotos de: conjunto da associação de fácies (A); detalhe da fácies analisada (B); foto ao microscópio ótico-aumento de 50x (B1) e ao microscópio eletrônico de varredura - MEV - aumento de 1000x (B2)

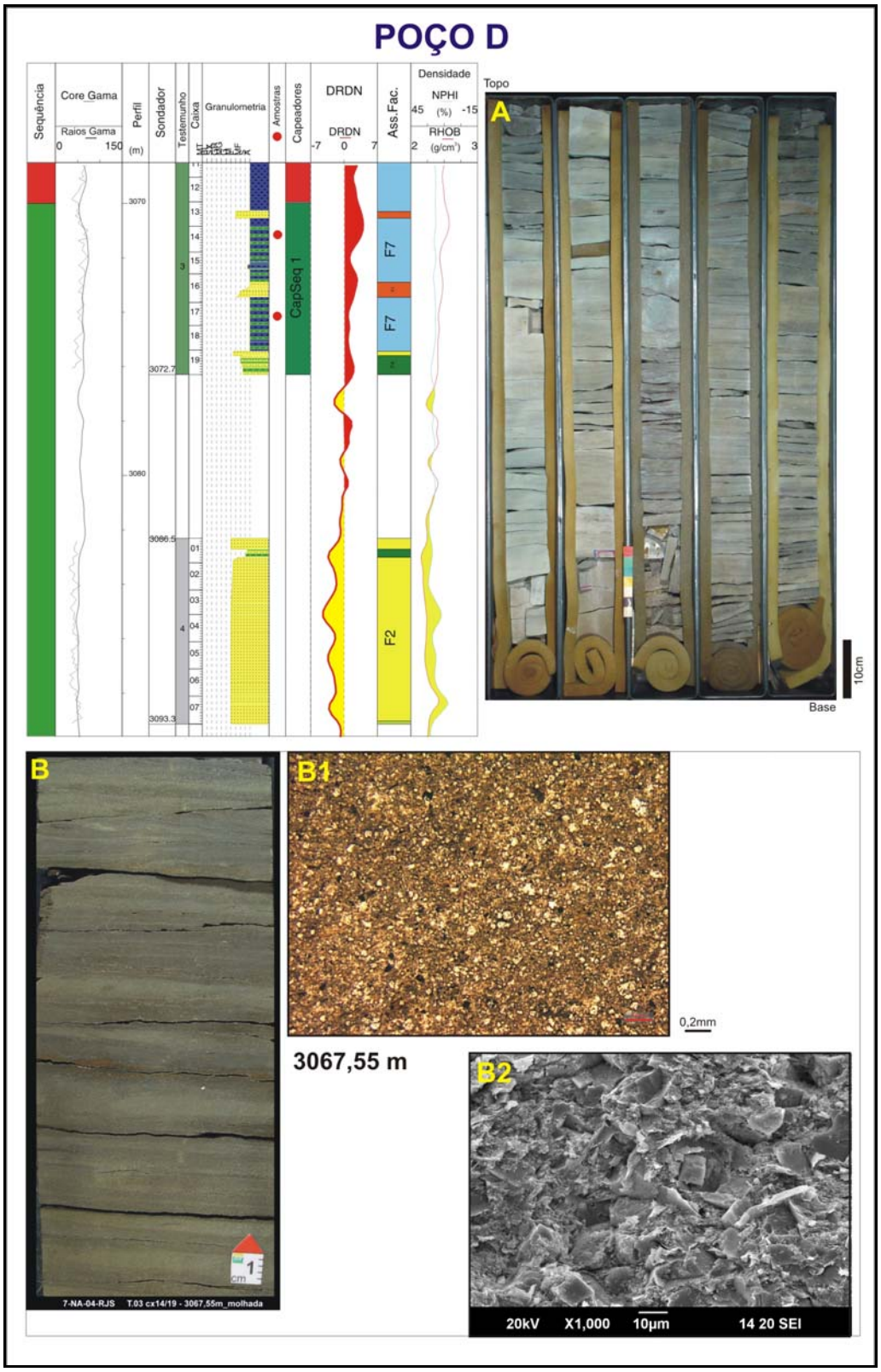


Figura 35 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 1, com amostragem no poço **D**. Com fotos de: conjunto da associação de fácies (A); detalhe da fácies analisada (B); foto ao microscópio ótico - aumento de 50x (B1) e ao microscópio eletrônico de varredura -MEV- aumento de 1000x (B2)

Os teores de carbonatos, de silte+areia e de argila são mostrados na tabela 8. Observa-se homogeneidade nos teores de carbonatos, com médias de 18%. As litologias apresentaram altos teores de silte+argila, com somente uma amostra (3067,55m) com teores mais altos de argila, classificada como argilito (Folk, 1974).

Tabela 8 - Teores relativos de argila, carbonato e silte+areia da CapSeq1

Poços	Prof.(m)	Composição Total		
		Argila (%)	Carbonato (%)	(Silte+areia) (%)
C	3082,20	34,70	15,97	49,34
	3096,90	35,09	16,67	48,24
	3099,60	35,70	15,97	48,34
D	3067,55	51,00	25,37	23,63
	3070,55	39,57	18,10	42,33

A distribuição granulométrica dada pelas frações não solúveis em ácido clorídrico apresenta bimodalidade (picos duplos), com teores em geral maiores para grãos tamanhos silte fino e médio e teores menores para grãos tamanho argila (figura 36).

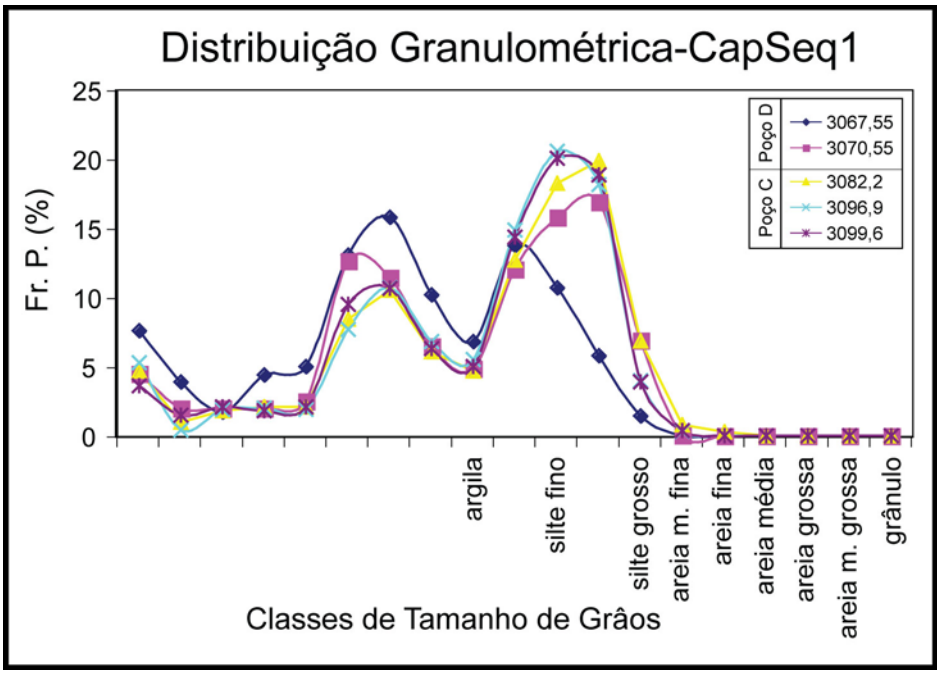


Figura 36 - Gráfico de distribuição granulométrica da capeadora da sequência 1.

Os valores de pressão de deslocamento estão em torno de 5000 psi, ocorrendo algumas intercalações de arenitos porosos. As fácies finas analisadas possuem homogeneidade que se reflete nos valores de pressão de deslocamento. (tabela 9)

Tabela 9 - Pressões de deslocamento e alturas estimadas de coluna de óleo e gás da CapSeq 1. (G-A: gás-água; O-A: óleo-água)

Poço	Prof. Amostra metros	ρ matriz g/cm^3	Pressão Desloc. Hg psia	Coluna de HC Estimada(m)		
				G-A	O-A	
					$\rho_{óleo}$=0,74 g/cm^3	$\rho_{óleo}$=0,9 g/cm^3
C	3082,20	2,70	4845,8	597	769	2050
	3096,90	2,70	5305,6	654	842	2244
	3099,60	2,67	5803,7	715	921	2455
D	3067,55	2,70	5306,4	654	1084	842
	3070,55	2,66	2828,3	348	449	1196

A partir da curva de saturação por injeção de mercúrio, foram obtidos os raios de gargantas de poros para as litologias analisadas. Verificou-se distribuição bimodal de tamanhos de gargantas de poros com grande predominância de médias entre 0,0070 e 0,0225 µm (figura 37).

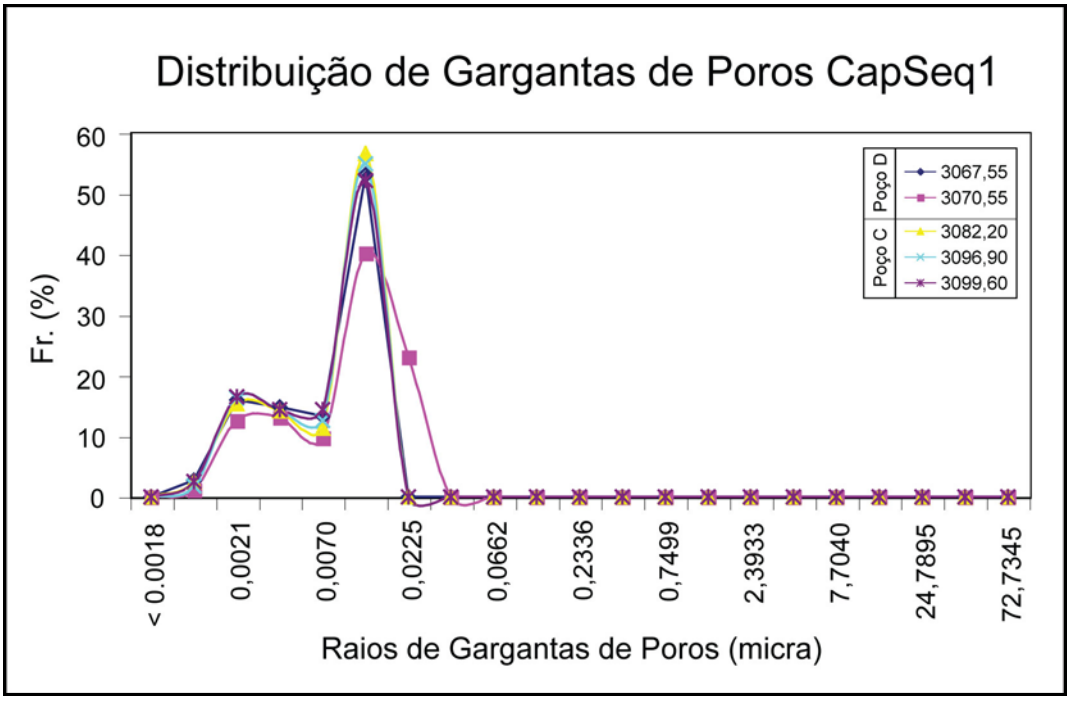


Figura 37 - Distribuição de gargantas de poros para as amostras da capeadora da sequência 1.

6.3. ROCHAS CAPEADORAS DA SEQUÊNCIA 2 - CAPSEQ 2

A capeadora da sequência 2 (CapSeq 2) está depositada sobre arenitos da associação de fácies F2 (Faria *et al.,* 2001) no poço **C**. As rochas finas desta sequência se apresentam fortemente intercaladas com arenitos maciços e estratificados, de granulometria grossa a fina e sem matriz argilosa. Esses arenitos têm boa característica de reservatório, com porosidades variando de 10 a 25% e permeabilidades de 10 a 2000mD.

A CapSeq 2 foi testemunhada nos poços **A**, **C** e **D**. No primeiro poço, está dentro da associação de fácies definida por Faria *et al*., (2001) como F4, enquanto que nos demais poços pertencem à F7 (figuras 38, 39 e 40).

A associação de fácies F4 é constituída de interlaminados lamosos formados por intercalações centimétricas de arenito fino com siltitos e folhelhos. Estes depósitos são interpretados como porções distais de transbordamentos de canais ("*overbank"*) ou lobos turbidíticos.

A associação de fácies F7 é formada por lamitos que mostram alternância de siltitos, folhelhos, margas e calcilutitos, muitas vezes bioturbados. São interpretados como depósitos hemipelágicos depositados em condições normais de bacia.

As leituras do perfil elétrico drdn mostram grandes variações, com um padrão serrilhado devido a intercalações com fácies reservatórios. A alta variabilidade das leituras sugere grande variação nas propriedades petrofísicas.

A descrição petrográfica de lâminas delgadas revelou rochas de texturas variadas, desde lamitos calcíferos sem laminações até lamitos fortemente laminados. Também presente arenito lamoso . Todas as litologias constituídas de quartzo, feldspatos, argila e carbonatos com teores variáveis.

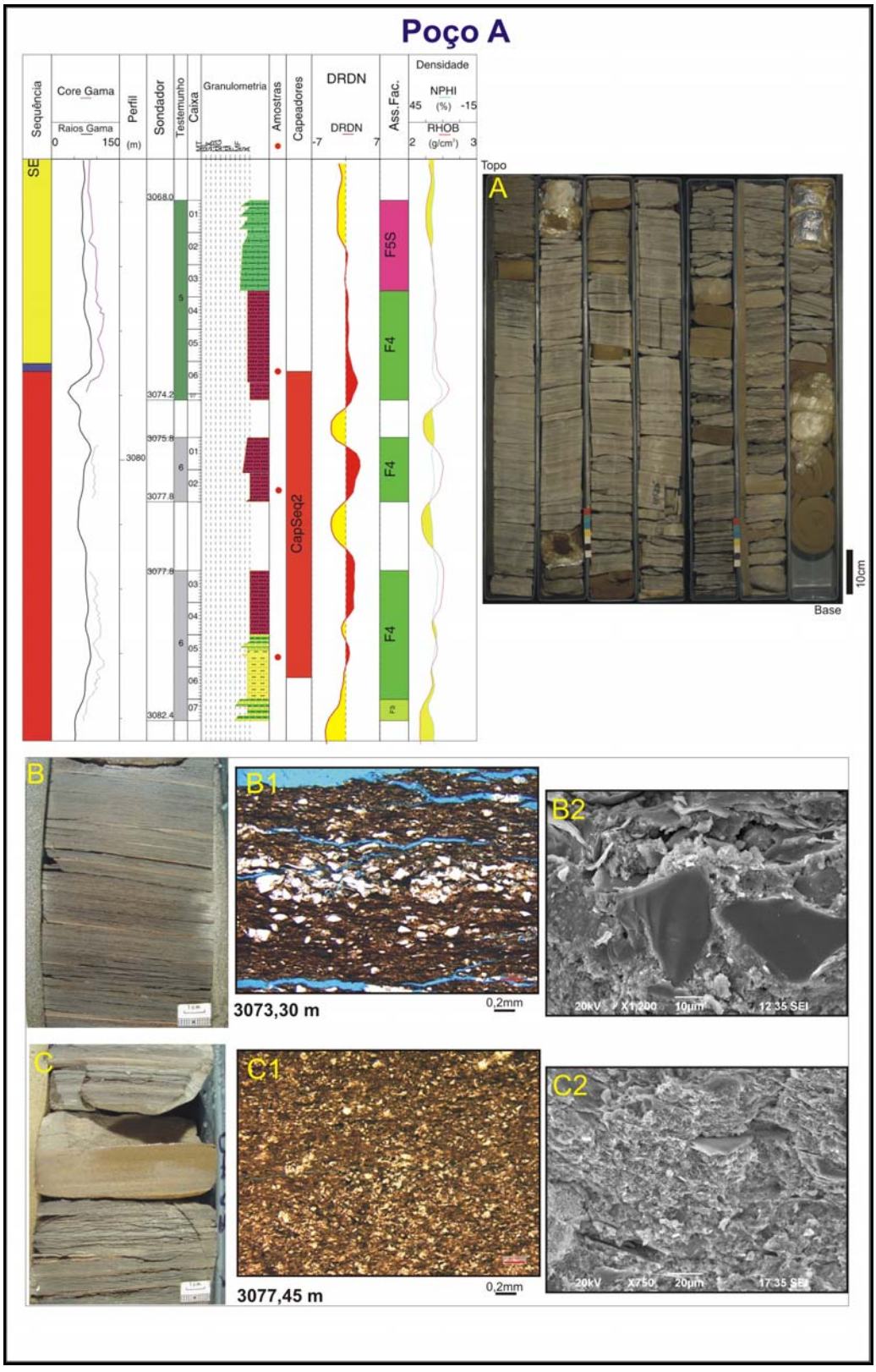


Figura 38 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 2, no poço **A**. Com fotos de: conjunto da associação de fácies (A); detalhe da fácies analisada (B e C); foto ao microscópio ótico - aumento de 50x (B1 e C1) e ao microscópio eletrônico de varredura - MEV - aumento de 1200x (B2) e 750x (C2).

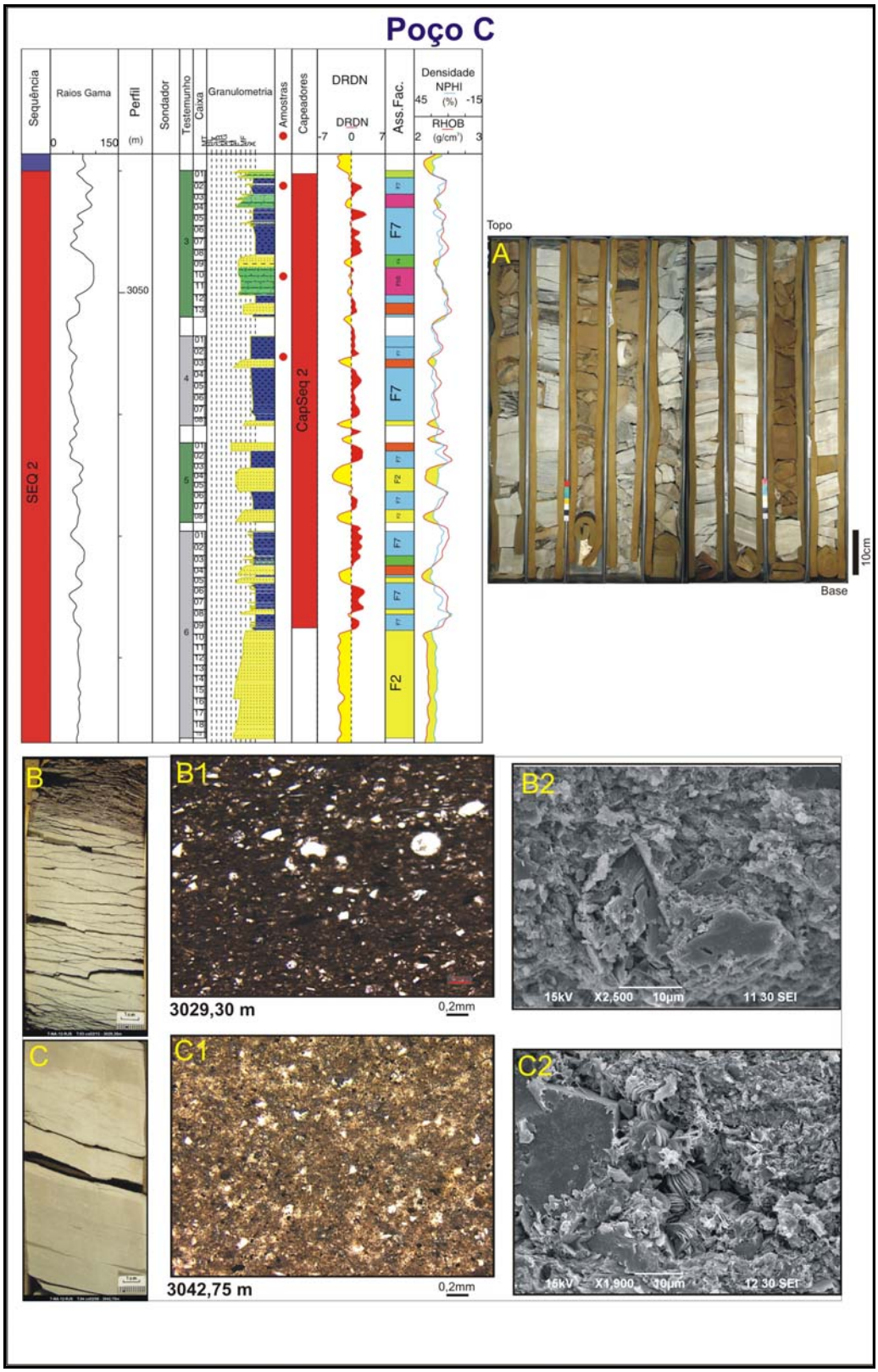


Figura 39 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 2, no poço C. Com fotos de: conjunto da associação de fácies (A); detalhe da fácies analisada (B e C); foto ao microscópio ótico -aumento de 50x (B1 e C1) e ao microscópio eletrônico de varredura - MEV - aumento de 2500x (B2) e de 1900x (C2).

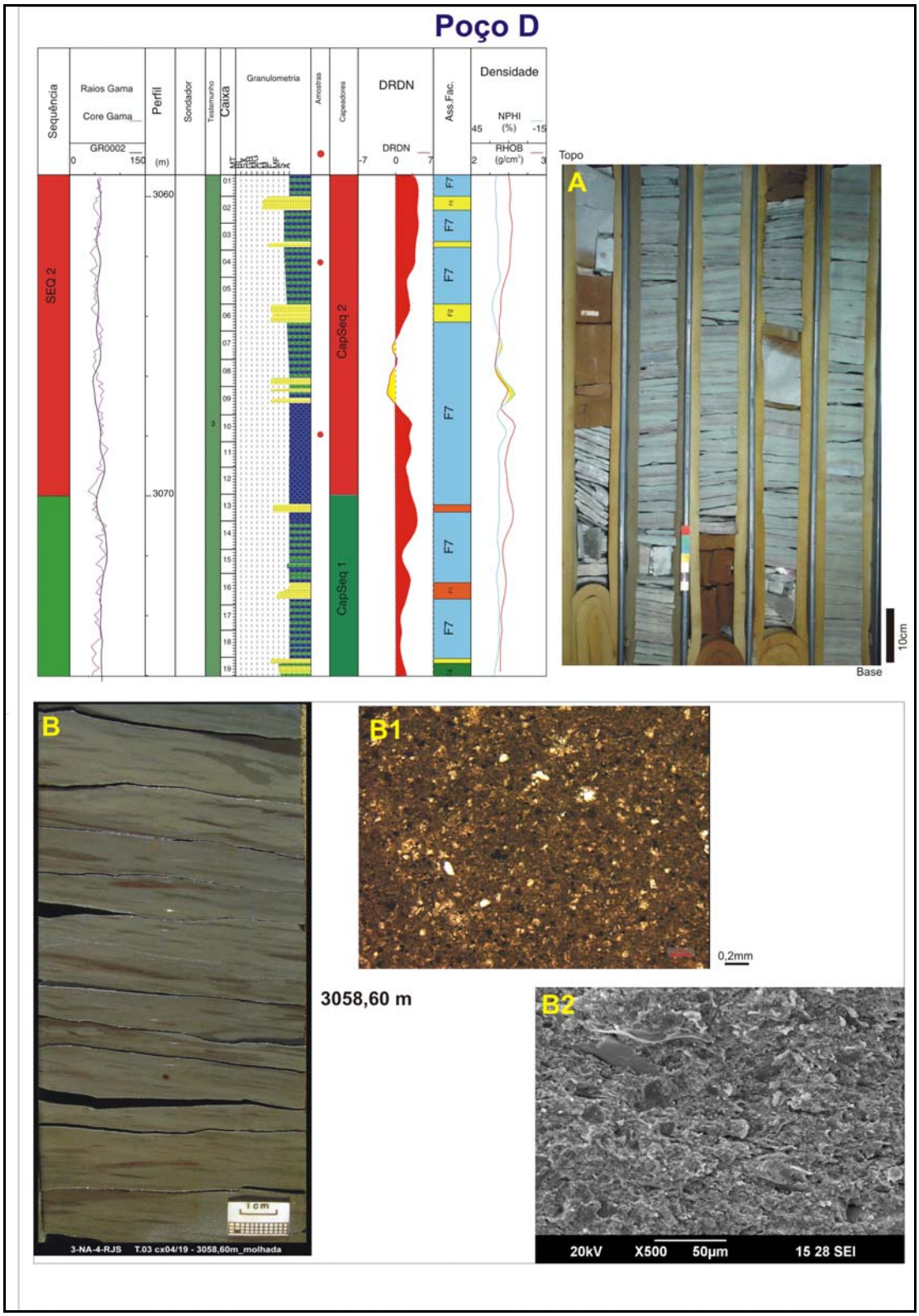


Figura 40 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 2, no poço **D**. Com fotos de: conjunto da associação de fácies (A); detalhe da fácies analisada (B); foto ao microscópio ótico - aumento de 50x (B1) e ao microscópio eletrônico de varredura - MEV - aumento de 500x (B2).

Os teores de carbonatos mostram a maior variação entre as capeadoras estudadas, de 10 a 20%. De forma semelhante, os teores de silte+areia e de argila também têm grande variação (tabela 10).

Tabela 10 - Teores relativos de argila, carbonato e silte+areia da CapSeq 2.

Poços	Prof.(m)	Composição Total		
		Argila (%)	Carbonato (%)	(Silte+areia) (%)
A	3073,30	30,99	9,09	59,92
	3077,45	37,00	13,04	49,96
	3080,50	33,12	9,09	57,79
C	3029,30	31,14	23,66	45,20
	3036,70	14,91	3,85	81,24
	3042,75	47,45	20,00	32,55
D	3058,60	39,38	17,69	42,93
	3064,35	41,03	14,16	44,81

A distribuição granulométrica mostra bimodalidade (picos duplos), com teores variáveis para grãos tamanho silte fino e grãos tamanho argila. Neste intervalo também foi amostrado arenito lamoso produzido por bioturbação (figura 41).

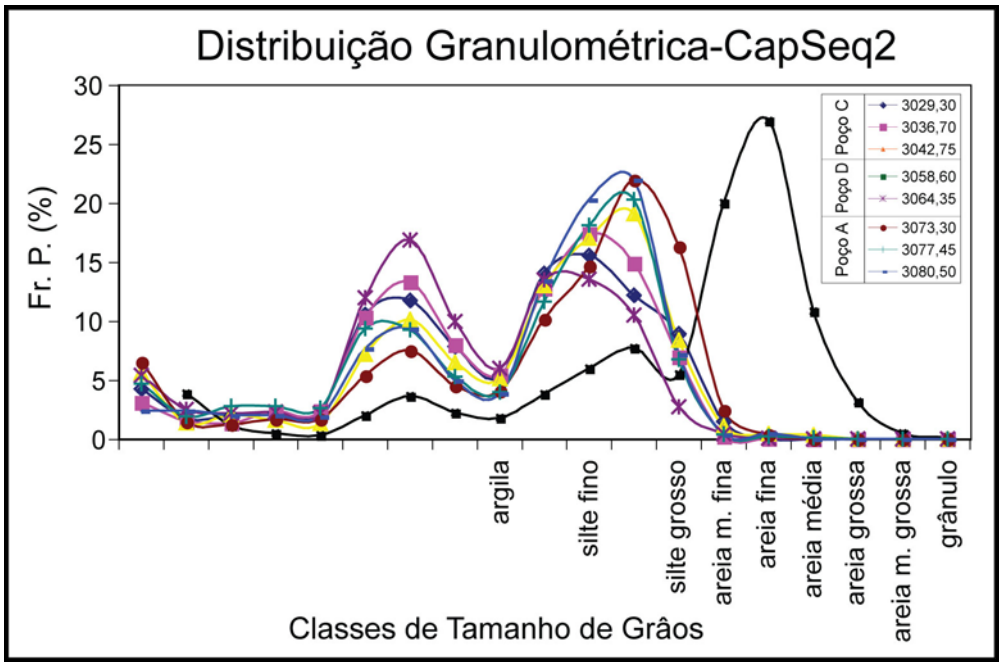


Figura 41 - Gráfico de distribuição granulométrica da capeadora da sequência 2.

A grande variação dos teores de carbonato e de distribuição das classes granulométricas se refletiu nos valores de pressão de deslocamento (tabela 11). Esta variação pode estar relacionada ao ambiente deposicional.

Tabela 11 - Pressões de deslocamento e alturas estimadas de coluna de óleo e gás da CapSeq 2. (G-A: gás-água; O-A: óleo-água)

Poço	Prof. Amostra metros	ρ matriz g/cm^3	Pressão Desloc. Hg psia	Coluna de HC Estimada(m)		
				G-A	O-A	
					$\rho_{óleo}$=0,74 g/cm^3	$\rho_{óleo}$=0,9 g/cm^3
A	3073,30	2,52	3707,9	457	588	1568
	3077,45	2,67	5806,3	715	921	2454
	3080,50	2,63	5306,2	654	842	2243
C	3029,30	2,74	4057,7	500	644	1715
	3036,70	2,62	7,5	1	1	3
	3042,75	2,65	2158,5	266	342	912
D	3058,60	2,67	9096,3	1121	1443	3845
	3064,35	2,67	6946,7	856	1102	2936

De forma semelhante verificaram-se variações na distribuição de gargantas de poros obtidas a partir das saturações de mercúrio da capilarimetria por injeção de mercúrio. Verificou-se distribuição bimodal de tamanhos de gargantas de poros, com grande variabilidade de teores (figura 42).

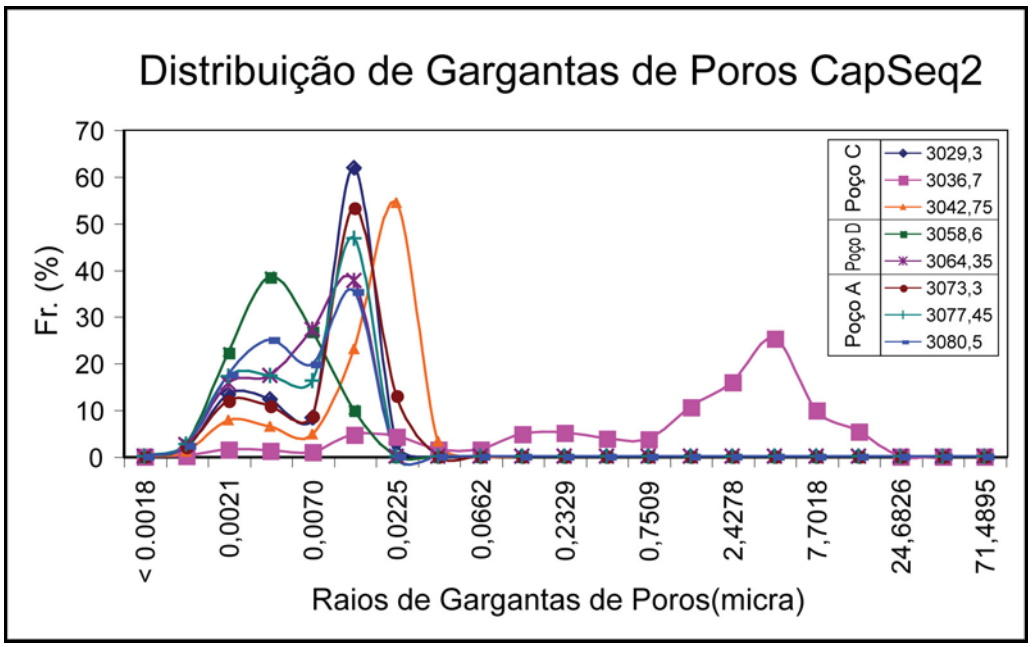


Figura 42 - Distribuição de gargantas de poros para as amostras da capeadora da sequência 2.

6.4. ROCHAS CAPEADORAS DA SEQUÊNCIA 3 - CAPSEQ 3

A capeadora da sequência 3 (CapSeq 3) está depositada sobre arenitos da associação de fácies F2 (Faria *et al.,* 2001) no poço **D**. As fácies reservatórios são formadas por arenitos maciços e estratificados de granulometria grossa a fina, sem matriz argilosa, com boa característica de reservatório, têm porosidades variando de 10 a 25% e permeabilidades de 10 a 2000mD.

A CapSeq 3 foi testemunhada no poço **E**. É constituída pela associação de fácies F7, descrita como lamitos por Faria *et al.,* (2001) (figura 43).

A associação de fácies F7 é formada por lamitos com alternância de siltitos, folhelhos, margas e calcilutitos, às vezes bioturbados. Estes depósitos são interpretados como depósitos de hemipelágicos em condições de deposição normal de bacia.

O perfil elétrico drdn mostra leituras constantes e com os maiores valores de leituras dentre as demais sequências. A maior homogeneidade destas litologias deve-se não somente à existência de apenas uma fácies no intervalo amostrado, como também à ausência de intercalações arenosas neste intervalo.

A descrição petrográfica de lâminas delgadas revelou grande homogeneidade na textura das rochas, com lamitos calcíferos sem laminações. Todas as litologias são constituídas de quartzo, feldspatos, argila, bioclastos e muito ricas em carbonato microscristalino (micrita).

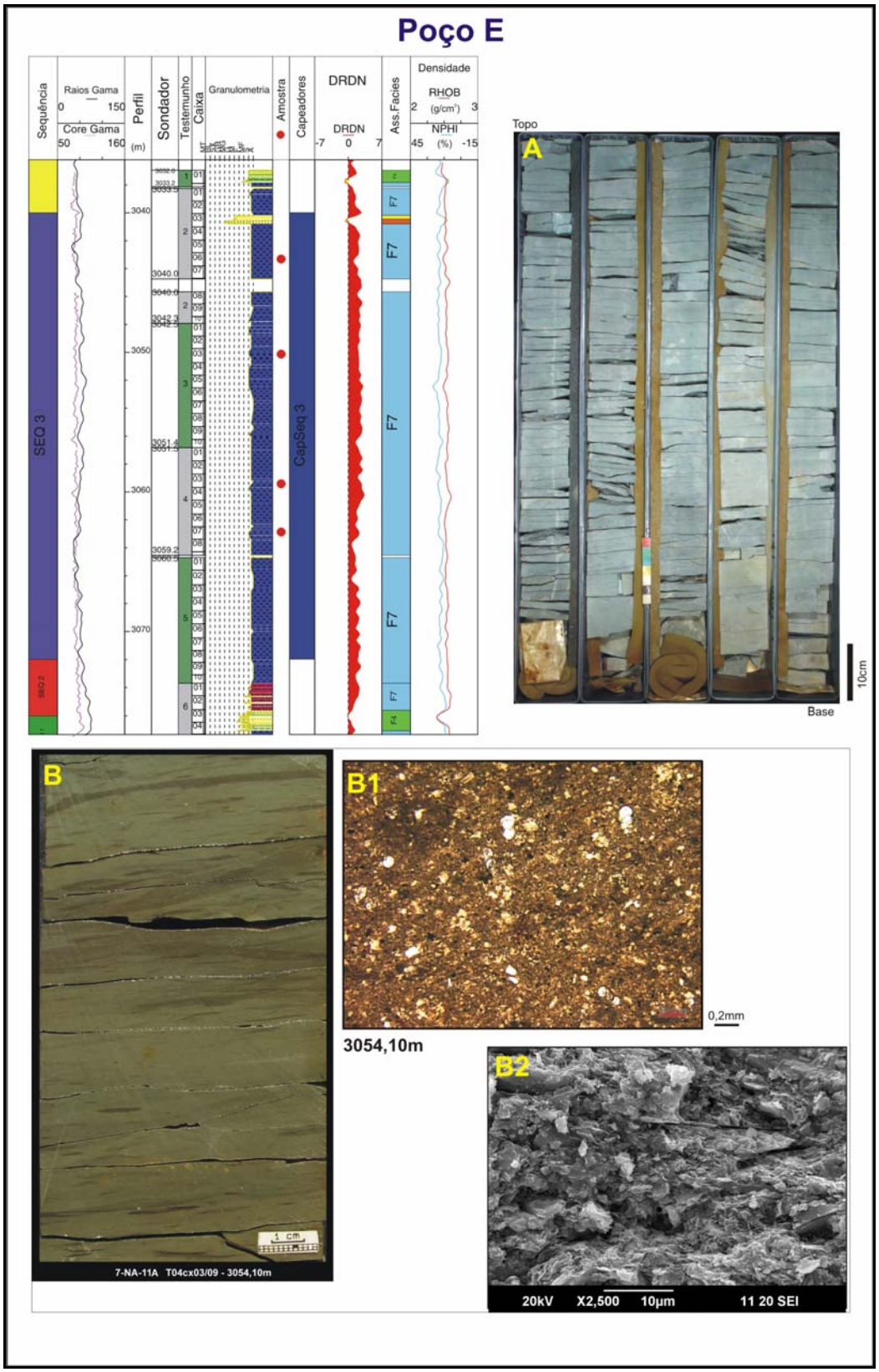


Figura 43 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 3, no poço E. Com fotos de: conjunto da associação de fácies (A); detalhe da fácies analisada (B); foto ao microscópio ótico - aumento de 50x (B1) e ao microscópio eletrônico de varredura - MEV - aumento de 2500x (B2).

Os teores de carbonatos são os mais uniformes dentre as seções estudadas, em torno de 20%, assim como os teores de silte+areia e argila. (tabela 12)

Tabela 12 - Teores relativos de argila, carbonato e silte+areia da CapSeq 3.

Poço	Prof.(m)	Composição Total		
		Argila (%)	Carbonato (%)	(Silte+areia) (%)
E	3038,55	38,39	20,45	41,17
	3044,70	42,13	26,69	31,18
	3054,10	40,93	20,83	38,25
	3057,55	41,75	20,83	37,43

A distribuição granulométrica mostra bimodalidade (picos duplos) e simétrica, com teores semelhantes para grãos tamanho silte fino e tamanho argila (figura 44).

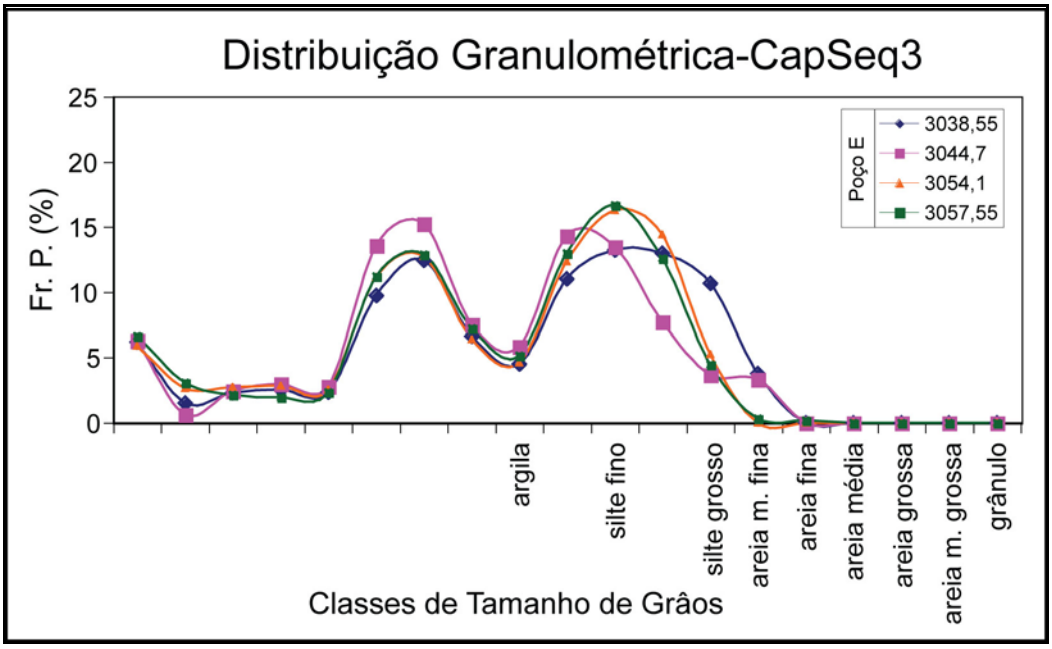


Figura 44 - Gráfico de distribuição granulométrica das capeadora da sequência 3.

As pressões de deslocamento obtidas mostraram valores muito próximos, acima de 8000psi. Os resultados apontam para a maior homogeneidade entre as capeadoras analisadas neste estudo (tabela 13).

Tabela 13 - Pressões de deslocamento e alturas estimadas de coluna de óleo e gás da CapSeq 3. (G-A: gás-água; O-A: óleo-água)

Poço	Prof. Amostra metros	ρ matriz g/cm^3	Pressão Desloc. Hg psia	Coluna de HC Estimada(m)		
				G-A	O-A	
					$\rho_{óleo}$=0,74 g/cm^3	$\rho_{óleo}$=0,9 g/cm^3
E	3038,55	2,67	8315,7	1025	1319	3518
	3044,70	2,69	9955,2	1227	1579	4211
	3054,10	2,69	8312,6	1024	1319	3516
	3057,55	2,68	9093,8	1120	1443	3847

A partir da curva de saturação por injeção de mercúrio, foram calculados raios de gargantas de poros, que apresentaram unimodalidade para todas as litologias, com tamanhos de gargantas de poros entre 0,002 e 0,007 µm (figura 45).

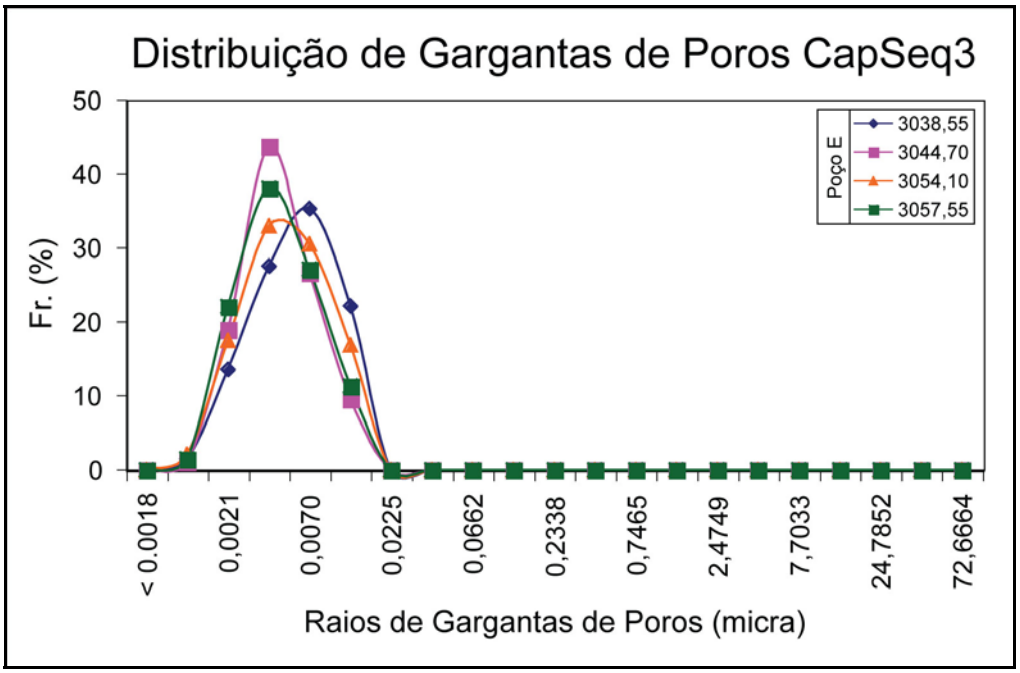


Figura 45 - Distribuição de gargantas de poros para as amostras das capeadoras da sequência 3.

6.5. ROCHAS CAPEADORAS DA SEQUÊNCIA 4 - CAPSEQ 4

A capeadora da sequência 4 (CapSeq 4) está depositada sobre diamictito areno-lamoso pertencente à associação de fácies F5S de Faria *et al.,* 2001 no poço **A**. Esta fácies representa diamictitos carbonáticos oriundos da plataforma carbonática.

A CapSeq 4 testemunhada no poço **A** é definida por Faria *et al.,* 2001 como associação de fácies F7 (figura 46).

A associação de fácies F7 é constituída por alternância de siltitos, folhelhos, margas e calcilutitos, às vezes bioturbados, representando depósitos hemipelágicos

Não foi possível verificar o comportamento da curva do perfil elétrico drdn devido à pequena seção de capeadora disponível neste poço.

As litologias presentes e suas respostas em perfis indicam uma seção com grande heterogeneidade para o intervalo do poço **A**, embora a pouca amostragem disponível prejudique uma avaliação mais acurada do comportamento desta unidade.

A descrição petrográfica realizada nas duas lâminas delgadas revelou diferenças texturais, com lamitos arenosos e siltitos. Os primeiros apresentam forte laminação por diferença de granulometria e o segundo sem laminação. Todas as litologias são constituídas de quartzo, feldspatos, argila e bioclastos. Os lamitos arenosos mostram-se com feições de fortes bioturbações.

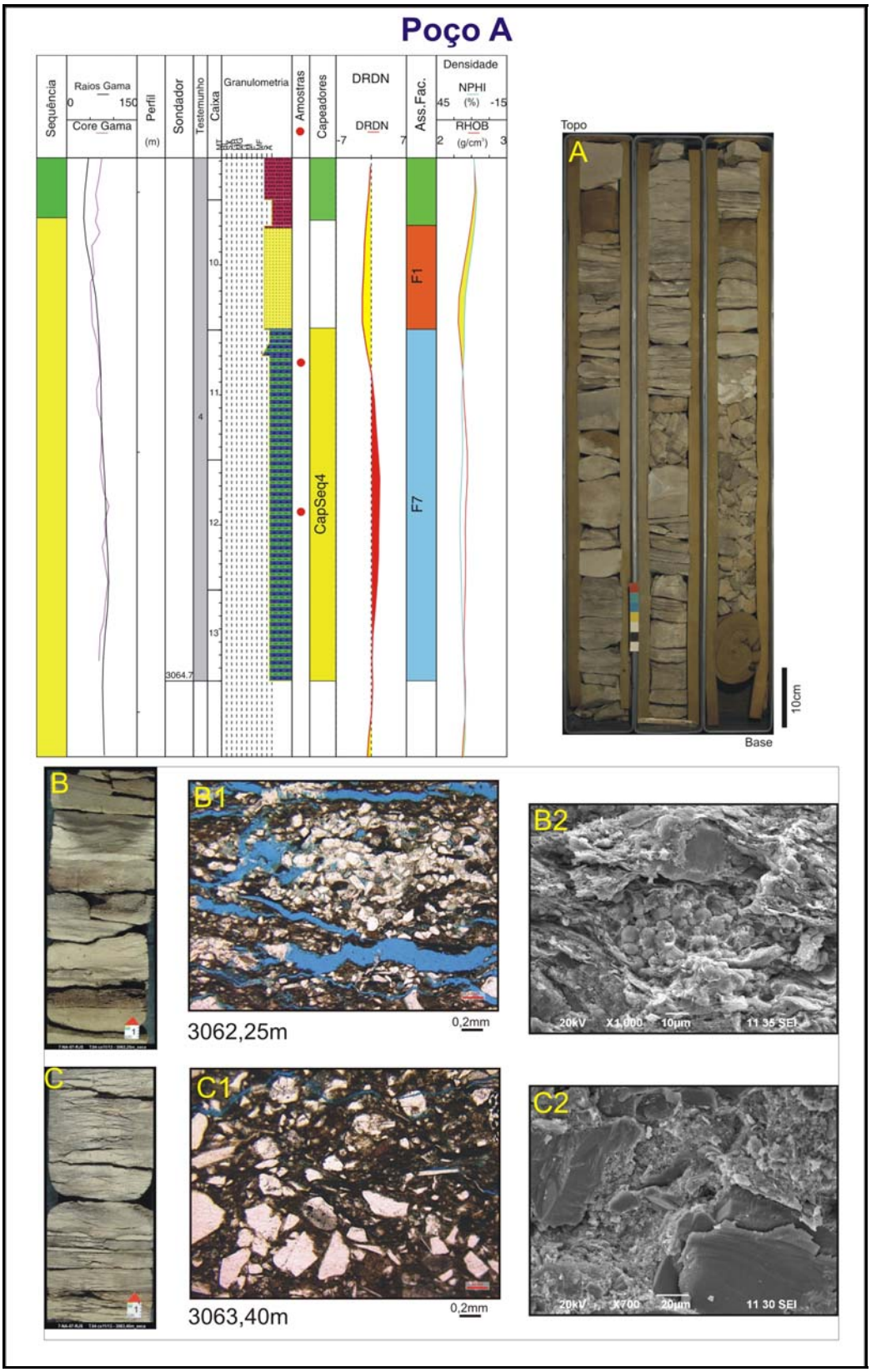


Figura 46 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende a capeadora da sequência 4, no poço **A**. Com fotos de: conjunto da associação de fácies (A); detalhe da fácies analisada (B e C); foto ao microscópio ótico - aumento de 50x (B1 e C1) e ao microscópio eletrônico de varredura - MEV - aumento de 1000x (B2) e de 700x (C2).

As duas amostras analisadas para esta sequência capeadora mostraram alto conteúdo da fração silte e areia, com baixos teores de argila e de carbonatos (tabela 14)

Tabela 14 - Teores relativos de argila, carbonato e silte+areia da CapSeq 4

Poço	Prof.(m)	Composição Total		
		Argila (%)	Carbonato (%)	(Silte+areia) (%)
A	3062,25	25,89	9,09	65,02
	3063,40	27,96	8,26	63,78

A distribuição granulométrica apresenta moda tamanho silte fino com tendência para silte médio, e grande heterogeneidade entre as frações granulométricas, com contribuição da fração areia muito fina a fina (figura 47).

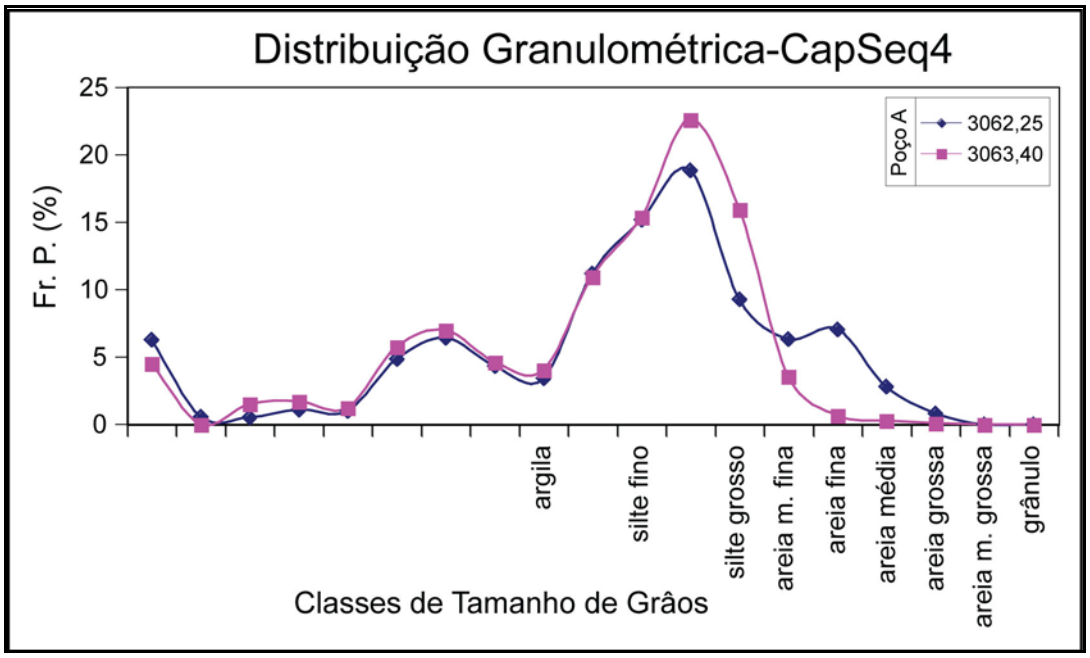


Figura 47 - Gráfico de distribuição granulométrica da capeadora da sequência 4.

Observam-se também valores de pressão de deslocamento muito diferentes (tabela 15).

Tabela 15 - Pressões de deslocamento e alturas estimadas de coluna de óleo e gás da CapSeq 4. (G-A: gás-água; O-A: óleo-água)

Poço	Prof. Amostra metros	ρ matriz g/cm^3	Pressão Desloc. Hg psia	Coluna de HC Estimada(m)		
				G-A	O-A	
					$\rho_{óleo}$=0,74 g/cm^3	$\rho_{óleo}$=0,9 g/cm^3
A	3062,25	2,61	1259,9	155	200	533
	3063,40	2,55	4846,0	597	769	2050

A partir da curva de saturação por injeção de mercúrio foram construídos os gráficos de gargantas de poros, que apresentaram bimodalidade, com tamanhos de raios predominantes entre 0,007 e 0,022 µm (figura 48).

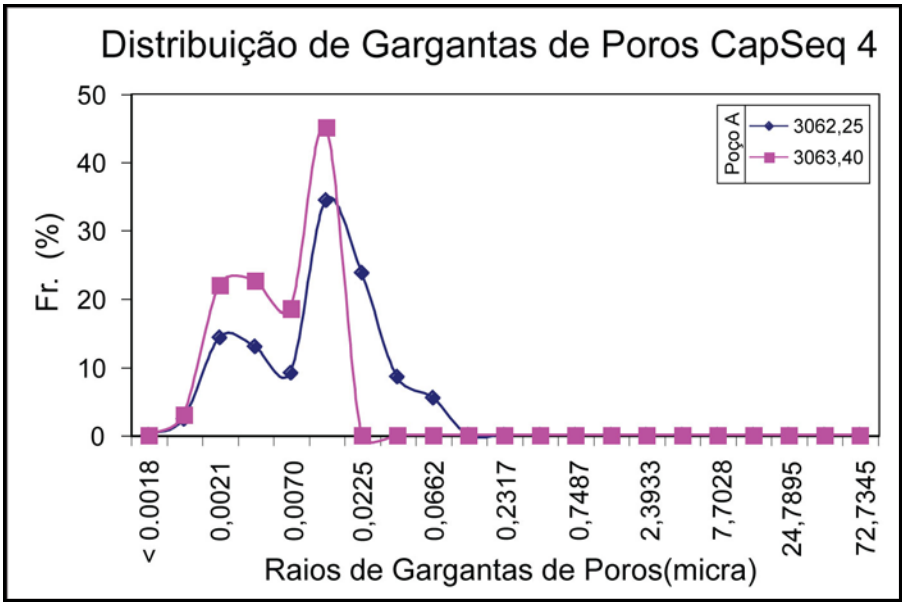


Figura 48 - Distribuição de gargantas de poros para as amostras da capeadora da sequência 4.

6.6. ROCHAS CAPEADORAS DO CEN-150 - CEN-150

A capeadora do CEN150 representa o afogamento do Cenomaniano, segundo Faria *et al.,* 2001 e foi testemunhada nos poços **A** e **B,** onde foram amostradas as associações de fácies F4 e F7 (figuras 49 e 50).

Os sedimentos deste intervalo apresentam os maiores teores de carbono orgânico dentre todos os intervalos analisados, com teores maiores que 3 %.

A associação de fácies F7 é constituída por alternância de siltitos, folhelhos, margas e calcilutitos às vezes bioturbados, relacionadas a depósitos hemipelágicos.

A associação de fácies F4 é composta de interlaminados lamosos, constituídos por intercalações centimétricas de arenito fino com siltitos e folhelhos. Estes depósitos são interpretados como a porção distal de transbordamentos de canais ("*overbank*") ou lobos turbidíticos.

No perfil elétrico drdn, as leituras são muito variáveis, o que indica grande variabilidade das propriedades porosas deste intervalo e embora a separação densidade / neutrão não indique uma composição essencialmente argilosa.

As litologias presentes e suas respostas em perfis indicam uma seção heterogênea tanto para o intervalo do poço **A**, quanto para a seção do poço **B**.

Em lâminas delgadas, foram observados lamitos carbonosos fortemente laminados, alternando com lamitos sem laminações, compostos por uma matriz lamosa (silte+argila) com pouco conteúdo de calcita microcristalina. Frequentemente são observados grãos tamanho areia fina-média totalmente imersos em matriz lamosa. Em geral, as maiores pressões de deslocamento (acima de 1500 psi) estão associadas com os níveis laminados.

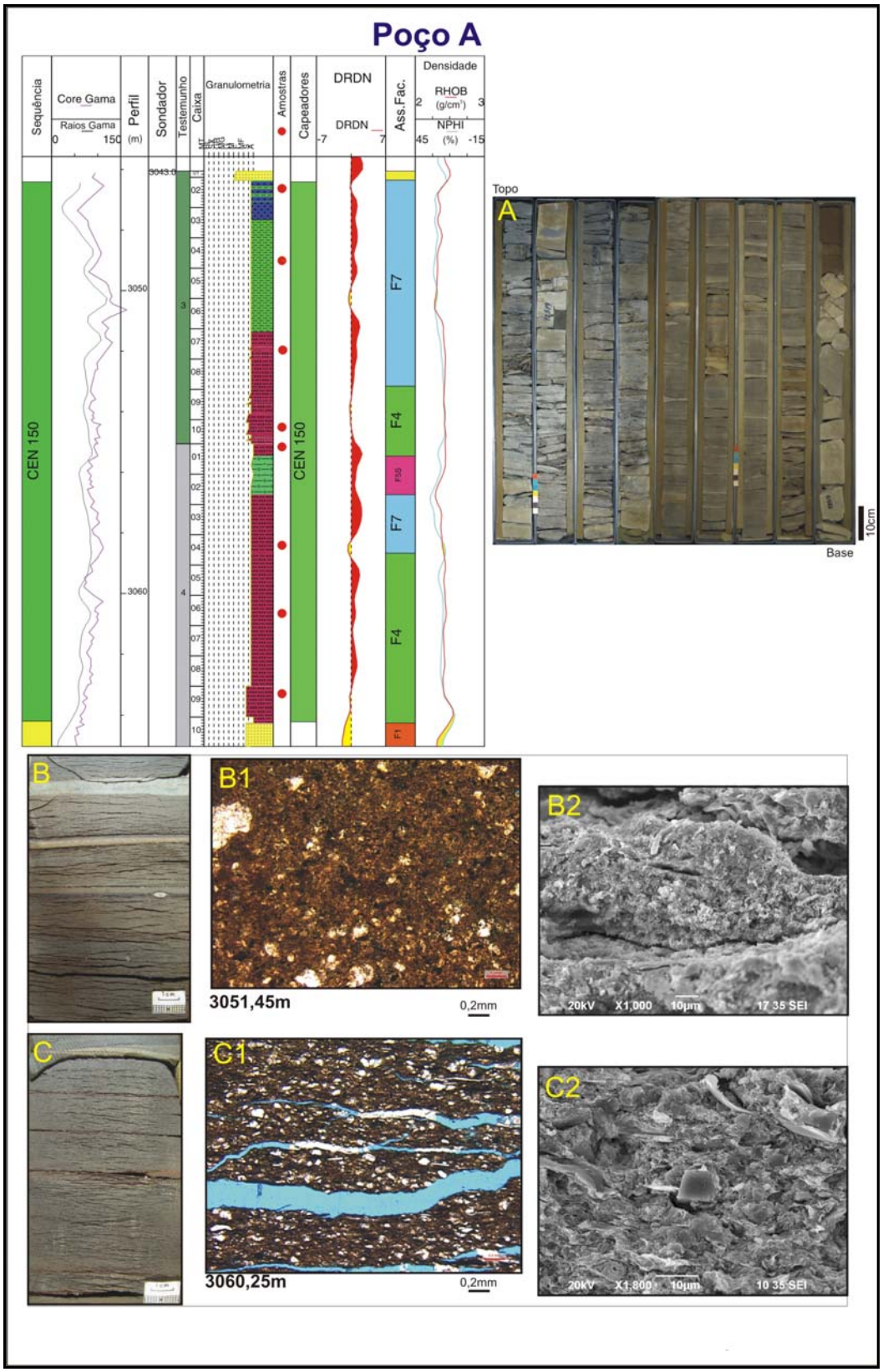


Figura 49 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende o CEN150, no poço **A**. Com fotos de: conjunto da associação de fácies (A); detalhe da fácies analisada (B e C); foto ao microscópio ótico - aumento de 50x (B1 e C1) e ao microscópio eletrônico de varredura - MEV - aumento de 1000x (B2) e de 1800x (C2).

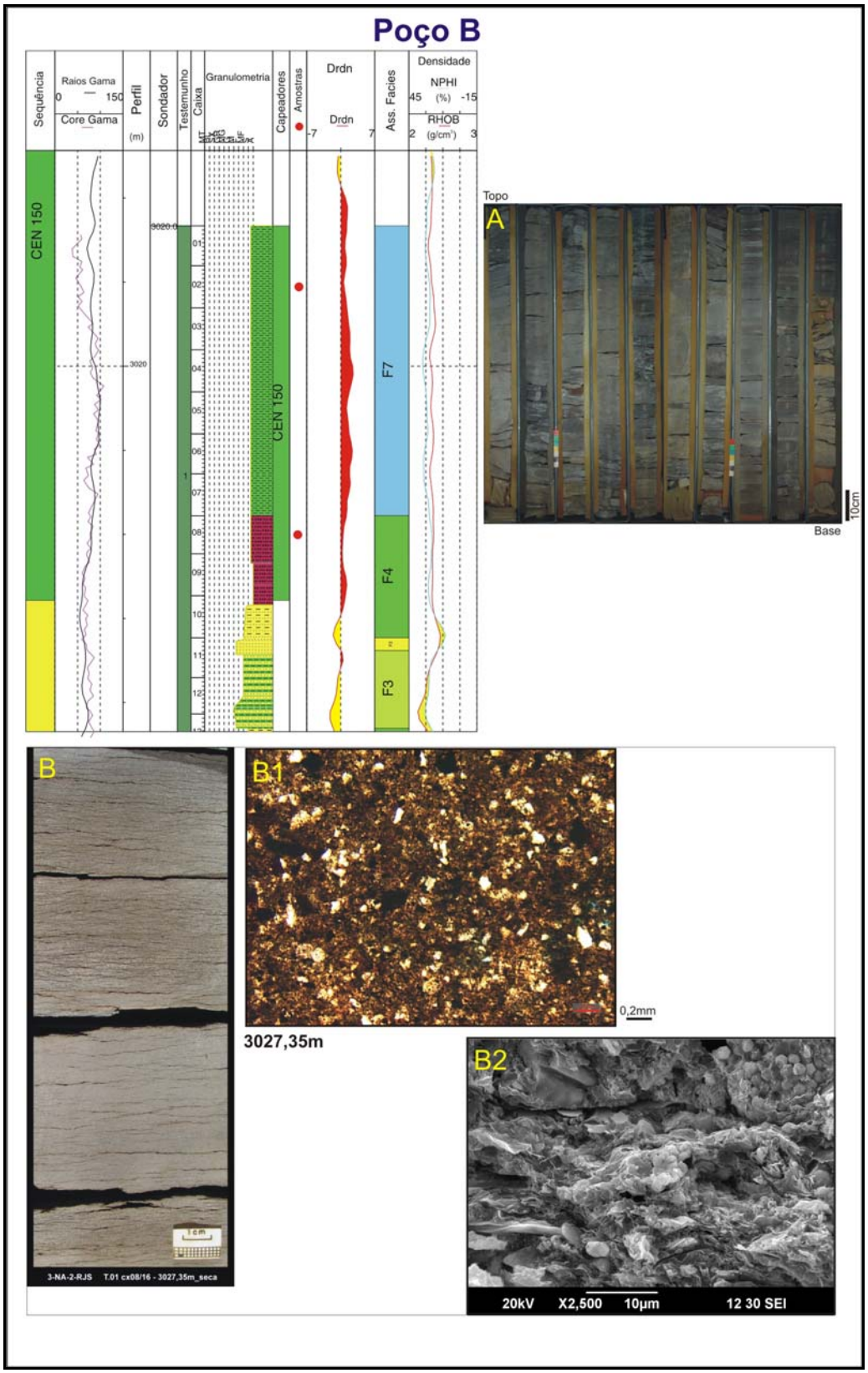


Figura 50 - Ilustração contendo a análise sequencial no intervalo que compreende o CEN150, no poço B. Com fotos de: conjunto da associação de fácies (A); detalhe da fácies analisada (B); foto ao microscópio ótico - aumento de 50x (B1) e ao microscópio eletrônico de varredura - MEV - aumento de 2500x (B2).

Os teores de carbonatos variaram de 0 a 14% em litologias cujas frações predominantes de silte/areia são em geral maiores que as de argila (tabela 16).

Tabela 16 - Teores relativos de argila, carbonato e silte+areia do CEN 150.

Poços	Prof.(m)	Composição Total		
		Argila (%)	Carbonato (%)	(Silte+Areia) (%)
A	3043,57	50,90	4,76	44,33
	3051,45	38,23	9,91	51,86
	3052,10	32,62	14,53	52,85
	3055,35	40,20	0	59,80
	3057,60	25,46	12,28	62,25
	3060,25	42,87	9,09	48,04
B	3021,45	45,26	3,47	51,26
	3027,35	48,78	4,85	46,37

A distribuição granulométrica obtida a partir das análises granulométricas apresenta bimodalidade (picos duplos), com teores maiores para grãos tamanho silte fino e teores menores para grãos tamanho argila. Também foi observada alta variabilidade de teores de silte e argila nas amostras desta capeadora (figura 51).

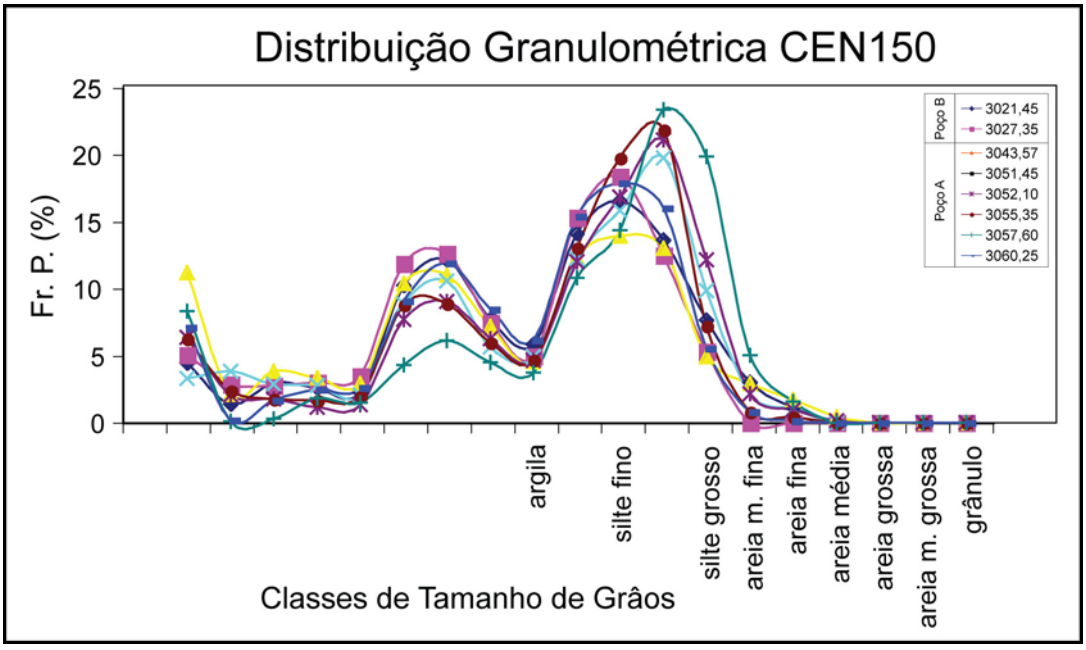


Figura 51 - Gráfico de distribuição granulométrica da capeadora do CEN150.

Grandes variações nas pressões de deslocamento, com variações de 870 a mais de 6000 psi, mostram heterogeneidade das propriedades físicas neste intervalo (tabela 17).

Tabela 17 - Pressões de deslocamento e alturas estimadas de coluna de óleo e gás do CEN150. (G-A: gás-água; O-A: óleo-água)

Poço	Prof. Amostra metros	ρ matriz g/cm^3	Pressão Desloc. Hg psia	Coluna de HC Estimada(m)		
				G-A	O-A	
					$\rho_{óleo}$=0,74 g/cm^3	$\rho_{óleo}$=0,9 g/cm^3
A	3043,57	2,42	878,9	108	139	374
	3051,45	2,49	1510,7	186	240	642
	3052,10	2,37	1510,5	186	240	642
	3055,35	2,43	1149,2	142	182	489
	3057,60	2,58	4844,6	597	769	2060
	3060,25	2,54	6354,5	783	1008	2702
B	3021,45	2,49	879,0	108	139	372
	3027,35	2,52	1046,2	129	166	445

Os tamanhos de gargantas de poros obtidos mostraram predominância das gargantas entre 0,007 e 0,022 µm, embora em proporções diferentes. Observa-se distribuição bimodal de gargantas de poros para as amostras, com grande variabilidade na quantidade de gargantas de poros com tamanhos de 0,0070 e 0,0225 µm (figura 52).

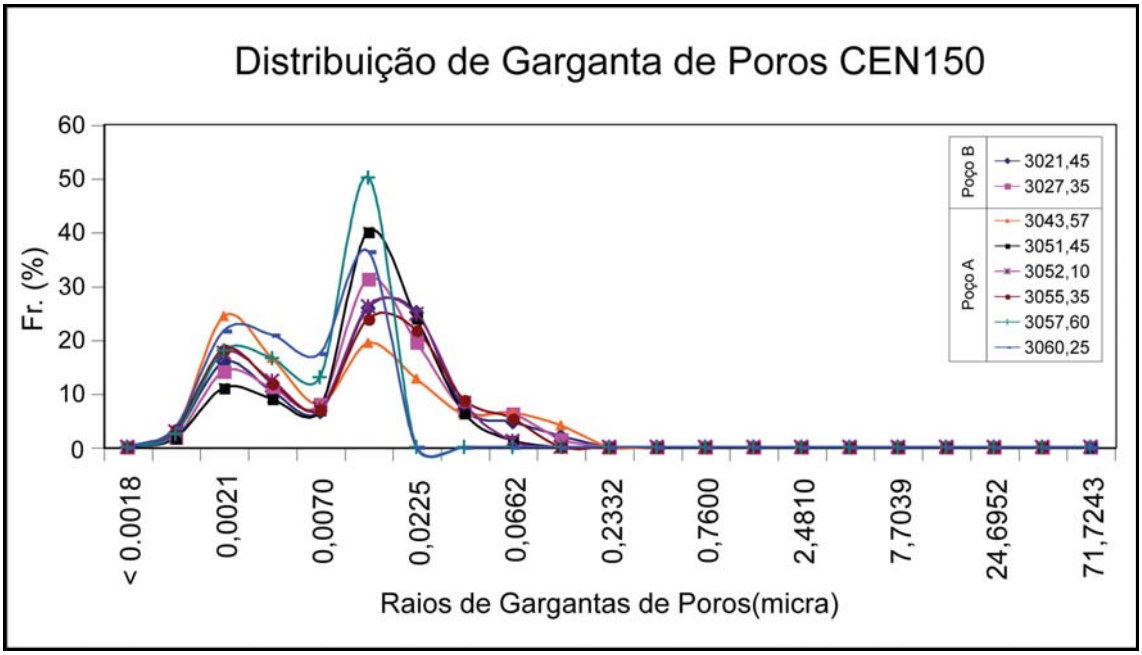


Figura 52 - Distribuição de gargantas de poros para as amostras do capeador do CEN150.

7. DISCUSSÃO E INTEGRAÇÃO DOS RESULTADOS

A capacidade selante de petróleo está relacionada à rede de poros conectados presentes em uma rocha sedimentar. As propriedades petrofísicas, tais como a pressão capilar, dependem das dimensões destes poros conectados. Estas propriedades são influenciadas principalmente pela distribuição de tamanho de grãos, e pelo estado de compactação a que estão submetidas estas litologias. Neste trabalho, não foram considerados o estado de compactação para efeito de comparação entre as diferentes unidades capeadoras devido a estas estarem em profundidades de aproximadamente 3000m de profundidade, ou seja, seus sistemas porosos estão submetidos à compactação semelhante.

Para atender aos objetivos deste estudo, os dados obtidos e detalhados anteriormente por sequência capeadora foram integrados e analisados conjuntamente neste capítulo e, visaram:

- verificar o controle textural e composicional das litologias, nas pressões de deslocamento por injeção de mercúrio e consequentemente, na capacidade de retenção de coluna de óleo e gás e,

- estudar o comportamento das propriedades físicas ao longo de uma seção do Campo de Namorado, permitindo entender os controles geológicos das capeadoras.

Com a finalidade de construir um arcabouço do potencial selante das capeadoras, os dados foram integrados a fim de verificar:

(1) capacidade selante das rochas capeadoras;
(2) controles da propriedade física (pressão de deslocamento);
(3) geometria das unidades capeadoras e
(4) contexto estratigráfico das capeadoras.

(1) Capacidade selante das rochas capeadoras

A estimativa da capacidade selante de uma litologia é dada pela magnitude das pressões de deslocamento obtidas a partir de ensaios laboratoriais de intrusão de mercúrio em altas pressões.

No gráfico da figura 53, os valores das pressões de deslocamento obtidos a partir das análises de pressão capilar por injeção de mercúrio são mostrados em conjunto para todas as capeadoras.

Pode-se observar comportamentos distintos, não só nas magnitudes de pressões de deslocamento, como também no padrão de distribuição destas em cada capeadora. Rochas da CapSeq 3 têm pressões de deslocamentos entre 8000 e 10000 psi, enquanto que as do CEN 150 mostram valores abaixo de 2000 psi na maior parte das amostras, com exceção de duas leituras acima de 4000 psi.

Observa-se também a grande variação de pressões de deslocamento que ocorrem na CapSeq 2, por praticamente todos os valores apresentados pelas demais capeadoras. As variações de magnitude das pressões capilares podem indicar heterogeneidades internas, tais como as relacionadas às litologias.

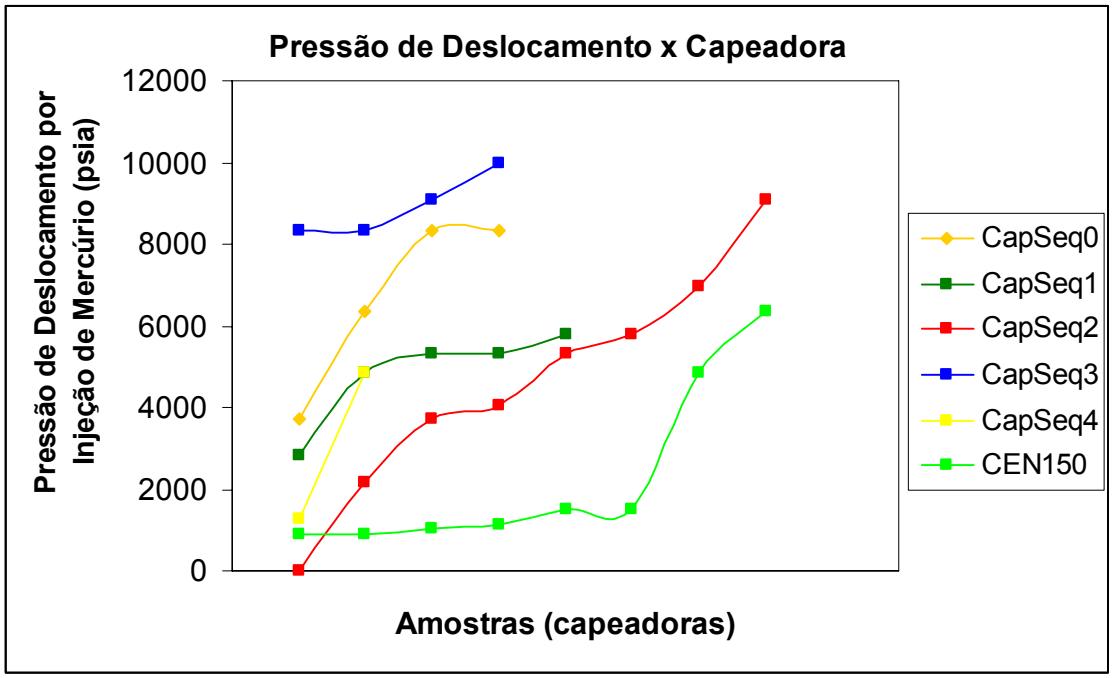


Figura 53 - Gráfico de pressão de deslocamento das litologias das sequências capeadoras, obtido a partir de ensaios de intrusão de mercúrio em alta pressão.

Como consequência das pressões de deslocamento obtidas, as sequências capeadoras possuem diferentes capacidades de retenção de coluna de petróleo. Foram considerados para efeito de cálculo da coluna de petróleo dois valores de massa específica de óleo: óleo de 0,74g/cm^3, correspondente ao óleo nas condições originais de reservatório com gás em solução, e óleo de 0,90g/cm^3, correspondente à massa específica de óleo de 25^o API (valor de API médio para óleos medidos nos diversos reservatórios em condições laboratoriais, ou seja, sem gás em solução). As tabelas com os parâmetros para cálculo da coluna de petróleo (figura 54) constam do ANEXO II.

A capacidade de retenção de uma coluna de petróleo mostra diferentes alturas estimadas para as capeadoras. Enquanto as capeadoras das sequências 0 e 3 mostram maiores capacidades de retenção, as das capeadoras das sequências 4 e CEN150 possuem menores capacidades de retenção estimadas.

A análise do gráfico abaixo mostra que a diferença de capacidade de retenção dos óleos pode variar consideravelmente, o que pode gerar cenários de vazamento conforme o a densidade do óleo presente.

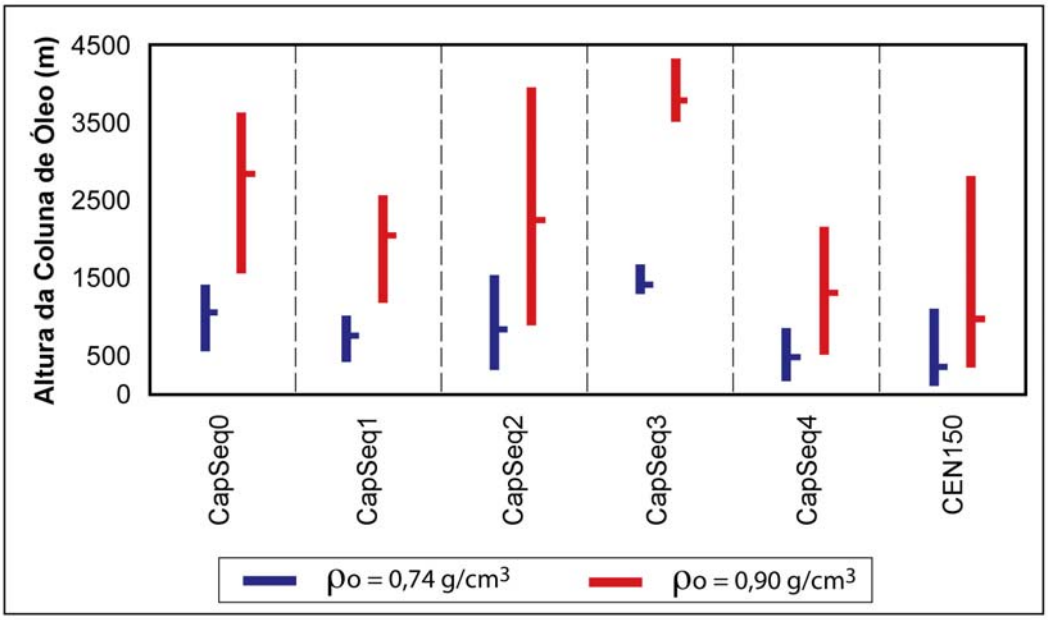


Figura 54 - Gráfico com a coluna máxima e mínima de óleo de massa específica de 0,74g/cm^3 e de 0,90g/cm^3, calculados para cada capeadora. Traços horizontais representam valores médios para cada sequência.

(2) Controles das propriedades físicas.

Segundo Aplin *et al.,* (2005), é bem estabelecido que as propriedades petrofísicas das rochas clásticas dependam principalmente do seu estado de compactação e de sua textura deposicional, dada simplesmente pela distribuição de tamanho de grãos.

Neste trabalho, procurou-se verificar um possível controle da distribuição de tamanho de grãos nas pressões de deslocamento. O gráfico de dispersão da figura 55, relacionando pressão de deslocamento com a razão (silte+areia)/argila, indica duas tendências de controle do teor de argila na pressão de deslocamento. A possível causa da diferenciação das tendência pode estar relacionada a um controle adicional da pressão de deslocamento que não somente o tamanho de grãos.

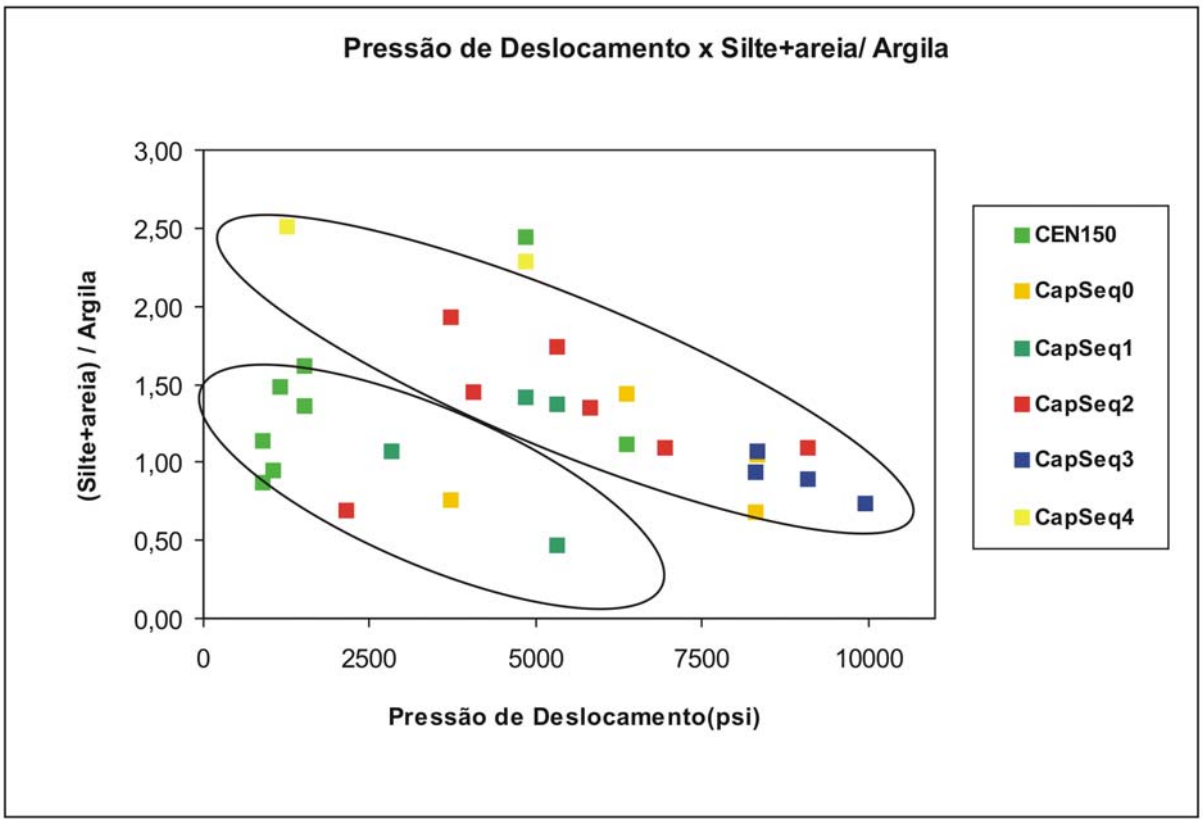


Figura 55 - Gráfico de pressão de deslocamento por teor de (silte+areia) /argila.

A observação conjunta das distribuições granulométricas de cada uma das sequências capeadoras com as respectivas distribuições de gargantas de poros indica um aparente condicionamento das gargantas de poros pelos tamanhos de grãos presentes em uma rocha (figura 56).

Foi observado que as distribuições granulométricas simétricas das capeadoras da sequência 3 apresentam unimodalidade de gargantas de poros no intervalo entre 0,0021 e 0,007 μm, contrastando com a distribuição granulométrica assimétrica obtida no CEN150, que tem distribuição bimodal de gargantas de poros com predominância das que estão acima de 0,007 μm, o que também é observado nas demais capeadoras (figura 56). Isto pode indicar que frações granulométricas tamanho silte (>8 μm) têm papel relevante na ocorrência de tamanhos de gargantas de poros maiores (> 0,007μm), com consequente controle das propriedades físicas das rochas.

Cabe ressaltar que as distribuições granulométricas resultam da quantificação dos componentes detríticos não solúveis em ácido clorídrico, ou seja, nesta quantificação são desconsiderados os carbonatos, enquanto que os raios de garganta de poros, obtidos pela saturação de mercúrio dos poros conectados da rocha, resultam de ensaios a partir de amostra de rocha total (com carbonatos).

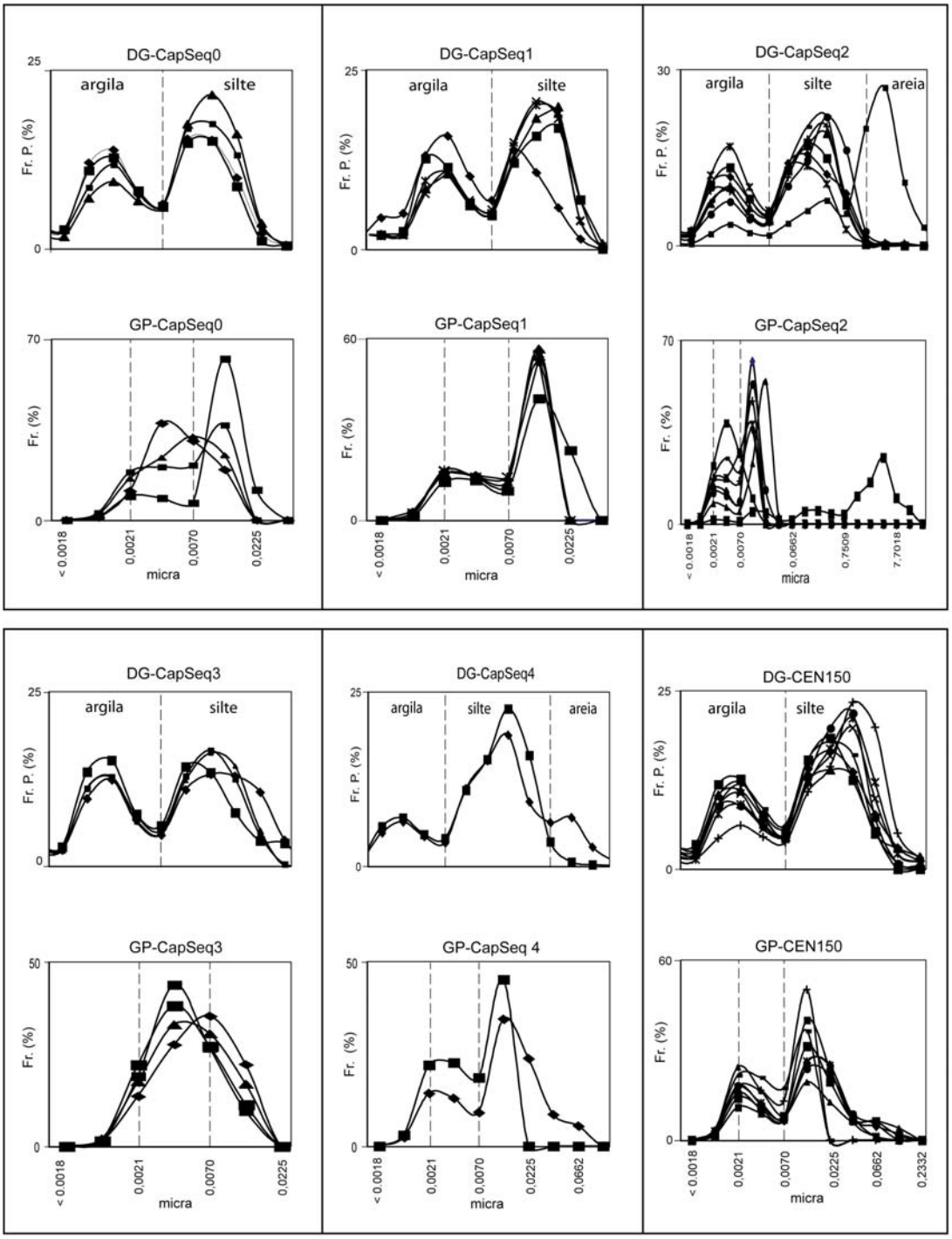


Figura 56 - Gráficos de distribuição granulométrica (DG) e de distribuição de gargantas de poros (GP) por sequência capeadora.

Segundo Schieber (1999), sedimentos finos exibem complexidades de fábrica e de textura que podem estar relacionadas ao ambiente deposicional e a modificações pós-deposicionais.

Os elementos deposicionais presentes em um sistema dependem dos processos atuantes durante a sua deposição. Processos deposicionais produzem uma distribuição textural característica. Assim sendo, foi possível verificar um padrão de distribuição granulométrica em cada sequência capeadora, cada qual com uma “assinatura” característica (figura 57). Nota-se que mesmo considerando a pequena amostragem realizada em cada sequência capeadora, existe uma diferenciação da textura, dada pela distribuição de tamanho de grãos.

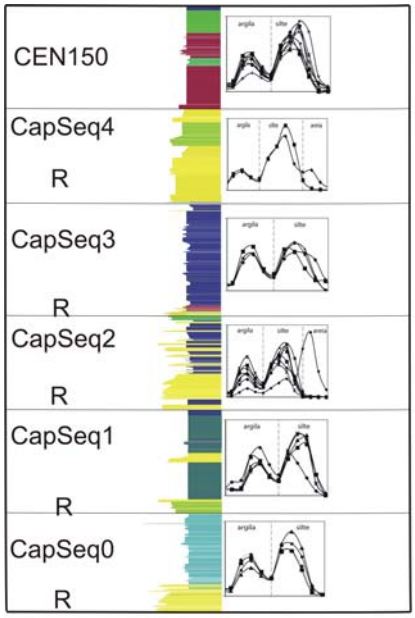


Figura 57 - Coluna composta pela superposição das capeadoras das sequências e respectivos reservatórios (R). Empilhamento feito a partir dos cinco poços estudados, mostrando distribuição de tamanho de grãos de cada capeadora.

Cada elemento deposicional mostra uma variabilidade de distribuição das frações granulométricas nas amostras de cada sequência capeadora. Esta pode conferir as unidades uma maior ou menor heterogeneidade textural, com pequenas camadas ou lâminas de propriedades físicas diferentes que podem estabelecer conexões entre pequenas camadas de baixa pressão de deslocamento, facilitando ou não a continuidade do fluxo de petróleo para horizontes mais rasos. Como exemplo, pode-se observar a grande variabilidade de distribuição granulométrica na capeadora da sequência 2, associada a

depósitos de lobos progradacionais, diferente da distribuição granulométrica mais homogênea da capeadora da sequência 3.

Um controle evidente das propriedades petrofísicas encontradas relaciona-se à composição. Embora diversos trabalhos tenham reportado maiores pressões de deslocamento em litologias com maior teor de carbono orgânico, isso não foi observado neste trabalho. Observou-se que as amostras mais ricas em carbono orgânico total, pertencentes ao intervalo do CEN 150, são as que possuem em geral menores pressões de deslocamentos (figura 55).

Os resultados obtidos apontaram para os teores de carbonatos como um controle composicional evidente da capacidade selante das capeadoras. Os maiores teores estão relacionados, de maneira geral, às maiores pressões de entrada. (figura 58)

Do exposto acima, pode-se sugerir um possível controle diagenético das propriedades físicas através da precipitação de carbonato no espaço poroso, diminuindo a conexão dos poros.

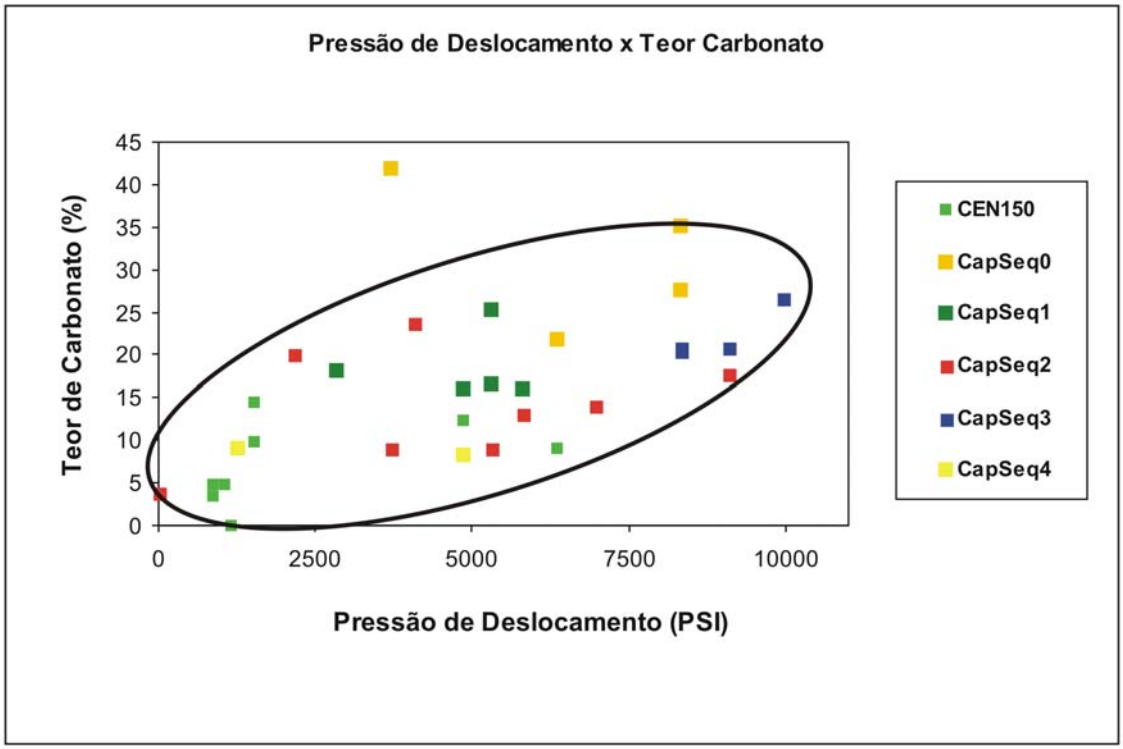


Figura 58 - Gráfico de correlação de teor de carbonato com pressão de deslocamento, mostrando a tendência geral de aumento desta com maiores teores de carbonato.

O teor de carbonato das sequências capeadoras também altera o comportamento mecânico, através da resistência ao fraturamento ou falhamento, quando tais rochas são submetidas a esforços tectônicos de bacia. Rochas do CEN 150 (baixo teor de carbonato) são mais dúcteis, respondendo de forma mais plástica, sem o rompimento da sua estrutura por esforços tectônicos, enquanto que as das CapSeq 0 e 3, com maior teor de carbonato, são as mais suscetíveis a fraturamentos. A figura 59 permite a hierarquização qualitativa da resistência mecânica que cada uma das sequências capeadoras pode ter ao rompimento da estrutura (microfraturamentos, falhas, etc.). A resistência está relacionada com o inverso do teor médio de carbonato de cálcio obtido a partir dos ensaios de calcimetria.

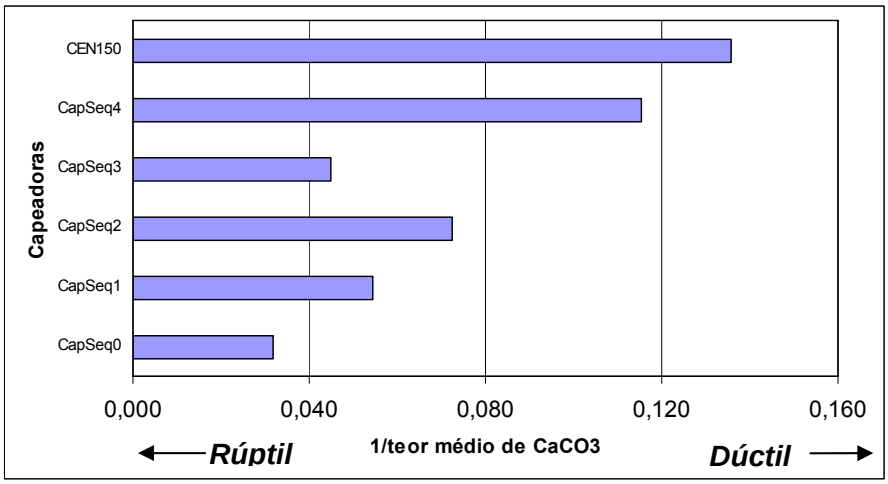


Figura 59 - Histograma com hierarquização do comportamento mecânico em função do teor de carbonato de cálcio proveniente da calcimetria.

3) Geometria das unidades capeadoras

Para a determinação da geometria das unidades capeadoras, foram feitas correlações estratigráficas tendo como base os cinco poços estudados. A geometria das camadas analisadas neste trabalho refere-se à relação entre a continuidade lateral e a espessura das unidades capeadoras obtidas das correlações estratigráficas, cabendo ressaltar que as correlações permitiram estimar a geometria em duas dimensões. Sendo assim, pode haver variações de espessura e de litologia em direções diferentes da estudada neste trabalho.

As correlações estratigráficas não tiveram como base a sísmica, por não haver resolução suficiente que permita boa correlação. Apenas pode-se correlacionar com relativa segurança o horizonte correspondente à capeadora regional, CEN150 (figura 60).

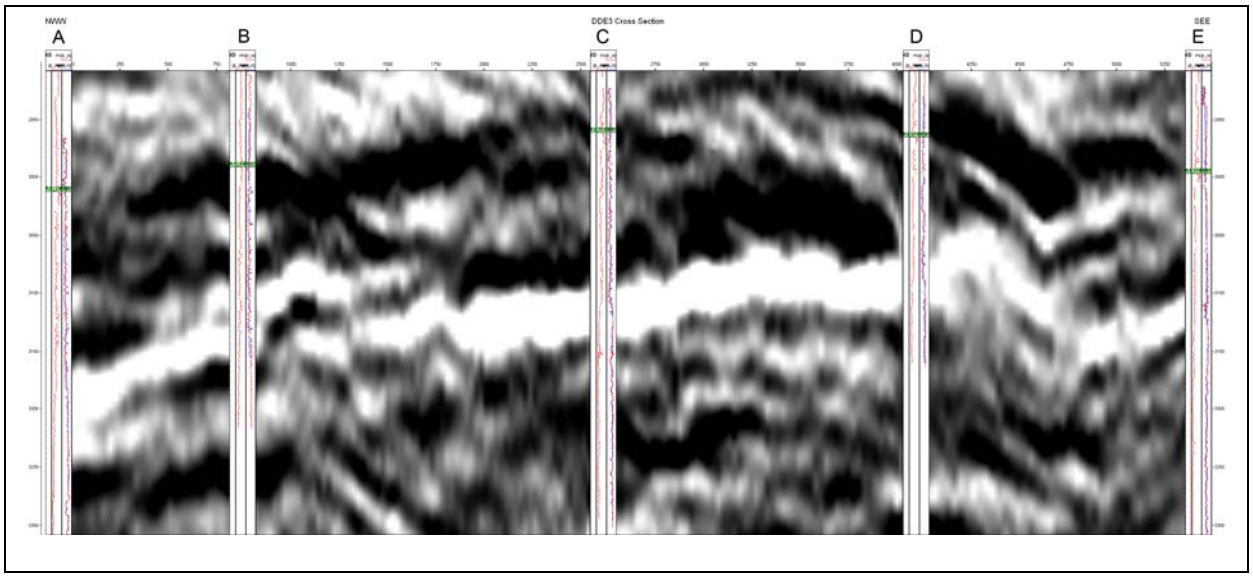


Figura 60 - Seção sísmica em profundidade com os perfis dos poços mostrando baixa definição dos horizontes correspondentes às sequências.

Para as correlações, utilizaram-se perfis elétricos do tipo raios gama, densidade, neutrão e sônico. A seção estratigráfica feita tem como datum o topo do CEN 150, e mostra a distribuição das capeadoras através das suas correlações na seção estudada neste trabalho (figura 61). Para a correlação, foram considerados os limites de cada sequência apresentados nos trabalhos de Faria *et al.,* (2001).

Observou-se que as capeadoras de sequência 0 e 3 possuem as maiores espessuras, tendo a CapSeq 3 mostrado grande variação lateral de espessura (Poço E até o D), enquanto que a correlação da CapSeq0 possui variação lateral de fácies, do Poço E (escorregamentos), para o Poço C (diamictitos e lamitos bioturbados), com consequente diminuição do seu potencial selante devido a mudanças litológicas. A capeadora da sequência 3 configura uma barreira local ou um defletor do fluxo de petróleo durante a produção, sem, no entanto ser efetiva na retenção do petróleo, isto devido à limitação da sua extensão areal. A capeadora da sequência 0 embora esteja representada por toda a seção, mostra variação facilógica lateral, o que pode gerar mudança da capacidade de retenção ao longo da seção , devido a mudanças de suas propriedades.

A CapSeq2 mostrou boa correlação por toda a área, embora por efeito da discordância tenha apresentado grandes variações de espessuras ao longo da seção. Esta unidade apresenta pouca estabilidade das propriedades selantes proporcionada pela grande heterogeneidade textural, onde camadas de baixa pressão de deslocamento alternam se com as de altas pressões. A este fato acrescenta-se uma grande discordância, conforme Faria *et al.,* (2001), que originou grandes variações de espessura ao longo da área, o que pode proporcionar cenários de vazamento através do contato de unidades de baixa pressão capilar com a superfície de discordância.

A CapSeq 1, embora se mostre espessa e com certa homogeneidade textural, tem pouca continuidade lateral, com prejuízo da retenção ao longo da área, podendo atuar como barreira ao fluxo de petróleo.

O selo do CEN150 apresenta-se com a maior continuidade lateral, estendendo-se por toda a área estudada, apesar da menor espessura. Embora apresente valores de pressão capilar consideravelmente menores que as demais capeadoras, por ter sido depositado em evento de mar transgressivo predominante (afogamento do sistema albo-cenomaniano), mostra variação de pressões de deslocamento. Entretanto, a espessura permanece constante por toda a área, configurando assim um selo regional do sistema.

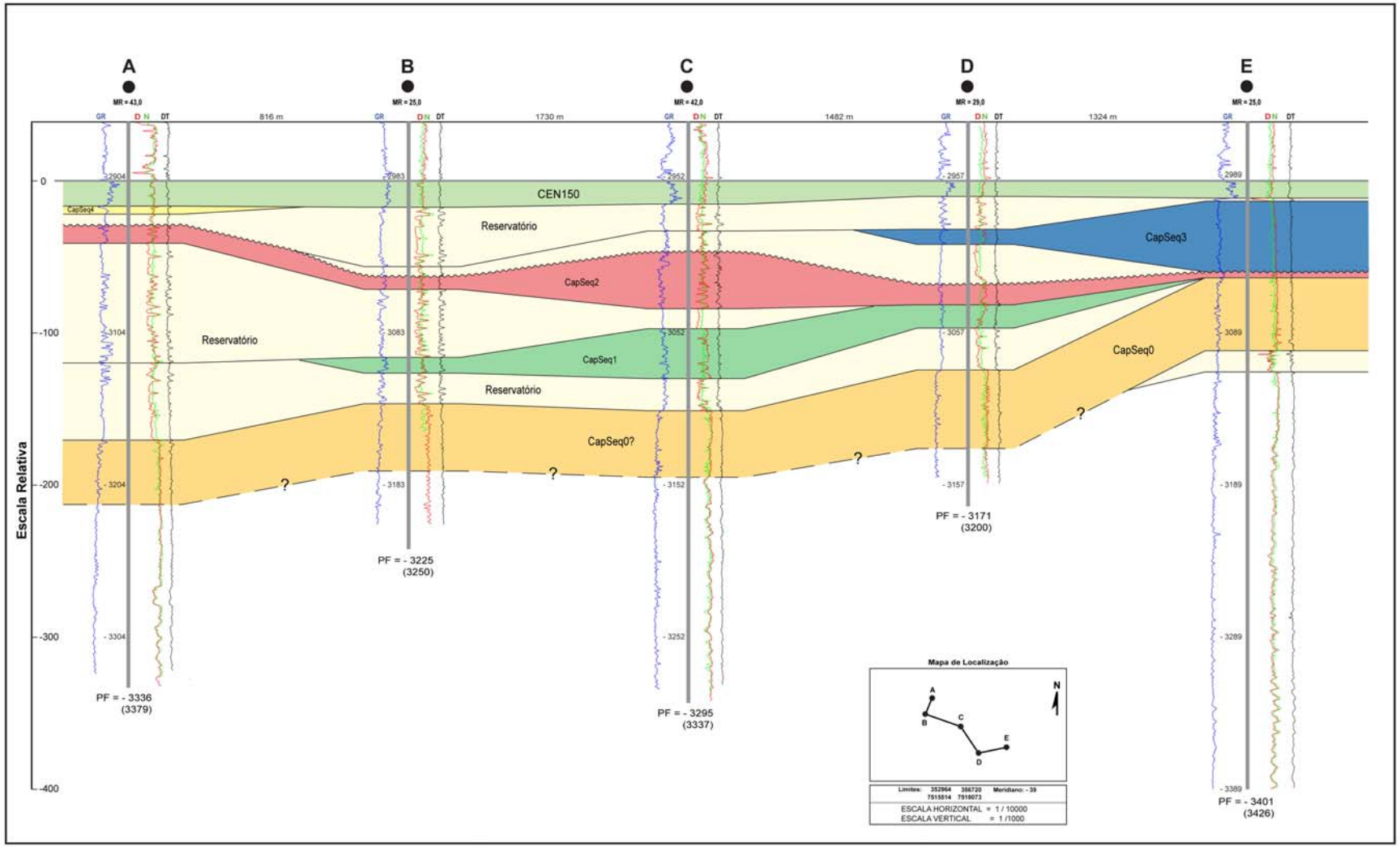


Figura 61 - Seção estratigráfica esquemática com as sequência capeadoras correlacionadas nos cinco poços do Campo de Namorado.

A comparação entre a geometria das sequências capeadoras com suas capacidades de retenção é apresentada na figura 62. Observa-se que as maiores capacidades selantes estão associadas às menores continuidades laterais, como os das sequências 0 e 3, enquanto que as menores capacidades selantes estão relacionadas à capeadora do CEN 150, que possui maior extensão lateral.

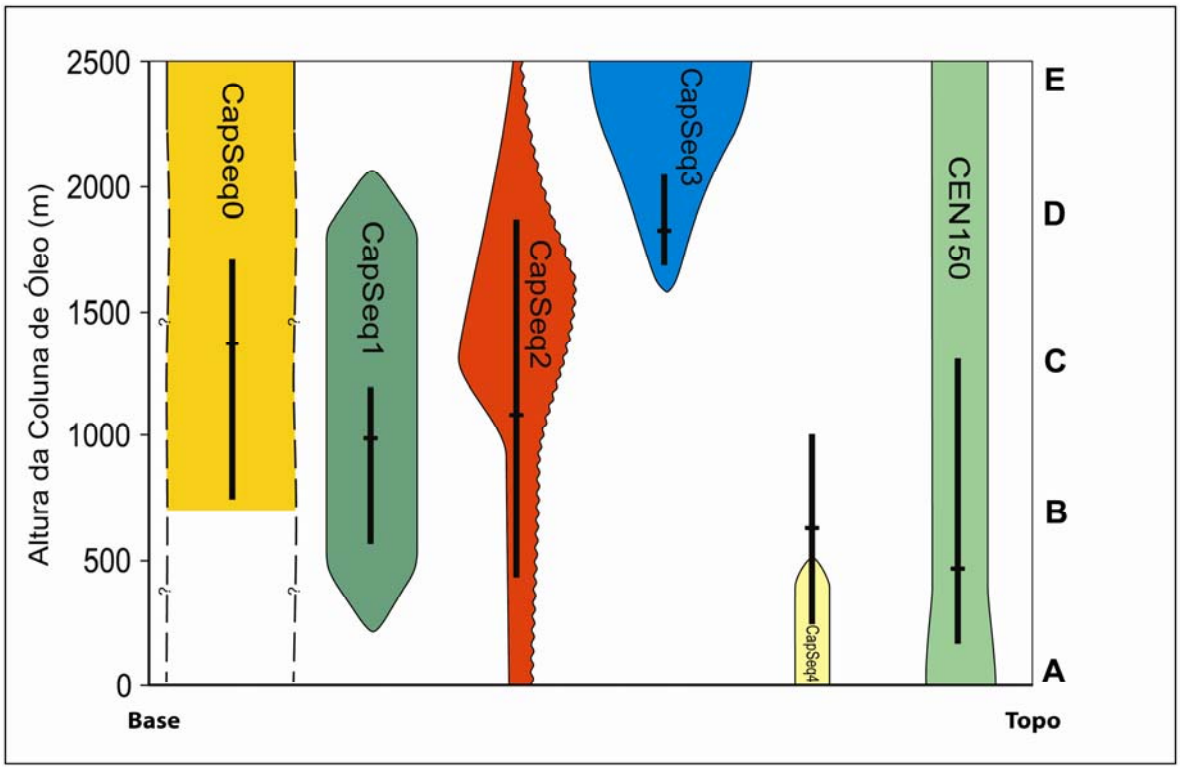


Figura 62 - Figura esquemática da geometria das unidades capeadoras obtidas a partir das correlações da seção estratigráfica. Representação esquemática das geometrias e das capacidades de retenção da coluna de óleo (valores médios-traços horizontais), considerando-se como massa específica do óleo produzido (póleo= 0,85g/cm3).

4) Contexto estratigráfico das capeadoras

A interpretação de uma seção sedimentar e a predição das heterogeneidades faciológicas depende de análises e integração de dados. Interpretações estratigráficas mostram como rochas sedimentares adquirem seu acamamento, litologia, textura, associação faunística e outras propriedades. Os diversos aspectos envolvidos na deposição de unidades litológicas são dependentes do contexto estratigráfico, estes relacionados às variações do nível do mar, tendo como base um arcabouço cronoestratigráfico. Assim, a estratigrafia de sequências possui um caráter preditivo da extensão das litofácies e, por conseguinte, das suas características.

Os resultados apresentados mostram que as propriedades selantes analisadas em diversas escalas têm relação direta com seu contexto estratigráfico (figura 63), tais como:

- As melhores capacidades selantes estão associadas às litologias depositadas em trato transgressivo (de evento de curta duração), imediatamente acima de discordância de eventos de longa duração (CapSeq 0 e 3). As litologias apresentam os maiores teores de carbonato de cálcio como consequência da área fonte dos sedimentos provenientes de regiões proximais (plataforma carbonática) enriquecidas em carbonatos, o que proporcionou após a compactação e possível diagênese, altas pressões de deslocamento. No entanto, estas unidades apresentam-se limitadas na sua extensão lateral, provavelmente por estarem condicionadas a calhas deposicionais. Cabe ressaltar que a variação lateral das propriedades físicas apresentadas na CapSeq 0 deve-se a processo pós-deposicional, sendo estes gerados por escorregamentos na calha deposicional, gerando depósitos do tipo “slumps” e diamictitos, ambos enriquecidos em carbonatos.

- As capeadoras das sequências 1 e 4 pertencentes cada uma a eventos transgressivos de curta duração, porém de eventos de longa duração diferentes, mostram características diferentes entre si. A CapSeq 1 mostra homogeneidade litológica com altos teores de carbonato, o que se traduz em propriedades petrofísicas homogêneas, com altas pressões de deslocamento. No entanto, possui limitação quanto à extensão lateral, enquanto que a CapSeq 4 mostra heterogeneidade nas propriedades físicas, apesar da pequena amostragem devido à pouca representatividade na seção estudada.

- A capeadora de sequência 2 representa o trato transgressivo de um evento de curta duração, com forte discordância no seu topo, marcando o término do primeiro evento de longa duração. É mais heterogênea em suas propriedades internas (petrofísicas) com

pressões de deslocamento muito variadas nas suas magnitudes. Associado a isto, possuem alta variação de espessura ao longo da seção, o que confere a esta unidade o maior risco de vazamento capilar, seja pela comunicação interna entre camadas de alta permeabilidade ou pela comunicação com os reservatórios sobrejacentes, através da superfície de discordância.

- O selo do CEN 150 apresentou as mais baixas capacidades de retenção, provavelmente associadas ao seu menor teor de carbonatos e também ao alto conteúdo de silte nos lamitos. Apresenta-se heterogêneo nas suas propriedades físicas (pressões capilares), mas com grande continuidade lateral extrapolando os limites da área estudada. Representa o afogamento de todo o sistema, configurando-se como um selo regional.

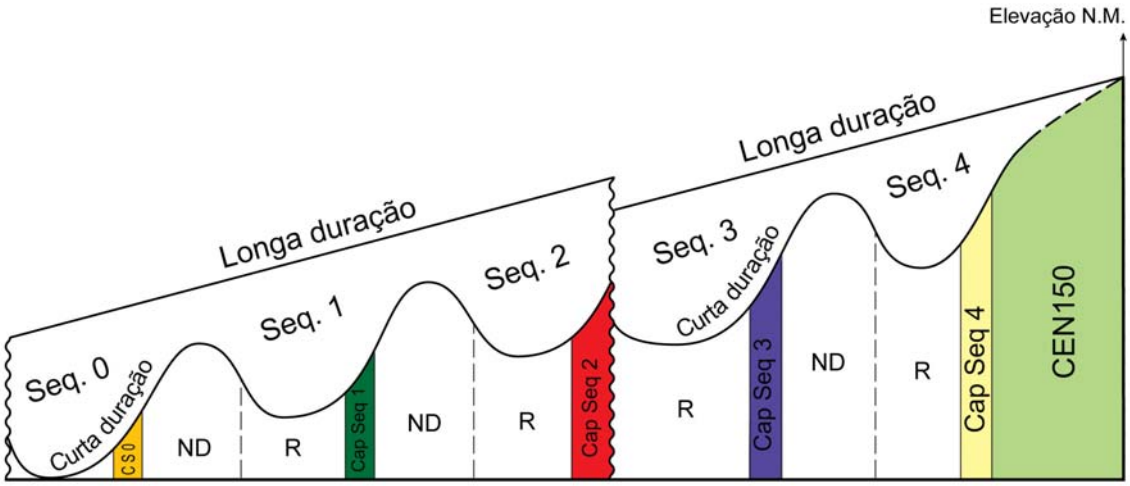


Figura 63 - Contexto estratigráfico das sequências capeadoras e avaliação do potencial selante. ND- Trato de mar alto não definido por Faria et al., (2001); R- reservatório.

8. CONCLUSÕES

Nesta dissertação, foram integrados dados em diversas escalas com objetivo de avaliar a capacidade e o potencial de retenção de rochas de granulometria fina sobrepostas às diversas unidades reservatórios presentes no Campo de Namorado, Bacia de Campos, Brasil.

A metodologia adotada permitiu discriminar os seis intervalos de rochas capeadoras conforme suas propriedades capilares, assim como também permitiu traçar um arcabouço do potencial selante das capeadoras ao longo de uma seção “dip” do Campo de Namorado.

A variação da capacidade selante como função da pressão de deslocamento se mostrou distinta entre as várias unidades capeadoras estudadas. Desse modo, verificou-se variabilidade tanto na magnitude das pressões de deslocamento, quanto no padrão interno de distribuição de pressões em cada sequência. Estas variabilidades podem estar relacionadas a heterogeneidades litológicas internas de cada sequência capeadora.

As pressões de deslocamento mostraram ser controladas pela composição (teor de carbonato de cálcio) e pela distribuição granulométrica, embora esta última não se tenha mostrado evidente nos gráficos de dispersão, mostrou-se bastante condicionada pela distribuição dos teores relativos de silte /argila, quando se considera a sua distribuição granulométrica e de gargantas de poros.

A composição, dada pelo conteúdo de carbonato de cálcio, apresentou um controle evidente das propriedades físicas, o que sugere controle diagenético das propriedades capilares. Embora os resultados tenham apontado para uma relação direta entre os teores de carbonato e a capacidade de retenção, deve-se considerar que altos teores podem prejudicar a eficiência selante, por proporcionar maior risco de fraturamento em litologias de comportamento mecânico mais rúptil em rochas ricas em carbonatos.

O padrão de distribuição granulométrica para a seção fina de cada uma das capeadoras mostrou diferenciação, indicando um condicionante deposicional da textura dos finos da seção, com influência nas propriedades capilares, podendo-se então estabelecer uma relação entre o ambiente deposicional e as propriedades selantes.

As medidas acuradas de propriedades físicas (pressão de deslocamento) foram analisadas em maiores escalas para verificar o comportamento destas propriedades ao longo da seção. Desse modo, foi possível identificar que os selos de maior capacidade selante, tais com os das capeadoras 0, 3 e 1, apresentam-se limitados na sua extensão lateral ou mesmo por variação lateral de fácies (CapSeq 0), o que ocasiona mudança de propriedade física. Estas unidades atuam como barreiras ou mesmo defletores do fluxo de petróleo.

A aplicação dos princípios de estratigrafia de sequências às capeadoras permitiu verificar que os eventos de terceira ordem relacionados ao afogamento do sistema (eventos de longa duração - CapSeq 2 e CEN 150), tem maior extensão lateral, apesar da grande variação lateral de espessura ao longo da seção na CapSeq2. Este fato, associado à alta heterogeneidade das propriedades físicas, diminuiram consideravelmente o potencial selante neste intervalo.

A presença de discordância temporal de mais de dois milhões de anos no topo das capeadoras da sequência 2, juntamente com a variação de espessura, representam um grande risco associado a selos neste intervalo, devido possivelmente à comunicação de unidades de baixas pressões de deslocamento (composição mais síltica / arenosa) através de caminhos de vazamento. Tal fato se deve à conexão interna destas pequenas unidades, ou mesmo pela comunicação destas com os reservatórios sobrejacentes.

Os menores riscos associados a selos foram os relacionados ao selo do afogamento do sistema representado pelo CEN150. Estes, embora tenham apresentado as menores pressões de deslocamento e, consequentemente, menores colunas suportadas de petróleo, têm maior continuidade lateral, mantendo a espessura por toda a área.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBERTÃO, G.A., MAGALHÃES, P.M., NETO, R.R., OLIVEIRA, R.M. 1998. “Padronização dos Marcos Estratigráficos da Bacia de Campos, Rio de Janeiro”. **Relatório Interno Petrobrás**, 7p.

ALMON, W.R., THOMAS, 1991, “Pore systems aspects of hydrocarbon trapping”. In **Gluskloter, H, J., d.d. Rice. And R. B. Taylor, eds., Economic Geology – The Geology of North America, v. P-2, Geological Society of America, Boulder, CO.**, pp. 241-254.

ALMON, W.R. & DAWSON, W.C. 1999. “Preliminary analysis of seal capacity and sequence stratigraphy, offshore Nigeria”: **Texaco Upstream Technology Report** 99-146.

ALMON, W.R. & DAWSON, W.C. 2001. “Preliminary analysis of top and lateral sealing capacity: Campos and Santos basins, offshore Brazil”: **Texaco Upstream Technology Report** 2001-105.

ALMON, W.R., DAWSON, W.C. SUTTON, S. J., 2002 “Sequence stratigraphy, facies variation and petrophysical properties in deepwater shales, Upper Cretaceous Lewis Shale, south-central Wyoming” in **Gulf Coast Association of Geological Societies Transaction**s v.52.

ALMON, W.R., 2002. Issues in MICP. [S.l.: s.n], 21slides, color (SEPM short course, 18).

ALMON , W.R., DAWSON, W.C., ETHRIDGE, E.R., SUTTON, S. J., TORRES, B.C., 2005 “Sedimentology and Petrophysical Character of Cretaceous Marine Shale Sequences in Foreland Basins-Potencial Seismic Response Issues” In P.Boult and J.Kaldi, eds., **Evaluating fault and cap rock seals: AAPG, Hedberg Series,** n.2, pp 215-235.

APLIN, A.C., LARTER, S.T., 2005 “ Fluid flow, pore pressure, wettability, and leakage in mudstone cap rocks”. In P.Boult and J.Kaldi, eds., **Evaluating fault and caprock seals: AAPG Hedberg Series**, n. 2, pp.1-12.

APLIN, A.C., MATENAAR, I.F., McCARTY, D.K., et al. 2006 “Influence of mechanical compaction and clay mineral diagenesis on the microfabric and pore scale properties of deep-water Gulf of Mexico mudstones”. **Clays and Clay Minerals**, v. 54, n^{o} 4, pp. 500-514.

ASMUS, H.E., 1975. “Controle Estrutural da Deposição Mesozóica nas Bacias da Margem Continental Brasileira”. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 5, nº 3, pp. 160-175.

ASMUS, H.E. & GUAZELLI, W. 1981. “Descrição Sumária das Estruturas da Margem Continental Brasileira e das Áreas Oceânicas e Continentais Adjacentes- Hipóteses Sobre o Tectonismo Causador e Implicações para os Prognósticos do Potencial de Recursos Minerais”. **Projeto REMAC**, CENPES, 9, 269 pp.

ASMUS, H.E., 1982 “Significado geotectônico das feições estruturais das bacias marginais brasileiras e áreas adjacentes”. **In: Anais 32º Congresso Brasileiro de Geologia, Salvador,BA,** v. 4, pp. 1547-1557.

AZAMBUJA FILHO, N.C.: ABREU, C.J.; HORSCHUTZ, P.M.; CÂNDIDO, A. & RAMOS, E.M. 1980. “Estudo Sedimentológico, Faciológico e Diagenético dos Conglomerados do Campo Petrolífero de Carmópolis”. **In: Proceedings of the 31st Brazilian Geological Congress**, **Sociedade Brasileira de Geologia**, Camboriú,SC, v.1, pp. 240-253.

AZEVEDO, R.L.M.; GOMIDE, J.& VIVIERS, M.C. 1987. “Geo-história da Bacia de Campos: do Albiano ao Maastrichtiano”. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 17, pp. 139-146.

BARBOZA, E.G.; TOMAZELLI, L.J. & VIANA, A.R. 2003. “Análise Preliminar da Geometria Deposicional dos Turbiditos do Campo de Namorado, Bacia de Campos, RJ”. **In: Anais do 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Rio de Janeiro – RJ. CD-ROM**, 5 p.

BARBOZA, E.G.; TOMAZELLI, L.J.; AYUP-ZOUAIN, R.N. & VIANA, A.R. 2004. “Paleomorfologia do Intervalo Superior da Formação Macaé, Campo de Namorado, Bacia de Campos”. **In: Anais RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE 2004, Rio de Janeiro – RJ. Abstract Bookler. Rio de Janeiro – RJ**: IPB, v.1, pp. 109.

BARBOZA, E.G.; TOMAZELLI, L.J.; AYUP-ZOUAIN, R.N. & ROSA, M.L.C.C. 2005. “Análise Faciológica e Modelo Deposicional do Arenito Namorado, Bacia de Campos, RJ”. **In:Anais 3º Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás, Salvador, BA,** v. 1, pp. 1-6.

BARBOZA, E.G.; 2005. **Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com Base na Interpretação Sísmica Tridimensional.** D.Sc. Tese, UFRGS, Porto Alegre, RS, Brasil.

BERG, R.R., 1975, “Capillary pressures in stratigraphic traps”. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v.59, pp 939-956.

BISHOP, R.S., H.M. GEHMAN., YOUNG. A. 1983. “Concepts for estimating hydrocarbon accumulation and dispersion”. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v.67, pp 337-348.

BRUHN, C.H.L., 1993 **High-resolution stratigraphy, reservoir geometry, and facies characterization of Cretaceous and Tertiary turbidites from Brazilian passive margin basins.** Ph.D. Thesis, McMaster University, Hamilton, Ontario, Canada.

CÂNDIDO, A., WARDLAW, N.C. 1985. “Reservoir Geology of the Carmópolis Oil Field, Brazil”. **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 33, pp. 379-395.

CAROZZI, A.V., FONSECA, J.R., ARAÚJO, M.B., 1976. “New Interpretation of Candeias Field – Recôncavo Basin”.Part I. Rio de Janeiro, Petrobras, **Relatório Interno**.

COUPLES, G. D., 2005, “Seals: The role of geomechanics”, in P. Boult and J. Kaldi, eds., **Evaluating fault and cap rocks**: AAPG Hedberg Series, n^{o}. 2, pp. 87-108.

DAWSON, W.C., ALMON, W.R., 1999, “Top seal character and sequence stratigraphy of selected marine shales in Gulf Coast-style basins”, **Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions**, v. 49, pp. 190-197.

DAWSON, W.C., 2000, “Shale microfacies: Eagle Ford Group (Cenomanian-Turonian) north-central Texas outcrops and subsurface equivalents”, **Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions**, v. 50, pp. 607-621.

DAWSON, W.C., ALMON, W.R., 2005, “Shale facies variability and sequence stratigraphy: Aplication to top seal prediction in deepwater deposicional systems”, **Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions,** v.55, pp. 133-145.

DIAS-BRITO, D., 1982. “Evolução paleoecológica da Bacia de Campos durante a deposição dos calcilutitos, margas e folhelhos da formação Macaé (Albiano e Cenomaniano) “. **Boletim Técnico da Petrobrás**, v.2, pp.84-97.

DIAS–BRITO, D., 1985 **Calcisferas e Microfácies em Rochas Carbonáticas Pelágicas Mesocretáceas.** Tese de D.Sc., UFRGS, Porto Alegre, RS, Brasil.

DIAS, J.L., OLIVEIRA, J.A., VIEIRA, J.C. 1988. “Sedimentological and Stratigraphic Analysis of Lagoa Feia Formation”, Rift Phase of Campos Basin, Offshore Brazil. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 18, pp. 252-260.

DIAS, J.L., SCARTON, J.C.; ESTEVES, F.R.; CARMINATTI, M. & GUARDADO, L.R. 1990. ”Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos”. **In: Raja Gabaglia, G.P & Milani, E.J (eds). Origem e Evolução de Bacias Sedimentares.** Rio de Janeiro, Petrobras, pp. 333-360.

DOWNEY, M. W., 1984. “Evaluating seals for hydrocarbon accumulations”, **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v. 68, pp.1752-1763.

ESTEVES, F.R., SPADINI, A.R., SAITO, M., 1987. “A sedimentação Albo-turoniana (Formação Macaé) da Bacia de Campos”. **In: Proceedings of the 1 st Simposium on the Geology of the Rio de Janeiro and Espírito Santo States**, **Sociedade Brasileira de Geologia**, Rio de Janeiro, Brazil, pp.27-42.

FALKENHEIN, F.U.H., FRANKE, M.R., CAROZZI, A.V., 1981. “Petroleum Geology of the Macaé Formation (Albian-Cenomanian), Campos Basin, Brazil (Carbonate Microfacies - depositional and diagenetic models - natural and experimental porosity)”. **Ciência-Técnica-Petróleo**. Sec. Exploração de Petróleo, II. 140p.

FARIA, R.T., SANTOS, M.S., PARAISO, P.L.B. 2001 “Estudo completo de caracterização geológica e simulação de fluxo para o Campo de Namorado”. Relatório Final do Projeto 60.02.24 Petrobras/CENPES/PDEP/TR, Rio de Janeiro, pp. 81.

FOLK, R.L., 1954. “The distinction between grain size and mineral composition in sedimentary rock nomenclature”. **Journal of Geology** 62(4), 344-359.

FOLK, R.L., 1974. “The petrology of sedimentary rocks”: Austin, Texas, Hemphill Publishing Co., 182p.

FRANKE, M.R., 1981. **Natural porosity, diagenetic evolution and experimental porosity development of Macaé Carbonates Albian-Cenomanian, Campos Basin, Offshore Brazil.** Ph.D. Thesis, Urbana, University of Illinois,USA

FRANTZ, E.P. 1987. **Análise da geologia de reservatórios carbonáticos da Formação Macaé no Campo de Enchova, Bacia de Campos**, M.Sc. Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, MG,Brasil, 1987

GRUNAU, H.R.; 1987. "A worldwide look at the cap-rock problem". **Journal of Petroleum Geology**. V.10, pp.245-266.

GUARDADO, L.R.; GAMBOA, L.A.P & LUCCHESI, C.T. 1990. "Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, a Model for a Producting Atlantic Type Basin". **AAPG Memoir 48. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists**, pp. 3-79.

HAMPTON, M. A., H.J., LOCAT, J. 1997 "Submarine landslides". **Reviews of Geophysics**, 34 pp.33-59.

HOLLISTER, C.D., HEEZEN, B.C. 1972 "Geologic effects of ocean bottom currents: western North Atlantic". In **A.L. Gordon, Studies in Physical oceanography** pp. 37-66.

INGRAM, G. M., URAI J.L., NAYLOR, M. A., 1997 "Sealing processes and top seal assessment" **In: P. Moller-Peterson and A.G.Koestler, Hydrocarbon Seals-Importance for Exploration and Production: Norwegian Petroleum Society Special Publication 7**, pp. 165-174

JENNINGS, J. B., 1987 "Capillary pressure techniques: application to exploration and development geology", **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v. 71, nº 10, pp. 1196-1209.

KALDI, J.G., ATKINSON, C.D.,1997 "Evaluating seal potential: example from the Talang Akar Formation, offshore northwest Java, Indonesia", in R.C Surdam, ed ., Seals, traps, and the petroleum system. **American Association of Petroleum Geologists Memoir 67,** pp. 85-101.

KATSUBE, T.J., WILLIAMSON, M.A., 1998 " Shale petrophysical characteristics: permeability history of subsiding shales" **In: Shieber, J., et al., Shales and mudstones II, Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung,Stuttgart**, pp. 69-90.

KATSUBE, T.J., 2000 "Shale permeability and pore-structure evolution characteristics" **Geological Survey of Canada**, Current Research 2000-E15, 9p.

KOUTSOUKOS, E.A.M., MELLO, M.R.; AZAMBUJA FILHO, N.C., HART, M.B. & MAXWELL, J.R.1991. "The upper Aptian-Albian Succession of the Sergipe Basin, Brazil: an Integrated Paleoenvironmental Assessment". **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v. 75, pp. 479-498.

KRANCK, K., MILLIGAN, T.G. 1985. "Origin of grain-size spectra of suspension deposited sediment". **Geo-Marine Letters**, v.5, pp.61-66.

KRANCK, K., SMITH, P.C., MILLIGAN, T.G 1996a " Grain-size characteristics of fine-grained unflocculated sediments". One round distributions. **Sedimentology**, v. 43, pp.589-596.

KRANCK, K., SMITH, P.C., MILLIGAN, T.G 1996b " Grain-size characteristics of fine-grained unflocculated sediments". **Multi-round distributions. Sedimentology**, 43, pp.597-606.

KRUSHIN, J. T., 1997 "Seal capacity of nonsmectite shale" in R.C. Surdam, ed., Seals, traps, and the petroleum system: **American Association of Petroleum Geologist Memoir 67**, pp. 31-47.

LASH, G.G., 2006 "Top seal development in the shale-dominated Upper Devonian Catskill Delta Complex, western New York State", **Marine and Petroleum Geology** no 23, pp. 317-335.

LEYDEN, R., ASMUS, H.E., ZEMBRUSCKI, S., 1976 "South Atlantic Diapiric Structures". **American Association of Petroleum Geologists Bulletin,** v. 60, pp. 196-212.

MAGOON, L.B, DOW, W.G., 1994. "The Petroleum System – from source to trap". **American Association of Petroleum Geologists Memoir,** v.60, pp. 3-24.

MANSON, D. G., KENYON, N. H., WEAVER, P.P.E. 1996 "Slides, debris flows and turbidity currents". in **C.P. Summerhayes & S.A. Thorpe, Oceanography- an illustrated guide**. pp 136-151.

MANSON, D. G., van NIEL, B., & WEAVER, P.P.E. 1997 "Flow processes and sediment deformation in the Canary debris flow on the NW African continental rise". **Sediment Geology**, 110, pp.163-179.

MENEZES, S. X., 1983 "Projeto Namorado / Cherne". Petrobras/Depex/Dirsul, **Relatório Interno**.

MENEZES, S. X., 1984 "Qualidade dos Reservatórios do Campo de Namorado". Petrobras/Depex/Dirsul, **Relatório Interno**

MENEZES, S. X., 1985 "Campo de Namorado, Aspectos de Geologia de Reservatórios". Petrobras/Depex/Dirsul, **Relatório Interno**, 9 pp.

MENEZES, S. X., 1986 "Geometria de reservatórios do Campo de Namorado". Anais 2º **Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatórios, Rio de Janeiro – RJ**, Relatório Interno, pp. 132-143.

MENEZES, S. X. & CORREA, A.C.T. 1986. "Estudo de argilosidade e densidade de matriz em reservatórios turbidíticos do campo de namorado". **In Anais. I Seminário de Técnicas de Operações Geológicas.** V. II, Natal-RN, Petrobras, Relatório Interno.

MENEZES, S. X., ADAMS, T., 1991 "Estudo de fácies não reservatórios associadas a depósitos turbidíticos". **In Anais. III Seminário Técnico de Operações Geológicas, Cabo Frio-RJ,** Petrobras, Relatório Interno.

MITCHUM, Jr., R.M., VAN WAGONER, J.C. 1991. "High-frequency sequence and their stacking patterns: sequence-stratigraphic evidence of high-frequency eustatic cycles". **Sedimentary Geology**. V.70, pp. 131-160

MOHRIAK, W.U.; MELLO, M.R.; DEWEY, J.F. & MAXWELL, J.R. 1990. "Petroleum Geology of the Campos Basin, Offshore Brazil". **In: Brooks, J.(ed.). Classic Petroleum Provinces**.**The Geological Society of London Special Publication** no. 50, pp. 119-141.

MULDER, T., COCHONAT, P. 1996. “Classification of offshore mass movements.” **Journal of Sedimentary Research**, 66, pp.43-57.

MULDER, T., SAVOYE,B., SYVITSKY, J.P.M., 1997 ”Des courants de turbidite hyperpicnaux dans la tete du canyon du Var?” Donnees hydrologiques et observations de terrain, **Oceanologica Acta**, 20, pp.607-626.

NESTEROV, I.I ; SALVAMANOV, A.E; KONTOROVICH A.E.; et al, 1990 “West siberian oil and gás superprovince” **Geological Society of London Special Publications**, v. 50, pp 491-502.

PICKERING., K.T., STOW, D.A.V., WATSON, M.P 1986 “Deep-water facies, processes and models : a review and classification scheme for modern and ancient sediments”. **Earth Science Reviews**, 23, pp. 75-174.

PICKERING., K.T., HISCOTT, R., HEIN, F.J. 1989 “Deep marine environments: clastic sedimentation and tectonics”. **London: Unwin Hyman** 416p.

POSAMENTIER, H.W. & VAIL, P.R. 1988 “Eustatic Controls on Clastic Deposition. II-Sequence and Systems Tract Models “. In: Wilgus, C.K.; Hastings, B.S.; Kendall, C.G.St.C.; Posamentier, H.W.; Ross, C.A. & Van Wagoner, J.C. (eds.). **Sea-level Changes: an Integrated Approach**. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Special Publication n^{o}. 42, pp. 125-154.

RANGEL, H.D., MARTINS, F.A., ESTEVES, F.R., FEIJÓ, F.J. 1994 “Bacia de Campos” **Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v.8, n.1, pp. 203-217.

RUDD, N., PANDEY, G.N., (1973). “Threshold pressure profiling by continuous injection”: **AIME-SPE Paper** 4597, 7pp.

SCHIEBER, J., 1999. “Distribution and deposition of mudstone facies in the upper Devonian Sonyea Group of New York”. **Journal of Sedimentary Research** v. 69, n^{o}. 4 pp. 909-925.

SCHLOMER. S., KROOSS, B. M., 1997. “Experimental characterization of the hydrocarbon sealing efficiency of cap rocks”, **Marine and Petroleum Geology**, v.14, n^{o} 5. pp. 565-580.

SCHOWALTER, T.,T., 1979. “Mechanics of Secondary hydrocarbon migration and entrapment”, **American Association of Petroleum Geologist Bulletin**, v.63, n°5., pp.723-760.

SHANNON, L.V., NELSON, G., 1996. “The Benguela : large features and processes and system variability”. In G.Wefer, W.H.Berger, G.Siedler & D. Webb, **The south Atlantic: present and past circulation.** pp.163-210.

SLITER, W. V., 1997. “Bioestratigraphic zonation for cretaceous plantonic foraminifers examined in thin section”. **Lawrence. Jour. Foram. Res.,** 19 (1): 1-19, pl. 1-3.

SNEIDER, R.,M., 1997. “Comparison of Seal Capacity Determinations: conventional cores vs. cuttings”, in R.C. Surdam, ed., Seals, traps, and the petroleum system: **American Association of Petroleum Geologist Memoir 67**, pp.1-12.

SOUZA Jr, O.G., 1997. **Stratigraphie séquentielle et modélisation probabiliste des réservoirs d’un cone sous-marin profond (Camp de Namorado, Brésil). Intégration des données géologiques et géophysiques”.** Ph D Thése, Université Pierre et Marie Curie,Paris, Franca.

SPADINI, A.R., 1982. “Calcários de granulação fina da Formação Macaé, Bacia de Campos”. **In: Anais... 2º Congresso Brasileiro do Petróleo,** Rio de Janeiro, IBP (trabalho no 18).

SPADINI, A.R., ESTEVES, F.R., DIAS-BRITO, D., AZEVEDO, R.L.M., 1988. “The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: its evolution in the context of the initial history of the South Atlantic”. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 18, n°.3, pp.261-272.

SPARKS, R.S.J., BONNECAZE, R.T., 1993. “Sediment-laden gravity currents with reversing buoyancy”. **Earth and Planetary Science Letters,** 114, pp.243-257.

STOW, D.A.V., 1994. “Deep-sea processes of sediment transport and deposition.” **In K.Pye, Sediment transport and depositional processes**. pp.257-291.

STOW, D.A.V., WETZEL, A. 1990. “Hemiturbidite: a new type of deep water sediment”. **J.R. Cochran & D.A.V. Stow. Proceedings ODP Scientific Results**, 116, pp.25-34.

STOW, D.A.V., READING, H.G., COLLINSON, J.D. (1996). ”Deep seas”. In H.G. **Readings, Sedimentary environments: processes, facies and stratigraphy**. Pp. 395-454.

STOW, D.A.V., TABREZ, A.R., 1998. “Hemipelagites: processes, facies and model”. In M.S Stoker, D. Evans & A. Cramp, Geological processes on continental margins, **Geological Society (London) Special Publication 129**, pp.317-337

STOW, D.A.V., HUC, A.Y., BERTRAND, P., 2001. “Depositional process of black shales in deep water”. **Marine and Petroleum Geology** . v.18, pp. 491-498.

SUTTON, S. J., ETHRIDGE, F.G., ALMON, W.R., et al., 2004 “ Textural and sequence stratigraphic controls on sealing capacity of Lower and Upper Cretaceous shales, Denver basin, Colorado”. **American Association of Petroleum Geologist Bulletin.** v.88, n^{o}.8, pp.1185-1206.

SYVITSKI, J.P.M., LeBLANC, K.W.G., CRANSTON, R.E., 1990. “The flux and preservation of organic carbon in Baffin Island Fjords”. **Special Publication of the Geological Society**, 53, pp.177-199.

SZATMARI, P.: CARVALHO, R.S. & SIMÕES, I.A., 1979. A Comparison of Evaporite Fácies in the Late Paleozoic Amazon and the Middle Cretaceous South Atlantic Salt Basins. **Economic Geology**, v.74, pp. 432-447.

VAVRA, C.L., J.G. KALDI., R.M. SNEIDER, 1992, “Geological applications of capillary pressure: a review”: **American Association of Petroleum Geologists**, v. 76/6, pp. 840-850.

WATTS, N. L., 1987, “Theoretical aspects of cap-rock and fault seals for single- and two-phase hydrocarbon columns”, **Marine and Petroleum Geology**, v.4, (Nov), pp. 274-307.

YANG, Y., APLIN, A.C., 1998. “Influence of lithology and compaction on the pore size distribution and modeled permeability of some mudstone from the Norwegian margin”, **Marine and Petroleum Geology,**v.15**,** pp.163-175.

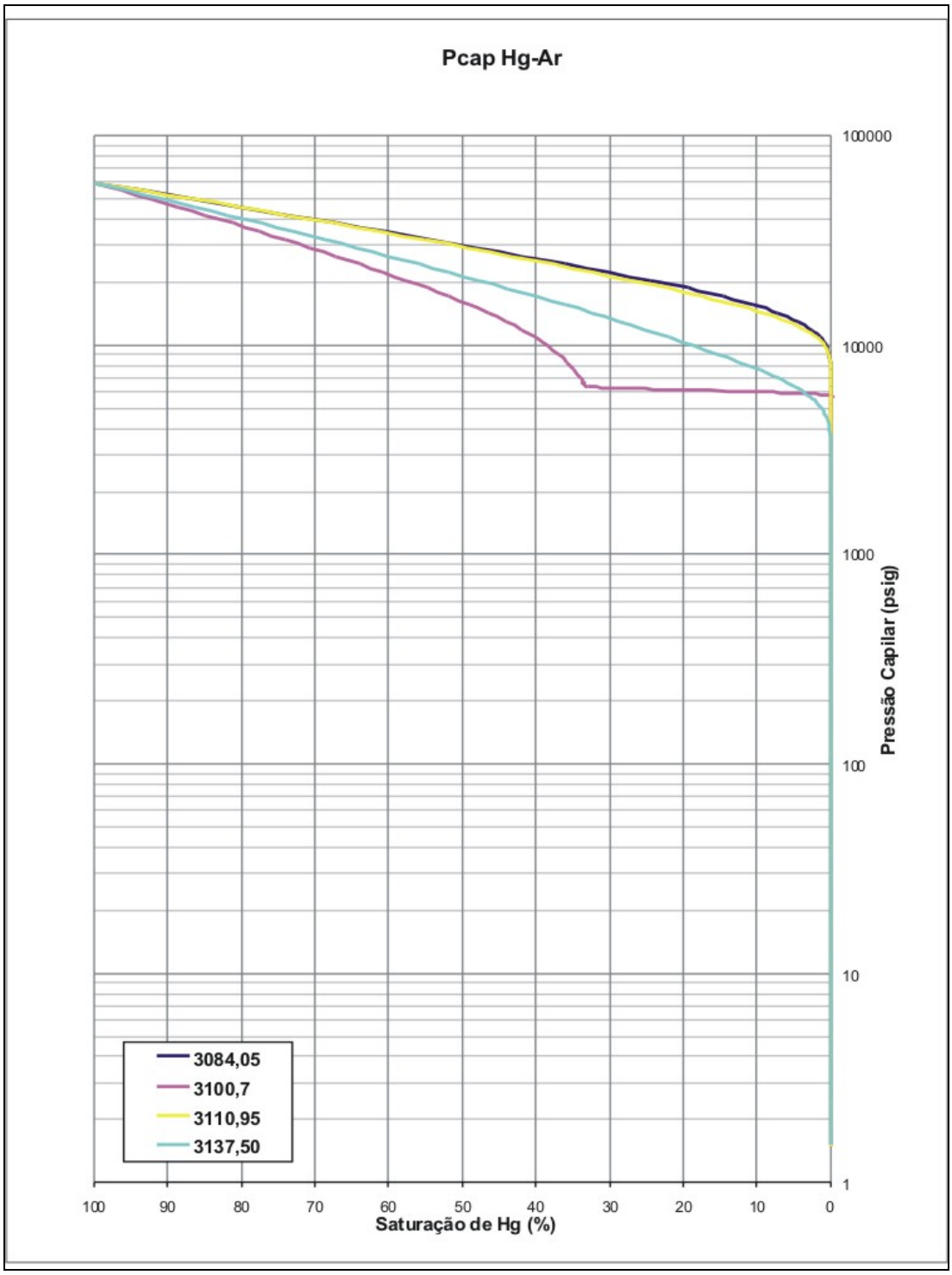
YANG, Y., APLIN, A.C., 2004. “Definition and practical application of mudstone porosity-effective stress relationships”. **Petroleum Geoscience**, v. 10, pp. 153-162.

YANG, Y., APLIN, A.C., 2007. “Permeability and petrophysical properties of 30 natural mudstones”. **Journal of geophysical research**, v. 112, pp.1-14.

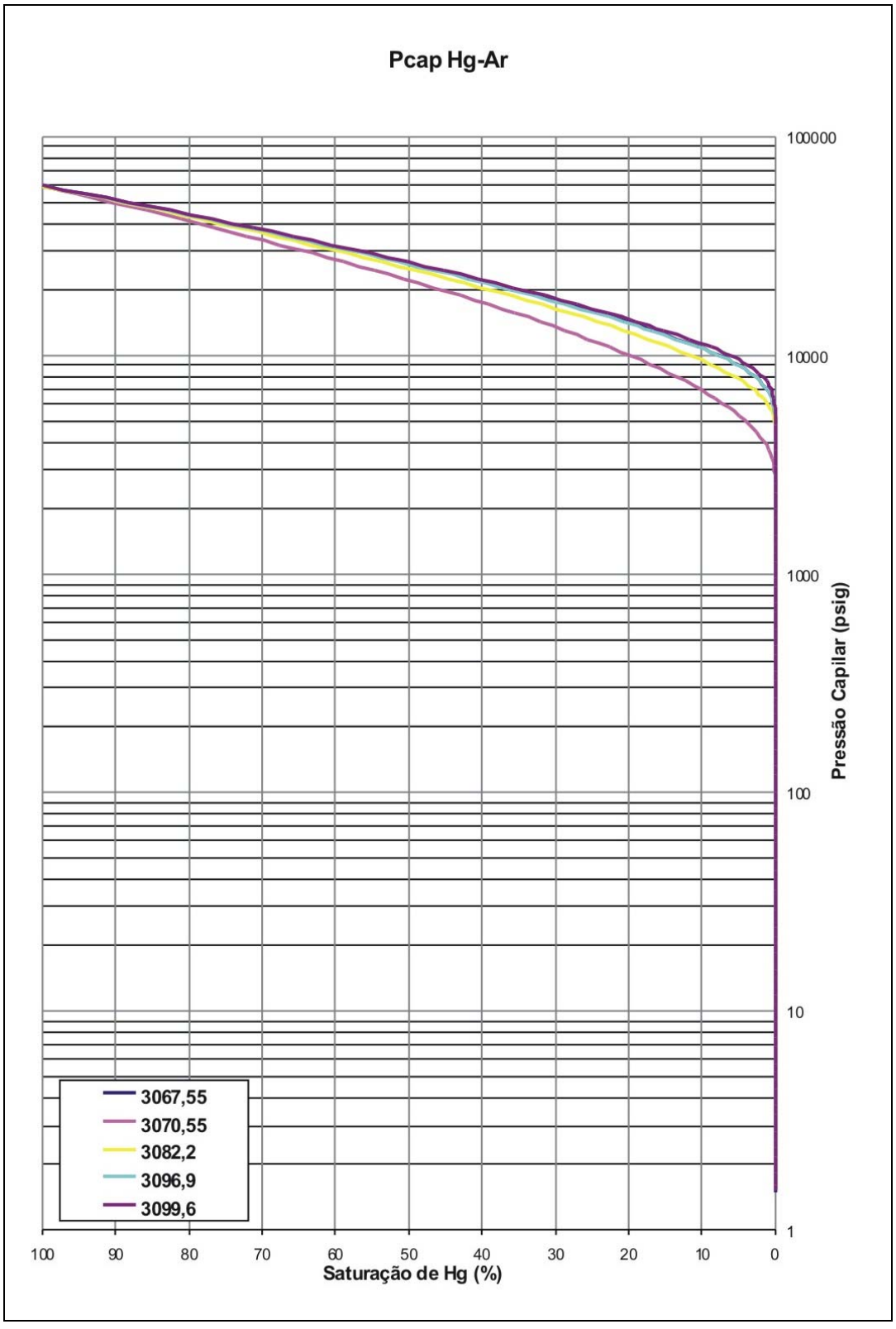
ZARPELON, P.R., SOUZA, M.K., STROHSCHOEN Jr., O.,1997. “Sedimentologia, estratigrafia de alta resolução e modelo deposicional do Arenito Namorado, Campo de Namorado-Bacia de Campos”. E&P-BC/GEXP/GELAB Petrobras, Relatório Interno., 51pp.

10. ANEXO I - GRÁFICOS DE SATURAÇÃO DE PRESSÃO CAPILAR POR SATURAÇÃO DE Hg

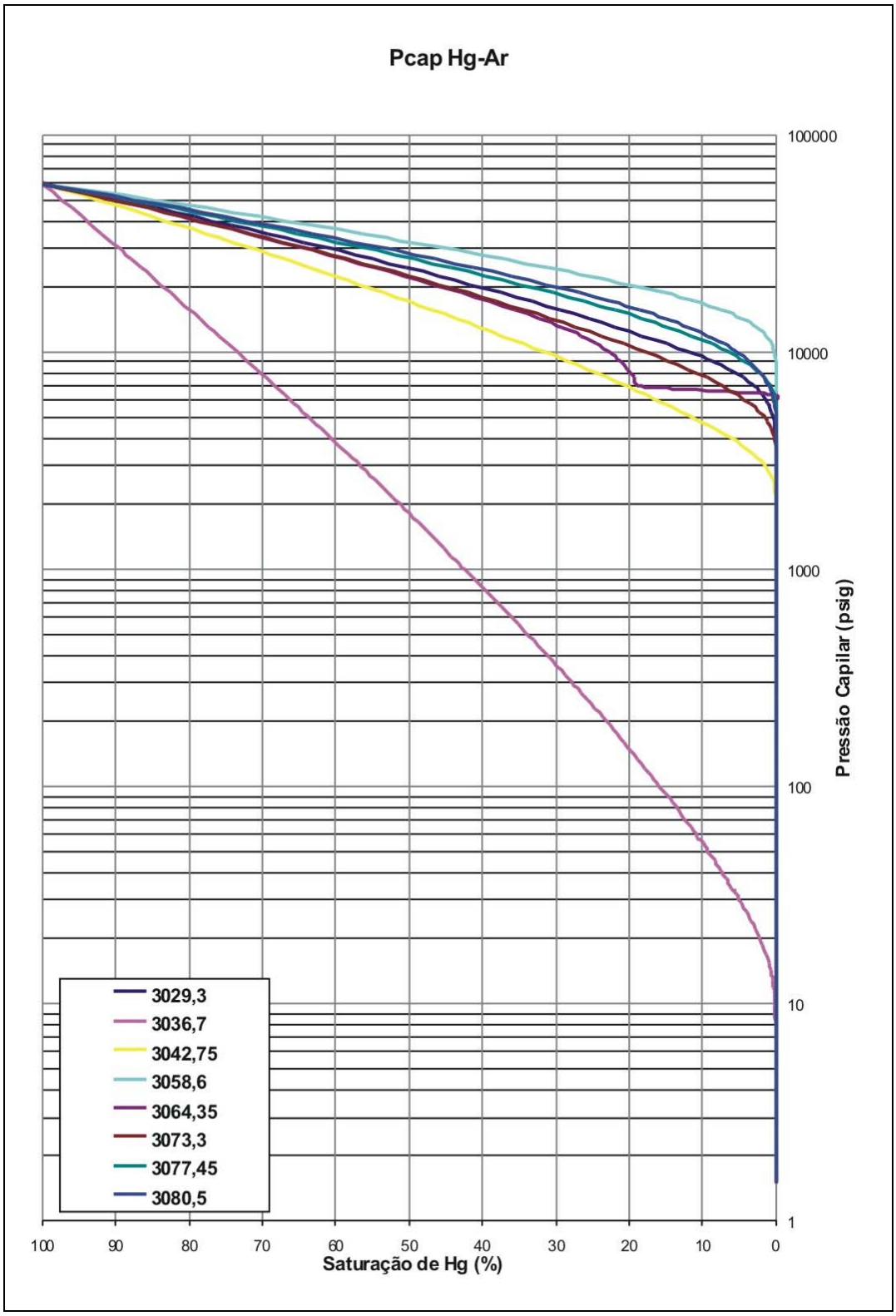
ANEXO I a – Curva de saturação de mercúrio por pressão capilar das amostras da CapSeq 0



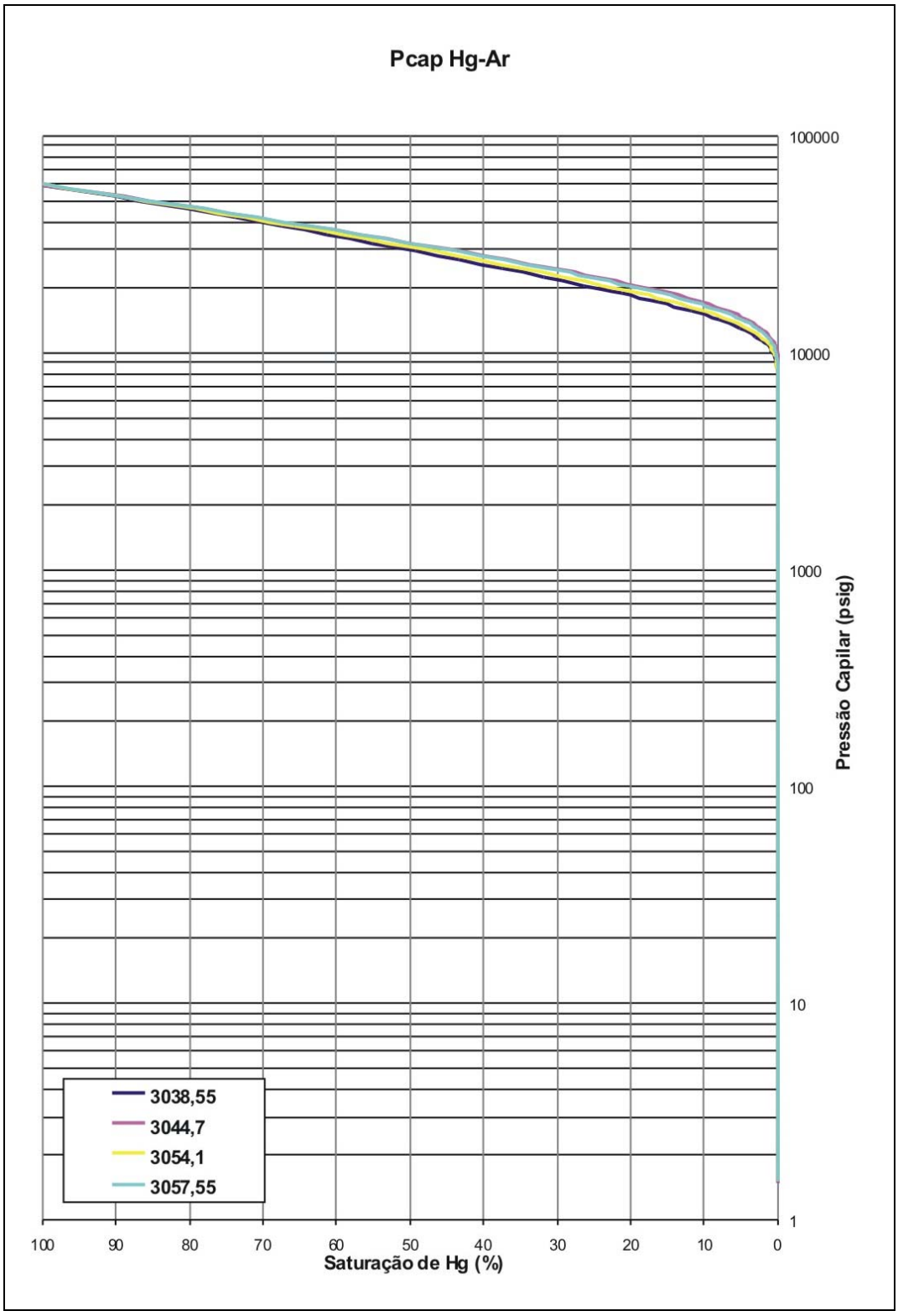
ANEXO I b – Curva de saturação de mercúrio por pressão capilar das amostras da CapSeq 1



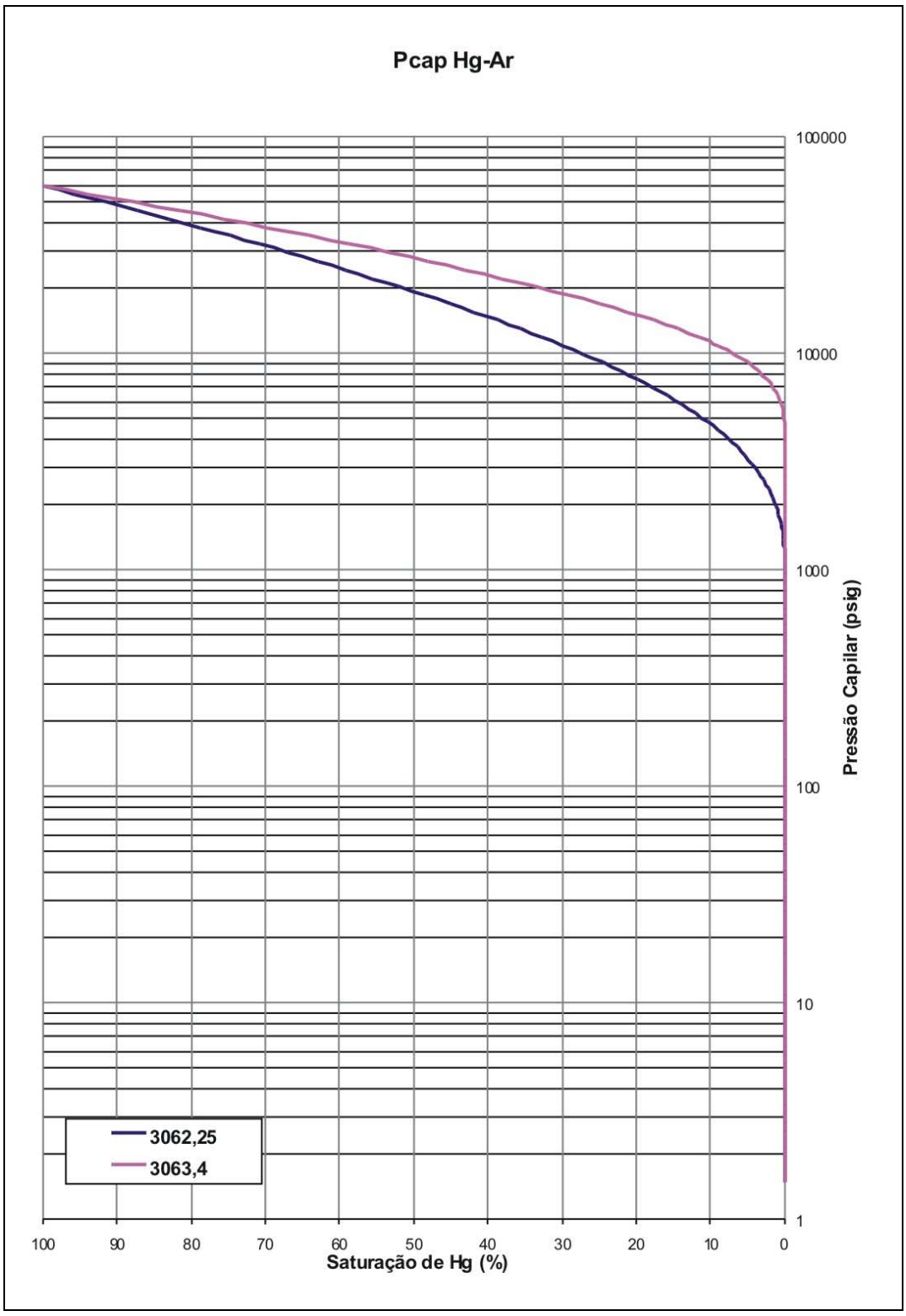
ANEXO I c – Curva de saturação de mercúrio por pressão capilar das amostras da CapSeq 2



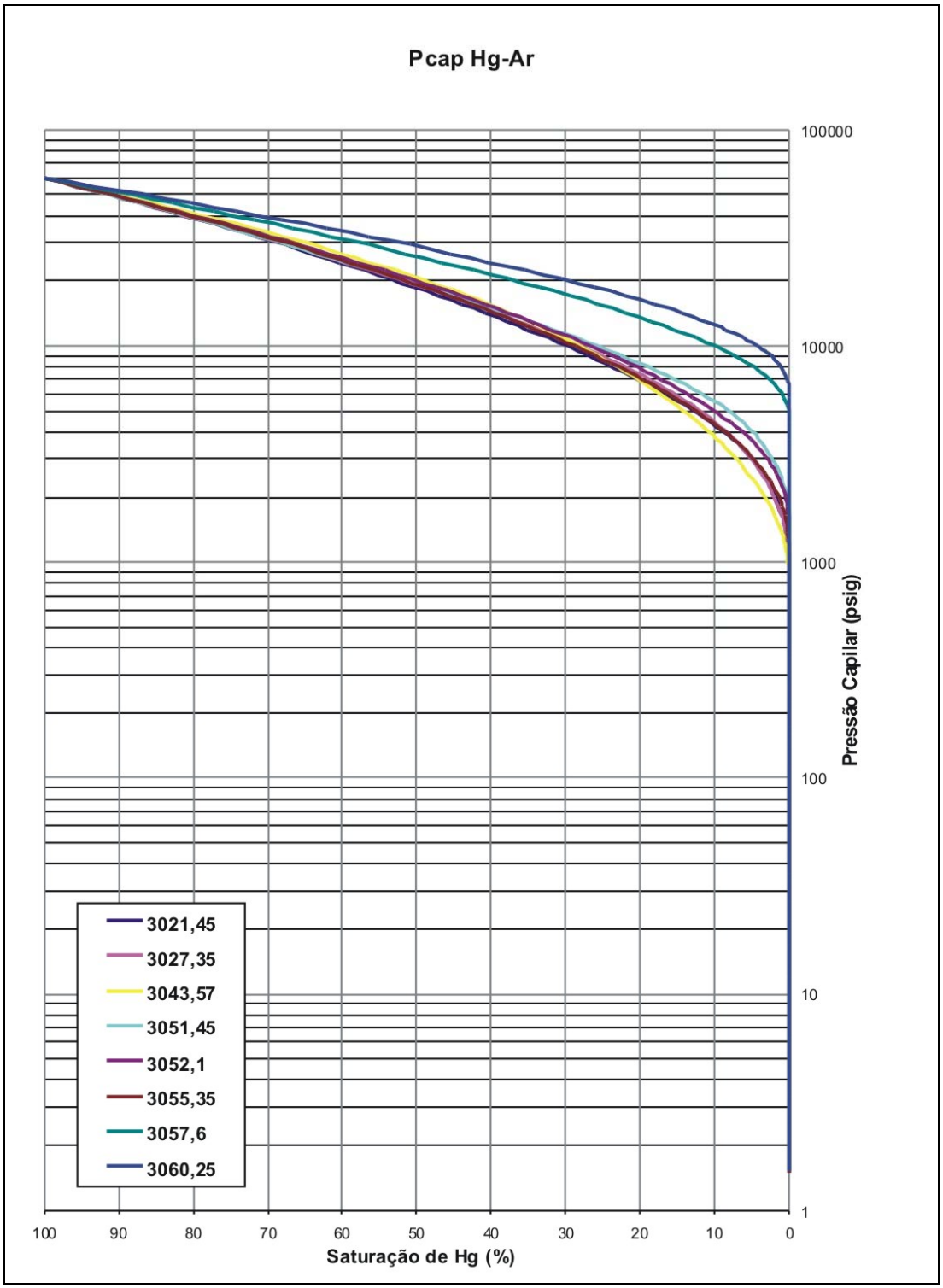
ANEXO I d – Curva de saturação de mercúrio por pressão capilar das amostras da CapSeq 3



ANEXO I e – Curva de saturação de mercúrio por pressão capilar das amostras da CapSeq 4



ANEXO I f – Curva de saturação de mercúrio por pressão capilar das amostras do CEN150



11. ANEXO II – PARÂMETROS FÍSICOS UTILIZADOS PARA O CÁLCULO DAS COLUNAS DE HIDROCARBONETOS

Parâmetros de Conversão (póleo= 0,85 g/cm3)				
	air/Hg	air/water	air/oil	oil/water
Mercury Contact Angle	140			
Mercury IFT	485			
Laboratory Contact Angle		0	0	30
Laboratory IFT		70	24	35
Reservoir Contact Angle		0		30
Reservoir IFT		50		25
Laboratory TcosTheta		0	0	0,0
Reservoir TcosTheta		0		0,0

Gradientes de Densidades de Fluido(psi/ft)

Water:	0,433
Oil:	0,346
Gas:	0,100

Parâmetros de Conversão(ρóleo= 0,74 g/cm3)

	air/Hg	air/water	air/oil	oil/water
Mercury Contact Angle	140			
Mercury IFT	485			
Laboratory Contact Angle		0	0	30
Laboratory IFT		70	24	35
Reservoir Contact Angle		0		30
Reservoir IFT		50		25
Laboratory TcosTheta		0	0	0,0
Reservoir TcosTheta		0		0,0

Gradientes de Densidades de Fluido(psi/ft)

Water:	0,433
Oil:	0,321
Gas:	0,100

Parâmetros de Conversão ρóleo= 0,90 g/cm3

	air/Hg	air/water	air/oil	oil/water
Mercury Contact Angle	140			
Mercury IFT	485			
Laboratory Contact Angle		0	0	30
Laboratory IFT		70	24	35
Reservoir Contact Angle		0		30
Reservoir IFT		50		25
Laboratory TcosTheta		0	0	0,0
Reservoir TcosTheta		0		0,0

Gradientes de Densidades de Fluido(psi/ft)

Water:	0,433
Oil:	0,391
Gas:	0,100