

**Universidade Federal do Rio de Janeiro**

**Pedro Henrique Wailant Pinto**

**ANALISE DOS VALORES DE POROSIDADE SÔNICA E VOLUME DE ARGILA  
POR MEIO DE PERFILAGEM GEOFÍSICA NO POÇO 2-BG-1-RJ**

**Trabalho Final de curso  
(Geologia)**

**UFRJ  
Rio de Janeiro  
2017**



UFRJ

**ANALISE DOS VALORES DE POROSIDADE SÔNICA E VOLUME DE ARGILA  
POR MEIO DE PERFILAGEM GEOFÍSICA NO POÇO 2-BG-1-RJ**

**Pedro Henrique Wailant Pinto**

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

Orientador:

Prof. Dr. Fábio André Perosi

Coorientador:

Me. José Leão de Luna

Rio de Janeiro  
Abril de 2017



UFRJ

**ANALISE DOS VALORES DE POROSIDADE SÔNICA E VOLUME DE ARGILA  
POR MEIO DE PERFIL GEOFÍSICO NO POÇO 2-BG-1-RJ**

**Pedro Henrique Wailant Pinto**

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

Orientador:

Prof. Dr.. Fábio André Perosi

Coorientador:

Me. José Leão de Luna

Aprovado em: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_

Por:

---

FÁBIO ANDRÉ PEROSI, UFRJ

---

JOSÉ LEÃO DE LUNA, UFRJ

---

GERSON CARDOSO DA SILVA JÚNIOR., UFRJ

---

THIAGO GONÇALVES CARELLI, UFRJ



UFRJ

Pinto, Pedro Henrique Wailant  
**Análise dos Valores de Porosidade Sônica e Volume de Argila por meio de perfil geofísico no poço 2-BG-1-RJ** / Pedro Henrique Wailant Pinto - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2017.  
67 p.: il.; 30cm  
Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2017.  
Orientadores: Fábio André Perosi, José Leão de Luna.  
1. Geologia. 2. Setor de Geofísica – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Fábio André Perosi, UFRJ. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Análise dos Valores de Porosidade Sônica e Volume de Argila por meio de perfil geofísico no poço 2-BG-1-RJ.



UFRJ

Este trabalho é dedicado aos meus pais, Tânia Wailant Amaro e Francisco Pinto Filho, por todo o apoio e suporte dado ao longo da minha vida e, em especial, nessa graduação.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ - e todo seu corpo docente que contribuiu para minha formação, em especial ao Laboratório de Geofísica e Petrofísica LAGEP-UFRJ e ao professor Fábio André Perosi, que me proporcionou a oportunidade de aprender um pouco mais sobre geofísica.

Gostaria de agradecer ao José Leão de Luna, que em toda a minha trajetória no LAGEP – UFRJ sempre esteve disposto a me ajudar e orientar, a quem devo muito do que aprendi e quem, além de mentor, mostrou-se um bom amigo.

Agradeço ao Programa de Formação de Recursos Humanos da Petrobrás – PRH – 234 – PB pela concessão da bolsa no início do meu trabalho.

Agradeço também ao Laboratório de Geologia Sedimentar LAGESED – UFRJ e ao professor Leonardo Borghi, por ceder os dados presentes neste trabalho.

Agradeço aos membros da banca, os professores Gerson Cardoso da Silva Jr. e Fábio Andre Perosi e José Leão de Luna e Thiago Gonçalves Carelli, por aceitarem o convite em me avaliar.

Por fim, agradeço a minha namorada e eterna companheira, Camila Mendes Martorelli, pela ajuda com a edição das imagens.

## RESUMO

### **ANALISE DOS VALORES DE POROSIDADE SÔNICA E VOLUME DE ARGILA POR MEIO DE PERFIL GEOFÍSICO NO POÇO 2-BG-1-RJ**

Pedro Henrique Wailant Pinto

O presente trabalho estuda o emprego do perfil sônico (DT) para o cálculo de porosidade, bem como o cálculo do volume de argila presente em rochas com auxílio da ferramenta de gama natural. O objetivo é a comparação de valores de porosidade corrigidos e não corrigidos em um exemplo real de pacote rochoso, afim de comparar seu valores pré e pós correção. A metodologia empregada consistiu em uma revisão bibliográfica a respeito das características geológicas da área do poço, conceitos relacionados à petrofísica, perfilagem geofísica de poços e ferramentas de perfilagem bem como tratamento e interpretação dos dados obtidos no poço 2-BG-1-RJ, localizado no distrito de Farol de São Tomé, Campos dos Goytacazes, no Norte Fluminense. Com esses dados foi calculado o valor médio da porosidade para toda essa formação e o volume de argila de cada camada para fim de correção do respectivo valor de porosidade. A média da porosidade da formação é de 25,87%, enquanto a média da porosidade corrigida a partir do volume de argila em cada camada é de 25, 85%. Nota-se que esta correção diminui o valor poroso total, evitando, assim, a superestimação de valores de porosidade em zonas contaminadas por argila. Contudo, para o presente poço, nota-se que a correção teve pouco efeito. Essa pequena diferença entre os valores deve-se à formação ser composta principalmente por arenitos com pouco teor de argila.

Palavras-chave: Perfilagem de poços, Geofísica, Porosidade

**ABSTRACT****ANALYSIS OF SONIC POROSITY VALUES AND CLAY VOLUME BY GEOPHYSICAL  
PROFILE IN 2-BG-1-RJ PIT**

Pedro Henrique Wailant Pinto

The present work studies the use of sonic profile (DT) for the calculation of porosity, as well as the calculation of the volume of shale present in rocks with the aid of the natural range tool. The objective is to compare corrected and uncorrected porosity values in a real example of a rocky package in order to compare its pre and post correction values. The methodology used consisted of a literature review on the geological characteristics of the well area, concepts related to petrophysics, geophysical profile of wells and profiling tools as well as treatment and interpretation of the data obtained in well 2-BG-1-RJ, located in the district of Farol de São Tomé, Campos dos Goytacazes, in the North Fluminense. With these data the average value of the porosity for all this formation and the volume of clay of each layer was calculated in order to correct the respective porosity value. The average porosity of the formation is 25.87%, while the mean corrected porosity from the clay volume in each layer is 25.85%. Note that this correction decreases the total porous value, thus avoiding the overestimation of porosity values in areas contaminated by clay. However, for the present well, it is noted that the correction had little effect. This small difference between the values is due to the formation being mainly composed of sandstone with low clay content.

Keywords: Well Profiling, Geophysics, Porosity



**LISTA DE FÍGURAS**

|                  |   |    |
|------------------|---|----|
| <b>Figura 01</b> | Esquema de morfologia deltaica.   | 04 |
| <b>Figura 02</b> | Diagrama ternário para classificação de deltas proposto por Galloway (1975).  | 08 |
| <b>Figura 03</b> | Imagem de satélite com unidades geológicas da planície do rio Paraíba do Sul.   | 12 |
| <b>Figura 04</b> | Mapa geológico esquemático da planície costeira do rio Paraíba do Sul.  | 13 |
| <b>Figura 05</b> | Ilustração de porosidade em arenito.  | 15 |
| <b>Figura 06</b> | Tipos de empacotamento de grãos e porosidade.   | 17 |
| <b>Figura 07</b> | Tipos de contatos entre grãos.  | 18 |
| <b>Figura 08</b> | Desenho esquemático da resolução vertical e profundidade de investigação de uma ferramenta dentro do poço.                        | 20 |
| <b>Figura 09</b> | Ambiente do poço.   | 21 |
| <b>Figura 10</b> | Foto do perfilador sônico Slim-Hole Full-Waveform Triple Sonic Probe  | 35 |
| <b>Figura 11</b> | Esquema do perfilador sônico Slim-Hole Full-Waveform Triple Sonic Probe   | 36 |
| <b>Figura 12</b> | Esquema do perfilador Three-Arm Caliper Probe   | 37 |
| <b>Figura 13</b> | Divisão de fácies ao longo do poço de acordo com sua espessura e porosidade para o intervalo de 123 à 130 metros de profundidade. | 46 |
| <b>Figura 14</b> | Divisão de fácies ao longo do poço de acordo com sua espessura e porosidade para o intervalo de 130 à 140 metros de profundidade. | 46 |
| <b>Figura 15</b> | Divisão de fácies ao longo do poço de acordo com sua espessura e porosidade para o intervalo de 140 à 150 metros de profundidade. | 47 |
| <b>Figura 16</b> | Divisão de fácies ao longo do poço de acordo com sua espessura e porosidade para o intervalo de 150 à 160 metros de profundidade. | 47 |
| <b>Figura 17</b> | Divisão de fácies ao longo do poço de acordo com sua espessura e porosidade para o intervalo de 160 à 170 metros de profundidade. | 48 |
| <b>Figura 18</b> | Divisão de fácies ao longo do poço de acordo com sua espessura e porosidade para o intervalo de 170 à 180 metros de profundidade. | 48 |

**LISTA DE QUADROS**

|                  |  |    |
|------------------|--|----|
| <b>Quadro 1a</b> | Esquema evolutivo da sedimentação litorânea ao longo do litoral brasileiro (Martin <i>et al.</i> , 1993) | 10 |
| <b>Quadro 1b</b> | Esquema evolutivo da sedimentação litorânea ao longo do litoral brasileiro (Martin <i>et al.</i> , 1993) | 11 |
| <b>Quadro 2a</b> | Formas da curva de RG e possíveis ambientes deposicionais  | 27 |
| <b>Quadro 2b</b> | Formas da curva de RG e possíveis ambientes deposicionais  | 28 |

**LISTA DE TABELAS**

|                   |  |    |
|-------------------|--|----|
| <b>Tabela 1</b>   | Comparação entre alguns tipos de deltas modernos por meio dos parâmetros que interferem na sua sedimentação    | 6  |
| <b>Tabela 2</b>   | Porosidade de areia não consolidada artificialmente misturada  | 17 |
| <b>Tabela 3</b>   | Percentual de potássio por unidade de massa para minerais e evaporitos   | 25 |
| <b>Tabela 4</b>   | Quantidade (ppm) de U e Th para alguns minerais acessórios e formadores de rochas                              | 26 |
| <b>Tabela 5a</b>  | Descrição simplificada do testemunho do poço 2-BG-1-RJ   | 33 |
| <b>Tabela 5b</b>  | Descrição simplificada do testemunho do poço 2-BG-1-RJ   | 34 |
| <b>Tabela 6</b>   | Especificações técnicas do perfilador sônico Slim-Hole Full-Waveform Triple Sonic Probe                        | 35 |
| <b>Tabela 7</b>   | Especificações técnicas do perfilador Three-Arm Caliper Probe fabricado pela empresa Robertson Geologging Ltd. | 37 |
| <b>Tabela 8</b>   | Valores médios de $\Delta t$ em rochas e água.   | 38 |
| <b>Tabela 9</b>   | Valores globais de GRmax e GRmin.  | 40 |
| <b>Tabela 10a</b> | Valores médios de IGR e Vsh de acordo com litologia e faixa de profundidade.                                   | 41 |
| <b>Tabela 10b</b> | Valores médios de IGR e Vsh de acordo com litologia e faixa de profundidade.                                   | 42 |
| <b>Tabela 11a</b> | Valores médios de porosidade pré e pós correção de acordo com litologia e profundidade                         | 43 |
| <b>Tabela 11b</b> | Valores médios de porosidade pré e pós correção de acordo com litologia e profundidade                         | 44 |
| <b>Tabela 12</b>  | Classificação das litologias por grupos de porosidade.   | 45 |

## SUMÁRIO

|  |      |
|--|------|
| <b>AGRADECIMENTOS</b> .....  | vi   |
| <b>RESUMO</b> .....  | vii  |
| <b>ABSTRACT</b> .....  | viii |
| <b>LISTA DE FIGURAS</b> .....  | ix   |
| <b>LISTA DE QUADROS</b> .....  | x    |
| <b>LISTA DE TABELAS</b> .....  | xi   |
| <b>1 INTRODUÇÃO</b> .....  | 1    |
| 1.1. Objetivo e Justificativa .....  | 2    |
| <b>2. Caracterização Geológica</b> .....                                   | 3    |
| 2.1. Deltas e complexos Deltaicos.....                                     | 3    |
| 2.2. Geomorfologia deltaica .....  | 3    |
| 2.3. Sedimentação deltaica.....  | 4    |
| 2.4. Classificação de deltas.....  | 5    |
| 2.5. Modelo evolutivo para o complexo deltaico do Rio Paraíba do Sul ..... | 7    |
| 2.6. Caracterização da planície deltaica do Rio Paraíba do Sul .....       | 11   |
| <b>3. Petrofísica e Perfilagem Geofísica de Poços</b> .....                | 15   |
| 3.1. Porosidade.....   | 15   |
| 3.1.1 Fatores de controle de porosidade primária.....                      | 16   |
| 3.1.2 Fatores de controle de porosidade secundária.....                    | 18   |
| 3.1.3 Medida da Porosidade.....  | 18   |
| 3.2. Perfilagem Geofísica de Poços.....                                    | 19   |
| 3.2.1 Conceitos Operacionais.....  | 19   |
| 3.2.2 Ambiente do Poço.....  | 20   |
| 3.3. Tipos de Perfis.....  | 22   |
| 3.3.1 Perfil de Raios Gama (Gama Natural).....                             | 23   |
| 3.3.2 Perfil Sônico.....   | 29   |
| <b>4. Materiais e métodos</b> .....  | 32   |
| 4.1. Perfiladores .....  | 32   |
| 4.1.1 Perfilador Sônico.....   | 35   |
| 4.1.2 Perfilador Caliper.....  | 36   |
| 4.1.3 Perfilador de Gama Natural.....                                      | 38   |
| 4.2. Cálculo de Vp por meio da ferramenta sônica .....                     | 38   |
| <b>5. Resultados</b> .....   | 40   |

|    |                  |    |
|----|------------------|----|
| 6. | CONCLUSÕES.....  | 49 |
| 7. | Referências..... | 50 |
|    | ANEXOS .....     | 54 |

## 1. Introdução

Os métodos geofísicos são utilizados para o estudo de características geológicas em subsuperfície. A prospecção geofísica se constitui em um processo indireto de investigação geológica, que permite identificar as diferentes propriedades físicas dos meios geológicos.

Segundo Nery (2013), as rochas podem ser caracterizadas em função de suas propriedades elétricas, acústicas, radioativas, térmicas, etc. Para a obtenção de tais propriedades, um ou mais sensores são deslocados dentro do poço, por meio de um cabo elétrico, resultando em um registro contínuo com a profundidade. A essa técnica é dado o nome de perfilagem geofísica de poços e o gráfico que relaciona tais propriedades versus a profundidade do poço chama-se perfil geofísico de poço.

A análise de dados geofísicos de poço (perfis) constitui etapa importante para uma avaliação final mais precisa dos parâmetros petrofísicos e contribui no processo de definição de estratégias de produção ou recuperação.

Dentre os parâmetros mais importantes de um reservatório, o que representa a capacidade direta de armazenamento de um fluido é a porosidade. Dentre os perfis de poço, os diretamente responsáveis pelo cálculo da porosidade são os perfis Sônico, Neutrônico e de Densidade.

A ferramenta sônica emite uma onda acústica e seus receptores medem o tempo que a onda leva para viajar através da formação. A partir desses dados, é gerado o perfil sônico ao longo de todos os extratos rochosos que constituem o poço (SILVA, 2012).

Segundo Nery (2013), existe uma relação entre o tempo de trânsito da onda acústica no meio rochoso e sua porosidade ( $\phi$ ). Tal relação pode ser usada para a determinação da porosidade intergranular de rochas sedimentares. Contudo, a presença de argila em camadas permoporosas aumenta a quantidade de água intersticial (comparadas àquelas limpas ou sem argila), atenuando a velocidade do som e aumentando o tempo de trânsito registrado. Tais aumentos são visualizados com um aumento na porosidade, o que não corresponde à realidade.

Neste trabalho, mostra-se a utilização do perfil Sônico (DT) para o cálculo da porosidade e, posteriormente, com o auxílio da ferramenta de gama natural, que mede a emissão natural de raios gama da formação, calcula-se o volume de argila na rocha para fim de correção do valor de porosidade.

## 1.1 Objetivo e Justificativa

O objetivo do presente trabalho é a comparação de valores de porosidade corrigidos e não corrigidos em um exemplo real de pacote rochoso, afim de comparar seu valores pré e pós correção.

A escolha do perfil sônico para a avaliação petrofísica de porosidade justifica-se em virtude de muitos poços não contarem com perfis neutrônico e de densidade, uma vez que as ferramentas nucleares, por utilizarem fontes radioativas, podem representar um risco ambiental em caso de acidentes que resultem na perda da ferramenta ou da fonte dentro do poço. O risco é ainda maior em poços que visam à exploração de água, pois um acidente deste tipo poderia comprometer a integridade do aquífero.

## 2 Caracterização Geológica

### 2.1 Deltas e complexos Deltaicos

A palavra delta vem da quarta letra do alfabeto grego ( $\Delta$ ) e foi introduzida como uma feição geográfica pela primeira vez por Heródoto, há cerca de 400 anos a.C., referindo-se à porção subaérea da foz do rio Nilo. Nesta área, a planície aluvial está situada entre dois distributários principais e apresenta grande semelhança com a letra grega delta, por seu formato triangular (BACOCOLI, 1971).

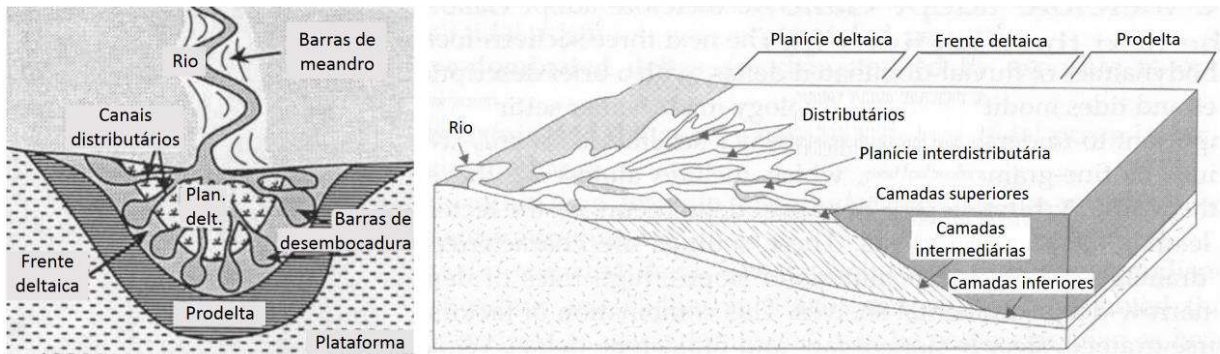
Segundo Martin (1987), para que um delta seja formado é necessário que um rio (corrente aquosa) carregado de sedimentos flua rumo a um corpo permanente de água em relativo repouso. As velocidades das correntes fluviais diminuem a partir da desembocadura para as partes mais distais, de modo que sedimentos sujeitos a velocidades cada vez menores (mais finos) e de formas cada vez menos esféricas (mais angulosas) são depositadas neste sentido.

Ainda segundo Martin (1987), além disso, para que os sedimentos transportados por um rio se acumulem em sua desembocadura e resultem na formação de um delta, é necessário que a energia do meio atinja o nível suficiente para retrabalhá-los e dispersá-los ao longo da costa.

### 2.2 Geomorfologia deltaica

Morfologicamente um delta pode ser dividido em três grandes porções: planície deltaica, frente deltaica e pro delta. A primeira abrange a porção subaérea do delta - incluindo os canais distributários, ativos ou abandonados - e a planície interdistributária, onde se desenvolvem lagos e pântanos. A Frente deltaica, onde ocorre deposição de sedimentos tamanho areia, é a área frontal de deposição ativa do delta e representa a desembocadura fluvial. O pro delta apresenta sedimentação predominantemente argilosa formando, por decantação, camadas subparalelas com leve inclinação em direção ao mar na porção mais distal da área fonte (Figura 1) (PLANTZ, 2014).





**Figura 1:** Esquema de morfologia deltaica. Fonte: <[http://www.oceanografia.ufba.br/ftp/Sedimentologia/Aula\\_12\\_Deltas.pdf](http://www.oceanografia.ufba.br/ftp/Sedimentologia/Aula_12_Deltas.pdf)>. Acesso em: 12 jan 2017.

### 2.3 Sedimentação deltaica

Segundo Morgan (1970), a distribuição dos materiais sedimentares ao redor da foz de um rio que desagua no mar, ou seja, a sedimentação deltaica, é determinada pela taxa de mistura da água e sua correspondente redução de velocidade. Estas taxas, por sua vez, são influenciadas pelas condições energéticas que afetam a bacia marinha, que são a força e a eficácia das ondas, das marés e das correntes. Os processos fluvial e marinho influenciam a sedimentação deltaica, mas outros fatores também devem ser considerados, como o clima e o comportamento tectônico-estrutural do sítio deposicional. Tais fatores ou agentes estão quase sempre correlacionados, mas por simplicidade podem ser considerados como mostrado na Tabela 1.

A variável mais evidente é a carga sedimentar do regime fluvial no local do delta. As variações sazonais nos volumes, velocidades e turbulências da água influenciam na capacidade (carga de sedimentos transportados por suspensão e tração no leito), e na competência (tamanho das partículas que o rio transporta) (BACOCOLI, 1971). Como essas variações são periódicas, dependendo da fase do rio, os depósitos deltaicos resultantes também mostrarão mudanças sazonais cíclicas nas propriedades sedimentares.

A maior parte do sedimento deltaico mais grosso é depositado em águas pouco profundas perto da foz do rio, onde o sítio deposicional está sob a influência de ondas marinhas, marés e correntes. Portanto, os processos costeiros desempenham um papel significativo tanto na deposição de sedimentos, como no posterior retrabalhamento dos depósitos deltaicos. Assim, um delta que se acumula em um ambiente marinho de alta energia sob a influência de uma forte ação das ondas ou de correntes litorais eficazes irá desenvolver uma geometria significativamente diferente da de um delta que se acumula em um ambiente de baixa energia. Os sedimentos deltaicos mais finos são

transportados por maiores distâncias e, em grande parte, depositados em águas marinhas mais profundas, além da zona de influência dos processos costeiros (MORGAN, 1970).

Possivelmente o fator mais influente na sedimentação deltaica, mas geralmente o menos considerado, é o comportamento tectônico-estrutural do sítio deposicional em relação ao nível do mar no local do delta. Uma rápida subsidência origina espessos pacotes de areia deltaica enquanto soerguimentos forçam o rio a erodir e retrabalhar os sedimentos já depositados (SUGUIO, 2003).

Os fatores climáticos são mais aparentes em sua influência sobre a cobertura vegetativa dentro da região deltaica que, por sua vez, modifica os processos de sedimentação.

## 2.4 Classificação de deltas

Diferentes critérios foram usados ao longo do tempo para classificação de deltas. A primeira classificação foi introduzida por Lyell (1832) e considerava a natureza da bacia receptora, dividindo os deltas em continentais (lacustres) e marinhos (ou oceânicos).

Bates (1953) baseou sua classificação nos contrastes de densidade entre a água do afluente fluvial e o corpo líquido receptor e dividiu os deltas em: hiperpicnais (influxo do rio mais denso que do corpo aquoso receptor) homopicnais (densidade do influxo do rio praticamente igual ao do corpo aquoso receptor) e hipopicnais (densidade do influxo do rio menor que a do corpo aquoso receptor).

Moore (1966) definiu quatro tipos possíveis de deltas: (1) Deltas de *canyons* submarinos, construídos no fundo do mar nas bocas dos *canyons* submarinos pelo fluxo hiperpicnal na forma de um jato plano. (2) deltas lacustres, construídos por rios em lagos de água doce por fluxos homopicnais na forma de um jato axial. (3) deltas mediterrâneos, construídos em mares restritos por fluxo hipopicnal bem estabelecido na forma de um jato plano. (4) Deltas oceânicos, construídos em ambiente influenciado pela maré de forma fraca a moderadamente desenvolvendo fluxo hipopicnal na forma de um jato plano.

Scott & Fisher (1969) *apud* Suguio (2003) adotaram, especificamente para deltas marinhos, uma classificação baseada em conceitos genéticos relacionados à natureza e intensidade dos agentes geológicos oceânicos atuantes. Deste modo, estabeleceram-se dois grandes grupos: deltas construtivos, com predominância de fácies sedimentares fluviais, e deltas destrutivos, com predominância de fácies sedimentares marinhas. O

primeiro grupo, dominado por regime fluvial, foi subdividido em lobado e alongado, enquanto o segundo grupo, dominado por ondas e marés, foi subdividido em cuspidados e franjados, respectivamente.

Tabela 1: Comparação entre alguns tipos de deltas modernos por meio dos parâmetros que interferem na sua sedimentação, segundo Morgan, 1970.  
Fonte: Suguio (2003)

| Deltas   |                               |                             | Rio Doce  | Rio Mississippi  | Rio Ganges-B<br>Putra   | Rio Mekong  |
|--|-------------------------------|-----------------------------|---|--|---|---|
| Tipo   |                               |                             | Altamente<br>Destrutivo,<br>Dominado por<br>ondas   | Altamente<br>Construtivo,<br>lobado e<br>alongado  | Altamente<br>destrutivo,<br>dominado por<br>marés   | Altamente<br>destrutivo,<br>dominado por<br>marés   |
| Regime do rio                                  | Período de<br>alta            | Carga Sedimentar (relativa) | Grande  | Grande   | Muito grande,<br>inundado por<br>monções  | Muito grande,<br>inundado por<br>monções  |
|  |                               | Granulometria (dominante)   | Areia   | Siltes e argila  | Siltes e argila   | Areia e silte   |
|  | Período de<br>baixa           | Carga Sedimentar (relativa) | Moderada  | Moderada   | Moderada  | Pequena   |
|  |                               | Granulometria (dominante)   | Areia e silte   | Areia e silte  | Areia e silte   | Silte e areia   |
| Processos<br>costeiros                         | Energia de onda (relativa)    |                             | Moderada a<br>alta  | Baixa  | Moderada  | Moderada a<br>alta  |
|  | Variação de marés (máxima)    |                             | Média (2m)  | baixa (< 0,6m)   | Alta (> 3m)   | Alta (> 3m)   |
|  | Força de correntes (relativa) |                             | Fraca   | Fraca  | Fraca   | Forte   |
| Comportamento estrutural do sítio deposicional |                               |                             | Subsidência<br>desprezível  | Subsidência<br>significativa   | Subsidência<br>significativa  | Subsidência<br>desprezível  |
|  |                               |                             | Embasamento<br>estável e<br>suave<br>compactação<br>com delgado<br>pacote deltaico<br>(50-60 m) | Embasamento<br>subsidente e<br>compactação<br>com<br>acumulação<br>muito espessa<br>(> 120m) | Falhamento e<br>compactação<br>de sedimentos<br>com<br>acumulação<br>muito espessa<br>de pacote<br>deltaico<br>(150m) | Embasamento<br>estável e<br>suave<br>compactação<br>com delgado<br>pacote deltaico<br>(50-60 m) |
| Fatores climáticos                             |                               |                             | Clima tipo Aw   | Clima tipo Caf   | Clima tipo Aw   | Clima tipo Aw   |
|  |                               |                             | Densa<br>vegetação<br>sobre a<br>planície<br>deltaica   | Densa<br>vegetação<br>sobre a<br>planície<br>deltaica  | Densa<br>vegetação<br>sobre a<br>planície<br>deltaica   | Densa<br>vegetação<br>sobre a<br>planície<br>deltaica   |
|  |                               |                             | Extensos<br>pântanos na<br>planície e<br>raros<br>manguezais na<br>costa                        | Raros<br>manguezais na<br>costa  | Manguezais<br>dominantes<br>na costa  | Manguezais<br>dominantes na<br>costa  |

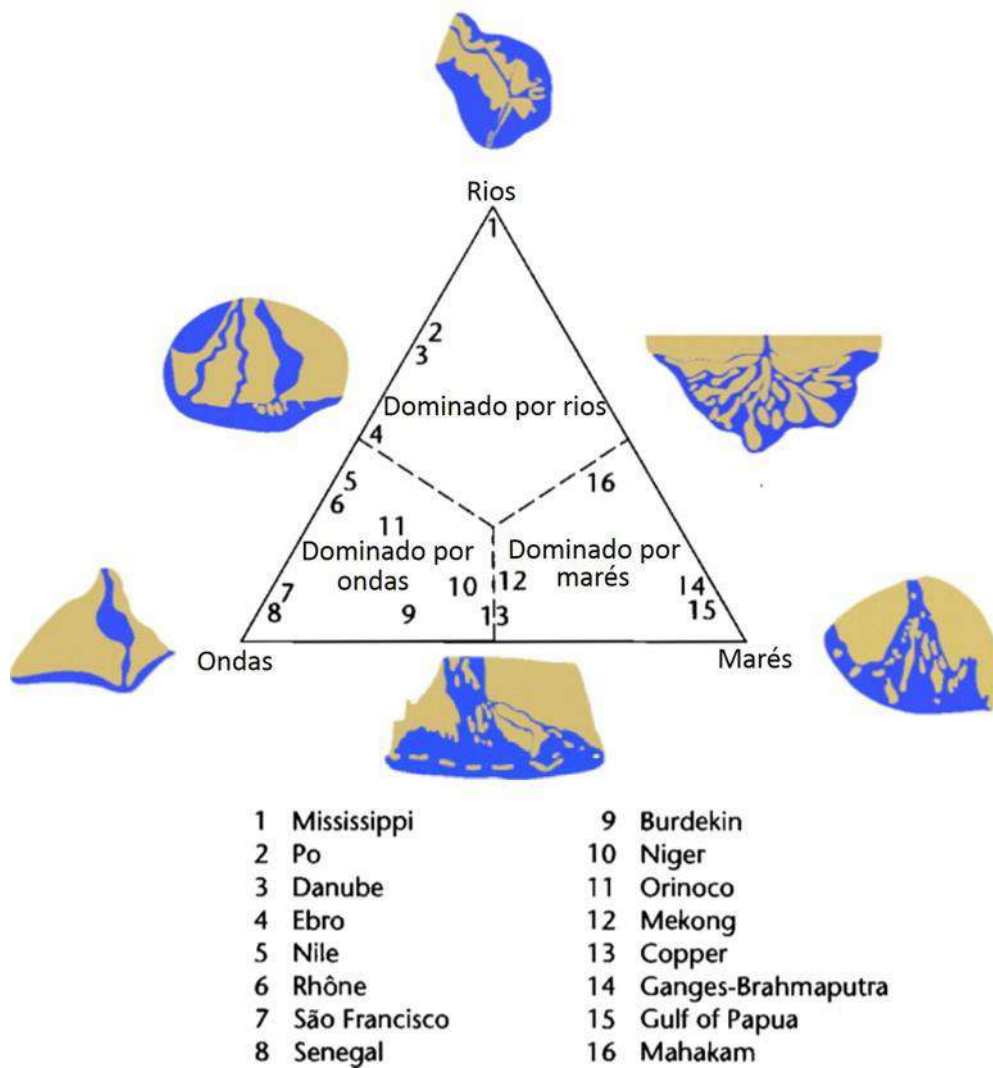
A classificação de Galloway (1975) (Figura 2) é a mais usada nos dias atuais e apresenta-se na forma de um diagrama triangular cujos vértices são: Domínio por Ondas, Domínio por Marés e Domínio por Rios. Tal classificação também é baseada na predominância de fácies de características fluviais e marinhas e permite uma variedade de classificações intermediárias entre os vértices.

Baseando-se em Galloway (1975), Allen & Allen (1990) determinam que se a energia de ondas e marés é baixa, o canal principal se divide em vários canais distributários, capazes de construir grandes depósitos de sedimento em direção ao mar sem que a erosão costeira destrua ou retrabalhe esses depósitos, produzindo um típico padrão de "pés de pássaro", como mostrado pelo delta de Mississippi. Quando a energia das ondas é maior que a energia do influxo do rio e das marés, os sedimentos entregues ao oceano são acumulados em cumes curvos na frente do delta e redistribuídos ao longo da costa como praias e cúspides. Os deltas deste tipo progradam lentamente devido à natureza destrutiva das ondas que os atingem. Deltas fortemente afetados pelas marés possuem canais de maré cortando profundamente na linha da costa e formam cristas de areia de maré ou os bancos de areia alongados na mesma direção do trajeto da corrente de maré.

Segundo Castro & Castro 2008, deve-se destacar que o rio Mississippi é um dos poucos exemplos de um delta inteiramente dominado por rio, devido à sua grande carga sedimentar e baixíssima energia do Golfo do México.

## 2.5 Modelo evolutivo para o complexo deltaico do Rio Paraíba do Sul

Segundo Martin *et al* (1997) e Suguio *et al* (1985), as flutuações do nível relativo do mar, associadas às modificações climáticas, constituíram a principal causa da formação das planícies litorâneas brasileiras. Este modelo descreve o trecho do litoral compreendido entre Macaé (RJ) e Maceió (AL) e, ainda segundo os autores, é completamente válido para a evolução do complexo deltaico do rio Paraíba do Sul (trecho estudado) e está compreendido no intervalo acima considerado. Foram reconhecidos os seguintes estágios evolutivos (Quadros 1a e 1b):



**Figura 2:** Diagrama ternário para classificação de deltas proposto por Galloway (1975).  
 Fonte: Adaptado de Allen & Allen (1990) e Plantz (2014).

Estágio I, Sedimentação da Formação Barreiras: No Plioceno ocorreu a sedimentação da Formação Barreiras, sob condições de clima semiárido, sujeito a chuvas concentradas e torrenciais, dando origem a depósitos de leques aluviais que entulharam extenso trecho da costa brasileira. Quando da deposição desta formação, o nível do mar era bem mais baixo que o atual e, portanto, seus sedimentos recobriram parte da plataforma continental adjacente. Os sedimentos da Formação Barreiras estendem-se desde o Rio de Janeiro até a desembocadura do Rio Amazonas.

Estágio II, Máximo da Transgressão Antiga: Depois da deposição da Formação Barreiras o clima tornou-se mais úmido e, em seguida, provavelmente no Pleistoceno, ocorreu uma transgressão que erodiu a porção externa daquela formação, formando linhas de falésias. Só nas faixas litorâneas dos Estados da Bahia, Sergipe e Alagoas é

que as falésias originais se acham preservadas; em outras áreas foram possivelmente destruídas durante a Penúltima Transgressão.

Estágio III, Sedimentação da formação continental pós-Barreiras: Após o nível máximo da Transgressão Antiga e durante a regressão subsequente, o clima readquiriu características semiáridas, pelo menos nas áreas correspondentes aos Estados da Bahia, Sergipe e Alagoas. Este retorno a condições semelhantes às da deposição da Formação Barreiras levou à formação de novos depósitos continentais na forma de leques aluviais no sopé das falésias esculpidas no Estágio II. Tal sedimentação não se encontra preservada no local de estudo deste trabalho, sendo provável que tenham sido erodidas na penúltima transgressão, que também destruiu a antiga linha de falésias.

Estágio IV, Máximo da Penúltima Transgressão: Nesta época, correspondente ao nível máximo da Penúltima Transgressão (cerca de 123.000 anos A.P.), o mar erodiu total ou parcialmente os depósitos continentais formados no Estágio III. Os baixos cursos fluviais foram afogados e transformados em estuários e lagunas onde os depósitos continentais da fase anterior foram totalmente erodidos. O mar alcançou as falésias da Transgressão Antiga (Formação Barreiras), por vezes erodindo-as completamente, por vezes formando uma nova linha de falésias.

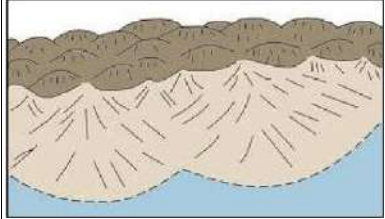
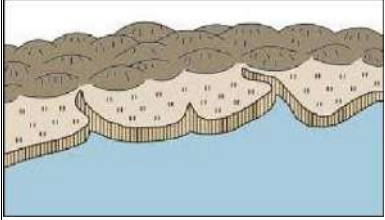
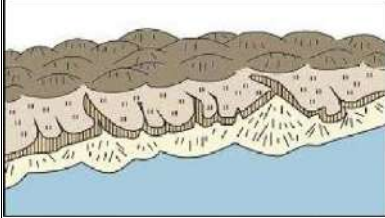
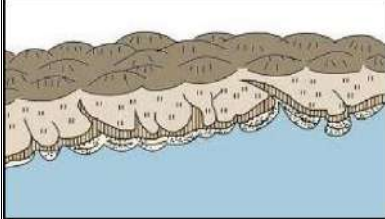
Estágio V, Construção de terraços marinhos pleistocênicos: Nesta fase ocorreu a regressão marinha que causou a progradação da planície costeira pelo sucessivo crescimento de cristas praias, que formam planícies semelhantes às atuais.

Estágio VI, Máximo da Última Transgressão: A rede de drenagem instalada sobre os terraços marinhos pleistocênicos erodiu total ou parcialmente os depósitos, escavando, por vezes, vales que atingiram até a Formação Barreiras. A subida do nível do mar durante a Última Transgressão levou ao afogamento dos cursos fluviais, que foram transformados nas suas desembocaduras em estuários. A seguir, formaram-se ilhas-barreiras que isolaram sistemas de lagunas que, em algumas regiões, atingiram grandes dimensões. Conchas de moluscos e fragmentos de madeira contidos nos sedimentos lagunares foram datados pela técnica de rádio carbono e forneceram idades inferiores a 7.000 anos, mostrando que as ilhas-barreiras já haviam se instalado previamente ao nível máximo desta transgressão.

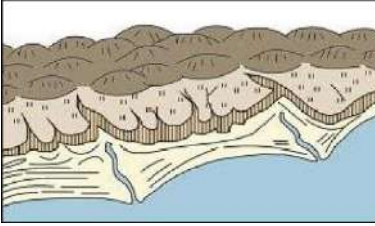
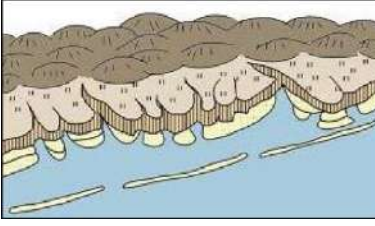
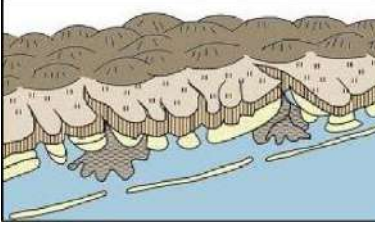
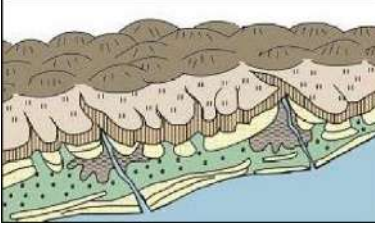
Estágio VII, Construção de deltas intralagunares: Nas lagunas situadas nas desembocaduras dos principais cursos fluviais que alcançam o Oceano Atlântico, formaram-se deltas intralagunares alimentados essencialmente pelos sedimentos fluviais.

Estágio VIII, Construção de terraços marinhos holocênicos: A descida do nível relativo do mar subsequente ao máximo transgressivo de 5.150 anos A.P. levou à construção de terraços marinhos a partir da ilha-barreira original, resultando na progradação da linha costeira. O abaixamento do nível do mar causou, além da construção de terraços marinhos, a gradual transformação de lagunas em lagoas e estas em pântanos salobros e, finalmente, doces.

Quadro 1a: Esquema evolutivo da sedimentação litorânea  
 Fonte: Adaptado de Martin *et al*, (1993) *apud* Plants (2014).

| Estágio evolutivo | Idade            | Esquema evolutivo  |
|-------------------|------------------|--|
| Primeiro Estágio  | Plioceno         |    |
| Segundo Estágio   | Pleistoceno      |   |
| Terceiro Estágio  | Pleistoceno      |  |
| Quarto Estágio    | 123.000 anos A.P |  |

Quadro 1b: Esquema evolutivo da sedimentação litorânea  
 Fonte: Adaptado de Martin *et al*, (1993) *apud* Plants (2010).

| Estágio evolutivo | Idade                 | Esquema evolutivo  |
|-------------------|-----------------------|--|
| Quinto Estágio    | ?                     |    |
| Sexto Estágio     | 7.000 a 5.100 anos AP |    |
| Setimo Estágio    | >5.100 anos AP        |   |
| Oitavo Estágio    | >5.100 anos AP        |  |

## 2.6 Caracterização da planície costeira do Rio Paraíba do Sul

De acordo com Martin et al (1984), a planície costeira do rio Paraíba do Sul apresenta uma área de cerca de 3.000 km<sup>2</sup> e suas dimensões máximas são de 120 km na direção N-S e de 60 km na direção E-W (Figura 3).

Martin et al (1984) definiram quatro unidades sedimentares para a planície deltaica do rio Paraíba do Sul - terraços marinhos pleistocênicos, terraços marinhos holocênicos, sedimentos lagunares e sedimentos fluviais - descritas a seguir (Figura 4):





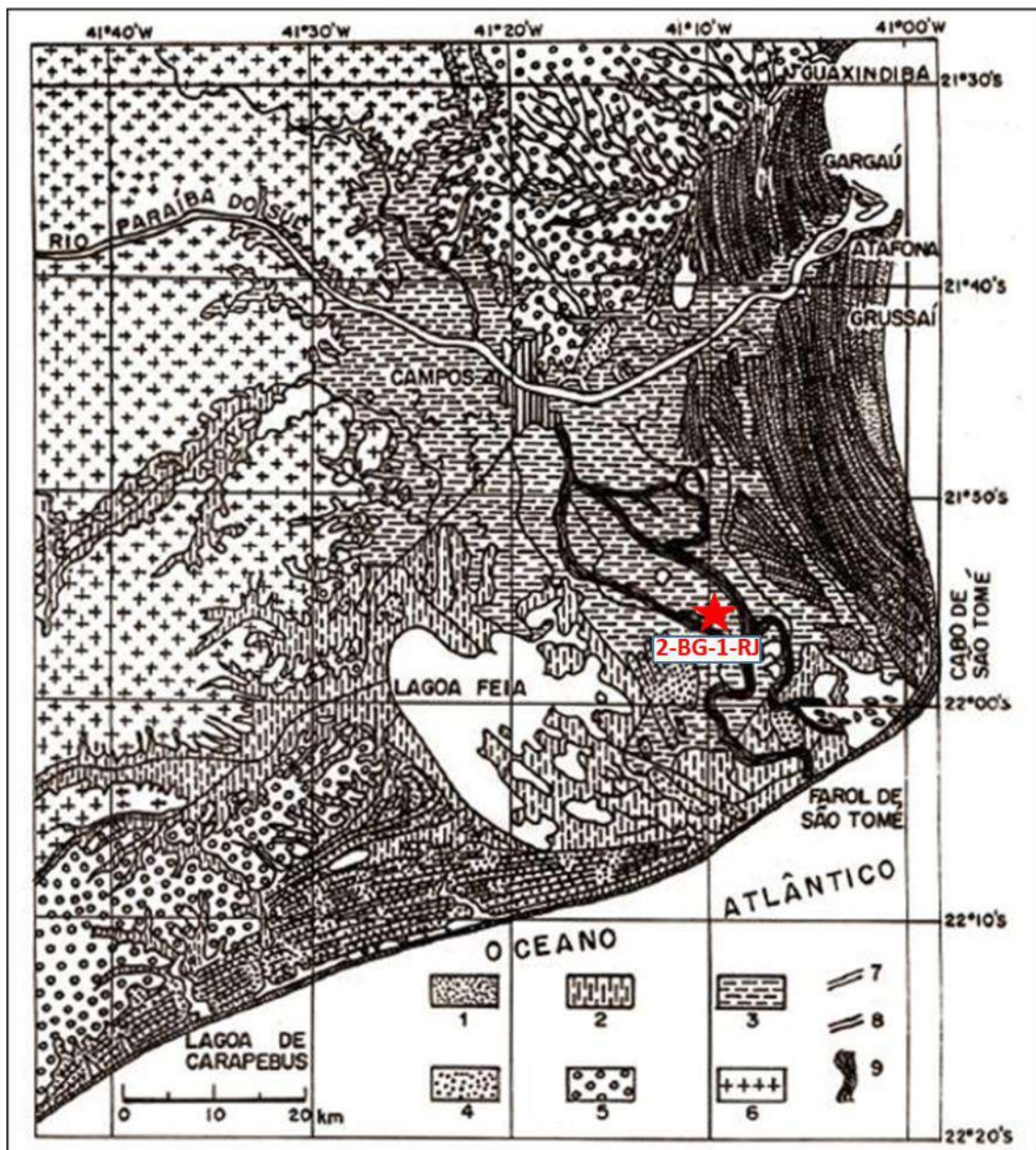
**Figura 3:** Imagem de satélite com unidades geológicas da planície do rio Paraíba do Sul, baseada no mapa geológico segundo Martin *et al* (1984)  
 Fonte: elaborado pelo autor

- Terraços Marinhos Pleistocênicos

Esses terraços são encontrados particularmente bem desenvolvidos na parte sul da planície, embora sejam também observados testemunhos nas partes central e norte. Tratam-se de cordões arenosos litorâneos cujas zonas intercordões foram ocupadas por lagoas ligadas ao último período de nível marinho mais alto de idade holocênica. Amostras de conchas e de fragmentos de madeira encontradas nos sedimentos lagunares das zonas intercordões foram datadas para comprovar essa idade.

- Terraços Marinhos Holocênicos

São encontrados principalmente na porção norte da planície, em ambos os lados da desembocadura do rio Paraíba do Sul. Esses terraços holocênicos apresentam um aspecto bem diferente dos terraços pleistocênicos, quando vistos sobre fotografias aéreas. Na metade sul da planície, os depósitos arenosos holocênicos são restritos a uma barreira arenosa única de alguns metros a dezenas de metros de largura. Esta diferença deve-se, em parte, a atividades tectônicas recentes.



**Figura 4:** Mapa geológico esquemático da planície costeira do rio Paraíba do Sul. (1) Terraço marinho holocênico; (2) Sedimentos lagunares; (3) Sedimentos fluviais (delta intralagunar); (4) Terraço pleistocênico; (5) Sedimentos continentais pliocênicos (Formação Barreiras); (6) Embasamento cristalino pré-cambriano; (7) Alinhamentos de cristas praias holocênicas; (8) Alinhamentos de cristas praias pleistocênicas e (9) paleocanais fluviais.

Fonte: Martin *et al.* (1993)

- Sedimentos Lagunares

Na porção central da planície, ocupando as áreas de São Tomé e da Lagoa Feia, ocorrem sedimentos argilo-orgânicos ricos em conchas. Numerosas datações mostraram que as idades dessas conchas variam entre 7.000 e 5.000 anos, que corresponde ao período de submersão caracterizada pela existência do complexo ilhas-barreiras e laguna, na área. As conchas coletadas em uma zona baixa e alongada

paralelamente aos cordões litorâneos na porção norte da planície forneceram idades próximas de 2.500 anos. Finalmente, conchas obtidas em quatro pequenas paleolagunas situadas na extremidade sul do terraço holocênico forneceram idades em torno de 3.000 anos A.P.

- Sedimentos Fluviais

A porção central da planície é ocupada por sedimentos fluviais repousando diretamente sobre sedimentos lagunares. Entre Campos e São Tomé são encontradas evidências de numerosos paleocanais no meio desses sedimentos fluviais. Esses sedimentos apresentam todas as características de um antigo delta construído pelo rio Paraíba do Sul dentro da antiga laguna.

### 3 Petrofísica e Perfilagem Geofísica de Poços

Petrofísica é o estudo das propriedades físicas das rochas e suas interações com seus fluidos (gases, hidrocarbonetos líquidos e soluções aquosas), sendo as propriedades da porosidade e da permeabilidade de uma rocha fundamentais para o entendimento tanto do volume, quanto do comportamento dos fluidos aprisionados na rocha reservatório.

#### 3.1 Porosidade

Archie (1950) *apud* Suguio (2003) denominou os estudos relacionados à porosidade e à permeabilidade de uma rocha de petrofísica. A porosidade é definida pela razão entre o volume de espaços vazios existentes em uma rocha (ou outro tipo de material poroso) e o seu volume total. Segundo Schön (2011), a porosidade pode ser expressa matematicamente como:

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (1)$$

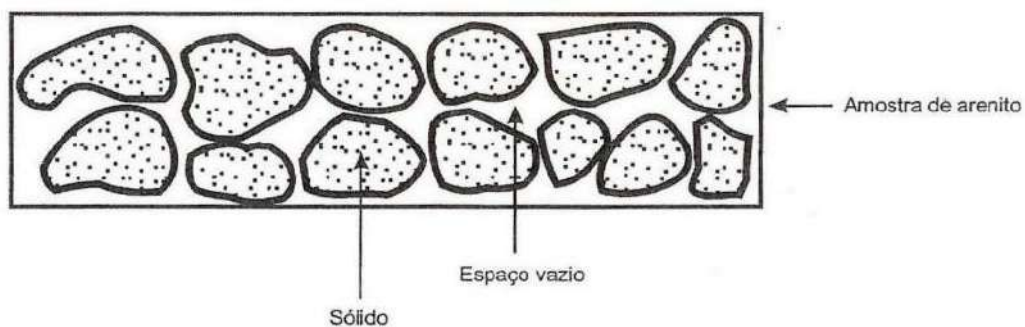
Onde,

$\phi$  = porosidade total

$V_b$  = volume total de uma rocha

$V_{gr}$  = volume de grãos

$V_p$  = volume de poros



**Figura 5:** Ilustração de porosidade em arenito

Fonte: Rosa *et al.* (2006)

Segundo Ekewere (2012), a porosidade pode ser classificada em porosidade total e efetiva. A porosidade total corresponde à razão entre todos os poros presentes na rocha (poros interligados e isolados) e seu volume, enquanto a porosidade efetiva considera somente os poros interligados. Portanto, a porosidade efetiva será menor ou igual à porosidade total, dependendo da quantidade de poros isolados na rocha. Nos reservatórios, a determinação da porosidade efetiva possui maior importância, uma vez que a mesma pode ser associada à permeabilidade do sistema.

Ainda segundo Ekewere (2012), a porosidade também pode ser classificada como primária ou secundária. A porosidade primária é a que se forma no momento da deposição dos sedimentos, enquanto a porosidade secundária é desenvolvida após a deposição e enterramento da formação. A porosidade do arenito é praticamente toda a porosidade primária, enquanto a porosidade do carbonato tende a ser porosidade secundária.

### 3.1.1 Fatores de controle de porosidade primária

Schön (2011) define cinco fatores que controlam a porosidade primária: granulometria, grau de seleção, forma do sedimento (arredondamento e esfericidade), petrotrama (arranjo espacial das partículas) e compactação dos sedimentos.

A) Granulometria - teoricamente a granulometria não deveria interferir no valor da porosidade. Massas formadas por um conjunto de partículas esféricas de mesmo grau de seleção e mesmo empacotamento apresentam a mesma porosidade independentemente do tamanho das esferas. Deste modo, o efeito da porosidade tender a aumentar com a diminuição do tamanho dos grãos deve-se ao fato de que as partículas mais grossas têm, em geral, um maior grau de arredondamento e esfericidade, enquanto as partículas mais finas têm uma tendência a serem mais angulosas, permitindo, assim, um empacotamento mais “aberto”, ou seja, mais poroso.

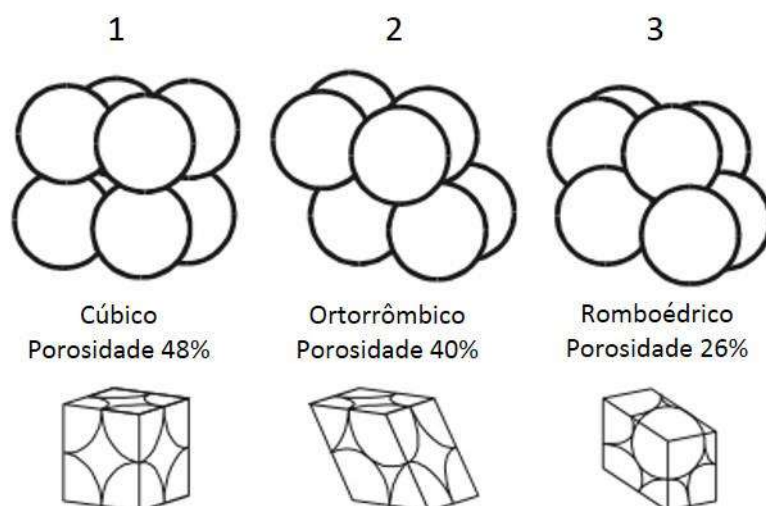
B) Grau de seleção - Quanto maior for a seleção das partículas de sedimentos, menor será a quantidade de detritos mais finos para o preenchimento dos espaços entre grãos mais grossos. Isto é, as partículas finas bloqueiam a porosidade de partículas grossas. A Tabela 2 exemplifica essa tendência:

Tabela 2: Porosidade de Areia Não Consolidada Artificialmente Misturada  
 Fonte: Schön (2011).

| Seleção                      | Porosidade média | Desvio padrão |
|------------------------------|------------------|---------------|
| Extremamente bem selecionado | 0,424            | 0,008         |
| Muito bem selecionado        | 0,408            | 0,006         |
| Bem selecionado              | 0,390            | 0,008         |
| Moderadamente selecionado    | 0,340            | 0,010         |
| Pobremente selecionado       | 0,307            | 0,018         |
| Muito pobremente selecionado | 0,279            | 0,028         |

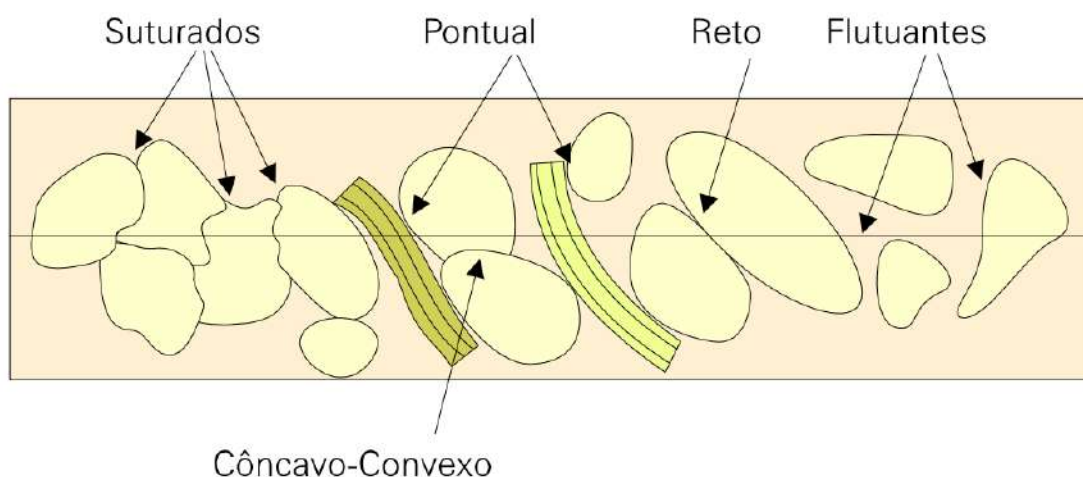
C) Formato do sedimento - Quanto mais esféricos e mais arredondados forem os grãos, menores são os valores de porosidade; fato atribuído ao empacotamento mais fechado neste caso, que nos sedimentos compostos por grãos menos esféricos e arredondados.

D) Petrotrama - A orientação espacial das partículas sedimentares influencia diretamente em sua porosidade. A Figura 6 exemplifica como a porosidade está subordinada ao tipo de empacotamento dos grãos.



**Figura 6:** Tipos de empacotamento de grãos e porosidade  
 Fonte: Heinemann (2013)

E) Compactação dos sedimentos - O peso dos sedimentos sobrepostos torna os subjacentes mais compactados e, em consequência, diminui a porosidade. Com o contínuo aumento da coluna de sedimentos, os contatos entre os grãos passam de tangencial (contato pontual ou reto) para curvilíneo (contato côncavo-convexo) e, finalmente, para suturado (contato inter penetrante) diminuindo ainda mais a porosidade (Figura 7).



**Figura 7:** Tipos de contatos entre grãos  
Fonte: Pettijon *et al.* (1987) *apud* Oliveira (2010)

### 3.1.2 Fatores de controle de porosidade secundária

A porosidade secundária é controlada por uma enorme variedade de processos pós deposicionais que podem resultar em compactação e/ou abertura de espaços. Estes processos podem ser categorizados em processos mecânicos, tais como compactação de tensão, deformação plástica, deformação rúptil, desenvolvimento de fratura, etc. e processos geoquímicos, tais como dissolução, reprecipitação, reduções de volume concomitantes a mudanças mineralógicas, etc. (SCHÖN, 2011).

### 3.1.3 Medida da Porosidade

Segundo Oliveira (2010), a determinação da porosidade pode ser feita por métodos diretos e indiretos. De forma direta, por análises em laboratório, a porosidade pode ser inferida por contagem de pontos em lâminas delgadas ou imagem, saturação de água e injeção de gás ou mercúrio, dentre outros métodos. No método indireto utiliza-se a perfilagem geofísica de poços. De uma grande variedade de perfis existentes, os

diretamente responsáveis pelo cálculo da porosidade são os perfis sônico, neutrônico e densidade, os quais são abordados na próxima seção, com destaque para os perfis sônico (objeto deste trabalho) e gama natural (perfil complementar para a análise da porosidade sônica).

### 3.2 Perfilagem Geofísica de Poços

O primeiro Perfil Geofísico (de natureza elétrica) realizado em um poço ocorreu em 1927, quando Henri Doll, Charles Scheibli e Roger Jost, sob o comando dos irmãos Conrad e Marcel Schlumberger, resolveram aplicar a eletrorresistividade em um poço do campo francês de Pelchebronn (NERY, 2013). Os resultados de suas medições foram postos, manualmente metro a metro, em forma de uma curva contínua com a profundidade.

Assim, a técnica chamada de Perfilagem Geofísica de Poços consiste em investigar materiais geológicos em subsuperfície através do deslocamento contínuo, dentro de um poço, de ferramentas (sondas e ou perfiladores) com um ou mais sensores destinados a medir propriedades físicas, tais como: condutividade, resistividade, tempo de trânsito e amplitude das ondas elásticas, radiação natural e etc. Esta operação gera um perfil que é a representação gráfica das variações das propriedades ao longo do poço. A perfilagem de poços é um dos métodos mais utilizados para avaliar as rochas e seus fluidos, possuindo baixo custo de operação e versatilidade de manuseio.

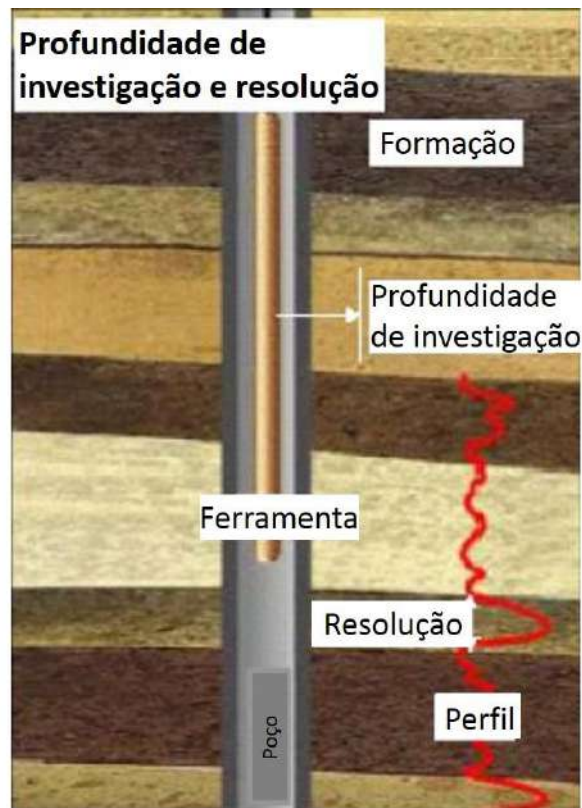
#### 3.2.1 Conceitos Operacionais

Para melhor entendimento de como ocorre o registro das informações no poço, é necessário o conhecimento operacional das ferramentas de perfilagem, assim como do ambiente do poço e como estes fatores interferem na leitura e interpretação dos dados.

- Profundidade de Investigação - A profundidade de investigação de um perfil é definida pela distância a partir da parede do poço pela qual a ferramenta de perfilagem pode medir. A zona investigada depende diretamente das características mecânicas das ferramentas e do ambiente do poço (OLIVEIRA, 2010).



- Resolução Vertical - A resolução vertical é a capacidade da sonda de perfilagem em distinguir as camadas atravessadas. Este parâmetro depende das especificações mecânicas da ferramenta e pode variar de poucos milímetros (ferramentas de alta resolução) a poucos metros (ferramentas de menor resolução) (OLIVEIRA, 2010). (Figura 8).



**Figura 8:** Desenho esquemático da resolução vertical e profundidade de investigação de uma ferramenta dentro do poço.  
 Fonte: Oliveira (2010)

### 3.2.2 Ambiente do Poço

Em primeiro lugar, deve ser considerado que o processo de perfuração é um processo invasivo e, por isso, irá alterar as propriedades da formação no seu entorno até uma determinada profundidade radial. Esta alteração dependerá das características de permeabilidade das formações atravessadas.

Segundo Luna (2012), durante o processo de perfuração, é necessária a utilização de um fluido de perfuração ou lama. Este fluido tem por objetivos resfriar e lubrificar a broca, transportar os resíduos do processo de perfuração para a superfície e garantir pressão necessária para que os fluidos presentes nas formações não invadam o poço, o que, em regiões com hidrocarbonetos, pode gerar acidentes, uma vez que o

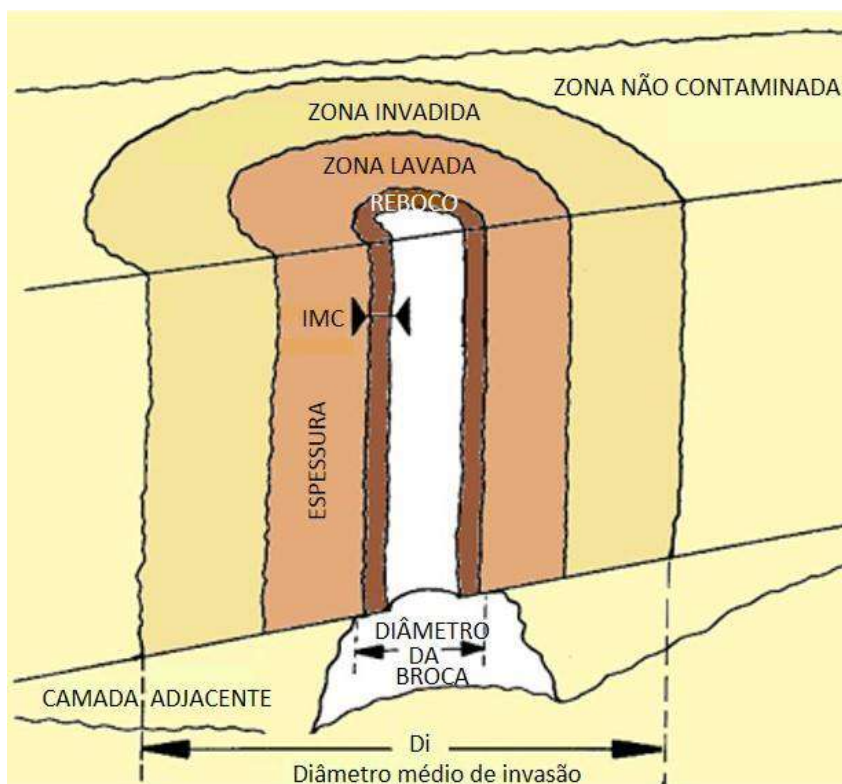
gás pode chegar à superfície, causando explosões de grande escala (*blow up*). Outro fato a ressaltar sobre o fluido de perfuração é sua natureza química, podendo ser de base óleo sintética (não condutora) ou a base de água (condutora).

A lama de perfuração, ao penetrar nas camadas permo-porosas, sofre segregação de suas partes líquida e sólida formando o reboco e o filtrado. O reboco é a camada de partículas sólidas que se acumula em frente às camadas permo-porosas. O filtrado é a fase líquida da lama que penetra nas camadas permo-porosas, invadindo e expulsando os fluidos originalmente presentes nos poros das rochas. Esse processo de invasão se dá até certa distância radial a partir do eixo do poço. Formam-se, assim, radialmente ao poço, três zonas distintas de misturas fluidas (LUNA, 2012):

A) Zona lavada: Nesta primeira zona o fluido original foi totalmente substituído pelo filtrado;

B) Zona invadida: É uma zona de transição onde há mistura do fluido original e do fluido de invasão;

C) Zona não contaminada: Zona que não foi afetada pela invasão, preservando o fluido original;



**Figura 9:** Ambiente do poço  
Fonte: Oliveira (2010)

### 3.3 Tipos de Perfis

Existem diversos tipos de perfis com aplicações diferentes, mas todos com o objetivo de melhor avaliar as formações geológicas ao longo de um poço. Será apresentado a seguir um resumo dos principais tipos de perfis baseado em Nery (2013). Entretanto, o foco deste trabalho está nos perfis geofísicos relacionados ao cálculo da porosidade sônica (perfil sônico e perfil de gama natural) que serão discutidos em maiores detalhes em dois subtópicos posteriores.

- **Potencial espontâneo**

O processo de perfuração é extremamente invasivo e gera alterações no meio. A interação entre o fluido de perfuração, o fluido presente na rocha e a rocha gera uma diferença espontânea de potencial com a superfície. Logo, o perfil de potencial espontâneo será o registro das diferenças de potencial elétrico geradas por estas interações e obtidas por meio de um eletrodo na superfície e o outro dentro do poço, permitindo, assim, detectar camadas permoporosas, identificar litologias e auxiliar na correção de informações com poços vizinhos.

- **Perfil Galvânico ou de Resistividade**

Os perfis com eletrodos galvânicos medem a resistência à passagem da corrente elétrica através das camadas localizadas entre um eletrodo que se desloca no poço e outro estacionário na superfície (ou mesmo dentro do poço a uma distância considerada infinita). Como a corrente enviada ao eletrodo emissor é mantida constante, o que o perfil registra é a diferença de potencial. Posteriormente, essa diferença potencial é convertida em valores de resistividade elétrica.

- **Indução**

Fornece leitura aproximada da resistividade da rocha, através da medição de campos eletromagnéticos induzidos nas rochas gerados por duas bobinas, uma transmissora e outra receptora. O campo magnético primário, emitido pela bobina transmissora, ao penetrar nas rochas, induz nos fluidos condutores uma corrente elétrica que, por sua vez, desenvolve seu próprio campo magnético secundário, que

é captado pela bobina receptora. A intensidade deste campo secundário é diretamente proporcional à condutividade elétrica das rochas.

- Neutrão

Os perfis neutrônicos medem uma radioatividade induzida artificialmente, por meio de bombardeio das rochas com nêutrons de alta energia. São utilizados para estimativas de porosidade, litologia e detecção de hidrocarbonetos leves ou gás.

- Densidade

Detecta os raios gama que interagem com a formação após terem sido emitidos por uma fonte nuclear dentro do poço. Além da densidade das camadas, permite o cálculo da porosidade e a identificação das zonas de gás. É utilizado também como apoio a sísmica para cálculo do sismograma sintético.

Como dito anteriormente, a seguir será tecida uma descrição específica a respeito dos perfis de raio gama natural e sônico.

### 3.3.1 Perfil de Raios Gama (Gama Natural)

O perfil de raios gama mede a emissão natural de radiação gama emitida pelo processo de decaimento radioativo de isótopos presentes nos minerais de uma rocha. O processo de decaimento é caracterizado pela emissão de energia pelo átomo por meio de ondas eletromagnéticas ou pela emissão de partículas.

Segundo SCHÖN (2011), as series mais comuns de isótopos radioativos presentes na crosta terrestre são:

- Série do Urânio: Nesta série os isótopos pais são o  $^{238}\text{U}$  e o  $^{235}\text{U}$ , cujas meias-vidas são de  $4,5 \times 10^9$  e  $7,1 \times 10^8$  anos respectivamente. O final da série são os elementos  $^{206}\text{Pb}$  e o  $^{207}\text{Pb}$ .
- Série do Tório: O isótopo pai será o  $^{232}\text{Th}$ , com meia vida de  $1,4 \times 10^{10}$  anos. O final da série é o elemento  $^{208}\text{Pb}$ .
- Série do isótopo  $^{40}\text{K}$  (potássio): Representa 0,012% do potássio natural presente e decai para  $^{40}\text{Ca}$  emitindo radiação beta (89%). A evolução dos

11% restantes irá passar por um processo de captura eletrônica e evoluir para o átomo excitado de  $^{40}\text{Ar}$ , que, ao evoluir para o estado de energia básica, irá emitir radiação gama com energia de 1,46 MeV. A meia-vida do isótopo  $^{40}\text{K}$  é de  $1,3 \times 10^9$  anos.

Em termos de distribuição, o potássio é encontrado como constituinte de argilominerais, evaporitos e em minerais formadores de rocha (feldspatos e micas), onde estará combinado com a estrutura do silicato (SCHÖN, 2011). O Urânio e o Tório são encontrados em menor quantidade.

A tabela 3 apresenta o percentual de potássio de alguns minerais e evaporitos, sendo seguida pela tabela 4, referente ao urânio e ao tório.

Em termos de emissões, as rochas podem ser classificadas em três grupos básicos (NERY, 2013):

1. **Rochas Altamente Radioativas:** folhelhos e argilas de águas profundas formadas por lamas de radiolários e globigerinas; folhelhos pretos betuminosos; evaporitos potássicos (carnalita, silvinita, taquidrita, etc);
2. **Rochas Medianamente Radioativas:** folhelhos e arenitos argilosos de águas rasas e carbonatos/dolomitos argilosos; e
3. **Rochas de Baixa Radioatividade:** grande maioria de carvões e evaporitos não potássicos (halita, anidrita, gipsita, etc).

Logo, através de uma medida da quantidade de radiação gama emitida por uma formação, é possível obter informações que ajudem a complementar o entendimento do sistema.

Para isso, foram desenvolvidas as ferramentas de gama (Raios Gama ou GR), que medem a emissão natural das formações atravessadas pelo poço. Como observado, os principais emissores de radiação gama encontrados em rochas serão o U, Th e o K e as ferramentas serão divididas em duas classes associadas à capacidade de distinguir ou não a contribuição de cada elemento para a contagem total obtida.

Se os detectores forem capazes de realizar a distinção da origem do gama, a ferramenta será classificada como Ferramenta de Espectrometria. No caso do detector

não ser capaz de fazer esta distinção, a ferramenta será denominada de convencional. No presente trabalho será dada ênfase ao Perfil de Raios Gama Convencional, uma vez que o equipamento utilizado foi desta classe.

**Tabela 3:** Percentual de potássio por unidade de massa para minerais e evaporitos

Fonte: Adaptada de Schön (2004), com base em Schlumberger (1982) - S e Rider (1986) - R

| <b>Evaporitos</b>      |   |                                |            |
|------------------------|---|--------------------------------|------------|
| <b>Nome</b>            | <b>Fórmula Química</b>                            | <b>Conteúdo % de K / Massa</b> | <b>Ref</b> |
| Silvita                | KCl   | 52.44 / 52.5                   | S / R      |
| Langbeinita            | $K_2SO_4(MgSO_4)_2$                               | 18.84                          | S          |
| Cainita                | $MgSO_4KCl(H_2O)_3$                               | 15.7                           | S          |
| Carnalita              | $KClMgCl_2(H_2O)_6$                               | 14.07 / 14.01                  | S / R      |
| Polialita              | $K_2SO_4MgSO_4(CaSO_4)(H_2O)_2$                   | 13.37 / 12.9                   | S / R      |
| Glaserita              | $(K,Na)_2SO_4$                                    | 24.7                           | S          |
| <b>Micas e Argilas</b> |   |                                |            |
| <b>Nome</b>            | <b>Fórmula Química</b>                            | <b>Conteúdo % de K / Massa</b> | <b>Ref</b> |
| Muscovita              | $KAl_2(AlSi_3O_{10})(OH, F)_2$                    | 9.8 (ideal) até 7.9            | S          |
| Biotita                | $K(Mg,Fe)_3(AlSi_3O_{10})(OH, F)_2$               | 6.2 até 10.1                   | S          |
| Ilita                  | $K_{1-1.5}Al_4(Si_{7-6.5}Al_{1-1.5})O_{20}(OH)_4$ | 3.5 até 8.3 (valor médio 6.7)  | S          |
| Glauconita             | $K_2(Mg,Fe)_2Al_6(SiO_{10})_3(OH)_{12}$           | 3.2 até 5.8 (valor médio 4.5)  | S          |
| Clorita                |   | 0 até 0.35 (valor médio 0.1)   | S          |
| <b>Feldspatos</b>      |   |                                |            |
| <b>Nome</b>            | <b>Fórmula Química</b>                            | <b>Conteúdo % de K / Massa</b> | <b>Ref</b> |
| Microclina             | $KAlSi_3O_8$ triclinic                            | 16 (ideal) até 10.9            | S          |
| Ortoclase              | $KAlSi_3O_8$ monoclinic                           | 14 (ideal) até 11.8            | S          |
| <b>Feldspatoides</b>   |   |                                |            |
| <b>Nome</b>            | <b>Fórmula Química</b>                            | <b>Conteúdo % de K / Massa</b> | <b>Ref</b> |
| Leucita                | $KAl(SiO_3)_2$                                    | 17.9 (ideal)                   | S          |
| Nefelite               | $(Na, K)AlSi_3O_8$                                | 4 até 8                        | S          |

**Tabela 4:** (Quantidade (ppm) de U e Th para alguns minerais acessórios e formadores de rochas Fonte: Adaptada de Schön, 2004), com base em Schlumberger (1982) - S, Rider (1986) - R e Western Atlas (1992) - W.

| <b>Minerais Acessórios</b> |   |                 |                            |            |
|----------------------------|---|-----------------|----------------------------|------------|
| <b>Nome</b>                | <b>Fórmula Química</b>                            | <b>U (ppm)</b>  | <b>Th (ppm)</b>            | <b>ref</b> |
| <b>Allanita</b>            | $(Ca,Fe,La,Ce,Y,Na)_2(Al,Mg,Mn,Fe)_3Si_3O_{12}OH$ | 30 até 700      | 500 até 5000               | W          |
| <b>Apatita</b>             | $Ca_5(PO_4)_3(F,OH,Cl)$                           | 5 até 150       | 20 até 150                 | W          |
| <b>Epidoto</b>             | $(Ca,Na,Fe)Al_2O.Si_3O_{11}OH$                    | 20 até 50       | 50 até 500                 | W          |
| <b>Monazita</b>            | $(Ce,La,Nd,Th)PO_4$                               | 500 até 3000    | (2,5 até 20) $\times 10^4$ | W          |
| <b>Zircão</b>              | $ZrSiO_4$   | 300 até 3000    | 100 até 2500               | W          |
| <b>Micas e Argilas</b>     |   |                 |                            |            |
| <b>Nome</b>                | <b>Fórmula Química</b>                            | <b>U (ppm)</b>  | <b>Th (ppm)</b>            | <b>ref</b> |
| <b>Muscovita</b>           | $KAl_2(AlSi_3O_{10})(OH, F)_2$                    | 2 até 8         | 10 até 25*                 | S          |
| <b>Biotita</b>             | $K(Mg,Fe)_3(AlSi_3O_{10})(OH, F)_2$               | 1 até 40        | 0.5 até 50                 | S          |
| em igneas                  |   | 0.098 até 0.29  | 3.8 até 4.9                | H          |
| em metamórficas            |   | 0.022 até 0.044 | 0.03                       | H          |
| <b>Ilita</b>               | $K_{1-1.5}Al_4(Si_{7-6.5}Al_{1-1.5})O_{20}(OH)_4$ | 1.5             | 10 até 25 / 6 até 22       | S / R      |
| <b>Glauconita</b>          | $K_2(Mg,Fe)_2Al_6(SiO_{10})_3(OH)_{12}$           |                 | < 10                       | S          |
| <b>Clorita</b>             |   | 3 até 5         |                            | S          |



Devido às suas características, os Perfis de Raio Gama Convencional serão capazes de realizar a distinção entre folhelhos e argilas das demais litologias que possam estar presentes.

Qualitativamente, quando aplicados em regiões onde os dados obtidos representam a quantidade de argilominerais presentes na formação (ou seja, sem outras fontes radioativas na camada), a forma da curva RG permite algumas deduções sobre o ambiente deposicional associado à camada. Estas deduções são somente qualitativas e indicativas, não podendo ser consideradas como uma interpretação definitiva (NERY,2013):

- Simetria Cilíndrica: Indicativo de fácies sujeitas a processos de transgressões e regressões;
- Sino (Base mais larga que o topo): Indicativo de ambientes prográdantes;
- Funil (Base mais fina que o topo): Indicativo de ambientes transgressivos.


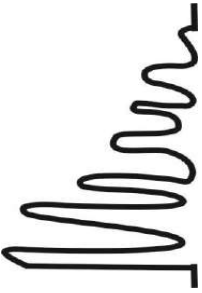

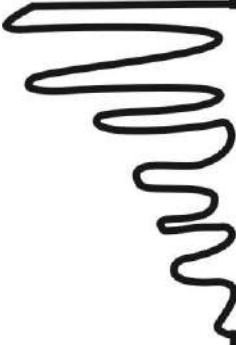
O quadro 2, adaptado de NERY (2013), representa graficamente as formas acima comentadas:

**Quadro 2a:** Formas da curva de RG e possíveis ambientes deposicionais  
 Fonte: Adaptado de Nery (2013)

| Forma  | Suave   | Ambiente   | Serrilhada   | Ambiente   |
|--|---|--|--|--|
| Cilíndrica:<br>Representa<br>deposição<br>Uniforme |  | Dunas<br>Eólicas;<br>Areias de<br>Marés;<br>Canais<br>Fluviais |  | Deltas<br>Distributários;<br>Canais<br>Turbidíticos;<br>Leques<br>Proximais de<br>Mar<br>Profundo. |



**Quadro 2b:** Formas da curva de RG e possíveis ambientes deposicionais  
 Fonte: Adaptado de Nery(2013)

| Forma                                   | Suave  | Ambiente  | Serrilhada  | Ambiente   |
|---|--|---|---|--|
| Sino:<br>Granodecrescência Ascendente   |   | Areias de Marés;<br>Areias Fluviais;<br>Fluxos de Tranças;<br>Canais Fluviais;<br>Barras de Pontal. |   | Areias Lacustres;<br>Deltas Distributários;<br>Canais Turbidíticos;<br>Leques Proximais de Mar Profundo. |
| Funil:<br>Granodecrescência Descendente |  | Restingas;<br>Praias; Brechas Obliquas em um dique.   |  | Barreira de Foz;<br>Distributários;<br>Delta de Orla Marinha;<br>Leques Distais de Mar Profundo          |

Para uma análise qualitativa, deverão ser tomados os seguintes procedimentos:

1. Com a utilização dos dados da curva, obter o valor correspondente à média dos valores máximos das zonas de folhelhos (LBF – Linha de Base dos Folhelhos), e com este valor determinar o ponto de GR máximo ( $GR_{MAX}$ ). Caso não se possua o arquivo dos dados, determinar graficamente onde passa a LBF e fazer a leitura na escala da curva do  $GR_{MAX}$ ;
2. Determinar a zona de menor leitura de GR, considerada como a zona onde se encontra o arenito mais limpo. Este valor será o  $GR_{MIN}$ ;
3. Determinar o Índice de Radioatividade da zona de interesse, através da equação:

$$IGR = \frac{GR - GR_{MIN}}{GR_{MAX} - GR_{MIN}} \quad (2)$$

Onde GR é o valor medido pela ferramenta no ponto e GR<sub>max</sub> e GR<sub>min</sub> são os valores máximos e mínimos, respectivamente, medidos pela ferramenta ao longo do poço.

4. De acordo com a idade estimada da camada em análise, calcular o percentual de argila,  $V_{shGR}$ , através de uma das equações a seguir (equações de Larionov):

$$V_{shGR} = \begin{cases} 0,083(2^{(3,7 \times IGR)} - 1) & \text{neogeno} \\ 0,33(2^{(2 \times IGR)} - 1) & \text{pré - neogeno} \end{cases} \quad (3)$$

Ainda pode ser utilizada a equação Steiber, que não depende da idade da rocha.

$$V_{shGR} = \frac{IGR}{3 - 2 \times IGR} \quad (4)$$

Em resumo, os perfis de Raio Gama são utilizados para a determinação de Litologia, como dados auxiliares para a determinação de cenários deposicionais, para a correlação de poços e para o cálculo de argilosidade de zonas de interesse.

### 3.3.2 Perfil Sônico

O perfil sônico baseia seu funcionamento na emissão de um pulso sonoro de alta amplitude e de baixo comprimento de onda. Este pulso irá então viajar até a formação e se propagar nela, gerando diversas reflexões que serão captadas por receptores contidos na ferramenta.

A ordem de chegada das ondas nos receptores será: Ondas P, Ondas S, ondas Rayleigh e Stoneley (associadas à propagação do pulso dentro do próprio poço).

Os receptores irão registrar a primeira chegada de cada pulso compressional, sendo a diferença de tempo entre estes registros o chamado tempo de trânsito.

A porosidade pode ser obtida através do tempo de trânsito. Considerando que o tempo de transito na matriz seja dado por  $\Delta t_m$ , de velocidade  $V_m$ , e que o fluido contido nos poros possua tempo de transito  $\Delta t_f$  e  $V_f$ , a porosidade será dada por:

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (5)$$

Ou, em termos de velocidade:

$$\frac{1}{V} = \frac{\phi}{V_f} + \frac{1-\phi}{V_m} \quad (6)$$

Estas equações, chamadas de Equações de Wyllie (NERY, 2013) consideram somente rochas saturadas com 100% de água ( $S_w=100\%$ ). Desta forma, ao serem aplicadas, devido ao desconhecimento sobre as informações do conteúdo poroso, são adotados os valores considerando esta restrição e corrigidos posteriormente, com o acréscimo de novas informações sobre a formação em análise.

Para o tratamento de rochas com pouca compactação, é necessário uma correção para o valor de porosidade sônica obtido. Serão consideradas como compactadas, rochas em que os folhelhos sotapostos e sobrepostos tenham um tempo de trânsito  $\Delta t_{sh}$  superior a  $100\mu s/pé$ , caso contrário aplica-se a correção:

$$\phi_{scorr} = \phi_s \frac{100}{c \Delta t_{sh}} \quad (7)$$

Sendo o fator  $c$  de caráter local (área, ambiente, formação, etc), com valores entre 0,8 e 1,2 (NERY, 2013).

Ainda no processo de correção da porosidade sônica, será necessário considerar a argilosidade da rocha. Neste caso, a velocidade será menor devido à presença de maior quantidade de água intersticial, o que gera um crescimento falso da porosidade.

Logo, a porosidade corrigida será dada por:

$$\phi_{esc} = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} - V_{sh} \left( \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \right) \quad (8)$$

O primeiro termo representa o valor da rocha como sendo limpa e o segundo termo (entre parênteses) é a porosidade contida na argila presente na rocha.

Para zonas com hidrocarbonetos, será observado, devido às diferenças de tempo de trânsito da água (189/200  $\mu\text{s}/\text{pé}$  – água doce e salgada), do gás (600  $\mu\text{s}/\text{pé}$ ) e do óleo (236  $\mu\text{s}/\text{pé}$ ), um acréscimo significativo no valor da porosidade sônica. Desta forma, para a correção da porosidade, serão necessários dados provenientes de outros perfis, de forma a se determinar se a zona em questão possui hidrocarbonetos, para então tomar as medidas necessárias para a avaliação e correção deste valor.

Em termos operacionais, o perfil sônico deve ser utilizado com centralizador, sendo necessários dados de calíper para a correção de zonas com grandes desmoronamentos.

Nos itens acima foram discutidos resultados relacionados à solução da Equação de Wyllie para a porosidade sônica. Existe outra abordagem, a chamada Equação de Raymer, Hunt & Gardner, para a determinação da porosidade sônica (NERY, 2013):

$$\frac{1}{\Delta t} = \frac{(1-\phi)^2}{\Delta t_m} + \frac{\phi}{\Delta t_f} \quad (9)$$

Os mesmos autores ainda determinaram uma equação empírica para cálculo de porosidade no caso da formação ser de arenitos ( $\Delta t_m=58 \mu\text{s}/\text{pé}$ ), calcários ( $\Delta t_m=49 \mu\text{s}/\text{pé}$ ) e dolomitos ( $\Delta t_m=44\mu\text{s}/\text{pé}$ ):

$$\phi_{SR} = k \frac{(\Delta t - \Delta t_m)}{\Delta t} \quad (10)$$

Onde k dependerá do meio e tem por recomendação valores da ordem de 0,625.

## 4 Materiais e métodos

Os dados de perfil geofísico utilizados neste trabalho foram obtidos no poço 2-BG-1-RJ, localizado no distrito de Farol de São Tomé, Campos dos Goytacazes, no Norte Fluminense.

A técnica de perfilagem foi realizada no intervalo compreendido entre as profundidades de 122,95 metros e 178,53 metros, por se tratar de um trecho onde as paredes do poço estavam abertas, ou seja, sem revestimento.

Para a determinação da porosidade por meio dos dados do perfil sônico, faz-se necessário um conhecimento prévio das litologias atravessadas pelo poço, adquirido por meio da descrição de testemunhos obtidos durante o processo de perfuração (Tabelas 5).

### 4.1 Perfiladores

Os perfis geofísicos obtidos no poço 2-BG-1-RJ foram adquiridos por meio das sondas (perfis) pertencentes ao Laboratório de Geofísica e Petrofísica/IGEO/UFRJ - LAGEP/UFRJ, produzidas pela empresa *Robertson Geologging® - Three Receiver Sonic Sonde®* (Sônico - tempos de trânsito), *Electric-Log®* (valores de Gama Natural) e *Three Arm Caliper®* (diâmetro do poço). As informações sobre as ferramentas serão apresentadas a seguir de acordo com o seu manual de funcionamento.

**Tabela 5a:** Descrição simplificada do testemunho do poço 2-BG-1-RJ

| DESCRIÇÃO  | Litologia | profundidade |
|--|-----------|--------------|
| Arenito médio, mal selec. c/ grânulos, amarelado (20% arg). Apresenta fitoclastos e marcas de raízes.  | A1        | 178,53       |
| Argilito amarelado que por vezes apresenta manchas castanho escuro e, em algumas partes, encontra-se intercalado com arenito médio, mal selec. c/ grânulos (composição: qtzo, felds)(20% arg). | Arg1      | 178,4        |
| Areia muito grossa, mal selec. c/ grânulos, cinza (5% arg).  | Ar1       | 170,7        |
| Argilito arenoso, cinza amarelado  | Arg2      | 170,15       |
| Arenito médio, mal selec. c/ grânulos, cinza claro (10% arg).  | A2        | 169,5        |
| Siltito argiloso, cinza escuro com fragmentos de arenito usinado - muito fluido de perfuração.   | S1        | 169,35       |
| Arenito argiloso fino (35% arg), mod. selec. c/ alguns grânulos, amarelado.  | A3        | 168,3        |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos (maior concentração na base), cinza (10% arg), composição: qtzo, felds, musc.   | A4        | 167,3        |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos, bege (5% arg), friável.  | A5        | 166,3        |
| Areia grossa, mal selec. c/ grânulos, bege (5% arg).   | Ar2       | 164,65       |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos, cinza esverdeado (10% arg), friável.   | A6        | 163          |
| Arenito médio, mod. selec., cinza amarelado (10% arg). Exibe estrutura, laminação "Liesegang".   | A7        | 162,85       |
| Arenito médio, mod. selec., cinza (10% arg).   | A8        | 162,15       |
| Arenito fino argiloso (40% arg), mod. selec., cinza.   | A9        | 161,95       |
| Siltito arenoso, cinza esverdeado.   | S2        | 161,8        |
| Arenito muito grosso, mal selec. c/ grânulos e seixos, cinza esverdeado (5% arg).  | A10       | 161,3        |
| Arenito muito grosso, mal selec., cinza esverdeado (5% arg).   | A11       | 161,1        |
| Areia grossa, mal selec. c/ grânulos, bege (5% arg).   | Ar3       | 160,5        |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos e seixos, cinza (5% arg).   | A12       | 160,25       |
| Arenito médio, mal selec., cinza médio (10% arg). Exibe laminação na base marcada pela cor preta.  | A13       | 159,65       |
| Areia muito grossa, mal selec. c/ grânulos, bege (5% arg), composição: qtzo e felds.   | Ar4       | 159,5        |
| Areia grossa, mal selec. c/ grânulos e seixos, cinza (5% arg). Reboco?   | Ar5       | 158          |
| Areia média, mod. selec., bege (cerca de 0% arg).  | Ar6       | 157,35       |
| Arenito muito grosso, mal selec. c/ grânulos e seixos, cinza esverdeado (10% arg).   | A14       | 157,1        |
| Arenito grosso, mod. selec. c/ grânulos, cinza esverdeado (10% arg).   | A15       | 156,15       |
| Arenito muito grosso, mal selec. c/ grânulos e seixos (composição: qtzo e felds), cinza claro (5% arg). Exibe laminação na parte superior marcada por cor preta.                               | A16       | 155,85       |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos, cinza esverdeado (5% arg), presença de muscovita.  | A17       | 155,65       |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos, branco (10% arg), pouco feldspato em relação aos demais.   | A18       | 155,3        |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos, branco (10% arg), pouco feldspato em relação aos demais.   | A19       | 155,16       |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos concentrados no topo, cinza esverdeado (10% arg).   | A20       | 155,15       |
| Arenito médio, mod. selec., cinza esverdeado (30% arg).  | A21       | 154,75       |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos e seixos, cinza esverdeado (5-10% arg).   | A22       | 154,55       |
| Arenito grosso, mal selec., cinza claro (15% arg), poucos grânulos.  | A23       | 154,4        |
| Argilito arenoso, bioturbado, cinza esverdeado (65% arg).  | Arg3      | 154,3        |
| Arenito médio argiloso, bioturbado, por vezes ocorre lâminas de argila (estruturas deformacionais?), cinza esverdeado (40% arg).   | A24       | 154,05       |

**Tabela 5b:** Descrição simplificada do testemunho do poço 2-BG-1-RJ

| DESCRIÇÃO   | Litologia | Profundidade  |
|---|-----------|---------------|
| Argilito arenoso, biturbado (estruturas deformacionais?), cinza esverdeado (65% arg).                                 | Arg4      | 153,3         |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos e seixos (orientados?), cinza amarelado (10% arg).                             | A25       | 152           |
| Argilito arenoso, cinza esverdeado com manchas amareladas indicando oxidação (65% arg).                               | Arg5      | 151,7         |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos, cinza amarelado com manchas de oxidação (15-20% arg).                         | A26       | 151,55        |
| Argilito arenoso, cinza esverdeado com manchas de oxidação (60% arg).   | Arg6      | 149,8         |
| Arenito médio argiloso, mal selec., friável, cinza esverdeado com manchas alaranjadas de oxidação ( 20% arg).         | A27       | 149,45        |
| Arenito médio argiloso, mal selec., cinza esverdeado com manchas avermelhadas indicando oxidação (45% arg).           | A28       | 148,9         |
| Argilito arenoso, friável, castanho claro (65% arg).  | Arg7      | 148,05        |
| Arenito médio argiloso, mal selec., cinza esverdeado com manchas castanhas indicando oxidação (cerca de 45% arg).     | A29       | 147,3         |
| Areia muito grossa, mal selec. c/ grânulos e seixos, cinza esverdeado (5% arg), composição: qtzo, felds.              | Ar7       | 147           |
| Arenito muito grosso, mal selec. c/ grânulos, friável, cinza esverdeado (cerca de 5% de arg), composição: qtzo, felds | A30       | 146,1         |
| <b>Não recuperado</b>   | -         | <b>145,65</b> |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos, bege (cerca de 15% arg).  | A31       | 145,55        |
| Arenito muito grosso argiloso, mal selec. c/ grânulos, cinza esverdeado (20% arg), composição: qtzo, musc e felds     | A32       | 144,3         |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos, bege (15% arg).   | A33       | 144           |
| Arenito grosso argiloso, mal selec. c/ grânulos, friável, cinza esbranquiçado ( 15% arg).                             | A34       | 143,1         |
| Arenito grosso argiloso, mal selec. c/ grânulos, cinza esverdeado (cerca de 40% arg).                                 | A35       | 142,35        |
| Argilito arenoso com lâminas de arenito fino, cinza esverdeado com manchas de oxidação (cerca de 60% arg).            | Arg8      | 141,5         |
| Argilito arenoso com lâminas de arenito fino, cinza esverdeado com manchas de oxidação.                               | Arg9      | 140           |
| <b>Não recuperado</b>   | -         | <b>138,35</b> |
| Argilito arenoso com lâminas de arenito fino, cinza esverdeado com manchas de oxidação                                | Arg10     | 138,3         |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos, cinza claro   | A36       | 136,8         |
| Arenito médio, mal selec., cinza  | A37       | 136,65        |
| Arenito grosso, mal selec., esverdeado.   | A38       | 135,75        |
| Arenito fino, argiloso, friável, cinza  | A39       | 132,9         |
| Arenito muito grosso, mal selec. c/ grânulos, argiloso, cinza escuro  | A40       | 132,15        |
| Areia grossa, argilosa, mal selec., cinza clara (25% arg).  | Ar8       | 131,25        |
| Arenito grosso, mal selec., cinza escuro (25% arg).   | A41       | 131           |
| Areia grossa, quartzosa, mal selec., bege   | Ar9       | 130,7         |
| Arenito médio a grosso, mal selec. (20% arg).   | A42       | 128,8         |
| Arenito grosso, argiloso, mal selec., cinza.  | A43       | 126,05        |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos, friável, cinza.   | A44       | 125,2         |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos, friável , cinza escuro (25% arg).   | A45       | 124,25        |
| Areia grossa, argilosa, mal selec., cinza escura  | Ar10      | 123,9         |
| Arenito grosso, mal selec. c/ grânulos e seixos, friável, cinza escuro (10% arg).                                     | A46       | 122,95        |

#### 4.1.1 Perfilador Sônico

A ferramenta sônica (Figura 10) possui um transmissor (Tx) e três receptores (Rx1, Rx2, Rx3) e mede três tempos de trânsito diferentes, utilizando o princípio do tempo mínimo. Para gerar a onda, esse equipamento possui um transmissor de frequência constante, transdutor eletroacústico, que é um dispositivo que produz ondas acústicas quando excitado por sinais elétricos apropriados. Quando o transdutor é excitado eletricamente, emite um impulso de 23kHz (ultra-som) que irradia através do fluido do poço e atinge a formação. Em seguida, receptores captam a reflexão das primeiras chegadas da onda compressional. A sonda registra a amplitude e o tempo de chegada das primeiras reflexões nos três receptores e seu registro é chamado de perfil de onda completo FWS (*Full Wave Sonic*). A Tabela 6 apresenta as suas especificações técnicas e a Figura 11 mostra um esquema deste perfilador montado (SILVA, 2012).

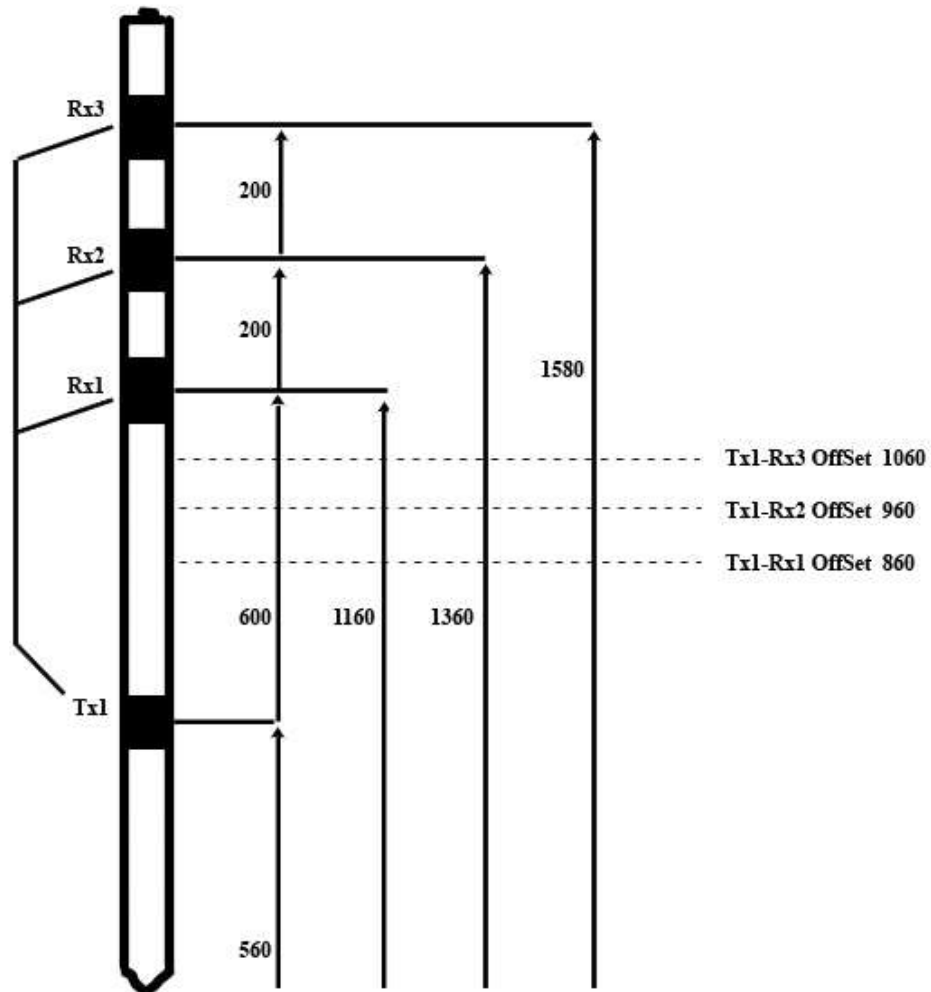


**Figura 10** - Foto do perfilador sônico Slim-Hole Full-Waveform Triple Sonic Probe fabricado pela empresa Robertson Geologging Ltd.  
Fonte: Silva (2012)

**Tabela 6-** Especificações técnicas do perfilador sônico Slim-Hole Full-Waveform Triple Sonic Probe fabricado pela empresa Robertson Geologging Ltd.  
Fonte: Robertson Geologging LTD. (1999)

|                                    |                     |
|------------------------------------|---------------------|
| Diâmetro                           | 45 mm               |
| Comprimento                        | 2,45 m              |
| Peso                               | 8 Kg                |
| Temperatura máxima suportada       | 70°C                |
| Pressão máxima suportada           | 20 MPa              |
| Tipo de Transdutor                 | 23kHz piezoelectric |
| Espaçamento transmissor/receptores | Tx-Rx1=600 mm       |
|                                    | Tx-Rx2=800 mm       |
|                                    | Tx-Rx3=1000 mm      |





**Figura 11** – Esquema do perfilador sônico Slim-Hole Full-Waveform Triple Sonic Probe fabricado pela empresa Robertson Geologging Ltd. Onde Tx são os transmissores e Rx são os receptores  
 Fonte: Robertson Geologging LTD. (1999)

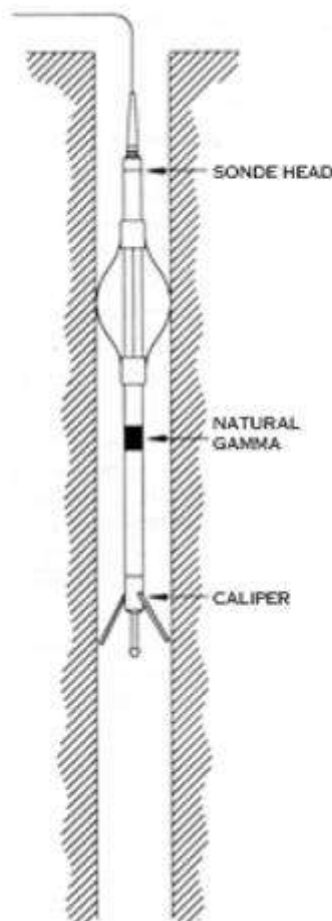
#### 4.1.2 Perfilador Cáliper

O perfilador cáliper fornece um registro contínuo do diâmetro de poços que é determinado por três braços com acoplamento mecânico em contato com as paredes do poço, que ao deslizarem ao longo da parede do poço regulam sua abertura de acordo com o diâmetro do poço. Braços de 38 mm estão disponíveis para atender uma grande variedade de diâmetros. A faixa de medida padrão pode ser aumentada usando braços de extensão fornecidos com a sonda. O Cáliper é um perfil importante, por determinar as condições geométricas da parede do poço e identificar possíveis desmoronamentos. Isto pode ser muito útil antes de ser executada uma operação de perfilagem, pois diminui a possibilidade de acidente com as ferramentas caso haja alguma obstrução ou dano às paredes do poço. Principalmente tratando-se de ferramentas com fontes radioativas

que exigem mais segurança. A Figura 12 mostra um esquema deste perfilador montado com o centralizador e a Tabela 7 apresenta as suas especificações técnicas.

**Tabela 7** - Especificações técnicas do perfilador Three-Arm Cáliper Probe fabricado pela empresa Robertson Geologging Ltd.

|                              |   |
|------------------------------|---|
| Diâmetro                     | 38mm                                      |
| Comprimento                  | 2,13 m                                    |
| Peso                         | 9,2 Kg                                    |
| Temperatura máxima suportada | 70°C                                      |
| Pressão máxima suportada     | 20 MPa                                    |
| Faixa de Medida              | 40-300mm (710mm com extensores)           |
| Detector de Gama Natural     | 50mm x 25mm NaI(Tl) scintillation crystal |
| Precisão                     | +/- 6mm                                   |



**Figura 12:** Esquema do perfilador Three-Arm Caliper Probe fabricado pela empresa Robertson Geologging Ltd.  
Fonte: Robertson Geologging LTD. (1999)

#### 4.1.3 Perfilador de Gama Natural

O perfilador de Gama Natural (RG) está acoplado em algumas ferramentas, como pode ser visto na Figura 12, na ferramenta de Cáliper. Ele é composto apenas de um aparelho receptor, visto que mede apenas a emissão natural de radiação gama das rochas ao longo do poço, sendo, assim, uma ferramenta de medição passiva.

#### 4.2 Cálculo de velocidade de ondas primárias ( $V_p$ ) por meio da ferramenta sônica

O valor de  $V_p$  pode ser obtido de maneira simples utilizando o tempo medido nos receptores Rx1, Rx2 e Rx3. Com esses tempos é obtido o valor da Vagarosidade ( $\Delta t$ ), que é o inverso da velocidade da onda P ( $V_p=1/\Delta t$ ). Na Tabela 8, retirada de Schön (2011), são mostrados valores típicos de  $\Delta t$  para rochas e água.

**Tabela 8:** Valores médios de  $\Delta t$  em rochas e água.  
Fonte: Schön (2011).

| Material                 | $\Delta t$ ( $\mu\text{s}/\text{m}$ ) | $\Delta t$ ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) |
|--------------------------|---------------------------------------|--|
|                          | valores médios                        | valores médios                         |
| Arenito                  | 187                                   | 57                                     |
| Arenito semi consolidado | 182,4                                 | 55,6                                   |
| Arenito inconsolidado    | 192,9                                 | 58,8                                   |
| Calcário                 | 152,6                                 | 47,6                                   |
| Dolomito                 | 143,5                                 | 43,7                                   |
| Anidrito                 | 144,4                                 | 44                                     |
| Folhelho                 | 197                                   | 60                                     |
| Água (pura)              | 715                                   | 218                                    |

De acordo com manual do fabricante da ferramenta sônica, o valor de  $\Delta t$  pode ser obtido por meio da equação:

$$\Delta t = \frac{(T_c - T_b)}{0,2} \quad (11)$$

Onde: os tempos  $T_c$  e  $T_b$  são medidos em Rx3 e Rx2, respectivamente, e estão em  $\mu\text{seg}$ , a unidade do  $\Delta t$ , assim obtida, é  $\mu\text{seg/m}$  e  $V_p$ , por sua vez, está em  $\text{m}/\mu\text{seg}$ .

## 5 Resultados

A porosidade sônica foi obtida por meio da chamada Equação de Wylie, equação 1 (NERY, 2013):

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (5)$$

Para a vagarosidade da matriz ( $\Delta t_m$ ) e do fluido contido no espaço poroso ( $\Delta t_f$ ), considerado neste caso como sendo água doce, foram adotados os valores obtidos em Schön (2011) e apresentados na tabela 8.

Como dito anteriormente, a presença de argila nas camadas permoporosas altera a velocidade do som no meio, sendo, desta forma, necessário calcular o percentual de argila das zonas de interesse, afim de se refinar o valor de porosidade obtido.

Para a determinação do percentual (ou volume de argila) nas camadas, foram utilizados os dados de gama natural através dos seguintes passos:

1 - Determinação dos valores máximo (GRmax) e mínimo (GRmin) globais do perfil de raios gama, de acordo com a tabela 9:

**Tabela 9:** Valores de GRmax e GRmin no poço.  
Fonte: elaborada pelo autor

| Gama Natural | Valor (CPS) |
|--------------|-------------|
| GRmax        | 756,24      |
| GRmin        | 29,06       |

2 - Cálculo do IGR (Índice de Radioatividade) obtido através da equação 2 (NERY, 2013).

$$IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2)$$

Desta forma, de posse do valor de IGR para cada trecho, foi calculado o Volume de Argila (Vsh), utilizando o modelo empírico de Larinov para rochas Cenozóicas, equação 3 (NERY, 2013):

$$Vsh = 0,33(2^{(3,7 \times IGR)} - 1) \quad (3)$$

A tabela 10 apresenta os valores médios de IGR e Vsh referentes às suas litologias e profundidades:

**Tabela 10a:** Valores médios de IGR e Vsh de acordo com litologia e faixa de profundidade.  
Fonte: Elaborada pelo autor

| Litologia | Profundidade    | Vsh médio | IGR médio |
|-----------|-----------------|-----------|-----------|
| A1        | 178,53 -        | 1,22      | 5,35      |
| Arg1      | 178,4 – 178,53  | 1,48      | 5,62      |
| Ar1       | 170,7 – 178,4   | 0,31      | 1,42      |
| Arg2      | 170,15 – 170,7  | 0,52      | 2,37      |
| A2        | 169,5 – 170,15  | 0,34      | 1,56      |
| S1        | 169,35 – 169,5  | 0,51      | 2,32      |
| A3        | 168,3 – 169,35  | 0,79      | 3,57      |
| A4        | 167,3 – 168,3   | 0,58      | 2,61      |
| A5        | 166,3 – 167,3   | 0,76      | 3,42      |
| Ar2       | 164,65 – 166,3  | 0,97      | 4,3       |
| A6        | 163 – 164,65    | 1,91      | 8,07      |
| A7        | 162,85 – 163    | 1,44      | 6,25      |
| A8        | 162,15 – 162,85 | 1,11      | 4,89      |
| A9        | 161,95 – 162,15 | 0,93      | 4,13      |
| S2        | 161,8 – 161,95  | 0,91      | 4,07      |
| A10       | 161,3 – 161,8   | 0,92      | 4,09      |
| A11       | 161,1 – 161,3   | 1,23      | 5,37      |
| Ar2       | 160,5 – 161,1   | 0,97      | 4,3       |
| A12       | 160,25 – 160,5  | 1,02      | 4,51      |
| A13       | 159,65 – 160,25 | 0,49      | 2,23      |
| Ar3       | 159,5 – 159,65  | 0,59      | 2,68      |
| Ar4       | 158 – 159,5     | 0,73      | 3,29      |
| Ar5       | 157,35 – 158    | 0,55      | 2,5       |
| A14       | 157,1 – 157,35  | 1,2       | 5,2       |
| A15       | 155,85 – 157,1  | 3,03      | 11,77     |
| A16       | 155,65 – 155,85 | 2,98      | 11,75     |
| A17       | 155,3 – 155,65  | 1,05      | 4,62      |
| A18       | 155,15 – 155,3  | 3,13      | 12,4      |
| A19       | 154,75 – 155,15 | 2,77      | 10,89     |
| A20       | 154,56 – 154,75 | 0,48      | 2,18      |
| A21       | 154,55 – 154,56 | 0,21      | 0,96      |
| A22       | 154,4 – 154,55  | 0,09      | 0,43      |
| Arg3      | 154,3 – 154,4   | 0,33      | 1,53      |
| A23       | 154,05 – 154,3  | 0,56      | 2,53      |

**Tabela 10b:** Valores médios de IGR e Vsh de acordo com litologia e profundidade

| Litologia       | Profundidade    | Vsh médio | IGR médio |
|-----------------|-----------------|-----------|-----------|
| Arg4            | 153,3 – 154,05  | 2,09      | 8,01      |
| A24             | 152 – 153,3     | 6,68      | 21,7      |
| Arg5            | 151,7 – 152     | 0,6       | 2,72      |
| A25             | 151,55 – 151,7  | 1,12      | 4,66      |
| Arg6            | 149,8 – 151,55  | 0,21      | 0,99      |
| A26             | 149,45 – 149,8  | 0,51      | 2,32      |
| A27             | 148,9 – 149,45  | 0,65      | 2,92      |
| Arg7            | 148,05 – 148,9  | 0,74      | 3,32      |
| A28             | 147,3 – 148,05  | 1         | 4,37      |
| Ar6             | 147 – 147,3     | 1,8       | 7,32      |
| A29             | 146,1 – 147     | 0,77      | 3,47      |
| Sem recuperação | 145,65 – 146,1  | 0,86      | 3,84      |
| A30             | 145,55 – 145,65 | 0,91      | 4,02      |
| A31             | 144,3 – 145,55  | 0,9       | 3,99      |
| A32             | 144 – 144,3     | 1,01      | 4,44      |
| A33             | 143,1 – 144     | 0,49      | 2,26      |
| A34             | 142,35 – 143,1  | 0,44      | 2,01      |
| Arg8            | 141,5 – 142,35  | 0,81      | 3,61      |
| Arg9            | 140 – 141,5     | 1,02      | 4,52      |
| Sem recuperação | 138,35 – 140    | 0,86      | 3,84      |
| Arg9            | 138,3 – 138,35  | 0,79      | 3,52      |
| A35             | 136,8 – 138,3   | 0,66      | 2,99      |
| A36             | 136,65 – 136,8  | 0,75      | 3,39      |
| A37             | 135,75 – 136,65 | 1,82      | 6,8       |
| A38             | 132,9 – 135,75  | 1,98      | 7,78      |
| A39             | 132,15 – 132,9  | 0,73      | 3,24      |
| Ar7             | 131,25 – 132,15 | 1,65      | 7,06      |
| A40             | 131 – 131,25    | 2,24      | 9,31      |
| Ar8             | 130,7 – 131     | 1,51      | 6,47      |
| A41             | 128,8 – 130,7   | 10,69     | 21,88     |
| A42             | 126,05 – 128,8  | 5         | 16,57     |
| A43             | 125,2 – 126,05  | 2,68      | 10,67     |
| A44             | 124,25 – 125,2  | 1,69      | 7,25      |
| Ar9             | 123,9 – 124,25  | 8,57      | 24,28     |
| A45             | 122,95 – 123,9  | 3,9       | 13,54     |

Como dito anteriormente, a equação da porosidade passa a ter então um termo associado ao volume de argila contido na formação, assumindo assim a seguinte forma:

$$\phi_c = \phi - Vsh \times \frac{\Delta tsh - \Delta tm}{\Delta tf - \Delta tm} \quad (8)$$

Na tabela 11 são observados os valores de porosidade pré e pós correção referentes as suas litologias e profundidades.

**Tabela 11a:** Valores médios de porosidade pré e pós correção de acordo com litologia e profundidade

Fonte: Elaborada pelo autor

| Litologia | Profundidade    | $\phi$ Médio | $\phi$ Médio Corrigido |
|-----------|-----------------|--------------|------------------------|
| A1        | 178,53 -        | 22,94        | 22,88                  |
| Arg1      | 178,4 - 178,53  | 19,9         | 19,87                  |
| Ar1       | 170,7 - 178,4   | 15,79        | 15,78                  |
| Arg2      | 170,15 - 170,7  | 21,44        | 21,43                  |
| A2        | 169,5 - 170,15  | 24,03        | 24,02                  |
| S1        | 169,35 - 169,5  | 18,64        | 18,62                  |
| A3        | 168,3 - 169,35  | 21,03        | 20,99                  |
| A4        | 167,3 - 168,3   | 23,49        | 23,46                  |
| A5        | 166,3 - 167,3   | 22,66        | 22,61                  |
| Ar2       | 164,65 - 166,3  | 18,89        | 18,9                   |
| A6        | 163 - 164,65    | 21,32        | 21,25                  |
| A7        | 162,85 - 163    | 21,86        | 21,79                  |
| A8        | 162,15 - 162,85 | 21,32        | 21,26                  |
| A9        | 161,95 - 162,15 | 21,5         | 21,45                  |
| S2        | 161,8 - 161,95  | 20,89        | 20,87                  |
| A10       | 161,3 - 161,8   | 23,03        | 22,98                  |
| A11       | 161,1 - 161,3   | 21,59        | 21,53                  |
| Ar2       | 160,5 - 161,1   | 18,89        | 18,9                   |
| A12       | 160,25 - 160,5  | 35,19        | 35,14                  |
| A13       | 159,65 - 160,25 | 34,98        | 34,95                  |
| Ar3       | 159,5 - 159,65  | 30,85        | 30,86                  |
| Ar4       | 158 - 159,5     | 29,49        | 29,5                   |
| Ar5       | 157,35 - 158    | 31,27        | 31,28                  |
| A14       | 157,1 - 157,35  | 28,98        | 28,92                  |
| A15       | 155,85 - 157,1  | 34,36        | 34,2                   |
| A16       | 155,65 - 155,85 | 35,64        | 35,49                  |
| A17       | 155,3 - 155,65  | 35,82        | 35,76                  |
| A18       | 155,15 - 155,3  | 35,48        | 35,32                  |
| A19       | 154,75 - 155,15 | 38,16        | 38,01                  |
| A20       | 154,56 - 154,75 | 36,87        | 36,84                  |
| A21       | 154,55 - 154,56 | 36,85        | 36,84                  |
| A22       | 154,4 - 154,55  | 35,99        | 35,99                  |
| Arg3      | 154,3 - 154,4   | 33,88        | 33,88                  |
| A23       | 154,05 - 154,3  | 34,89        | 34,87                  |



**Tabela 11b:** Valores médios de porosidade pré e pós correção de acordo com litologia e profundidade

Fonte: Elaborada pelo autor

| Litologia       | Profundidade    | $\phi$ Médio | $\phi$ Médio Corrigido |
|-----------------|-----------------|--------------|------------------------|
| Arg4            | 153,3 – 154,05  | 30,01        | 30                     |
| A24             | 152 – 153,3     | 31,5         | 31,15                  |
| Arg5            | 151,7 – 152     | 28,75        | 28,74                  |
| A25             | 151,55 – 151,7  | 34,08        | 34,02                  |
| Arg6            | 149,8 – 151,55  | 29,28        | 29,27                  |
| A26             | 149,45 – 149,8  | 32,74        | 33,37                  |
| A27             | 148,9 – 149,45  | 22           | 21,97                  |
| Arg7            | 148,05 – 148,9  | 26,49        | 26,47                  |
| A28             | 147,3 – 148,05  | 28,58        | 28,53                  |
| Ar6             | 147 – 147,3     | 19,5         | 19,52                  |
| A29             | 146,1 – 147     | 23,26        | 23,22                  |
| Sem recuperação | 145,65 – 146,1  | -            | -                      |
| A30             | 145,55 – 145,65 | 19,92        | 19,87                  |
| A31             | 144,3 – 145,55  | 21,29        | 21,25                  |
| A32             | 144 – 144,3     | 21,46        | 21,4                   |
| A33             | 143,1 – 144     | 22,44        | 22,41                  |
| A34             | 142,35 – 143,1  | 20,14        | 23,67                  |
| Arg8            | 141,5 – 142,35  | 22,5         | 22,49                  |
| Arg9            | 140 – 141,5     | 20,93        | 20,92                  |
| Sem recuperação | 138,35 – 140    | -            | -                      |
| Arg9            | 138,3 – 138,35  | 12,59        | 12,58                  |
| A35             | 136,8 – 138,3   | 17,67        | 17,64                  |
| A36             | 136,65 – 136,8  | 18,15        | 18,11                  |
| A37             | 135,75 – 136,65 | 16,74        | 16,63                  |
| A38             | 132,9 – 135,75  | 22,3         | 22,15                  |
| A39             | 132,15 – 132,9  | 28,06        | 28,02                  |
| Ar7             | 131,25 – 132,15 | 16,56        | 16,58                  |
| A40             | 131 – 131,25    | 22,09        | 21,97                  |
| Ar8             | 130,7 – 131     | 14,66        | 14,68                  |
| A41             | 128,8 – 130,7   | 23,71        | 22,02                  |
| A42             | 126,05 – 128,8  | 35,54        | 35,28                  |
| A43             | 125,2 – 126,05  | 34,97        | 34,83                  |
| A44             | 124,25 – 125,2  | 36,11        | 36,02                  |
| Ar9             | 123,9 – 124,25  | 30,31        | 30,43                  |
| A45             | 122,95 – 123,9  | 21,06        | 20,88                  |

Com esses dados foi calculado o valor médio da porosidade para toda essa formação. A porosidade média da formação é de 25,87%, enquanto a porosidade

corrigida média da formação é de 25, 85%. Nota-se que esta correção diminui o valor poroso total, evitando, assim, a superestimação de valores de porosidade em zonas contaminadas por argila. Contudo, para o presente poço, nota-se que a correção teve pouco efeito.

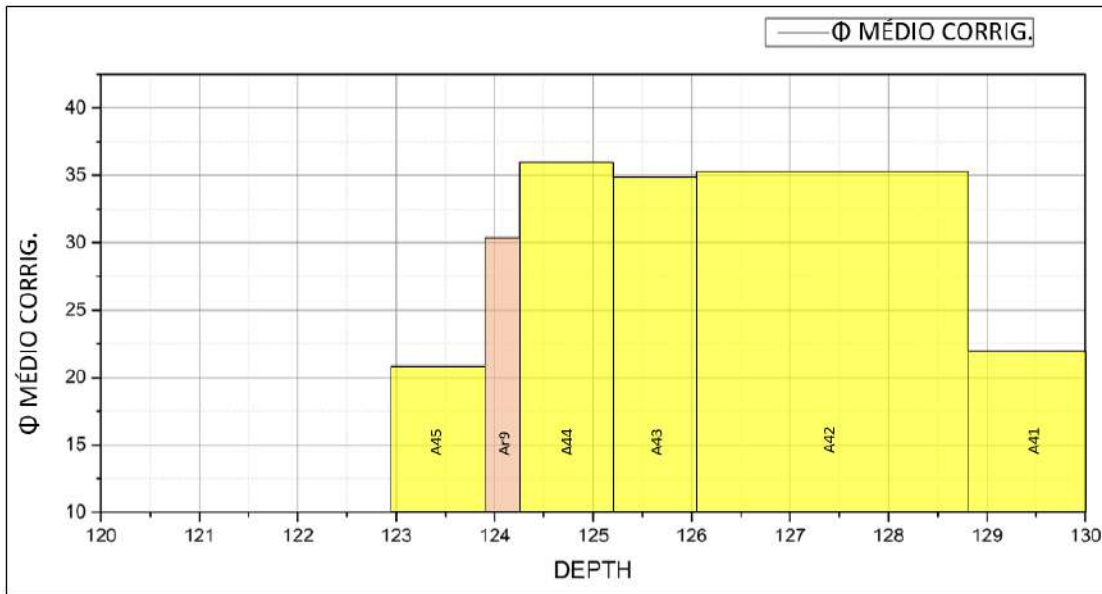
A partir dos valores corrigidos de porosidade é possível fazer uma classificação das litologias em grupos de acordo com seus valores médios de porosidade (Tabela 12).

**Tabela 12:** Classificação das litologias por grupos de porosidade.

Fonte: Elaborada pelo autor

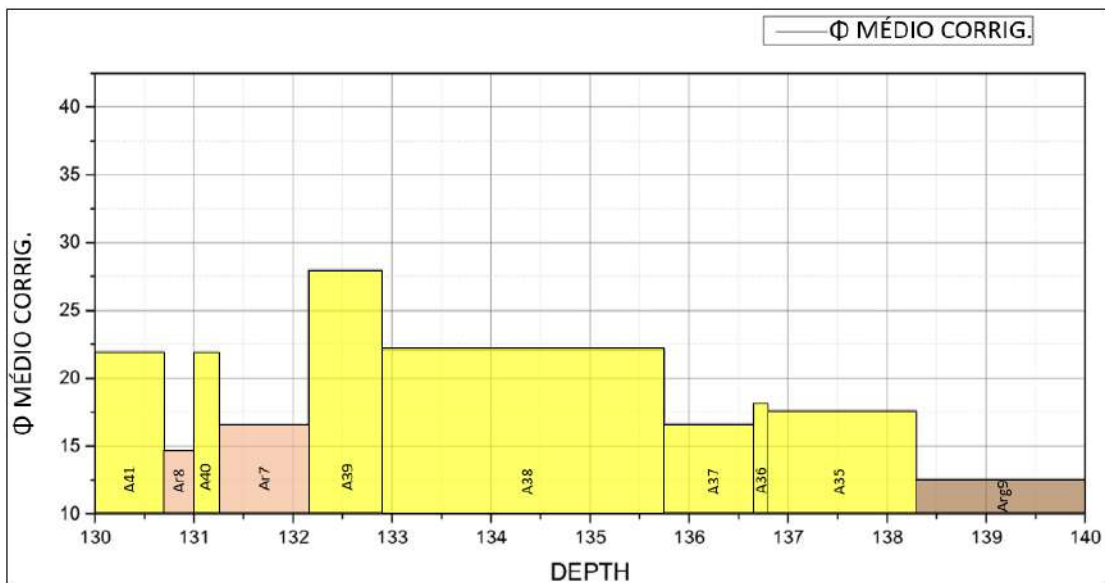
| Porosidade        | 10 - 15 % | 15 - 20 % | 20 - 25 % | 25 - 30 % | 30 - 35 % | > 35 % |     |
|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------|-----|
| <b>Litologias</b> | Arg9      | Ar7       | S2        | Arg7      | Ar9       | A12    |     |
|                   |           |           | A45       |           |           |        |     |
|                   |           | A37       | Arg9      |           | A39       | Ar3    | A42 |
|                   |           |           | A3        |           |           |        |     |
|                   |           |           | A6        |           |           |        |     |
|                   |           | A35       | A31       | A28       | A24       | A18    |     |
|                   |           |           | A8        |           |           |        |     |
|                   |           |           | A32       |           |           |        |     |
|                   |           | Ar8       | A36       | Arg2      | Arg5      | A26    | A16 |
|                   | A9        |           |           |           |           |        |     |
|                   | S1        |           | A11       | A14       | Arg3      | A17    |     |
|                   |           |           | A7        |           |           |        |     |
|                   |           |           | A27       |           |           |        |     |
|                   | Ar2       |           | A40       | Arg6      | A25       | A22    |     |
|                   |           | A41       |           |           |           |        |     |
|                   |           | A38       |           |           |           |        |     |
|                   | Ar6       | Ar6       | A33       | Arg6      | A43       | A44    |     |
|                   |           |           | Arg8      |           |           |        |     |
|                   |           |           | A5        |           |           |        |     |
|                   |           | Arg1      | Arg1      | A1        | Ar4       | A23    | A20 |
|                   |           |           |           | A10       |           |        |     |
|                   |           |           |           | A29       |           |        |     |
|                   | A30       | A30       | A4        | Arg4      | A13       | A21    |     |
|                   |           |           | A34       |           |           |        |     |
| A2                |           |           |           |           |           |        |     |

As figuras 13, 14, 15, 16, 17 e 18 apresentam a divisão de fácies para o poço relacionada com as características petrofísicas de porosidade ao longo das espessuras das camadas.



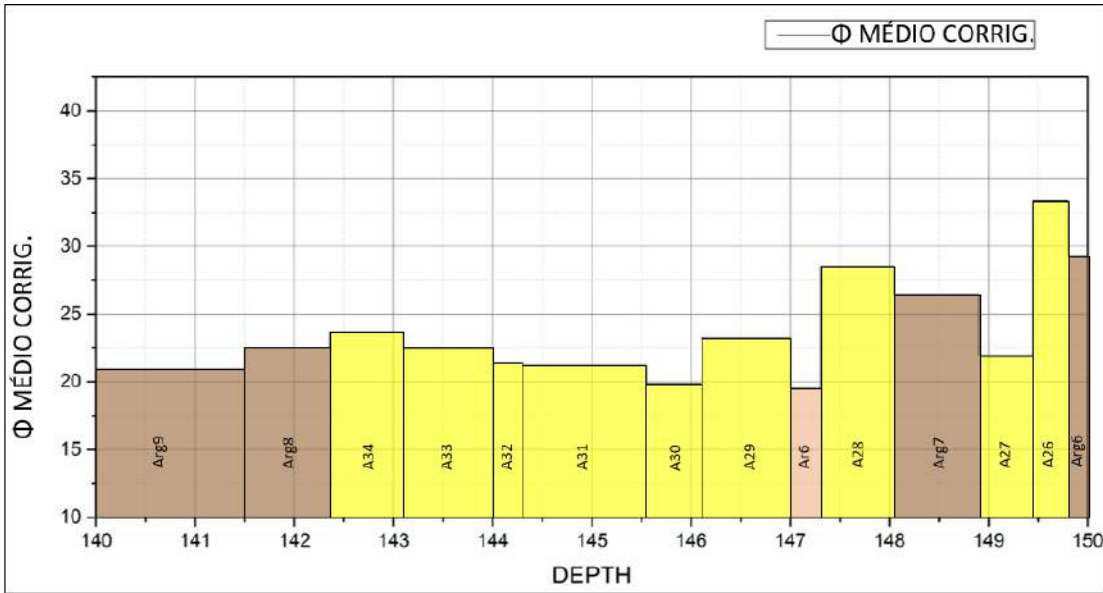
**Figura 13:** Divisão de fácies ao longo do poço de acordo com sua espessura e porosidade para o intervalo de 123 à 130 metros de profundidade.

Fonte: Elaborada pelo autor

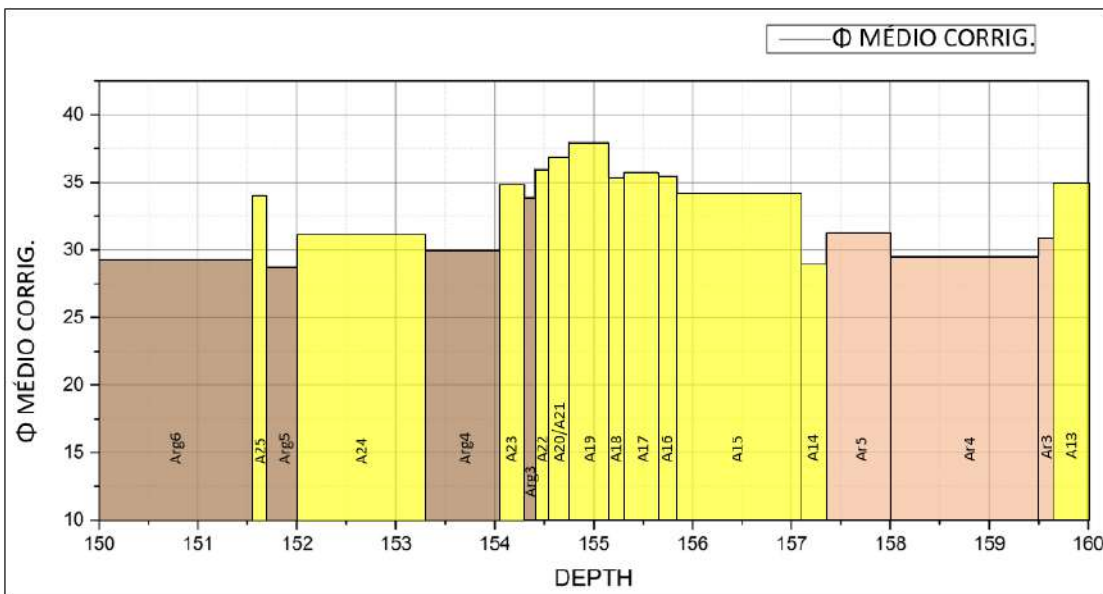


**Figura 14:** Divisão de fácies ao longo do poço de acordo com sua espessura e porosidade para o intervalo de 130 à 140 metros de profundidade.

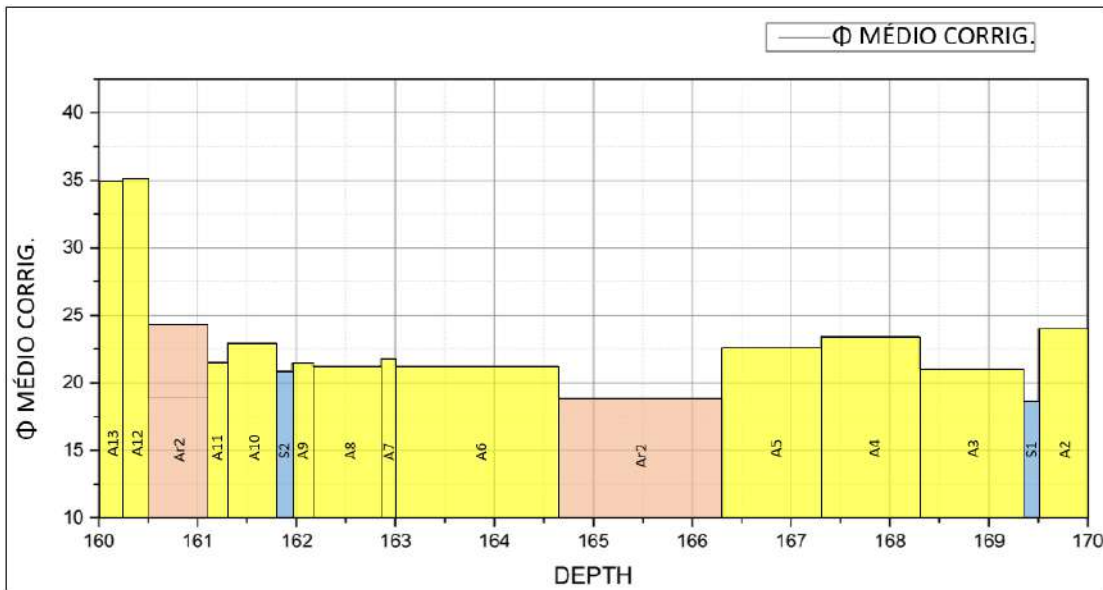
Fonte: Elaborada pelo autor



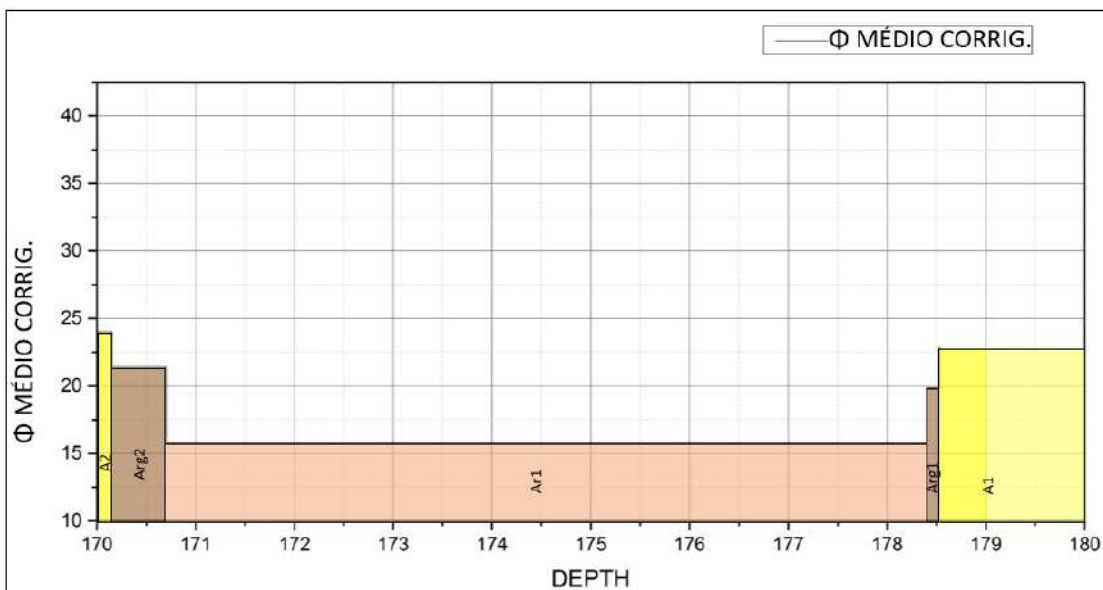
**Figura 15:** Divisão de fácies ao longo do poço de acordo com sua espessura e porosidade para o intervalo de 140 à 150 metros de profundidade.  
Fonte: Elaborada pelo autor



**Figura 16:** Divisão de fácies ao longo do poço de acordo com sua espessura e porosidade para o intervalo de 150 à 160 metros de profundidade.  
Fonte: Elaborada pelo autor



**Figura 17:** Divisão de fácies ao longo do poço de acordo com sua espessura e porosidade para o intervalo de 160 à 170 metros de profundidade.  
 Fonte: Elaborada pelo autor



**Figura 18:** Divisão de fácies ao longo do poço de acordo com sua espessura e porosidade para o intervalo de 170 à 180 metros de profundidade.  
 Fonte: Elaborada pelo autor

## 6 Conclusões

Comparando os valores médios de porosidade, observamos que a porosidade corrigida é 0,02% menor que a porosidade estimada inicialmente para a formação. Essa pequena diferença entre os valores deve-se à formação ser composta principalmente por arenitos com pouco teor de argila.

Mesmo pequenas, as diferenças entre os valores de porosidade corrigida e não corrigida podem representar um grande diferencial final no volume de fluido contido na rocha. Contudo, neste caso, deve-se ressaltar que, devido à falta de especificação referente ao erro ferramental (precisão da ferramenta sônica), a propagação de erro não foi realizada, desta forma, a variação obtida após a correção pode ser considerada desprezível. Este resultado não indica a invalidade do processo de correção, mas sim que, para os dados analisados, está se mostrou desnecessária em termos práticos.

A partir da divisão das litologias relacionadas com grupos de porosidade, nota-se que, do ponto de vista petrofísico, camadas com descrições diferentes podem ser consideradas iguais em termos da resposta sônica (porosidade).

Com relação aos teores medidos de volume de argila contidos na rocha, deve-se atentar ao fato de que, utilizando-se do perfil de raios gama convencional, existe a possibilidade de superestimar o volume de argila ( $V_{sh}$ ) em casos, por exemplo, de arenitos do tipo arcóseos, devido à presença dos isótopos de potássio contidos nos feldspatos, sendo, assim, impossível diferenciar a emissão de radiação gama natural proveniente da argila e dos feldspatos.

## 7 Referências

ALLEN, Philip A., ALLEN, John R. Basin Analysis – Principles and Applications. Second edition. 432p.

BATES, Charles C. Rational Theory of Delta Formation. AAPG Bulletin Volume: 37 (September, 1953).

BACOCOLI, G. 1971. Os deltas marinhos holocênicos brasileiros – uma tentativa de classificação. Boletim Técnico da Petrobras. DIVEX/DEXPRO. Rio de Janeiro. Vol.14, p. 5-38.

BITENCOURT, Priscilla Reuters. Contribuição à Análise de Fácies de uma Sucessão Estratigráfica no Delta do Rio Paraíba do Sul (RJ). 2006. 030f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em geologia) – Curso de Geologia 2006, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

BITENCOURT, Priscilla Reuters, BORGHI, Leonardo, ABREU, Carlos Jorge de, SOARES, José Agnelo. Contribuição à Análise de Fácies de uma Sucessão Estratigráfica no Delta do rio Paraíba do Sul no Estado do Rio de Janeiro. 4ª PDPETRO, Campinas, SP, 10.2007.

Carelli, T.G., Plantz, J. B. & Borghi, L. 2017. Fácies e Ambientes Depositionais do Complexo Deltaico do Rio Paraíba do Sul, Região Norte do Estado do Rio de Janeiro. Submetido em Abril de 2017 a revista "Geologia USP, Série Científica. São Paulo, Brasil - ISSN: 2316-8986".

CARVALHO, R. S.; ROSA, A. J., 2006, Engenharia de Reservatórios de Petróleo, 1ed. Rio de Janeiro. Editora Interciência.

CASTRO, Joel C., CASTRO, Marília R. Ambientes de Sedimentação Siliciclasticos do Brasil. – Capítulo VI – Ambientes Deltaicos. 130p – 168p.

EKWERE J. Peters Advanced Petrophysics: Volume 1: Geology, Porosity, Absolute Permeability, Heterogeneity, and Geostatistics Paperback – May 15, 2012

GALLOWAY, W.E. 1975. Process framework for describing the morphologic and stratigraphic evolution of deltaic depositional systems. *In: Deltas - models for exploration* (Ed. BROUSSARD, M.L.). Houston, United States, Houston Geological Society, p.87-89.

HEINEMANN, Zoltán E. FLUID FLOW IN POROUS MEDIA. TEXTBOOK SERIES  
Volume 1. MONTANUNIVERSITÄT LEOBEN, PETROLEUM ENGINEERING  
DEPARTMENT.

LUNA, José Leão de. Perfis Resistivo e de Indução em Poços Delgados: UFRJ-1-RJ e ITAB-1-RJ. 2012. 091f. Dissertação (Mestrado em 2012) – Programa de Pós-graduação em geologia, Instituto de geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

LYELL, C. 1832. Principles of Geology, 9th Ed. Londres, John Murray. 511p.

MARTIN, L.; SUGUIO, K.; FLEXOR, J.M.; DOMINGUEZ, J.M.L & AZEVEDO, A.E.G. 1984. Evolução da planície costeira do rio Paraíba do Sul (RJ) durante o Quaternário: influência das variações do nível do mar. *In: Congresso Brasileiro de Geologia*, 33. Rio de Janeiro. Anais. SBG, v.1. p.84-97.

MARTIN, L. & FLEXOR, J.M. 1987. Porque a planície costeira do rio Paraíba do Sul não pode ser denominada de “clássico delta dominado por ondas”. *In: I Simpósio de Geologia Regional RJ-ES*. 1984. Rio de Janeiro. Anais. Rio de Janeiro: SBG, p.70-84.

MARTIN, L.; SUGUIO, K.; FLEXOR, J.M.; DOMINGUEZ, J.M.L. & ITTENCOURT, A.C.S.P. 1987. Quaternary evolution of the central part of the Brazilian coast. The role of relative sea-level variation and of shoreline drift. *In: Quaternary Coastal Geology of West Africa and South America*. UNESCO. Report in Marine Science, 43. p. 97-145.

MARTIN, L. & SUGUIO, K. 1989. Excursion route along the brazilian coast between Santos (State of São Paulo) and Campos (North of State of Rio de Janeiro). *In: International Symposium on global changes in South America during the quaternary*. São Paulo. Proceedings 90 of International Symposium on global changes in South America during the quaternary. São Paulo: INQUA. p.68-121.



MARTIN, L.; SUGUIO, K.; FLEXOR, M.J. 1993. As flutuações de nível do mar durante o quaternário superior e a evolução geológica de "Deltas" brasileiros. *In*: Boletim de Geociências- USP, São Paulo, 1986. Publicação Especial, vol. 15. p.1-186.

MARTIN, L.; SUGUIO, K; DOMINGUEZ, J.M.L. & FLEXOR, J.M. 1997. Geologia do Quaternário costeiro do litoral norte do Rio de Janeiro e do Espírito Santo. Belo Horizonte, CPRM. p.112.

MOORE, D.C. 1966. Deltaic sedimentation. *Earth Science Reviews*, 1. p.87-104.

MORGAN, J.P. 1970. Deltaic sedimentation: modern and ancient. Tulsa, S.E.P.M. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication, 15. 312p.

NERY, Geraldo Girão. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto: Fundamentos Básicos com ênfase em petróleo. 01.ed. Rio de Janeiro: SBGf, 2013. 222p. ISBN 978-85-88690-19-6.

OLIVEIRA, M. F.S. ; LOPES, R. T. ; ROCHA, P. L. F. ; ABREU, C. J. ; LIMA, I. ; SILVA, E. A. ; LUNA, J. L. . Avaliação do Poço UFRJ-1\_RJ como Ambiente de Aferição para Ferramentas de Perfilagem Nuclear. Brasília: IV Simpósio Brasileiro de Geofísica. 11.2010.

PENHA, Leonardo Loureiro . CORRELAÇÃO ROCHA – PERFIL EM TESTEMUNHO CONTÍNUO DA BACIA DE TAUBATÉ. (Graduação em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

PETTIJOHN, F.J. 1940. Relative abundance of size grades of clastic sediments. *In*: Soc. Econ. Paleont. And Mineral. 1940 meeting Program.

PLANTZ, Josiane Branco ANÁLISE FACIOLÓGICA E INTERPRETAÇÃO PALEOAMBIENTAL EM UM TESTEMUNHO DE SONDAGEM DO COMPLEXO DELTAICO DO RIO PARAÍBA DO SUL (RJ) (Graduação em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

RABELO, Shirley Katyanne Lemos. ESTUDO SOBRE A VIABILIDADE DO CÁLCULO DA POROSIDADE COM BASE EM UM CONJUNTO REDUZIDO DE PERFIS E SUA APLICAÇÃO NA BACIA DE ALMADA/BA. Tese (Doutorado em Engenharia de Reservatório e Exploração) – Universidade Estadual do Norte Fluminense.

ROBERTSON GEOLOGGING LTD. Documentation Set. Operating and technical manual. 1999

SCHLUMBERGER. Log Interpretation Principles/Applications. Texas: Schlumberger, 1989, 240p.

SCHÖN, J.H. Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics. Handbook of Geophysical Exploration, v.18, 02.ed. Oxford: Elsevier Science Ltd, 2011. 583p. ISBN 0-08-044346-X

SERRA, O. Physical Properties of Rocks: Fundamentals of well-log interpretation, v.01. Amsterdam: Elsevier Science Publishers B. V., 1984, 423p. ISBN 0-444-43132

SILVA, E. A.; LUNA, J. L. ; ROCHA, P. L. F. ; GAUZA, A. M. Aplicação de Sismograma Sintético para Identificação de Fraturas no Poço UFRJ-1-RJ. Brasília: IV Simpósio Brasileiro de Geofísica. 11.2010.

SILVA, Emerson Alves da. Estudo do Desempenho do Perfilador Sônico em Poços Delgados: UFRJ-1-RJ e ITAB-1-RJ. 2012. 063f. Dissertação (Mestrado em 2012) – Programa de Pós-graduação em geologia, Instituto de geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

SUGUIO, K., 2003, Geologia Sedimentar, 1ed. São Paulo. Editora Blucher.

# Anexo 1 – Perfis Geofísicos

