



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

ANÁLISE DE PARÂMETROS PETROFÍSICOS  
A PARTIR DE ROCHAS AFLORANTES AO  
LONGO DA BACIA DO RECÔNCAVO

ELISANDRA CAROLINE LEITE CUNHA

SALVADOR – BAHIA  
DEZEMBRO – 2018

**Análise de Parâmetros Petrofísicos a partir de Rochas Aflorantes ao longo da  
Bacia do Recôncavo**

por

ELISANDRA CAROLINE LEITE CUNHA

Orientador: Prof. Dr. Joelson da Conceição Batista

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

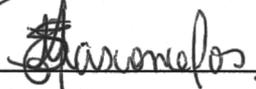
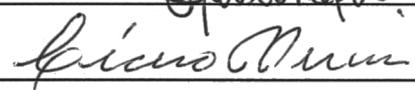
DO

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

COMISSÃO EXAMINADORA

	Dr. Joelson da Conceição Batista
	Dra. Suzan Sousa de Vasconcelos
	Geól. Cícero da Paixão Pereira

DATA DA APROVAÇÃO: 21/12/2018

Dedico este trabalho, em especial, a  
minha avó Elisa e meu tio  
Elisandro, por todo o apoio e  
incentivo nesta longa jornada de  
estudos. Eles, que em muitas  
situações, acreditaram mais do que  
eu mesma em meu potencial.

"A vida é igual à andar de bicicleta.  
Pra manter o equilíbrio é preciso se  
manter em movimento."— Albert  
Einstein

# Resumo

Ensaio petrofísicos e as ferramentas de perfuração geofísica de poços agregam um grupo de metodologias utilizadas no estudo das formações sedimentares. Os parâmetros derivados por tais estudos constituem informações de suma importância para a avaliação dos riscos nas operações de produção de hidrocarbonetos. No entanto, o estudo requer a aquisição de dados geofísicos e de poços, a construção de modelos e execução de medidas petrofísicas laboratoriais em testemunhos extraídos das formações de interesse, o que pode envolver altos custos na execução. Porém, esse estudo é de fundamental importância para estimar os parâmetros petrofísicos das formações rochosas, assim como avaliar o conteúdo de fluidos existentes num reservatório específico.

Nesse trabalho, utilizamos amostras de rochas areno-argilosas coletadas ao longo de afloramentos da Bacia do Recôncavo, Bahia, Brasil, analisando a influência do conteúdo de argila e de outros parâmetros petrofísicos importantes nas formações sedimentares potencialmente reservatórios dessa bacia, a partir de dados gamaespectrométricos dos afloramentos visitados e medidas elétricas laboratoriais. Por fim, construímos um modelo representativo para os afloramentos estudados e simulamos a resposta teórica dos perfis geofísicos de raio gama e de resistividade. Como resultado, derivamos informações petrofísicas importantes, tais como, permeabilidade, porosidade total e efetiva, índice de cimentação, condutividade da rocha e da matriz argilosa, propriedades petrofísicas importantes para a definição de um potencial reservatório. Nessa pesquisa também, utilizamos algoritmos desenvolvidos nas linguagens Python e Gnuplot, para plotagem de gráficos e ajuste de parâmetros, e fortran para geração da resposta teórica dos perfis geofísicos simulados.

# Abstract

Petrophysical tests and geophysical well logging tools aggregate a group of methodologies used in the study of sedimentary formations. The parameters derived from such studies are extremely important information for risk assessment in hydrocarbon production operations. However, the study requires the acquisition of geophysical and well data and the construction of models and execution of laboratory petrophysical measurements based on the testimonies extracted from the formations of interest, may involve high execution costs. However, this study is of fundamental importance to estimate the petrophysical parameters of the rock formations, as well as to evaluate the content of fluids in a specific reservoir.

In this work, we used samples of sandy-clay rocks collected along outcrops of the Recôncavo Basin, Bahia, Brazil, analyzing the influence of clay content and other important petrophysical parameters on the sedimentary formations potentially reservoir of this basin, based on gamma-spectrometric data of outcrops visited and laboratory electrical measurements. Finally, we constitute a representative model for the studied outcrops and simulate the theoretical response of the gamma ray and resistivity geophysical profile. As a result, we derive important petrophysical information, such as permeability, total and effective porosity, cement index, conductivity of the rock and clay matrix, important petrophysical properties for the definition of a potential reservoir. In this research, we also used algorithms developed in the Python and Gnuplot languages, for graph plotting and parameter adjustment, and fortran to generate the theoretical response of the simulated geophysical profiles.

# Sumário

<b>Resumo</b>	<b>1</b>
<b>Abstract</b>	<b>2</b>
<b>Introdução</b>	<b>8</b>
<b>1 Aspectos Geológicos Gerais</b>	<b>9</b>
1.1 Aspectos Geológicos Gerais da área de estudo . . . . .	9
1.2 Reservatórios Convencionais versus Não Convencionais . . . . .	14
1.2.1 Reservatórios Não Convencionais . . . . .	14
1.3 Gás/Óleo em Folhelhos . . . . .	15
<b>2 Fundamentação Teórica</b>	<b>17</b>
2.1 Porosidade . . . . .	18
2.2 Permeabilidade . . . . .	18
2.3 Propriedades Elétricas das Rochas . . . . .	20
2.4 Propriedades Radioativas . . . . .	20
2.5 Perfis Geofísicos . . . . .	22
2.5.1 Perfis de Raios Gama . . . . .	22
2.5.2 Perfil com Eletrodos Galvânicos . . . . .	24
<b>3 Resultados e Discussões</b>	<b>26</b>
3.1 Metodologia Laboratorial e de Campo . . . . .	26
3.1.1 Amostragem dos Afloramentos . . . . .	27
3.1.2 Limpeza das Amostras e Preparo dos Fluidos de Saturação . . . . .	28
3.2 Análise dos Resultados . . . . .	29
3.2.1 Análise dos dados Espectrométricos . . . . .	29
3.2.2 As Medidas Elétricas . . . . .	32
3.2.3 Análise das Petrofacies das Amostras . . . . .	39
3.3 Perfis Geofísicos Sintéticos . . . . .	41

---

<b>4</b>	<b>Conclusões e Recomendações</b>	<b>43</b>
	<b>Agradecimentos</b>	<b>44</b>
<b>A</b>	<b>Dado Bruto e Tabelas</b>	<b>46</b>
A.1	Medidas de Condutividade . . . . .	46
A.2	Tabelas . . . . .	55
	<b>Referências</b>	<b>57</b>

# Lista de Tabelas

A.1	Valores dos parâmetros $\phi_{total}$ , $\phi_e$ e $k$ de cada amostra. . . . .	55
A.2	Valores dos parâmetros petrofísicos determinados a partir dos ajustes aos dados experimentais inicialmente com $m$ linear =1,83. . . . .	56

# Lista de Figuras

1.1	Localização limítrofe e arcabouço estrutural da Bacia do Recôncavo. Mapa extraído de Milhomem et al. (2003) . . . . .	10
1.2	Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo (parte 1). Modificado de Silva et al. (2007) . . . . .	12
1.3	Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo (parte 2). Modificado de Silva et al. (2007) . . . . .	13
1.4	Triângulo de recursos. Fonte: Holditch et al. (2006) . . . . .	15
2.1	Representação do efeito Compton. . . . .	23
2.2	Representação do efeito fotoelétrico. . . . .	23
2.3	Representação do efeito de produção de par. . . . .	24
3.1	Foto a esquerda mostrando detalhe do afloramento e medição gamspectrométrica na Formação Maracangalha, a direita as amostras coletadas nesse afloramento e a abaixo perfuratriz de broca diamantada utilizada na coleta das amostras. . . . .	27
3.2	No topo, a direita, foto da Bomba de vácuo, a esquerda, aparato para saturação e limpeza das amostras. Abaixo, foto mostrando o equipamento de medidas elétricas ARS-300. . . . .	29
3.3	Medidas Gamaespectrométricas: Teores de Potássio (K) e Contagem Total (DR) a esquerda da imagem e a direita teores de Urânio (U) e Thorio (Th). Das Formações Maracangalha, Candeias, Água Grande, Itaparica, Sergi e Afligidos. . . . .	30
3.4	Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-01. . . . .	33
3.5	Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-02. . . . .	34
3.6	Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-03. . . . .	34
3.7	Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-04 . . . . .	34
3.8	Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-05. . . . .	35
3.9	Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-06. . . . .	35

---

3.10	Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-07. . . . .	35
3.11	Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-01. . . . .	36
3.12	Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-02. . . . .	36
3.13	Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-03. . . . .	36
3.14	Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-04. . . . .	37
3.15	Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-05. . . . .	37
3.16	Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-06. . . . .	37
3.17	Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-07. . . . .	38
3.18	Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-08. . . . .	38
3.19	Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-09. . . . .	38
3.20	Formação Água Grande ambiente Eólico. . . . .	40
3.21	Formação Água Grande ambiente Fluvial. . . . .	40
3.22	Perfis sintéticos: Perfil de raio gama (a esquerda) e Perfil Galvânico (a direita). Modelo sinético formado por três camadas: Arenitos das Fomações Maracangalha e Água Grande, e Folhelhos da Formação Candeias. . . . .	41
A.1	Condutidade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Eólico . . . . .	47
A.2	Condutidade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Eólico . . . . .	48
A.3	Condutidade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Eólico e Fluvial . . . . .	49
A.4	Condutidade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Eólico e Fluvial . . . . .	50
A.5	Condutidade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Fluvial . . . . .	51
A.6	Condutidade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Fluvial . . . . .	52
A.7	Condutidade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Fluvial . . . . .	53
A.8	Condutidade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Fluvial . . . . .	54

# Introdução

Medidas elétricas são utilizadas na indústria de petróleo como uma poderosa ferramenta para estimar a porosidade, o conteúdo de argila e a permeabilidade de um reservatório, como também, a resistividade da água de formação e sua saturação em óleo. Em condições de água doce (condutividade da água  $\sigma < 0,1$  S/m), nem o potencial elétrico espontâneo ou a resistividade obedecem as equações empíricas, propostas para reservatórios de óleo contendo água salgadas. Isto explica o uso limitado da perfilagem de poços em aquíferos areno-argilosos (Jones e Buford, 1951; Turcan, 1962; Blenkinsop et al., 1986; Saxena et al., 1990; Paillet e Crowder, 1996). Existem vários tipos de perfis com diferentes princípios físicos, utilizados para aplicações exploratórias, todos com o mesmo objetivo, avaliar melhor as formações geológicas quanto à ocorrência de uma jazida comercial de hidrocarbonetos.

No presente trabalho inicialmente fizemos visitas técnicas ao longo da extensão sul da Bacia do Recôncavo, afim de definir pontos de coletas de amostras de formações sedimentares areno-argiloso reconhecidamente reservatório aflorantes nessa bacia. Num segundo momento, realizamos a extração das amostras de rochas aflorantes e medidas gamaespectrométricas em locais selecionados ao longo da BR-101 e em afloramentos da Ilha dos Frades, Bahia, Brasil. As medidas e amostras coletadas foram redimensionadas e limpas no laboratório de petrofísica do Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia (CPGG) da Universidade Federal da Bahia (UFBA). Nesse mesmo laboratório, foram realizadas medidas elétricas nessas amostras, seguido do tratamento e análise dos dados derivados. Ao efetuar medidas elétricas e gamaespectrométricas das formações estudadas, isso nos permite extrair informações sobre a estrutura de seus poros: detectar fenômenos de interface, a distribuição de tamanho de grãos, presença de argilo-minerais e parâmetros hidráulicos e elétricos, tais como, porosidade e permeabilidade, resistividade, condutividade, etc. Os diferentes litotipos estudados pertenceram a Formações Afligidos, Sergi, Itaparica, Água Grande, Candeias, Maracangalha. As medidas elétricas e gamaespectrométricas geraram informações que foram utilizados para a criação de um modelo representativo que simulasse a variação dos perfis geofísicos de raio gama e resistividade.

# Capítulo 1

## Aspectos Geológicos Gerais

As formações estudadas nessa pesquisa pertencem à Bacia do Recôncavo cuja geologia será apresentada de forma resumida nas seções abaixo. Nesse capítulo faremos também uma abordagem geral sobre reservatórios convencionais e não convencionais, para melhor entendimento das fases seguintes dessa pesquisa.

### 1.1 Aspectos Geológicos Gerais da área de estudo

A Bacia do Recôncavo (Figura 1.1) localizada no Estado da Bahia, Região Nordeste do Brasil, limita-se ao norte e noroeste com a Bacia de Tucano, pelo Alto de Aporá; ao sul com a Bacia de Camamu, pelo sistema de falhas da Barra; a leste, pelo sistema de falhas de Salvador; e a oeste pela Falha de Maragogipe. Referente ao tipo de exploração e produção petrolífera essa bacia sedimentar é classificada como "Bacia Madura"(Rocha et al., 2002).

Segundo Magnavita et al. (2005), os primeiros registros da deposição sedimentar na Bacia do Recôncavo tem hipoteticamente a idade siluriana a permiana, que evidenciam sua história ligada à bacia do Parnaíba que, durante esse tempo geológico, deveria ser bem maior, atingindo a área hoje ocupada pela Bacia do Recôncavo.

Os primeiros registros deposicionais de sedimentos associados ao quebramento do paleocontinente Gondwana deve-se ao chamado Andar Dom João que foi marcado pelas camadas continentais do Grupo Brotas. Presume-se que nesse período a área da Bacia do Recôncavo se encontrava numa região interdômica (compatível com a fase pré-rifte) que sofreu subsidência relativa, vindo a formar uma longa e rasa depressão alongada que por sua vez foi chamada Depressão Afro-brasileira, onde predominavam ambientes sub-aéreos, fluviais e lacustres. No cenário ambiental e climático (lago raso, clima árido e etc) foram depositadas as camadas conhecidas como red beds da Formação Aliança, lembrando que a sedimentação foi iniciada com os níveis arenosos do Membro Boipeba, afogados pelas folhelhos lacustres e



---

tectônicos da Form. Salvador registre o início do estágio rifte. Alguns autores acreditam que devido a um aumento da atividade tectônica somada à umidificação climática conduziram a condições para o desenvolvimento de lagos profundos, anóxicos, sendo este o sistema de deposição da Formação Candeias, Membros Tauá e Gomo (Silva et al., 2007; Magnavita et al., 2005) entre outros. Os folhelhos dos membros Tauá e Gomo da Formação Candeias simbolizam os intervalos geradores da bacia. As principais acumulações de petróleo desta bacia relacionam-se aos depósitos fluvio-eólicos das formações Sergi e Água Grande. Arenitos relacionados a fluxos gravitacionais subaquosos, finos a grossos, com boas propriedades permoporosas, constituem os reservatórios associados ao Membro Gomo da Formação Candeias (representados por espessos pacotes de folhelhos com matéria orgânica preservada). Sistemas distais deltaicos foram produzidos, depositando entre os folhelhos lacustres da Formação Maracangalha, depósitos de fluxos gravitacionais (Membros Caruaçu e Pitanga). O Grupo Santo Amaro é composto pelas formações Itaparica, Água Grande, Candeias e Maracangalha. O assoreamento do rifte é a fase final denotada pela representante do Grupo Massacará, a Formação São Sebastião, com extensos pacote de arenitos de fácies fluviais. Isso aconteceu entre os Andares Buracica e Jiquiá (transição Barreminao/Aptiano), período com novo ciclo tectônico, com criação e reativação de falhas. As falhas geraram novos espaços de acomodação, contudo, estes espaços foram balanceados pelo grande aporte sedimentar, ocasionando em um seguimento estratigráfico agradacional para essa formação (Ghignone, 1979; Medeiros et al., 1981).

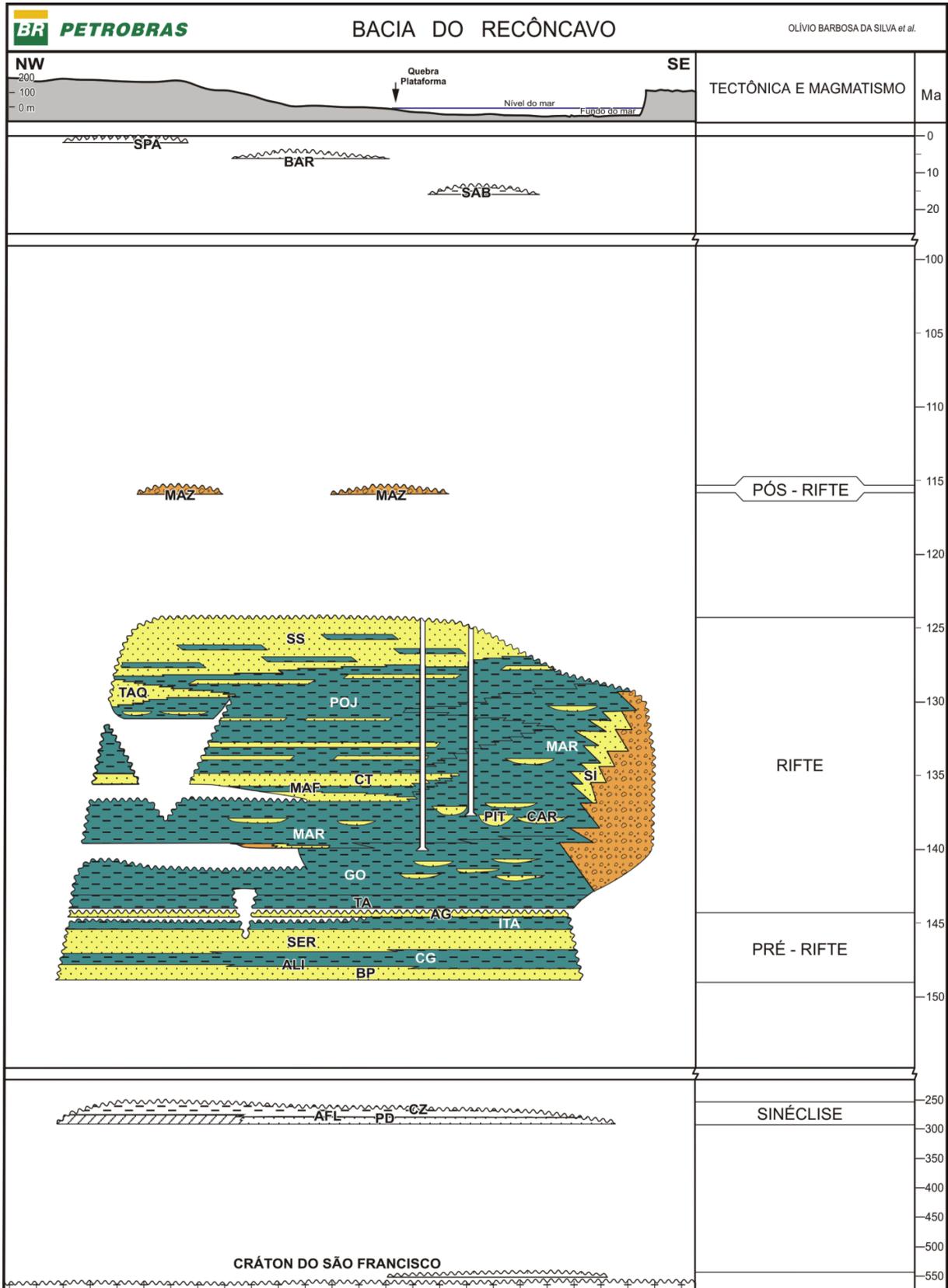


Figura 1.2: Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo (parte 1). Modificado de Silva et al. (2007)



## 1.2 Reservatórios Convencionais versus Não Convencionais

Atualmente diversas pesquisas apontam que rochas reservatório podem ser subdivididas em: reservatórios convencionais e reservatórios não convencionais. Perspectivamente, a fundamental diferença entre um reservatório e outro é que em um reservatório convencional existe um sistema petrolífero que inclui rochas geradoras, reservatórios e selantes associados a existência de trapas. Por outro lado, nos reservatório não convencional a própria rocha geradora será também a rocha reservatório e devido à baixa permeabilidade, terá ainda a função de rocha selante.

As rochas que constituem os reservatórios convencionais apresentam valores de porosidade superior a 10 % e permeabilidade superior a 0,1 mD, enquanto que os reservatórios não convencionais englobam rochas de porosidade inferior a 10% e permeabilidade inferior a 0,1 mD (Suárez, 2012).

### 1.2.1 Reservatórios Não Convencionais

Como informado anteriormente, as rochas reservatório não convencionais consistem de rochas de baixos valores de permeabilidade e porosidade, porém devido a sua extensão, distribuição geográfica e às distintas técnicas utilizadas para produção são capazes de gerar consideráveis volumes tanto de óleo quanto de gás.

Esse tipo de reservatório é bastante variado, podendo ser profundo ou não, ser homogêneo ou fraturado, possuir alta ou baixa temperatura, envolver uma única zona ou múltiplas, e ser tabular ou lenticular, portanto, cada caso é singular e para se obter um aprimoramento da produção, se faz necessário um estudo separado de cada reservatório em questão. Técnicas aplicadas em um determinado reservatório podem não ser bem sucedidas em outro reservatório, mesmo que os mesmos estejam em localidades próximas (Batista, 2011).

Devido à complexidade desse tipo de reservatório, sua produção é bastante onerosa quando comparada aos reservatórios convencionais e considerada impraticável em um passado recente. Atualmente esses reservatórios representam uma fonte de gás de extrema importância em países como Estados Unidos e China. Estudos realizados são concentrados na utilização de técnicas distintas e novas descobertas, com o propósito de transformar a produção desses reservatórios economicamente viáveis. No momento atual é proposto que para tornar a produção de reservatórios não convencionais uma opção economicamente viável, se faz necessário a combinação das técnicas de perfuração direcional e fraturamento hidráulico. No entanto, mesmo com essa combinação o fator de recuperação desses reservatórios dificilmente ultrapassam os 20% (Suárez, 2012).

Alguns autores Masters (1979) e Gray apresentaram uma representação gráfica, Figura 1.4, que posteriormente também foi utilizada por Holditch et al. (2006), propondo uma explicação a cerca da convencionalidade, chamado de triângulo de recursos. No pico desse



Figura 1.4: Triângulo de recursos. Fonte: Holditch et al. (2006)

triângulo constatam-se os reservatórios convencionais de menores volumes, porém de mais fácil exploração. Na base desse triângulo encontram-se os reservatórios não convencionais quantificados por grandes volumes, mas com uma tecnologia mais trabalhosa necessária para sua exploração e por conseguinte, maior custo de produção.

Os reservatórios não convencionais são divididos da seguinte forma: Gás/Óleo em arenitos fechados, Gás/Óleo em folhelhos, petróleo pesado, hidratos de metano e metano em leitos de carvão.

Um importante representante desses reservatórios são os chamados reservatórios de Shale Gas (Gás/Óleo em Folhelhos). A quantidade mínima de COT para que uma reserva de shale gas seja economicamente viável não é totalmente conhecida, mas a experiência tem mostrado que este valor gira em torno de 2.5 a 3% wt.% (Bowker, 2007). Desta forma, formações que estão abaixo deste limite serão parcialmente descartadas como potencial alvo de exploração.

### 1.3 Gás/Óleo em Folhelhos

Os folhelhos são rochas sedimentares clásticas de grão muito fino que são ricas em matéria orgânica, argilosa a siltico-argilosa com ótima estratificação, e normalmente são consideradas

---

rochas geradoras. Aproximadamente 50 % das rochas sedimentares são classificadas como Folhelhos (Jacomo, 2014).

Do mesmo modo que outras rochas sedimentares sua composição varia de majoritariamente carbonatos a majoritariamente silicatos com diferentes quantidades e tipo de argilas. A composição não intervém na quantidade de matéria orgânica dentro da rocha, porém a presença de argilas pode alterar a maturação termal devido a sua associação com moléculas de água e, conseqüentemente, ocorre a necessidade de uma maior quantidade de calor para que seja promovido o aquecimento do petróleo (Batista, 2011). Para que ocorra a formação de hidrocarbonetos nesse tipo de reservatório a matéria orgânica presente no meio poroso precisa sofrer modificações termoquímicas para que então chegue ao estado de gás (seco ou úmido) ou óleo. Existe uma pequena confusão com relação a denominação correta desses reservatórios, duas diferentes nomenclaturas poderam ser utilizadas em referência a reservatórios de folhelhos:

**Oil Shales** são folhelhos que tem grandes parcelas de hidrocarbonetos no seu espaço poroso.

O conteúdo de querogênio nos folhelhos variam entre 5 e 25%;

**Shale Gas** os folhelhos que contém matéria orgânica termicamente madura e contem gás é denominado de Shale Gas. De acordo com Batista (2011), são exemplos desse tipo de reservatório: Barnett, Fayetteville e Marcellus, sendo todos eles localizados nos EUA.

A análise do carbono orgânico total (COT), do grau de maturação e do grau de querogênio presente nesses reservatórios, são de fundamental importância para a caracterização primária desses folhelhos (Junior e de Paiva, 2014). Os folhelhos apresentam alto grau de compactação e baixos valores de permeabilidade e porosidade. A permeabilidade desse tipo de reservatório varia de  $10^{-4}$  mD até  $10^{-6}$  mD (Oliveira, 2014)

## Capítulo 2

# Fundamentação Teórica

Rocha é um agregado natural de um ou mais minerais. As rochas sedimentares, por uma constituição podem armazenar e transportar quantidades mensuráveis de hidrocarbonetos, água subterrânea e diversos gases, ou ainda hospedar corpos mineralizados de valor econômico (Lima, 2014). Os sedimentos não consolidados passam por diversos processos diagenéticos até se tornarem uma rocha sedimentar litificada, dentre eles a compactação, dissolução, cimentação e a recristalização diagenética. Os componentes de uma rocha sedimentar são o arcabouço, a matriz, o cimento. O arcabouço é parte que sustenta a rocha e é formado por grãos de diâmetros variados. Já matriz corresponde ao material mais fino, o cimento, é sempre o precipitado químico que as rochas e tende a fechar os espaços vazios existentes, os poros, com potencial para preenchimento de fluídos (Nery, 2004; Toledo e Melfi, 2009; Lima, 2014).

A qualidade do meio poroso é caracterizada pelos tipos de poros e definida principalmente pelo volume dos poros e pelo comportamento do fluxo dos fluidos dentro desse meio. As propriedades fundamentais que descrevem um reservatório são;

- Porosidade, saturação, volume total de fluidos;
- Permeabilidade;
- Pressão capilar, molhabilidade.

Segundo Nery (1990) as propriedades petrofísicas mais importantes por meio de perfis geofísicos são as elétricas, as acústicas e as radioativas. Esse conceito é válido para rochas sedimentares, pelo fato de serem rochas com boa porosidade e permeabilidade sendo capazes de armazenar hidrocarbonetos.

## 2.1 Porosidade

A porosidade ( $\phi$ ) é uma característica fundamental de uma rocha reservatório que esta relacionada ao potencial de armazenamento de fluidos em seu espaço interior. Ela exerce influência na maioria das propriedades físicas das rochas (por exemplo: densidade, resistividade elétrica, propagação de ondas elásticas e etc).

"A porosidade total ( $\phi_t$ ) é a parte do volume total da rocha ocupada pelos poros" (Jorden e Campbell, 1985). Assim, a porosidade total é definida como a razão de volume total de vazios e o volume total de um meio rochoso, expressa em termos de porcentagem, ou seja,

$$\phi_t = \frac{\Delta V_v}{\Delta V_t} \times 100\%. \quad (2.1)$$

sendo,  $V_t$  o volume total e ( $V_v$ ) é o volume dos espaços porosos.

A porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) é a razão entre o volume de vazios dos poros interconectados para fluidos livres e o volume total da rocha,

$$\phi_e = \frac{\Delta V_{\text{interconectado}}}{\Delta V_{\text{total}}} \times 100\%. \quad (2.2)$$

A porosidade efetiva é de suma importância, pois caracteriza a quantidade de fluido que possui mobilidade. É sabido que a porosidade depende basicamente de alguns fatores, tais como a forma, do arranjo, dos tamanhos dos grãos, grau de cimentação, etc.

Existem outros tipos de porosidade, porém, dois se destacam:

- Porosidade primária, que é aquela originada pela deposição (processos de formação da rocha)
- Porosidade secundária ou induzida que é desenvolvida por processos químicos ou mecânicos posteriores à deposição (processos diagenéticos).

Utilizando alguns tipos de perfis geofísicos de poços é possível avaliar através destes a porosidade das rochas. A porosidade das rochas consolidadas pode ser determinada por vários métodos diferentes. Algumas porosidades são obtidas a partir do uso de alguns perfis geofísicos (perfil sônico e/ou radioativos), razão pela qual se fala em porosidade sônica ( $\phi_S$ ), porosidade do densidade ( $\phi_D$ ) e porosidade neutrônica ( $\phi_N$ ) (Nery, 1990).

## 2.2 Permeabilidade

Além da porosidade, a permeabilidade é outra propriedade importante observada nas rochas reservatórios. Essa propriedade avalia a capacidade de mobilidade dos fluidos no interior da

rocha, ou seja, é a capacidade de percolação e armazenamento de um fluido sujeito a um gradiente de pressão aplicado e a viscosidade do fluido.

O conceito de permeabilidade apresenta-se naturalmente quando um fluido é pressionado a atravessar um meio poroso. A interação entre meio poroso e o fluido causa uma modificação na energia do sistema, normalmente associado a diminuição da pressão exercida pelo fluido. Além de ser uma propriedade do meio poroso e do fluido, a permeabilidade também é uma característica da interação dinâmica entre ambos (Scheidegger, 1974).

Darcy (1856) provou que a vazão de escoamento da água (volume do fluido por unidade de tempo), em um espaço poroso, era diretamente proporcional à área transversal do meio e à diferença de carga hidráulica entre dois pontos e inversamente proporcional à distância percorrida pelo fluido. Historicamente, Darcy, em 1856, foi um dos primeiros a analisar empiricamente a modificação na energia do fluido causada através da sua transição em um meio poroso. Trabalhando em meios granulares não consolidados, a Lei de Darcy, pode ser escrita na forma diferencial:

$$u = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial x}. \quad (2.3)$$

sendo,  $u$  a velocidade superficial do fluxo, e o sinal negativo indica que a pressão diminui na direção do fluxo (Cunha et. al.,1999),  $\mu$  é a viscosidade do fluido,  $k$  é a permeabilidade absoluta e  $\frac{\partial p}{\partial x}$  que é o gradiente de pressão do fluido.

A permeabilidade absoluta de um meio é a capacidade de estabelecer um fluxo de fluido que satura 100% de seus espaços porosos interconectados e/ou fraturados (Nery, 1990). A permeabilidade efetiva, por sua vez, é a capacidade de um fluxo de fluido ser estabelecido quando o meio poroso está saturado com dois ou mais fluidos diferentes (ex: óleo e gás, óleo e água ou óleo gás e água). A definição de permeabilidade parece simples, mas na realidade é bastante complexa. Pois a facilidade com que cada um dos fluidos escoam no meio é alterada pela presença do outro fluido. Ele terá maior dificuldade em escoar, à proporção que a viscosidade aumenta e vice-versa.

Para obter uma relação de dependência entre a permeabilidade e os parâmetros elétricos, Lima e Niwas (2000) trataram o meio poroso granular como um modelo estatístico de um arranjo espacial de canais capilares com diferentes comprimentos e áreas transversais, partindo da teoria de Kozeny-Carman, obteve a seguinte equação,

$$k = \alpha_0 \left( \frac{\phi_e^{m-1+1/q}}{1+\delta_c \sigma_{cs}} \right)^q \quad (2.4)$$

sendo,  $\alpha_0 = \frac{\alpha}{S_g^q}$  tem dimensão  $L^2$ ,  $\delta_c$  é um parâmetro litológico dependente da distribuição do tamanho da partícula de areia e  $\sigma_{cs}$  é a condutividade da argila,  $m$  é o índice de cimentação e expoente  $q$  depende do empacotamento estrutural dos arenitos.

## 2.3 Propriedades Elétricas das Rochas

Uma rocha é caracterizada eletricamente principalmente pela sua condutividade (ou seu inverso, a resistividade). A condutividade elétrica ( $\sigma$ ) ou a resistividade elétrica ( $\rho$ ) são propriedades físicas das rochas que apresentam maiores variações. A condutividade elétrica ( $\sigma$ ) é uma característica da matéria que retrata a naturalidade com que as correntes elétricas são conduzidas através dela, ou seja, é a capacidade de conduzirem ou transmitirem corrente elétrica.

A geofísica tem sido bastante utilizada na avaliação de armazenamentos de reservatórios, por causa da ligação existente entre a condutividade e a porosidade do meio, assim como sua dependência com o conteúdo de sais dissolvidos nas águas das formações. Muitos materiais apresentam efeitos elétricos mais complexos, muitas vezes associados aos processos eletroquímicos que se desenvolveram nas interfaces mineral-fluido das rochas (Lima, 2014).

Archie et al. (1942), estabeleceu uma relação entre a condutividade da água de formação ( $\sigma_w$ ), a saturação de água ( $S_w$ ), condutividade total da formação ( $\sigma_t$ ) e o fator de formação  $F = \frac{1}{a\phi^m}$ , sendo;  $a$  um parâmetro dependente da porosidade e do teor de argila na formação,  $m$  um parâmetro adimensional que foi denominado índice de cimentação que pode ser apresentado na (equação 2.4). No trabalho de Archie et al. (1942) obteve a equação (2.5) para resistividade total de um meio poroso, a qual chamamos de Lei de Archie:

$$\rho_t = \frac{\rho_w}{\phi^m S_w^n} = \rho_w \phi^{-m} S_w^{-n}. \quad (2.5)$$

sendo,  $\rho$  a resistividade da rocha 100% saturada com um eletrólito e  $\rho_w$ , a resistividade do eletrólito saturante.

Desde que isenta de minerais condutivos, esta equação gera a possibilidade de calcular a quantidade de água em uma rocha reservatório, tendo-se, para tanto, a medida de sua resistividade, da resistividade da água da formação e da porosidade.

Diversos autores estudaram os efeitos das argilas e outros minerais condutivos na resposta da resistividade total ( $\rho_t$ ). Estes observaram que a condutividade total fornecia valores maiores a medida que o volume de argila ( $V_{sh}$ ) aumentava (Worthington et al., 1985).

## 2.4 Propriedades Radioativas

A radioatividade é conceituada como a capacidade que alguns elementos fisicamente instáveis, assumem um estado excitado e emitem, espontaneamente, uma energia sob forma de partículas ou radiações eletromagnéticas. Existem muitos elementos radioativos, porém, apenas alguns deles ocorrem em quantidades significativas nas rochas, são eles: membros

da série de potássio, tório e urânio e estes possuem uma importância maior na geofísica aplicada.

Algumas técnicas radioativas estão sendo bastante utilizadas na perfilagem de poços, associadas a exploração de hidrocarbonetos e de águas subterrâneas (Segesman, 1980), (Serra, 1984), (Snyder e Fleming, 1985), (?).

A atividade radioativa das rochas dependem da porção de radionuclídeos (combinação de nêutrons e prótons de elementos radioativos) presentes nas estruturas cristalinas de seus minerais constituintes. O decaimento radioativo de certos isótopos instáveis pode produzir a desintegração de partículas elementares e de radiação eletromagnética, designadas como,  $\alpha$ ,  $\beta$  e radiação  $\gamma$ . A radiação  $\gamma$  possui uma importância maior na geofísica aplicada, referem-se a radiações eletromagnéticas de alta frequência e por possuir características tanto de partícula como de ondas de alta frequência (baixo comprimento de onda) e energia, eles tem uma alta capacidade de penetração, capaz de fornecer sinais mensuráveis das formações e não são defletidos por campos elétricos e campos magnéticos.

Já as partículas  $\alpha$  são absorvidas facilmente nas rochas e nos solos e podem sofrer deflexões por campos de intensidade conhecida (tanto campos elétricos como campos magnéticos), estas partículas correspondem a átomos ionizados de hélio tendo uma carga positiva com o dobro de carga de um elétron. As partículas  $\beta$  são menos absorvidas que as  $\alpha$  e são defletidas pelos campos de intensidade conhecida, no sentido oposto ao das partículas  $\alpha$ .

Apenas os raios gama são detectados pelos cintilômetros (equipamento de perfilagem radioativa), devido a sua alta capacidade de penetração em meios densos, após sofrer atenuação parcial. Os raios gamas naturais têm origem, em três fontes diferentes:

- Na desintegração do  $U^{235}$
- No principal elemento proveniente da desintegração do  $Th^{232}$  e,
- No Potássio  $K^{40}$  (Nery, 1990).

A energia associada a essas partículas e as radiações naturais são medidas em elétron-Volt (eV), definida como a energia necessária para a medida dos processos atômicos, eletrônicos, nucleares e subnucleares.

A depender da quantidade de elementos radioativos, que pertencem a três famílias radioativas naturais: Urânio, Tório e a do Actínio, as rochas são mais ou menos radioativas. A família de Actínio não tem muita importância na perfilagem radioativa.

## 2.5 Perfis Geofísicos

É possível identificar a presença de algumas rochas com alto potencial para reservatório, através de informações a respeito das propriedades petrofísicas de sequências de rochas extraídas dos perfis geofísicos em determinada formação presente em um poço. Alguns registros são frequentemente efetuados pela técnica de perfilagem, estes registros são baseados nos conceitos de resistividade elétrica, indução eletromagnética, potencial espontâneo, radioatividade natural e induzida, velocidade sônica e temperatura. Dentre as propriedades petrofísicas provenientes da interpretação dos perfis gerados, encontram-se a porosidade, a argilosidade e a resistividade das formações e de seus fluidos (Kearey et al., 2009).

No presente trabalho serão apresentados uma breve revisão dos princípios de funcionamento dos perfis de perfil de raios gama (GR) e o perfil elétrico galvânico, princípios utilizados para a simulação desses perfis sintéticos produzidos nessa pesquisa.

### 2.5.1 Perfis de Raios Gama

Os perfis de raios gama (GR) apresentam radioatividade natural das rochas, sendo as rochas ígneas e metamórficas mais radioativas do que as sedimentares. Contudo, as rochas sedimentares com conteúdo argiloso exibem uma alta quantidade de elementos radioativos, isso acontece porque as argilas possuem em sua composição o elemento potássio ( $K$ ) e, também, pela capacidade dessas de prender íons metálicos como o Tório e Urânio. Em vista disso, o perfil de raios gama é geralmente utilizado para a avaliação do conteúdo de argila e reconhecimento do tipo de litologia das formações.

A radioatividade define-se como a desintegração de um núcleo atômico instável acompanhado pela emissão de radiação. Existem dois perfis de raios gama, um dele é pela concentração de elementos radioativos ( $Th$ ,  $K$  e  $U$ ) de forma combinada (perfis de raios gamas convencionais) e o outro pela quantidade de cada elemento separadamente (perfis espectrais de raios gama). O perfil de Raios Gama, mede a amplitude de um pulso radioativo natural originário das rochas, que é função da energia do fóton que se infiltra no detector. A energia do fóton que penetra no detector é função da concentração de material radioativo nas rochas.

Em sistemas petrolíferos as sequências litológicas são simples, compondo etapas de folhelhos, arenitos, carbonatos e evaporitos (Ellis e Singer, 2007), (Stow, 2005). Os raios gama podem interagir com a matéria por meio de três processos: Efeito Compton, Efeito Fotoelétrico ou por Efeito de Produção Par. No primeiro caso, o raio interage com um elétron externo e ao colidir com um elétron orbital uma parte da sua energia cinética é transferida para o elétron e o fóton muda sua trajetória original, Figura 2.1. A energia restante surge na forma de um fóton de menor energia.

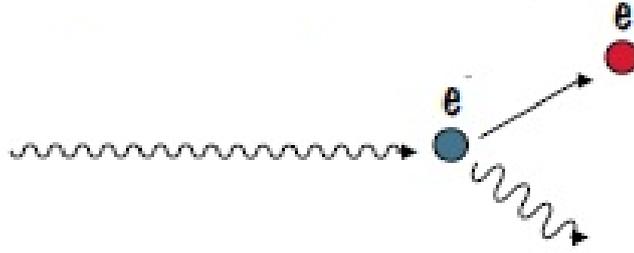


Figura 2.1: Representação do efeito Compton.

O Efeito Fotoelétrico (figura 2.2) é predominante em baixas energias e para elementos químicos de número atômico altos. Na interação de fótons de baixa energia com elétrons orbitais, há transferência total da energia dos fóton (que desaparece e o elétron se transforma em um fotoelétron livre).

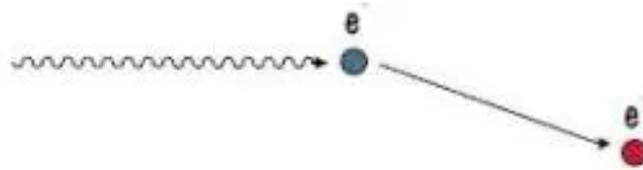


Figura 2.2: Representação do efeito fotoelétrico.

Por último, o Efeito de Produção de Par figura 2.3 que é uma das formas predominantes de absorção da radiação eletromagnética de alta energia que relaciona-se diretamente com o núcleo dos átomos, convertendo-se em uma produção de par elétron-pósitron: um positivo e um negativo. O elétron negativo torna-se livre, enquanto o positivo tem uma vida consideravelmente curta, pois reage facilmente com outros elétrons da vizinhança. Este efeito ocorre quando fótons de energia superior a 1,022 MeV passam perto de núcleos de número atômico elevado, interagindo com o forte campo elétrico.

A identificação do tipo de rocha é função da quantidade dos elementos radioativos referenciado. Altos valores de radioatividade são registrados, geralmente, nos folhelhos devido a habilidade deste de reter íons metálicos (Rider, 1986).

Alguns folhelhos apresentam uma quantidade significativa de vários elementos radioativos: *K*, *Th* e *U*, e cada um desses contribui para o valor médio da radioatividade. As argilas são compostas por uma mistura de minerais, que resulta em uma porcentagem de potássio entre (2 a 3%). O tório e o urânio estão em menores quantidades nas argilas.

O principal constituinte dos arenitos é o quartzo que não é radioativo. No entanto, os valores de radioatividade dos arenitos encontram-se associados a detritos de feldspatos e mi-

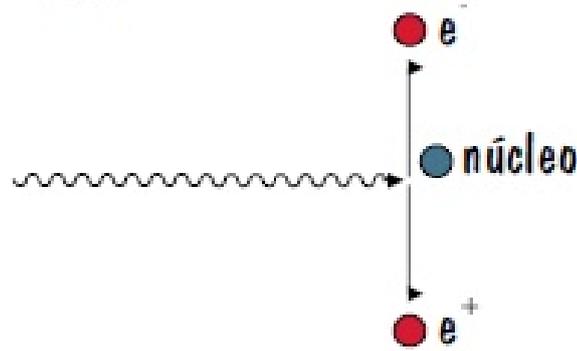


Figura 2.3: Representação do efeito de produção de par.

cas, que contém potássio, minerais pesados contendo tório em sua composição, e fragmentos líticos que contém argila.

### 2.5.2 Perfil com Eletrodos Galvânicos

O perfil resistivo com eletrodos galvânicos mede a resistência à passagem da corrente elétrica por meio das camadas situadas entre eletrodos que se deslocam no poço, a uma distância infinita (Nery, 2004). Como a corrente conduzida ao eletrodo emissor é mantida uniforme, a curva registra o potencial ou uma diferença de potencial elétrico (DDP). Esse potencial é convertido em valores de resistividade elétrica, esta por sua vez, é descrita matematicamente como;

$$R = \frac{\Delta ES}{iL}, \quad (2.6)$$

sendo,  $R$  a resistividade que é dada em  $\Omega.m$ ,  $i$  a corrente elétrica em  $A$  (ampére),  $L$  o comprimento,  $S$  é a área transversal e  $\Delta E$  é diferença de potencial expressa em Volts (V). Prosseguindo na mesma linha de raciocínio o sistema Duplo Lateroperfil (DLL) foi desenvolvido. Trata-se de um sistema que possui sete eletrodos cilíndricos curtos, montados em uma mesma ferramenta. Através das variações da frequências de trabalho (35 Hz e 280 Hz) denominadas, respectivamente, de (LLD, de Deep) tem maior penetração e o outro tem menor penetração LLS, de Shallow) (Ellis e Singer, 2007; Nery, 2013). Os macroperfis de resistividade focalizam a corrente elétrica para alcançar zonas de maior profundidade na formação que não estejam contaminadas com o fluido de perfuração, tendo em vista examinar grandes volumes rochosos para obter a resistividade da zona virgem ( $R_t$ ). Os perfis de micro-resistividade, no entanto, são miniaturas das macro-ferramentas. Por consequência, diminui sensivelmente o raio de investigação que examina apenas as zonas próximas à parede do poço (região da zona lavada -  $R_{xo}$ ). Sempre que o fluido de perfuração for resistivo é necessário usar as ferramentas de indução que medem a eficácia da formação em permitir a

passagem de campo magnético (Serra, 1984b). Não se pode utilizar perfis resistivos para o identificação de litologias.

Não existem bons parâmetros para definir a resistividade dos arenitos, folhelhos ou carbonatos. Esses valores dependem de vários outras variáveis, como compactação, conteúdo de fluido entre outros. Entretanto, apesar dos perfis resistivos não serem utilizados para reconhecer litologias, este ainda é muito sensível a presença dos minerais que as compõe.

# Capítulo 3

## Resultados e Discussões

Neste capítulo apresentaremos a metodologia utilizada para a definição dos locais de extração das amostras de rocha, dos afloramentos visitados, para medidas elétricas laboratoriais, buscando a obtenção de propriedades petrofísicas elétricas importantes da Formação Água Grande, aflorante na BR-101, em medidas convencionais da Formação Maracangalha, afloramentos da Ilha dos Frades, todas pertencentes a Bacia do Recôncavo, Bahia, Brasil. Abordaremos também os procedimentos adotados para as medições de dados gamaespectrométricos nesses e em outros afloramentos da mesma bacia, assim como o tratamento e discussão dos resultados derivados desses procedimentos e da confecção de perfis geofísicos sintéticos. Todas as medidas desenvolvidas nessa pesquisa, foram realizadas no Laboratório de Petrofísica do Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia da Universidade Federal da Bahia (CPGG/UFBA).

### 3.1 Metodologia Laboratorial e de Campo

Um primeiro passo para o desenvolvimento dessa pesquisa foi as visitas de campo que visaram o reconhecimento dos afloramentos a serem estudados, nível de conservação e acesso. Uma vez definido os locais de coleta das amostras (amostragens), medidas utilizando o RS-125 SuperSPEC Handheld Gamma Ray Spectrometer fabricado por Radiation Solutions INC foram realizadas, com tempo de medida de 30 segundos, além da extração de amostras pontuais representativas, com formato cilíndrico, usando perfuratriz rotativa manual (Figura 3.1). No total foram coletados 80 amostras das diferentes litologias encontradas.

Para o presente trabalho, foram selecionados 17 amostras de arenitos da Formação Água Grande de ambiente Eólico e Fluvial e cinco amostras areno-argilosas da Formação Maracangalha. Antecipamos que as medidas elétricas laboratoriais das amostras da Formação Maracangalha não foram realizadas, pois elas estavam muito argilosas e pouco consolida-

das, não resistindo ao processo de saturação, sendo porém utilizadas somente nas medidas convencionais de porosidade total.

No laboratório, inicialmente, foram realizadas medidas do volume poroso, utilizando o equipamento de medidas convencionais de porosidade total, Ultra-pycnometer 1000, fabricado pela Quantachrome, que utiliza como princípio físico a injeção de gás Hélio nas amostras. Na medição dos parâmetros elétricos, utilizou-se o equipamento ARS-300 fabricado pela CoreLab Instruments. Esse equipamento usa quatro elétrodos, um de injeção de corrente e outro de medição de potencial em contato com a amostra saturada para derivar valores de impedância elétrica para cada amostra utilizada.

Ressalta-se que a obtenção dos parâmetros elétricos para as amostra foi realizado a partir do método de multiplas salinidades, saturando cada amostra com seis soluções de cloreto de sódio com diferentes concentrações molares.

### 3.1.1 Amostragem dos Afloramentos

A coleta das amostras foi realizada após identificarmos os locais de interesse. Além das amostragens, medidas gamaespectrométricas também foram realizadas nesses pontos (Figura 3.1). A partir das medidas de espectrometria obtidas e também levando em consideração as variações litológicas nas seções, executou-se a, coleta das amostras utilizando uma perfuratriz com broca diamantada cilíndrica, com aproximadamente 2,4 cm de diâmetro.

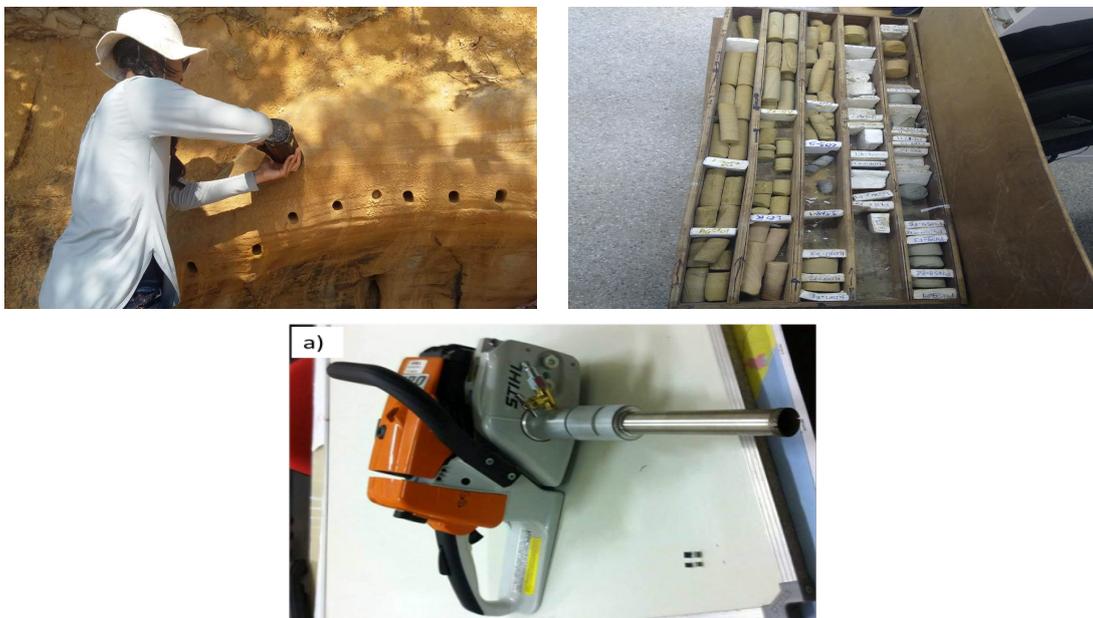


Figura 3.1: Foto a esquerda mostrando detalhe do afloramento e medição gamaespectrométrica na Formação Maracangalha, a direita as amostras coletadas nesse afloramento e a abaixo perfuratriz de broca diamantada utilizada na coleta das amostras.

### 3.1.2 Limpeza das Amostras e Preparo dos Fluidos de Saturação

O cálculo da porosidade, da resistividade de cada amostra depende de sua geometria. Por isso, foi necessário preparar amostras com dimensões cilíndricas bem definidas. Essas amostras no formato de cilindros retos de base circular, permite a conversão de impedância elétrica em resistividade, através da fórmula:

$$\rho = Z \frac{A}{l}, \quad (3.1)$$

sendo,  $\rho$  é a resistividade,  $Z$  é a impedância resistiva,  $A$  é a área da seção transversal da amostra e  $l$  seu comprimento. Por esse motivo, realizamos o redimensionamento de todas as amostras, no laboratório de Petrofísica do CPGG/UFBA, para obter a geometria cilíndrica mais regular possível. Em média as amostras ficaram com 2,45 cm de diâmetro e comprimento máximo igual a 7 cm. Após estes ajustes, foi necessário realizar a limpeza das amostras com o intuito de, para remover os fluidos residuais assim como outros contaminantes que por ventura pudessem estar contidos em seus espaços porosos (vazios). Utilizamos a técnica Dean-Stark (Figura 3.2) para o procedimento de limpeza das amostras. Neste processo de limpeza, o solvente é constantemente destilado, condensado e distribuído sobre a parte superior da amostra, que será continuamente lavada pelo solvente. O processo de destilação requer, em média, um tempo de 5 horas para cada grupo de amostras. Como solvente utilizamos o metanol, pois com ele se consegue remover os sais contidos nos poros da amostra. Em seguida, as amostras foram colocadas em um forno THELCO à 100 grau Celsius por um período de 2 horas, para evaporar os resíduos de metanol que se acumularam em seu espaço poroso. Posteriormente, as amostras foram colocadas em um dessecador, no qual foram conservadas com o propósito de atingir a temperatura ambiente sem absorção de umidade. Por fim, as amostras ficaram prontas para a realização das medidas de porosidade no picnômetro e também para serem saturadas posteriormente para as medidas elétricas no ARS 300.

A técnica usada para as medidas elétricas utiliza amostras 100% saturadas com uma solução de NaCl conhecida preparada em laboratório. Utilizamos concentrações das soluções salinas de 0,01, 0,1, 0,5, 1 e 2N, obtidas a partir do cálculo de normalidade e uma preparação cautelosa cujo solvente utilizado foi a água destilada, preparo das soluções baseada em medidas precisas do volume do líquido. Os procedimentos adotados para padronizar o preparo das soluções, visando a qualidade e confiabilidade resultados foram: Pesagem das concentrações de cloreto de sódio das soluções, atingida a partir da massa de sal, e em seguida a adição de água destilada, desgaseificada e livre de partículas sólidas.

As medidas elétricas de uma amostra são vigorosamente influenciadas pela eficácia de sua saturação. É pressuposto que numa amostra 100% saturada todos seus poros interconec-

tados estejam totalmente preenchidos com a solução. Poros parcialmente preenchidos com ar aumentam fortemente a resistividade do meio e conseqüentemente haverá discrepância nos resultados. Neste trabalho utilizou-se a técnica de saturação com bomba de vácuo (Figura 3.2) e a dessaturação foi obtida por secagem em estufa. As amostras foram colocadas num recipiente contendo a solução apropriada, até um nível de aproximadamente 2/3 da altura da amostra. E então, elas eram deixadas sob vácuo de 6 a 8 horas. Feito isso as amostras saturadas eram colocadas no ARS 300 (Figura 3.2) para a realização das medidas elétricas.

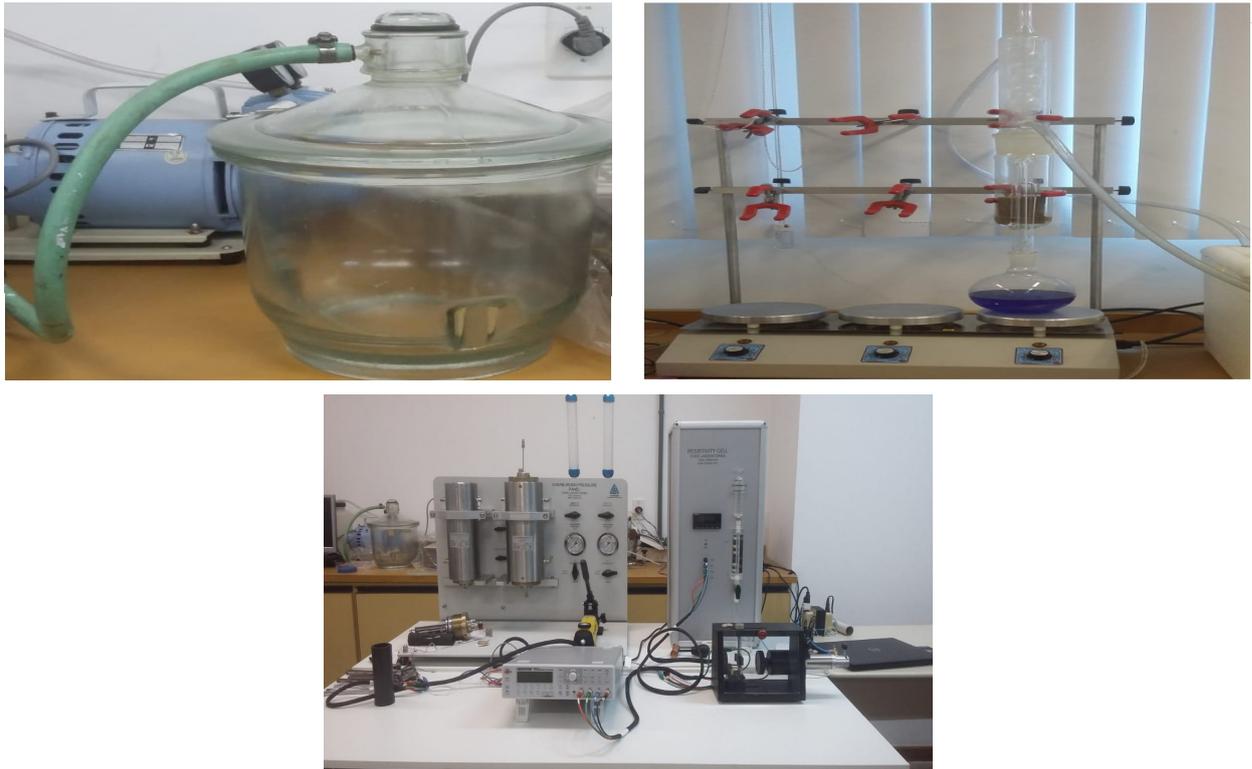


Figura 3.2: No topo, a direita, foto da Bomba de vácuo, a esquerda, aparato para saturação e limpeza das amostras. Abaixo, foto mostrando o equipamento de medidas elétricas ARS-300.

## 3.2 Análise dos Resultados

### 3.2.1 Análise dos dados Espectrométricos

As medidas gamaespectrométricas são apresentadas nos gráficos da Figura 3.3. Os afloramentos estudados com essas medidas são pertencentes às Fomações Afligidos, Sergi, Itaparica, Água Grande, Candeias e Maracangalha. A Figura 3.3 mostram as variações de Tório (Th), Potássio (K), Urânio (U) e Contagem total (DR) nessas litologias. Sendo que a contagem total refere-se ao somatório das contribuições de U, Th e K. Na Formação

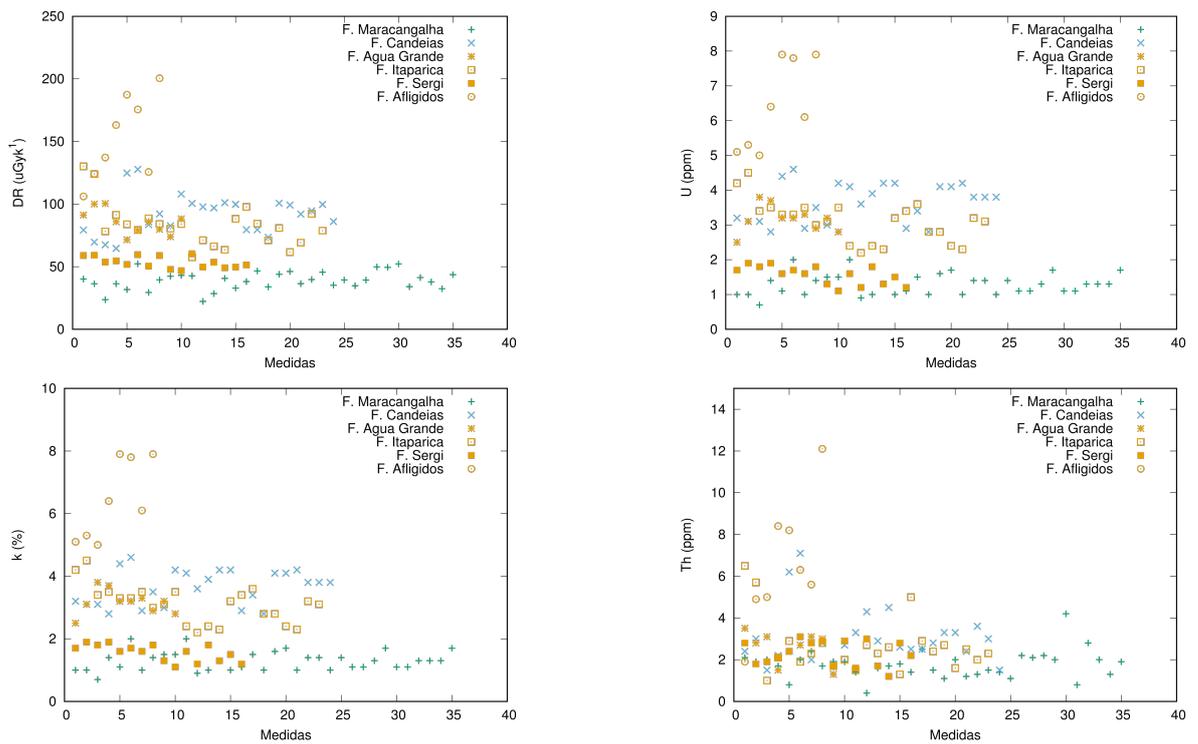


Figura 3.3: Medidas Gamaespectrométricas: Teores de Potássio (K) e Contagem Total (DR) a esquerda da imagem e a direita teores de Urânio (U) e Thorio (Th). Das Formações Maracangalha, Candeias, Água Grande, Itaparica, Sergi e Affligidos.

Maracangalha seus teores variados para: Th variando entre 0.5 e 4 ppm, K variando entre 0.5 e 2 %, U entre 0.7 e 2.3 ppm e DR entre 20 e 50  $uGyk^1$ . Na Formação Cadeias apresentou teores variando para: Th variando entre 1.7 e 7.1 ppm, K variando entre 2.5 e 4.5 %, U entre 2.9 e 4.6 ppm e DR entre 60 e 140  $uGyk^1$ .

Na Formação Água Grande apresentou teores para o: Th variando entre 1.7 e 3.7 ppm, K variando entre 2.5 e 3.8 %, U esta entre 2.5 e 3.9 ppm e DR entre 70 e 100  $uGyk^1$ . A Formação Itaparica apresenta um teor de: Th variando entre 1.5 e 6.2 ppm, K variando entre 2.1 e 4.2 %, U entre 2.0 e 4.5 ppm e DR entre 60 e 135  $uGyk^1$ . Na Formação Sergi o teor de: Th variam entre 2.0 e 3.0ppm, K variando entre 1.8 e 2.2 %, U variam entre 1.9 e 2.1 ppm e DR entre 53 e 60  $uGyk^1$ . Finalmente, a Formação Afligidos apresentam teores: Th variando entre 2.0-12ppm, K variando entre 2.1 e 4.2 %, U entre 5.0 e 8.0 ppm e DR entre 101-200  $uGyk^1$ .

A Formação Sergi é constituída predominantemente de arenitos finos a conglomeráticos, sendo estes intercalados por folhelhos de coloração avermelhada a cinza-esverdeada. Esse fato justifica os baixos valores gamaespectométricos apresentados. O afloramento da Formação Itaparica é constituída por litologias mais finas, representadas por folhelhos e sil-titos de coloração avermelhada, com aparecimento raro de arenitos finos, por esse motivo, os afloramentos dessa formação aparecem nessa análise de gama com variação média a alta. A Formação Cadeias caracteriza-se por uma deposição em ambiente lacustre com fluxos turbidíticos, por conta disso apresenta espessos pacotes de folhelhos de coloração cinza – escuros a cinza – esverdeados, com grande quantidade de matéria orgânica, por vezes com intercalação de arenitos turbidíticos, por esse motivo, seus afloramentos apresentaram valores mais altos de urânio , sugerindo um aumento devido a presença de material orgânico. A Formação Maracangalha também foi depositada em um ambiente lacustre com fluxos turbidíticos, sendo caracterizada por folhelhos de coloração que varia de cinza - esverdeado a cinza escuro, devido à presença de matéria orgânica. Essa formação é dividida em dois membros, o Caruaçu que representa as correntes de turbidez e o membro Pitanga gerado pelos fluxos gravitacionais. O afloramento visitado dessa formação é composto por rochas do membro Caruaçu e conforme a figura 3.3, apresentou valores gamaespectométricos que variavam entre baixos e médios. A Formação Água Grande depositada em ambiente fluvial com retrabalhamento eólico, por conta disso apresenta arenitos de granulometria variada, desde arenitos grosseiros a finos, isso pode justificado fato dos afloramentos visitados dessa formação apresentaram valores de gama variando também entre baixos e médios valores.

A presença de minerais argilosos influencia nas medidas radiométricas de forma crescente. Destacamos que essa análise foi sustentada somente por medidas gamaespectométricas e a distinção entre as formações foram realizadas com base em observações de campo,

requerendo portanto uma análise química, nesses afloramentos, que melhor diferenciaria os mesmos.

### 3.2.2 As Medidas Elétricas

Como foi dito, as amostras utilizadas para as medidas elétricas de resistividade pertencem a Formação Água Grande de ambiente deposicional fluvio-eólico utilizando o equipamento ARS-300 a partir do método de múltiplas salinidades. Foram utilizadas seis soluções diferentes desde a água destilada até uma solução de NaCl com salinidade 2N. As variações observadas de condutividade nos gráficos (Figura 3.4 a 3.19) retrata diferentes parâmetros das amostras estudadas, dentre os quais se destacam: as variações de resistividade do eletrólito e conseqüentemente sua condutividade, no índice de saturação em água que por sua vez pode explicar o porque da dissonância de alguns pontos; as variações de porosidade e do conteúdo de argila devido ao seu ambiente deposicional e a sua compactação; as variações causadas pelas condições ambientais e pela progradação marinha. Em vista disso, é dificultoso estabelecer com exatidão o grau de influência de cada um desses parâmetros nos gráficos analisados. Podemos observar que o comportamento de  $\sigma_0$  com variação em  $\sigma_w$  estão em conformidade com os padrões normais descritos na literatura.

Vários equações de funções não-lineares foram testadas em (Batista, 2008), que estudou, dentre outros assuntos, o melhor modelo de ajuste aos dados de condutividade. Nesse trabalho os melhores resultados foram apresentados pelo uso do modelo desenvolvido em Lima e Niwas (2000), dada por:

$$\sigma_{o,MG} = \left[ \phi_e \sigma_w^{1/m_{MG}} + (1 - \phi_e) \sigma_{cs}^{1/m_{MG}} \right]_{MG}^m. \quad (3.2)$$

Utilizamos também o modelo mostrado na equação 2.4, para derivar, juntamente com os parâmetros obtidos do ajustes do modelo da equação 3.2 aos dados elétricos medidos, a permeabilidade estimada ( $k_{est}$ ). A otimização desses ajustes foi feita utilizando-se o método dos mínimos quadrados não-linear para aproximar uma curva do modelo ao dado experimental. Considerando o índice de cimentação  $m=1,83$  (valor médio utilizado na bacia do Recôncavo), encontramos a porosidade efetiva  $\phi_e$  de cada amostra, usando a seguinte equação  $F = \phi_e^{-m}$ . Esses valores foram alterados diversas vezes afim de se obter o menor erro médio percentual. A partir desses ajustes pode ser extraído os valores de  $\phi_e$ ,  $m$  e a condutividade volumétrica da matriz ( $\sigma_{cs}$ ), que melhor descreveram o comportamento de cada amostra. Esses mesmos parâmetros ( $\phi_e$ ,  $\sigma_{cs}$  e  $m$ ) foram utilizados para a estimativa de medidas da permeabilidade ( $k$ ) para as amostras, utilizando a equação 3.2 juntamente com os parâmetros encontrados por Lima e Niwas (2000) em equação 2.4,  $\delta_c = 100m/s$ ,  $m = 1,83$ ,  $\alpha_0 = 180.015md$ ,  $q = 2,78$ .

As medidas elétricas de  $\sigma_0$  versus  $\sigma_w$  foram realizadas com amostras de rochas extraídas da Formação Água Grande. Em suas fácies eólica (AGEO) e fluvial (AGFL). A plotagem dos dados resultados dessas medidas são apresentados no apêndice A.1 e nos gráficos das figuras 3.4 a 3.10, mostram além dos dados medidos, a melhor curva de ajuste a esses dados, realizados utilizando a equação 3.2, o que tornou possível derivar informações dos parâmetros petrofísicos de  $m$ ,  $\sigma_{cs}$ ,  $\phi_e$  e  $k$  das amostras utilizada. O erro relativo percentual  $\epsilon$  e o desvio padrão ( $d$ ) de  $\epsilon$ , também são mostrados na legenda dessas figuras. Em geral os valores dos erros e os desvios apresentados ficaram abaixo, respectivamente, de 15% e 0,01, indicando o bom ajuste ao modelo utilizado e a estabilidade desses desvios. É possível observar que existe um comportamento aproximadamente linear e crescente na faixa de altos valores de  $\sigma_w$  e um trecho onde existe uma relação aproximadamente horizontal para baixos valores de  $\sigma_w$ . Esse é um padrão comumente encontrado em amostras areno-argilosas, em que há uma região de maior influência do eletrólito (Região de Archie – Padrão linear crescente) e a região de maior influência das argilas (Padrão linear constante) no gráfico. O patamar constante, demonstra uma certa independência entre esses dois parâmetros nesse intervalo. Na região onde  $\sigma_0$  cresce proporcionalmente  $\sigma_w$ , a condução de corrente será mais influenciada pela condutividade do eletrólito que preenche os poros.

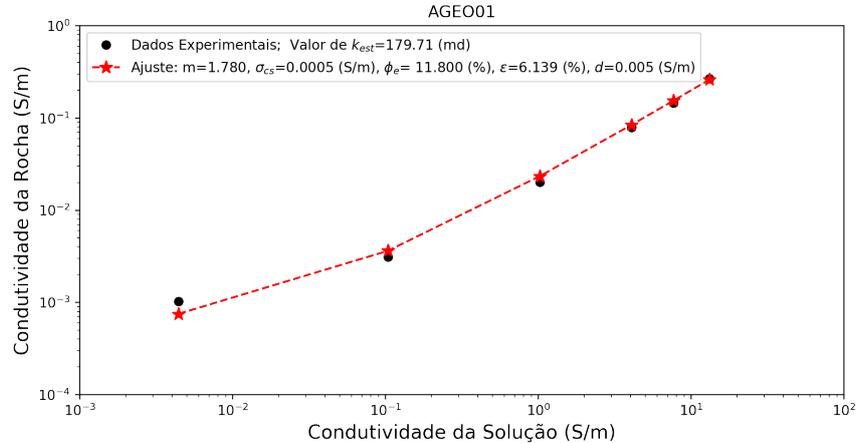


Figura 3.4: Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-01.

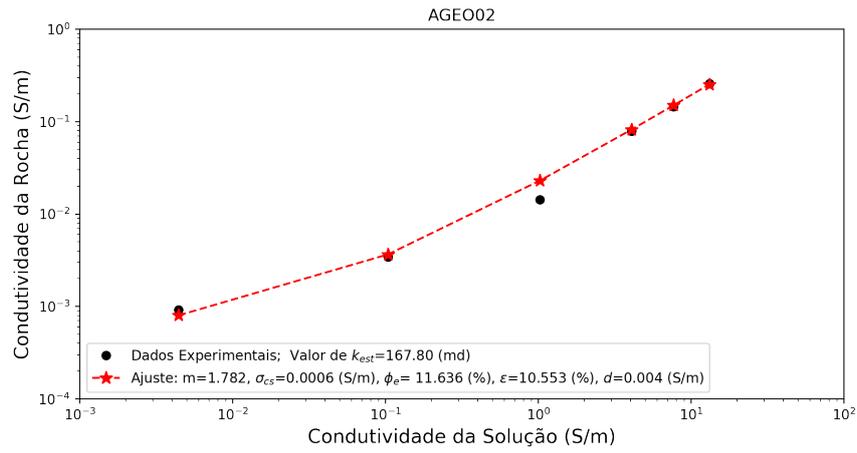


Figura 3.5: Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-02.

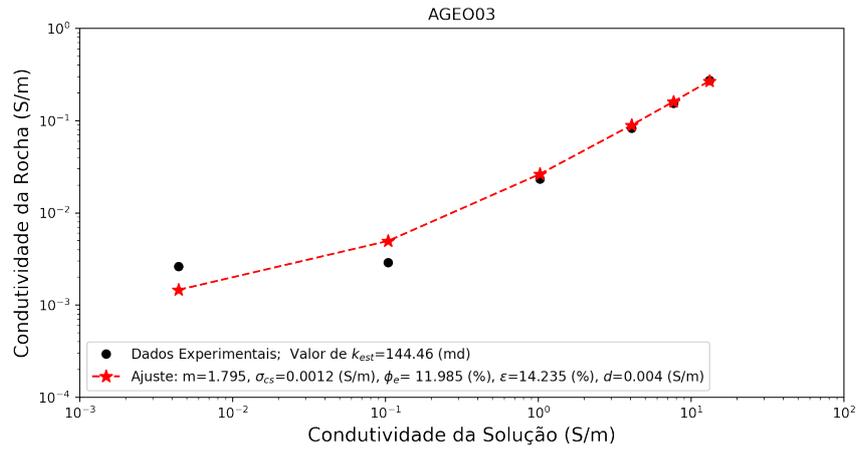


Figura 3.6: Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-03.

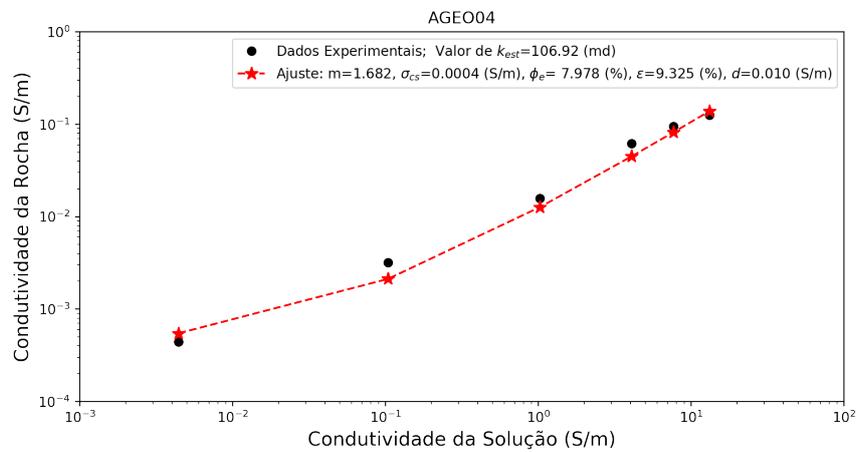


Figura 3.7: Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-04

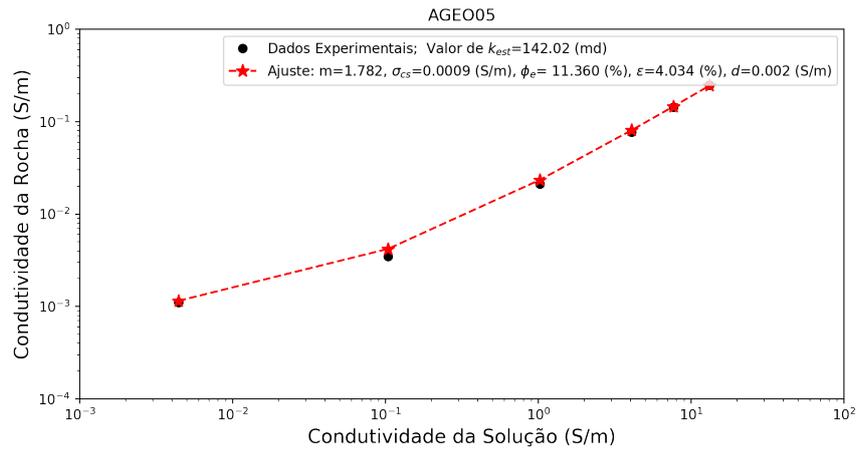


Figura 3.8: Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-05.

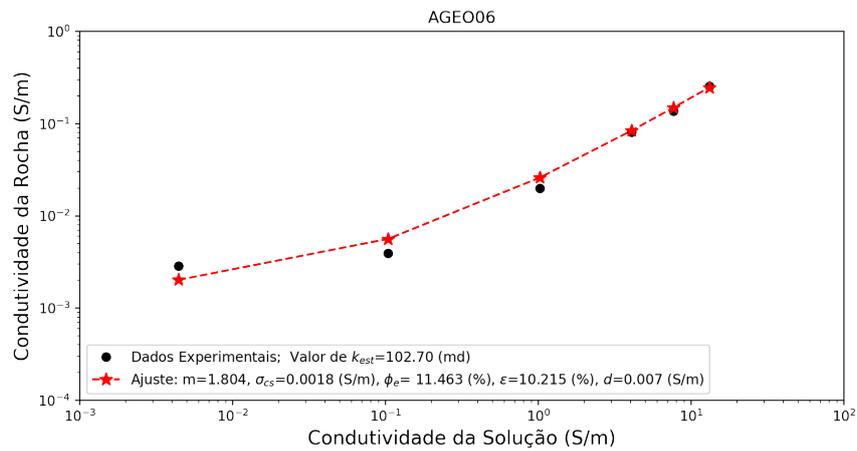


Figura 3.9: Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-06.

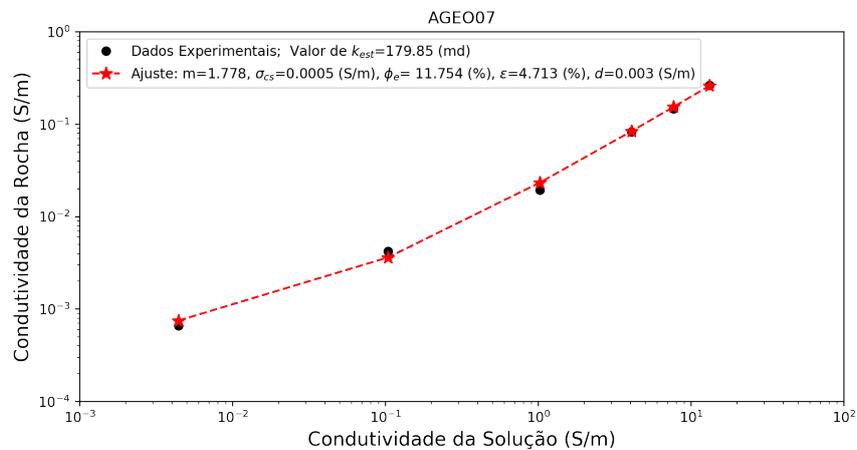


Figura 3.10: Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-07.

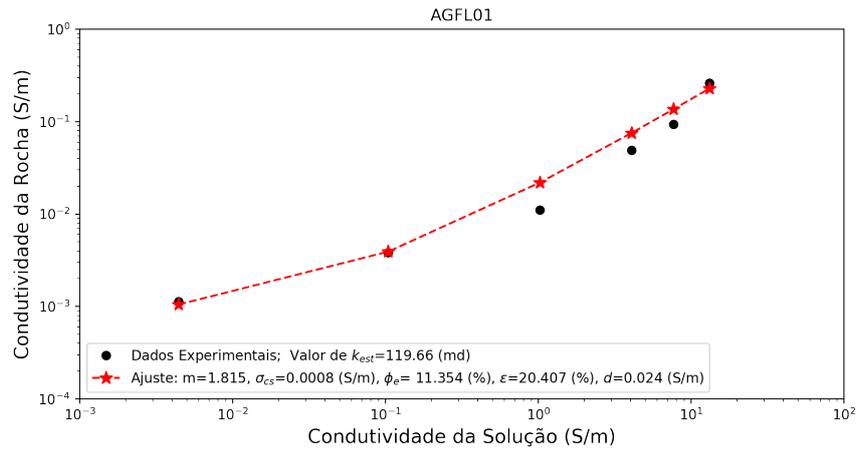


Figura 3.11: Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-01.

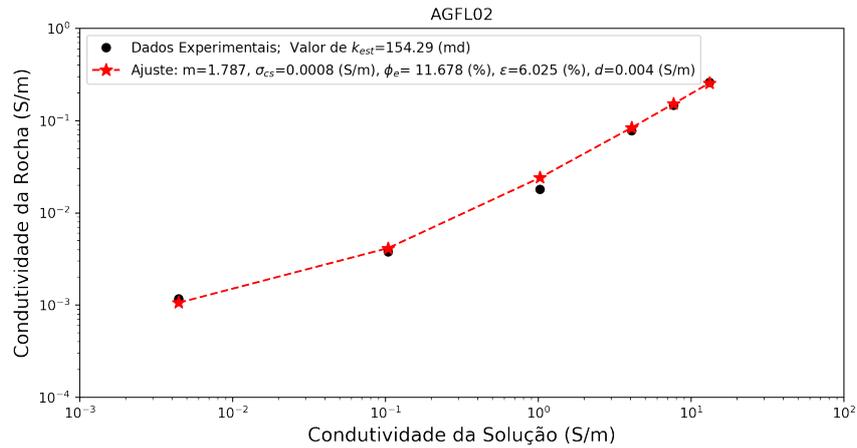


Figura 3.12: Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-02.

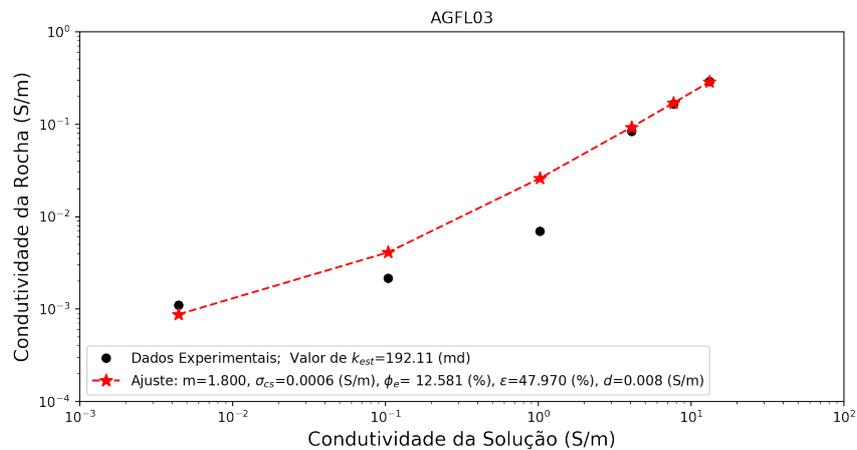


Figura 3.13: Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-03.

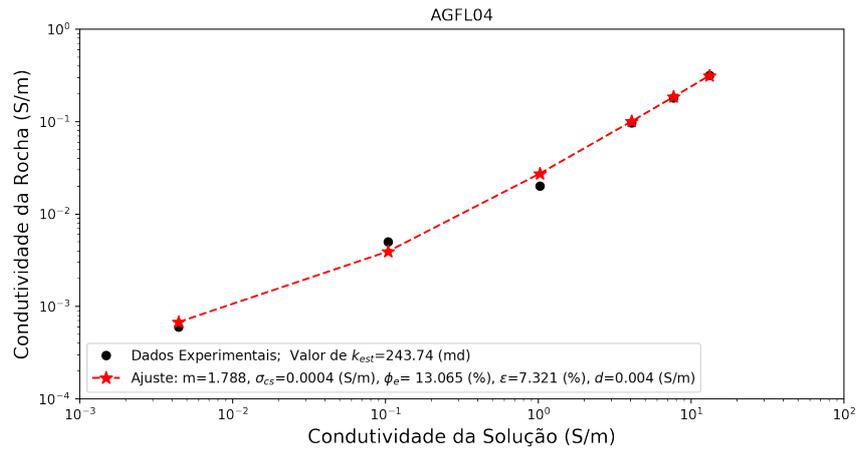


Figura 3.14: Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-04.

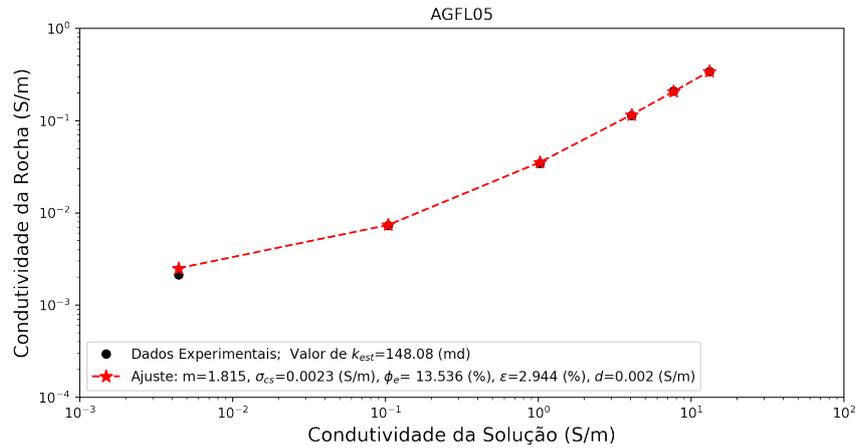


Figura 3.15: Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-05.

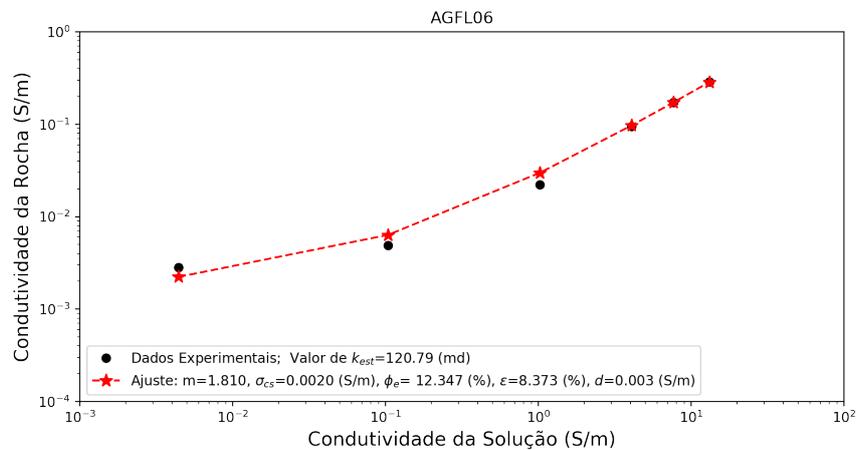


Figura 3.16: Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-06.

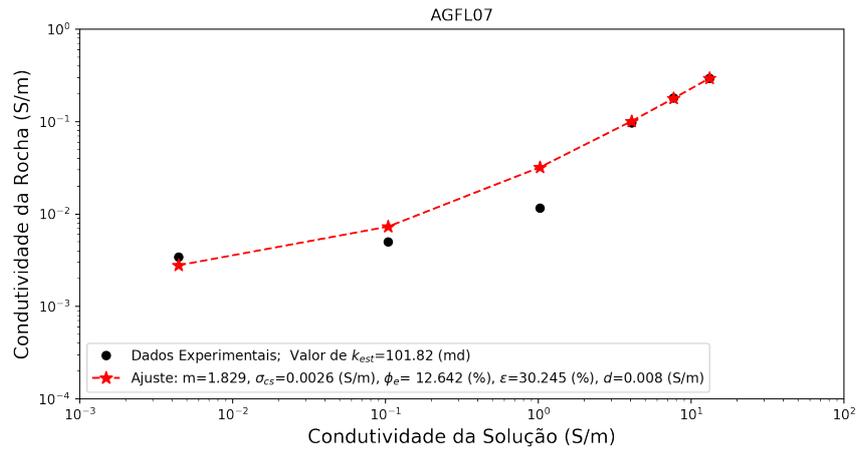


Figura 3.17: Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-07.

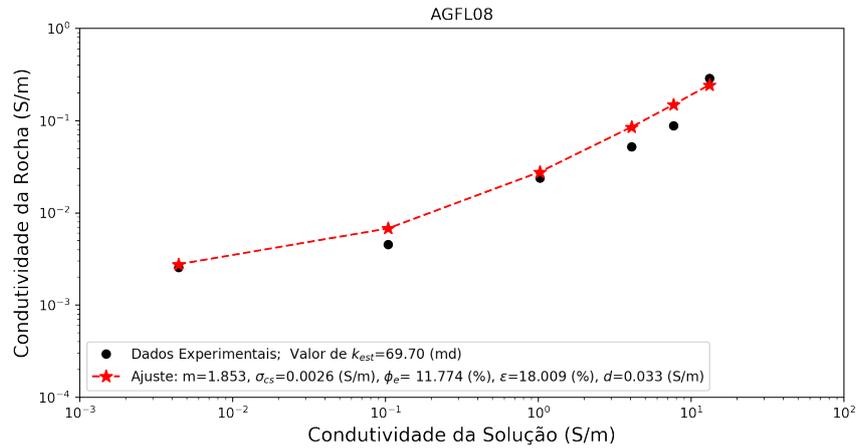


Figura 3.18: Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-08.

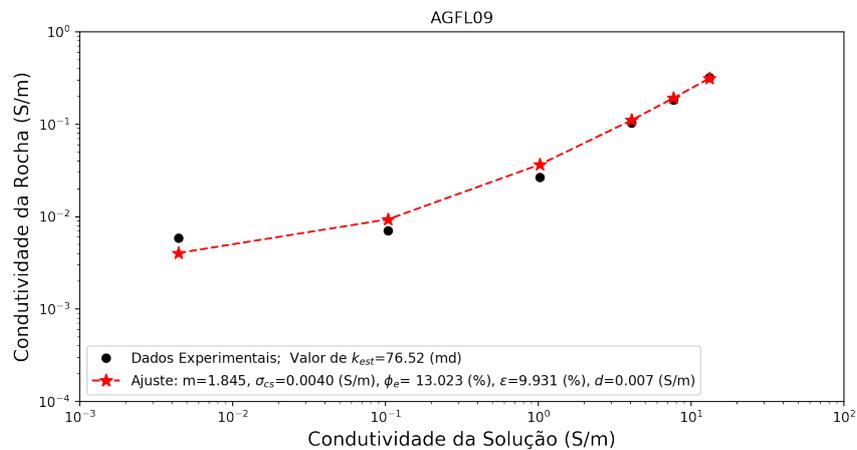


Figura 3.19: Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-09.

Nos gráficos apresentados nas Figuras (3.4 a 3.19) de condutividade foi possível reconhecer as regiões de influência da condutividade superficial das argilas e as regiões da condutividade eletrolítica. Os valores médios de  $m$ ,  $\sigma_{cs}$ ,  $\phi_e$  e  $k_{est}$  para as amostras AGEO foram ,respectivamente, iguais a 1.7718,  $8.42 \times 10^{-4}$   $\text{\$/m}$ , 11 (%) e 146.21 ( $mD$ ). Enquanto que os da amostras AGFL foram iguais a 1.8157,  $1.78 \times 10^{-3}$   $\text{\$/m}$ , 11.33 (%) e 136.63 ( $md$ ). Esses valores estão concordantes com os valores encontrado para essa formação nesses dois ambientes.

Na Formação Água Grande existe a intercalação de fluxos eólicos e fluviais. A boa seleção dos grãos dos arenitos encontradas nos ambientes eólicos, tais como as amostras AGEO, pode explicar o relativo aumento do valor médio de permeabilidade em relação as amostras AGFL, de ambiente fluvial, menos selecionadas. Isso se confirma quando verificamos a diminuição do valor médio de  $\sigma_{cs}$  para as amostra AGEO em relação a AGFL, indicando menor influência de matriz argilosa, mais detectável nas rochas AGFL. O valor médio da  $\phi_e$  de AGFL é levemente maior que AGEO, tendência desproporcional ao resultado de  $k$  médio. Esse resultado pode ser fruto de erros experimentais derivado da baixa saturação das amostra AGEO.

### 3.2.3 Análise das Petrofacies das Amostras

De acordo com Romero et al. (2002) as petrofácies foram determinadas com o objetivo de categorizar a qualidade dos intervalos rochosos, descritos pelos raios médios das gargantas dos poros que controlam o fluxo de fluidos, pela permeabilidade e pela porosidade. Determinar a petrofácies é de suma importância para a avaliação de formações e definição de estratégias de recuperação de reservatórios petrolíferos. Em conformidade com a dimensão dos raios de garganta de poros, em geral, as amostras são classificadas como: em megaporosas para raios maiores que 10 microns, macroporosas para raios entre 2 e 10 microns, mesoporosas para raios entre 0,5 e 2 microns, microporosas para raios entre 0,1 e 0,5 microns e nanoporosas para raios menores que 0,1 micron. A permeabilidade indica a facilidade com que o fluido escoar por dentro da rocha. Assim, reservatórios convencionais possuem alta porosidade e permeabilidade (entre 1mD até 1000mD), enquanto reservatórios não convencionais possuem baixa porosidade e permeabilidade (menores que 1 mD).

A definição do relacionamento entre as propriedades de porosidade, permeabilidade e raio da garganta do poro, são de extrema importância para a definição da qualidade do reservatório. Uma classificação para as amostras analisadas é mostrada nas figuras 3.20 e 3.21. Observa-se que as amostras de ambientes eólicos e fluviais analisadas inclui-se nas classes mesoporosas e de baixa permeabilidade nesses ambientes.

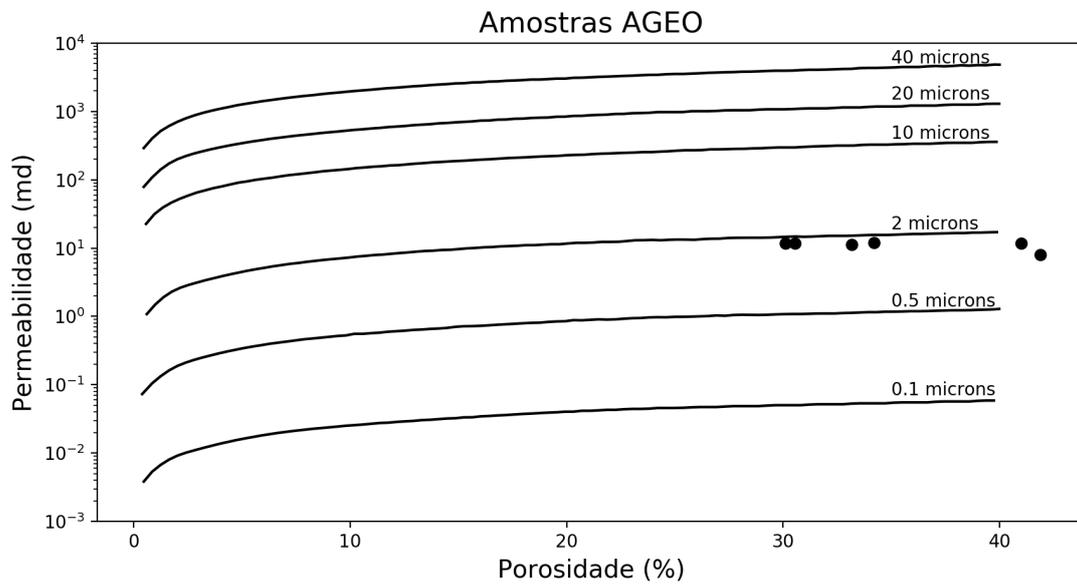


Figura 3.20: Formação Água Grande ambiente Eólico.

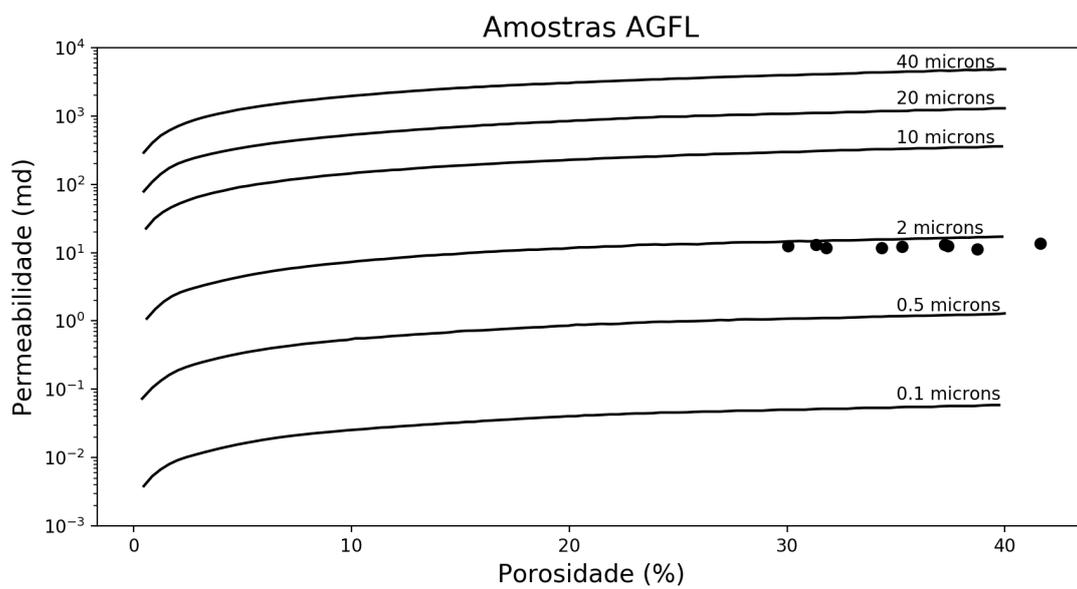


Figura 3.21: Formação Água Grande ambiente Fluvial.

### 3.3 Perfis Geofísicos Sintéticos

As medidas de espectrometrias laboratórias foram utilizadas para a confecção dos perfis geofísicos sintéticos de raio gama (GR) e galvânico (LLS), mostrados na figura 3.23. Esses perfis foram construídos usando um modelo composto por três camadas. De cima para baixo, a primeira camada representa os arenitos argilosos da Formação Maracangalha, a segunda simula os Folhelhos da Formação Candeias e a última simula a Formação Água Grande. Assumimos uma espessura única de 100 m para cada camada. No perfil de raio gama percebe-se uma variação, que reflete os limites de cada camada, frente a variação da argilosidade das mesmas. No perfil galvânico, simulamos além da resposta do perfil frente a variação litológica, uma variação em termos de tipo e conteúdo de fluidos dentro das camadas. A camada superior modelamos com 30% de água, a intermediária com 2% de água e 18% de óleo e a inferior com 20% de água. A variação dos valores de resistividade refletem bem as variações simuladas no modelo considerado. .

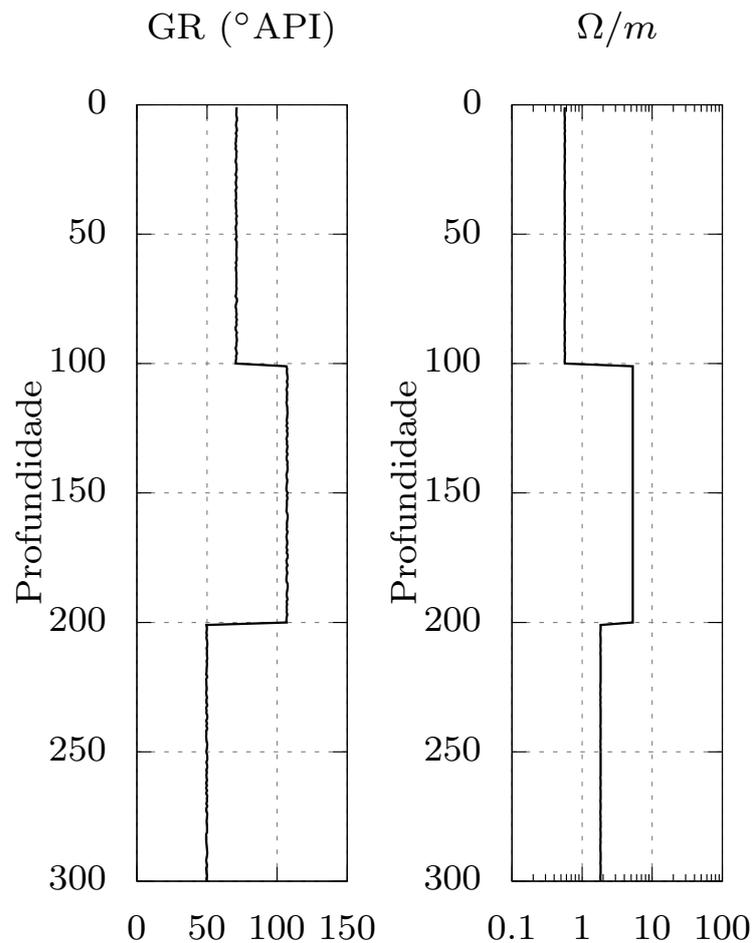


Figura 3.22: Perfis sintéticos: Perfil de raio gama (a esquerda) e Perfil Galvânico (a direita). Modelo sinético formado por três camadas: Arenitos das Fomações Maracangalha e Água Grande, e Folhelhos da Formação Candeias.

Podemos observar que os argilominerais influenciam no valor do perfil de GR, perfil sendo proporcional a presença destes. Por exemplo, na primeira camada do perfil acima é possível observar a mudança de comportamento no arenito da Formação Maracangalha devido a presença de minerais argilosos. Os elementos radioativos quando presentes provocam altas leituras de radioatividade. Podemos observar que este perfil galvânico possui uma resposta proporcional a resistividade dos eletrólitos que saturam a rocha. Quando não há água nos poros das rochas, a resistividade simulada equivale a resistividade da formação como proposto por Archie et al. (1942). Nota-se que o perfil resistivo simulado depende fundamentalmente da resistividade dos fluidos. Os valores de resistividade em zonas com água são menores nos perfis simulados.

## Capítulo 4

# Conclusões e Recomendações

Os dados petrofísicos laboratórias de amostras de rochas areno-argilosas coletadas ao longo de afloramentos da Bacia do Recôncavo, Bahia, Brasil, foram analisados, levando em conta a influência da permeabilidade, porosidade, índice de cimentação e condutividade das argilas, parâmetros petrofísicos importantes na definição da potencialidade de possíveis reservatório. Essas medidas resultaram na determinação desses parâmetros e seu melhor entendimento. O uso de dados gamaespectrométricos de afloramentos, juntamente com as medidas elétricas laboratorias nos possibilitaram a simular dois perfis geofísicos sintéticos. O perfil de raio gama simulou a variação do teor de argila num modelo contendo uma camada argilosa. O galvânico, a variação da resistividade frente variação do tipo litológico e conteúdo de e tipo de fluídos presente na camada. Com isso, foi possível modelar a resposta de perfis para cada litologia sedimentar estudado, que juntamente com os parâmetros derivados das medidas gamaespectométricas e elétricas realizadas ao longo dessa pesquisa, pode permitir novas simulações. Por outro lado, verificamos que devido à baixa permeabilidade de algumas das amostras analisadas, as metodologia de saturação adotada podem ser melhoradas, pois em alguns casos, ela não permitiu a completa saturação das amostras, talvez devido ao tempo de saturação pequeno. Ficando como sugestão o melhoramento dessa metodologia em trabalhos futuros. Sugere-se também, para uma pesquisa mais aplicada, o uso de dados reais de perfis geofísicos de poço em conjunto com os de laboratório como um passo importante para a definição de possíveis reservatórios.

# Agradecimentos

Agradeço aos professores do Instituto de Geociências da UFBA, que, de várias formas, contribuíram para a minha formação acadêmica e pessoal.

Aos meus colegas e amigos que sempre se mostraram dispostos durante a graduação, em especial à Leonardo com seu dom sedutivo e programador, a Dalila por ter me apresentado o lado positivo das coisas e a Hellen com seu eterno Glória a Deus, que sem dúvida foram peças singulares ao longo desse intenso percurso e pelas inúmeras vezes em que passamos noites em claro estudando para provas, fazendo trabalhos acadêmicos ou até mesmo em festas ou descansando a mente. Esta vitória também é de vocês, eu jamais conseguiria chegar até aqui sem o apoio de cada um de vocês.

A Vitória, por ser uma excelente/exigente Geóloga/amiga/professora e por estar sempre presente, até mesmo para pegar matérias aleatórias só para me fazer companhia ou para mostrar que é ariana e unir o fogo do nosso ciclo astrológico e explodir juntas na universidade. Sorte a minha que não explodi tudo, devo isso a minha pisciana favorita, Ludmyla, não só pela sua calma (já que você tem ascendente em escorpião e nem sempre essa calma prevalece), mas também, pela parceria na vida, por me auxiliar sempre que precisei, por ter me escutado em todos os momentos de desespero, por não ter deixado eu bater em ninguém e por nossa junção de forças, risadas e compromisso (faço de suas palavras as minhas). A meu paraíso astral, minha Sagitariana favorita e soul-sister, Queila, por sempre me encontrar sendo tão otimista e vendo sempre o lado positivo das coisas. A Laila, que se não fosse a sua loucura junto com a minha não teria dado tão certo e tão errado. Obrigado por ter estado comigo, me apoiado, me orientado e desorientado diversas vezes. Sem dúvida essa reta final de curso não teria sido tão marcante!

Aos colegas Átila, Lenon, João Ribeiro, Mariana, Rafael e Caio por terem me ajudado diversas vezes, muito grata pelo jeito peculiar que cada um de vocês me ajudou, sugestões acadêmicas e até mesmo nos momentos de distração. Vocês são demais!

Agradeço imensamente ao meu orientador Joelson Batista, exemplo de homem, profissional e amigo inteiramente disposto a me auxiliar, tirar minhas dúvidas e me orientar da melhor forma possível e IMPOSSÍVEL (tenho que admitir), mesmo eu deixando seus cabelos

brancos tão cedo (É BRINCADEIRA UM NEGÓCIO DESSES!! Batista, Joelson).

Aos membros da banca examinadora, Prof. Dra. Suzan Sousa de Vasconcelos e Prof. Geol. Cícero da Paixão. Ao Professor Hédison Kiuity Sato e Marcos Vasconcelos, pelas discussões, sugestões apresentadas e comidas/doces doados. Ao Projeto GrasBrás, que nos deu o suporte financeiro e recursos necessários para o desenvolvimento da pesquisa, com a compra do equipamento ARS-300.

Agradeço também à minha família e amigos, que sempre me apoiaram e acreditaram no meu potencial, trabalhando arduamente para propiciar a melhor educação possível me motivaram sempre, mesmo nos momentos mais difíceis desta etapa.

# Apêndice A

## Dado Bruto e Tabelas

### A.1 Medidas de Condutividade

Nessa seção serão apresentados gráficos de condutividade da rocha versus condutividade da solução antes dos devidos ajustes.

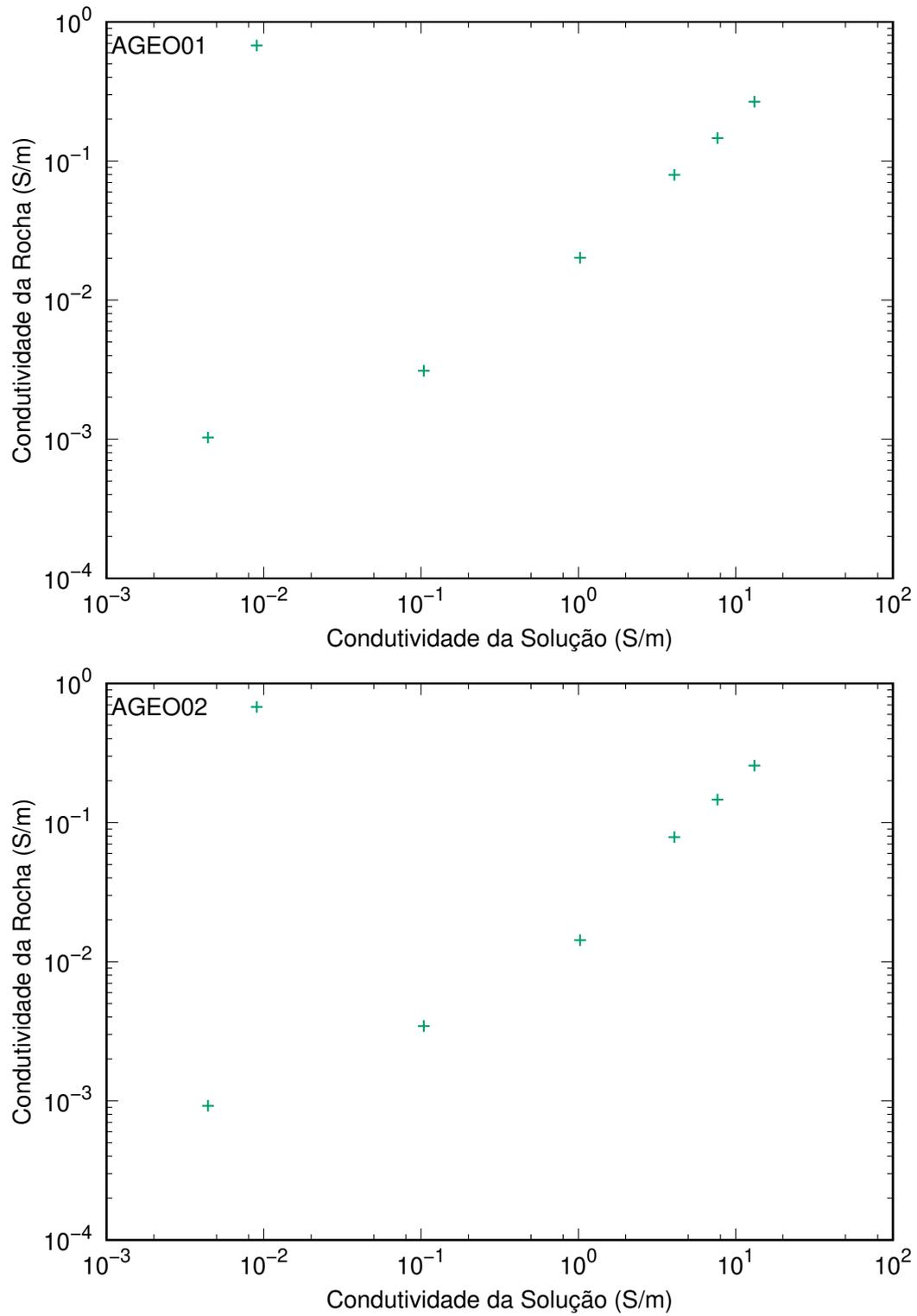


Figura A.1: Condutividade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Eólico

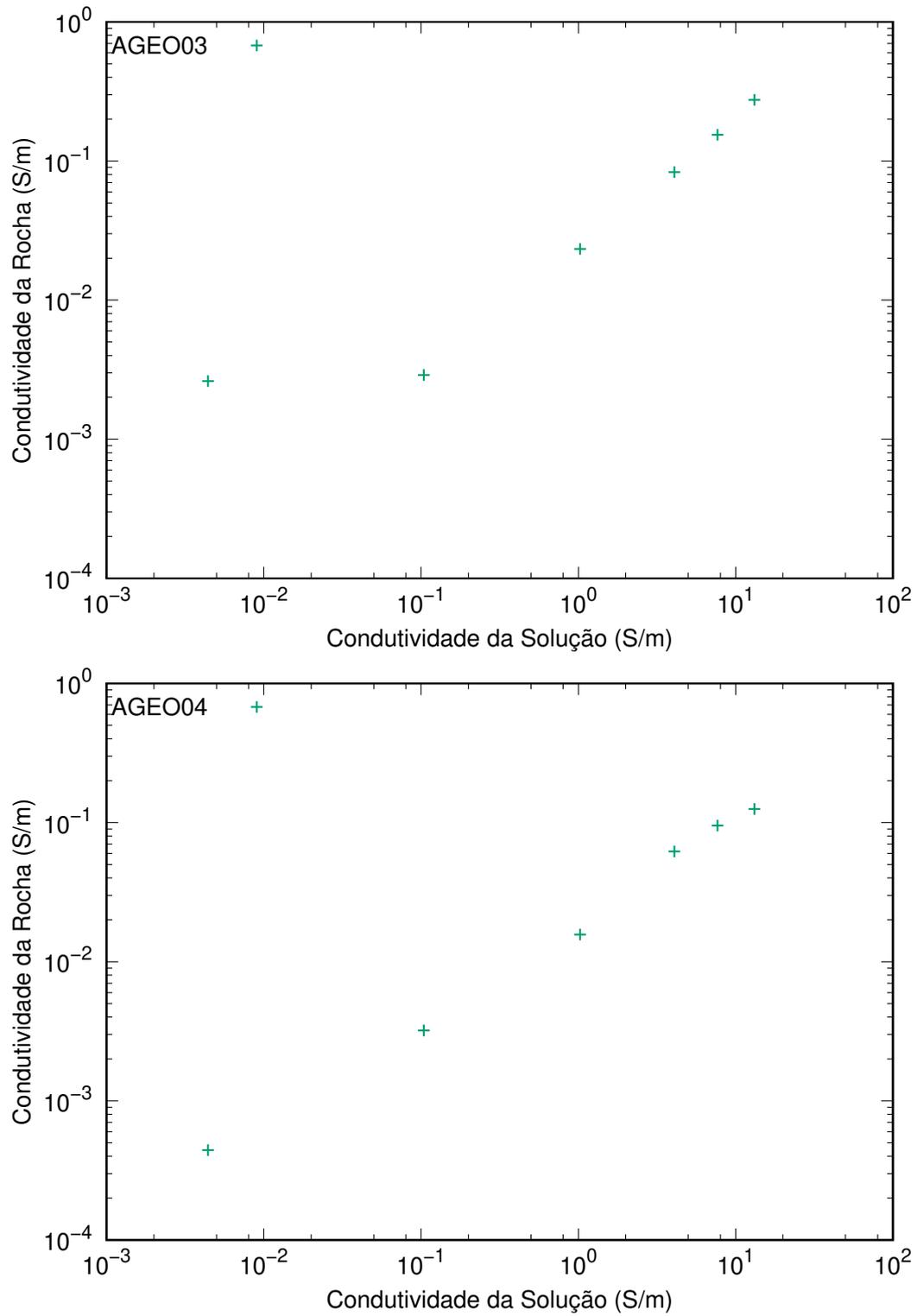


Figura A.2: Condutividade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Eólico

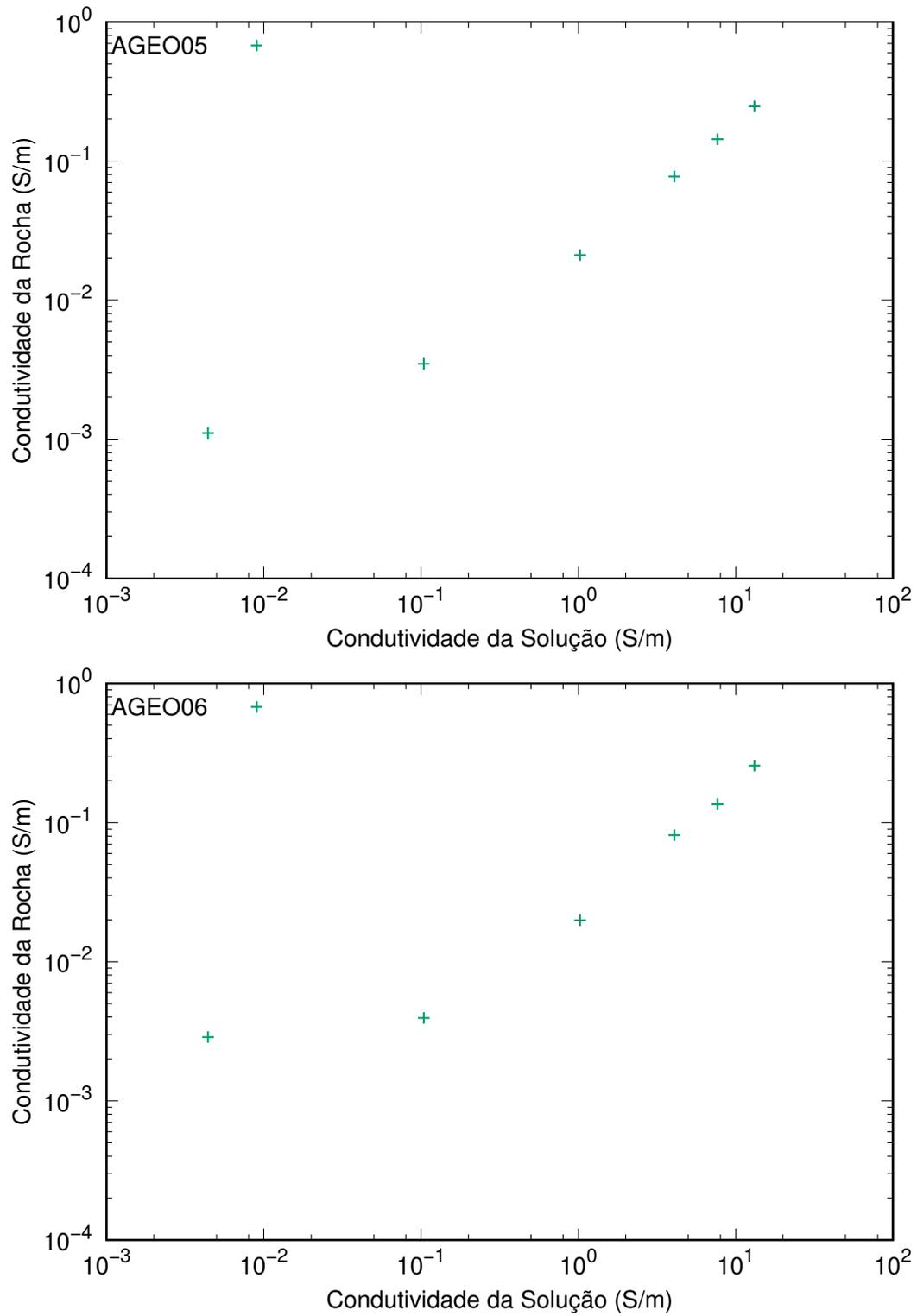


Figura A.3: Condutividade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Eólico e Fluvial

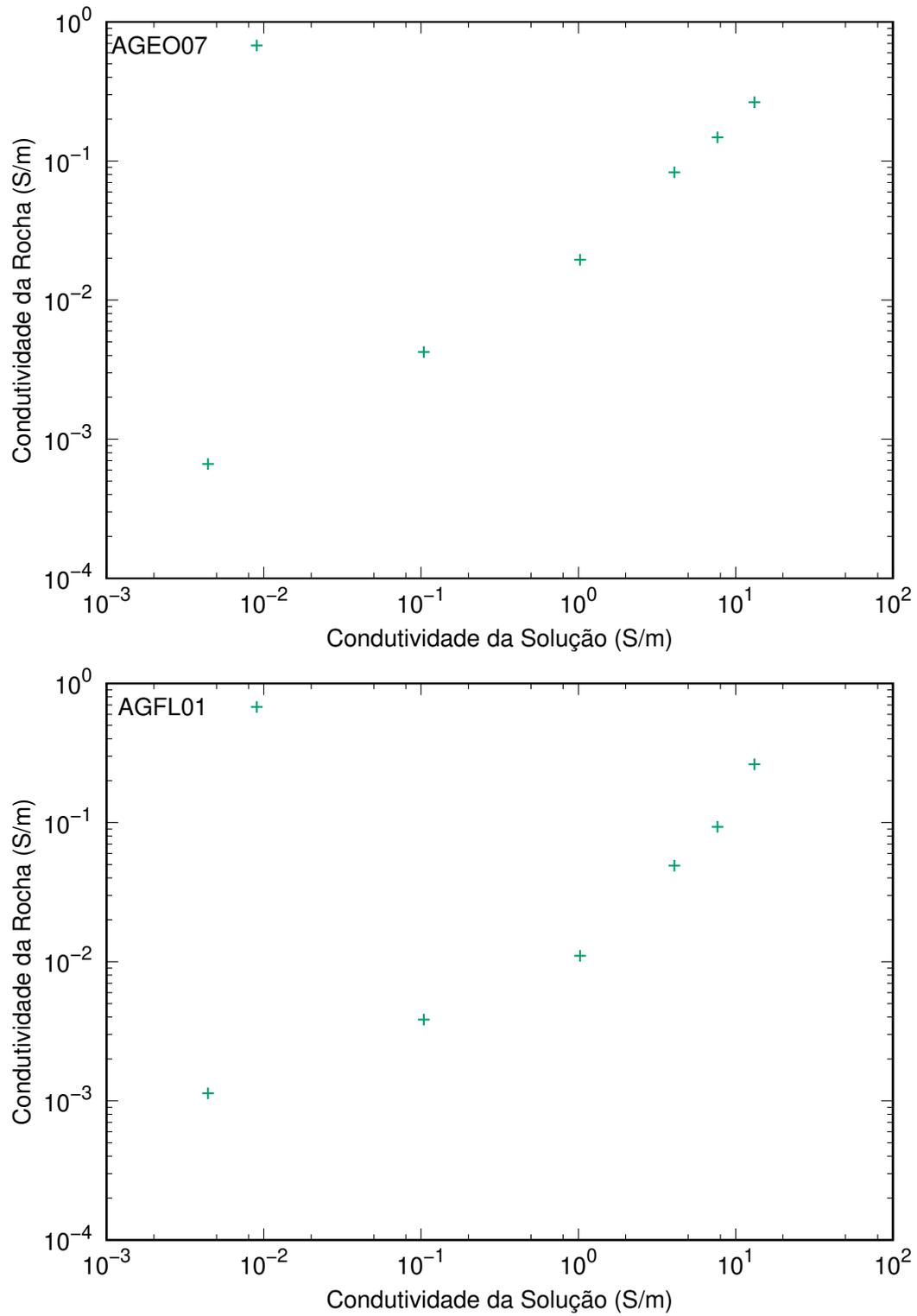


Figura A.4: Condutividade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Eólico e Fluvial

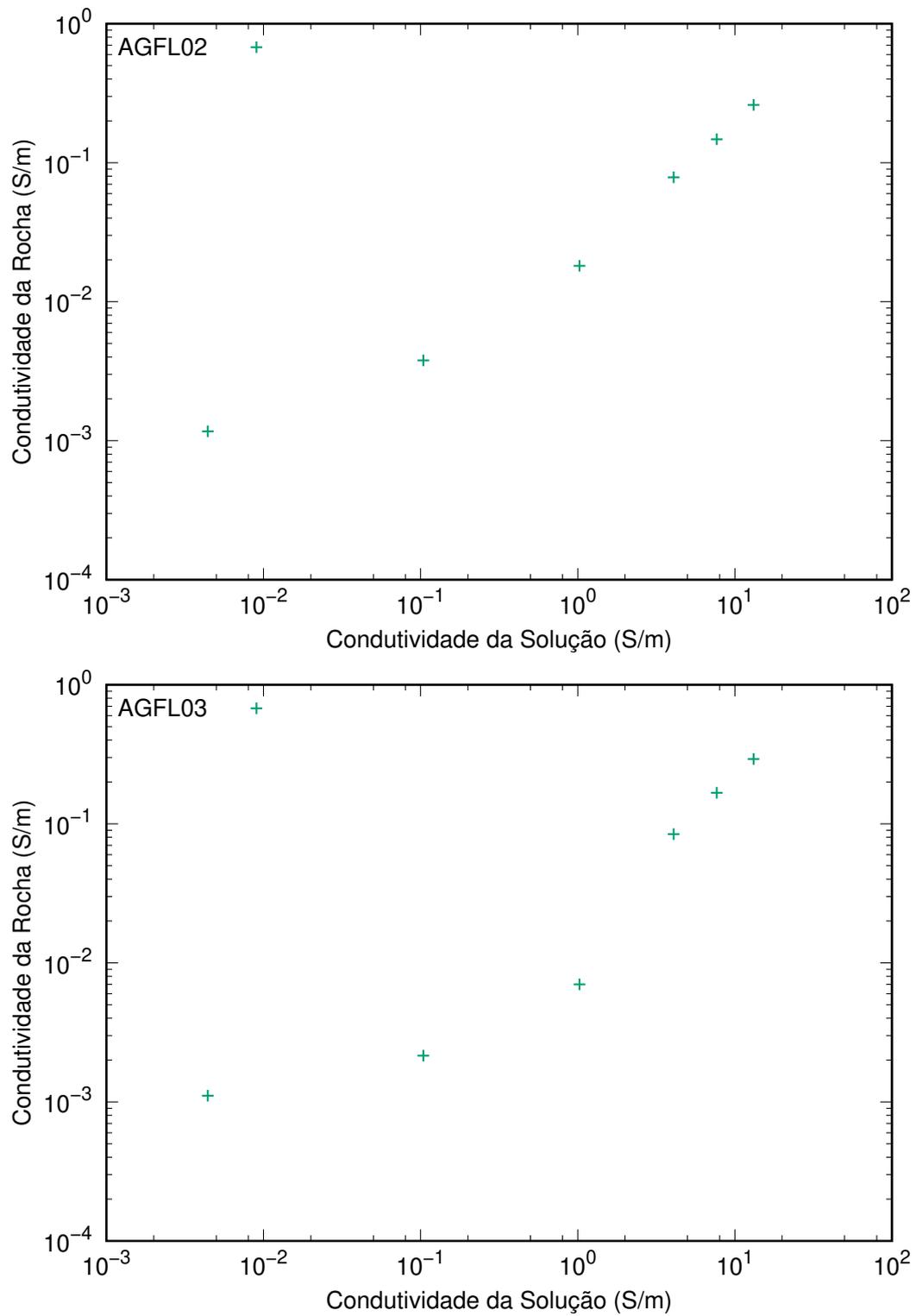


Figura A.5: Condutividade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Fluvial

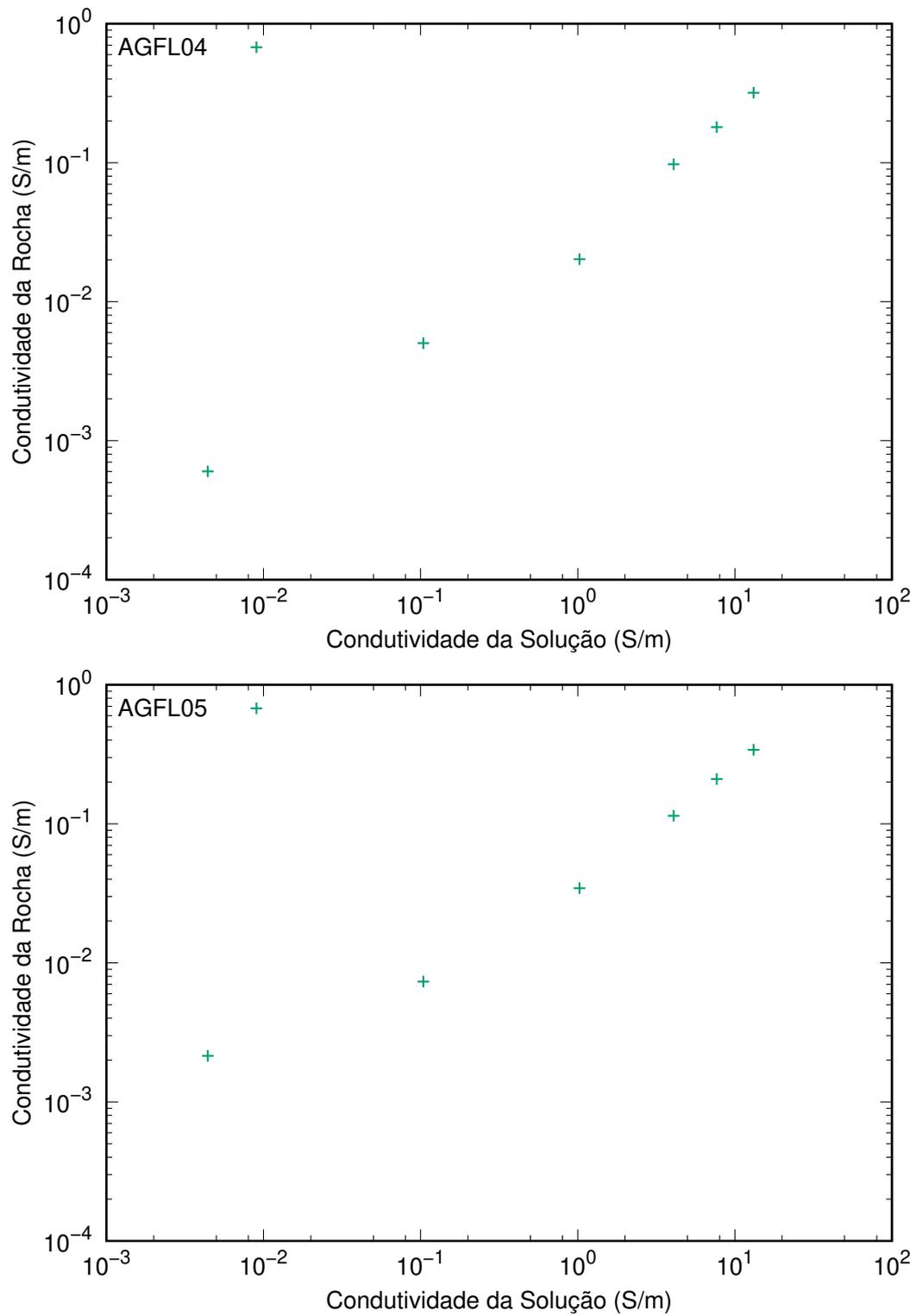


Figura A.6: Condutividade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Fluvial

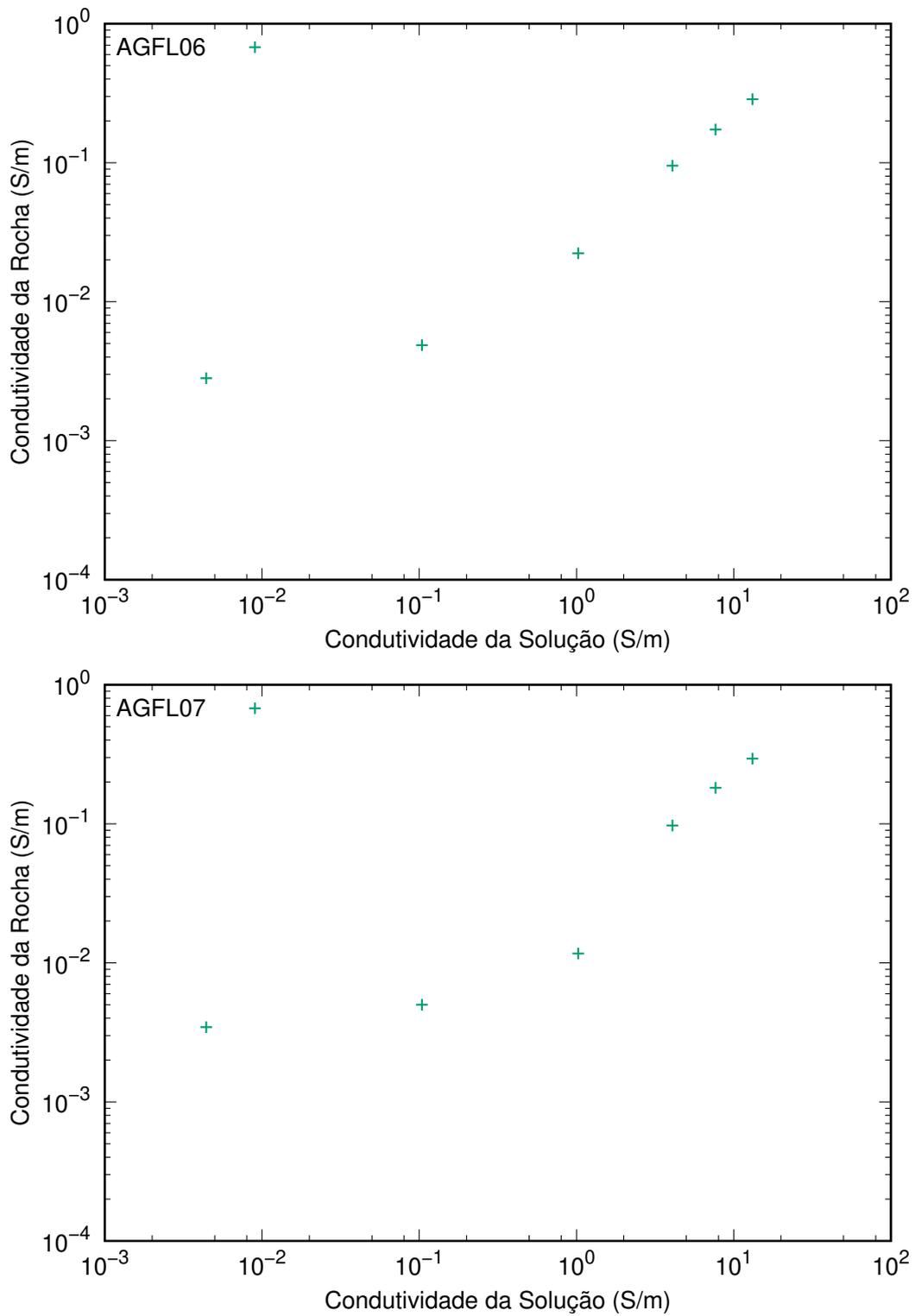


Figura A.7: Condutividade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Fluvial

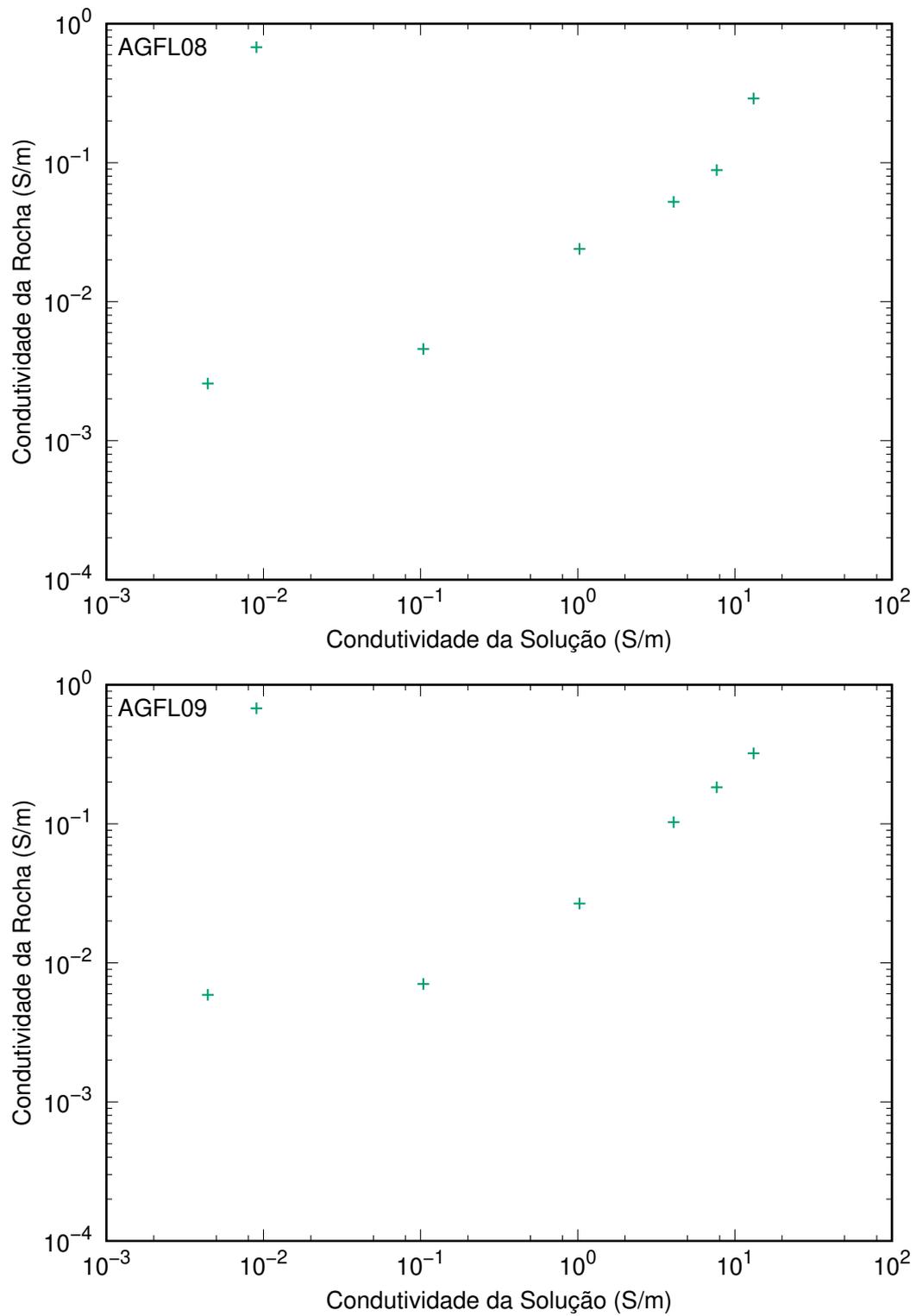


Figura A.8: Condutividade da rocha x condutividade da solução da Formação Água Grande de ambiente Fluvial

## A.2 Tabelas

As tabelas a seguir apresentam os parâmetros petrofísicos determinados para as amostras estudadas. Na Tabela A.1 é mostrado valores medidos de porosidade total  $\phi_{total}$ , da porosidade efetiva  $\phi_e$  e permeabilidade  $k$  calculados a partir dos dados elétricos. Na Tabela A.2 são apresentados os valores dos parâmetros  $F$ ,  $m$  e  $\sigma_{cs}$ .

Tabela A.1: Valores dos parâmetros  $\phi_{total}$ ,  $\phi_e$  e  $k$  de cada amostra.

Amostras	$\phi_{total}$	$\phi_e$	$k(md)$
AG-EO-01	30,5592666846	11,08	179,71
AG-EO-02	30,094519832	11,636	167,80
AG-EO-03	34,1888242232	11,985	144,46
AG-EO-04	41,8676876801	7,978	106,92
AG-EO-05	33,1676161699	11,360	142,02
AG-EO-06	63,8515442684	11,463	102,70
AG-EO-07	41,0067568267	11,754	179,85
AG-FL-01	38,7279818213	11,354	119,66
AG-FL-02	31,782522507	11,678	154,29
AG-FL-03	30,0331900951	12,581	192,11
AG-FL-04	31,3171815961	13,065	243,74
AG-FL-05	41,6106828861	13,536	148,08
AG-FL-06	35,264793339	12,347	120,79
AG-FL-07	37,3773584449	12,642	101,82
AG-FL-08	34,3267540353	11,774	69,70
AG-FL-09	37,2332026164	13,023	76,52

Tabela A.2: Valores dos parâmetros petrofísicos determinados a partir dos ajustes aos dados experimentais inicialmente com  $m$  linear =1,83.

Amostras	$m$	$\sigma_{cs}(S/m)$	$\varepsilon(\%)$	$d(S/m)$
AG-EO-01	1,780	0,0005	6,139	0,005
AG-EO-02	1,782	0,0006	10,553	0,004
AG-EO-03	1,795	0,0012	14,235	0,004
AG-EO-04	1,682	0,0004	9,325	0,010
AG-EO-05	1,782	0,0009	4,034	0,002
AG-EO-06	1,804	0,0018	10,215	0,007
AG-EO-07	1,778	0,0005	4,713	0,003
AG-FL-01	1,815	0,0008	20,407	0,024
AG-FL-02	1,787	0,0008	6,025	0,004
AG-FL-03	1,800	0,0006	47,970	0,008
AG-FL-04	1,788	0,0004	7,321	0,004
AG-FL-05	1,815	0,0023	2,944	0,002
AG-FL-06	1,810	0,0020	8,373	0,003
AG-FL-07	1,829	0,0026	30,245	0,008
AG-FL-08	1,853	0,0026	18,009	0,033
AG-FL-09	1,845	0,0040	9,931	0,007

# Referências

- Almeida, F. F. M. (1967) Origem e evolução da plataforma brasileira, DNPM.
- Archie, G. E. et al. (1942) The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics, *Transactions of the AIME*, **146**(01):54–62.
- Asmus, H. e Porto, R. (1980) Diferenças nos estágios iniciais da evolução da margem continental brasileira: possíveis causas e implicações, In: *SBG, Congresso Brasileiro de Geologia*, vol. 31, pp. 225–239.
- Batista, J. C. (2008) Comportamento elétrico de arenitos da formação Maracangalha observado em testemunhos e afloramentos da Ilha dos Frades, Bahia, *Revista Brasileira de Geofísica*, **26**(3):391–391.
- Batista, J. P. M. M. S. (2011) Caracterização de formações da Bacia Lusitania (zona emersa) para a produção de gás natural (não convencional). Dissertação de Mestrado, Universidade Técnica de Lisboa, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Geológica e de Minas. 2011.
- Blenkinsop, M.; Baker, P.; Clavier, C.; Kenyon, W.; des Igneris, S. et al. (1986) Deep electromagnetic propagation tool interpretation, In: *SPWLA 27th Annual Logging Symposium*, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Bowker, K. A. (2007) Barnett shale gas production, Fort Worth basin: Issues and discussion, *AAPG bulletin*, **91**(4):523–533.
- Braga, J. A. E.; Zabalaga, J. C.; Oliveira, J. J.; Aguiar, G. A.; Silva, O. B.; Mato, L. F.; Daniel, L. M. F.; Magnavita, L. P. e Bruhn, C. H. L. (1994) Reconcavo Basin, Brazil: A Prolific Intracontinental Rift Basin: Chapter 5: Part II. Examples of Other Rift Basins, *AAPG Special Volumes*.
- Darcy, H. (1856) *Les fontaines publiques de la ville de Dijon: exposition et application...*, Victor Dalmont.
- Ellis, D. V. e Singer, J. M. (2007) *Well logging for earth scientists*, vol. 692, Springer.

- Ghignone, J. (1979) Geologia dos sedimentos fanerozóicos do Estado da Bahia, vol. 1, Secretaria de Minas e Energia/CPM Salvador.
- Holditch, S. A. et al. (2006) Tight gas sands, *Journal of Petroleum Technology*, **58**(06):86–93.
- Jacomo, J. C. P. (2014) Os hidrocarbonetos não convencionais: uma análise da exploração do gás de folhelho na Argentina à luz da experiência norte-americana, Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro.
- Jones, P. H. e Buford, T. B. (1951) Electric logging applied to ground-water exploration, *Geophysics*, **16**(1):115–139.
- Jorden, J. R. e Campbell, F. L. (1985) Well logging: Rock properties, borehole environment, mud and temperature logging, SPE Petroleum Technology Resources, Dallas, TX.
- Junior, B. e de Paiva, F. (2014) Análise da recuperação em reservatório de gás com baixa permeabilidade (TIGHT GAS) através do fraturamento hidráulico, Dissert. de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- Kearey, P.; Brooks, M. e Hill, I. (2009) Geofísica de exploração, Oficina de Textos, São Paulo, Brasil.
- Lima, O. A. (2014) Propriedades Físicas das Rochas, SBGf, Rio de Janeiro.
- Lima, O. A. L. e Niwas, S. R. I. (2000) Estimation of hydraulic parameters of shaly sandstone aquifers from geoelectrical measurements, *Journal of Hydrology*, **235**(1-2):12–26.
- Magnavita, L.; Silva, R. d. e Sanches, C. (2005) Guia de campo da Bacia do Recôncavo, NE do Brasil, *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, **13**(2):301–334.
- Masters, J. A. (1979) Deep basin gas trap, western Canada, *AAPG bulletin*, **63**(2):152–181.
- Medeiros, R. Á.; Ponte, F. C. e da Paixão Pereira, C. (1981) Roteiro geológico da Bacia do Recôncavo (Bahia), PETROBRÁS/SEPES/DIVEN/Setor de Ensino da Bahia.
- Milhomem, P.; Maman, E.; Oliveira, F.; Carvalho, M. e Lima, W. (2003) Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Recôncavo, *Fundação Paleontológica Phoenix*, **5**(51).
- Nery, G. (2004) Perfilagem geofísica, HYDROLOG Serviços de Perfilagens Ltda., Salvador.
- Nery, G. G. (1990) Perfilagem geofísica em poço aberto, Salvador, BA, 231p.
- Nery, G. G. (2013) Perfilagem geofísica em poço aberto; Fundamentos Básicos com Ênfase em Petróleo, Salvador, BA, 231p.
- Oliveira, V. A. A. (2014) Caracterização de Reservatórios Não Convencionais. Trabalho Final de Graduação, UFF. Graduação em Geofísica, 2014.

- 
- Paillet, F. L. e Crowder, R. (1996) A generalized approach for the interpretation of geophysical well logs in ground-water studies—theory and application, *Groundwater*, **34**(5):883–898.
- Rider, M. H. (1986) *The Geological Interpretation of Well Logs*. Petroleum Exploration Consultant, Rider-French Consulting Ltd., Cambridge and Sutherland, Whittles Publishing, Caithness.
- Rocha, P. R.; Souza, A. e Câmara, R. J. B. (2002) O futuro da Bacia do Recôncavo, a mais antiga província petrolífera brasileira, *Bahia Análise & Dados*, **11**(4):32–44.
- Romero, P.; Bruzual, G. e Suárez, O. (2002) Determination of rock quality in sandstone core plug samples using nmr, In: *International Symposium of Society of Core Analysts*.
- Saxena, V.; Sibbit, A. et al. (1990) Deep saturation in low salinity reservoirs from dual laterolog quadrature signals, In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers.
- Scheidegger, A. E. (1974) *The physics of flow through porous media*, University Of Toronto Press: London.
- Segesman, F. (1980) Well-logging method, *Geophysics*, **45**(11):1667–1684.
- Serra, O. (1984) *Fundamental of well-log interpretation: The acquisition of logging data, developments in petroleum science*. 15a-trans, Elsevier Science Publishers BV, Amsterdam, the Netherlands, **1**.
- Silva, H.; Caixeta, J. M.; Magnavita, L. P. e Sanches, C. P. (2000) Syn-rift lacustrine deep-water deposits: examples from the berriasian sandy strata of the recôncavo basin, northeastern brazil, *Lake Basins through Space and Time*, **46**:209–224.
- Silva, H. T. F. (1993) *Flooding surfaces, depositional elements, and accumulation rates: characteristics of the Lower Cretaceous tectonosequence in the Recôncavo Basin, Northeast Brazil*, Tese de Doutorado, The University of Texas at Austin.
- Silva, O. B.; Caixeta, J. M.; Milhomem, P. S. e Kosin, M. D. (2007) Bacia do Recôncavo, *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, **15**(2):423–431.
- Snyder, D. D. e Fleming, D. B. (1985) Well logging—a 25-year perspective, *Geophysics*, **50**(12):2504–2529.
- Stow, D. A. (2005) *Sedimentary rocks in the field: a color guide*, Gulf Professional Publishing.
- Suárez, A. A. (2012) The expansion of unconventional production of natural gas (tight gas, gas shale and coal bed methane), In: *Advances in Natural Gas Technology*, InTech.

- Toledo, M. C. M; Oliveira, S. M. B. e Melfi, A. J. (2009) Da rocha ao solo: intemperismo e pedogênese, Decifrando a Terra. 2<sup>a</sup>. ed. São Paulo: Companhia Editora Nacional.
- Turcan, A. (1962) Estimating water quality from electrical logs, U. S. Geol. Surv. prof. Pap. 450-C, C. 135-C. 136.
- Worthington, P. F. et al. (1985) The evolution of shaly-sand concepts in reservoir evaluation, The Log Analyst, **26**(01).