



RAISSA MARIA SIQUEIRA DA SILVA

GEOLOGIA



**ANÁLISE PETROFÍSICA DE PRESSÃO CAPILAR POR INJEÇÃO DE
MERCÚRIO DE AMOSTRAS DAS COQUINAS DA FORMAÇÃO
MORRO DO CHAVES – SERGIPE ALAGOAS.**

UFRJ
RIO DE JANEIRO
2016

RAISSA MARIA SIQUEIRA DA SILVA
UFRJ



**ANÁLISE PETROFÍSICA DE PRESSÃO CAPILAR POR INJEÇÃO DE
MERCÚRIO DE AMOSTRAS DAS COQUINAS DA FORMAÇÃO
MORRO DO CHAVES – SERGIPE ALAGOAS.**

Trabalho de conclusão do curso de Graduação de Geologia apresentado à Universidade Federal do Rio de Janeiro-UFRJ, Instituto de Geociências, como requisito à obtenção de graduação de Bacharelado em Geologia.

Orientador (es): Prof. Dr. Fábio Andre Perosi
Dra. Mariléa Gomes dos Santos Ribeiro

RIO DE JANEIRO
2016

Raissa Maria, Siqueira da Silva

Análise Petrofísica de Pressão Capilar por injeção de Mercúrio de amostras das coquinas da Formação Morro do Chaves – Segipe Alagoas / Raissa Maria Siqueira da Silva - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2016.

53 p.: il. 30cm

Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2016.

Orientador (es): Fábio André Perosi, Marilea Gomes dos Santos Ribeiro

1. Geologia. 2. Geofísica – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Fábio, Perosi. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Título.

Raissa Maria Siqueira da Silva

**ANÁLISE PETROFÍSICA DE PRESSÃO CAPILAR POR INJEÇÃO DE MERCÚRIO
DE AMOSTRAS DAS COQUINAS DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES –
SERGIPE ALAGOAS.**

Trabalho Final de Curso de Graduação em
Geologia do Instituto de Geociências,
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
UFRJ, apresentado como requisito
necessário à obtenção do grau de Geólogo.

Orientador (es):

Fábio Andre Perosi

Mariléa Gomes dos Santos Ribeiro

Aprovada em: 03/02/2016

Por:

Orientador: D.Sc. Fábio Andre Perosi (UFRJ)

Co-orientadora: D.Sc. Mariléa Gomes do Santos Ribeiro (PRH-PB 234)

D.Sc. Gerson Cardoso da Silva Junior (UFRJ)

D.Sc. Flavia de Oliveira Lima Falcão (PETROBRAS/CENPES)

D.Sc. Frederico Bastos Schuab (PETROBRAS/CENPES)

UFRJ
Rio de Janeiro
2016

AGRADECIMENTOS

Gostaria primeiramente de agradecer à minha mãe, uma mulher guerreira, que sempre esteve ao meu lado desde o primeiro momento que me deu forças quando fraquejei e achei que era impossível realizar esse sonho, ensinando-me os valores que imprimiram a minha personalidade de respeito e dedicação.

Aos meus pais pelo apoio incondicional e aos bons conselhos.

À minha irmã por ser a outra metade do meu eu, pelo amor, carinho e companheirismo sempre demonstrados.

Aos professores do departamento de Geologia que foram verdadeiros mestres ao longo da graduação.

Em especial, gostaria de agradecer às Profas. Kátia Leite Mansur e Silvia Regina Medeiros pelos ensinamentos e apoios que foram para além da graduação. Ao meu orientador Atlas Vasconcelos Corrêa Neto por todas as dicas e orientações para minha graduação e para a minha vida profissional.

Gostaria de agradecer ao laboratório LAGESED-UFRJ pela cooperação em especial ao professor Leonardo Borgui por permitir a utilização de microscópios, a professora Jane Nobre Lopes pelo apoio na realização do trabalho, e a toda a equipe LAGESED pela ajuda.

Agradeço ao laboratório LAGEP e todos os membros pertencentes, em especial à Profa. Mariléa Gomes dos Santos Ribeiro pelo tempo dedicado à minha orientação, ao Prof. Fábio André Perosi por todo apoio e conhecimentos passados, ao colega de trabalho e amigo o Msc. José Luna por toda a ajuda.

Meu grande agradecimento ao PRH-PB por financiar minha bolsa para a realização deste trabalho.

Por último e não menos importante, à minha amiga, companheira Monik Paiva que ao longo desses dois anos divide alegrias, tristezas, esperanças e sonhos comigo. Obrigada por todo apoio, carinho e amor compartilhados ao longo destes anos.

“Brave

You can be amazing

You can turn a phrase into a weapon or a drug

You can be the outcast or be the backlash

Of somebody's lack of love

Or you can start speaking up

Nothing's gonna hurt you

The way that words do

When they settle 'neath your skin

Kept on the inside

No sunlight, sometimes a shadow wins

But I wonder what would happen if you

Say, what you want to say

And let the words fall out

Honestly

I want to see you be brave

With what you want to say

And let the words fall out

Honestly

I want to see you be brave”

(Sara Bareilles)

Resumo

SILVA, R. M. S. Análise Petrofísica de Pressão Capilar por Injeção de Mercúrio de amostras das coquinas da Formação Morro do Chaves – Sergipe Alagoas. Rio de Janeiro, 2016. Trabalho de Conclusão de Curso, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

No Brasil, recentes descobertas de um volume considerável de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos do tipo lacustres na Bacia de Campos têm motivado diversos estudos a fim de se entender a petrofísica desses reservatórios. No cenário atual, tais rochas têm enorme importância, uma vez que constituem as rochas-reservatório do intervalo Pré-Sal (Kinoshita, 2010; Câmara, 2013; Belila, 2014), sendo assim o estudo de análogos aflorantes é recomendável.

O afloramento do nosso estudo situa-se na bacia Sergipe-Alagoas que se localiza no Nordeste do Brasil e pertence à Formação Morro do Chaves (classificada como sequência de carbonatos coquinoídeos intercalados com folhelhos).

Com o objetivo de caracterizar a estrutura porosa das coquinas foram utilizados dois métodos sendo estes Porosimetria por Intrusão de Mercúrio (MICP) e análise visual de lâminas delgadas que quando relacionados permitiram um melhor entendimento da estrutura porosa das amostras. Foram geradas primeiramente a partir das amostras 27 lâminas delgadas das quais foram utilizadas para este trabalho 15 lâminas. A posteriori os *plugs* gerados foram submetidos a análise laboratorial para a obtenção de dados com porosidade permeabilidade e pressão capilar.

Como resultado tivemos as descrições das lâminas delgadas segundo Lucia (1983) com o propósito de realizar a uma caracterização da porosidade. Também foram gerados dados de injeção de mercúrio e análise dos dados de porosidade e permeabilidade.

Os principais tipos de porosidade encontrados foram intragranular/Moldica, interpartícula. As amostras apresentam porosidades variando entre 5% a 15% e permeabilidade variando entre 5,8 mD e 282 mD que são classificadas respectivamente como boa e excelente. Para os resultados de MICP as amostras apresentam as estruturas mesoporosas como a de maior significado a nível de acúmulo de fluido pois ocorrem picos de saturação de mercúrio relevantes.

Palavras-chave: Coquinas; Petrofísica, MICP, Formação Morro do Chaves.

Abstract

SILVA, R. M. S. Petrophysical analysis of capillary pressure by Mercury Injection of Morro do Chaves Formation coquinas samples - Sergipe -Alagoas. Rio de Janeiro, 2016. Trabalho de Conclusão de Curso, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

Much of the world's hydrocarbon reservoirs are in carbonate reservoirs. However, these rocks have complexity in terms of porosity and permeability. In Brazil, recent discoveries of a considerable volume of hydrocarbons in lacustrine carbonates in Campos Basin have motivated several studies to understand the petrophysical of these reservoirs. In the current scenario, such rocks are of great importance, since they constitute the reservoir rocks of the pre-salt (Kinoshita, 2010; Camera, 2013; Belila, 2014), thus the study of similar rocks is recommended.

The outcrop of our study lies in the Sergipe-Alagoas basin that is located in northeastern Brazil and belongs to Morro do Chaves Formation (classified as coquinas carbonates interspersed with shale).

With the objective to characterize the porous structure of coquinas were used two methods which are Porosimetry by Mercury Intrusion (MICP) and visual analysis of thin blades which when related allowed a better understanding of the porous structure samples. They were first generated 27 thin sections of the samples which were used for this study 15 blades. Subsequently the *plugs* were subjected to laboratory analysis the data acquisition with porosity permeability and capillary pressure.

As a result we had descriptions of slender blades according to Lucia (1983) with the purpose to performing a characterization of the porosity that occurred in the samples. Were also generated Mercury injection data and analysis of porosity and permeability. The main types of porosity found were intragranular / Mórdica, interparticle and the samples exhibit a range of porosity ranging from 5% to 15%, and permeability varying between 5.8 mD and 282 mD which are classified respectively as good and excellent. For the results of MICP samples feature the mesoporosas structures such as greater meaning to the level of accumulation of fluid as mercury saturation peaks occur relevant and can be considered in each region.

Key-Words: Coquinas; Petrophysics, MICP, Morro do Chaves Formation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de localização da Bacia Sergipe-Alagoas	15
Figura 2: Localização estratigráfica das 5 amostras na Formação Morro do Chaves, na zona leste da Pedreira São Sebastião.	16
Figura 2.1: Classificação petrofísica dos tipos de poros de carbonatos usado neste trabalho.....	17
Figura 2.2: Imagem do microscópio Zeiss AxioSkop 40.....	17
Figura 2.3: Processo para obtenção dos plugues, com broca de diâmetro interno de 1,5".....	18
Figura 2.4: Lavagem dos plugues com tolueno e metanol.....	18
Figura 2.5: Foto do equipamento AP-608 Automated Porosimeter-Permeameter.....	19
Figura 2.6: Esquema do funcionamento do Aparelho de " <i>Pulse-Decay</i> ".....	20
Figura 2.7: Foto do equipamento Micromeritics Autopore IV 9520.....	22
Figura 3: Mapa regional mostrando principais elementos tectônicos ao longo das Bacias de Sergipe e Alagoas.....	23
Figura 3.1: Carta estratigráfica da Sub-bacia de Sergipe.....	25
Figura 3.2: Carta estratigráfica da Sub-bacia de Alagoas.....	26
Figura 3.3: Carta estratigráfica da Bacia de Sergipe-Alagoas.....	27
Figura 3.4: Modelo evolutivo da deposição dos carbonatos lacustres da Formação Morro do Chaves.....	31
Figura 3: Esquema de um fluido escoando em uma amostra cilíndrica e porosa.....	37
Figura 3.1: Terminologia de porosidade proposta por Lucia.....	39
Figura 4: Gráfico Permeabilidade x Porosidade.....	43
Figura 4.1: Lâmina da amostra Pet – 01 - Porosidade móldica.....	44
Figura 4.2: Lâmina da amostra Pet – 01 - Porosidade intragranular.....	44
Figura 4.3: Gráfico de distribuição de tamanho de gargantas de poros das amostras PET 1.....	45
Figura 4.4: Lâmina da amostra Pet – 05 – Porosidade móldica.....	46
Figura 4.5: Lâmina da amostra Pet – 05 – Porosidade intergranular.....	46
Figura 4.6: Gráfico de distribuição de tamanho de gargantas de poros da amostra PET – 05.....	47

Figura 4.7: Lâmina da amostra Pet – 06 – Porosidade intergranular.....	48
Figura 4.8: Lâmina da amostra Pet – 06 – Porosidade móldica.....	48
Figura 4.9: Gráfico de distribuição de tamanho de gargantas de poros da amostra PET – 06.....	49
Figura 4.10: Lâmina da amostra Pet – 08 – Porosidade intergranular.....	50
Figura 4.11: Lâmina da amostra Pet – 08 – Porosidade móldica.....	50
Figura 4.12: Gráfico de distribuição de tamanho de gargantas de poros da amostra PET – 08.....	51
Figura 4.13: Lâmina da amostra Pet – 09 – Porosidade móldica.....	52
Figura 4.14: Lâmina da amostra Pet – 09 – Porosidade móldica.....	52
Figura 4.15: Gráfico de distribuição de tamanho de gargantas de poros da amostra PET – 09.....	53

SUMÁRIO

Agradecimentos	v
Resumo	vii
<i>Abstract</i>	viii
Lista de figuras	ix

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVO.....	14
1.2 ÁREA DE ESTUDOS.....	14
1.3 METODOLOGIA.....	15

CAPÍTULO 2

CONTEXTO GEOLÓGICO	23
2.1 EVOLUÇÃO GEOLÓGICA.....	24
2.2 ESTRATIGRAFIA E ARCABOUÇO ESTRUTURAL.....	24
2.3 FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES.....	30

CAPÍTULO 3

PETROFÍSICA	33
3.3 POROSIDADE.....	34
3.4 PERMEABILIDADE.....	36
3.1 CLASSIFICAÇÃO DAS ROCHAS CARBONÁTICAS.....	38
3.2 PRESSÃO CAPILAR POR INJEÇÃO DE MERCÚRIO (MICP)	40

CAPÍTULO 4

RESULTADOS	42
-------------------------	----

CAPÍTULO 5

CONCLUSÃO.....	54
-----------------------	-----------

CAPÍTULO 6

BIBLIOGRAFIA.....	55
--------------------------	-----------

CAPÍTULO 1

1 INTRODUÇÃO

A importância do estudo das rochas carbonáticas baseia-se no fato de que expressivos volumes de hidrocarboneto do mundo encontram-se em reservatórios desta natureza (Kinoshita, 2010). No entanto, os estudos destas rochas apresentam enorme complexidade, desde seu processo deposicional à geofísica e petrofísica a serem estudadas após sua formação.

No Brasil, recentes descobertas de um volume considerável de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos do tipo lacustres na Bacia de Campos, têm movimentado os profissionais da geologia, geofísica, perfuração e outros para a realização de diversos estudos que possam gerar melhores conhecimentos da interação entre fluido e matriz rochosa. No cenário atual, tais rochas têm enorme importância, uma vez que constituem as rochas-reservatório do intervalo Pré-Sal (Kinoshita, 2010; Câmara, 2013; Belila, 2014), sendo assim o estudo de análogos aflorantes ou de subsuperfície é recomendável.

O afloramento do nosso estudo situa-se na bacia Sergipe-Alagoas que se localiza no Nordeste do Brasil. É uma das muitas bacias de margem continental formadas durante a fase de abertura do oceano Atlântico Sul, no período Mesozoico. A Formação Morro do Chaves foi definida por Schaller (1969) e revisada por Campos-Neto et al (2007) como sequência de carbonatos coquinoídeos intercalados com folhelhos que ocorrem interdigitados às rochas das Formações: Rio Pitanga, Poção e Coqueiro Seco.

Segundo Lucia (2007), se caracteriza um reservatório para que se possa descrever a distribuição dos parâmetros petrofísicos e sua inter correlação com a porosidade, permeabilidade e saturação, o que auxilia de forma geral, na produtividade e na tomada de decisão. A relação porosidade versus permeabilidade apresenta um grau de complexidade que influencia na saturação de fluidos. A saturação de fluidos se liga a estes parâmetros pelo tamanho, tipo, distribuição dos poros e conexão entre eles, visto que os poros nestas rochas são definidos como micro, meso e macroporos.

O tamanho do poro pode ser medido de diversas maneiras diferentes. Embora alguns tamanhos e formas de poros possam ser medidos visualmente, o método mais

confiável de se obter o tamanho dos poros é a partir de dados de pressão capilar que são adquiridos por injeção de mercúrio (fase não molhante).

1.1 OBJETIVO

O objetivo principal deste trabalho é caracterizar rochas do afloramento de coquinas, da Formação Morro do Chaves, que apresentam características semelhantes às das rochas que formam o pré-sal brasileiro. Utilizando para tal dois métodos petrofísicos: Porosimetria por Intrusão de Mercúrio (MICP) relacionada com os resultados da análise visual de lâminas delgadas que nos leve a compreender a estrutura porosa de rochas carbonáticas e assim, por análise, tentar minimizar as incertezas nas estimativas das reservas de óleo.

1.2 ÁREA DE ESTUDO

As coquinas estudadas (Formação Morro do Chaves) estão localizadas no Município de São Miguel dos Campos-AL em uma pedreira de calcário conhecida como Mina São Sebastião (Figura 1), administrada pela Companhia de Cimentos de Portugal (Cimpor Brasil). A pedreira apresenta cerca de 60m de altura e 1km de extensão onde aflora uma sucessão de camadas, que variam em espessuras, dominada por coquinas, intercaladas com arenitos e lutitos (Câmara, 2013).

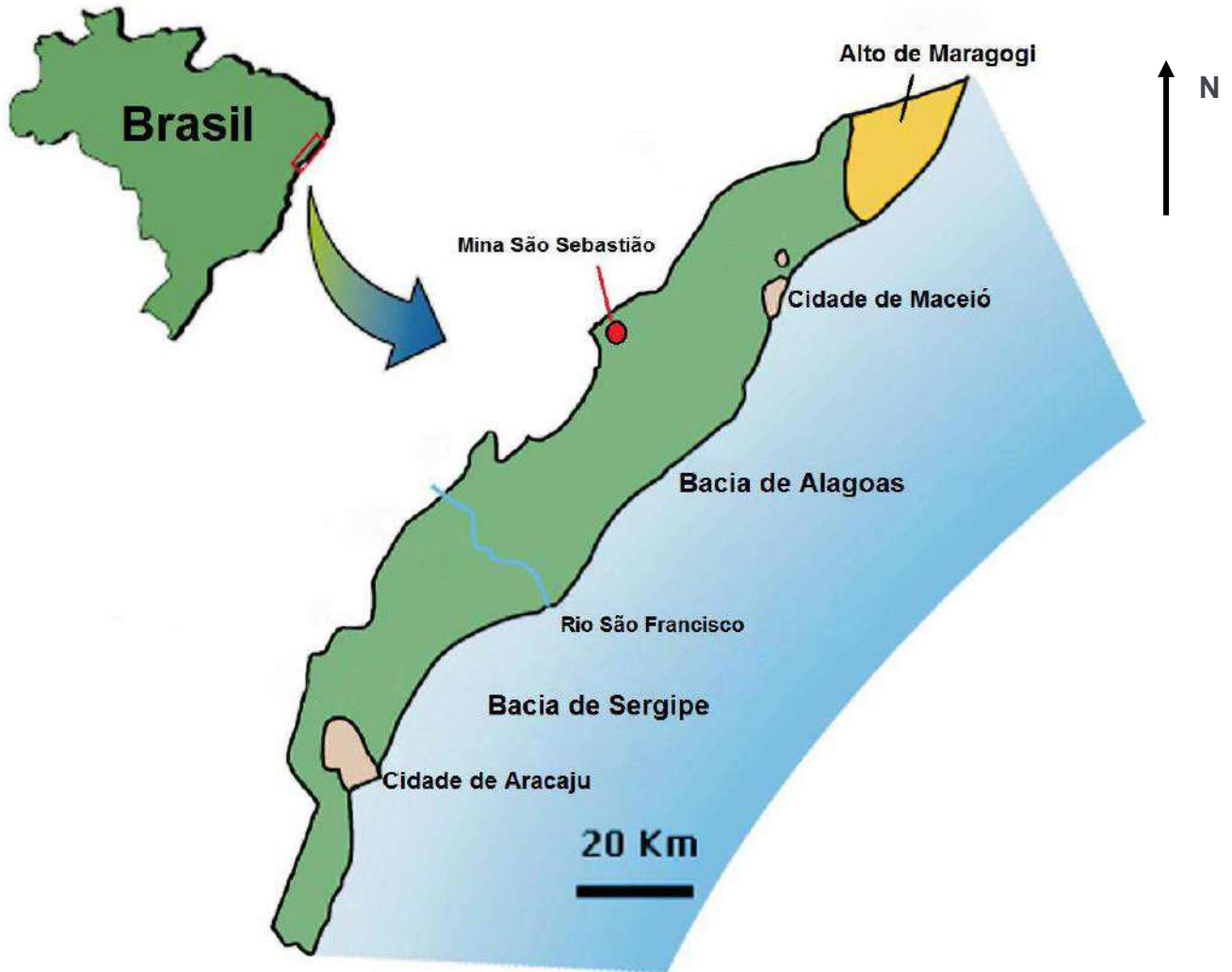


Figura 1: Mapa de localização da Bacia Sergipe-Alagoas - CIMPOR (Modificado de AZAMBUJA et al., 1998.).

1.3 METODOLOGIA

A metodologia aplicada na primeira etapa deste trabalho teve início em um levantamento acerca da formação geológica e posteriormente a conceituação dos parâmetros necessários para caracterização de reservatórios carbonáticos.

Em seguida, foram coletadas amostras pelo Laboratório de Geologia Sedimentar da UFRJ – LAGESED, com a finalidade de representar a maior variedade faciológica das coquinas da pedreira. Este laboratório cedeu-nos 5 amostras localizadas dentro da coluna estratigráfica conforme a figura 2.

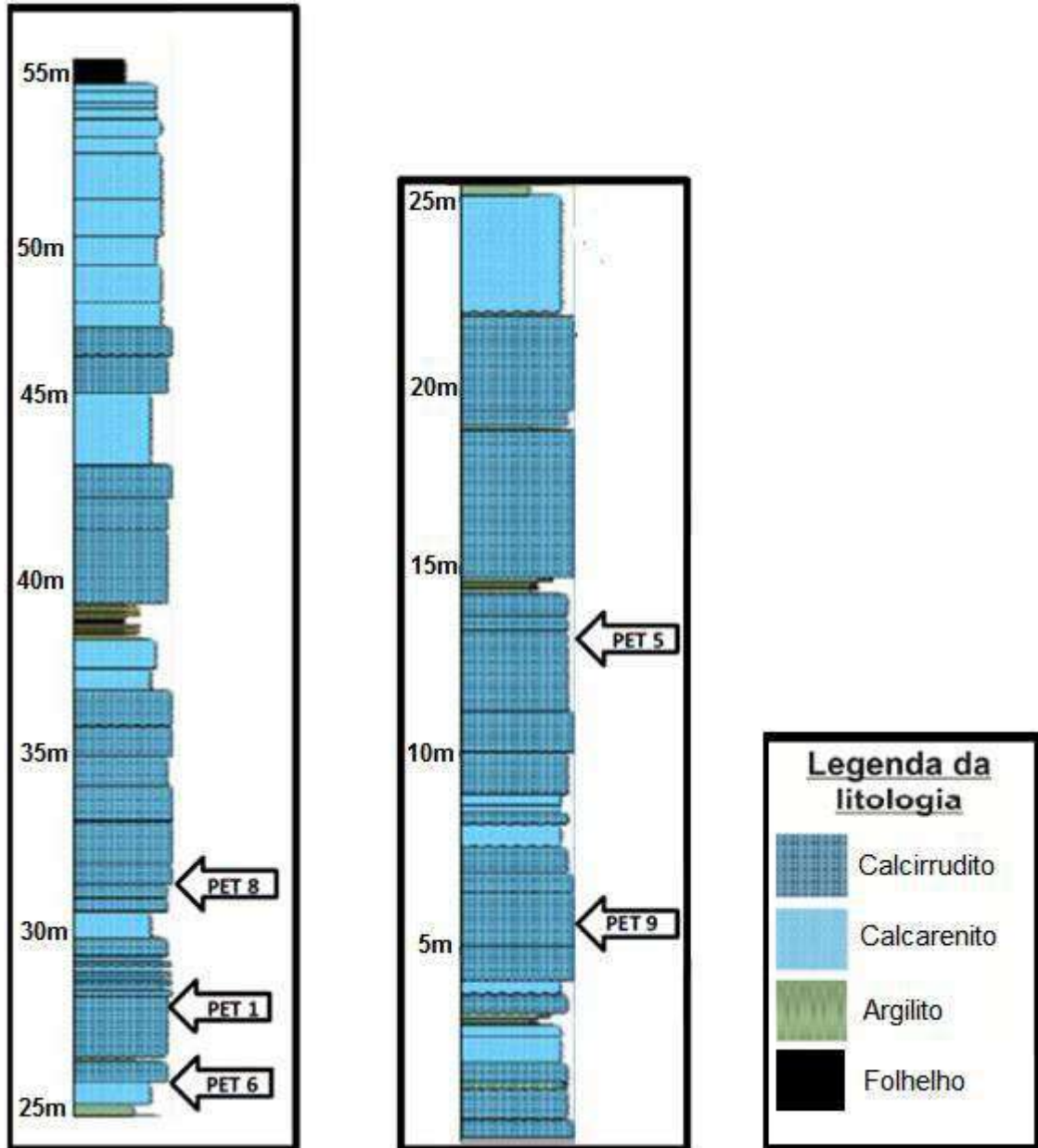


Figura 2: Localização estratigráfica das 5 amostras na Formação Morro do Chaves, na zona leste da Pedreira São Sebastião. (Tavares, 2014 apud Câmara, 2015)

Destas amostras foram confeccionadas 3 lâminas petrográficas, segundo os planos ortogonais (XY, YZ, ZX) que totalizaram 27 seções delgadas, sendo utilizadas neste trabalho 15 lâminas.

A porosidade foi classificada segundo Lucia (1983), (Figura 2.1), e a descrição dos poros foi realizada utilizando o microscópio Zeiss Axioskop 40, pertencente ao LAGESED-IGEO/UFRJ (Figura 2.2).

LUCIA (1983)			
INTERPARTÍCULA	VUGULAR		
	SEPARADO		CONECTADO

POROSIDADE VUGULAR			
POROSIDADE VUGULAR SEPARADA (CONEXÃO VUG - MATRIZ)		POROSIDADE VUGULAR CONECTADA (CONEXÃO VUG - VUG)	
PORCENTAGEM DE POROSIDADE VUGULAR SEPARADA	GRÃO SUPORTADO	LAMA SUPORTADO	GRÃO E LAMA SUPORTADO
	TIPOS DE EXEMPLO	TIPOS DE EXEMPLO	TIPOS DE EXEMPLO
POROSIDADE MÓLDICA		POROSIDADE MÓLDICA	CAVERNOSO
POROSIDADE INTRAFÓSSIL		POROSIDADE INTRAFÓSSIL	BRECHA
POROSIDADE INTRAGRÃO		POROSIDADE SHELTER	FENESTRAL
			FRATURAS
			FRATURAS COM DISSOLUÇÃO
			MICROFRATURAS CONECTADAS A POROSIDADE MÓLDICA

Figura 2.1: Classificação petrofísica dos tipos de poros de carbonatos usado neste trabalho (Lucia, 1983).



Figura 2.2: Imagem do microscópio Zeiss AxioSkop 40.

Toda preparação e medidas foram realizadas pelo laboratório da Schlumberger Reservoir Sampling and Analysis, localizado na Cidade Universitária, em que obtiveram 53 plugues a partir das 5 amostras (Figura 2.3). Os plugues foram lavados com tolueno para remover traços de hidrocarboneto, metanol, para a remoção do sal inorgânico. A posteriori os plugues foram secos em forno úmido a 60°C por 24 horas.

Para finalizar os plugues foram guardados em um dessecador para manter o material seco, segundo Figuras 2.3 e 2.4.



Figura 2.3: Processo para obtenção dos plugues, com broca de diâmetro interno de 1,5". (Câmara, 2013)



Figura 2.4: Lavagem dos plugues com tolueno e metanol. (Câmara, 2013)

Na obtenção das medidas de porosidade e permeabilidade o equipamento utilizado foi AP-608 *Automated Porosimeter-Permeameter* (Figura 2.5).



Figura 2.5: Foto do equipamento AP-608 *Automated Porosimeter-Permeameter*. Disponível em: < <http://www.coretest.com/automated-permeameter-porosimeter.html>> Acesso em Janeiro 2016

O método de decaimento do pulso é apresentado no esquema da Figura 2.6, possui duas válvulas (V1, V2) ligadas à entrada e saída do *Core Holder* V_p . Todo o sistema é preenchido inicialmente com gás hélio com todas as válvulas abertas. Após equilíbrio termodinâmico ser alcançado, fecham-se as duas válvulas. Posteriormente a pressão do recipiente de entrada V1 sofre um aumento dinâmico de algo em torno de 5%, para garantir o diferencial de pressão (ΔP) pela abertura da válvula. A diferença de pressão entre vasos V1 e V2 diminui passando pelo *Core Holder*. O declínio de pressão (*pulse-decay*) é medido em tempo com um sistema de aquisição de dados. A partir dos valores de entrada é possível realizar a medição da permeabilidade e porosidade.

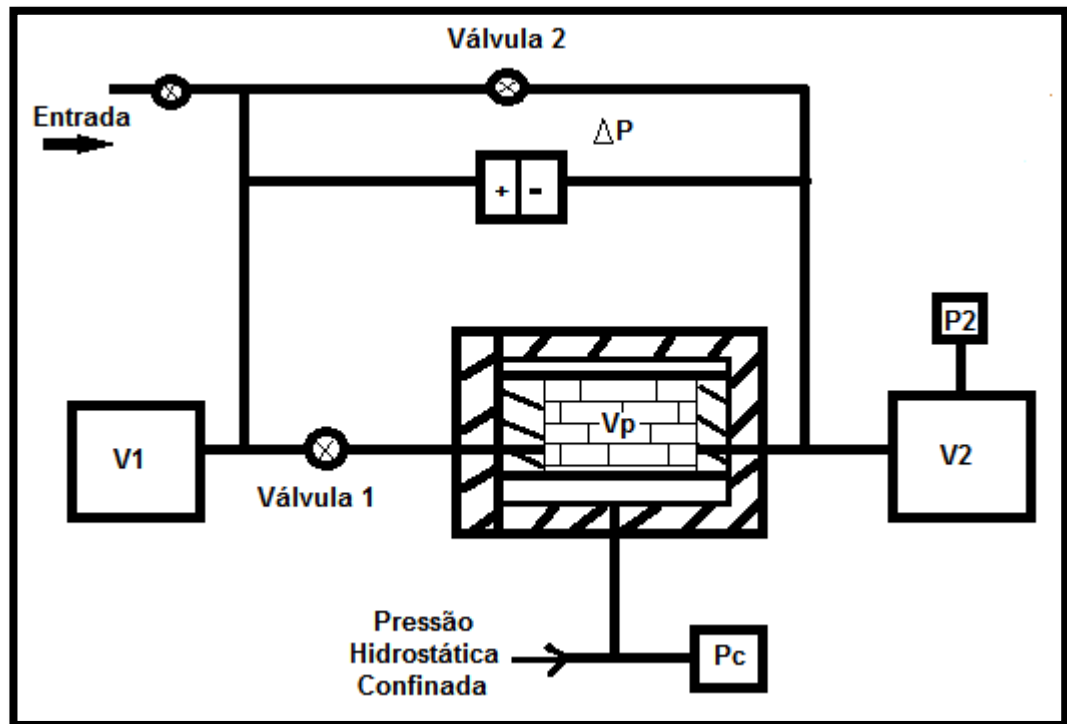


Figura 2.6: Esquema do funcionamento do Aparelho de "Pulse-Decay".

A partir daí são tirados os valores para a equação clássica da porosidade:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \quad (1)$$

Onde:

Φ = Porosidade (%);

V_p = Volume do poro (cc);

V_t = Volume total (volume dos poros + volume dos grãos) (cc).

O volume de poro medido pela técnica de decaimento do pulso segue a lei de expansão dos gases, de acordo com a Lei de Boyle (afirma que a pressão absoluta e o volume de uma certa quantidade de gás confinado são inversamente proporcionais a uma temperatura constante para um sistema fechado), para uma variação de porosidade de 0.1 a 50%. O volume total é corrigido utilizando os valores de volume de grão encontrados nas medidas de densidade do grão.

A permeabilidade foi medida no mesmo equipamento, também a uma pressão confinante de 1000 psi que mede uma variação de 0.001 a 10.000mD. A equação utilizada para determinar a permeabilidade é baseada nos parâmetros estabelecidos pela Lei de Darcy:

$$k_a = \frac{2\mu Q_b P_b L}{A} (P_1 - P_2) \times 100 \quad (2)$$

Onde:

k_a = Permeabilidade para gás (não corrigida para efeito de escorregamento), milidarcies;

μ = Viscosidade do gás, centipoises;

Q_b = Taxa de fluxo de gás calculada a partir da leitura do metro (nas condições da sala) cc/sec;

P_b = Pressão atmosférica (atm);

P_1 = Pressão de entrada (atm);

P_2 = Pressão de saída (atm);

L = Comprimento da amostra (m);

A = Área da amostra (cc).

Já no caso das medidas de Intrusão de Mercúrio (MICP) foi utilizado o equipamento Micromeritics Autopore IV 9520 (Figura 2.6). As amostras foram quebradas em pedaços pequenos o suficiente para caber dentro dos penetrômetros de vidro. As amostras colocadas em confinamento a vácuo evitam influência da pressão externa durante o processo, onde o mercúrio é injetado com variados incrementos de pressões até chegar ao limite de 60.000 psi. De início o volume de mercúrio é pressionado para dentro da amostra e depois para câmara do penetrômetro preenchida com mercúrio (em um carbonato é fase extremamente não-molhante) e como os poros em um carbonato são normalmente classificados como micro, meso e macro poros. Os microporos foram definidos como tendo uma garganta de poro de diâmetro menor do que 1 micron, macroporos gargantas são maiores do que 3 microns, e são mesoporos gargantas entre 1 e 3 microns (Relatório Schulumbeger).



Figura 2.7: Foto do equipamento *Micromeritics Autopore IV 9520*. Disponível em: <
<http://www.powderhandling.com.au/images/userfiles/image/PSS%20AUTOPORE%20IV.jpg>> Acesso em Janeiro de 2016.

CAPÍTULO 2

2 CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia de Sergipe-Alagoas está situada no Nordeste do Brasil, sobre o Cráton São Francisco e a Província Borborema. Apresenta direção NNE/SSW com uma área total aproximada de 33.000 km², com cerca de 13.000 Km² de área *onshore* (Azambuja *et al*, 1998). O contexto regional da Bacia inclui terrenos geológicos de diferentes idades e ambiências tectônicas (Rancan *et al*, 2008). As principais estruturas da bacia estão relacionadas com a forte atividade tectônica que ocorreu durante o Cretáceo Inferior devido ao início do rifteamento entre a América do Sul e a África.

Segundo Azambuja *et al*, 1998 a bacia de Sergipe-Alagoas foi formada por um rifte assimétrico cujos limites são: ao norte com a Bacia Pernambuco-Paraíba, pelo alto de Maragogi e ao sul com a Bacia de Jacuípe, pelo sistema de falhas Vaza-Barris (Figura 3). A Bacia de Sergipe Alagoas é formada por duas bacias menores que devido à sua continuidade física é geralmente classificada como uma só.

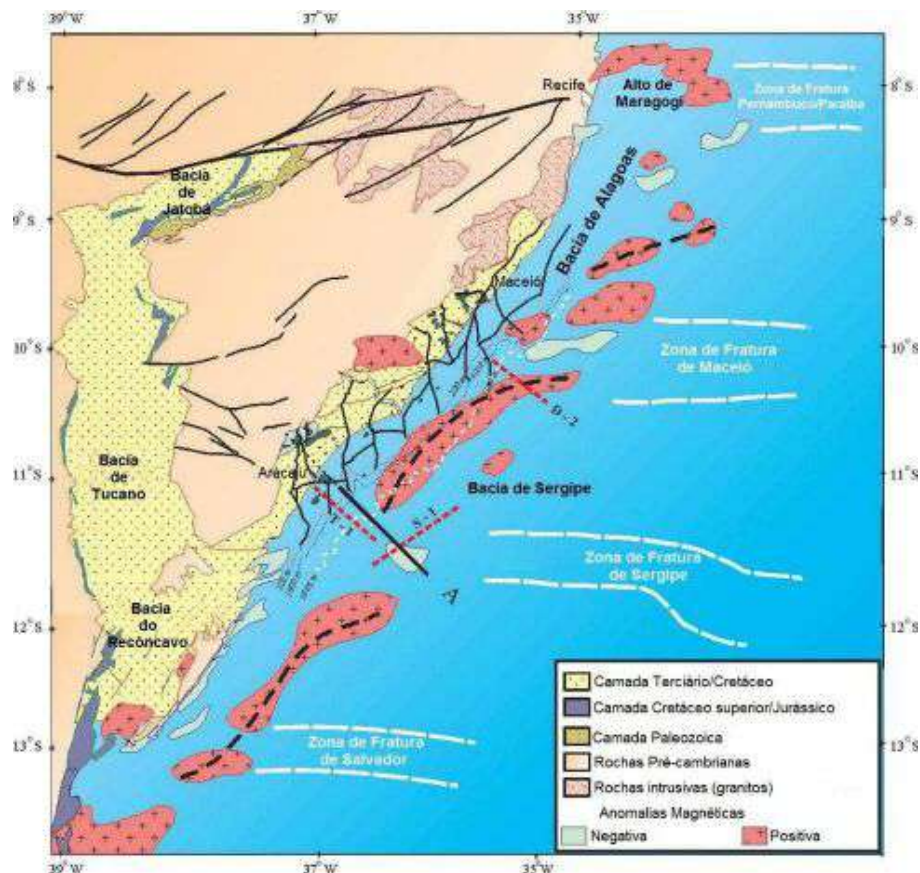


Figura 3: Mapa regional mostrando principais elementos tectônicos ao longo das Bacias de Sergipe e Alagoas (Mohriak *et al*, 2000).

2.1 EVOLUÇÃO GEOLÓGICA

A bacia de Sergipe-Alagoas teve origem durante a separação entre os continentes Sul-americano e Africano como resultante do processo de fragmentação do Supercontinente Gondwana, iniciado em meados do Triássico, com a implantação de riftes no Atlântico Central (intervalo de 230 a 170 Ma).

Ven *et al*, 1989, apresenta a evolução da bacia como sendo o início da sedimentação durante o Jurássico quando sedimentos fluviais preencheram uma sinéclise pré-rifte intracratônica permiana. A fase rifte, neocomiana-barremiana, é caracterizada por sistemas continentais e lacustres que foram depositados em uma sequência de hemi-grabens antitéticos gerados por um falhamento principal norte-sul. Com a efetiva separação entre as placas africana e sul-americana a fase pós-rifte se inicia por sedimentos continentais e marinhos restritos ao andar Alagoas. O tectonismo deformacional e a erosão regional geraram uma zona de charneira que se seguiu para desenvolvimento de uma plataforma carbonática albo-cenomaniana sotoposta por um sistema de plataforma clástico-carbonático e talude que se desenvolve até o recente.

2.2 ESTRATIGRAFIA E ARCABOUÇO ESTRUTURAL

A bacia de Sergipe-Alagoas apresenta a sucessão sedimentar mais completa entre todas as bacias localizadas ao longo da costa oriental brasileira, pois apresenta registros pré-rifte, rifte, transicional e drift. A estratigrafia da bacia foi caracterizada por diversos autores como Ven *et al*, 1989; Feijo, 1994; Mohriak *et al*, 1997; Azambuja *et al*, 1998, entre outros. Contudo a litoestratigrafia primeiramente foi definida por Feijo em 1994 e revisada mais recentemente por Campos Neto *et al* em 2007 os quais identificaram novas sequências/discordâncias com limites temporais dos regimes tectônicos e introduziram mudanças na hierarquia litoestratigráfica. Esses autores propuseram cinco supersequências relacionadas aos estágios de Sinéclise Paleozoica, Pré-rifte, Rifte, Transicional e Drift, além de criarem diagramas estratigráficos distintos para a Sub-bacia de Sergipe (Figura 3.1) e outra para a Sub-bacia de Alagoas (Figura 3.2), em decorrência das diferenças em relação às suas evoluções tectonossedimentares.

CARTA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE SERGIPE
SERGIPE BASIN STRATIGRAPHIC CHART

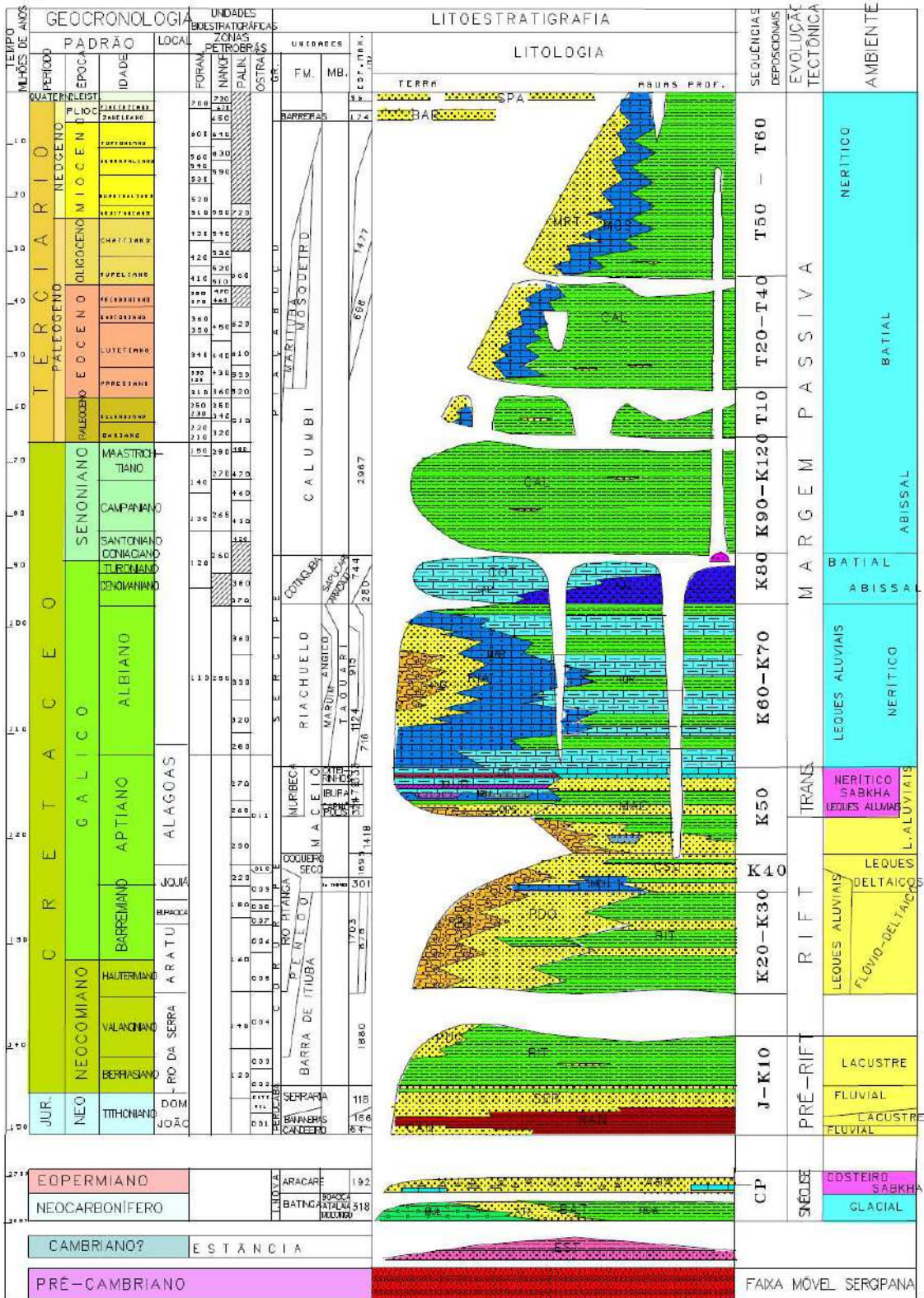


Figura 3.1: Carta estratigráfica da Sub-bacia de Sergipe. Disponível em: http://www.anp.gov.br/brasilrounds/round4/atividades_exploratorias/cartas_secoes. Acessada em Janeiro de 2016.

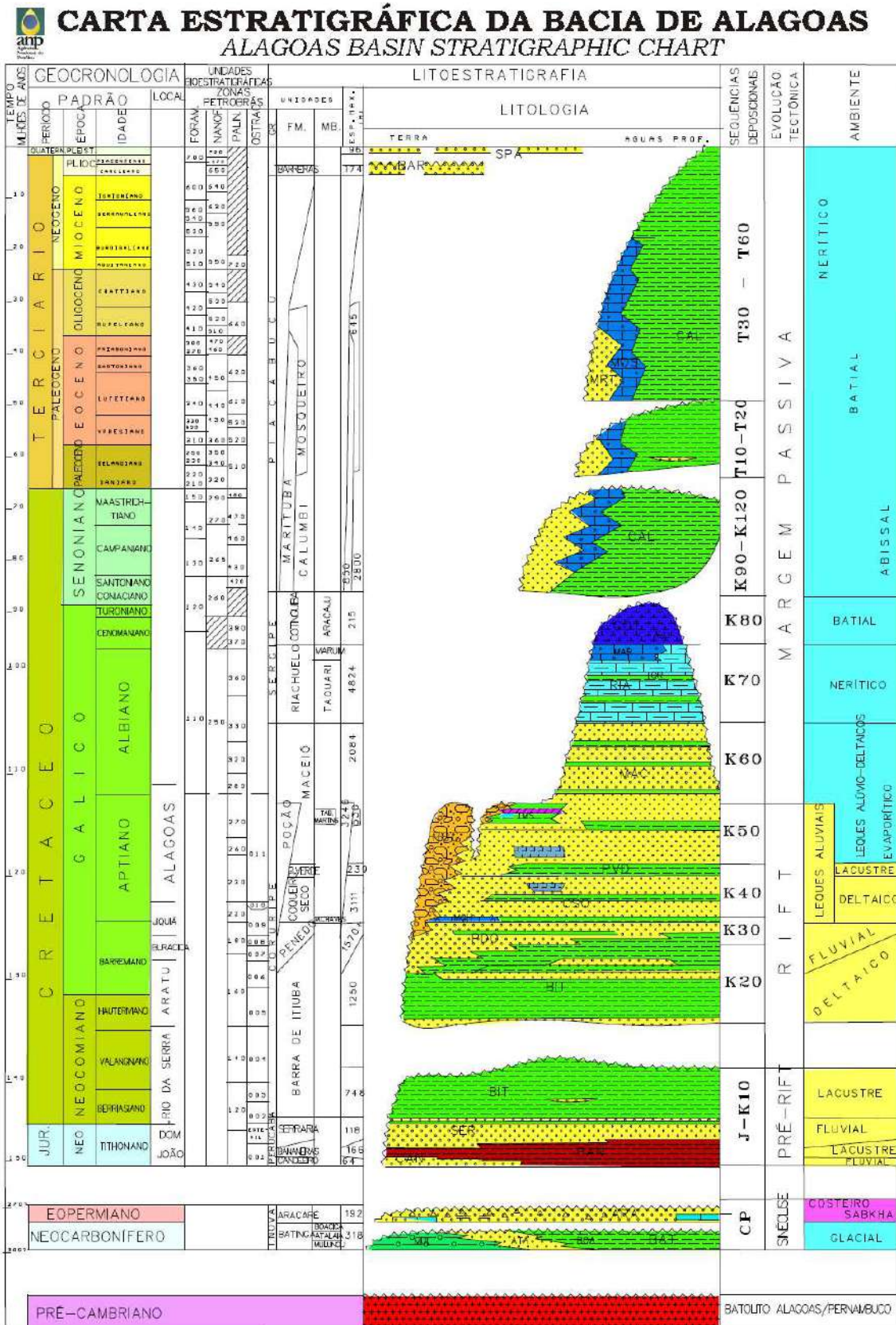


Figura 3.2: Carta estratigráfica da Sub-bacia de Alagoas. Disponível em: http://www.anp.gov.br/brasilrounds/round4/atividades_exploratorias/cartas_secoes.

Acessada em Janeiro de 2016.

As cinco principais fases (Figura 3.3) tectono-estratigráficas reconhecidas, correspondem às supersequências abaixo (Azambuja *et al*, 1998):

PERÍODO	IDADE	ANDARES LOCAIS	EVOLUÇÃO TECTÔNICA	LITOESTRATIGRAFIA	
Terciário					
CRETÁCEO	Maastrichtiano		Margem Passiva (Drifte)	Fms Mosqueiro, Marituba, Calumbi	
	Campaniano				
	Santoniano Coniaciano				
	Turoniano				
	Cenomaniano				Fm Cotinguiba
	Albiano		Transicional	Fm Riachuelo	
	Aptiano	Alagoas		Rifte	Muribeca, Maceió
		Jiquiá			Fm Poção, Ponta verde Coqueiro Sêco
	Barremiano	Buracica		Rifte	Fms Rio Pitanga, Penedo, Barra de Itiúba
		Aratu			
	Hauteriviano				
Valangiano Berriasiano	Rio da Serra				
Jurassic	Tithoniano	D. João	Pré-Rifte	Fms Serraria, Bananeiras, Candeeiro	
Permian			SAG	Fms Aracaré, Batinga	
Carbonif.					

Figura 3.3: Carta estratigráfica da Bacia de Sergipe-Alagoas. (Azambuja *et al*, 1998, Modificada)

A primeira Supersequência corresponde ao **Estágio de Sinéclise Paleozoica (SAG)** corresponde à fase do Paleozoica, em especial na sua porção sergipana que apresenta o registro sedimentar de uma bacia intracratônica do tipo sinéclise, cuja abrangência pode ter se estendido além dos atuais limites das bacias do Recôncavo/Tucano Sul, Camamu e Sergipe-Alagoas (Dias, 1991). A Sequência de Sinéclise é representada pelo Grupo Igreja Nova que engloba as unidades siliciclásticas da formação Batinga com idade neocarbonífera (Azambuja Filho *et al*.

1998) e Aracaré datada do Eopermiano (Schaller 1969). Estas duas sequências são separadas por uma discordância de idade Permo-Carbonífera (Mohriak *et al.* 1997). A Formação Batinga foi depositada em um sistema glacial com influência de processos fluviais e marinhos (Van der Ven *et al.* 1989). Já a Formação Aracaré ocorreu em um ambiente marinho raso a litorâneo associado a sistemas lacustre, eólico e de *sabkha* (Schaller *et al.* 1980 *apud* Van der Ven *et al.* 1989). O contato inferior dessas unidades, com o embasamento cristalino é marcado por uma discordância de idade Carbonífero/Cambriano (Mohriak *et al.* 1997).

A segunda Supersequência corresponde ao **Estágio Pré-rifte** onde foram depositadas as rochas correspondentes à sequência continental, denominadas formações Candeeiro, Bananeiras e Serraria, do Grupo Perucaba. Estas rochas foram depositadas num intervalo que se estendeu do Neojurássico ao Eocretáceo (Schaller, 1969). Esta deposição também ocorreu no contexto de uma sinéclise cujo depocentro, se localizava ao nordeste do Alto de Aracaju (Van der Ven *et al.* 1989). Os arenitos da Formação Candeeiro correspondem a sedimentação em ambiente fluvial entrelaçado contemporâneo e posteriormente sucedido por um sistema lacustre, que depositou principalmente pelitos avermelhados, com intercalação de arenitos e carbonatos, litoestratigraficamente correspondentes à Formação Bananeiras (Schaller, 1969). Os pelitos da Formação Bananeiras estão sobrepostos por arenitos da Formação Serraria, depositados em um sistema fluvial entrelaçado, comumente retrabalhados por sistemas eólicos. Essa sequência estratigráfica, de idade jurássica superior a cretácea inferior, repousa em discordância angular sobre os estratos paleozóicos e pré-cambrianos, caracterizando um dos mais importantes eventos tectônicos associados à formação dos *riffts* precursores da implantação da margem continental (Mohriak *et al.* 1997).

A terceira Supersequência corresponde ao **Estágio Rifte** compreendendo a deposição do sistema siliciclástico composta na base pelas formações Rio Pitanga, Penedo e Barra de Itiúba de idade hauteriviana e eoaptiana. No topo, este grupo está representado por rochas mais jovens, da Formação Coqueiro Seco e da porção inferior da Formação Maceió, depositadas entre o Eo e o Mesoaptiano. Esta sequência é representada ainda pelas formações Poção e Ponta Verde, depositadas no Aptiano (Mohriak *et al.* 1997). A Formação Morro do Chaves pertence à fase rifte da bacia, que corresponde ao estágio de subsidência mecânica. As rochas deste

estágio foram depositadas em ambiente continental e marinho restrito e abrangem os períodos do NeoBerriasiano ao EoAptiano (Campos Neto *et al.*, 2007). A primeira sequência deposicional compreende o estiramento inicial do rifte, é registrada entre o NeoBerriasiano e EoHauteriviano associada a um sistema lacustre-deltaico. A segunda sequência está relacionada aos primeiros pulsos tectônicos do rifte, com deposição de sedimentos alúvio-fluviais concomitantemente à deposição deltaica-lacustre em porções distais, iniciada durante o período NeoHeuteriviano ao NeoBarremiano. A terceira sequência pertence ao início do Aptiano, referente ao segundo pulso tectônico do rifte, com deposição de sedimentos aluviais na parte proximal da bacia e depósitos alúvio-deltaicos e lacustres na porção distal. A última sequência foi depositada no EoAptiano, no final do segundo pulso tectônico, com sedimentos alúvio-deltaicos relacionados a períodos de clima úmido, e evaporitos nos períodos de máxima aridez (Campos Neto *et al.*, 2007).

A quarta Supersequência corresponde ao **Estágio Transicional** esta deposição abrange o intervalo de tempo do Meso ao Neo-Aptiano, sendo representada litoestratigraficamente pelas formações Muribeca, na porção *onshore*, e Maceió, na porção *offshore*, que inclui duas sucessões evaporíticas importantes e o Paripueira Ibura, que representam as primeiras incursões marinhos na bacia do Oceano Atlântico Sul. (Feijó 1994). Em termos de litoestratigrafia, a Formação Muribeca (Schaller 1969) é composta por três membros: o Membro Carmópolis, na base; o Membro Ibura, na porção intermediária, e o Membro Oiteirinhos, no topo. A Formação Maceió é caracterizada por intercalações de arenitos e folhelhos depositados em sistemas de leques aluviais. Neste estágio os sistemas deposicionais já sofreriam influência marinha.

A quinta e mais nova Supersequência corresponde ao **Estágio Drifte** fase final ou da deriva (de idade aptiano superior - recente). Este estágio engloba todas as seqüências depositadas em decorrência da subsidência termal e da sobrecarga sedimentar ocorridas em uma bacia tectonicamente mais estável. Ao longo de grande parte da Margem Atlântica, o início deste estágio coincide com o início do Albiano, quando os continentes começavam a desenvolver suas plataformas continentais. A seção inferior é representada pelas formações Riachuelo e Cotinguiba (Grupo Sergipe) que foi depositada possivelmente num evento transgressivo, durante a expansão do Atlântico Sul, em condições marinhas inicialmente restritas, onde se

estabeleceram plataformas/rampas carbonáticas (Koutsoukos *et al.* 1991). Do final do Cretáceo Superior até o Presente, uma plataforma e um sistema *Slope/Basin* foram desenvolvidos e são representados respectivamente pelas Formações Mosqueiro (carbonatos), Marituba (arenitos), e Calumbi (arenitos e folhelhos). A Formação Barreiras, Cenozóico Superior, é uma cobertura sedimentar continental ao longo da costa (Azambuja *et al.*, 1998).

De forma geral o preenchimento sedimentar neopaleozoico e jurássico são muito similares ao longo das duas bacias. Por outro lado, a sequência neocomiana está bem mais desenvolvida na Bacia de Alagoas e a sequência do albiano superior ao terciário é bem mais desenvolvida na Bacia de Sergipe.

2.3 FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES

A Formação Morro do Chaves é uma sucessão carbonática, de idade Jiquiá, que ocorrem intercaladas às rochas siliciclásticas das formações Rio Pitanga e Coqueiro Seco. Os quatro principais grupos de fácies que ocorrem na formação são fan deltas associados com a borda de falha nordeste da bacia, apresentando conglomerados retrabalhados por ondas; conglomerados e arenitos com bivalves; espessas camadas de coquinas e folhelhos negros lacustres e as espessuras dos depósitos variam entre 50m a 350m, sendo as seções mais espessas relacionadas a blocos (Azambuja *et al.*, 1998).

Segundo Azambuja *et al.*, 1998 esta unidade representa um trato de sistema transgressivo de 3ª ordem e de lago alto (Figura 3.4), que ocorre na Bacia de Sergipe – Alagoas e que se sobrepõe de forma concordante às rochas siliciclásticas da Formação Penedo. O contato superior com a Formação Coqueiro Seco é gradacional, o que indica um progressivo aumento na entrada de terrígenos na bacia com estabelecimento de sistemas flúvio-deltaicos e aluviais. Variações do nível do lago foram responsáveis pela intercalação de coquinas e folhelhos. Os folhelhos foram depositados nos períodos de nível máximo, em ambientes anóxicos profundos que permitiram a preservação da matéria orgânica, ao passo que os organismos bivalves teriam vivido em águas rasas e oxigenadas, e suas carapaças retrabalhadas por ondas de tempestades responsáveis pela acumulação desses organismos em bancos e praias.

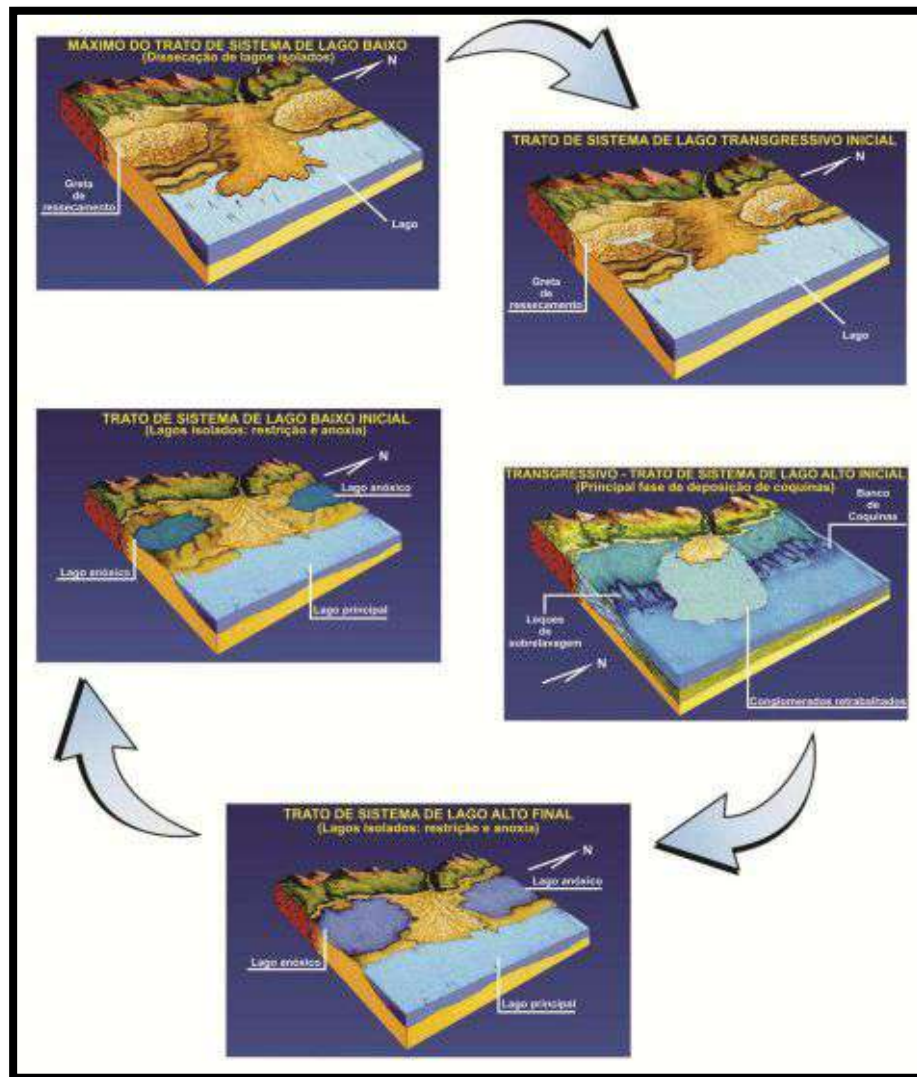


Figura 3.4: Modelo evolutivo da deposição dos carbonatos lacustres da Formação Morro do Chaves (Azambuja et al. 1998. Modificado).

A Formação Morro do Chaves foi rebaixada para Membro da Formação Coqueiro Seco por Feijó (1994), caracterizada como contendo ostracodes não-marinhos e palinórfos que indicam idade Eoaptiana. Campos Neto *et al.* (2007), no entanto, retoma a denominação de Formação atribuída por Schaller (1969) por constatar que a unidade ocorre tanto na segunda como na terceira sequência deposicional da fase rifte, indicando um período entre o neoBarremiano e eoAptiano.

Os depósitos da Formação Morro do Chaves foram formados em águas rasas de um grande lago de rifte salino a hipersalino em um sistema semi-fechado afetado por tempestades (Figueiredo, 1981). A acumulação das coquinas de bivalves ocorre em áreas marginais em condições de águas rasas e alta energia, em contexto

fisiográfico de rampa de baixo ângulo com alta influência das ondas (Platt and Wright, 1991).

CAPÍTULO 3

3 PETROFÍSICA

Petrofísica é o estudo das propriedades físicas da rocha e suas interações com fluidos que percolam este meio (gases, hidrocarbonetos e soluções aquosas). Uma rocha reservatório deve conter uma rede tridimensional de poros interligados de modo a armazenar os fluidos e permitir o movimento desses no seu interior. Sendo assim duas propriedades são de grande importância: porosidade e permeabilidade. Nelas ocorrem o armazenamento e o fluxo de fluidos. Conhecer a interação entre essas duas propriedades e as propriedades do fluido permite que se faça inferências quanto a gestão e previsão de desempenho futuro do campo petrolífero (Tiab; Donaldson, 2012).

No entanto, a relação porosidade versus permeabilidade para reservatórios carbonáticos geralmente mostram uma grande variabilidade, demonstrando que outros fatores são importantes para sua modelagem. Em geral, pode-se concluir que não há relação entre porosidade e permeabilidade em rochas carbonáticas, a menos que a distribuição de tamanho de poros esteja incluída (Lucia, 2007).

A classificação visual das formas e dos tamanhos dos poros é apenas uma estimativa, pois esta classificação depende do método de observação: quanto maior a ampliação da lente, mais espaço de poros podem ser visíveis. Um método mais confiável e bastante utilizado pela indústria é a Pressão Capilar por Injeção de Mercúrio (MICP). O tamanho do poro obtido por este método é referido como o tamanho das gargantas de poro. O tamanho das gargantas de poro é definido como espaço de ligação entre os poros maiores. Baseia-se no conceito de que espaço de ligação entre os poros maiores pode ser visualizado como quartos com portas comunicantes. As portas são as gargantas de poro que se conectam aos poros maiores, ou quartos (Lucia, 2007).

O MICP tem sido uma ferramenta viável para a caracterização de rochas reservatório há mais de 60 anos (Comiskey et al., 2011 *apud* Schmitt, 2014) baseando-se no fato de que o mercúrio possui uma fase não molhante quando em contato com a maioria de sólidos e conseqüentemente, penetra nos poros das rochas, sem que haja aplicação de pressão.

O presente trabalho propõe a caracterização das rochas de afloramento de coquinas - da Formação Morro do Chaves, da porosidade: pelo tipo de poro, conectividade da porosidade, tamanho da garganta do poro e permeabilidade, integrando duas metodologias: Porosimetria por Intrusão de Mercúrio (MICP) juntamente com a análise visual de lâminas delgadas.

O **tipo de poro** é classificado de acordo com Lucia (1983).

A **conectividade dos poros** é o que chamamos de porosidade efetiva (poros conectados); que é a fração da rocha que apresenta possibilidade de fluxo, que pode ser estimada na análise de lâminas petrográficas e pela porosidade calculada por porosímetro.

O **tamanho da garganta do poro** representa a conexão entre os poros, e determina a **pressão capilar** necessária para haver fluxo de fluidos. Quanto menor o tamanho da garganta do poro, maior a pressão necessária para haver fluxo. Os valores de distribuição de tamanho de poro, tamanho de garganta de poro e a pressão capilar são apresentados pelos gráficos e tabelas feitos pelos ensaios da Schulumberger conforme será apresentado no capítulo 4, realizado pela técnica de MICP.

A **permeabilidade** é o quanto a rocha permite o fluxo de fluido o que é como uma constante que relaciona a taxa de fluxo com a queda de pressão ao longo de uma distância porosa interconectada, sendo medida em milidarcy (mD).

3.1 POROSIDADE

A porosidade ϕ é o parâmetro físico associado ao espaço disponível para o armazenamento de fluidos em um meio poroso. É definida como a razão entre o volume de vazios V_{vazios} e o volume total V_{Bulk} de um corpo sólido (Tiab, Donaldson, 2004):

$$\phi = \frac{V_{Vazios}}{V_{Bulk}} \cdot 100 \quad (3)$$

O volume total do material (V_{Bulk}) é dado pela soma do volume de poros V_{Vazios} e do volume da parte sólida $V_{Sólidos}$:

$$V_{Bulk} = V_{Vazios} + V_{Sólidos} \quad (4)$$

De acordo com a interconexão entre os poros, dois tipos de porosidade descritos:

Absoluta: Quando todos os poros presentes na amostra são considerados, estejam ou não interconectados.

Efetiva: Se apenas os poros conectados entre si e com a superfície são considerados. A porosidade efetiva é definida como a relação entre o volume poroso interconectado e o volume total do meio. Este é, por exemplo, é um dos parâmetro de interesse na indústria do petróleo, para que se possa estimar o volume máximo que pode conter um reservatório.

Já na geologia, a porosidade é classificada de acordo com sua origem e formação, definindo-se assim porosidade primária e porosidade secundária (Tiab, Donaldson, 2004):

Primária (ou deposicional): É formada durante a deposição dos sedimentos, podendo ser inter ou intragranular. Esse tipo de porosidade tende a diminuir com o soterramento, pelo efeito da compactação mecânica e da diagênese.

O material detrítico ou orgânico pode acumular-se de tal forma que espaços vazios (poros) são deixados entre os grãos de areia ou fragmentos de conchas, por exemplo;

Secundária: Desenvolve-se após a deposição, geralmente como resultado da dissolução de minerais, fraturamento, re-deposição ou cimentação. A porosidade primária é mais comum em arenitos, enquanto a secundária ocorre com mais frequência nas rochas carbonáticas. As fraturas podem aumentar consideravelmente o volume de vazios das rochas. Em reservatórios areníticos e carbonáticos as fraturas podem contribuir para o aumento da conectividade dos poros, enquanto nos folhelhos, rochas ígneas e metamórficas as mesmas respondem por quase toda a porosidade. O tamanho dos poros pode variar desde valores da ordem de nanômetros até milímetros, resultado da soma das interações acima descritas.

3.2 PERMEABILIDADE

Além da quantificação do volume poroso, é importante saber se o fluido armazenado pode ser extraído de uma microestrutura porosa. A permeabilidade é a propriedade que se refere à capacidade de um meio poroso permitir o fluxo de fluidos. Quando apenas um fluido preenche o espaço poroso tem-se a permeabilidade intrínseca (k), ou permeabilidade absoluta, como é mais conhecida na indústria do petróleo (Tiab, Donaldson, 2004). O movimento do fluido só é possível através dos poros interconectados.

O fluxo de um fluido em um meio poroso pode ser expresso pela Lei de Darcy. O engenheiro francês Henry Darcy, em 1856, descreveu uma relação empírica para a permeabilidade onde a vazão volumétrica é diretamente proporcional à área transversal de uma amostra e à diferença de pressão aplicada, e inversamente proporcional ao comprimento da amostra. Considerando-se uma amostra na horizontal (Figura 3), de comprimento l , área transversal A_t e escoamento unidirecional a baixas velocidades, a Lei de Darcy assume a forma:

$$Q = \frac{K A_t}{\mu} \cdot \left(\frac{\Delta T}{l}\right) \quad (5)$$

Onde:

k = permeabilidade,

μ = a viscosidade do fluido

Δp = diferença de pressão entre a entrada (p_e) e a saída (p_s) de fluido.

l = comprimento.

A_t = Área transversal.

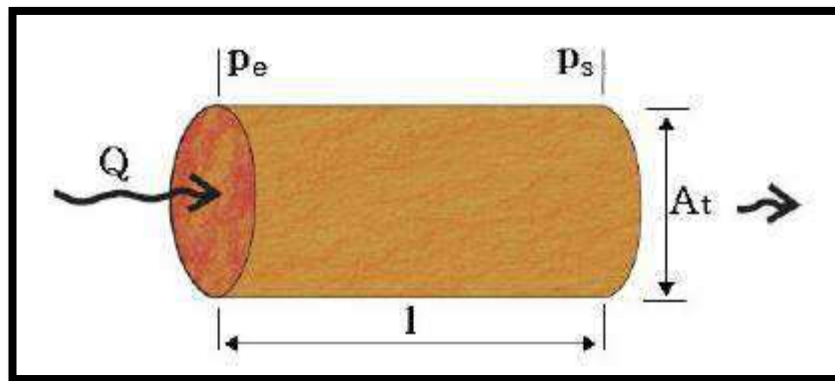


Figura 3: Esquema de um fluido escoando em uma amostra cilíndrica e porosa (Tiab, Donaldson, 2012).

A **permeabilidade absoluta** é uma característica intrínseca do meio poroso em transmitir fluidos.

A permeabilidade intrínseca ou absoluta é uma propriedade que independe do fluido que preenche o espaço poroso. Ela está relacionada apenas à estrutura porosa. De acordo com o Sistema Internacional de Unidades (SI), a permeabilidade é expressa em metros quadrados. Mas, normalmente, a permeabilidade recebe a unidade de Darcy [D], sendo 1D equivalente a $0.987 \times 10^{-12} \text{m}^2$.

Quando mais de um fluido preenche os poros de um material, a presença das demais fases interfere no escoamento de uma fase fluida. Denomina-se

permeabilidade relativa a capacidade de escoamento de uma fase fluida em presença de outras fases. É uma característica tanto do meio quanto da influência das demais fases no escoamento de um fluido.

O conhecimento quantitativo da permeabilidade é de fundamental importância para o estudo em armazenamento geológico de fluidos no meio rochoso e simulações em poços de hidrocarboneto na estimativa a nível de produtividade e a possível avaliação do seu comportamento quando se refere a fluxo de fluido em meios tortuosos.

3.3 CLASSIFICAÇÃO PETROFÍSICA DAS ROCHAS CARBONÁTICAS (SEGUNDO LUCIA)

Segundo Lucia (2007) para as rochas siliciclásticas a permeabilidade e porosidade são controladas ,principalmente, pela textura deposicional, enquanto nos carbonatos a textura diagenética é determinante para a distribuição das propriedades petrofísicas, resultando em um sistema de poros com alta variação, devido aos intensos processos de dissolução, recristalização e cimentação que afetam os carbonatos desde a diagênese inicial.

A complexidade e a variabilidade dessas rochas, além da forte ação da diagênese, sempre dificultaram a criação de uma classificação que abrangesse todo o espectro de rochas carbonáticas existente (Terra *et al*, 2010). A classificação de rochas carbonáticas sempre foi um desafio da sedimentologia dos carbonatos e por este motivo existem diversas classificações para estas rochas.

Para este trabalho a classificação utilizada e considerada mais adequada foi a de Lucia (1983). A base da classificação de Lucia é o conceito de que a distribuição de tamanhos de poros dentro das rochas controla a permeabilidade e saturação destas, e a distribuição de poros está relacionado à trama da rocha.

A classificação petrofísica dos carbonatos apresentada por Lucia, 1983 (Figura 3.1) enfatiza aspectos petrofísicos de espaço poroso do carbonato. Comparando descrições da trama da rocha com medições de laboratórios de porosidade, permeabilidade, capilaridade, e valores do coeficiente de cimentação (m), Lúcia (1983) demonstrou que a divisão mais útil dos tipos de poro do espaço localizado entre

os grãos ou cristais chamados de porosidade interpartícula e todos os demais espaços porosos classificados como porosidade vugular. A porosidade Vugular foi subdividida por Lucia (1983) em dois subgrupos com base na conectividade destes: (1) vugs separados interligados apenas através da rede de poros interpartículas e (2) os vugs que formam um sistema de poros interligados chamados de Touching Vug.

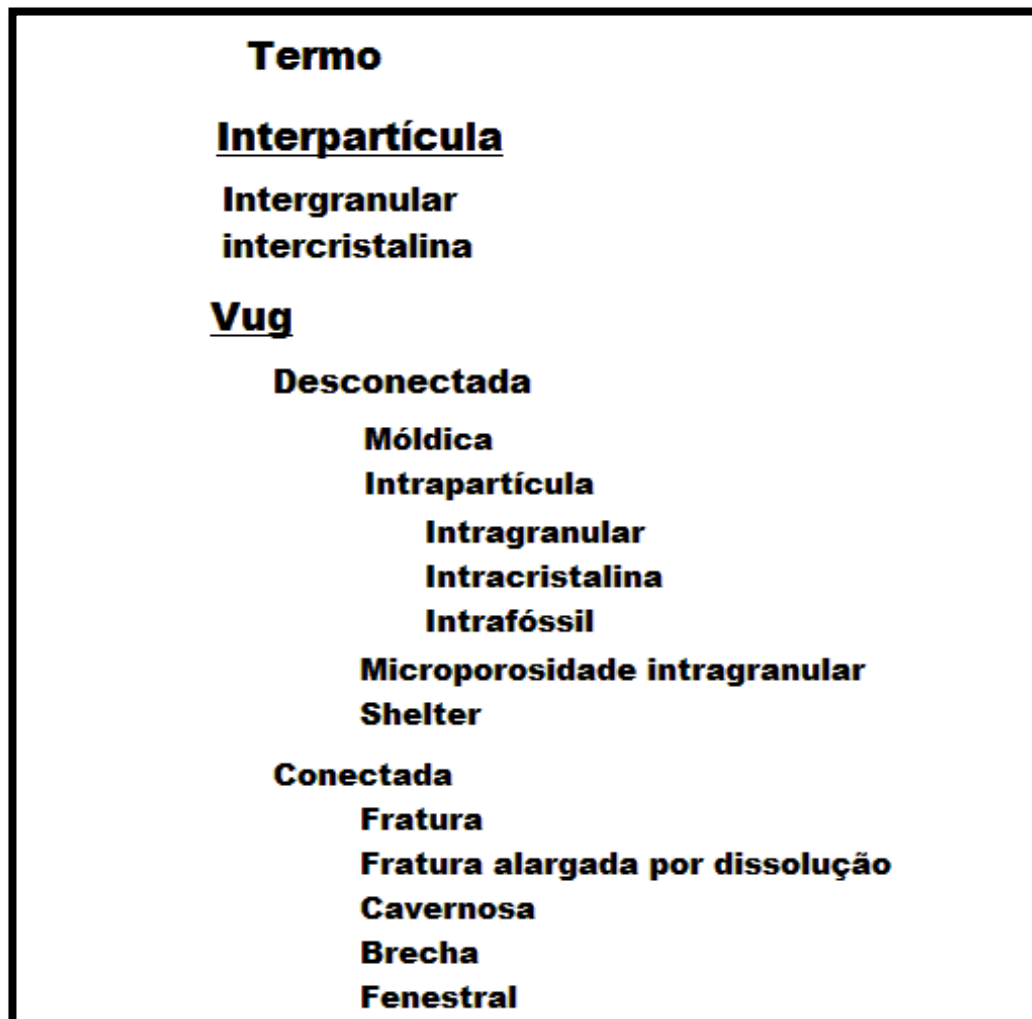


Figura 3.1: Terminologia de porosidade proposta por Lucia (1983).

3.4 PRESSÃO CAPILAR POR INJEÇÃO DE MERCÚRIO.

A técnica de Injeção de Mercúrio se baseia no fato de que este se comporta como um fluido não-molhante em relação à maioria das substâncias. Por consequência, não penetra espontaneamente em pequenos poros ou fissuras destes materiais a menos que se aplique uma pressão sobre ele. Se a amostra de um sólido poroso é encerrada num recipiente dotado de um capilar (penetrômetro), sendo feito o vácuo sobre a mesma e sendo preenchido o recipiente e o capilar com mercúrio, ao se aumentar a pressão exercida sobre o líquido, este penetrará nos poros da amostra reduzindo seu nível no capilar.

A porosimetria de mercúrio é baseada na lei capilar que regula a penetração de líquido em pequenos poros. Partindo do princípio de poros cilíndricos, o tamanho das gargantas dos poros pode ser calculado a partir da equação Washburn:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (6)$$

Onde:

r = Raio de abertura dos poros.

P_c = Pressão Capilar.

σ = Tensão Superficial do mercúrio.

Θ = Ângulo de contato do mercúrio com o ar.

A tensão superficial do mercúrio é 485 dines / cm e o ângulo de contato do mercúrio com o ar sobre a rocha varia segundo a composição da rocha, no entanto, 130 ° é geralmente aceito pela indústria sendo assim utilizado para a análise de dados. A aplicação de dados de pressão capilar a condições sub-superficiais exige a conversão de dados de pressão capilar para dados de sub-superfície de hidrocarbonetos em água e / ou pressão capilar de água-gás. Conversões de pressão do sistema de um fluido para os outros são calculados utilizando neste caso a fórmula:

$$P_{C(g/w)} = \frac{(\sigma \cos \theta)(g/w)}{(\sigma \cos \theta)(m/a)} \cdot P_{C(m/a)} \quad (7)$$

Onde:

$P_{C(g/w)}$ = Pressão capilar para o sistema gás-salmoura.

$P_{C(m/a)}$ = Pressão capilar para o sistema mercúrio-ar.

$\sigma \cos \theta(m/a)$ = Tensão de superfície de contato mercúrio-ar.

$\sigma \cos \theta(g/w)$ = Tensão de superfície de contato salmoura-ar.

Para o ângulo de contato do sistema ar/salmoura o valor utilizado foi de 0 grau e a tensão superficial de 72 dynes/cm.

O valor da altura acima da água livre foi calculado utilizando a seguinte equação:

$$H = \frac{P_{C(m/a)}(\sigma \cos \theta)_R}{(\sigma \cos \theta)(m/a)(\rho_w - \rho_h)} \quad (8)$$

Onde:

$P_{C(m/a)}$ = Pressão capilar para o sistema mercúrio-ar.

$\sigma \cos \theta(m/a)$ = Tensão de superfície de contato salmoura-ar.

$(\sigma \cos \theta)_R$ = Tensão de superfície de contato com o reservatório.

ρ_w = Gradiente de densidade da água do reservatório

ρ_h = Gradiente de densidade do hidrocarboneto.

Gradiente de densidade típica da água é 0,434 psi / ft, gradiente de densidade do petróleo é 0,346 psi / ft, e gradiente de densidade do gás é 0,100psi / ft. Gradiente de densidade pode ser calculada, se a densidade do fluido do reservatório é conhecida.

CAPÍTULO 4

4 RESULTADOS

Como resultados iniciais obtivemos as descrições das lâminas delgadas com o propósito de realizar a uma caracterização da porosidade ocorrida nas amostras. Trabalhou-se a caracterização de 5 amostras utilizando a classificação de Lucia (1983), além dos dados obtidos pela Injeção de Mercúrio (Tabela 4) e análise dos dados de porosidade e permeabilidade.

Tabela 4 Quadro de resultados MICP (Relatório Schlumberger)

PET	Tamanho médio das gargantas (micron)	Tipos de garganta			Pressão de entrada de Hg/Ar (psi)	Pressão de entrada de Ar/Brine (psi)
		Microporos	Mesoporos	Macroporos		
		Dia < 1µm (%PV)	1-3 µm (%PV)	Dia > 3 µm (%PV)		
1	0.995	53.1	36.2	10.7	35.33	8.16
5	1.278	42.6	38.7	18.7	26.93	6.22
6	2.250	25.1	39.8	35.1	28.33	6.54
8	0.312	95.1	4.9	0.0	141.06	32.58
9	0.569	63.2	24.2	12.6	32.97	7.61

Os diferentes métodos utilizados apresentam ótima correlação dos dados. A porosidade microscópica estimada apresenta valores mais otimistas, o que já era esperado, demonstrando a necessidade da combinação de métodos. A medição feita por porosímetro é o método mais confiável. Os dados podem ser melhor visualizados abaixo.

Para a descrição das amostras foram utilizadas lentes com aumento de 2,5. As medidas de porosidade efetiva foram realizadas pelo laboratório da Schlumberger e as análises e descrições de lâminas foram realizadas no laboratório LAGESED-UFRJ como parte das minhas análises.

O gráfico de Porosidade versus Permeabilidade (Figura 4) evidencia um aumento de permeabilidade em relação ao aumento de porosidade.

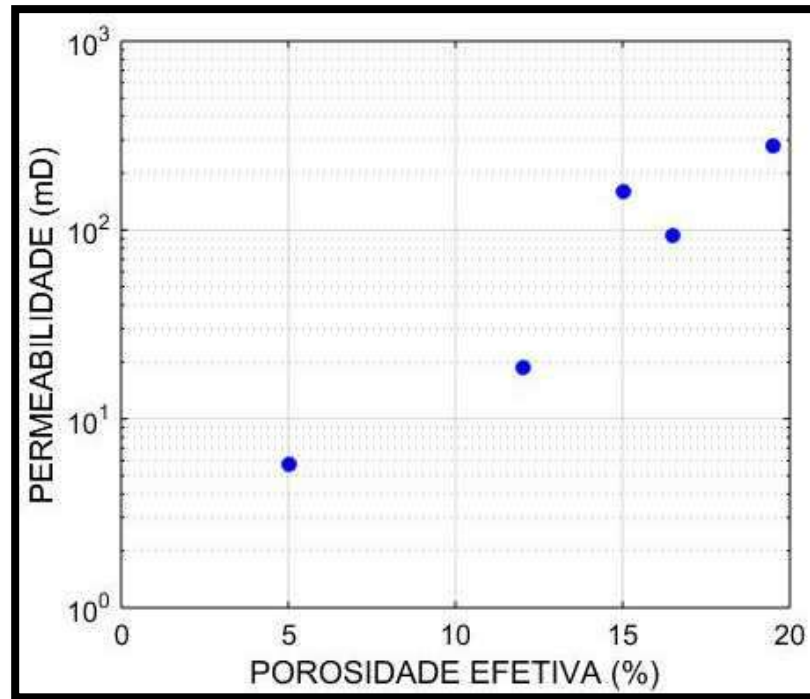


Figura 4: Gráfico Permeabilidade x Porosidade.

PET 01 (Figuras 4.1 e 4.2)

Descrição: Amostra de composição calcária constituída por bioclastos; apresenta bastante fragmentação, seleção pobre (apresentando diversas granulometrias). Ocorre cimentação

Porosidade Microscópica estimada: 15%.

Porosidade Efetiva (porosímetro): 11,7%.

Principais tipos de porosidade: IntragranularMóldica, Interpartícula, e poucas fraturas.

Tamanho médio das Gargantas de Poro (Saturação de Hg em 50%): 0,995 micron.

Permeabilidade: 18,6 mD.

OBS: Boa porosidade. Nas zonas que apresentam maior fragmentação (de origem sedimentar ou diagenética) ocorre maior dissolução, que faz com que a porosidade aumente, podendo ocorrer pequenas fraturas apresentando dissolução ao longo destas.

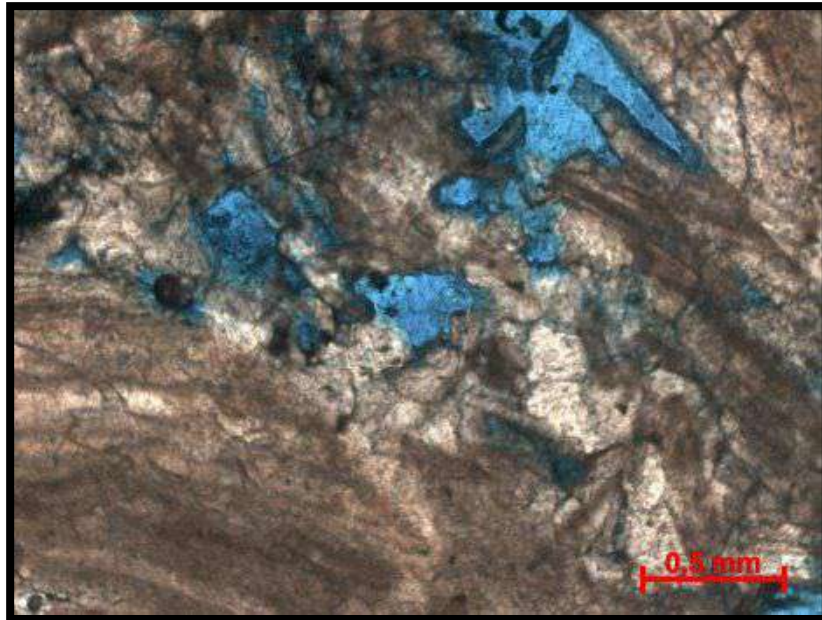


Figura 4.1: Lâmina da amostra Pet – 01 - Porosidade móldica.



Figura 4.2: Lâmina da amostra Pet – 01 - Porosidade intragranular.

A amostra PET-01 (Figura 4.3) apresenta uma grande região de microporosidade interconectada importante. Os picos de saturação de mercúrio ocorrem na região de mesoporos o que indica que o maior teor de fluido nessa amostra estaria localizado na região mesoporosa, segundo a curva de embebição para as condições de saturação.

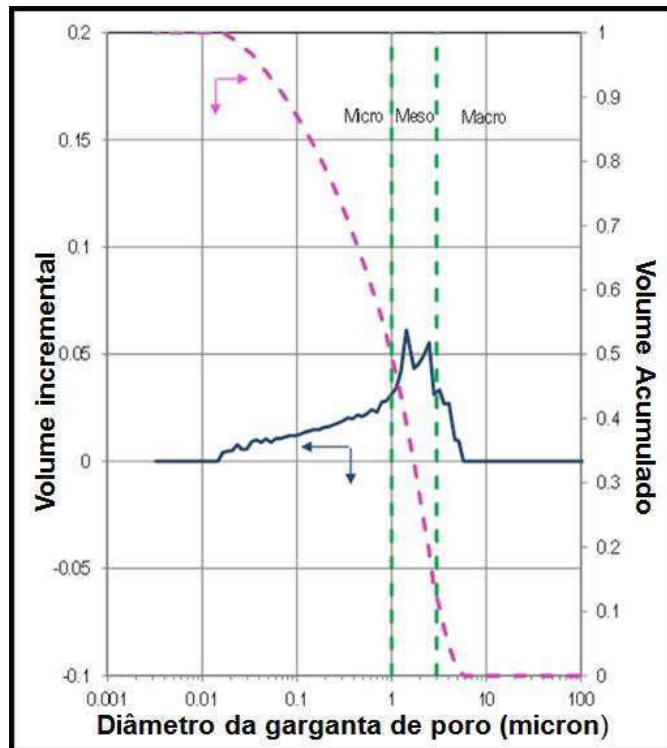


Figura 4.3: Gráfico de distribuição de tamanho de gargantas de poros da amostra PET – 01.

PET 05 (Figuras 4.4 e 4.5)

Descrição: Amostra de composição calcária constituída por bioclastos; apresenta bastante fragmentação, má seleção (apresentando diversas granulometrias). Ocorre cimentação.

Porosidade Microscópica estimada: 15%.

Porosidade Efetiva (porosímetro): 15,3%.

Principais tipos de porosidade: IntragranularMóldica, Interpartícula, e poucas fraturas apresentando dissolução ao longo.

Tamanho médio das Gargantas de Poro (Saturação de Hg em 50%): 1,506 micron.

Permeabilidade: 160 mD.

OBS: Boa porosidade e permeabilidade. A porosidade se concentra na zona de maior fragmentação. Ocorrem pequenas fraturas apresentando dissolução ao longo da fratura.

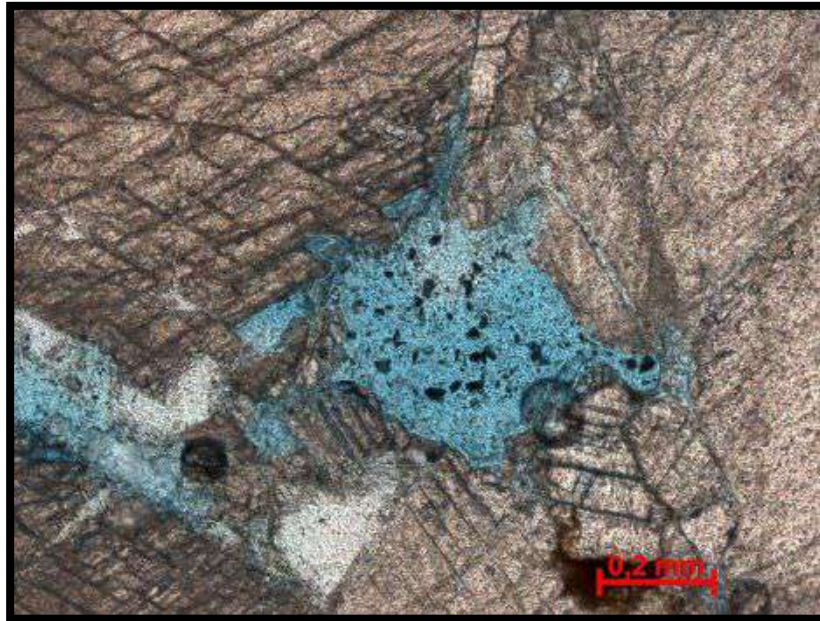


Figura 4.4: Lâmina da amostra Pet – 05 - Porosidade móldica.

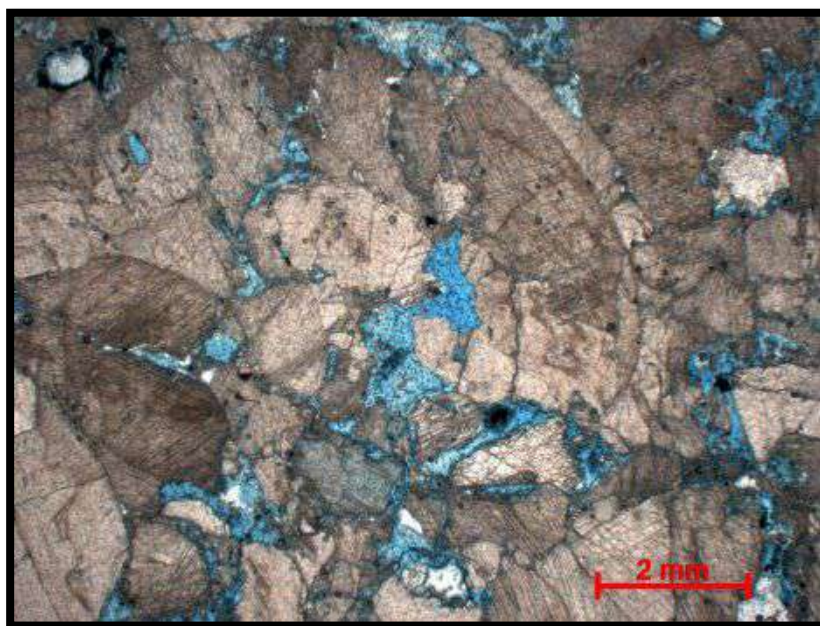


Figura 4.5: Lâmina da amostra Pet – 05 - Porosidade intergranular

A amostra PET-05 (Figura 4.6) apresenta uma região significativa de microporosidade interconectada. Os maiores picos de saturação de mercúrio ocorrem na região de mesoporos chegando a valores de 0,6 nas condições de mesoporos. O pico na região transicional de meso e macroporosidade com boa interligação

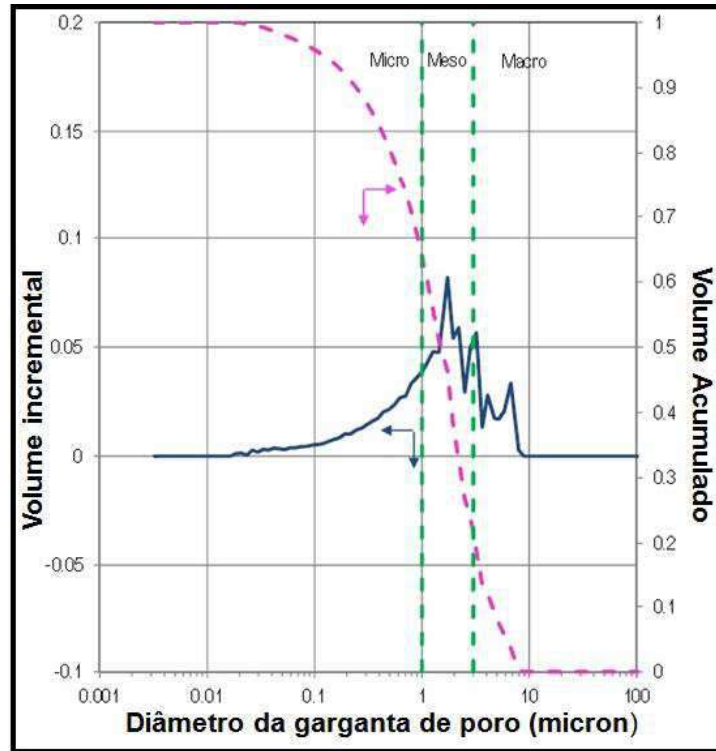


Figura 4.6: Gráfico de distribuição de tamanho de gargantas de poros da amostra PET – 05.

PET 06 (Figuras 4.7 e 4.8)

Descrição: Amostra de composição calcária constituída por bioclastos; apresenta bastante fragmentação, má seleção (apresentando diversas granulometrias). Ocorre cimentação.

Porosidade Microscópica estimada: 25%.

Porosidade Efetiva (porosímetro): 19,5%.

Principais tipos de porosidade: Intragranular/Móldica, Interpartícula.

Tamanho médio das Gargantas de Poro (Saturação de Hg em 50%): 2,250 micron.

Permeabilidade: 282 mD.

OBS: Boa porosidade e permeabilidade. Presença de vugs não conectados.

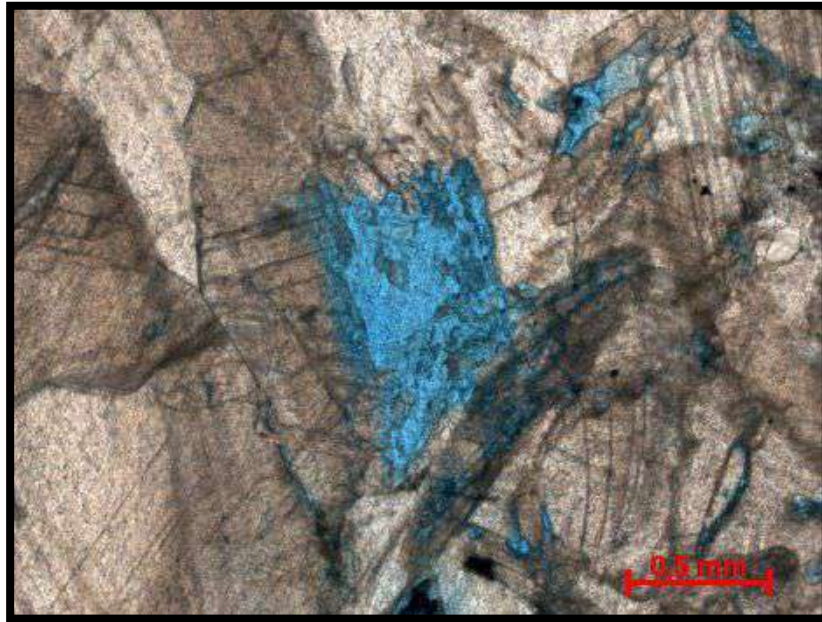


Figura 4.7: Lâmina da amostra Pet – 06 - Porosidade intergranular.

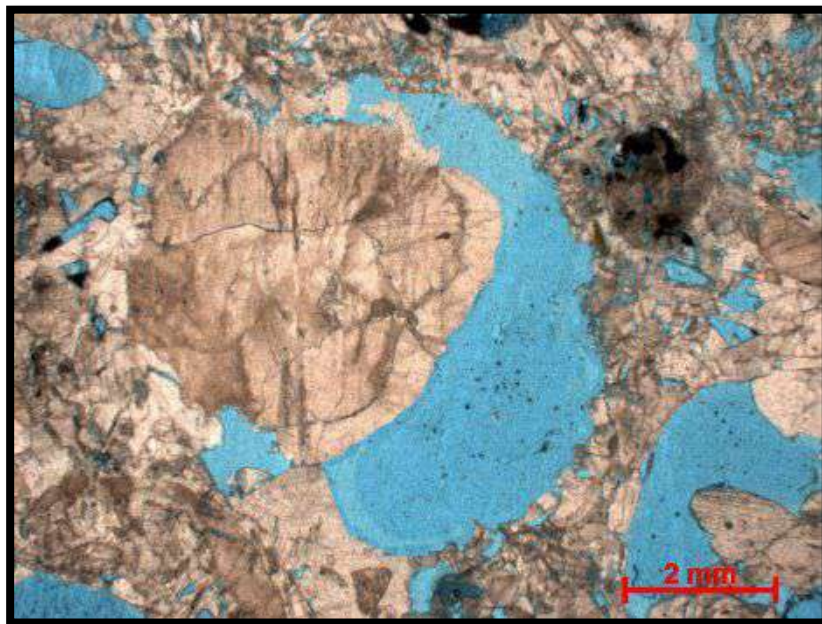


Figura4.8: Lâmina da amostra Pet – 06 - Porosidade mólida.

A amostra PET-06 (Figura 4.9) apresenta uma grande região de microporosidade interconectada importante, os maiores picos de saturação de mercúrio ocorrem na região de mesoporos o que indica que o maior incremento de fluido nessa amostra está localizado na região de mesoporosidade, picos significativos

também ocorrem na região de interseção de meso e macroporosidade mostrando boa interconexão entre estes três tipos de porosidade.

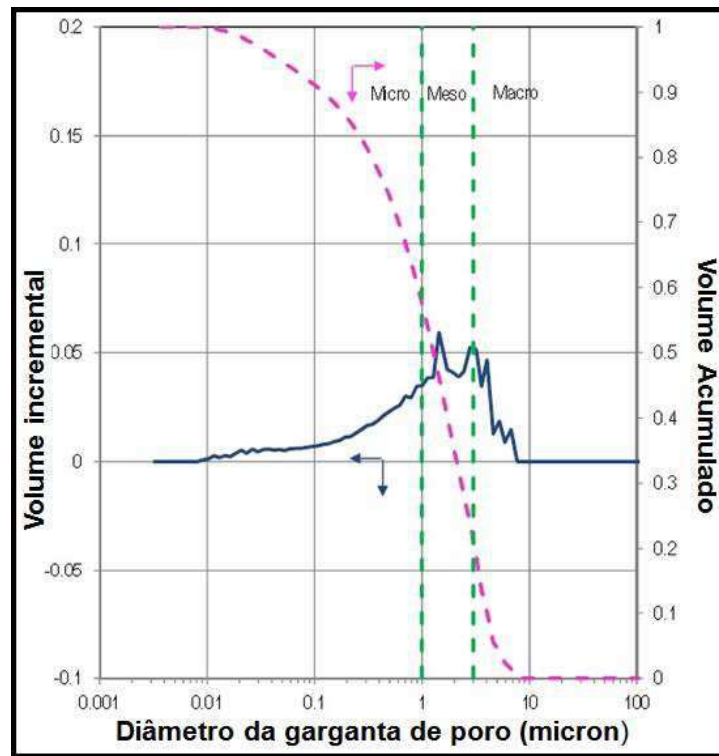


Figura 4.9: Gráfico de distribuição de tamanho de gargantas de poros da amostra PET – 06.

PET 08 (Figuras 4.10 e 4.11)

Descrição: Amostra de composição calcária constituída por bioclastos; apresenta bastante fragmentação, seleção má (apresentando diversas granulometrias), ocorre cimentação. Apresenta matriz formada principalmente por quartzo e feldspato e também em menor proporção aparecem pequenos litoclastos.

Porosidade Microscópica estimada: 5%.

Porosidade Efetiva (porosímetro): 5,11%.

Principais tipos de porosidade: fraturas e intergranular.

Tamanho médio das Gargantas de Poro (Saturação de Hg em 50%): 0,312 micron.

Permeabilidade: 5,8 mD.

OBS: Diferente das demais amostras, a porosidade é baixa. Ocorrem alguns vugs separados. Apresenta uma grande fratura/estilolito com dissolução ao longo.



Figura 4.10: Lâmina da amostra Pet – 08 – Porosidade intergranular.

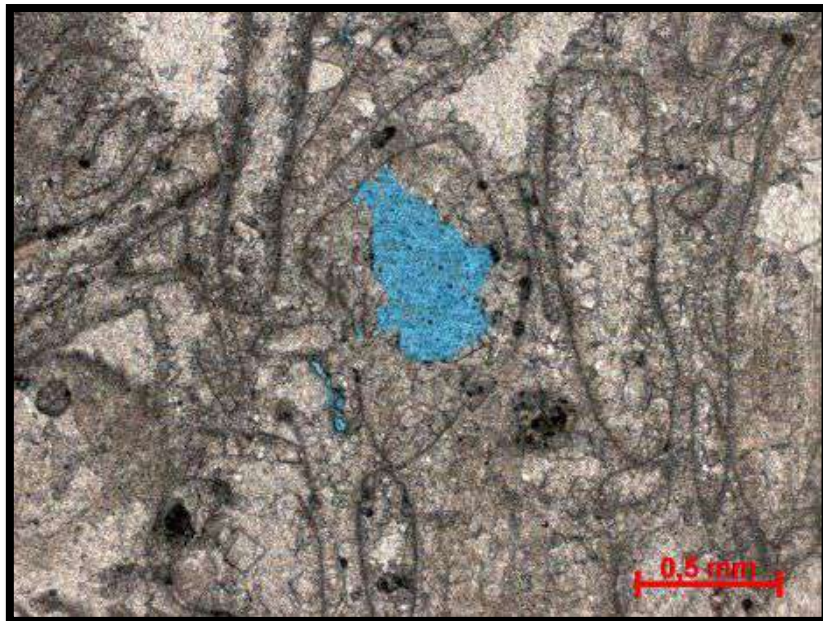


Figura 4.11: Lâmina da amostra Pet – 08 – Porosidade móldica.

A amostra PET-08 (Figura 4.12) apresenta o pico de saturação de mercúrio na região de microporos e quase nenhuma ou nenhuma meso e macroporosidade, logo a microporosidade seria neste caso a porosidade para condições produzíveis o que pode ser calculado com a correlação de microtomografia.

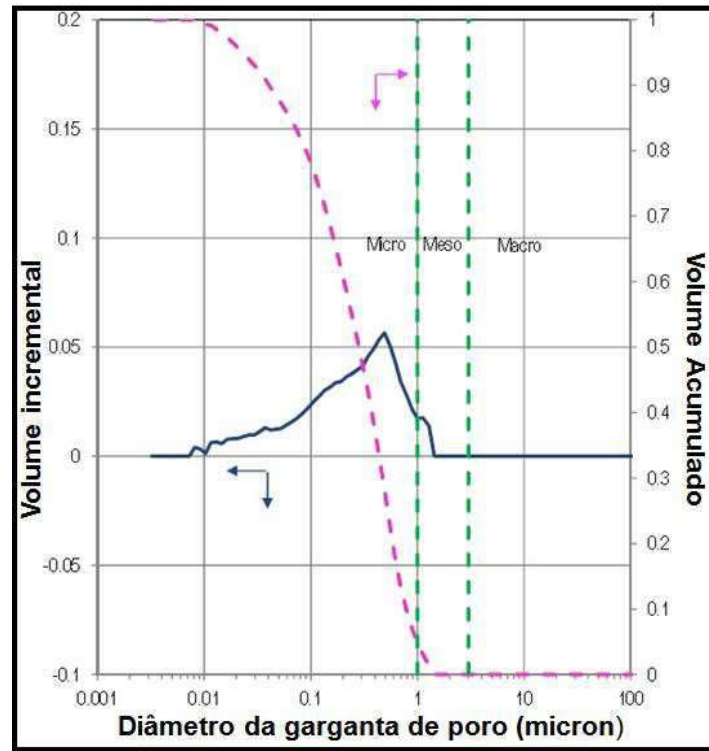


Figura 4.12: Gráfico de distribuição de tamanho de gargantas de poros da amostra PET – 08.

PET 09 (Figuras 4.13 e 4.14)

Descrição: Amostra de composição calcária constituída por bioclastos; apresenta bastante fragmentação, seleção regular, ocorre cimentação.

Porosidade Microscópica estimada: 15%.

Porosidade Efetiva (porosímetro): 16,51%.

Principais tipos de porosidade: Intragranular/Móldica, Interpartícula.

Tamanho médio das Gargantas de Poro (Saturação de Hg em 50%): 0,569 micron.

Permeabilidade: 94,1 mD.

OBS: Coloração diferente das demais.

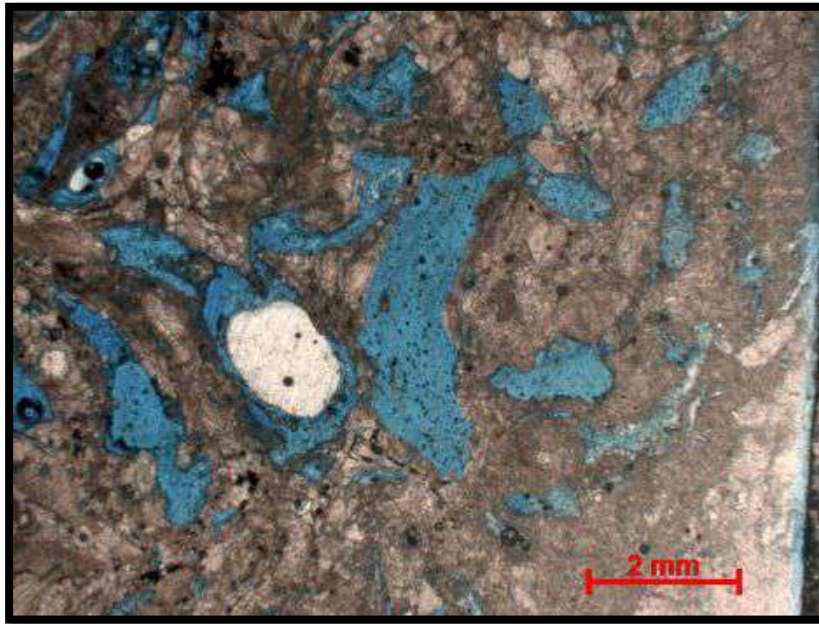


Figura 4.13: Lâmina da amostra Pet – 09 – Porosidade móldica

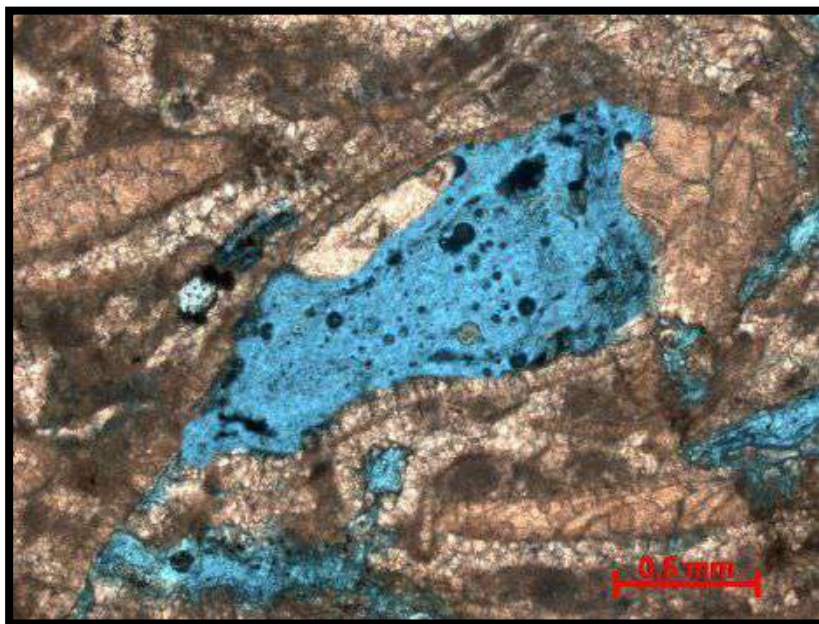


Figura 4.14: Lâmina da amostra Pet – 09 – Porosidade móldica

A amostra PET-09 (Figura 4.15) apresenta uma distribuição homogênea de estrutura porosa com picos ocorrendo em todas as regiões o que indica que para esta amostra todas porosidades contibuem para a produtividade.

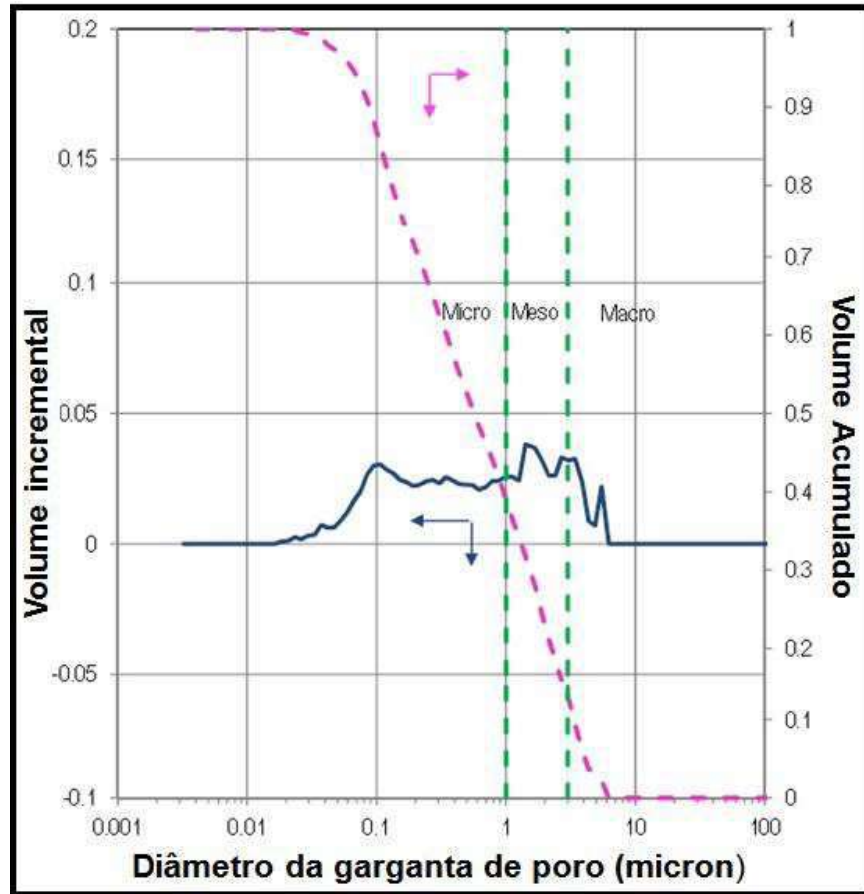


Figura 4.15: Gráfico de distribuição de tamanho de gargantas de poros da amostra PET – 09.

CAPÍTULO 5

5 Conclusão

Comparando todas as amostras, pode-se concluir que, para a variação de porosidade microscópica estimada foi entre 5% a 25%, em um porosímetro a porosidade efetiva obtida variou entre 5% a 15%, a permeabilidade varia entre 5,8 mD e 282 mD. A porosidade e a permeabilidade das coquinas foram classificadas de boa a excelente, com exceção da amostra Pet – 08 que apresenta baixos valores de porosidade e permeabilidade. O tamanho médio das gargantas de poro mínimo foi de 0,312 micron e o máximo de 2,250 micron, com porosidade intragranular/moldica, interpartícula e fissuras e raras fraturas. É possível notar que nas zonas em que ocorre maior fragmentação das partículas ocorre também maior dissolução e conseqüentemente maior porosidade nessas zonas.

Na maioria das amostras analisadas a estrutura que apresenta maior acúmulo de fluido está na região de mesoporos ocorrendo interseção entre meso e macroporos. A região de microporosidade é fortemente relevante e pode ser considerada uma região onde pode ocorrer um acúmulo de fluidos significativo. A amostra PET-08 é a que apresenta menor porosidade e permeabilidade. A estrutura porosa principal que ocorre nessa amostra é a microporosidade ocorrendo pouca estrutura mesoporosa e nenhuma macroporosa. Essa distribuição provavelmente juntamente à baixa porosidade dificulta o fluxo nesta rocha justificando a baixa permeabilidade.

CAPÍTULO 6

6 Bibliografia

ARCHIE, G. E.: **The electrical Resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics**, Petroleum Transactions of the AIME, 146, 54-62, 1942.

AZAMBUJA, N.C., ARIENTI, L.M., CRUZ, F.E.G. **Guidebook to the Rift-Drift Sergipe- Alagoas, Passive Margin Basin, Brazil**. In: THE AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION. 1998, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: AAPG, 1998. p.113, 1998.

BELILA, A. M. P. **Caracterização petrofísica dos carbonatos da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas** Dissertação (Mestrado em Geociências e Recursos Naturais) – Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, UNICAMP – Campinas, SP: [s.n.], 2014. Boletim de Geociências Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p.405–415, 2007.

CAMARA, R.N. **Caracterização petrofísica de coquilhas da Formação Morro do Chaves (Barremiano/Aptiano), intervalo Pré-Sal da Bacia de Sergipe- Alagoas**. 112f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

CAMPOS NETO, O.P.A.; LIMA, W.S.; CRUZ, F.E.G. **Bacia de Sergipe-Alagoas**.

DIAS, J.L. **Análise estratigráfica e evolução da fase rift nas bacias das margens leste e sudeste do Brasil**. Dissertação de mestrado, UFRJ, 145 pp, 1991.

FEIJÓ, F.J. 1994. **Bacias de Sergipe e Alagoas**. Boletim de Geociências da Petrobras, v.8, n.1, p.149-161.

FIGUEIREDO, A. M. F. **Depositional Systems in the Lower Cretaceous Morro do Chaves and Coqueiro Seco Formations, and their Relationship to Petroleum Accumulations, Middle Rift Sequence, Sergipe–Alagoas Basin, Brazil**. 275 p. Austin. Tese de Doutorado – The university of Texas in Austin. **Geologia e Exploração**. Boletim de Geociências da PETROBRÁS, Rio de Janeiro, v.3, n°.4, p. 307-319, 1981.

KINOSHITA, E.M. **Modelagem sísmica-geométrica de fácies dos carbonatos lacustres do Mb. Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 18, n. 2, p. 249-269, 2010.

KOUTSOUKOS, E. A. M., MELLO, M. R., AZAMBUJA FILHO, N. C., HART, M. B. and J. R., MAXWELL, **the upper Aptian–Albian succession of the Sergipe Basin, Brazil: and integrated paleoenvironmental assessment**: AAPG Bulletin, v. 75, n. 3, 479–498, 1991.

LUCIA, F.J. **Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space.** Society of Petroleum Engineers, Journal of Petroleum Technology, p.629-637, 1983.

LUCIA, F.J.: **Carbonate Reservoir Characterization.** 2nd ed. Springer-Verlag, New York, USA, 226 pp, 2007.

MOHRIAK, W. U., M. Bassetto, and I. S. Vieira, **Tectonic evolution of the rift basins in the northeastern Brazilian region:** 5th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Expanded Abstracts, v. 1, p. 4–7, 1997.

MOHRIAK, W. U., M. R. Mello, M. Bassetto, I. S. Vieira, and E. A. M. Koutsoukos. **Crustal architecture, sedimentation, and petroleum systems in the Sergipe–Alagoas Basin, northeastern Brazil,** in M. R. Mello and B. J. Katz, eds., Petroleum systems of South Atlantic margins: AAPG Memoir 73, p. 273–300, 2000.

PLATT, N.H., WRIGHT, V.P. **Lacustrine carbonates: facies models, facies distributions and hydrocarbon aspects.** In: Anadon, P., Cabrera, L., Kelts, K. (Eds.), Lacustrine Facies Analysis International Association of Sedimentologists. Special Publication 13, 57–74, 1991.

RANCAN, C.C.; LIRA, F.S.; NISHIMURA, E.M.; ARAÚJO, A.L.N. **O soerguimento do domínio Macururé e sua influência na sedimentação turbidítica no Cretáceo Superior da Sub-bacia de Sergipe, Bacia de Sergipe-Alagoas.** Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.17, n.21, p.45-67, 2008.

SCHALLER, H. **Revisão estratigráfica da Bacia de Sergipe / Alagoas.** Boletim Técnico da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 12, n. 1, p. 21-86, 1969.

SCHIMITT, M. **Pore Structure Characterization of Low Permeability Rocks.** Tese Doutorado (Universidade Federal de Santa Catarina) – Programa de Pós-Graduação em Ciência e engenharia de Materiais. UFSC – Santa Catarina – SC – 2014.

Schlumberger, 2013, **Routine Core Analysis and Formation Factor,** Confidential Report prepared for Universidade Federal do Rio de Janeiro, Setembro, 2013.

Schlumberger. 2014b. **Mercury Injection Capillary pressure,** report prepared for UFRJ,

TERRA G. J. S., SPADINI A. R., FRANÇA A. B., SOMBRA C. L., ZAMBONATO E. E., JUSCHAKS L. C. S., ARIENTI L. M., ERTHAL M. M., BLAUTH M., FRANCO M. P., MATSUDA N. S., SILVA N. G. C., MORETTI JUNIOR P. A., D’AVILA R. S. F., SOUZA R. TONNETTO S. N., ANJOS S. M. C., CAMPINHO V. S., WINTER W. R.: **Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras,** Petrobras, Rio de Janeiro, v. 18, p 9-29, 2010.

TIAB, D. and DONALDSON, E. (2004). **Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties.** Gulf Professional, Amsterdam, Oxford.

VAN DER VEN, P. H. V. D.; CAINELLI, C.; FERNANDES, G. J. F. 1989. **Bacia de Sergipe-Alagoas: Geologia e Exploração**. Boletim de geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v 3, n 4 p 307-319, 1989.