



Universidade Federal Fluminense

Departamento de Geologia e Geofísica

Curso de Graduação em Geofísica

**CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA E PETROGRÁFICA
DE ARENITOS DO POÇO 1-PN-14- SC-02.
FORMAÇÃO RIO BONITO – BACIA DO PARANÁ.**

Olívia de Moraes França

Niterói - RJ

2017

OLÍVIA DE MORAES FRANÇA

CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA E PETROGRÁFICA DE
ARENITOS DO POÇO 1-PN-14- SC-02. FORMAÇÃO RIO
BONITO – BACIA DO PARANÁ.

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Curso de Graduação em Geofísica da
Universidade Federal Fluminense, como
requisito para obtenção do título de
Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Giovanni Chaves Stael.

Co-orientador: Prof. Dr. José Antonio Baptista Neto.

Niterói - RJ

2017

F814

França, Olívia de Moraes

Caracterização petrofísica e petrográfica de arenitos do poço 1-PN-14-SC-02. Formação Rio Bonito – Bacia do Paraná / Olívia de Moraes França. – Niterói : [s.n.], 2017.

90 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geofísica) – Universidade Federal Fluminense, 2017.

1.Petrofísica. 2.Petrografia. 3.Ressonância Magnética Nuclear. 4.Formação Rio Bonito. 5.Bacia do Paraná. I.Título.

CDD 552.06

CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA E PETROGRÁFICA DE ARENITOS
DO POÇO 1-PN-14- SC-02.
FORMAÇÃO RIO BONITO – BACIA DO PARANÁ.

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Curso de Graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Comissão examinadora:

Prof. Dr. Giovanni Chaves Stael (Orientador)
Observatório Nacional – MCTI

Prof. Dr. José Antonio Baptista Neto (Co-orientador)
Universidade Federal Fluminense - UFF

Prof^a. Dr^a. Eliane da Costa Alves
Universidade Federal Fluminense – UFF

Niterói – RJ

2017

Dedico este trabalho de conclusão de curso às minhas queridas avós, Elzira Stanzani França e Maria José Silva de Moraes.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a minha família, em especial aos meus pais, Arisio Stanzani França e Fabiana Fajardo de Moraes, por todo o empenho e investimento para minha formação. Obrigada pela dedicação, carinho, amor e apoio. Se hoje concluo mais esta etapa, é porque sempre tive ambos ao meu lado me amparando, vocês são os pilares da minha vida.

A todo o corpo docente da Universidade Federal Fluminense e professores do Lagemar, pelo aprendizado ao longo desses anos de graduação.

Ao professor Giovanni Chaves Stael, por ter me introduzido ao meio científico e por contribuir imensamente para o meu aprendizado. Agradeço por toda confiança, paciência, incentivo, orientação e amizade.

Ao LabpetrON, que se tornou um segundo lar e toda sua equipe que tive o privilégio de trabalhar. Vocês foram imprescindíveis para o meu crescimento profissional e pessoal.

Aos professores José Antonio Baptista Neto e Eliane da Costa Alves, que aceitaram fazer parte da banca e pelo tempo cedido para leitura e correção deste trabalho.

A Fernanda Bueno, por todo o companheirismo e por nunca me deixar desistir, sempre proporcionando muitas alegrias e leveza nesta etapa da minha vida.

Ao meu grande amigo Felipe da Cruz Pimentel, por sua cumplicidade e por sempre estar disposto a me ajudar. Depois de tantos momentos bons e difíceis, é uma felicidade muito grande poder dividir essa conquista com você.

RESUMO

Este projeto visa desenvolver um trabalho inédito de caracterização das propriedades permoporosas de arenitos da Formação Rio Bonito (Permiano inferior), localizada na Bacia do Paraná, através da integração de dados experimentais de petrofísica de rotina e por Ressonância Magnética Nuclear (RMN), correlacionado-as a petrografia. As 20 amostras de arenito analisadas neste trabalho foram coletadas a partir de testemunho de sondagem do poço 1-PN-14-SC-02, perfurado pelo DNPM/CPRM na década de 1980 na borda leste da Bacia do Paraná, mais especificamente no município de Alfredo Wagner, Santa Catarina. Os testemunhos deste poço foram doados para a FGEL-UERJ. As amostras cedidas ao Observatório Nacional foram coletadas a partir de testemunhos com diâmetro de 2", desde a profundidade de cerca de 40m até a profundidade de cerca de 200m do referido poço. A metodologia empregada portou-se de modo eficaz, apresentando uma boa correlação entre as medidas de referência, adquiridas pela petrofísica de rotina com as por RMN. Além disto, as análises qualitativas obtidas através das descrições petrográficas das amostras, justificaram de maneira coerente os baixos valores de permeabilidades (média de 0,548mD) e as razoáveis porosidades (média de 10,92%). O que reforça a capacidade esclarecedora na utilização combinada entre os métodos, para a avaliação das propriedades petrofísicas em reservatórios de interesse.

Palavras chaves: Petrofísica, Ressonância Magnética Nuclear, Petrografia, Formação Rio Bonito, Bacia do Paraná.

ABSTRACT

The following paper aims to characterize, for the first time, the permeability and porosity properties of the Rio Bonito Formation sandstones (Low Permian), at Parana Basin, using simple petrophysics experimental and Nuclear Magnetic Resonance (NMR), that are latter correlated to the petrography. The 20 sandstone samples analyzed were collected by core sample from the 1-PN-14-SC-02 well, drilled by DNPM/CPRM during the 80's at the East edge of the Parana Basin, located at Alfredo Wagner, SC. All samples were donated to FGEL-UERJ. The material available at ON was collected from a 2" diameter core, corresponding to depths that ranges from 40 m to 200 m. The chosen methodology showed good correlation between the reference values, obtained by petrophysics, and the NMR results. Moreover, from the petrography sample descriptions is possible to justify the low porosity (mean value of 0,548mD) and reasonable permeability (mean value of 10,92%). That correlation reinforces the enlightening capabilities of the results from both methodologies combined, to evaluate reservoirs petrophysical properties.

Key-words: Petrophysics experimental, Nuclear Magnetic Resonance, Petrography, Rio Bonito Formation, Parana Basin.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Localização da Bacia do Paraná.

Figura 2.2 - Mapa geológico da Bacia do Paraná com o conjunto de supersequências.

Figura 2.3 - Carta Estratigráfica da Bacia do Paraná.

Figura 2.4 – Distribuição dos Membros Triunfo, Paraguaçu e Siderópolis da Formação Rio Bonito nos estados de Santa Catarina, Paraná e São Paulo.

Figura 2.5 – Diagrama triangular de classificação geral das rochas sedimentares, T= rochas terrígenas, Al=rochas aloquímicas impuras, A=rochas aloquímicas, Ol= rochas ortoquímicas impuras, O= rochas ortoquímicas.

Figura 2.6 – Representação da composição de uma rocha para a petrofísica.

Figura 2.7 - Representação esquemática de espaço poroso interconectado e não conectividade entre poros.

Figura 2.8 – Esquema do experimento de Henry Darcy.

Figura 2.9 – Esquema da permeabilidade com fluxo linear em área fatiada no meio poroso.

Figura 3.1 – Mapa com a localização do poço PN-14-SC-02.

Figura 3.2 – Testemunhos de 2” de diâmetro com suas profundidades descritas.

Figura 3.3 - A) Máquina de corte bruto (Marca: Core Lab, Modelo Arotec: 100-DDR)
B) Detalhe do testemunho fixado passando pela operação de corte.

Figura 3.4 - A) Plugadeira, (Marca: Core Lab, Modelo: DPP-100). B) Detalhe da amostra sendo plugada.

Figura 3.5 - Máquina Faceadeira, (Marca Core Lab).

Figura 3.6 – Foto de alguns plugues confeccionados para este trabalho, após passarem por processos de limpeza e secagem.

Figura 3.7. Extração contínua via Soxhlet.

Figura 3.8 – Bancada do LabPetrON com os equipamentos: A) Porosímetro UltraPore 300, B) Câmara de pressão (Core Holders) e C) Permeâmetro UltraPerm 500 todos da CoreLab Instruments.

Figura 3.9 - Esquema geral da câmara de pressão hidrostática do porosímetro e permeâmetro.

Figura 3.10 – Bancada com o dissecador e o saturador manual da marca Vinci.

Figura 3.11 - Esquema do interior do equipamento de ressonância nuclear magnética:

Probe, bobinas de gradiente para geração de B_0 e bobina de emissão de pulsos e detecção do sinal.

Figura 3.12 – Equipamento de Ressonância nuclear magnética de bancada MARAN Ultra-2 da Oxford Instruments Molecular Biotools Ltd.

Figura 3.13 – Foto ilustrando as etapas da passagem de um plugue para uma lâmina delgada: A) Plugue da rocha consolidada, B) Amostra impregnada com resina epoxi azul e C) Lâmina delgada após o processo de impregnação da resina em seus poros.

Figura 4.1 - Na Fotomicrografia (I) e (II) com aumento 20x e 50x, nicóis cruzados e nicóis paralelos, respectivamente, (III) e (IV) com aumento 40x com nicóis paralelos.

Figura 4.2 - As Fotomicrografias (I) e (II) com nicóis cruzados e paralelos nas lâminas, respectivamente. Apresentam-se com aumento de 10 x.

Figura 4.3 - As Fotomicrografias (I), (II), (III) e (IV), com aumento de 50x, 40x, 20x e 40x, respectivamente, com uso de luz birrefringente (nicóis paralelos) nos três primeiros e com luz polarizada (nicóis cruzados) na última.

Figura 4.4 - As Fotomicrografias (I) com nicóis cruzados (luz polarizada), e aumento

de 40x, apresentando cimento feldspático e grãos de quartzo, e (II), (III) e (IV) com nicóis paralelos. (Aumentos de 10x e 20x).

Figura 4.5 - As Fotomicrografias (I), (II), (III) e (IV) com nicóis paralelos. Aumento de 20x, 20x 10x e 20x, respectivamente.

Figura 4.6 - As Fotomicrografias (I), (II) e (III) com aumento de 20x, 40x e 20x, respectivamente, obtidas com luz birrefringente (nicóis paralelos) e a Fotomicrografia (IV) obtida com luz polarizada (nicóis cruzados) e aumento de 40x.

Figura 4.7 - Na fotomicrografias (I) utilizou-se nicól paralelo com aumento de 20x, e (II) com nicól cruzado com aumento de 10x. (III) com nicóis cruzados (luz polarizada), apresentando compactação e (IV) distribuição da porosidade.

Figura 4.8 - Fotomicrografias (A) e (B) com nicóis cruzados (luz polarizada), com aumentos de 50x e 40x, respectivamente. (C) e (D) com nicóis paralelos. (Aumentos de 40x e 20x).

Figura 4.9 - Fotomicrografias (I) e (II) com nicóis cruzados (luz polarizada), com aumentos de 50x e 40x, respectivamente. (III) e (IV) com nicóis paralelos. (Aumentos de 40x e 20x).

Figura 4.10 - Fotomicrografias (I) e (II) com nicóis paralelos observam-se as porosidades secundárias desenvolvidas em suas estruturas 20x e 40x. No centro da imagem (III), destaca-se um grão de muscovita e em (IV) um grão de quartzo, ambos em nicóis cruzados (polarizada), e aumento de 40x.

Figura 4.11 - Plugue AV1 utilizado nos ensaios de caracterização – Imagem do topo (I) e lateral (II).

Figura 4.12 - Correlação entre a Porosidade com a Profundidade

Figura 4.13 - Correlação entre a Permeabilidade com a Profundidade.

Figura 4.14 - Correlação entre Permeabilidade e Porosidade.

Figura 4.15 – Correlação entre a Porosidade obtida por Rotina (N_2) e RMN

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Fatores que influenciam na porosidade das rochas sedimentares.

Tabela 2 - Dados Brutos das 23 Amostras de Arenito.

Tabela 3 - Resultados da Petrofísica de Rotina.

Tabela 4 - Valores de Porosidade por Ressonância Magnética Nuclear.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	II
ABSTRACT	III
ÍNDICE DE FIGURAS	VI
ÍNDICE DE TABELAS	VII
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.2 Objetivos	3
CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS	3
2.1 Contexto Geológico – Bacia do Paraná	3
2.1.1 Arcabouço Estratigráfico	4
2.1.2 Formação Rio Bonito	8
2.2 Petrofísica	10
2.2.1 Rochas Sedimentares – Generalidades	11
2.2.2 Porosidade	13
2.2.3 Permeabilidade	15
2.2.4 Ressonância Magnética Nuclear	20
2.2.4.1 Momento magnético, spin nuclear e polarização	20
2.2.4.2 Sinal de RMN	22
2.2.4.3 Espectro de T_2	24
2.2.4.4 Distribuição do tamanho de poros	26
2.2.4.5 Porosidade por RMN	27
CAPÍTULO 3 METODOLOGIA	28
3.1 Materiais e Equipamentos	28
3.2 Procedimentos Experimentais	30
3.2.1 Confeção das Amostras	30
3.2.2 Limpeza das Amostras	32

3.2.3	Caracterização das amostras	33
3.2.4	Petrofísica de Rotina	35
3.2.4.1	Medição do Volume de Poros	36
3.2.4.2	Medição da Permeabilidade Absoluta	37
3.2.5	Petrofísica Especial por Ressonância Magnética Nuclear (RMN)	38
3.2.5.1	Saturação com Salmoura	39
3.2.5.2	Medidas de RMN	40
3.2.5.3	Tratamento dos Dados	41
3.2.6	Caracterização Petrográfica	42
CAPÍTULO 4	RESULTADOS ESPERADOS	44
4.1	Análise Petrográfica	44
4.1.1	Amostras JV1 e JH1 (193,77m)	44
4.1.2	Amostras IV1 e IV2 (137,30m)	46
4.1.3	Amostras HV1 e HV2 (157,70m)	47
4.1.4	Amostras GV1 (61,20m)	48
4.1.5	Amostras FV1 e FH1 (58,98m)	49
4.1.6	Amostras EH1, EH2 e EH3 (52,40m)	50
4.1.7	Amostra DH1, DH2 e DH3 (52,20m)	51
4.1.8	Amostra CH1 (50,70m)	52
4.1.9	Amostra BV1 e BV2 (50,20m)	53
4.1.10	Amostra AV1 e AH1 (49,20m)	55
4.2	Análise da Petrofísica de Rotina	56
4.3	Análise de Petrofísica Especial por RMN	61
CAPÍTULO 5	CONCLUSÕES	65
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67
	ANEXO A	71

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda na exploração de bens minerais, em especial o setor petrolífero, vem buscando cada vez mais o aperfeiçoamento e a complementação de técnicas para caracterização de rochas que possivelmente possam constituir um reservatório de hidrocarbonetos. Para realizar uma avaliação adequada de um reservatório, planejar a exploração e seu desenvolvimento se faz necessário conhecer as propriedades das rochas e dos fluidos contidos em seu interior, bem como a interação entre eles. Tal conhecimento pode ser alcançado através de estudos petrofísicos.

A petrofísica é a ciência que analisa as propriedades físicas e químicas das rochas, assim como os fluidos que a saturam. Peters et al (2012), a define como “o estudo das propriedades das rochas e suas interações com fluidos (gases, hidrocarbonetos líquidos e soluções aquosas)”.

Trata-se de um estudo que abrange diferentes áreas do conhecimento, portanto é vista como um campo altamente interdisciplinar envolvendo geologia, geofísica, geoquímica, física, perfilagem, análise de núcleos de rochas, engenharia de petróleo, química e mecânica, com vistas à aplicação industrial, especialmente as companhias de petróleo (Yale 1985).

O alcance da investigação petrofísica pode se dar desde a escala de dezenas de metros, por meio de levantamentos em poços (*in situ*) ou em escala reduzida, resumida a ensaios laboratoriais de amostras de rochas extraídas durante uma perfuração.

As caracterizações dos atributos das rochas são diretamente influenciadas por diversas variáveis ambientais, como temperatura, pressão, argilosidade, salinidade, bem como as condições das ferramentas utilizadas nas medições. Tais propriedades podem ser registradas a partir de diversos métodos, entre estes os mais usuais são a perfilagem de poço, a qual interpreta as respostas das formações a partir de perfis obtidos por várias ferramentas (perfis de raios gama,

eletrorresistividade, neutrônico, potencial espontâneo, sônico, etc.) e por análises em laboratório, através de equipamentos de bancada (petrofísica de rotina e especial).

A determinação das características do meio poroso por ensaios de petrofísica de rotina baseia-se em leis fundamentais da física, como a lei de Boyle-Mariotte para gases ideais, utilizada para o cálculo da porosidade e volume grãos, e a lei de Darcy para a inferência da permeabilidade da rocha. A técnica de Ressonância Magnética Nuclear, que é utilizada na análise de petrofísica especial neste trabalho, é vista como uma das mais acuradas e promissoras ferramentas para obtenção das propriedades do sistema poroso, como porosidade, estimativa de saturação irreduzível e fluida livre, distribuição do tamanho de poros, entre outras. Esta técnica tem a vantagem de ter uma rápida execução, além do caráter não destrutivo das amostras.

Neste trabalho de conclusão de curso foram caracterizadas ao todo 20 amostras areníticas, visando uma melhor compreensão do sistema poroso das rochas e correlacionar os métodos aqui utilizados. Todas as amostras são provenientes de um mesmo poço de sondagem, de intervalo compreendido pela Formação Rio Bonito, a qual pertence à Bacia do Paraná.

A Bacia do Paraná é uma ampla região sedimentar situada no continente sul-americano (Milani, 2007) e ao longo dos anos tem sido alvo de inúmeras pesquisas. No entanto, mesmo sendo uma área amplamente estudada, ainda há uma grande carência de dados petrofísicos em sua descrição.

Na extensa Bacia encontra-se depositada a Formação Rio Bonito, uma seqüência de suma importância, associada a várias ocorrências de bens minerais e energéticos. Entre estes estão leitos de carvão, urânio e a potencial presença de hidrocarbonetos devido à existência tanto de rochas geradoras em sua base, quanto de rochas reservatório ao topo (Milani, 2007).

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo geral a determinação de algumas propriedades do meio poroso de arenitos, obtidas em laboratório, bem como sua caracterização petrográfica. As propriedades abordadas neste trabalho são de suma importância para uma boa compreensão do espaço poroso, tal que a partir delas é possível inferir a potencialidade de uma rocha como reservatório.

CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Contexto Geológico – Bacia do Paraná

A Bacia do Paraná é uma extensa sinéclise instalada em área cratônica originada no início do período Cambriano (Souza-Lima, 2005). Sua ampla região sedimentar se estende pela porção centro-oriental do continente sul americano, incluindo a parte meridional do Brasil, o nordeste da Argentina e ainda uma porção do Paraguai e Uruguai (Figura 2.1), totalizando uma área média de 1,5 milhões km².

Zallan et al., (1990) descrevem o formato alongado da Bacia seguindo a direção NNE-SSW, contendo aproximadamente 1.750 km de comprimento e 900 km largura. Seu registro estratigráfico consiste em um pacote magmático-sedimentar com espessura máxima estimada de 7.000 m em seu depocentro estrutural (Milani et al., 2007).

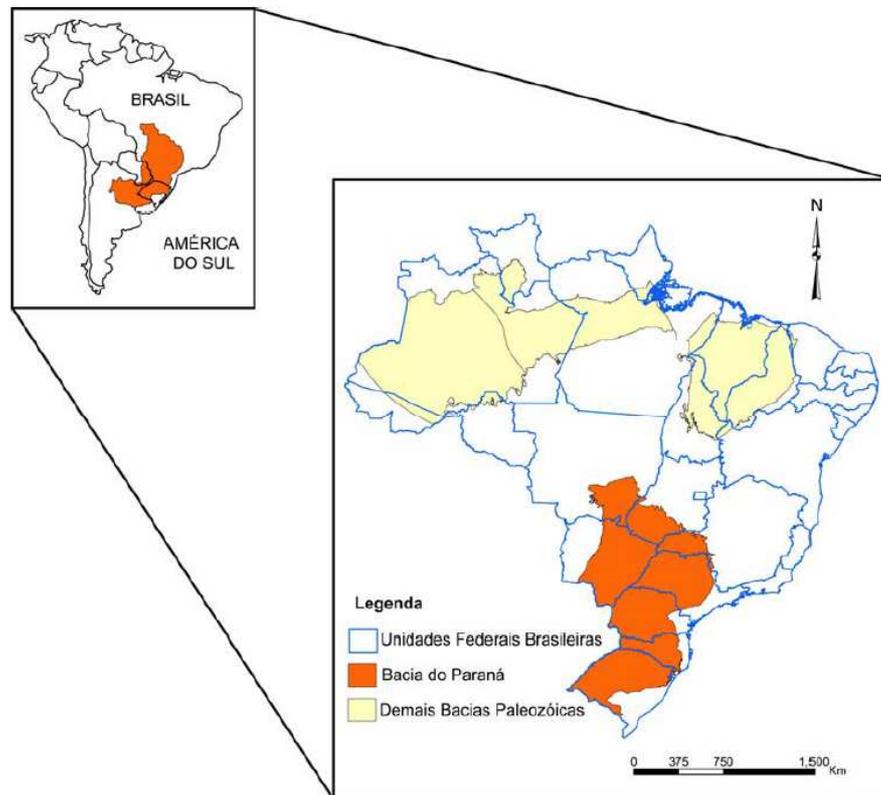


Figura 2.1 - Localização da Bacia do Paraná (Casagrande, 2010).

2.1.1 Arcabouço Estratigráfico

A Bacia do Paraná passou por diversos regimes deposicionais, os quais são evidenciados em seu vasto pacote sedimentar. Milani et al., (1997) sintetizam o registo estratigráfico presente na Bacia em seis Supersequências, Rio Ivaí, Paraná, Gondwana I, Gondwana II, Gondwana III e Bauru (Figuras 2.2 e 2.3). Cada uma contém a duração de algumas dezenas de milhões de anos e estão intervaladas por hiatos deposicionais.

As três primeiras Supersequências possuem as características de depósitos sedimentares ligados a ciclos transgressivo-regressivos, estando diretamente relacionadas às oscilações do nível do mar na era paleozóica. Enquanto as demais se assemelham por apresentarem pacotes sedimentares de caráter continental com presença de rochas ígneas.

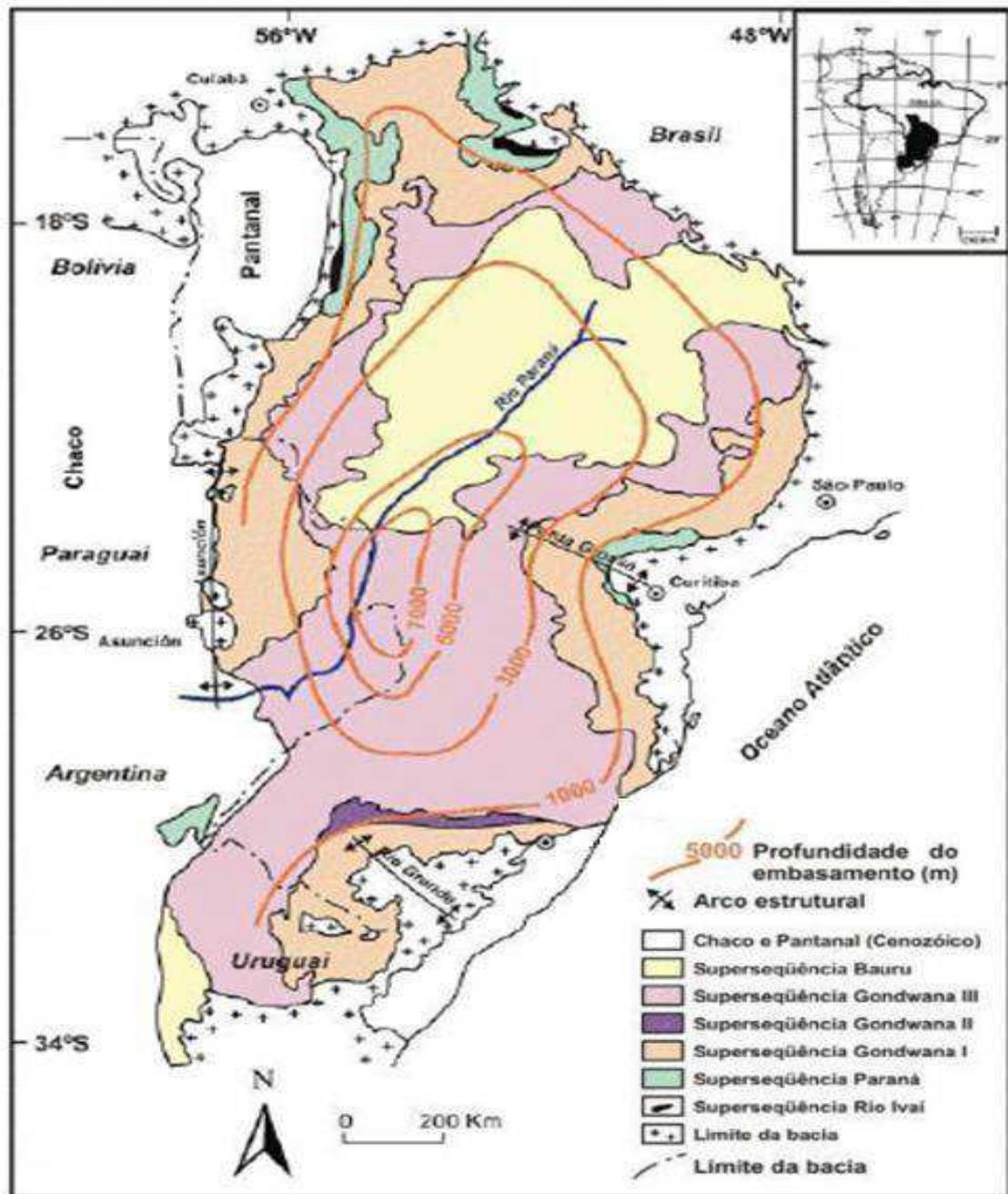
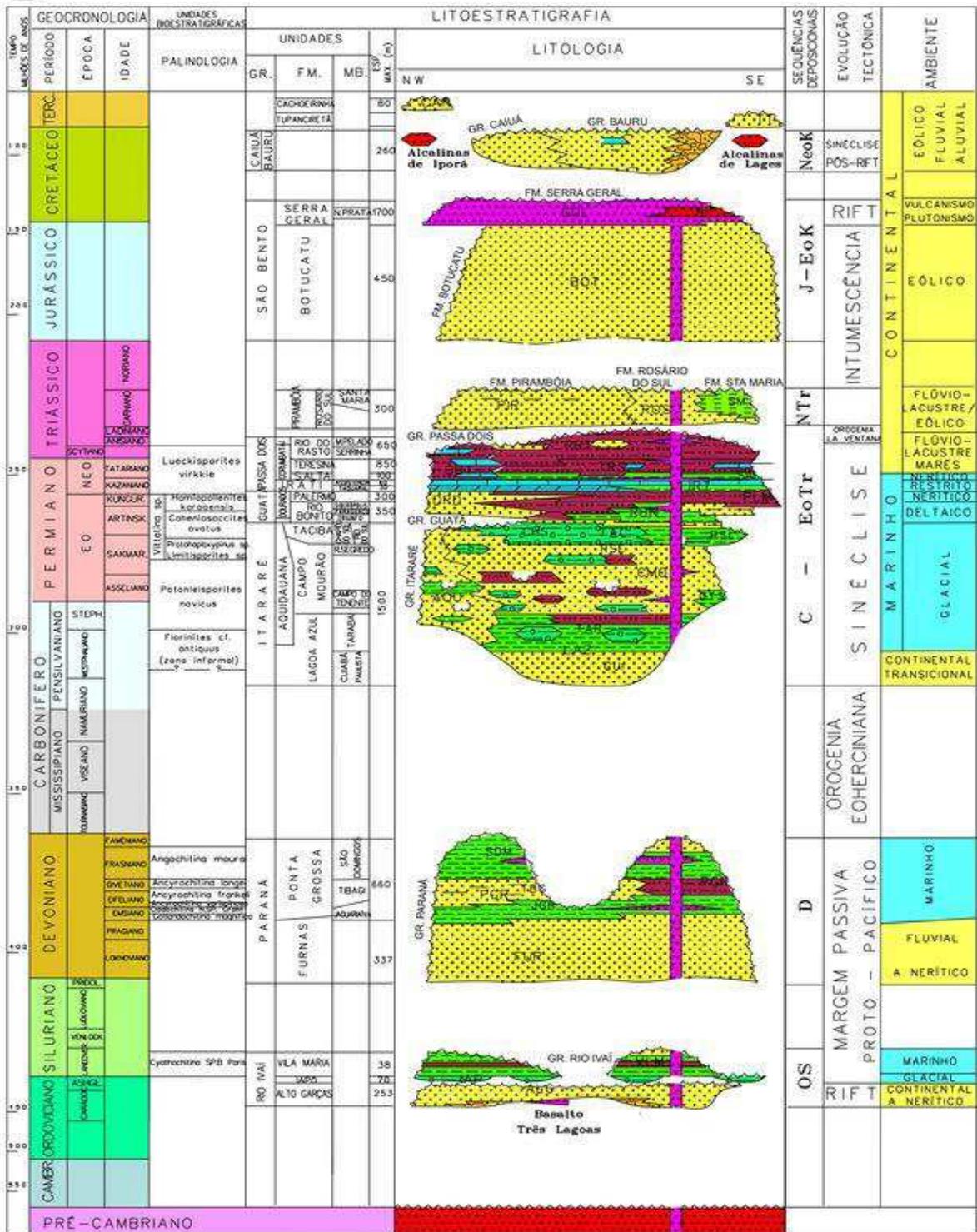


Figura 2.2 - Mapa geológico da Bacia do Paraná com o conjunto de superseqüências (Milani et al., 1997)



CARTA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DO PARANÁ



*MODIFICADO DE E.J.MILANI et al., 1993

Figura 2.3 - Carta Estratigráfica da Bacia do Paraná (Milani et al., 1994).

A Supersequência Rio Ivaí encontra-se diretamente em contato com o embasamento e é a unidade mais antiga encontrada na Bacia, com intervalo do Neordoviciano ao Eossiluriano (Milani & Ramos 1998). A sequência é representada pelo Grupo Rio Ivaí, o qual é composto pelas formações Alto Graças, Iapó e Vila Maria (Assine, *et al.* 1994). Na base do Grupo, a Formação Alta Graças apresenta conglomerados com estratigrafia cruzada e arenitos continentais e marinhos. Acima estão dispostos os diamictitos glaciais da Formação Iapó, que são sucedidos por folhelhos e arenitos regressivos da Formação Vila Maria.

A Supersequência Paraná de idade Devoniana é composta pelo Grupo Paraná (Lange e Petri 1967) e tem espessura máxima aproximada de 800 metros. O pacote se divide em duas unidades, a inferior de caráter arenoso transgressivo é denominada Formação Furnas. Sobreposta a ela, de maneira gradativa, está a Formação Ponta Grossa onde são predominantes folhelhos de condição de mar alto (Milani et al., 2007).

A Supersequência Gondwana I, (Carbonífero-Eotriássico), representa o pacote sedimentar mais expressivo presente na Bacia do Paraná, com espessura máxima de 2.500 metros (Milani 1997). Seu depósito concretiza um ciclo transgressivo-regressivo completo, atribuído ao fechamento da Bacia. As unidades que compõem a sequência são o Grupo Itararé e Formação Aquidauana, Grupo Guatá, Grupo Passa Dois e Formação Piramboia. França e Potter (1988) relacionam a deposição do Grupo Itararé e a Formação Aquidauana com os ciclos de avanço e recuo de geleiras, caracterizados por pacotes arenosos que gradam para seções argilosas com a presença de diamictitos. Sobreposto aos estratos de origem glacial, estão os arenitos e siltitos de ambiente deltaico da base do Grupo Guatá (Formação Rio Bonito), seguidos ao topo por siltitos bioturbados correspondentes a Formação Palermo, de regime transgressivo de águas rasas (Schneider et al., 1974). Acima predominam os depósitos pelíticos do Grupo Passa Dois, atribuídos a grande regressão do nível do mar (Lavina, 1988). Ao topo da Supersequência está a Formação Piramboia, relacionada a depósitos eólicos e fluviais, os quais correspondem ao início da progressiva sedimentação continental na Bacia do Paraná

(Milani, 2007).

A Supersequência Gondwana II corresponde a sequência de deposição ocorrida no período Triássico na Bacia. Neste pacote é observada a intercalação de sedimentos pelíticos de origem lacustre e arenitos fluviais, pertencentes à Formação Santa Maria (Milani et al., 1998).

A Supersequência Gondwana III, (Neojurássico-Eocretácio), compreende a formação Botucatu e o evento magmático Serra Geral, que estão largamente distribuídos ao longo da Bacia do Paraná. A Formação Botucatu apresenta essencialmente arenitos depositados por domínio de fácies eólicas (Milani et al., 1994). Ao topo segue o extenso magmatismo Serra Geral, que registra a ruptura do supercontinente Gondwana, com intrusões de diques que cortam toda a seção e presença de soleiras seguindo os planos de estratificação. (Turner et al., 1994).

A Supersequência Bauru encerra o preenchimento da Bacia com os Grupos cronocorrelados Caiuá e Bauru, exibindo em seu pacote arenitos de depósitos flúvio-lacustres e eólicos pertencentes ao Eocretácio. (Milani et al., 1998).

2.1.2 Formação Rio Bonito

A Formação Rio Bonito corresponde parte basal do Grupo Guatá (Neoperminano), inserido na Supersequência Gondwana I. Seu intervalo de deposição na Bacia do Paraná foi descrito por Lavina e Lopes (1986) como a transgressão permiana que sucede os depósitos de origem glacial presentes no Grupo Itararé.

Sua extensão abrange o Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e sul do estado de São Paulo, possuindo espessura máxima de 269 metros, evidenciada no poço 1-BN-1-SC, Barra Nova – SC, (Bocardi, 2009).

Por apresentar ao longo do seu pacote sedimentar vastas jazidas de carvão, presença de urânio e rochas com características permoporosas favoráveis para um reservatório de hidrocarbonetos, a Formação Rio Bonito foi foco de diversas pesquisas realizadas por empresas de extração de recursos minerais, como a Petrobras, CPRM e NucleBrás (Zacharias, 2004).

Schneider et al. (1974) evidenciam na Formação Rio Bonito a predominância de arenitos, folhelhos, siltitos e intercalações de camadas de carvão em seu topo. A deposição dos sedimentos apresenta caráter cíclico, alternando-se entre estratos com dominância arenosa ou pelítica, atribuído às oscilações do nível de base na bacia de acumulação.

Na borda leste da Bacia do Paraná, a Formação foi subdividida em três unidades, denominadas da base para o topo como Membro Triunfo, Paraguaçu e Siderópolis (Schneider et al., 1974).

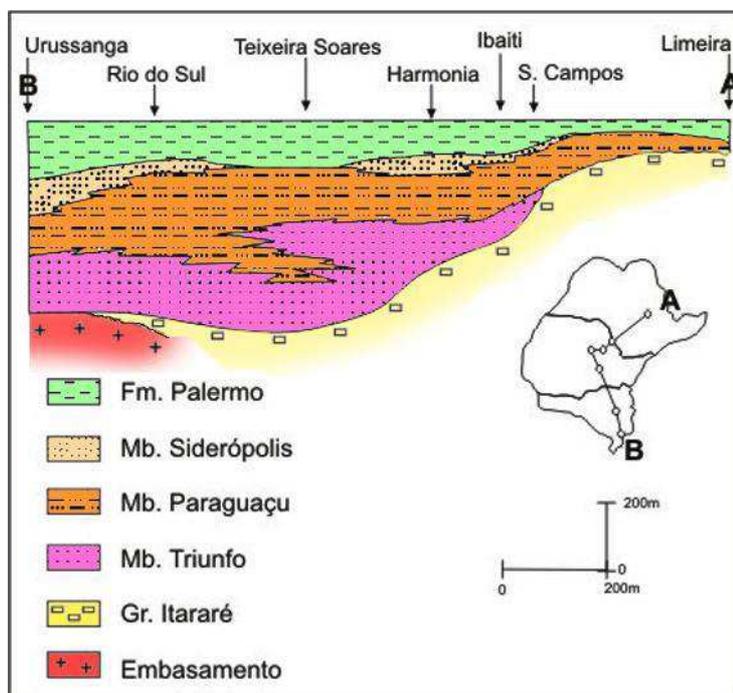


Figura 2.4 – Distribuição dos Membros Triunfo, Paraguaçu e Siderópolis da Formação Rio Bonito nos estados de Santa Catarina, Paraná e São Paulo (Modificado de Schneider et al., 1974).

O Membro Triunfo corresponde ao primeiro evento deposicional da Formação Rio Bonito. Composto por arenitos finos a médios, e localmente grossos, apresentando estratificação cruzada e intercalações de siltitos e camadas de carvão, esta unidade está associada a depósitos flúvio-deltaicos (Schneider et al., 1974).

O Membro Paraguaçu, porção média da Formação, exhibe ao longo do seu intervalo de sedimentação influência transgressiva marinha. Schneider et al., (1974) descrevem sua composição com predominância de camadas de siltitos e folhelhos, intercalados por arenitos muito finos e rochas carbonáticas.

O Membro Siderópolis limita o final da deposição da Formação Rio Bonito, sendo compreendido por arenitos finos, siltitos e siltitos carbonosos, intercalados por camadas de carvão (Bortoluzzi et al. 1987). Sua deposição é relacionada a um sistema costeiro regressivo, sob condições locais de restrição lagunar (Milani et al., 2007).

2.2 Petrofísica

O termo petrofísica foi introduzido por Archie (1942), para descrever “o estudo das propriedades físicas das rochas, no que dizem respeito a distribuição de fluidos em seu espaço poroso”. Atualmente, denomina-se petrofísica “todo o conjunto de disciplinas que tratam das propriedades físicas e químicas de rochas e minerais, de seus espaços poroso e dos fluidos constituintes e intersticiais” (<ftp://ftp.iag.usp.br>).

Sua contribuição para o setor petrolífero seja através da perfilagem de poços ou análise de testemunhos advindos da perfuração, é crescente e eficaz. Tornando a caracterização dos parâmetros petrofísicos das rochas reservatório, cada vez mais imprescindíveis na busca de bens minerais.

2.2.1 Rochas Sedimentares – Generalidades

As rochas são conjuntos de um, ou mais minerais consolidados (Guerra, 2006) e suas propriedades físico-químicas são reflexo dos minerais que as compõem. Decorrente dos diferentes processos que as formam, são classificadas entre três grandes grupos: ígneas, metamórficas e sedimentares (Teixeira et al., 2009).

As rochas sedimentares apresentam em sua maioria, características permoporosas que possibilitam o acúmulo de fluidos em seus espaços porosos. Logo, é atribuída a elas, a qualidade de reservatórios de óleo, gás e água. Segundo Folk (1987), três componentes são fundamentais para a geração de rochas sedimentares, nomeados de terrígenos, aloquímicos e ortoquímicos. Os quais contribuem respectivamente na criação de rochas siliciclásticas, carbonáticas e evaporitos.

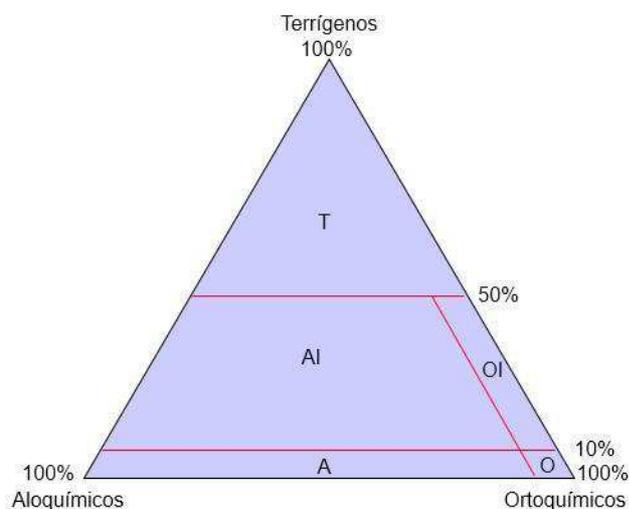


Figura 2.5 – Diagrama triangular de classificação geral das rochas sedimentares, T= rochas terrígenas, AI=rochas aloquímicas impuras, A=rochas aloquímicas, OI= rochas ortoquímicas impuras, O= rochas ortoquímicas (Suguio, 2003).

- Siliciclásticas: Compostas por materiais provenientes de outras rochas, erodidos e transportados para dentro da bacia.
- Carbonáticas: São rochas bioconstruídas, ou originadas a partir de retrabalhamento de substâncias precipitadas dentro da própria bacia.
- Evaporitos: Constituídas por precipitados químicos produzidos na própria bacia, sem evidências de transporte ou agregação significantes.

Para a geologia, a fração sólida das rochas siliciclásticas e carbonáticas são discriminadas por três elementos, o arcabouço, matriz e cimento, além do espaço poroso. O primeiro refere-se aos grãos que compõem e sustentam a rocha, enquanto a matriz representa a fração fina transportada por suspensão, podendo preencher os espaços vazios entre os grãos. Por fim, o cimento constitui o precipitado químico responsável pela consolidação e rigidez da rocha (Nery et al., 2013).

É comum na petrofísica dividir as rochas somente em duas unidades, matriz e poros (Figura 2.6). De maneira que a matriz corresponde a toda parte sólida da amostra de rocha, ou seja, grãos, finos e cimento, e os poros representando o espaço vazio entre os sólidos, onde se acumulam os fluidos (Nery et al., 2013).

MATRIZ	POROS
(Todos os Componentes Sólidos da Rocha)	(Vazios)
$(1 - \phi)$	(ϕ)

Figura 2.6 – Representação da composição de uma rocha para a petrofísica (Nery et al., 2013).

2.2.2 Porosidade

A porosidade é um dos parâmetros mais importantes da petrofísica, pois está diretamente relacionada com a capacidade de uma rocha armazenar fluidos em seu espaço poroso. É definida como a razão entre o volume poroso e o volume total (bulk volume) da rocha, usualmente apresentada como um valor percentual.

$$\Phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_p + V_s} \times 100 \quad \Phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_p + V_s} \times 100 \quad (\text{Equação 2.1})$$

Onde:

Φ = porosidade;

V_p = Volume poroso;

V_b = Volume total;

V_s = Volume de sólidos.

Entre as classificações aplicadas ao parâmetro, estão a porosidade absoluta e a efetiva. A porosidade absoluta contabiliza o espaço vazio total, esteja este isolado ou não dos demais poros. A efetiva leva em consideração apenas os poros que possuem interconectividade, sendo esta de grande importância para a indústria, pois através destas conexões ocorre o deslocamento dos fluidos.

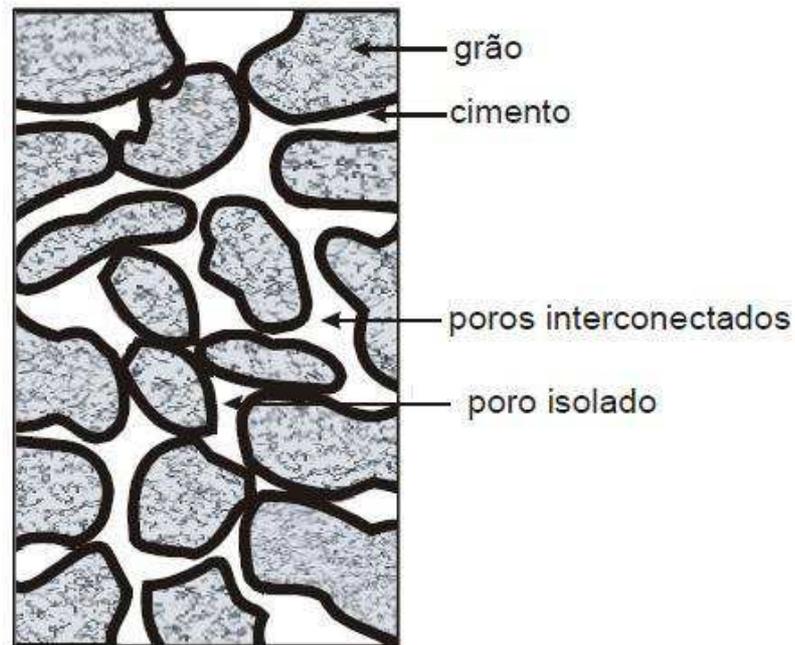


Figura 2.7 - Representação esquemática de espaço poroso interconectado e não conectividade entre poros (Rosa et al., 2006).

Outra forma de classificar a porosidade está baseada na geologia da rocha, dividindo o parâmetro entre porosidade primária e secundária. A porosidade primária é aquela adquirida após a diagênese da rocha, enquanto que a secundária está relacionada a eventos posteriores a deposição, tais como tectonismo ou dissolução (SCHÖN, 1996; Rosa et al., 2006).

Existem vários fatores que influenciam nos valores da porosidade (Tabela 1), que em geral estão relacionados a compactação dos sedimentos, ação química, grau de cimentação, tamanho, forma e seleção de grãos, empacotamento, entre outros (Smith et al., 2008).

Tabela 1 - Fatores que influenciam na porosidade das rochas sedimentares

POROSIDADE (Φ)	FATOR
Aumento	Presença de Fraturas
Diminui	Presença de Argilas
Diminui	Maior Grau de Cimentação
Aumenta	Maior Esfericidade dos Grãos
Inalterado	Redução/Aumento do Tamanho dos Grãos
Diminui Muito	Má seleção de Diâmetros dos Grãos
Diminui	Maior Grau de Empacotamento
Diminui	Maior Compactação

(Modificado de Peters, 2012).

2.2.3 Permeabilidade

A permeabilidade descreve a capacidade dos fluidos escoarem pelo espaço poroso das rochas. De modo similar à condutividade elétrica, este parâmetro está relacionado ao inverso da resistência oferecida pelo material para a passagem do fluxo de fluidos em seu interior (Rosa *et al.*, 2006).

Por se tratar de uma propriedade muito complexa, diversos fatores interferem em sua resposta, como por exemplo, a porosidade efetiva, arranjo dos grãos, cimentação, acamamento, tortuosidade, viscosidade dos fluidos, entre outros.

Darcy (1856), de forma empírica (Figura 2.8) demonstrou que “a vazão através de um meio poroso é proporcional à área aberta ao fluxo e ao diferencial de pressão, e inversamente proporcional ao comprimento e à viscosidade”. Sob a condição do meio poroso totalmente saturado por um único fluido incompressível, de viscosidade invariável e homogêneo, com fluxo laminar, permanente e isotérmico.

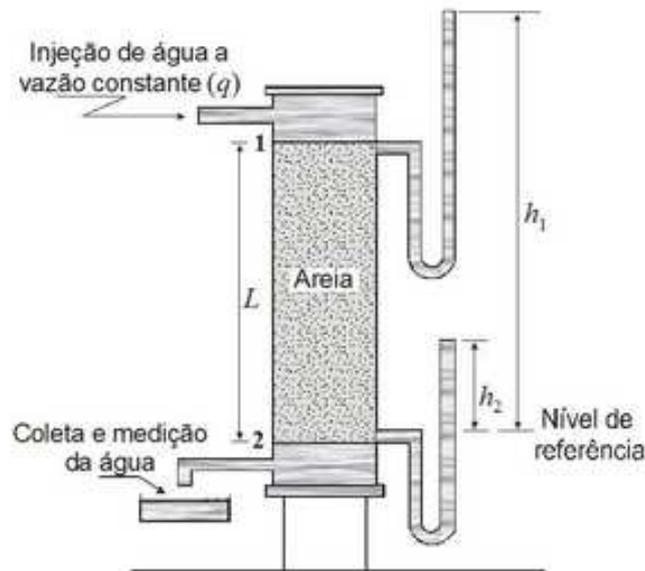


Figura 2.8 – Esquema do experimento de Henry Darcy (Rosa et al, 2006)

Assim a equação representativa do experimento de Darcy é dada por:

$$q = KA \frac{h_1 - h_2}{L} \quad q = KA \frac{h_1 - h_2}{L}$$

(Equação 2.2)

Onde:

q = Vazão do fluido;

K = Constante de proporcionalidade característica do meio poroso e do fluido (Coeficiente de condutividade hidráulica);

A = Área da seção transversal do corpo poroso;

h_1 e h_2 = Alturas da água em colunas nas faces de entrada e saída do filtro;

L = Comprimento do corpo poroso.

Posterior a Lei de Darcy, experimentos com outros fluidos apresentaram que a constante K obedecia à razão entre o peso específico e viscosidade do fluido. O coeficiente de proporcionalidade desta relação foi denominado de permeabilidade absoluta, medida em *Darcy* (D) ou *miliDarcy* (mD), sendo esta uma propriedade

exclusiva da rocha (Rosa et al, 2006). De modo que para um fluxo horizontal a equação da vazão é descrita como:

$$q = kA \frac{\rho \Delta P}{\mu L} \quad q = kA \frac{\rho \Delta P}{\mu L} \quad \text{(Equação 2.3)}$$

Onde:

q = Vazão do fluido;

k = Permeabilidade absoluta;

A = Área da seção transversal do corpo poroso;

ρ = Peso específico do fluido;

μ = Viscosidade do fluido;

L = Comprimento do corpo poroso.

No entanto as restrições admitidas por Darcy (1856) dificilmente são respeitadas por cenários mais realistas como os das rochas reservatório, podendo conter fluidos incompressíveis ou compressíveis, como óleo e gás. Desse modo a equação de Darcy pode ser transposta para um comprimento infinitesimal.

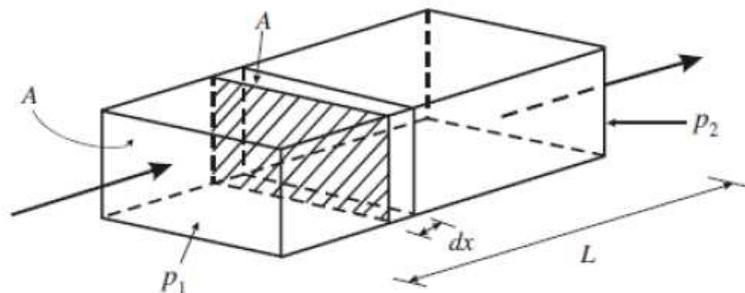


Figura 2.9 – Esquema da permeabilidade com fluxo linear em área fatiada no meio poroso (Rosa et al, 2006)

A vazão na fatia de comprimento dx é dada por:

$$q = -kA \frac{dp}{\mu dx} \quad q = -kA \frac{dp}{\mu dx} \quad \text{(Equação 2.4)}$$

Caso o fluido saturante presente no meio poroso seja incompressível, a vazão deste será constante ao longo de todo o comprimento, sendo assim, ao integrar a equação 2.4 obtém-se:

$$q = kA \frac{p_1 - p_2}{\mu L} q = kA \frac{p_1 - p_2}{\mu L} \quad (\text{Equação 2.5})$$

No entanto, fluidos compressíveis não apresentam vazão constante ao longo do meio poroso, porém o entendimento desta é de extrema importância por ser o fundamento aplicado para a determinação experimental da permeabilidade absoluta. Sendo o fluido um gás ideal com fluxo permanente, é possível relacionar a lei de Boyle-Mariotte (Rosa et al, 2006) de forma que:

$$pq = p_1q_1 = p_2q_2 = \bar{p}\bar{q}pq = p_1q_1 = p_2q_2 = \bar{p}\bar{q} \quad (\text{Equação 2.6})$$

Onde q é medido na pressão p , com temperatura constante. Sendo a média das pressões equivalentes à:

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2} \bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2} \quad (\text{Equação 2.7})$$

Além de inferir à vazão na equação 2.6 correspondente à:

$$q = \frac{\bar{p}\bar{q}}{p} q = \frac{\bar{p}\bar{q}}{p} \quad (\text{Equação 2.8})$$

Então, após substituir a equação 2.8 para termos da equação 2.5 e integrando a igualdade, é obtida a relação da vazão para fluidos compressíveis como sendo:

$$\bar{q} = \frac{kA (p_1^2 - p_2^2)}{2\mu L \bar{p}} \bar{q} = \frac{kA (p_1^2 - p_2^2)}{2\mu L \bar{p}} \quad (\text{Equação 2.9})$$

Além da permeabilidade absoluta (k), são definidas duas outras formas de interpretação desta propriedade. Nomeadas de permeabilidade efetiva e relativa, as quais são atribuídas a presença de mais de um fluido saturando o meio poroso, como óleo, água e gás em reservatórios. Rosa et al, (2006) definem a permeabilidade efetiva, como a capacidade de transmissão de um fluido na presença de outro, ambos contidos no mesmo volume poroso. Dessa forma, aplicando a lei de Darcy obtém-se:

$$k_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta p} k_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta p} \quad (\text{Equação 2.10})$$

$$k_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta p} k_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta p} \quad (\text{Equação 2.11})$$

$$k_g = \frac{q_g \mu_g L}{A \Delta p} k_g = \frac{q_g \mu_g L}{A \Delta p} \quad (\text{Equação 2.12})$$

Onde:

k_o = permeabilidade efetiva do óleo;

k_w = permeabilidade efetiva da água;

k_g = permeabilidade efetiva do gás.

A partir do quociente entre a permeabilidade efetiva e absoluta, é obtida a permeabilidade relativa ao fluido. Ou seja, a permeabilidade relativa trata-se de uma normalização entre os valores de permeabilidade (Thomas, 2004), no que se refere percentualmente à contribuição de cada fluido em relação ao fluxo total no meio poroso.

$$k_r = \frac{k_e}{k} k_r = \frac{k_e}{k} \quad (\text{Equação 2.13})$$

Onde:

k_r = permeabilidade relativa;

k_e = permeabilidade efetiva;

k = permeabilidade absoluta.

2.2.4 Ressonância Magnética Nuclear

A ressonância magnética nuclear (RMN) é uma técnica baseada na análise da interação entre a radiação eletromagnética (radiofrequências) com a matéria. Desde sua descoberta na década de 40, a RMN vem sendo aplicada em diversas áreas, seja na pesquisa, ou até para diagnósticos (Depaiva et al., 2003). Como por exemplo, na física, biologia, química, medicina e na indústria de petróleo, onde tem ganhado cada vez mais destaque.

A caracterização por RMN de um reservatório pode ser realizada tanto *in-situ*, em escala de poço a partir da perfilagem, quanto em laboratórios de petrofísica a partir de análise de amostras de rochas advindas de testemunhagem (Ellis, 2008). Seja ela realizada no poço ou rocha amostral, a intensidade do sinal está diretamente ligada à quantidade de núcleos de hidrogênio contidos no fluido que saturam a rocha.

Este presente trabalho descreverá de maneira sucinta e simplificada os princípios básicos da RMN e a obtenção de seu sinal para análise petrofísica de rochas sedimentares.

2.2.4.1 Momento magnético, spin nuclear e polarização

Segundo a teoria quântica, os núcleos atômicos possuem quatro propriedades fundamentais, são elas a carga elétrica (e), massa (m), magnetismo (μ) e spin (I), sendo as duas últimas triviais para a ocorrência da RMN. O magnetismo nuclear atribuído ao núcleo atômico caracteriza um pequeno ímã, permitindo a interação com campos magnéticos externos, onde o spin nuclear representa um momento angular intrínseco, equivalente a rotação de um corpo em seu próprio eixo (Levitt, 2001).



Figura 2.10 – Analogia entre o núcleo atômico e spin nuclear ao comportamento de uma barra de imã em rotação ao redor do próprio eixo.

Na presença de um campo magnético estático (B_0), o núcleo atômico inicia um movimento rotacional denominado de precessão, ao redor do eixo do campo. O qual é resultado do torque exercido por B_0 sobre o núcleo, na tentativa de alinhá-lo em sua direção (Gil e Geraldles, 1987). A frequência que descreve a precessão é conhecida como frequência de Larmor (f).

$$f = \frac{\gamma B_0}{2\pi} \quad f = \frac{\gamma B_0}{2\pi}$$

(Equação 2.14)

Onde:

γ = razão magnetogírica ($\text{rad } s^{-1} \text{ Gauss}^{-1}$);

B_0 = intensidade do campo (Gauss)

Quando a precessão é realizada por um grande número de núcleos de átomos em relação a B_0 , cada momento magnético tende a alinhar-se com o campo, gerando uma magnetização resultante (M_0) em sua direção (Coates et al, 1999).

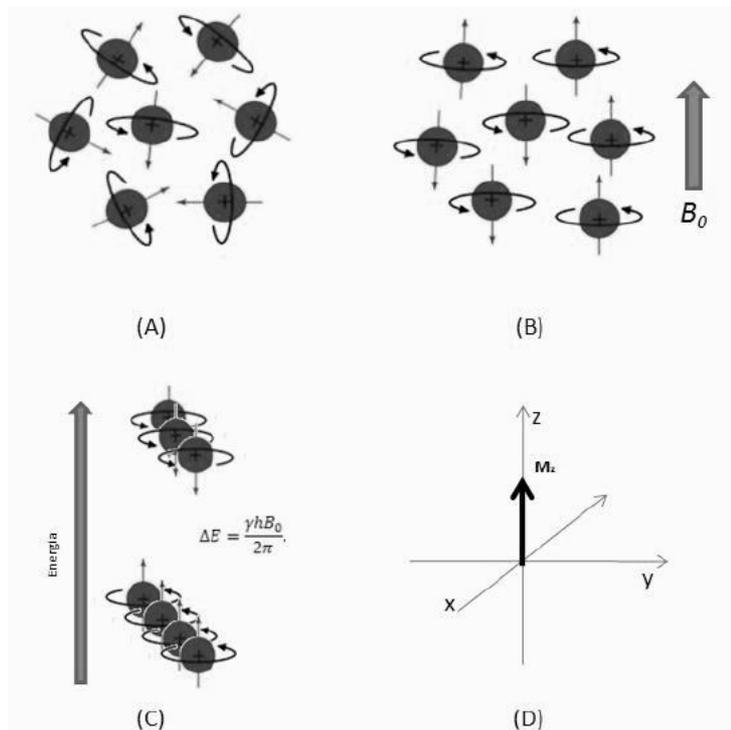


Figura 2.11 – Esquema semiclássico do comportamento dos momentos magnéticos nucleares. (A) Ausência de campo externo, (B) Introdução de campo externo B_0 , (C) Alinhamento preferencial dos momentos magnéticos em relação a B_0 e (D) magnetização resultante (M_0) (Corrêa, 2009)

2.2.4.2 Sinal de RMN

Com a finalidade de provocar o fenômeno de ressonância, um campo magnético oscilatório (B_1) com frequência equivalente à de Larmor, é aplicado perpendicularmente ao campo magnético estático (B_0). Logo por um dado tempo de pulso, B_1 exerce torque sob a magnetização resultante (M_0), fazendo-a assumir inclinação θ e gerando nova componente transversal não nula M_{xy} (Gil e Geraldes, 1987).

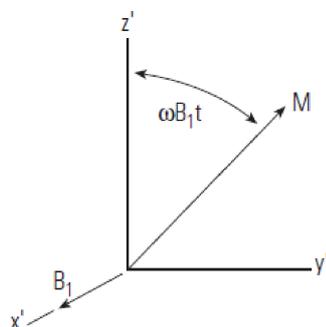


Figura 2.12 – Movimento do vetor magnetização quando aplicado o campo B_1 (Ellis, 2008)

O ângulo de deslocamento sobre a magnetização M_0 é proporcional a intensidade do campo B_1 e ao tempo de pulso aplicado (τ), sendo assim:

$$\theta = \gamma B_1 \tau \theta = \gamma B_1 \tau \quad (\text{Equação 2.15})$$

Quando interrompida a influência do campo B_1 , a resultante de magnetização começa a perder fase e retornar a sua posição inicial. Este decaimento de sinal, conhecido como FID (Free induction decay) é mensurado por uma bobina posicionada perpendicular à B_0 e seu registro ao longo do tempo é o que constitui o sinal de RMN (Coates et al, 1999).

Ao retornar para condição inicial, a magnetização M_0 descreve o processo de relaxação magnética nuclear, o qual compreende dois regimes distintos. A relaxação longitudinal (T_1) e transversal (T_2), ambos ocorrendo de maneira simultânea, porém totalmente independentes.

2.2.4.3 Espectro de T_2

O estudo dos fluidos saturantes de uma rocha reservatório é extremamente complexo, em especial se tratando de hidrocarbonetos. Ao se tratar de sistemas multicomponentes, como o petróleo, é feita a modelagem da curva de relaxação $M(t)$ a partir de combinações de T_2 referente a cada componente presente na rocha. Os valores da distribuição de T_2 são descritos pela seguinte equação:

$$M(t) = \sum M_i(0)e^{-\frac{t}{T_{2i}}} \quad M(t) = \sum M_i(0)e^{-\frac{t}{T_{2i}}} \quad (\text{Equação 2.14})$$

Onde:

$M(t)$ = Magnetização medida em um tempo t ;

$M_i(0)$ = Magnetização inicial a partir da componente de relaxamento;

T_{2i} = Constante de decaimento de relaxação transversal.

Na ocorrência de apenas um fluido saturando na rocha, é possível correlacionar cada valor de T_2 representando um grupo de tamanho de poros (Figura 2.13).

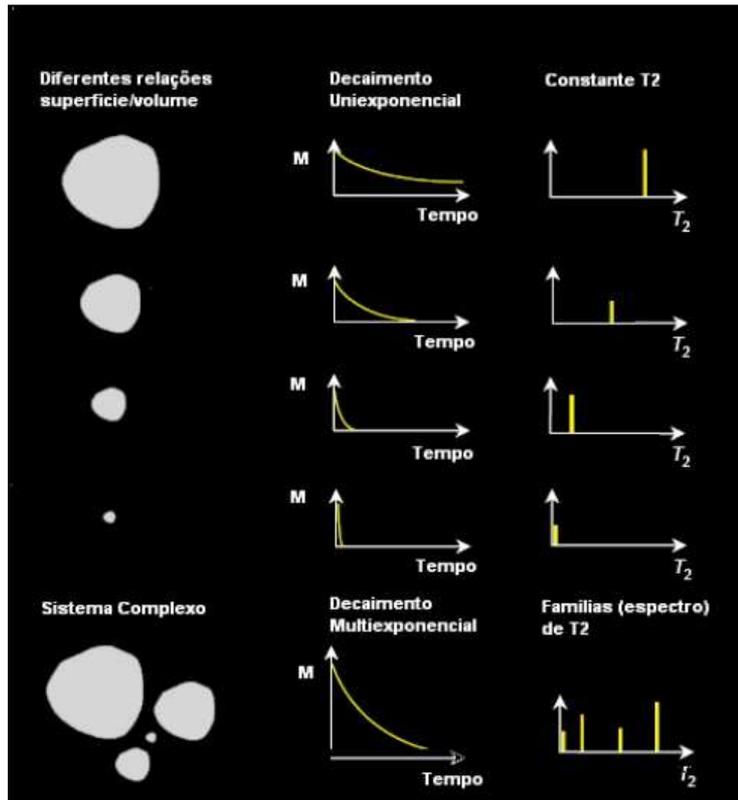


Figura 2.13 – Representação da relaxação em sistemas com um ou mais componentes, apresentando comportamento do decaimento de T_2 (Coates et al, 2001)

O dado bruto proveniente da curva de decaimento passa por processo de inversão, a transformada inversa de Laplace, sendo obtida a distribuição (espectro) dos tempos de relaxação de T_2 (Figura 2.14), permitindo assim interpretar a distribuição dos poros de maneira qualitativa (Coates et al, 2001) e pseudo quantitativa, quando correlacionados aos ensaios de medidas de porosidade por injeção de mercúrio (MICP).

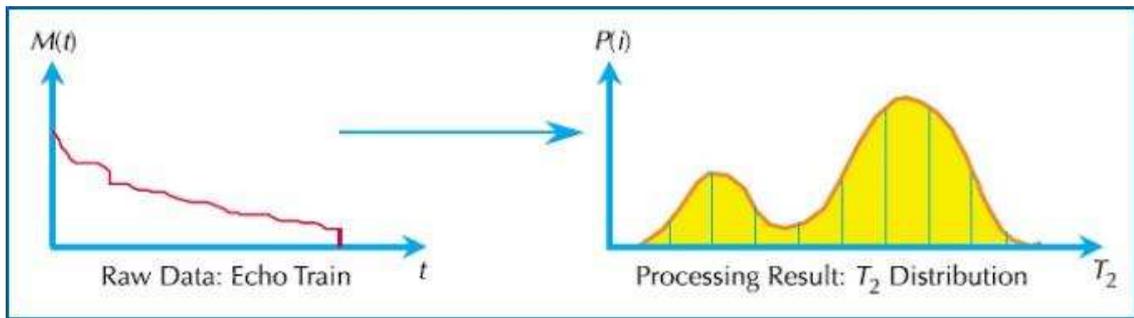


Figura 2.14 - Dados brutos de decaimento multiexponencial da RMN e espectro de T_2 (Coates et al, 2001)

2.2.4.4 Distribuição do tamanho de poros

De acordo com a Figura 2.15, é possível notar que quando o tempo de decaimento da curva T_2 é curto, o espectro de relaxação possui baixos valores de T_2 , o que sugere a incidência de poros pequenos. De forma análoga, um longo tempo de decaimento, apresenta valores altos de T_2 no espectro, ou seja, sugerindo a presença de poros grandes. Tal interpretação qualitativa é importante para a avaliação do tipo de porosidade do sistema, seja esta micro, meso e/ou macro.

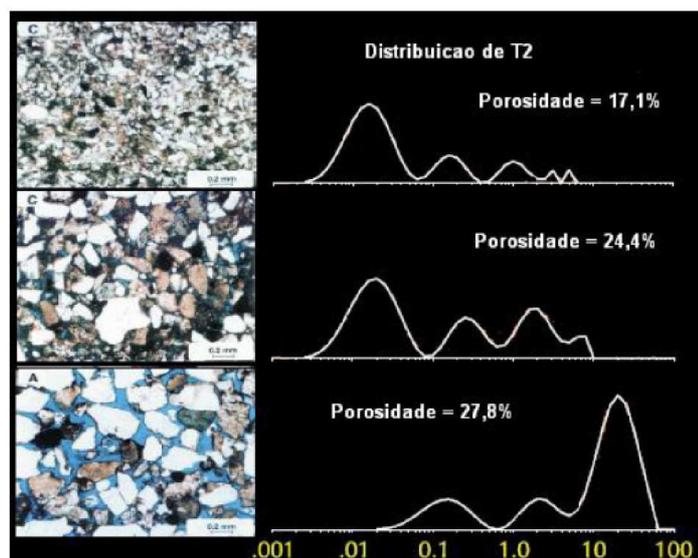


Figura 2.15 - Relação do espectro de T_2 com a distribuição de tamanho de poros (Coates et al, 2001).

2.2.4.5 Porosidade por RMN

A porosidade, propriedade já discutida anteriormente nesse capítulo, está diretamente ligada ao potencial de armazenamento de fluidos no espaço poroso de uma rocha reservatório. De maneira geral, os fluidos contidos nos poros apresentam a presença de hidrogênio (^1H). Como mencionado anteriormente, a ferramenta de RMN mensura apenas a quantidade de prótons, neste caso equivalente a concentração de hidrogênio, contido nos fluidos que saturam a rocha, considerando a mesma 100% saturada (Ellis, 2008).

Logo, é possível associar o valor da porosidade da rocha à máxima amplitude ($t = 0$) do decaimento dos dados brutos, uma vez que neste dado momento, todos os núcleos de prótons (hidrogênio) presentes nos poros estão sob efeito da polarização. Além da curva de decaimento, a integral da área compreendida pelo espectro de T_2 também é representativa da quantidade de hidrogênios presentes na formação, portanto, proporcional a porosidade.

CAPÍTULO 3 METODOLOGIA

3.1 Materiais e Equipamentos

Para a realização deste presente trabalho foram analisadas 20 amostras de arenitos referentes à Formação Rio Bonito - Bacia do Paraná. Todas as amostras chegaram na condição de testemunho, advindos do poço de sondagem PN-14-SC-02, perfurado pelo DNPM/CPRM.

Compreendido na borda leste da Bacia do Paraná, o poço está localizado na cidade de Alfredo Wagner, estado de Santa Catarina (Figura 3.1) com coordenadas $27^{\circ}42'01''\text{S}$ e $49^{\circ}20'01''\text{W}$. Os testemunhos (Figura 3.2) cedidos para este trabalho foram extraídos entre 40 e 200 metros de profundidade, possuindo diâmetro de 2". Estas amostras foram doadas à FGEL-UERJ e posteriormente cedidas ao Observatório Nacional (MCTI/ON).

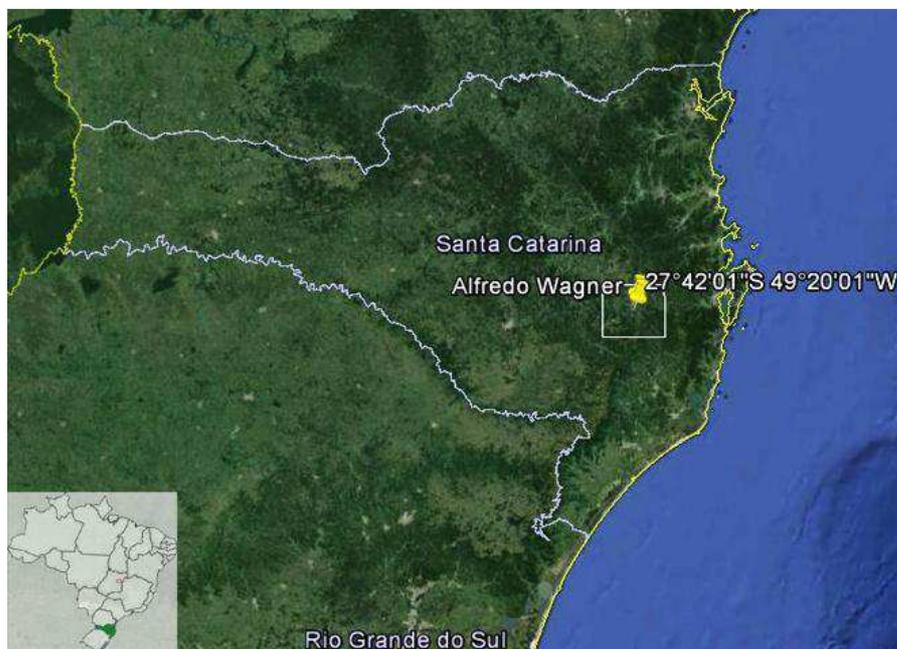


Figura 3.1 – Mapa com a localização do poço PN-14-SC-02.



Figura 3.2 – Testemunhos de 2” de diâmetro com suas profundidades descritas.

A caracterização das amostras foi realizada conforme as seguintes etapas: confecção de plugues a partir dos testemunhos, obtenção dos valores de porosidade e permeabilidade por expansão a gás e por fim, análise petrográfica das amostras.

As duas primeiras etapas experimentais deste trabalho foram realizadas no Laboratório de Petrofísica do Observatório Nacional (LabPetrON) e a última etapa em parceria com o Laboratório de Geologia Sedimentar da UFRJ (Lagesed) e o Departamento de Estratigrafia e Paleontologia da UERJ (DEPA – FGEL), onde foram respectivamente confeccionadas e descritas as lâminas petrográficas.

3.2 Procedimentos Experimentais

3.2.1 Confeção das Amostras

Para a obtenção das propriedades petrofísicas de rotina, se faz necessária a retirada de pequenos cilindros (plugues de amostra) dos testemunhos. Estes foram adquiridos com diâmetro de 1" (~2,5 cm) e comprimento aproximado de 2" (~5,0 cm).

Primeiramente os testemunhos foram cortados em uma máquina de corte bruto (Figura 3.3), a fim de minimizar seu comprimento e paralelizar topo e base objetivando a posterior plugagem.

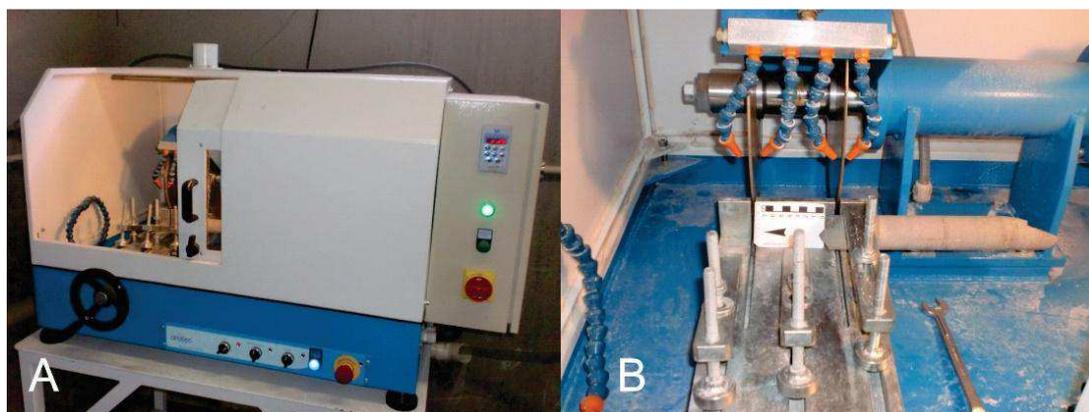


Figura 3.3 - A) Máquina de corte bruto (Marca: Core Lab, Modelo Arotec: 100-DDR) B) Detalhe do testemunho fixado passando pela operação de corte. (Pertencente ao LabPetrON).

Após esta etapa, foi realizada a operação de plugagem (Figura 3.4) para obtenção das amostras tanto perpendicular, quanto paralelamente ao eixo de extração dos testemunhos.

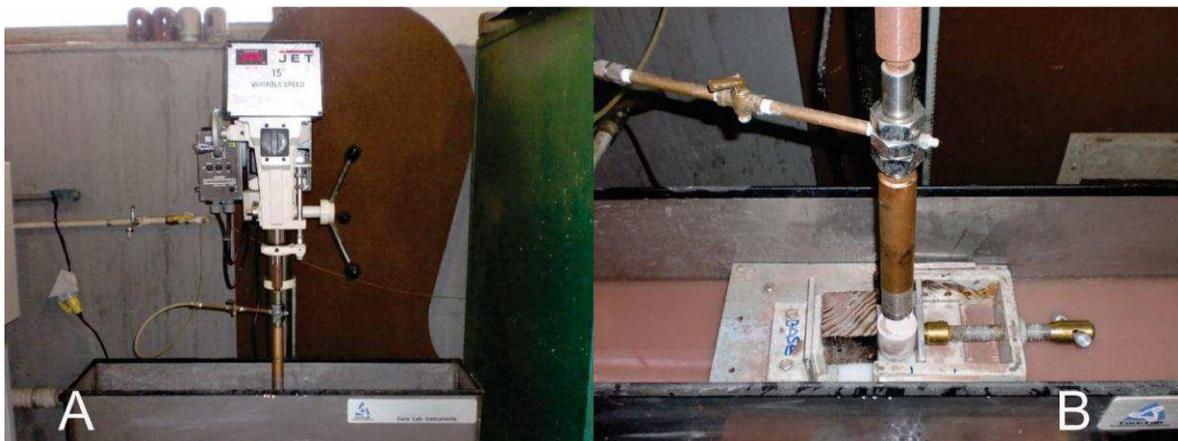


Figura 3.4 - A) Plugadeira, (Marca: Core Lab, Modelo: DPP-100). B) Detalhe da amostra sendo plugada. (Pertencente ao LabPetrON).

Em seguida os plugues foram faceados por uma máquina faceadeira (Figura 3.5), com intuito de garantir o comprimento e paralelismo entre base e topo das amostras, necessários para a correta obtenção dos parâmetros de porosidade e permeabilidade nas amostras.



Figura 3.5 - Máquina Faceadeira, (Marca Core Lab). (Pertencente ao LabPetrON).

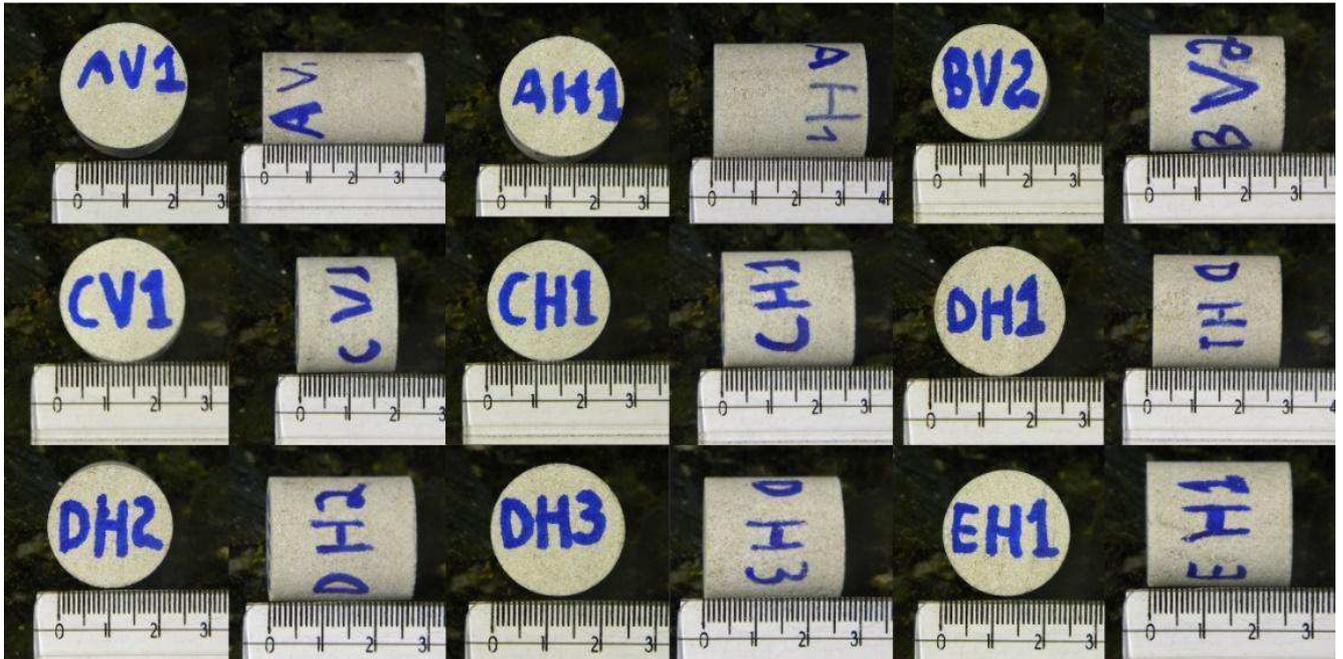


Figura 3.6 – Foto de alguns plugues confeccionados para este trabalho, após passarem por processos de limpeza e secagem.

3.2.2 Limpeza das Amostras

Terminada as etapas de corte, os plugues foram levados ao laboratório e passaram por um longo processo de limpeza a fim de retirar possíveis impurezas, as quais podem ocupar e obstruir o espaço poroso das amostras.

Para isto foi utilizado um extrator Soxhlet (Figura 3.7), realizando um processo de retirada contínua a partir dos solventes, tolueno para retirada de hidrocarbonetos, e metanol para a extração de sais do sistema poroso da amostra tal como é recomendado pela a norma RP 40 da American Petroleum Institute (API, 1998).



Figura 3.7. Extração contínua via Soxhlet. (Pertencente ao LabPetrON).

A extração contínua com solventes teve duração de 96 horas para cada plugue de amostra. Em seguida os plugues foram mantidos em estufa por 8 horas a uma temperatura de 60°C para secagem. Após secos, as amostras são mantidas sob condição de vácuo em dessecador até o momento da análise.

3.2.3 Caracterização das amostras

Com os plugues limpos e secos foi executado o procedimento de caracterização inicial com a realização das medidas das dimensões, pesagem das massas em balança de precisão (marca Sartorius, modelo CPA 1003S), catalogação e fotografia de cada amostra a ser estudada. Todas as medidas foram realizadas a temperatura de 23°C e umidade relativa de 50%, resumidas na tabela 2.

Tabela 2 - Dados Brutos das 23 Amostras de Arenito

AMOSTRA	MASSA (g)	VOLUME (cm ³)	DIÂMETRO (cm)	COMPRIMENTO (cm)	PROFUNDIDADE (m)
AV1	41.25	17.86	2.51	3.61	49.20
AH1	40.66	17.665	2.51	3.57	49.20
AH2	24.61	10.688	2.51	2.16	49.20
BV1	30.47	13.409	2.51	2.71	50.20
BV2	31.22	13.756	2.51	2.78	50.20
CV1	24.65	10.391	2.51	2.10	50.70
CH1	32.29	13.706	2.51	2.77	50.70
DH1	31.60	13.706	2.51	2.77	52.20
DH2	32.13	14.053	2.51	2.84	52.20
DH3	30.91	13.657	2.51	2.76	52.20
EH1	32.55	14.003	2.51	2.83	52.40
EH2	32.32	13.657	2.51	2.76	52.40
EH3	32.21	13.756	2.51	2.78	52.40
FV1	42.17	18.11	2.51	3.66	58.98
FH1	41.29	18.061	2.51	3.65	58.98
GV1	29.10	12.667	2.51	2.56	61.20
GH1	21.47	9.055	2.51	1.83	61.20
HV1	41.84	18.011	2.51	3.64	157.70
HV2	40.91	17.863	2.51	3.61	157.70
HH1	23.79	10.539	2.51	2.13	157.70
IV1	59.76	23.108	2.51	4.67	137.30
IV2	35.54	13.805	2.51	2.79	137.30
IH1	25.87	10.094	2.51	2.04	137.30
JV1	43.89	18.061	2.51	3.65	193.77
JH1	28.94	12.172	2.51	2.46	193.77

3.2.4 Petrofísica de Rotina

A caracterização petrofísica de rotina tem a finalidade de obter os parâmetros básicos do sistema poroso das rochas em estudo, tais como: volume de sólidos, porosidade efetiva, densidade de grãos e permeabilidade absoluta.

Para avaliar o espaço poroso dos plugues de rocha foram utilizados um porosímetro e um permeâmetro de expansão a gás, UltraPore 300 e UltraPerm 500, ambos fabricados pela CoreLab Instruments (Figura 3.8). Tais equipamentos obtêm os valores de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta, a partir da variação de pressão através da injeção de gás nitrogênio (N_2) no interior de câmaras de pressão (Core Holders).

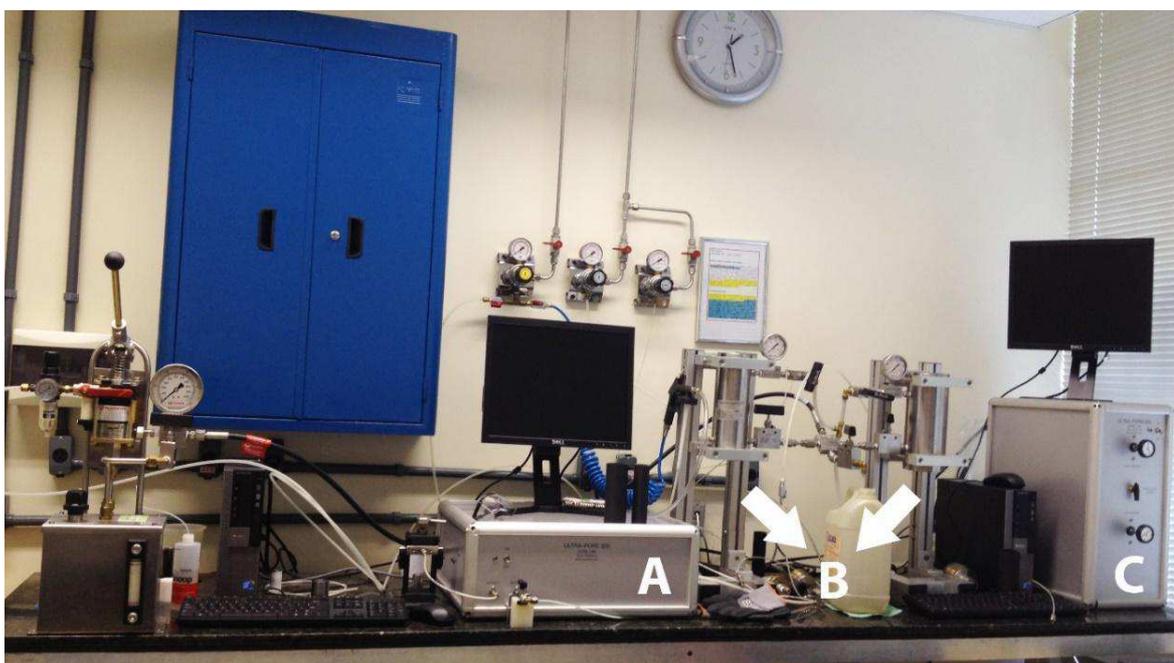


Figura 3.8 – Bancada do LabPetrON com os equipamentos: A) Porosímetro UltraPore 300, B) Câmara de pressão (Core Holders) e C) Permeâmetro UltraPerm 500 todos da CoreLab Instruments.

3.2.4.1 Medição do Volume de Poros

O porosímetro UltraPore 300 (Figura 3.8 A) calcula a porosidade de rochas através da razão entre o volume poros e o volume total da amostra (Equação 2.1). Este equipamento baseia-se em uma das leis fundamentais para gases, a lei de Boyle-Mariotte, a qual relaciona a variação de pressão e volume de um gás ideal em um sistema isotérmico a uma constante.

$$PV = cte \Leftrightarrow P_i V_i = P_f V_f \quad PV = cte \Leftrightarrow P_i V_i = P_f V_f \quad \text{(Equação 3.1)}$$

O princípio adotado pelo equipamento consiste na inserção do plugue de amostra de rocha na câmara de pressão (Core Holder) envolto por uma camisa de borracha com diâmetro aproximado de 1", fixado por dois difusores metálicos vazados para injeção de gás nitrogênio nos poros da amostra. O porosímetro possui em seu interior uma câmara de referência com volume conhecido V_1 onde o gás é injetado e armazenado a uma pressão P_1 , ligada a câmara de pressão. Com o acionamento da válvula de ligação entre as câmaras, o gás é expandido isotermicamente penetrando na amostra, variando o volume para ΔV atingindo uma nova pressão de equilíbrio P_2 medida pelo equipamento. Logo aplicando a lei de Boyle obtém-se:

$$P_1 V_1 = P_2 (V_1 + \Delta V) \quad P_1 V_1 = P_2 (V_1 + \Delta V) \quad \text{(Equação 3.2)}$$

Onde:

P_1 = Pressão da câmara de referência no aparelho;

V_1 = Volume de referência da câmara de gás;

P_2 = Pressão de equilíbrio na amostra;

ΔV = Volume de gás na amostra, ou seja, o volume de poros da amostra.

Neste trabalho foi assumido o valor mínimo de pressão hidrostática confinante de 500 psi para todas as amostras contidas na câmara de pressão.

3.2.4.2 Medição da Permeabilidade Absoluta

O permeametro UltraPerm 500 (Figura 3.8 C) utiliza a equação de Darcy para calcular a permeabilidade a partir das pressões de entrada, saída e taxa de fluxo do gás, além do comprimento e área da amostra. O equipamento é regulado para atingir uma vazão constante conforme o tipo de rocha analisada, a fim de manter um fluxo laminar no espaço poroso.

$$k = \frac{P_1 \mu Q_1 L}{(P_1^2 - P_2^2) A} k = \frac{P_1 \mu Q_1 L}{(P_1^2 - P_2^2) A} \quad (\text{Equação 3.3})$$

Onde:

k = permeabilidade absoluta (mD);

μ = viscosidade do nitrogênio (cP);

Q1 = taxa de fluxo (cm³/s);

L = comprimento da amostra (cm);

A= área seção transversal da amostra (cm²);

P1 = pressão de injeção (atm);

P2 = pressão de saída (atm).

De modo similar ao ensaio de porosidade, para efetuar a medição da permeabilidade a amostra permanece confinada na câmara de pressão (figura 3.8 B) a uma pressão de 500psi e o operador fornece ao programa do UltraPerm-500 as dimensões dos plugues.

A figura 3.9 apresenta o esquema de funcionamento do porosímetro e permeâmetro, utilizada nos ensaios para obtenção dos valores de porosidade e permeabilidade das amostras estudadas neste trabalho.

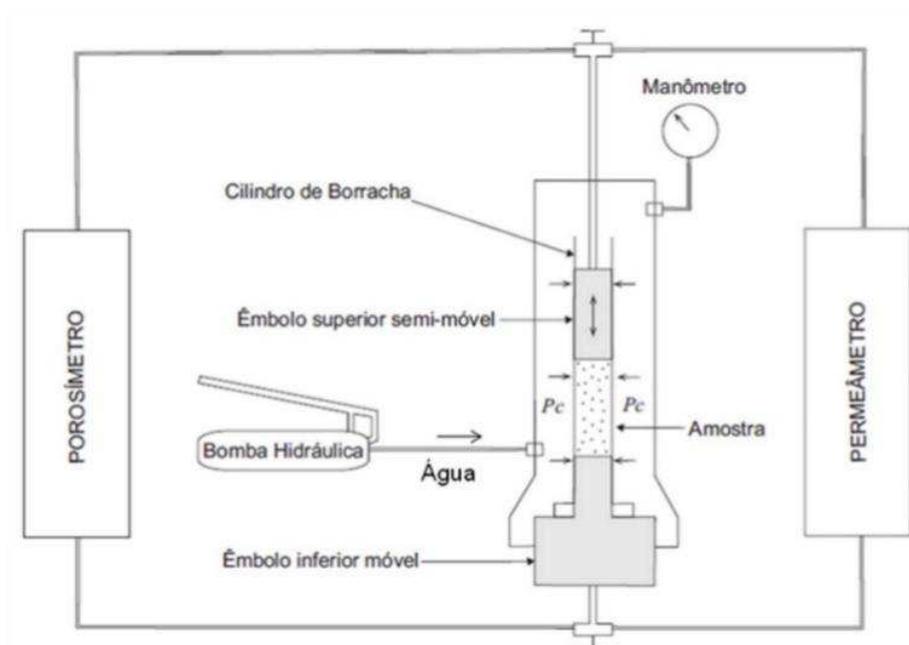


Figura 3.9 - Esquema geral da câmara de pressão hidrostática do porosímetro e permeâmetro. As amostras foram submetidas a pressão confinante de 500 psi (Maximiano, 2014)

3.2.5 Petrofísica Especial por Ressonância Magnética Nuclear (RMN)

A segunda etapa experimental realizada nas amostras areníticas teve como objetivo a aquisição dos parâmetros petrofísicos por RMN visando à inferência de suas porosidades para posterior comparação com os valores obtidos pelos ensaios de rotina.

O princípio físico envolvido nas medidas de RMN é baseado na polarização dos átomos de hidrogênio (^1H), presentes nos fluidos saturantes das rochas, gerada por um magneto permanente integrante do equipamento e consecutivas medições de tempo de relaxamento de ^1H . Com este objetivo, todas as amostras foram submetidas ao processo de saturação, a fim de obter o máximo preenchimento pelo fluido saturante no espaço poroso, para então serem analisadas pela ferramenta de RMN.

3.2.5.1 Saturação com Salmoura

Os plugues de rocha passaram pelo processo de saturação em câmara de confinamento, primeiramente por um período de 4 horas a vácuo, seguido por pressurização de 2.000 psi por 12 horas (Saturador manual da marca Vinci Technology), imersos em solução salina de cloreto de sódio (NaCl) a 50kppm.



Figura 3.10 – Bancada com o dissecador e o saturador manual da marca Vinci (Pertencente ao LabPetrON)

Após o processo de pressurização, foi calculado gravimetricamente o índice de saturação (IS) de cada amostra. Foi estipulado que um IS superior a 95% é satisfatório para se considerar a amostra saturada, onde as amostras com IS abaixo deste valor passaram novamente pelo processo de limpeza e saturação.

Posteriormente à saturação, as amostras foram cuidadosamente retiradas da câmara e mantidas imersas na mesma solução em béqueres no interior de dissecadores a vácuo até o momento da análise no equipamento de RMN.

3.2.5.2 Medidas de RMN

O equipamento de ressonância magnética nuclear consiste em magnetos, dispostos paralelamente, responsáveis pela geração do campo magnético principal estático (B_0) e uma bobina (sonda ou *probe*) a qual tem função transmitir os pulsos de radiofrequência (B_1), bem como captar o sinal de RMN, ou seja, o tempo de relaxação (Figura 3.11).

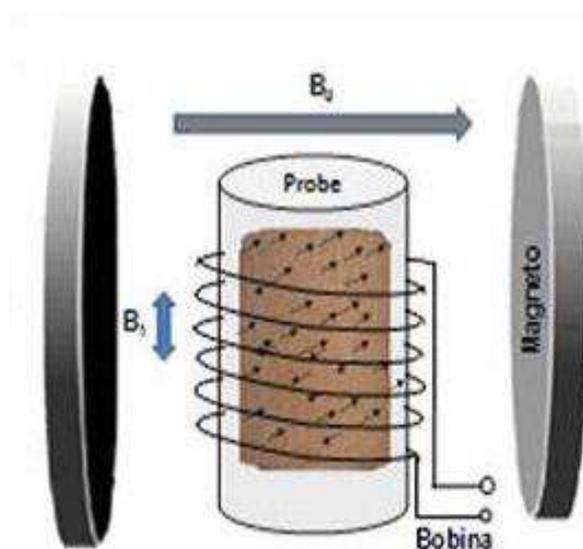


Figura 3.11 - Esquema do interior do equipamento de ressonância nuclear magnética: Probe, bobinas de gradiente para geração de B_0 e bobina de emissão de pulsos e detecção do Sinal. (Forecchi, 2011)

A obtenção dos parâmetros de RMN foi realizada a partir de um espectrômetro de RMN de bancada MARAN Ultra-2 da Oxford Instruments Molecular Biotools Ltd. (Figura 3.12). Os valores de tempo de relaxação transversal, T_2 , foram medidos a partir da seqüência de pulso CPMG (Carr-Purcell-Meiboom-Gil) com o equipamento operando na faixa de 2MHz para a freqüência do ^1H . Foi assumido para a amostra de calibração o valor de 14% de ganho e número de scans 4, enquanto para análise dos plugues foi utilizado ganho de 100% e número de scans 32.

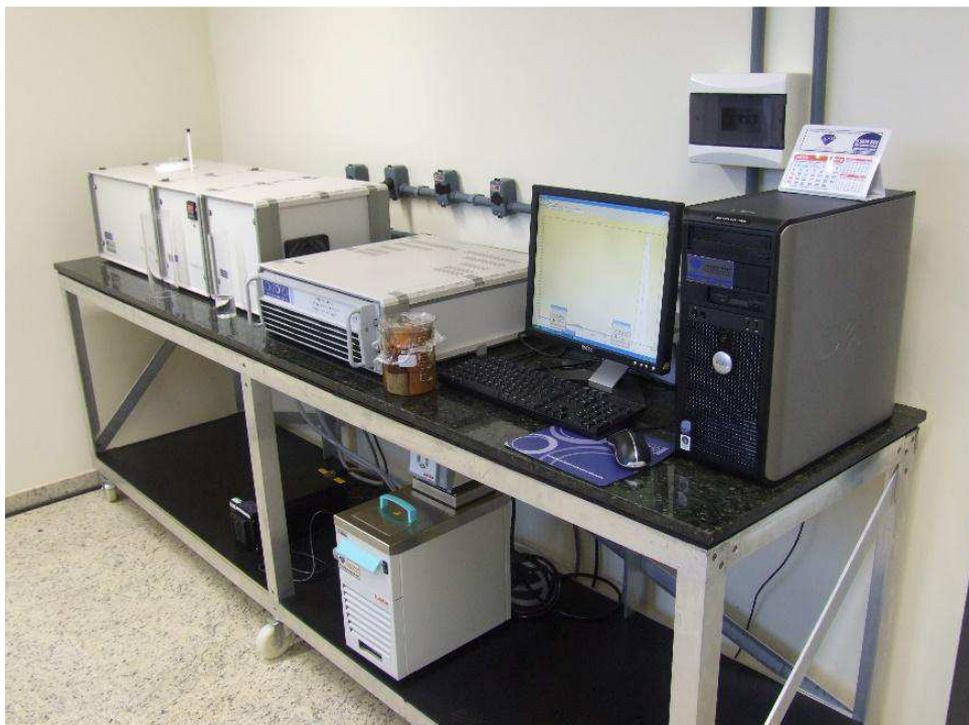


Figura 3.12 – Equipamento de Ressonância nuclear magnética de bancada MARAN Ultra-2 da Oxford Instruments Molecular Biotools Ltd. (Pertencente do LabPetrON).

Para minimizar ao máximo a perda de massa do fluido saturantes, as amostras foram envolvidas por um filme de Teflon, para posteriormente serem analisadas no espectrômetro de RMN, além de passarem por pesagem de suas massas antes e depois de inseridas no equipamento.

3.2.5.3 Tratamento dos Dados

Os valores brutos adquiridos da relaxação de T_2 passaram por processo de regularização, onde um parâmetro de suavização é introduzido no algoritmo para geração da distribuição de T_2 . Para isto, foi utilizado o software WinDXP 1.8.1.0 (Oxford Instruments, UK) no qual, através do cálculo da transformada inversa de Laplace das medidas CPMG irá gerar o espectro T_2 .

3.2.6 Caracterização Petrográfica

Buscando complementar os experimentos abordados anteriormente e para uma melhor compreensão do sistema poroso e da mineralogia das amostras, optou-se pela análise petrográfica dos plugues de rocha através da descrição microscópica de lâminas delgadas. Para isto se fez necessário a geração e análise de tais lâminas, procedimentos estes realizados respectivamente no Laboratório de Laminação da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e na Faculdade de Geologia da Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ).

Depois de realizados os processos de limpeza e secagem, uma porção do comprimento de cada amostra foi utilizada para a confecção das lâminas petrográficas. A primeira etapa consiste na impregnação de resina epóxi a vácuo nas amostras, de modo a preencher seus poros. Em seguida a amostra com espessura de cerca de 0,5cm, têm um dos lados polidos e “fundidos” à lâmina de vidro, enquanto o outro lado passa por um severo processo de desbaste e posterior polimento até alcançar espessura aproximada de 0,03mm. Então a lâmina é coberta por uma lamela de vidro, tornando-se uma lâmina delgada.

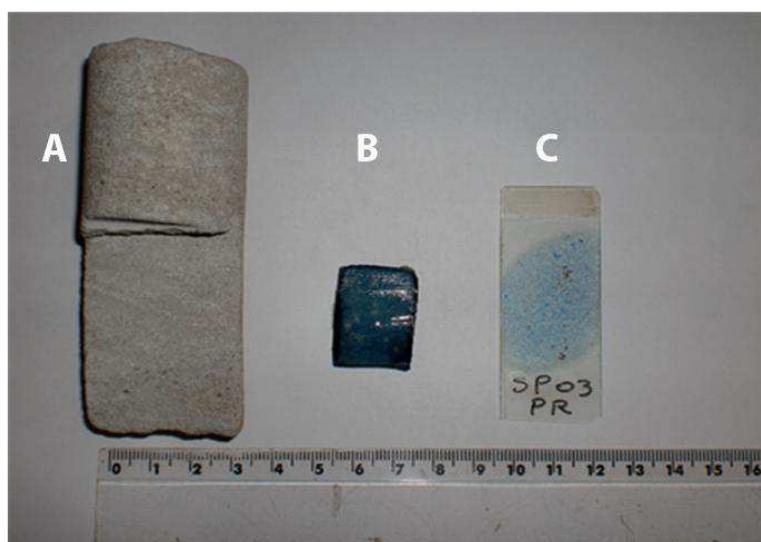


Figura 3.13 – Foto ilustrando as etapas da passagem de um plugue para uma lâmina delgada: A) Plugue da rocha consolidada, B) Amostra impregnada com resina epoxi azul e C) Lâmina delgada após o processo de impregnação da resina em seus poros (Maximiano, 2014).

Ao atingir a menor espessura, a maioria dos minerais que compõem a rocha são transparentes. Além disso, a resina que impregna as lâminas possui coloração azul (azul de metileno) o que a diferencia dos minerais, simplificando a divisão da porção sólida e porosa da rocha.

Terminada a etapa de confecção, as lâminas foram levadas para o Departamento de Geologia da UERJ, onde foram registradas e analisadas por fotos em um microscópio óptico binocular da marca ZEISS. Foram utilizados nicóis paralelos (birrefringente) e cruzados (polarizada), com aumento entre 10 e 40 vezes para a obtenção das fotomicrografias.

CAPÍTULO 4 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentadas as descrições das lâminas petrográficas, assim como os resultados dos ensaios de petrofísica de rotina. Os dados de permoporosidade são correlacionados com as análises petrográficas, justificando os valores obtidos. Os resultados dos ensaios de rotina são abordados por meio de tabelas e gráficos.

4.1 Análise Petrográfica

Com intuito de corroborar os resultados obtidos através dos ensaios de petrofísica de rotina, a análise petrográfica realizada neste trabalho buscou avaliar a influência morfológica, mineralógica e os processos diagenéticos na criação e distribuição do sistema poroso.

As lâminas petrográficas das amostras de arenitos são constituídas essencialmente por cimento, com a presença de feldspatos, quartzos e fragmentos líticos. Sendo essas amostras categorizadas como: arenitos quartzosos, arenitos feldspáticos, fragmentos líticos, micas e argilominerais (RAMOS, 2016).

4.1.1 Amostras JV1 e JH1 (193,77m)

A análise petrográfica das amostras (Figura 4.1) resultou em caracterizá-las como um arenito fino, caulínico, com uma seleção granulométrica moderada à boa. Seus grãos são subarredondados a arredondados firmemente cimentados. Sua porosidade é moderada à baixa, apresentando também porosidade secundária intergranular.

Estão presentes grãos de quartzo, feldspato, muscovita, carbonato de cálcio, plagioclásio, caulinita, illita, biotita, óxidos-hidróxidos de ferro e elementos opacos. Mais uma vez, os processos diagenéticos proeminentes são o crescimento sintaxial de quartzo e a dissolução química de grãos, em especial o feldspato. Além disso, destaca-se a presença de cimento argiloso e autigênico no espaço vazio, onde a caulinita acoberta a microporosidade entre os grãos.

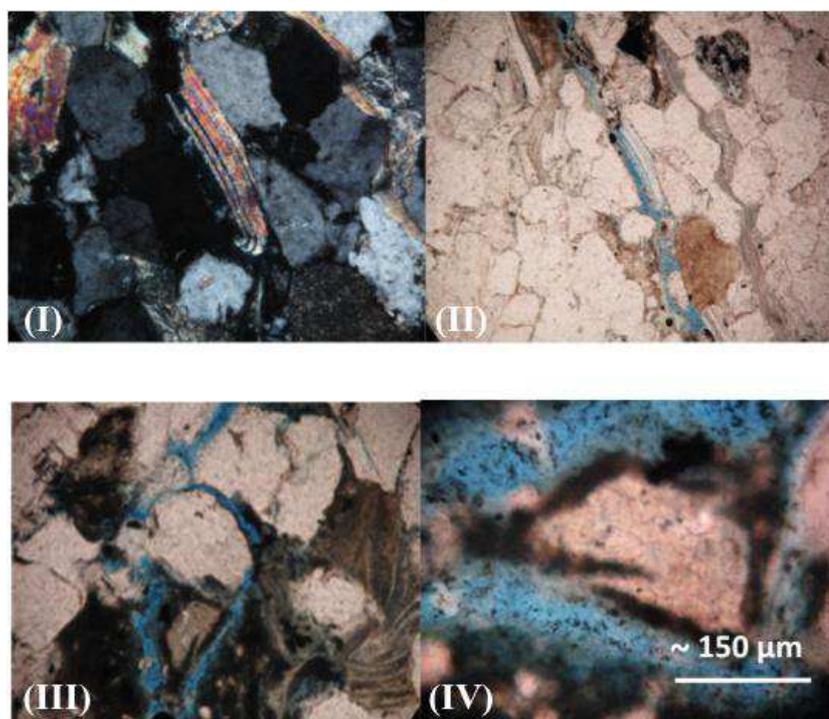


Figura 4.1 - Na Fotomicrografia (I) e (II) com aumento 20x e 50x, nicóis cruzados e nicóis paralelos, respectivamente, (III) e (IV) com aumento 40x com nicóis paralelos.

4.1.2 Amostras IV1 e IV2 (137,30m)

As amostras qualificam-se como um arenito muito fino, de coloração esverdeada, dispendo de uma boa seleção de grãos. Petrograficamente, as lâminas (Figura 4.2) foram definidas como um arenito quartzoso, não exibindo aparentemente nenhuma porosidade. Supõe-se que a microporosidade está abstrusa em conseqüência da presença de argilominerais.

Constatou-se a presença de grãos de quartzo, feldspato, biotita, ilita, carbonatos óxidos-hidróxidos de ferro, todos com grãos muito finos e altamente compactados, correlatos com a profundidade das amostras. Também é notório a presença de cimento argiloso e carbonático (calcita).

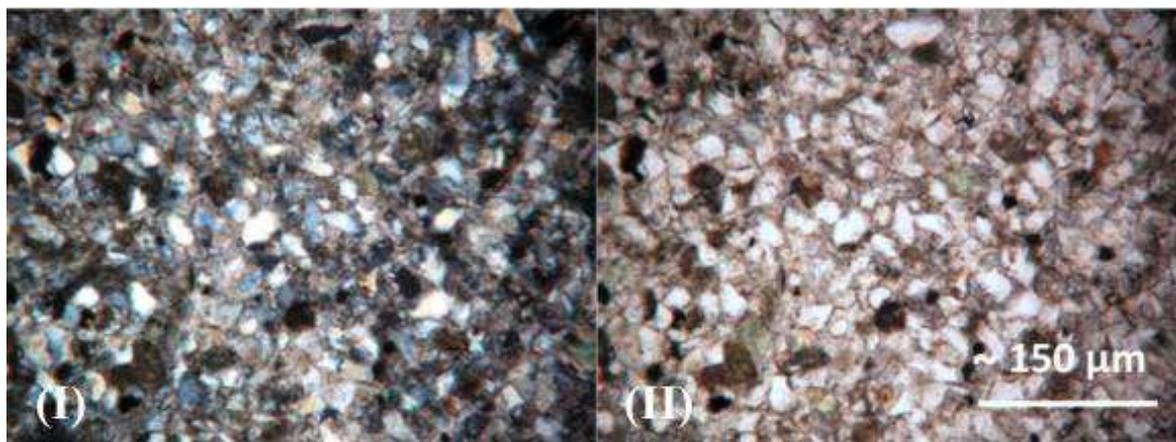


Figura 4.2 - As Fotomicrografias (I) e (II) com nicóis cruzados e paralelos nas lâminas, respectivamente. Apresentam-se com aumento de 10 x.

4.1.3 Amostras HV1 e HV2 (157,70m)

As amostras caracterizam-se como um arenito fino a médio, branco, de seleção granulométrica moderada, com grãos subarredondados. Apresentam estratificação de baixo ângulo e porosidade moderada a baixa. As lâminas analisadas, Figura 4.3, sugerem um arenito quartzoso com grãos subarredondados apresentando fraturas, clivagem, com contatos côncavo-convexo, plano-reto, pontuais, e suturantes.

Além do quartzo, estão presentes minerais e argilominerais como feldspato, muscovita, plagioclásio, ilita, caulinita, óxidos-hidróxidos de ferro e elementos opacos. A porosidade principal é secundária, promovida por fratura intergranular e móldica. Novamente são observados cimentos carbonáticos e autigênicos diagenéticos evidenciados, além de evidências diagenéticas de dissolução química de grãos feldspáticos, crescimento sintaxial de quartzo.

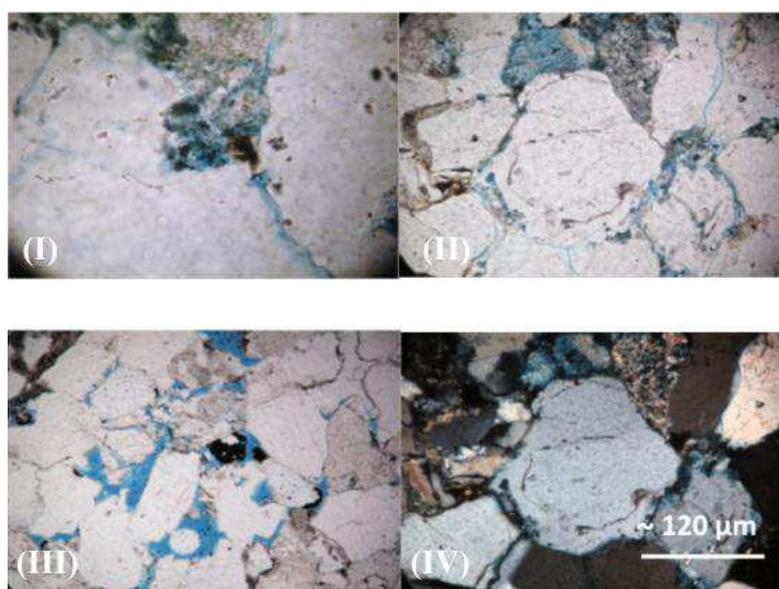


Figura 4.3 - As Fotomicrografias (I), (II), (III) e (IV), com aumento de 50x, 40x, 20x e 40x, respectivamente, com uso de luz birrefringente (nicóis paralelos) nos três primeiros e com luz polarizada (nicóis cruzados) na última.

4.1.4 Amostras GV1 (61,20m)

O estudo da lâmina, Figura 4.4, qualificou a amostra como um arenito quartzoso de granulometria muito fina a fina, com grãos fraturados, subarredondados e arredondados. Aparentemente caulínico, maciço e provável baixo volume de vazios.

Evidencia-se porosidade secundária, intergranular e móldica. Porém devido à grande presença de argilominerais, a microporosidade não se destaca. A análise considerou como os principais processos diagenéticos a dissolução por pressão de quartzo e dissolução química de grãos feldspáticos. Observa-se a presença de cimentos autigênicos como a sílica, o feldspato e cimento caulínico. Embora as predominâncias quartzosas também estão presentes feldspato, plagioclásio, muscovita, zircão e argilominerais (caulinita) e elementos opacos.

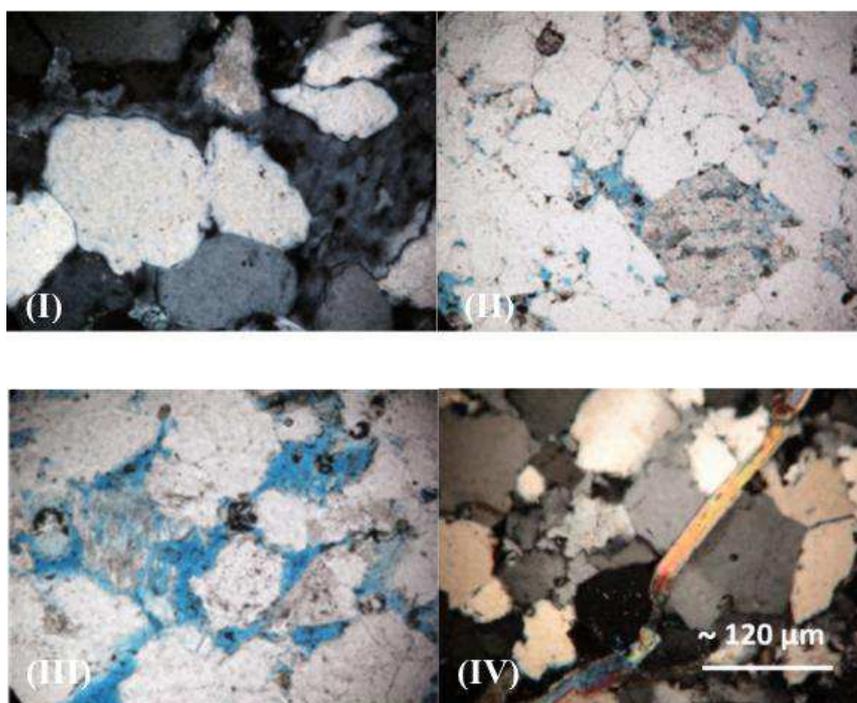


Figura 4.4 - As Fotomicrografias (I) com nicóis cruzados (luz polarizada), e aumento de 40x, apresentando cimento feldspático e grãos de quartzo, e (II), (III) e (IV) com nicóis paralelos. (Aumentos de 10x e 20x).

4.1.5 Amostras FV1 e FH1 (58,98m)

As amostras são congruentes a um arenito quartzoso de granulometria fina à média e coloração clara. Há evidências de estratificação cruzada, com filmes de argila escura nos planos de estratificação. Além disso, possuem porosidade moderada e seleção de grãos moderada à boa.

Nas lâminas (Figura 4.5) também foi possível observar grãos de feldspato, muscovita, calcita, caulinita, plagioclásio e elementos opacos. Os grãos são subarredondados a arredondados, apresentando fraturas. Também estão dispostos alguns de poros isolados, porém novamente a porosidade principal é a secundária, sendo esta intergranular, intragranular e móldica. Nota-se também a calcita, crescimento sintaxial de quartzo (franjas) e cimento carbonático.

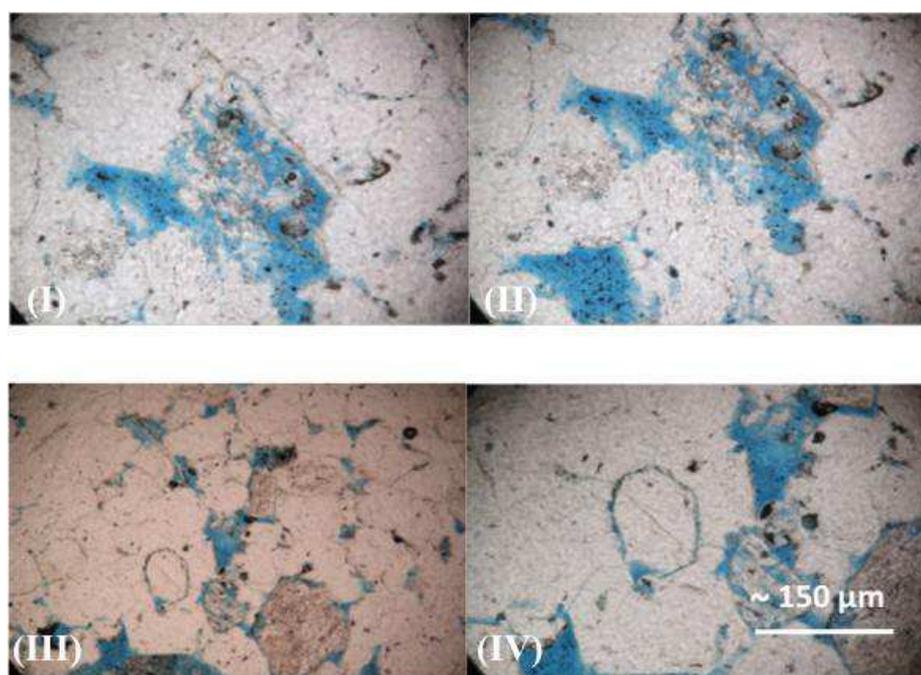


Figura 4.5 - As Fotomicrografias (I), (II), (III) e (IV) com nicóis paralelos. Aumento de 20x, 20x 10x e 20x, respectivamente.

4.1.6 Amostras EH1, EH2 e EH3 (52,40m)

As amostras correspondem a um arenito com predominância de quartzo, sua seleção é moderada, com grãos finos, compactados e fraturados. Os grãos contêm características subarredondadas com baixa esfericidade, apresentando contatos côncavo-convexos, suturante e reto.

No estudo das lâminas, Figura 4.6, foi possível observar grãos de quartzo, feldspato, illita, pirita, plagioclásio, muscovita, caulinita e alguns elementos opacos. As amostras exibem uma boa definição de porosidade secundária, atribuindo a diagênese sofrida pela amostra como o fator principal para sua formação. Apresentam-se também poros isolados, que enfatizam a porosidade secundária como intergranular e móldica.

Entre os processos diagenéticos que corroboraram para a distribuição do espaço poroso, destacam-se a dissolução química do feldspato, dissolução por pressão do quartzo, preenchimento de vazios por cimento carbonático, cimento silicoso, por argilominerais, por óxidos-hidróxidos de ferro e possível presença de micrita.

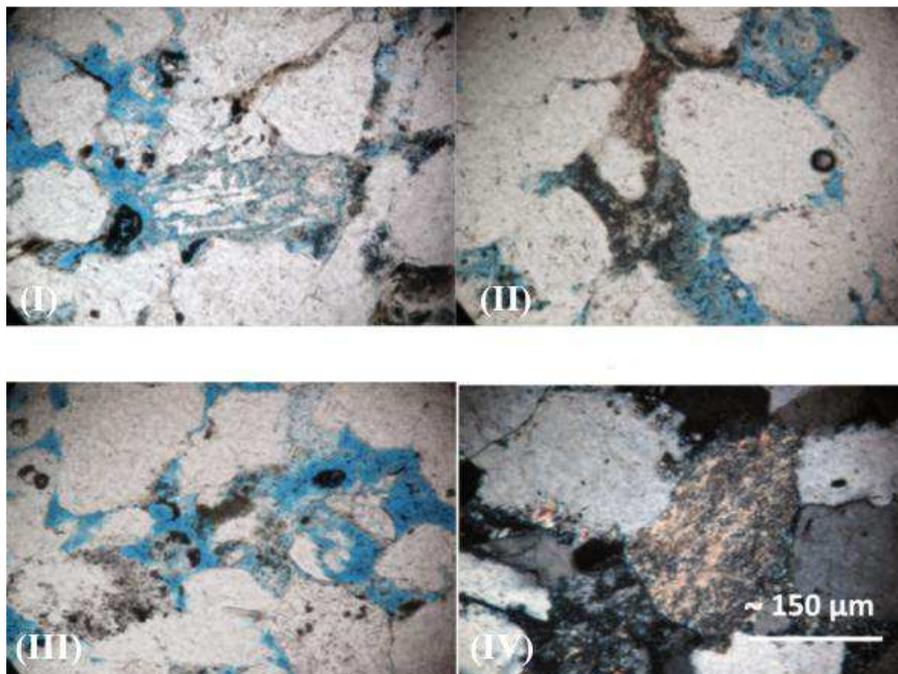


Figura 4.6 - As Fotomicrografias (I), (II) e (III) com aumento de 20x, 40x e 20x, respectivamente, obtidas com luz birrefringente (nicóis paralelos) e a Fotomicrografia (IV) obtida com luz polarizada (nicóis cruzados) e aumento de 40x.

4.1.7 Amostra DH1, DH2 e DH3 (52,20m)

As amostras correspondem a um arenito com granulometria média, coloração clara e seleção moderada, além de ser possível observar estratificação cruzada. A análise laminar expôs um arenito quartzoso com calibre de grão de fino a médio, seleção moderada a boa, grãos subarredondados a arredondados e grãos fraturados.

A cimentação argilosa é aparente, assim como a presença de sílica, carbonato de cálcio e crescimento sintaxial de quartzo. Devido à ocorrência de grãos compactados, supôs-se uma imersão a maiores profundidades, acompanhada de soerguimento posterior.

Destacam-se nas lâminas (Figura 4.7), duas regiões com porosidade secundária intergranular. Além destas, é possível notar grãos de plagioclásio, illita, calcita, muscovita, microclínio. Os argilominerais se encontram dissolvidos entre os grãos de quartzo e feldspato, preenchendo o interior dos poros.

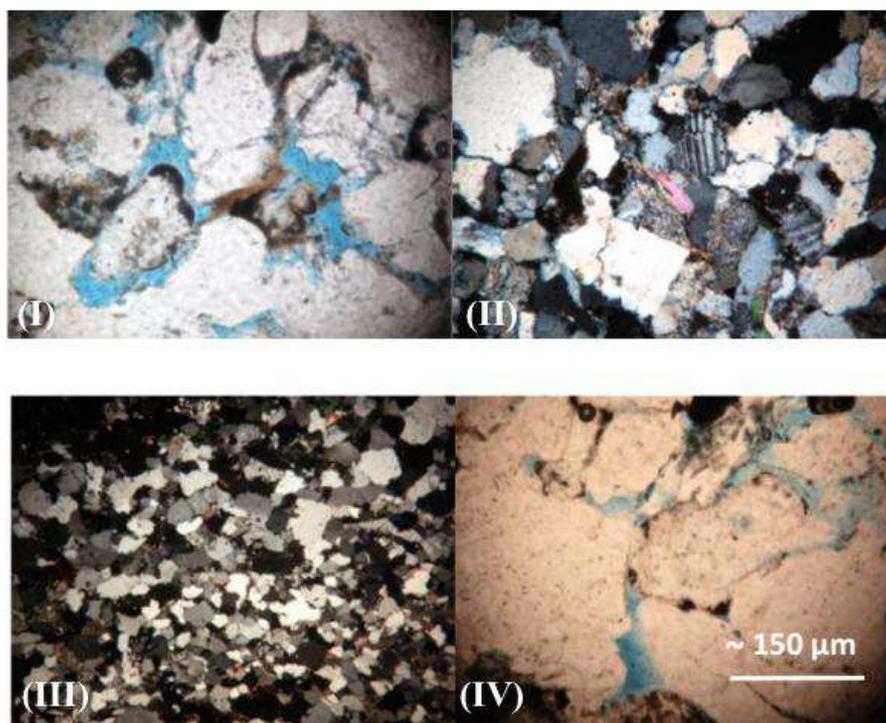


Figura 4.7 - Na fotomicrografias (I) utilizou-se nicól paralelo com aumento de 20x, e (II) com nicól cruzado com aumento de 10x. (III) com nicóis cruzados (luz polarizada), apresentando compactação e (IV) distribuição da porosidade.

4.1.8 Amostra CH1 (50,70m)

A amostra apresenta-se petrograficamente como um arenito quartzoso, com grãos de feldspato. Tais lâminas revelam uma granulometria fina, com seleção de moderada a boa e grãos subarredondados à arredondados. Exibem também grãos compactados, ou fraturados. Entre os minerais presentes estão o zircão, muscovita,

plagioclásio e novamente argilominerais como a illita e caulinita.

As lâminas estudadas (Figura 4.8) têm a predominância de porosidade secundária intergranular móldica, fenestral. Esta foi desenvolvida por processos diagenéticos, como a dissolução química do feldspato, o crescimento sintaxial de quartzo e apresenta preenchimento por cimento carbonático como a calcita e por argilominerais como a caulinita e illita.

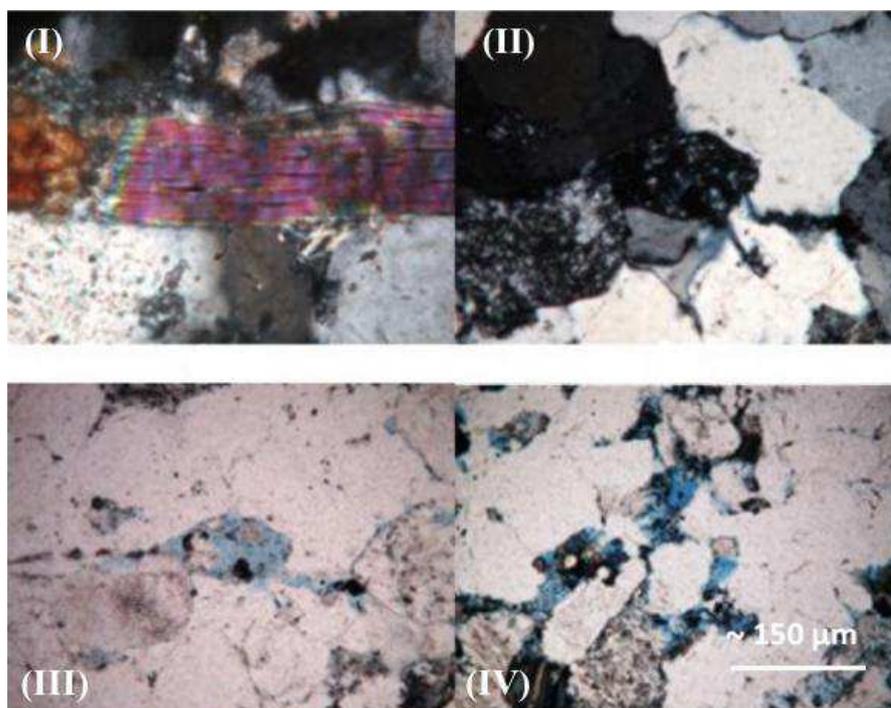


Figura 4.8 - Fotomicrografias (A) e (B) com nicóis cruzados (luz polarizada), com aumentos de 50x e 40x, respectivamente. (C) e (D) com nicóis paralelos. (Aumentos de 40x e 20x).

4.1.9 Amostra BV1 e BV2 (50,20m)

As lâminas da amostra (Figura 4.9) se destacam devido a uma quantidade notória de poros interligados com a presença de arenito quartzoso. Também há ocorrência de grãos de feldspato, micas (muscovita e biotita), plagioclásios e

argilominerais, em especial a caulinita e illita. Os grãos exibem espessura fina, subarredondados a arredondados. Devido ao grau de compactação apresentado, foi levantada a possibilidade que estes passaram por um processo de soterramento profundo, seguido de soerguimento.

Processos diagenéticos foram responsáveis pela porosidade secundária observada nas lâminas. Devido a compactação por pressão, foi possível observar o crescimento sintaxial de quartzo, com franjas no entorno do grão original, dissolução química de feldspato e cimento argiloso de caulinita. Novamente a microporosidade não foi capaz de ser observada, resultado da presença da caulinita, entre outros argilominerais.

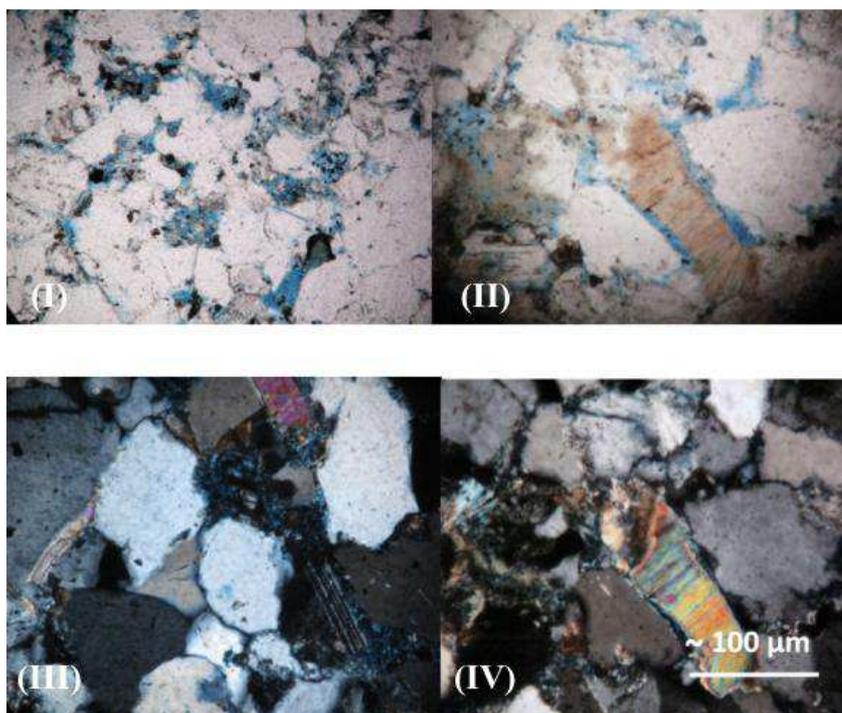


Figura 4.9 - Fotomicrografias (I) e (II) com nicóis cruzados (luz polarizada), com aumentos de 50x e 40x, respectivamente. (III) e (IV) com nicóis paralelos. (Aumentos de 40x e 20x).

4.1.10 Amostra AV1 e AH1 (49,20m)

As lâminas das amostras extraídas à profundidade de 49,20m (figura 4.10) descrevem fundamentalmente um arenito quartzoso, com presença de feldspato, tamanho fino a médio, possuindo seleção moderada a boa. Notam-se grãos subarredondados a arredondados e grãos fraturados ocasionando porosidade secundária, preenchida por cimento argiloso, tal como caulinita e illita, também há presença de plagioclásio, feldspato, muscovita, microclínio, cimento autigênico, sendo o cimento carbonático a calcita junto a cimento silicoso, além da presença de zircão e feldspato diagenético.

Atribui-se a dissolução do feldspato como razão para baixa porosidade móldica. Além disto, devido à deposição da caulinita, as microporosidades presentes foram ocultadas. Por fim, não foi possível observar a porosidade apresentada pelo porosímetro com o aumento utilizado na microscopia. A Figura 4.10 nos mostra as lâminas descritivas destas amostras.

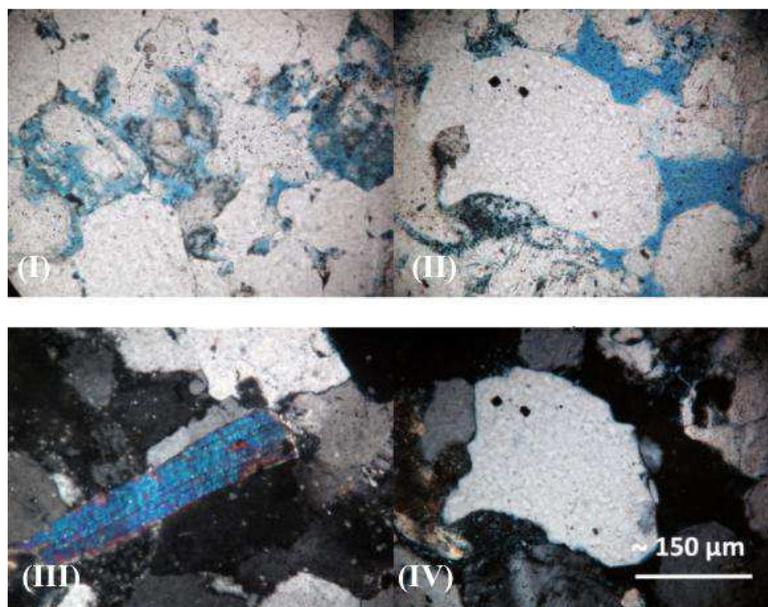


Figura 4.10 - Fotomicrografias (I) e (II) com nicóis paralelos observam-se as porosidades secundárias desenvolvidas em suas estruturas 20x e 40x. No centro da imagem (III), destaca-se um grão de muscovita e em (IV) um grão de quartzo, ambos em nicóis cruzados (polarizada), e aumento de 40x.

4.2 Análise da Petrofísica de Rotina

Com finalidade de um melhor entendimento das propriedades permoporosas das rochas analisadas, foram realizados os ensaios de petrofísica básica para a obtenção da porosidade efetiva e permeabilidade absoluta, por medição direta, nas 20 amostras de arenitos. As amostras foram posicionadas verticalmente em relação ao plano de estratificação, a uma pressão constante de 500 psi.

Todos os plugues foram submetidos aos processos de corte, limpeza, dimensionamento e massa seca, como foram descritos no capítulo 3. A Figura 4.11 apresenta como exemplo a amostra EH1 pronta para ser encapsulada para a análise de petrofísica de rotina.



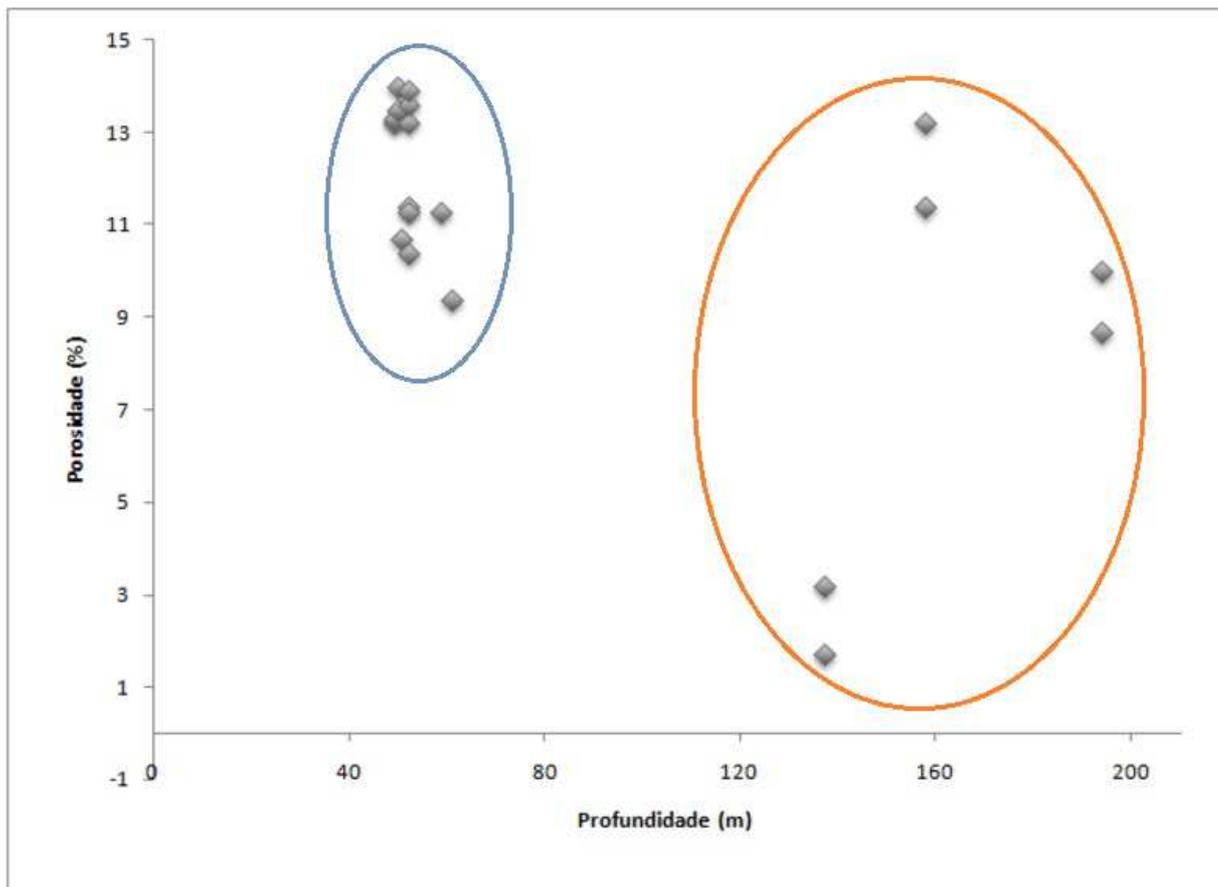
Figura 4.11 - Plugue AV1 utilizado nos ensaios de caracterização – Imagem do topo (I) e lateral (II).

Os valores obtidos pelos ensaios de rotina nas amostras do Poço 1-PN-14-SC-02 foram resumidos na Tabela 3:

Tabela 3 - Resultados da Petrofísica de Rotina

Amostra	Profundidade (m)	Pressão (psi)	Volume total (cm ³)	Massa (g)	Volume sólido (cm ³)	Densidade (g/cm ³)	Volume poroso (cm ³)	Phi (%)	K _{abs} (mD)
AV1	49,2	500	17,86	41,14	15,49	2,66	2,36	13,2	1,18
AH1	49,2	500	17,67	40,55	15,25	2,66	2,33	13,3	0,505
BV1	50,2	500	13,41	30,32	11,46	2,65	1,87	14	2,35
BV2	50,2	500	13,76	31,09	11,69	2,66	1,83	13,5	1,13
CH1	50,7	500	13,71	32,24	12,19	2,64	1,46	10,7	0,269
DH1	52,2	500	13,71	31,49	11,85	2,66	1,8	13,2	0,468
DH2	52,2	500	14,05	32,04	11,99	2,67	1,89	13,6	0,548
DH3	52,2	500	13,66	30,81	11,61	2,65	1,87	13,9	2,53
EH1	52,4	500	14	32,46	12,25	2,65	1,58	11,4	0,363
EH2	52,4	500	13,66	32,26	12,18	2,65	1,42	10,4	0,321
EH3	52,4	500	13,76	32,15	12,14	2,65	1,54	11,3	0,379
FV1	58,98	500	18,11	42,02	15,85	2,65	2,02	11,3	0,697
FH1	58,98	500	18,06	41,21	15,46	2,67	2,44	13,6	2,85
GV1	61,2	500	12,67	28,82	11,04	2,61	1,14	9,4	0,206
HV1	157,7	500	18,01	41,68	15,71	2,65	2,02	11,4	1,79
HV2	157,7	500	17,86	40,74	15,38	2,65	2,34	13,2	0,672
IV1	137,3	500	23,11	59,28	22,29	2,66	0,82	1,7	0
IV2	137,3	500	13,81	35,27	13,3	2,65	0,44	3,2	0
JV1	193,77	500	18,06	43,8	16,38	2,67	1,57	8,7	0,096
JH1	193,77	500	12,17	28,86	10,73	2,69	1,19	10	0,555

Primeiramente buscou-se avaliar a influência da profundidade em relação à porosidade e permeabilidade apresentadas pelas amostras. Nota-se na Figura 4.12, uma distribuição dos valores de porosidade em 2 grupos distintos, destacados em azul e laranja, segundo a região de amostragem do poço.



O segundo grupo é constituído por 6 amostras que correspondem às profundidades entre 137,30 e 197,77 m do referido poço. Verificou-se uma pequena redução na média de valores de porosidade, mas não muito significativa quando equiparados aos do grupo anterior. Entretanto os resultados obtidos nas amostras IV1 e IV2 apresentaram os menores valores de porosidade, correspondendo a aproximadamente 2 e 3%. Estes valores vêm a corroborar com as descrições petrográficas obtidas, as quais apresentam um arenito muito fino com uma forte presença de argilominerais e calcita, gerando microporosidade. Contudo a distribuição permaneceu aleatória entre as 6 amostras presentes no grupo. Uma possível justificativa para esta pequena diminuição é a variação de pressão exercida pela carga litostática.

A Figura 4.13 exhibe a relação entre a permeabilidade e a profundidade, separados em dois grupos de amostragem. Observa-se que ambos os grupos apresentam valores muito baixos de permeabilidade e não há uma tendência clara do comportamento da propriedade com o acréscimo da profundidade. Os baixos valores são possivelmente explicados devido às amostras de arenitos serem constituídas fundamentalmente por porosidade secundária, apresentando um alto grau de cimentação, além de altos teores de argilominerais, o que provoca a obstrução de importantes gargantas de poros. Apesar dos valores obtidos serem baixos, as amostras IV1 e IV2 se destacaram por exibirem permeabilidades que tendem à zero. Uma possível interpretação para isto está ligada à fina granulometria e a dissolução química proporcionada pelos processos diagenéticos, resultando na geração de porosidades secundárias, além da deposição de argilominerais no sistema poroso.

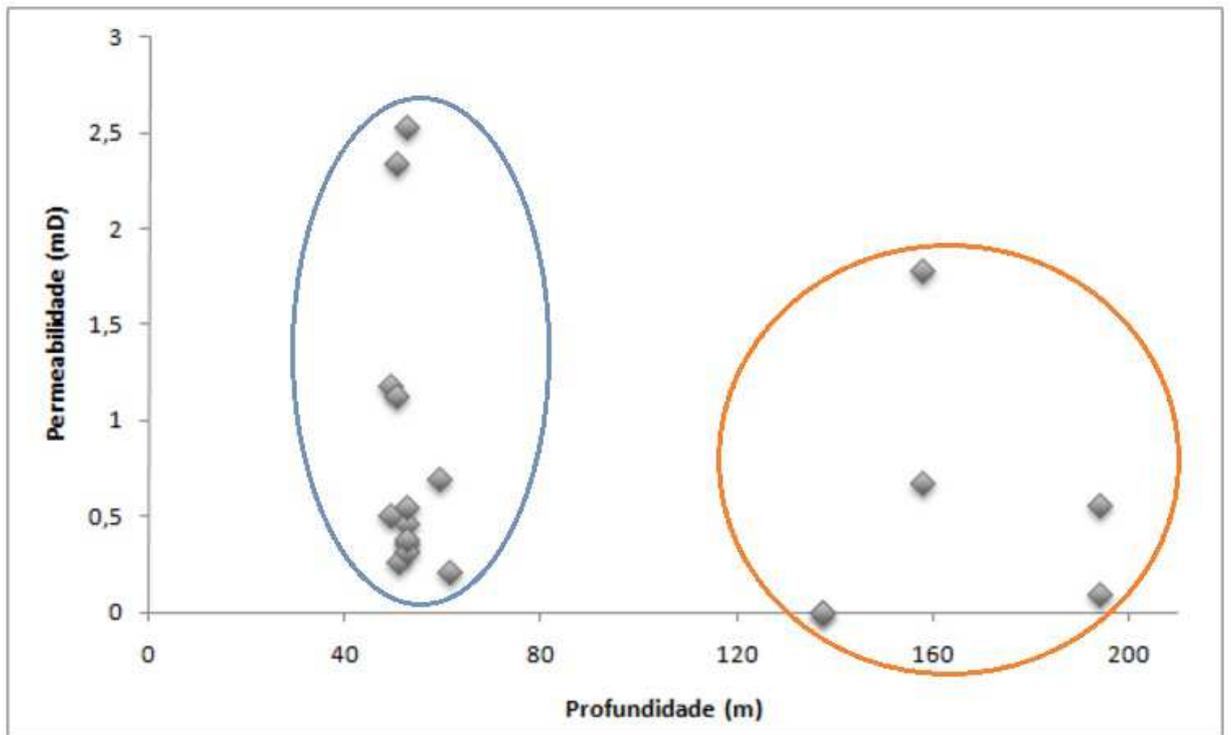


Figura 4.13 - Correlação entre a Permeabilidade com a Profundidade.

A Figura 4.14 exibe a correlação entre a porosidade e a permeabilidade das amostras. Com exceção das amostras IV1 e IV2, que apresentaram valores de permeabilidade zero, foi possível constatar uma tendência de crescimento dos valores de permeabilidade com o acréscimo da porosidade, embora não seja razoável descrever uma relação linear como é esperada. Essa relação de não linearidade se assemelha bastante ao comportamento das rochas carbonáticas.

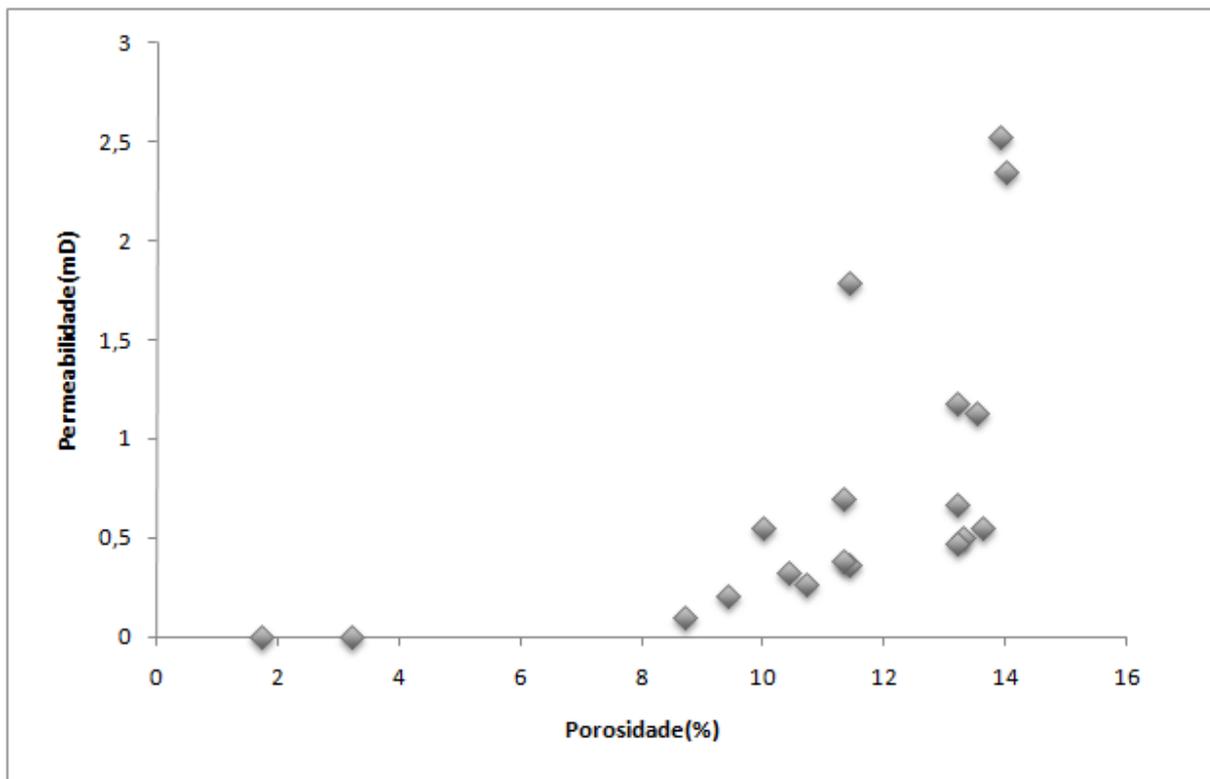


Figura 4.14 - Correlação entre Permeabilidade e Porosidade.

4.3 Análise de Petrofísica Especial por RMN

Após alcançar os resultados dos experimentos de rotina (método padrão adotado), foram realizados os ensaios especiais para a aquisição dos parâmetros petrofísicos por RMN, visando à inferência da porosidade das amostras. Os plugues areníticos foram analisados a 2 MHz, totalmente saturados, como foi descrito no capítulo anterior. Os resultados obtidos foram posteriormente comparados aos valores de referência.

A porosidade por RMN é estimada através do volume de fluido contido no espaço poroso das amostras. Na Tabela 4 foram sumarizados os resultados alcançados para porosidade total a partir da análise de RMN.

Tabela 4: Valores de Porosidade por Ressonância Magnética Nuclear

Amostra	Profundidade	Porosidade (%)		R ²
		Rotina	RMN	
AV1	49,2	13,2	13,5	0,939
AH1	49,2	13,3	13,6	
BV1	50,2	14	13,5	
BV2	50,2	13,5	13,1	
CH1	50,7	10,7	10,8	
DH1	52,2	13,2	12,7	
DH2	52,2	13,6	13	
DH3	52,2	13,9	14,2	
EH1	52,4	11,4	10,4	
EH2	52,4	10,4	9,8	
EH3	52,4	11,3	11,4	
FV1	58,98	11,3	11,3	
FH1	58,98	13,6	13,7	
GV1	61,2	9,4	7,8	
HV1	157,7	11,4	11,9	
HV2	157,7	13,2	13,1	
JV1	193,77	8,7	7,9	
JH1	193,77	10	9,7	

A Figura 4.15 exibe a relação entre os valores de porosidade a gás e por RMN. De modo geral, os resultados apresentaram um desvio médio inferior a uma unidade de porosidade entre as duas metodologias empregadas, o que evidencia uma boa correlação de comportamento linear entre os valores e baixo erro quadrático médio.

Os resultados gerados a partir dos ensaios por RMN certificaram que as amostras foram preparadas de modo apropriado, comprovando a confiabilidade do método para a obtenção da porosidade. Entretanto a amostra GV1, destacada na Figura 4.15 na cor laranja, foi a única a exceder o limite de uma unidade de porosidade. Tal comportamento pode ser justificado pelo índice de saturação da amostra, uma vez que esta não conseguiu alcançar a porcentagem mínima de 95% de saturação de solução salina para a realização do ensaio. Contudo na análise petrográfica da amostra evidencia-se a presença de porosidade secundária e altos teores de argilominerais, que podem vir a obstruir importantes gargantas de poros, prejudicando a permeabilidade da amostra e dificultando sua saturação.

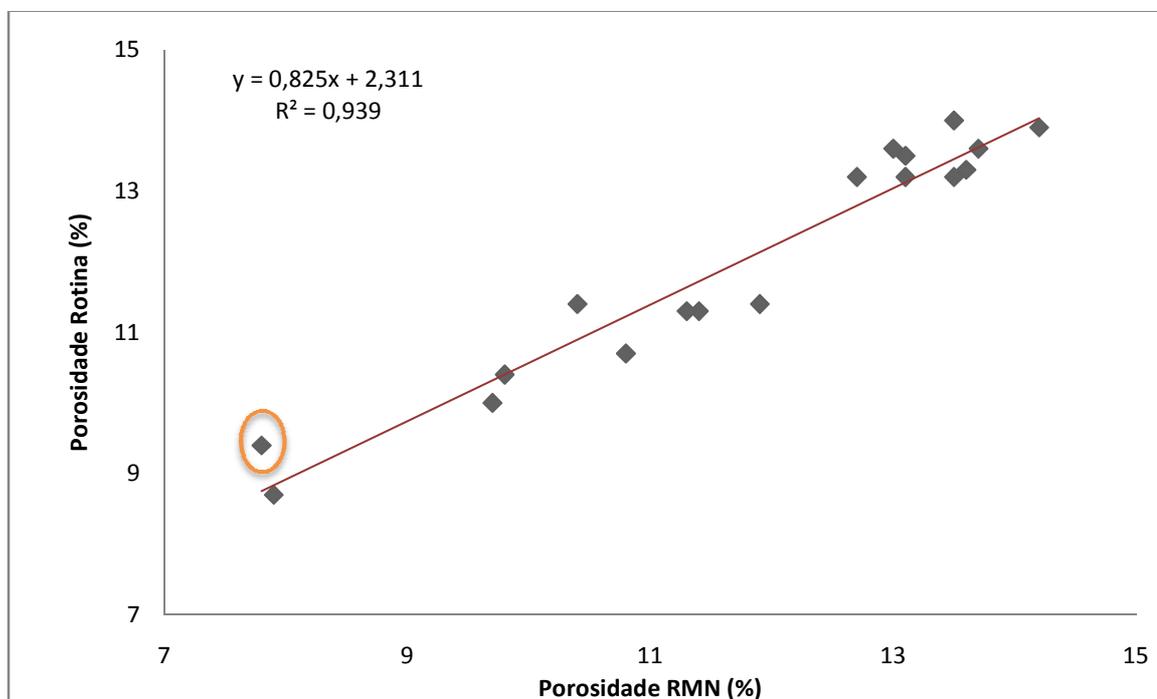


Figura 4.15 – Correlação entre a Porosidade obtida por Rotina (N₂) e RMN

As amostras IV1 e IV2 não foram incluídas na análise, devido aos seus baixos valores de porosidade e permeabilidade, observados na petrofísica de rotina, o que impossibilitou o alcance de um índice satisfatório de saturação, comportando-se de maneira similar ao de uma rocha selante.

CAPÍTULO 5 CONCLUSÕES

Neste presente estudo buscou-se caracterizar por petrofísica de rotina e petrografia de arenitos advindos do poço 1-PN-14-SC.02, pertencentes a Formação Rio Bonito, localizados na Bacia do Paraná.

Com base nos resultados obtidos, conclui-se que a metodologia abordada neste trabalho portou-se de modo eficaz. Além disso, as análises qualitativas das características estruturais, mineralógicas e químicas das amostras, justificaram de maneira coerente os dados de petrofísica de rotina e especial por RMN. Sendo assim, a análise combinada entre estes métodos mostrou-se muito vantajosa.

Quanto às análises petrográficas, constatou-se que os processos diagenéticos ocorridos nas diferentes profundidades foi o fator principal para a formação do espaço poroso das amostras. Entre os processos mais marcantes, destacam-se a cimentação, compactação e dissoluções ocorridas na mesodiagênese. Conjuntamente foram observados processos telodiagenéticos, tal como precipitação de óxidos e hidróxidos. Contudo os arenitos estudados exibem porosidade secundária e exibindo uma significativa quantidade de argilominerais, cimentos argilosos e carbonáticos em sua composição, o que justifica os baixos valores obtidos de permeabilidade.

Os resultados adquiridos pelos ensaios de petrofísica de rotina revelam que os equipamentos de medição de porosidade e permeabilidade a gás, são capazes de medir com acurácia as propriedades do espaço poroso, motivo pelo qual são usados como valores de referencia para essas propriedades. Para o conjunto de amostras estudadas, o valor médio de porosidade obtido foi de 10,92%, sendo a máxima de 14,07% e mínima de 1,7%. Para os valores obtidos de permeabilidade a média apresentada foi de 0,548mD, sendo o valor máximo de 2,85mD e o valor mínimo de 0,096mD. As amostras IV1 e IV2 não foram incluídas por apresentarem valores de permeabilidade zero, devido à faixa de trabalho do equipamento.

A obtenção dos dados de RMN mostrou-se bastante acurada e a correlação com os valores de porosidade de rotina foi muito satisfatória. De modo geral todas as amostras, com exceção as amostras GV1, IV1 e IV2, apresentaram IS igual ou superior a 95% o que possibilitou uma boa inferência da porosidade. O valor médio de porosidade obtido foi de 11,74%, sendo a máxima de 14,2% e valor mínimo de 7,8%, pertencente à amostra GV1, provavelmente pelo motivo do plugue não ter alcançado um valor de IS satisfatório. As amostras IV1 e IV2 não puderam ser incluídas nos ensaios de RMN, por possuírem baixos valores de porosidade e permeabilidade, sendo estas praticamente impermeáveis, o que impossibilitou a sua saturação.

REFERÊNCIAS

- ARCHIE, G.E. Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. Bull. Amer. Assoc. Petrol.Geolog.; 34(5): 943-961. 1942.
- ASSINE, M. L.; SOARES, P. C.; MILANI, E. J. Sequências tectono-sedimentares mesopaleozóicas da Bacia do Paraná. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo, v. 24, n.2 77-89. 1994.
- BOCARDI, Luciene Bergamin. B. Petrologia e aspectos diagenéticos de arenitos reservatórios do Grupo Itararé (Carbonífero-Permiano), Bacia do Paraná - Curitiba. vi, 103 f. Universidade Federal do Paraná. 2005.
- BOCARDI, Luciane Bergamin. B. Diagênese, Contexto Depositional e História de Soterramento de Arenitos da Formação Rio Bonito (Permiano) e do Grupo Itararé (Carbonífero-Permiano), Bacia do Paraná. Programa Pós-Graduação em Geologia, Universidade Federal do Paraná. 2009.
- BORTOLUZZI, C. A.; AWDZIEJ, J.; ZARDO, S. M. Geologia da Bacia do Paraná em Santa Catarina. In: SILVA, L. C.; BORTOLUZZI, C. A. (Ed.). Textos básicos de Geologia e recursos minerais de Santa Catarina: Mapa geológico do Estado de Santa Catarina. 1987. Texto explicativo e mapa –Escala 1:500.000. Florianópolis: Departamento Nacional de Produção Mineral, n. 1, p. 135-167.
- CASAGRANDE, Junia. Análise Estratigráfica e Estrutural do Intervalo Carbonoso Portador de CBM – Eo-Permiano da Bacia do Paraná. Instituto de Geociências da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS. 2010.
- COATES, G.R., XIAO, L., PRAMMER, M.G. Registros Eléctricos RMN, Principios y Aplicaciones. Halliburton Energy Services. 1999. p. 233.
- COATES, G.R.; Xiao, L.; Prammer, M.G. NMR Logging Principles and Applications, Gulf Professional Publishing, Houston. 2001.
- CORRÊIA, Renzo da Silva. Ressonância Magnética Nuclear de Baixo Campo em Estudos de Petróleos. Centro de Ciências Exatas, Programa de Pós-graduação em Química, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, ES. 2009.
- CUPERTINO, Daniel Fontoura. Caracterização de propriedades do meio poroso em solo arenoso através de permo-porosímetro a gás. Instituto de Geociências- UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.
- ELLIS, D.V. Well logging for earth scientist. Elsevier, New York, 2008. p.532.
- DARCY, H.P.G. Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon, Victor Dalmont, Paris.1856. p.647

DEPAIVA, L., HEATON, N., AYERS, D., FREEDMAN, R., HARIS, R., JORION, B., KOVATS, J., LUONG, B., RAJAN, N., TAHERIAN, R., WALTER, K., AND WILLIS, D., 2003. A Next-Generation Wireline NMR Logging Tool, SPE 84482, In: Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A.

FRANÇA, A. B.; POTTER, P. E. Estratigrafia, ambiente deposicional e análise de reservatório do Grupo Itararé (Permocarbonífero), Bacia do Paraná (Parte 1). Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, 1988. v. 2, n.2-4, p. 147-191, abr./dez.

FOLK, R. L. Petrology of sedimentary rocks. Austin, TX: Hemphill, 1968. p.107.

FORECCHI, Ruan Barbosa. Caracterização Petrofísica Por RMN de Plugues dos Arenitos Botucatu e Berea. Instituto de Geociências, Departamento de Geologia e Geofísica Marinha, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 2011.

Gil, V.M.S., Geraldes, C.F.G.C. Ressonância Magnética Nuclear: Fundamentos, Métodos e Aplicações. Lisboa, Fundação Calouste, 1987. p. 3-710.

GUERRA, A. T. Novo Dicionário Geológico-geomorfológico. 5ª ed. Rio de Janeiro: Bertrand Brasil, 2006. p.549-552.

LANGE, F. W.; PETRI, S. The Devonian of the Paraná Basin. In: BIGARELLA, J. J. (Ed.). Problems in Brazilian Devonian geology. Curitiba, Universidade Federal do Paraná, 1967. p.5-55. (Boletim Paranaense de Geociências, 21/22).

LAVINA, E. L. The Passa Dois Group. In: INTERNATIONAL GONDWANA SYMPOSIUM, 7, São Paulo. Field excursion guide book. São Paulo: Instituto de Geociências, 1988. p. 24-30.

LAVINA, E. L.; LOPES, R. C. A transgressão marinha do Permiano Inferior e a evolução paleogeográfica do Supergrupo Tubarão no Estado do Rio Grande do Sul. Paula Coutiana, Porto Alegre, 1986. n. 1, p. 51-103.

LEVITT, M.H. Spin Dynamics: Basic Principles of NMR Spectroscopy, 1 ed. Wiley, 2001. p.714.

MAXIMIANO, Carlos Andre Silva. Análise das Propriedades Petrográficas e Petrofísicas por Ressonância Magnética Nuclear (RMN) de Arenitos do Grupo Itararé – Bacia do Paraná. Instituto de Geociências - Departamento de Geologia e Geofísica Marinha, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ. Agosto, 2014.

MILANI, E. J. Evolução Tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu Relacionamento com a Geodinâmica Fanerozóica do Gondwana Sul-ocidental. 255 p. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS. 1997.

- MILANI, E. J.; FACCINI, U. F.; SCHERER, C. M. S.; ARAÚJO, L. M.; CUPERTINO, J. A. Sequences and stratigraphic hierarchy of the Paraná Basin (Ordovician to Cretaceous), Southern Brazil. Boletim IG-USP Série Científica n. 29, São Paulo, 1998. p. 125-173.
- MILANI, E. J.; FRANÇA, A. B.; FERNANDES, L. A.; SOUZA, A. P.; MELO, J. H. G. Bacia do Paraná. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2007. v. 15, n. 2, p. 265-288, maio/Nov.
- MILANI, E. J.; FRANÇA, A. B.; SCHNEIDER, R. L. Bacia do Paraná. Boletim de Geociências da Petrobrás. (Rio de Janeiro), 1994. v. 8, nº1, p. 69 – 82.
- NERY, G.G. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto – Fundamentos Basicos com Ênfase em Petroleo, SBGF, RJ, Brasil. 2013.
- PETERS, E. J. Advanced Petrophysics: Geology, Porosity, Absolute Permeability, Heterogeneity, and Geostatistics. 1ª ed. Austin: Live Oak, 2012.v.1.
- RIOS, Edmilson Helton. Caracterização petrofísica de rochas reservatório por RMN: abordagem clássica e modelos multivariados. Programa de Pós-graduação, Observatório Nacional, RJ. 2011.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. D. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. 1ª. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- SCHNEIDER, R.L.; MUHLMANN, H.; TOMMASI, E.; MEDEIROS, R.A.; DAEMON, R.F. & NOGUEIRA, A. A. Revisão Estratigráfica da Bacia do Paraná. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 28, Porto Alegre, Anais. Porto Alegre-RS, SBG, 1974, vol.1, p. 41- 66.
- SMITH, C. R.; TRACY, G. W.; FARRAR, R. L. Applied Reservoir Engineering. Tulsa: Oil & Gas Consultants International Inc., 2008, v. 1.
- SOARES, J. A. Curso de Introdução à Perfilagem Geofísica de poços. Programa de Pós-Graduação em Sistemas Petrolíferos – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.
- SCHÖN, J. H. Physical Properties of Rocks. 1ª. ed. Amsterdam: Elsevier, 2011.v.8.
- SOUZA-LIMA, W. Bacias Sedimentares Brasileiras. Bacias Paleozóicas. Fundação Paleontológica Phoenix, Aracajú, Sergipe, Brasil, n.80, p.1-2, agosto 2005.
- SUGUIO, Kenitiro. Geologia Sedimentar. 1ª ed. São Paulo: Editora Blucher, 2003. p.162-204.
- TEIXEIRA, Wilson. [et. al]. Decifrando a Terra. 2ª ed. São Paulo: Companhia Editora Nacional, 2009. p.130-273

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2ª ed. Rio de Janeiro: Interciência. PETROBRAS, 2004.

TURNER, S., REGELOUS, M., KELLEY, S., HAWKESWORTH, C., MANTOVANI, M. Magmatism and continental break-up in the South Atlantic: high precision Ar/Ar geochronology. Earth and planetary Science Letters, 121:333-348, 1994.

YALE, D.P. Recent Advances in Rock Physics. Geophysics, v.50. 2480-2491, 1985.

ZACHARIAS, Angélica Álida. Preechimento de vales incisos por associações de fácies

estuarinas, Formação Rio Bonito, Nordeste do Paraná. Dissertação de

Mestrado, Instituto de Geociências, UNESP - Rio Claro, 2004. p.99.

ZALÁN, P. V.; WOLFF, S.; CONCEIÇÃO, J. C.; MARQUES, A.; ASTOLFI, M. A. M.; VIEIRA, I. S.; APPI, V. T. Bacia do Paraná. In: Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1990. p.135 – 164.

SITES:

Disponível em:

<ftp://ftp.iag.usp.br/private/geo/agg209/Textos_e_Questionarios/Texto_02_conceitos_petrofisica.pdf> Acesso em: 28/05/2015

ANEXO A

- Amostra JV1



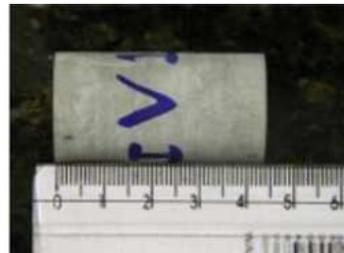
- Amostra JH1



- Amostra IV2



- Amostra IV1



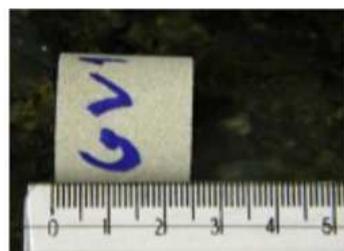
- Amostra HV2



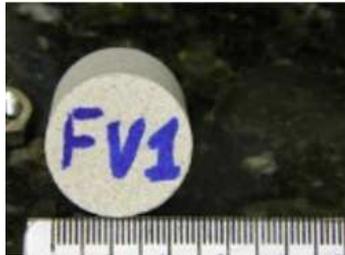
- Amostra HV1



- Amostra GV1



- Amostra FV1



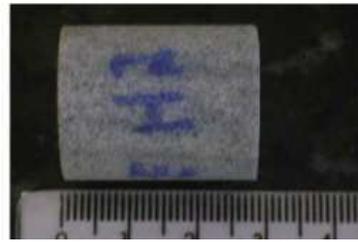
- Amostra FH1



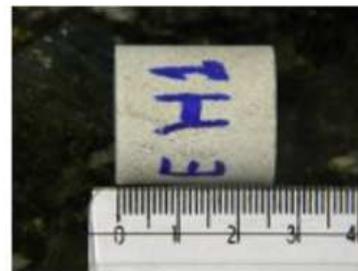
- Amostra EH3



- Amostra EH2



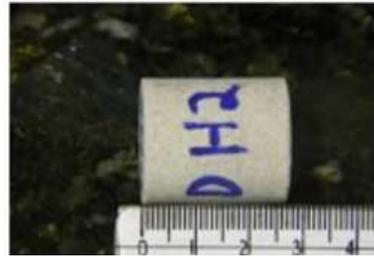
- Amostra EH1



- Amostra DH3



- Amostra DH2



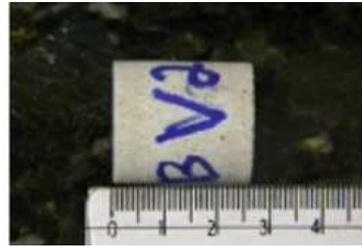
- Amostra DH1



- Amostra CH1



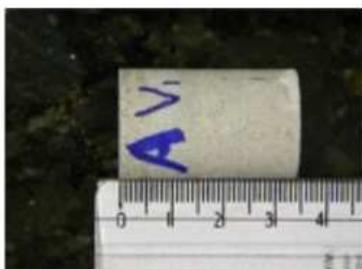
- Amostra BV2



- Amostra BV1



- Amostra AV1



- Amostra AH1

