



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

INCT-GP



GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DO CAMPO  
PETROLÍFERO DE NAMORADO COM ÊNFASE  
NA MODELAGEM DA PERMEABILIDADE A  
PARTIR DE PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇO.**

CARLOS ALBERTO CAMPOS DA PURIFICAÇÃO

**SALVADOR – BAHIA**

outubro – 2016



**Caracterização Petrofísica do Campo Petrolífero de Namorado com Ênfase na  
Modelagem da Permeabilidade a Partir de Perfis Geofísicos de Poço.**

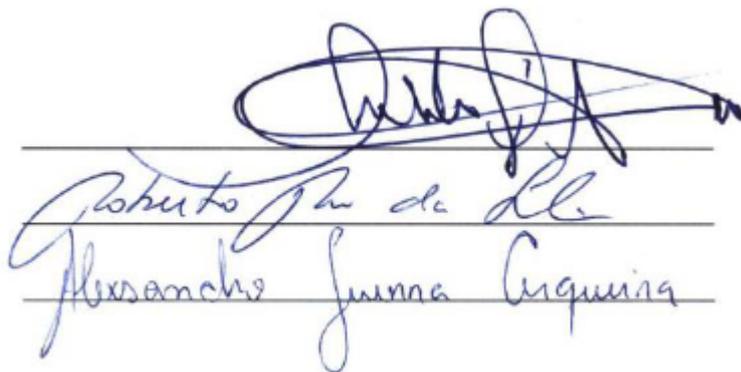
por

CARLOS ALBERTO CAMPOS DA PURIFICAÇÃO

Orientador: Prof. MSc. Geraldo Girão Nery

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA  
DO  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA



The image shows three handwritten signatures in blue ink, each written over a horizontal line. The top signature is the most stylized and large. The middle signature is more legible and appears to be 'Roberto Rosa da Silva'. The bottom signature is also legible and appears to be 'Alexsandro Guerra Cerqueira'.

Comissão Examinadora

MSc. Geraldo Girão Nery - Orientador

MSc. Roberto Rosa da Silva

MSc. Alexsandro Guerra Cerqueira

Data da aprovação: 31/10/2016

*“ Quanto mais nos elevamos menor parecemos aos olhos de quem não sabe voar. ”*

***Friedrich Nietzsche***

Aos meus queridos e amados pais,  
irmãos, família e amigos, pelo apoio  
incondicional.

# RESUMO

O Campo petrolífero de Namorado, situado na Bacia de Campos, próximo ao estado do Rio de Janeiro, representa o início das explorações petrolíferas no Brasil na década de 70 e ainda é alvo de pesquisas re-exploratórias. Devido à importância dos arenitos turbidíticos deste Campo e à grande representatividade geral dos reservatórios turbidíticos na produção petrolífera do país, este trabalho teve como objetivo a caracterização petrofísica do “ Arenito Namorado ”, com enfoque maior dado à modelagem da permeabilidade a partir de regressão linear múltipla. O Arenito Namorado é o reservatório produtor do Campo de Namorado e consiste em depósitos de areias turbidíticas, sedimentadas durante o Albiano - Cenomaniano. A modelagem, confecção dos gráficos e tratamento estatístico foram realizadas com uso do software MATLAB, versão R2014a. Ao longo da pesquisa foram utilizados dados de perfilagem de quatro poços verticais, além de dados de porosidade e permeabilidade medidos em laboratório a partir de amostras de testemunhos. Esta abordagem foi feita porque muitos poços não são testemunhados e outros, muitas vezes, não são testemunhados de forma contínua, por este processo demandar altos custos e ser demasiadamente demorado. O maior enfoque dado à permeabilidade advém de sua extrema importância na análise da qualidade e gestão de reservatórios, aliado ao grau de complexidade que este parâmetro petrofísico representa do ponto de vista de sua obtenção a partir de equações empíricas e/ou semi-empíricas. Esta complexidade se deve ao fato da permeabilidade ser controlada por diversos parâmetros, tanto no nível macroscópico quanto no microscópico, podendo variar drasticamente em questão de centímetros de rocha.

# ABSTRACT

The Namorado Oil Field, located off-shore Campos Basin, near the state of Rio de Janeiro, represents the beginning of oil exploration in Brazil in the 70's and is still target of re-exploratory researches. Because of turbidite sandstones significance in this Field and the huge general representativity of such reservoirs in Brazil's oil productivity, this study is aimed at petrophysical characterization of " Namorado Sandstone " with emphasis on permeability estimation from multiple linear regression. The Namorado Sandstone is the producer reservoir in the Namorado Field and consists of turbidite sand deposits, sedimented during the Albian - Cenomanian. The modeling, graphical generation and statistical analysis were performed with use of programming language MATLAB, version R2014a. Throughout this research, well log data from four vertical wells were used, along with porosity and permeability data measured in laboratory from core samples. This approach was made because usually many wells are not cored, while others are not continuously cored for this process demand high costs and be quite slow. The greater effort on permeability estimation is justified because of its extreme importance on reservoirs quality and management analysis, along with its high complexity level from the point of view of obtaining it from empirical and/or semi-empirical equations. Such complexity is due to the fact that permeability is controlled by many parameters, both the microscopic and macroscopic level, and may even vary drastically in a matter of centimeters of rock.

# ÍNDICE

|   |      |
|---|------|
| RESUMO . . . . .  | iv   |
| ABSTRACT . . . . .  | v    |
| ÍNDICE . . . . .  | vi   |
| ÍNDICE DE FIGURAS . . . . .   | viii |
| ÍNDICE DE TABELAS . . . . .   | xi   |
| <b>CAPÍTULO 1</b> <b>Introdução</b> . . . . .                                   | 1    |
| 1.1    Considerações Iniciais . . . . .   | 1    |
| 1.2    Objetivo . . . . .   | 2    |
| 1.3    Justificativa . . . . .  | 2    |
| 1.4    Base de Dados . . . . .  | 2    |
| 1.5    Metodologia . . . . .  | 4    |
| <b>CAPÍTULO 2</b> <b>Área de Estudo: Bacia de Campos</b> . . . . .              | 5    |
| 2.1    Localização e Histórico . . . . .  | 5    |
| 2.2    Campo de Namorado . . . . .  | 7    |
| 2.2.1    Análise Faciológica . . . . .  | 8    |
| <b>CAPÍTULO 3</b> <b>Fundamentos de Perfilagem Geofísica de Poços</b> . . . . . | 10   |
| 3.1    Considerações Iniciais . . . . .   | 10   |
| 3.2    Breve Histórico . . . . .  | 11   |
| 3.3    O Ambiente de Poço e o Fluido de Perfuração (Lama) . . . . .             | 12   |
| 3.4    Os Perfis Geofísicos de Poço . . . . .                                   | 14   |
| 3.4.1    Perfil de Raios Gama . . . . .   | 14   |
| 3.4.2    Perfil de Indução . . . . .  | 16   |
| 3.4.3    Perfil Densidade . . . . .   | 17   |
| 3.4.4    Perfil Neutrônico . . . . .  | 20   |
| 3.4.5    Perfil Sônico . . . . .  | 22   |
| <b>CAPÍTULO 4</b> <b>Propriedades Petrofísicas Básicas</b> . . . . .            | 25   |
| 4.1    Porosidade . . . . .   | 25   |
| 4.1.1    Fatores que Influenciam no Valor da Porosidade . . . . .               | 26   |

|                   |  |           |
|-------------------|--|-----------|
| 4.2               | Permeabilidade . . . . .   | 27        |
| 4.2.1             | Fatores que Influenciam no Valor da Permeabilidade . . . . .                   | 28        |
| 4.3               | Volume de Folhelho (Argilosidade) . . . . .                                    | 29        |
| 4.4               | Resistividade da Formação e Saturação de Água . . . . .                        | 30        |
| 4.5               | Relação entre Porosidade, Permeabilidade e Fator de Formação . . . . .         | 31        |
| 4.6               | Cálculo das Propriedades Petrofísicas a partir dos Perfis Geofísicos . . . . . | 33        |
| 4.6.1             | Cálculo da Argilosidade . . . . .  | 33        |
| 4.6.2             | Cálculo da Porosidade Efetiva . . . . .  | 34        |
| 4.6.3             | Cálculo da Saturação de Água . . . . .   | 36        |
| <b>CAPÍTULO 5</b> | <b>Modelagem dos Dados Baseada em Análise de Regressão</b>                     | <b>37</b> |
| 5.1               | Modelo de Regressão Linear Simples . . . . .                                   | 37        |
| 5.2               | Modelo de Regressão Linear Múltipla . . . . .                                  | 37        |
| 5.3               | Modelos de Regressão não Linear Simples . . . . .                              | 38        |
| 5.4               | Ajuste de Curvas pelo Método dos Mínimos Quadrados . . . . .                   | 38        |
| 5.5               | Qualidade dos Ajustes . . . . .  | 40        |
| 5.5.1             | Coefficiente de Determinação . . . . .   | 40        |
| 5.5.2             | Coefficiente de Correlação de Pearson . . . . .                                | 41        |
| 5.5.3             | Teste F de Fisher-Snedecor para avaliar a Significância Geral da Regressão     | 41        |
| 5.5.4             | Teste t para avaliar a Significância de cada Coeficiente Individualmente       | 42        |
| <b>CAPÍTULO 6</b> | <b>Resultados . . . . .</b>  | <b>44</b> |
| 6.1               | Caracterização Petrofísica . . . . .   | 44        |
| 6.2               | Modelagem da Permeabilidade . . . . .  | 57        |
| <b>CAPÍTULO 7</b> | <b>Conclusão e Discussões . . . . .</b>  | <b>70</b> |
|                   | <b>Agradecimentos . . . . .</b>  | <b>72</b> |
|                   | <b>Referências Bibliográficas . . . . .</b>                                    | <b>73</b> |
| <b>APÊNDICE A</b> | <b>Perfis Geofísicos dos Poços Utilizados, gerados no MAT-LAB. . . . .</b>     | <b>76</b> |
| <b>APÊNDICE B</b> | <b>Lógica utilizada para discriminação litológica. . . . .</b>                 | <b>80</b> |

# ÍNDICE DE FIGURAS

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 1.1 | Localização dos poços perfurados no Campo de Namorado com destaque para os 4 poços que serão utilizados nesse trabalho em amarelo. . . . .  | 3  |
| 1.2 | Fluxograma da metodologia utilizada ao longo da pesquisa. . . . .   | 4  |
| 2.1 | Localização da Bacia de Campos com a demonstração de seus principais limites e campos de petróleo. Campo de Namorado delimitado em vermelho. . .  | 5  |
| 2.2 | Diagrama estratigráfico da Bacia de Campos. Destaque para o Grupo Macaé delimitado em vermelho. . . . .   | 6  |
| 2.3 | Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado. . . . .   | 8  |
| 2.4 | Coluna cronoestratigráfica esquemática para o Campo de Namorado construída com os quatro poços que serão analisados neste trabalho. LS: limite de sequências; TMB: trato de mar baixo e TT: trato transgressivo. . . . .                            | 9  |
| 3.1 | Em (a), Uma porção do primeiro Perfil Elétrico. Levantamento realizado em Pechelbronn, 1927. Em (b), a ferramenta básica adotada em 1936 para todas as operações de campo da Schlumberger. . . . .  | 11 |
| 3.2 | Ilustração exibindo as zonas lavada, de transição e virgem. . . . .   | 13 |
| 3.3 | Elementos básicos de funcionamento da ferramenta indutiva. . . . .  | 16 |
| 3.4 | Ilustração da ferramenta FDC do Perfil Densidade com dois detectores mais o Cáliper . . . . .   | 19 |
| 3.5 | Ilustração da trajetória randômica realizada por um nêutron. . . . .  | 20 |
| 3.6 | Exemplo esquemático da Ferramenta CNL. . . . .  | 21 |
| 3.7 | Ilustração da ferramenta BHC usada pela Schlumberger. . . . .   | 23 |
| 4.1 | Efeito da distribuição das argilas na porosidade em um arenito argiloso. Grãos de areia representados pela cor amarela; porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) representada pela cor azul, e argila (incluindo a água absorvida pela argila) em preto. . . | 29 |
| 4.2 | Relação entre porosidade e permeabilidade para vários tipos de rocha. . . . .   | 32 |
| 4.3 | Relação entre porosidade e permeabilidade com o fator de formação para amostras do Arenito Nacatoch, Bellevue, LA. . . . .  | 33 |
| 4.4 | Relação entre porosidade e permeabilidade com o fator de formação para amostras de arenito consolidado da Costa do Golfo. . . . .   | 33 |
| 5.1 | Exemplo gráfico da distribuição t de student bi-caudal para 20 graus de liberdade. . . . .  | 43 |

|                     |   |    |
|---------------------|---|----|
| 6.1                 | <i>crossplots</i> $K_v \times kh$ para os quatro poços utilizados. . . . .  | 45 |
| 6.2                 | <i>crossplots</i> $\phi_v \times \phi_h$ para os quatro poços utilizados. . . . .   | 46 |
| 6.3                 | <i>crossplots</i> entre as porosidades e permeabilidades medidas em testemunho para os quatro poços utilizados. . . . .   | 47 |
| 6.4                 | Em (a), determinação da densidade da matriz do arenito ( $\rho_m = 2,68 \text{ g/cm}^3$ ) e tendência da matriz dos carbonatos para o valor de $2,71 \text{ g/cm}^3$ ; em (b) seleção do $GR_{mín}$ (45 UAPI) e $GR_{máx}$ (104 UAPI); em (c) determinação da resistividade do folhelho ( $R_{sh} = 2 \Omega.m$ ) e em (d) determinação das porosidades aparentes do folhelho ( $\phi_{Nsh} = 0,26$ e $\phi_{Dsh} = 0,1$ ). . . . . | 48 |
| 49figure.caption.34 |   |    |
| 6.6                 | Resultado para o poço NA04 . . . . .  | 50 |
| 6.7                 | Em (a), determinação da densidade da matriz do arenito ( $\rho_m = 2,65 \text{ g/cm}^3$ ); em (b) seleção do $GR_{mín}$ (45 UAPI) e $GR_{máx}$ (108 UAPI); em (c) determinação da resistividade do folhelho ( $R_{sh} = 2 \Omega.m$ ) e em (d) determinação das porosidades aparentes do folhelho ( $\phi_{Nsh} = 0,27$ e $\phi_{Dsh} = 0,09$ ). . . . .  | 51 |
| 6.8                 | Resultado para o poço NA07 . . . . .  | 52 |
| 6.9                 | Em (a), determinação da densidade da matriz do arenito ( $\rho_m = 2,68 \text{ g/cm}^3$ ); em (b) seleção do $GR_{mín}$ (15 UAPI) e $GR_{máx}$ (110 UAPI); em (c) determinação da resistividade do folhelho ( $R_{sh} = 2 \Omega.m$ ) e em (d) determinação das porosidades aparentes do folhelho ( $\phi_{Nsh} = 0,27$ e $\phi_{Dsh} = 0,13$ ). . . . .  | 53 |
| 6.10                | Resultado para o poço NA11A . . . . .   | 54 |
| 6.11                | Em (a), determinação da densidade da matriz do arenito ( $\rho_m = 2,68 \text{ g/cm}^3$ ); em (b) seleção do $GR_{mín}$ (35 UAPI) e $GR_{máx}$ (90 UAPI); em (c) determinação da resistividade do folhelho ( $R_{sh} = 1,8 \Omega.m$ ) e em (d) determinação das porosidades aparentes do folhelho ( $\phi_{Nsh} = 0,3$ e $\phi_{Dsh} = 0,15$ ). . . . .  | 55 |
| 6.12                | Resultado para o poço NA02 . . . . .  | 56 |
| 6.13                | Em (a), Correlação entre $K$ e os perfis; em (b) Correlação entre $\ln K$ , $\ln V_{shMed}$ e $\ln \phi_e$ . . . . .  | 58 |
| 6.14                | $K_{h-core}$ : Permeabilidade horizontal medida nos testemunhos; $K_{perfis}$ : Regressão linear múltipla utilizando todos os perfis; $K_{SWR}$ : Regressão por seleção automática dos perfis significativos para a regressão ( <i>stepwise regression</i> ); $K_z$ : Regressão utilizando $\ln \phi_e$ e $\ln V_{shMed}$ . . . . .   | 59 |
| 6.15                | Em (a), Correlação entre $K$ e os perfis; em (b) Correlação entre $K$ , $V_{shMed}$ e $\phi_e$ . . . . .  | 61 |
| 6.16                | $K_{h-core}$ : Permeabilidade horizontal medida nos testemunhos; $K_{perfis}$ : Regressão linear múltipla utilizando todos os perfis; $K_{SWR}$ : Regressão por seleção automática dos perfis significativos para a regressão ( <i>stepwise regression</i> ); $K_z$ : Regressão utilizando $\phi_e$ e $V_{shMed}$ . . . . .   | 62 |
| 6.17                | Em (a), Correlação entre $K$ e os perfis; em (b) Correlação entre $\ln K$ , $\ln V_{shMed}$ e $\ln \phi_e$ . . . . .  | 64 |

|      |   |    |
|------|---|----|
| 6.18 | $K_{h-core}$ : Permeabilidade horizontal medida nos testemunhos; $K_{perfis}$ : Regressão linear múltipla utilizando todos os perfis; $K_{SWR}$ : Regressão por seleção automática dos perfis significativos para a regressão ( <i>stepwise regression</i> ); $K_z$ : Regressão utilizando $\ln \phi_e$ e $\ln V_{shMed}$ . . . . . | 65 |
| 6.19 | Em (a), Correlação entre $K$ e os perfis; em (b) Correlação entre $\ln K$ , $V_{sh}$ e $\phi_e$ .   | 67 |
| 6.20 | $K_{h-core}$ : Permeabilidade horizontal medida nos testemunhos; $K_{perfis}$ : Regressão linear múltipla utilizando todos os perfis; $K_{SWR}$ : Regressão por seleção automática dos perfis significativos para a regressão ( <i>stepwise regression</i> ); $K_z$ : Regressão utilizando $\phi_e$ e $V_{sh}$ . . . . .            | 68 |
| A.1  | Perfis referentes ao poço NA02 . . . . .  | 76 |
| A.2  | Perfis referentes ao poço NA04 . . . . .  | 77 |
| A.3  | Perfis referentes ao poço NA07 . . . . .  | 78 |
| A.4  | Perfis referentes ao poço NA11A . . . . .   | 79 |

# ÍNDICE DE TABELAS

|      |  |    |
|------|--|----|
| 1.1  | Descrição geral dos poços estudados. . . . .   | 3  |
| 3.1  | Faixa de valores em UAPI para algumas rochas. . . . .  | 15 |
| 5.1  | Exemplos de equações não lineares . . . . .  | 38 |
| 6.1  | Resultados das regressões da figura 6.1 ( $K_v \times K_h$ ). . . . .  | 44 |
| 6.2  | Resultados das regressões da figura 6.2 ( $\phi_v \times \phi_h$ ). . . . .  | 44 |
| 6.3  | Resultados das regressões da figura 6.3 (relações porosidade-permeabilidade). . . . .  | 44 |
| 6.4  | Net-pay com os valores médios de porosidade efetiva, argilosidade e saturação de água na zona de Net-pay para os quatro poços. . . . . | 57 |
| 6.5  | Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão $K_{perfis}$ . . . . .   | 60 |
| 6.6  | Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão $K_{SWR}$ . . . . .  | 60 |
| 6.7  | Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão $K_z$ . . . . .  | 60 |
| 6.8  | Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão $K_{perfis}$ . . . . .   | 63 |
| 6.9  | Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão $K_{SWR}$ . . . . .  | 63 |
| 6.10 | Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão $K_z$ . . . . .  | 63 |
| 6.11 | Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão $K_{perfis}$ . . . . .   | 66 |
| 6.12 | Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão $K_{SWR}$ . . . . .  | 66 |
| 6.13 | Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão $K_z$ . . . . .  | 66 |
| 6.14 | Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão $K_{perfis}$ . . . . .   | 69 |
| 6.15 | Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão $K_{SWR}$ . . . . .  | 69 |
| 6.16 | Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão $K_z$ . . . . .  | 69 |

# CAPÍTULO 1

## Introdução

### 1.1 Considerações Iniciais

O conhecimento das características petrofísicas das rochas reservatório faz-se necessário para compor uma interpretação geofísica e geológica adequadas, fornecendo assim melhores perspectivas de previsões de funcionamento dos reservatórios. Dentre os parâmetros que regem essas propriedades estão a porosidade, saturação de fluido, argilosidade e permeabilidade, que é a propriedade mais difícil de ser estimada por meio de equações empíricas, ou através dos perfis geofísicos de poço. Estes parâmetros são os mais importantes do ponto de vista comercial e serão retratados aqui a partir de uma abordagem simples e objetiva, juntamente com o cálculo do Net-pay, para quatro poços do Campo de Namorado, situados na Bacia de Campos.

Medida de permeabilidade e porosidade realizada em laboratório, por meio de amostras de testemunhos, é o que mais se aproxima dos valores reais dessas propriedades. Entretanto, segundo Crain (2000), poços de petróleo são raramente testemunhados de modo contínuo, e mesmo quando são, dados de permeabilidade medidos em testemunhos podem ter valores questionáveis, uma vez que em rochas heterogêneas a permeabilidade pode variar até 5 ordens de magnitude em questão de centímetros.

Diversos trabalhos têm sido publicados por pesquisadores na tentativa de compreender a complexidade da permeabilidade em um modelo com aplicação geral, tais como Tixier (1949), Timur et al. (1968), Coates et al. (1973), entre outros. Todos estes estudos forneceram um melhor entendimento dos fatores que controlam a permeabilidade, mas eles também mostram que é uma ilusão procurar por uma relação “universal” entre a permeabilidade e outras variáveis (Balan et al., 1995).

A aproximação por regressões, utilizando estatística, ao invés de um formalismo determinístico rígido, tenta prever uma média condicional ou expectativa da permeabilidade a partir de sua relação com um dado conjunto de parâmetros (Wendt et al., 1986) e (Dubrule e Haldorsen, 1986). Analisar-se-á a partir desta perspectiva, quais perfis geofísicos de poço guardam relação matemática com a permeabilidade (medida em laboratório). Este trabalho apoiar-se-á na análise estatística, tais como Testes de Hipóteses, Coeficiente de Correlação

de Pearson e Coeficiente de Determinação para creditar a pesquisa.

## 1.2 Objetivo

O principal objetivo desta pesquisa é calcular parâmetros úteis na caracterização de reservatórios de petróleo a partir de perfis geofísicos de poço. O objetivo complementar é tentar compreender um pouco mais a complexidade da permeabilidade, numa tentativa de se obter relações matemáticas entre os perfis geofísicos e a permeabilidade medida em laboratório, de forma que possa ser construída uma curva de permeabilidade para todo o intervalo perfurado.

## 1.3 Justificativa

A justificativa se pauta na importância econômica da caracterização petrofísica de reservatórios aliada à importância da perfuração geofísica de poços neste processo. Muitos poços não são testemunhados de maneira contínua por ser caro e demorado, principalmente. Assim, o cálculo destas propriedades a partir de perfis geofísicos se mostra interessante para toda indústria petrolífera e hidrogeológica, inclusive. Além disso, é interessante verificar se há alguma relação entre a permeabilidade e os perfis geofísicos de poços, posto que seria interessante construir perfis de permeabilidade a partir dos perfis de poço, já que esta, junto com a porosidade, compõem os parâmetros mais importantes do ponto de vista da exploração e armazenamento de hidrocarbonetos.

## 1.4 Base de Dados

A base de dados utilizada nesse estudo foi cedida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) às instituições brasileiras de pesquisa para fins didáticos, através do projeto denominado “Campo Escola de Namorado” e consiste de perfis geofísicos de poço, dados petrofísicos, testemunhos e sísmicos. Os dados de perfuração são compostos por 56 poços (figura 1.1) com a suíte de curvas Resistividade Indutiva Profunda (ILD, em  $\Omega.m$ ); Raios Gama (GR, em unidades API); Densidade (RHOB, em  $g/cm^3$ ); Porosidade Neutrônica (PHIN, em % \*) e Sônico (DT, em  $\mu s/pé$ ) no formato padrão .LAS, dados de testemunhos em formato ANASETE (análise sequencial de testemunhos), dados petrofísicos de permeabilidade absoluta, porosidade, pressão capilar, permeabilidade relativa e propriedades de fluido. Serão utilizadas informações de quatro poços verticais perfurados no bloco principal do Campo de Namorado, possuindo estes todas as suítes de curvas supracitadas.

---

\*Os valores da curva PHIN foram transformados em fração para facilitar os cálculos *a posteriori*.

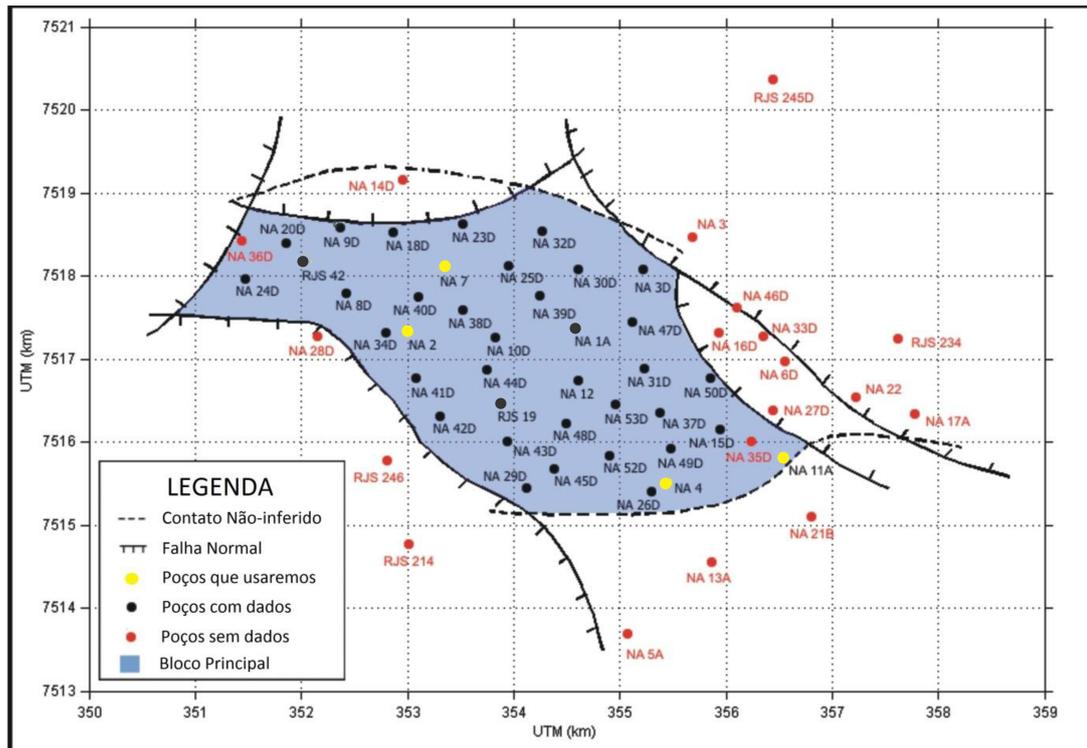


Figura 1.1: Localização dos poços perfurados no Campo de Namorado com destaque para os 4 poços que serão utilizados nesse trabalho em amarelo. Fonte: Modificado de Augusto (2009).

Tabela 1.1: Descrição geral dos poços estudados. Fonte: [www.bdep.gov.br](http://www.bdep.gov.br)

| Poço  | Intervalo perfilado (m) | Lâmina d'água (m) | Resultado do poço                  | Prof. total (m) | Início da perfuração | Término da perfuração |
|-------|-------------------------|-------------------|------------------------------------|-----------------|----------------------|-----------------------|
| NA02  | 2975 - 3200             | 154               | Extensão para óleo                 | 3250            | 23/11/1976           | 29/12/1976            |
| NA04  | 2950 - 3150             | 211               | Extensão para óleo                 | 3200            | 15/06/1977           | 03/08/1977            |
| NA07  | 3000 - 3374,5           | 145               | Produtor comercial de óleo         | 3376            | 17/12/1982           | 18/02/1983            |
| NA11A | 2939,3 - 3421,9         | 220               | Descobridor de nova jazida de óleo | 3425            | 22/07/1983           | 14/09/1983            |

**Observação:** Os dados de perfilagem dos poços NA07 e NA11A usados aqui estão incompletos, indo de 3025 - 3274,8 m e 3000 - 3199,8 m, respectivamente, ao passo que o poço NA02 tem o Perfil Neutrônico incompleto, indo até 3172,8 m.

## 1.5 Metodologia

Essa pesquisa foi realizada em duas etapas principais, a primeira é a discriminação litológica para cada poço utilizando as curvas RHOB, GR e dados de litologia obtidos em testemunhos, segundo uma lógica que será mostrada no Apendice B. Em seguida foram feitos *crossplots*<sup>1</sup> para auxiliar na seleção de parâmetro; análise da anisotropia; gráficos poro-perm (porosidade  $\times$  permeabilidade) e cálculo da porosidade efetiva, saturação de água, volume de folhelho e Net-pay a partir dos perfis. Na segunda etapa foram realizadas regressões lineares múltiplas entre a permeabilidade e os perfis e entre a permeabilidade e a porosidade efetiva e a argilosidade calculadas através dos perfis. Os dados foram plotados em forma de “perfis de permeabilidade” de maneira contínua com a profundidade, ao passo que os dados de permeabilidade medidos em testemunho foram plotados de maneira pontual. As regressões foram analisadas à luz das estatísticas t, F e do Coeficiente de Determinação ( $R^2$ ), sendo feito primeiramente uma análise da Correlação ( $R$ ) entre as variáveis.

A modelagem realizada neste trabalho bem como o tratamento estatístico foram desenvolvidos utilizando o software MATLAB, versão R2014a - 64 bit. Teve-se também auxílio do pacote Seislab 3.01, escrito por Eike Rietsch em 2007, atualizado em 2010. O MATLAB por ser um “software” de alto desempenho, destinado a fazer cálculos com matrizes (MATrix LABoratory), pode funcionar tanto como uma calculadora quanto como uma linguagem de programação científica. Entretanto, os comandos dados são mais próximos da forma como se escreve expressões algébricas, tornando mais simples o seu uso. Para armazenamento e cálculo das propriedades petrofísicas utilizou-se o Microsoft Excel 2013, além do Notepad++ versão 6.9.0.0 para manipulação de arquivos em formato .LAS.

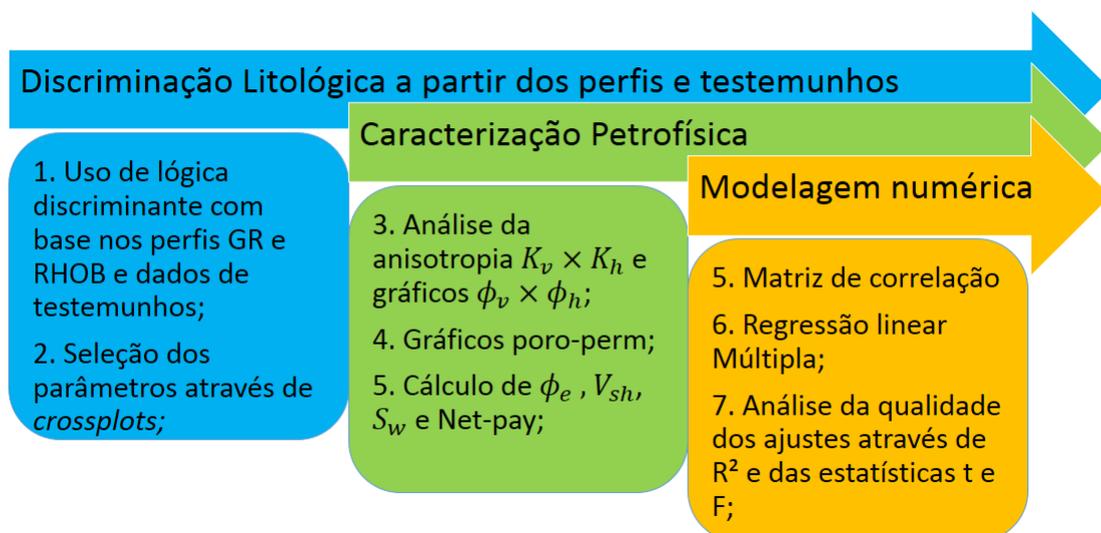


Figura 1.2: Fluxograma da metodologia utilizada ao longo da pesquisa.

<sup>1</sup>*crossplots* são gráficos de dispersão entre duas variáveis, uma ocupando o eixo x e outra o eixo y.

## CAPÍTULO 2

# Área de Estudo: Bacia de Campos

### 2.1 Localização e Histórico

A Bacia de Campos situa-se na porção sudeste do Brasil, mais precisamente no litoral dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, e possui uma área de aproximadamente 100.000 km<sup>2</sup> com uma batimetria de até 3.500 m. Seus limites são o Alto de Vitória, no estado do Espírito Santo, a norte e o Alto de Cabo Frio, localizado em Santos, a sul. A falha de Campos divide a bacia em dois segmentos, o primeiro (mais a leste) onde são evidenciados diversos domos salinos e o segundo (próximo à região oeste) que é representado por depósitos menos espessos de idade Terciária. Esta bacia é de suma importância para a indústria petrolífera e corresponde a uma das mais importantes províncias de hidrocarbonetos do Brasil.

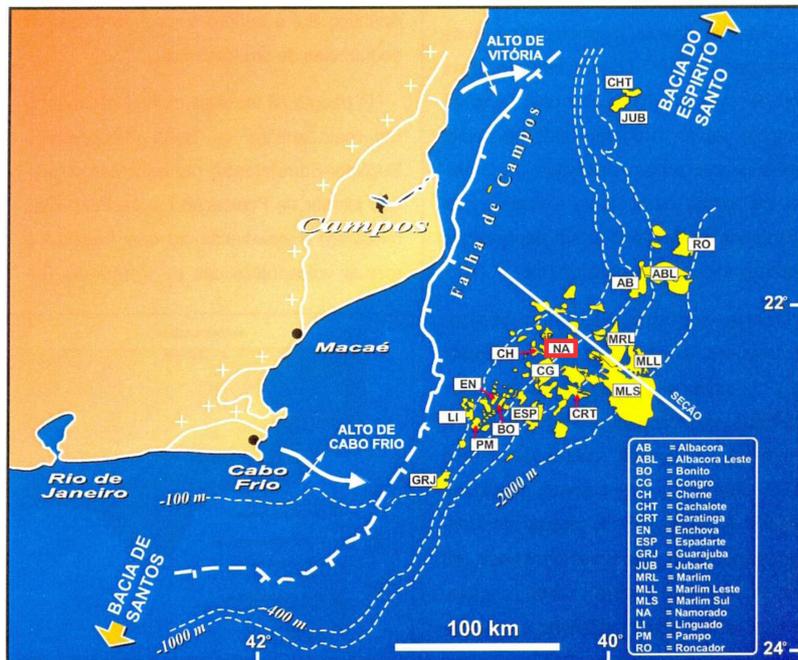


Figura 2.1: Localização da Bacia de Campos com a demonstração de seus principais limites e campos de petróleo. Campo de Namorado delimitado em vermelho. Fonte: Modificado de Grassi et al. (2004).

No início dos anos de 1970 iniciou-se uma campanha de perfuração de poços, até que em

1974 foi descoberto o campo de Garoupa em carbonatos do Albiano pelo poço 1-RJS-9A-RJ. Após essa descoberta, ainda na década de 70 diversos campos foram descobertos nas águas rasas da Bacia de Campos em diferentes *plays* exploratórios, como exemplo os campos de Badejo em coquinas do Aptiano inferior (fase rift), Enchova em arenitos do Eoceno e o primeiro campo gigante do Brasil que foi o **Campo de Namorado** descoberto em turbiditos do Cenomaniano.

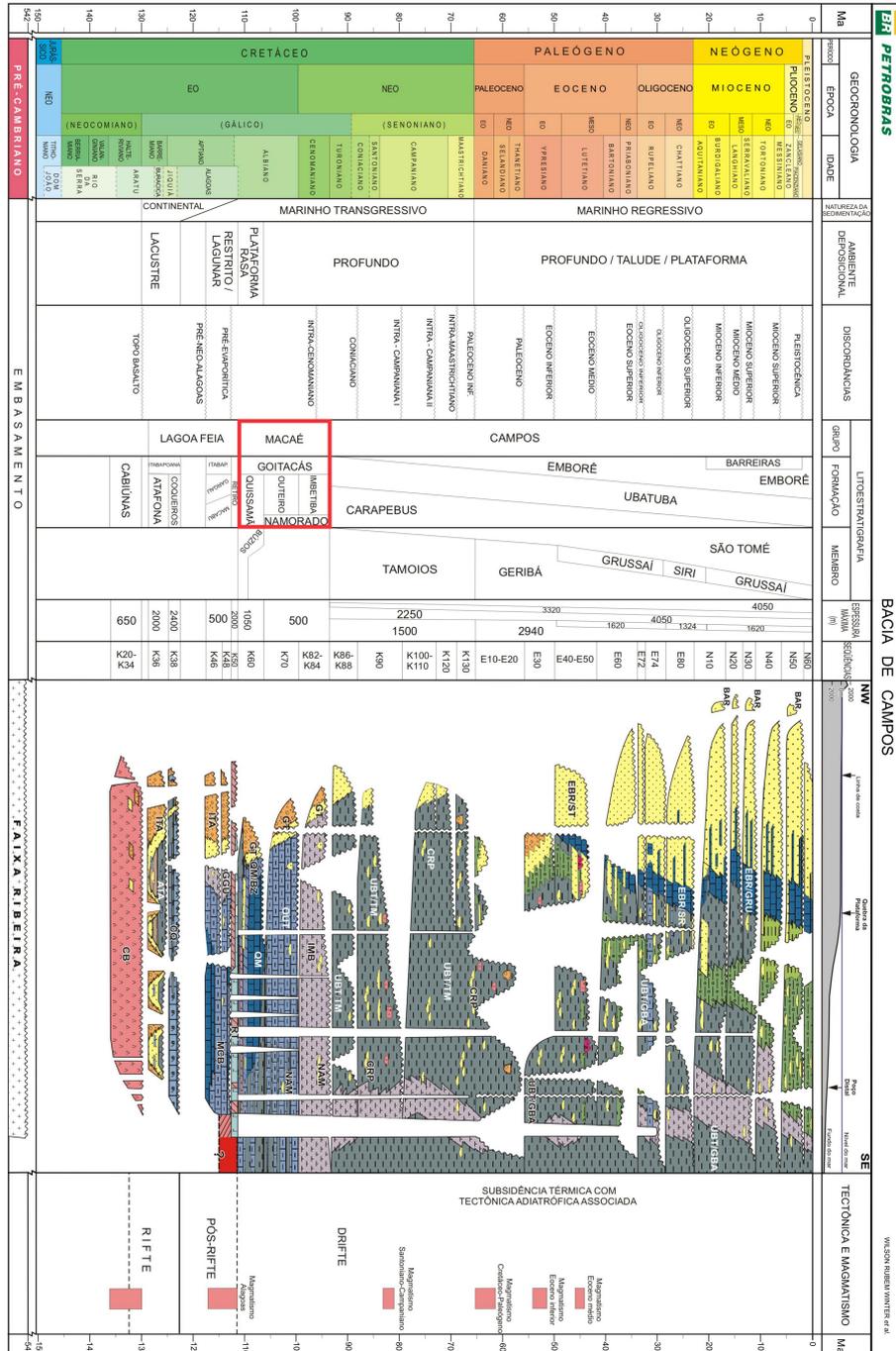


Figura 2.2: Diagrama estratigráfico da Bacia de Campos. Destaque para o Grupo Macaé delimitado em vermelho. Fonte: Modificado de Winter et al. (2007).

## 2.2 Campo de Namorado

O Campo de Namorado, com área de lavra de aproximadamente 20 km<sup>2</sup>, situa-se a 80 km da costa, entre as cotas batimétricas de 140 a 250 m na porção Central/Norte da Bacia de Campos na margem continental brasileira, junto ao Estado do Rio de Janeiro (Dias et al., 1990). O principal reservatório do campo, também chamado de Arenito Namorado, é composto por arenitos arcoseanos turbidíticos, correlacionados à Formação Outeiro do Grupo Macaé, dentro do intervalo de tempo do Albiano superior/Cenomaniano na Bacia de Campos. O Arenito Namorado se formou durante a megasequência marinha transgressiva.

O campo foi descoberto em 1975, com a perfuração do poço 1- RJS-19 em lâmina d'água de 166 m. A sua locação foi baseada em interpretação sísmica de um alto estrutural junto ao intervalo superior de uma espessa seção carbonática Albo-Turoniana, definida por Schaller (1973) de Formação Macaé. Esse poço apresenta algumas particularidades pioneiras na exploração de óleo na Bacia de Campos. Foi o primeiro a encontrar óleo em arenitos turbidíticos (o prospecto era em carbonatos), constituindo-se no primeiro campo gigante das bacias sedimentares brasileiras.

O reservatório encontra-se em profundidades que variam de 2940 m a 3300 m, com uma coluna de óleo em torno de 160 m, e *net-pay* médio de 60 m por poço. Em média a porosidade é em torno de 26 %, saturação do óleo de 75 % e permeabilidade média de 400 mD (Menezes, 1987). O volume de óleo estimado no reservatório Namorado é de  $106 \times 10^6$  m<sup>3</sup>; e, levando em consideração que o fator de recuperação estimado é cerca de 40 %, o volume de óleo recuperável é de aproximadamente  $42 \times 10^6$  m<sup>3</sup> (Barboza, 2005).

Do ponto de vista estrutural o Campo de Namorado foi subdividido em quatro blocos principais, delimitados por falhas normais (Figura 2.3). O bloco principal está localizado na parte central do campo, e apresenta predomínio de arenito maciço com textura fina a grossa, baixa a moderada seleção de grãos e baixo grau de arredondamento e esfericidade. A trapa de óleo pode ser estratigráfica e/ou estrutural, apresentando uma estrutura ao longo da direção NW-SE, na qual há acumulação de hidrocarbonetos. A migração e acumulação de hidrocarbonetos são fortemente influenciadas pela tectônica halocinética<sup>1</sup> (Cruz, 2003).

Outra característica do Arenito Namorado é a ocorrência de alteração da porosidade devido à cimentação carbonática, que prejudica o fluxo do fluido, criando complexidade alta e heterogeneidade dentro do arenito que originalmente era maciço e homogêneo. Carvalho et al. (1995) estudaram detalhadamente a cimentação nos arenitos turbidíticos, e identificaram quatro fácies através de testemunhos e perfis de densidade e resistividade. As fácies identificadas são: (1) massivamente cimentada, na qual há indicações que os íons de calcita

---

<sup>1</sup>A tectônica salífera ou halocinese é a movimentação e ascensão de rochas evaporíticas por ação de força gravitacionais, originados da deformação de depósitos evaporíticos inicialmente tabulares. Ao movimentarem-se, estes corpos intrudem e deformam as camadas adjacentes e sobrepostas.

foram derivados de alteração bacteriana de matéria orgânica em folhelhos e mármore; (2) parcialmente cimentada, composta principalmente por calcita e ocorre na margem das zonas cimentadas; (3) porosidade primária preservada por um soterramento tardio, na qual a cimentação e dissolução não estão muito presentes; (4) intraclástica, ocorre principalmente em depósitos proximais de canais com intraclastos de argila compactados e silicificados, o que resultou em reservatório de baixa resistividade e alta heterogeneidade.

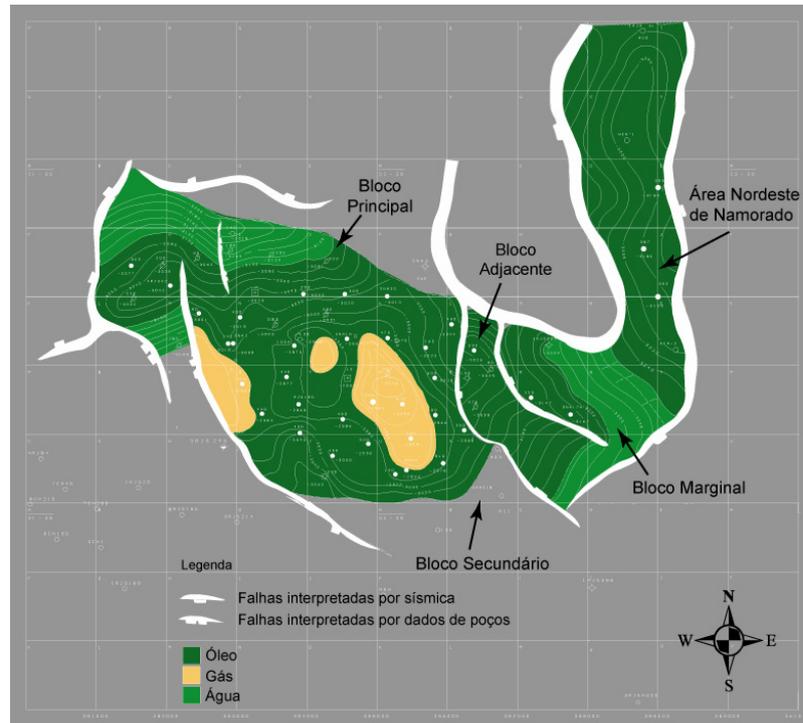


Figura 2.3: Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado. Fonte: modificado de Menezes (1987).

### 2.2.1 Análise Faciológica

Faria (2001) propõe seis intervalos cronoestratigráficos com base na ocorrência de foraminíferos planctônicos e eventos de abundância de radiolários e pitonelóides (calcíferas). Os resultados provem da análise de microfácies de foraminíferos em lâminas delgadas, baseada no zoneamento proposto por Sliter (1989), em amostras de testemunhos de 16 poços do Campo de Namorado. O intervalo analisado se estende do Albiano superior ao Cenomaniano.

Assim, conforme Faria (2001), a composição das microfácies permite realizar inferências paleobatimétricas, com base nas proporções entre calcíferas, foraminíferos planctônicos e radiolários, entre outros microfósseis. A sucessão destas microfácies no Campo de Namorado, do Albiano ao Cenomaniano, define uma curva de variações paleobatimétricas que correspondem a variações relativas do nível do mar (figura 2.4). Os dois eventos de

abundância de radiolários são interpretados como correspondentes a superfícies de inundação, o mesmo ocorrendo com o máximo paleobatimétrico observado na Sequência 4 (figura 2.4). A ausência das biozonas da base do Cenomaniano indica a ocorrência de um hiato de cerca de 2.4 Ma, marcado por uma discordância (Barboza, 2005).

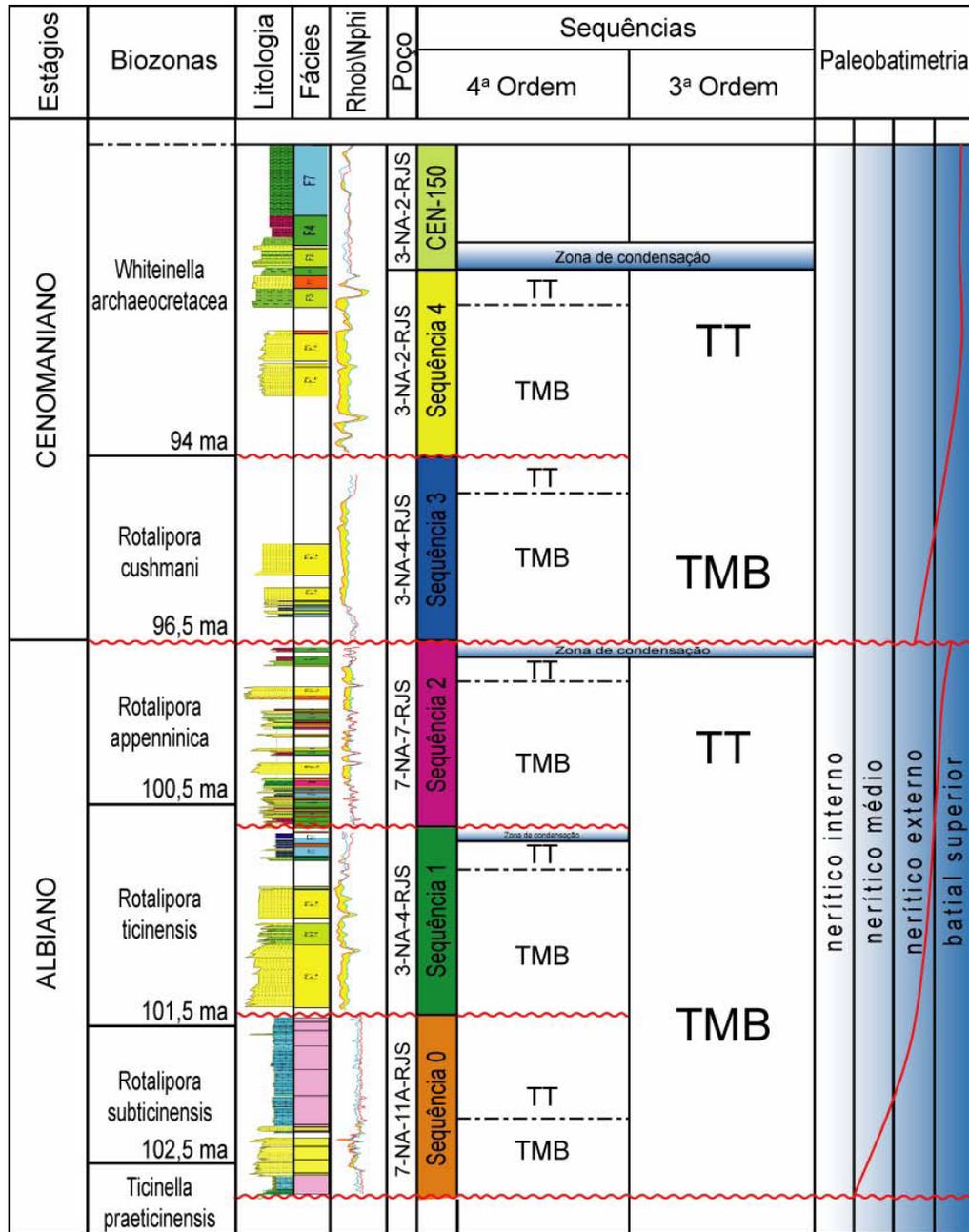


Figura 2.4: Coluna cronoestratigráfica esquemática para o Campo de Namorado construída com os quatro poços que serão analisados neste trabalho. LS: limite de sequências; TMB: trato de mar baixo e TT: trato transgressivo. Fonte: modificado de Faria (2001).

## CAPÍTULO 3

# Fundamentos de Perfilagem Geofísica de Poços

Na indústria do petróleo os métodos de avaliação exploratória em poço aberto (sem revestimento) baseiam-se na perfilagem geofísica (também denominada *wireline-WL*) e nos testes de formação. Um poço pode ser completado sem ter sido executado nele um só teste de formação. Todavia, nenhum poço para produção de petróleo jamais será completado ou revestido sem que tenha sido perfilado enquanto ainda em aberto (Nery, 2013). Com essa afirmação é possível se ter uma ideia da importância da perfilagem no cenário mundial da exploração petrolífera. Sendo assim, esse capítulo abordará alguns aspectos dessa técnica, levando em consideração a mecânica de funcionamento de cada perfil que será utilizado neste trabalho, bem como as propriedades físicas medidas, até suas aplicações e interpretações básicas.

### 3.1 Considerações Iniciais

Perfilagem de poço é o processo de registro de diversas propriedades, dentre elas físicas, químicas, elétricas e radiométricas de rochas sedimentares (saturadas ou não por fluidos), metamórficas ou cristalinas, que são penetradas pela perfuração de um poço na crosta terrestre ou oceânica. Na maneira mais usual, um perfil geofísico em um poço de petróleo é um registro exibido em um gráfico, com a medida das propriedades físicas das rochas no eixo x e a profundidade (distância medida a partir de um ponto de referência próximo à superfície) no eixo y, podendo ainda exibir mais de uma propriedade num mesmo gráfico.

Além de ser um procedimento realizado em todos os poço de óleo e gás, a técnica da perfilagem é também utilizada na exploração mineral e em poços de desenvolvimento,<sup>1</sup> na etapa de produção do reservatório. Apesar de extremamente útil na avaliação de reservatórios de água, ainda é relativamente pouco utilizada para este propósito no cenário mundial.

---

<sup>1</sup>Os poços perfurados têm denominações diferentes, de acordo com o objetivo do trabalho que está sendo realizado. O primeiro poço perfurado em uma área é chamado poço pioneiro. Os poços de extensão têm por finalidade delimitar o reservatório, enquanto os poços de desenvolvimento são aqueles perfurados para colocar o reservatório em produção.

## 3.2 Breve Histórico

O constante aprimoramento da pesquisa e da lavra de petróleo, por sua importância no desenvolvimento tecnológico, exigiu no passado, a partir da descoberta do Coronel Drake, em 1859, técnicas correlatas para maior economia e redução de custos exploratórios. Assim, perfurar poço era cada vez mais fácil. Difícil era avaliar quais as camadas potencialmente produtoras de hidrocarbonetos, de modo que as completações de poços e testes de formação para avaliação da capacidade produtiva das camadas eram feita às cegas e sem fundamentação científica (Nery, 2013).

Foi só em 05 de setembro de 1927 que uma equipe liderada pelo físico experimental Henri Doll, genro de Conrad Schlumberger realizou a primeira tentativa de medir a resistividade da formação com uma sonda. Este experimento consistiu de uma sonda elétrica realizando medidas em várias profundidades de maneira discretizada, num poço de 500 m de profundidade situado em Pechelbronn na Alsácia, região da França. Assim surgia um novo termo para descrever o resultado deste levantamento elétrico em diversas profundidades, alcunhado de Perfil Elétrico.

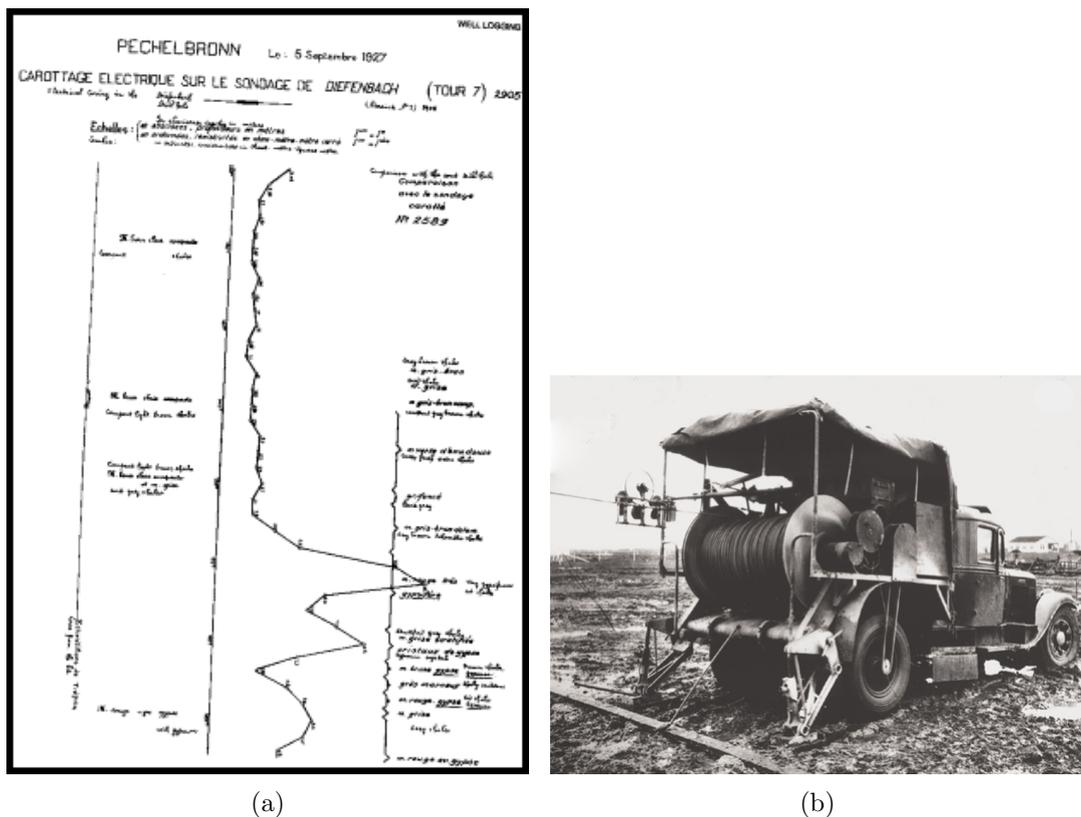


Figura 3.1: Em (a), Uma porção do primeiro Perfil Elétrico. Levantamento realizado em Pechelbronn, 1927. Fonte: (Crain, 2000) . Em (b), a ferramenta básica adotada em 1936 para todas as operações de campo da Schlumberger. Fonte: [www.slb.com](http://www.slb.com).

O primeiro perfil geofísico de poço foi pouco mais que um simples gráfico plotado à mão, mas marcou uma grande mudança na história da exploração petrolífera. Antes disso, engenheiros e cientistas dependiam de amostras de calha e testemunhos<sup>2</sup> para avaliar a composição das rochas do subsolo. Entretanto esta metodologia falhava por frequentemente “perder” zonas de óleo.

### 3.3 O Ambiente de Poço e o Fluido de Perfuração (Lama)

“O fluido de perfuração é como o sangue: flui, transporta, cicatriza, transmite força, estabiliza as pressões internas, enfim, perpassa todas as etapas da sondagem como se fosse a extensão viva do ato de perfurar”

---

Eugênio Pereira

Para que se tenha sucesso na etapa de perfuração de um poço de petróleo é necessário se tomar alguns cuidados para evitar acidentes com a expulsão descontrolada de hidrocarbonetos (*blowouts*). O uso de um fluido de perfuração é fundamental para que se tenha controle das pressões dentro do poço, fornecendo uma pressão hidrostática maior que a pressão da formação. Além disso, o uso da lama é fundamental pelo seu carácter tixotrópico e reológico (exercendo função de fluido não-newtoniano) na lubrificação da coluna de perfuração, estabilização da parede do poço com a formação do reboco, na suspensão dos detritos que são levados até à superfície (amostras de calha) e resfriamento da broca.

Devido à pressão hidrostática da lama sobre as camadas permo-porosas do poço, ocorre um processo de filtração forçada, que separa os elementos líquidos e sólidos da lama. A porção líquida (filtrado) movimenta-se radialmente para dentro do meio poroso, expulsando a água da formação das proximidades do poço. Formam-se, assim, em raios crescentes em relação ao centro do poço, as zonas lavada, de transição e virgem. Na zona lavada, o fluido nos poros da rocha é predominantemente composto pelo filtrado da lama. Na zona de transição sua composição assume valores intermediários entre o filtrado da lama e o fluido da formação. Apenas na zona virgem o fluido original da rocha permanece *in situ* (figura 3.2).

---

<sup>2</sup>Amostras cilíndricas de rocha retiradas de maneira sistemática por brocas especiais, para análises petrofísicas, litológicas e geoquímicas laboratoriais.

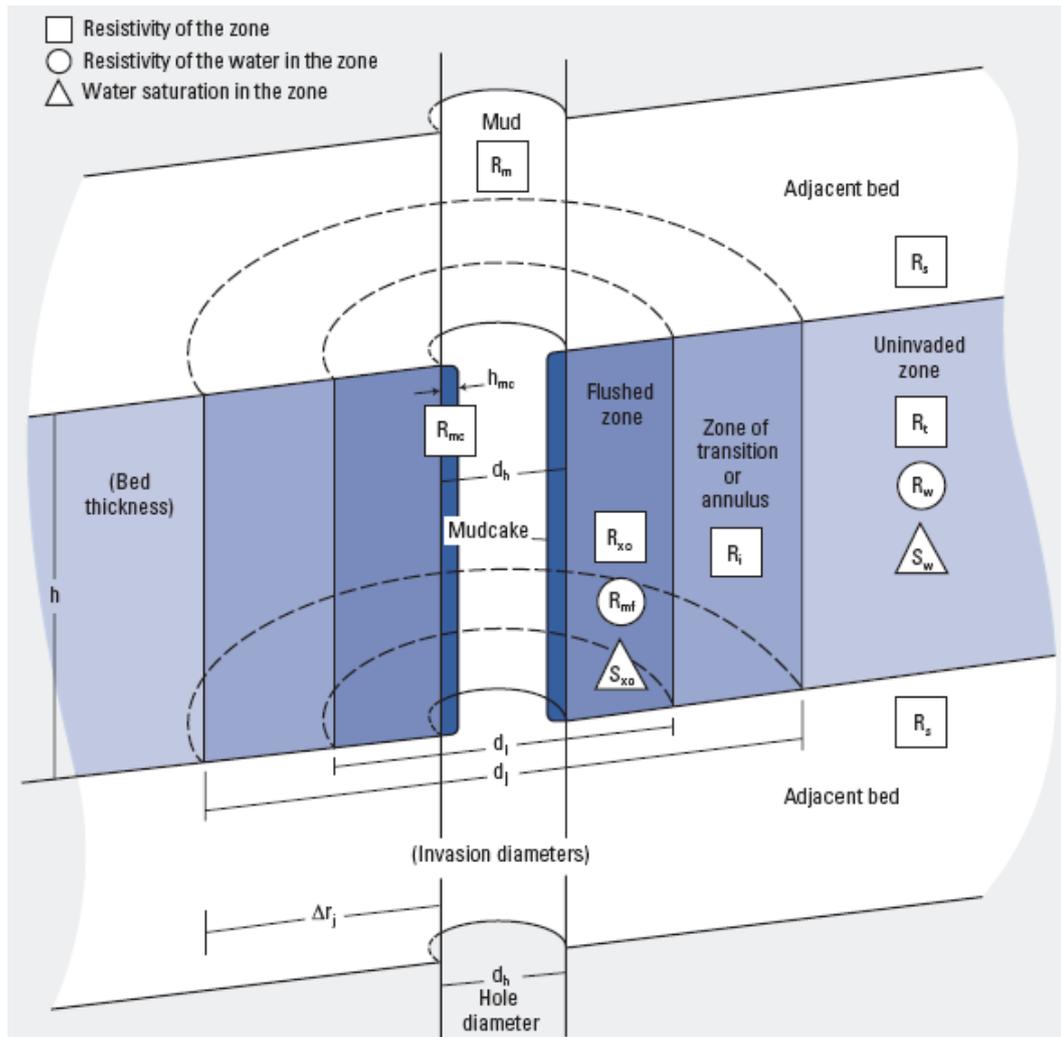


Figura 3.2: Ilustração exibindo as zonas lavada, de transição e virgem. Fonte: Schulumberger (Interpretation, 1989).

Na imagem acima estão representados alguns parâmetros concernentes ao processo de invasão, os quais:

- $R_{xo}$ : Resistividade da zona lavada (*flushed zone resistivity*);
- $R_t$ : Resistividade da rocha na zona virgem (*true resistivity*);
- $R_w$ : Resistividade da água de formação (*water formation resistivity*);
- $R_m$ : Resistividade da lama (*mud resistivity*);
- $R_{mf}$ : Resistividade do filtrado da lama (*mud filtrate resistivity*);
- $R_s$ : Resistividade dos folhelhos das camadas sobre e sotoposta;
- $R_{mc}$ : Resistividade do reboco (*mud cake resistivity*);
- $h_{mc}$ : Espessura do reboco;
- $h$ : Espessura da camada permo-porosa;
- $d_i$ : Diâmetro de invasão da zona lavada;

- $d_j$ : Diâmetro de invasão da zona invadida (zona lavada + zona de transição);  
 $d_h$ : Diâmetro do poço;  
 $S_{xo}$ : Saturação do filtrado da lama na zona lavada; e  
 $S_w$ : Saturação de água na zona virgem.

### 3.4 Os Perfis Geofísicos de Poço

#### 3.4.1 Perfil de Raios Gama

O perfil de Raios Gama, ou GR (*Gamma Ray*) é um método nuclear baseado na medição da radiação gama natural emitida pelas rochas, que é inofensiva para os seres humanos mas que pode ser detectada por sensores sensíveis. Tal radiação é oriunda principalmente de rochas que contém em sua composição isótopos radioativos do potássio  $^{40}\text{K}$ ,  $^{238}\text{U}$  e  $^{232}\text{Th}$ . Entretanto, segundo Kaplan (1964) apud Ribeiro et al. (2014), isótopos  $^{238}\text{U}$  e  $^{232}\text{Th}$  não emitem radiação gama, porém seus produtos decorrentes do decaimento radioativo ( $^{214}\text{Bi}$  e  $^{208}\text{Tl}$ , respectivamente) emitem raios gama com energias centradas em 1,76 e 2,61 MeV. Ideal para o cálculo do volume de folhelho ou argilosidade<sup>3</sup> e volume de rocha do reservatório que pode conter argila, este perfil foi lançado em 1938 e é até hoje o mais importante na discriminação litológica entre folhelhos e não-folhelhos ao longo de um poço. A unidade de medida convencionalmente universalmente nas medições realizadas pelo Perfil de Raios Gama é o UAPI (Unidades API) ou GAPI (graus API), normalizada pelo *American Petroleum Institute* (API).

Os raios gama interagem com a matéria (rochas) por meio de três efeitos ou processos: Produção de Par, Efeito Cômpton e Efeito Fotoelétrico. Todos eles dependentes do nível de energia envolvida. Segundo Nery (2013), para a perfilagem geofísica, o mais importante dos processos é o espalhamento inelástico ou Efeito Cômpton, que ocorre entre um fóton incidente de média energia (entre 75 KeV e 1,02 MeV) e um elétron orbital. Os raios gama naturais oriundos do  $^{40}\text{K}$ ,  $^{238}\text{U}$  e  $^{232}\text{Th}$ , por possuírem níveis energéticos da ordem de 1,4 a 2,6 MeV, interagem principalmente através desse Efeito.

Com relação à radioatividade das rochas sedimentares, cristais de quartzo têm alto grau de organização estrutural, o que impede a presença de elementos radiativos na sua estrutura. Em vista disso, arenitos “limpos”<sup>4</sup> e a maioria dos carbonatos apresentam baixos níveis de radiação, enquanto que argilas e folhelhos exibem os mais altos valores de radiação gama, depois dos evaporito potássicos. Por esse motivo, a curva de raios gama diferencia rochas reservatório em potencial (calcários, dolomitos e arenitos) dos folhelhos (Asquith e Gibson, 1982). De maneira geral, altas concentrações de K podem ser causadas pela presença de

<sup>3</sup>Os minerais de argila são ricos em  $^{40}\text{K}$ , emitindo grande quantidade de raios gama.

<sup>4</sup>O termo “limpo” refere-se à ausência de argilominerais na estrutura do arenito.

feldspatos potássicos ou micas. Altos valores de Th podem estar associados com a presença de minerais pesados, particularmente em depósitos de canais ou à presença de argilas terrígenas. Altos valores de U estão relacionados com a presença de matéria orgânica.

Tabela 3.1: Faixa de valores em UAPI para algumas rochas. Fonte: (Schulumberger, 1972) apud (Franzini et al., 2010).

| <b>Rocha</b>                                    | <b>Valor UAPI</b> |
|---|-------------------|
| Carvão  | 0                 |
| Halita (NaCl)                                   | 0                 |
| Gipsita (CaSO <sub>4</sub> )                    | 0                 |
| Anidrita (CaSO <sub>4</sub> + H <sub>2</sub> O) | 0                 |
| Calcário  | 5-10              |
| Dolomito  | 10-20             |
| Arenito Limpo                                   | 10-30             |
| Arenito Argiloso                                | 30-45             |
| Folhelho  | 40-140            |
| Silvita (KCl)                                   | ≈500              |

Estudos mostram que 90 % do valor registrado pelo Perfil de Raios Gama provém de uma zona localizada dentro dos primeiros 15 cm a partir da parede do poço, possuindo a ferramenta uma resolução vertical de aproximadamente 30 cm. Entretanto, há limitações inerentes que podem por ventura atrapalhar na interpretação, bem como superestimar ou subestimar a argilicidade das rochas. Abaixo são listados alguns desses problemas:

**Relacionados à litologia:**

mineralizações eventuais, conglomerados policompostos, rochas muito densas e arenitos arcóseanos.<sup>5</sup>

**Relacionados à operação:**

excentrizaçã<sup>6</sup> da ferramenta, tipo do detector, camadas muito finas e presença de revestimento de aço.

Além desses há outros problemas relacionados ao poço. O uso de baritina para deixar a lama mais pesada por exemplo, reduz a intensidade do GR registrado.

<sup>5</sup>O Arenito Namorado é arcóseano (rico em K-feldspato); ou seja; o Perfil GR superestima a concentração de minerais radioativos na amostragem, sendo assim, deve ser analisado de forma cautelosa.

<sup>6</sup>A ferramenta ou sensor de captação dos raios gama tem como princípio trabalhar de maneira centralizada.

### 3.4.2 Perfil de Indução

O Perfil de Indução é o registro, em função da profundidade, das variações da condutividade das rochas, sendo normalmente expresso em unidades de resistividade ( $\Omega \cdot m$ ). Foi desenvolvido a partir de resultados obtidos em pesquisas para detecção de minas terrestres, durante a segunda guerra mundial e introduzido em 1947, por Henry Doll, com a intenção de ajudar na distinção entre óleo e água em poços com fluidos não condutivos, além de auxiliar no cálculo do volume de óleo. Este Perfil é designado segundo os princípios magnéticos descritos por Faraday, Ampere, Gauss e Coulomb, unificados nas equações de Maxwell em 1864. O processo envolve a interação entre campos magnéticos e elétricos e seu princípio físico funciona da seguinte maneira:

- Uma corrente alternada ( $I_T$ ) é aplicada por bobinas transmissoras,
- Gera-se um campo magnético alternado ( $H_T$ ) nas rochas,
- Este por sua vez gera corrente elétrica alternada ( $I_t$ ) nas rochas permoporosas (circuitos de corrente de Foucault),
- Estes circuitos de corrente geram campo magnéticos fora de fase ( $H_L$ ) nas rochas,
- O campo ( $H_L$ ) por sua vez gera voltagem em fase ( $e_R$ ) nas bobinas receptoras,

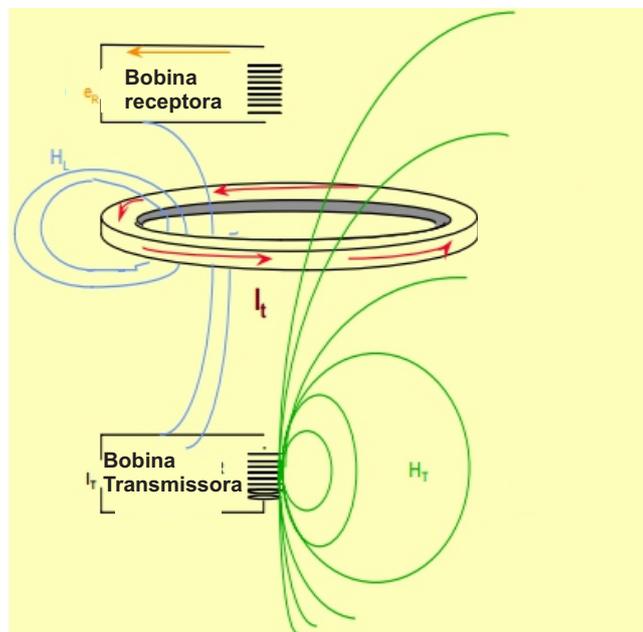


Figura 3.3: Elementos básicos de funcionamento da ferramenta indutiva. Fonte: Modificado de <http://www.pe.tamu.edu/blasingame>.

A resistividade é então calculada pela expressão:  $R_t = K \cdot \frac{e_R}{I_t}$ , onde  $K$  é função da área das bobinas transmissora e receptora; da distância entre as bobinas; da corrente na bobina transmissora, e da frequência da corrente transmitida.

Apesar de serem denominados Perfis de Resistividade, a voltagem induzida na bobina receptora é diretamente proporcional à condutividade das camadas perfiladas. Além disso, os campos induzidos são focalizados de tal modo que os efeitos nas proximidades do poço, inclusive da lama, são minimizados. Podem ser usados em poços cuja lama é à base de ar, óleo, ou outro fluido não condutor (sem necessidade de acoplamento elétrico como os perfis de resistividade galvânica), ou mesmo em poços revestidos com plástico, só não com aço. Funcionam numa faixa de frequência em torno de 20 KHz e a profundidade de investigação radial da ferramenta é cerca de 1,5 vezes o espaçamento entre as bobinas receptora e transmissora.

Segundo Nery (2013), a ferramenta de indução mais básica foi construída com apenas duas bobinas, a transmissora (T) e a receptora (R). Entretanto com o avanço tecnológico veio a ferramenta 6FF40, tendo esse nome por constar de 6 bobinas, duas principais T e R separadas de 40 polegadas, duas menores entre T e R enroladas de forma à minimizar o sinal advindo do acoplamento, e duas outras também menores, posicionadas acima e abaixo de T e R de forma a possibilitar ao sistema maior sensibilidade e detectar a entrada ou saída das camadas mais ou menos condutivas, de modo a dar a impressão de manter a corrente primária comprimida entre as duas bobinas principais. Em seguida foi desenvolvida uma ferramenta com duplo sistema 6FF40 ambos com uma mesma resolução vertical, porém com diferentes frequências. Assim, essa ferramenta registra uma curva de Indução Média ou ILM (*Induction Log Medium*) e uma outra chamada de Indução Profunda ou ILD (*Induction Log Deep*).

### 3.4.3 Perfil Densidade

O Perfil de Densidade foi introduzido em 1957 com o intuito de medir a densidade das formações (curva RHOB) e auxiliar geofísicos na interpretação de medidas gravimétricas. Foi aceito como fonte de medição de porosidade no início dos anos 1960 e, logo após, como ferramenta capaz de sublimar os efeitos de poço com a Ferramenta Densidade Compensada (FDC), no final dos anos 1960. É um perfil nuclear assim como o GR, entretanto, ao invés de captar a radiação gama natural, a ferramenta emite radiação gama nas formações rochosas e capta a radiação emitida de volta pelo Espalhamento Cômpton. Fontes típicas usadas são o césio-137 ( $^{137}\text{Cs}$ ) ou Cobalto-60 ( $^{60}\text{Co}$ ) que emitem radiação gama de energia média (entre 0,2 – 2 MeV). A ferramenta funciona da seguinte maneira:

- Um feixe monoenergético de raios gama é emitido pela fonte e choca-se sucessivamente

com os elétrons da formação.

- À medida que os raios gama se dispersam, a intensidade do feixe inicial diminui.
- Essa diminuição é proporcional à densidade eletrônica ( $\rho_e$ )<sup>7</sup> da formação, e será então medida pelo detector que fará um cálculo interno por meio de uma trans formada de calibração e exibirá valores de densidade aparente ( $\rho_b$ )<sup>8</sup> ao longo do poço.

A relação matemática entre  $\rho_b$  e  $\rho_e$  é dada por:

$$\rho_e = 2 \cdot \frac{Z}{A} \cdot \rho_b = C \cdot \rho_b \quad (3.1)$$

onde:

$\rho_b$  é o valor lido pela ferramenta em  $g/cm^3$ ;

$Z$  é o número atômico; e

$A$  é a massa atômica.

A constante  $C$  assume valores próximos de 1 para os elementos mais comuns das rochas sedimentares, como H, C, O, Na, Mg, Al, Si, S, Cl, K e Ca.

Quando a ferramenta é calibrada em rocha calcária saturada de água doce a densidade aparente ( $\rho_{ba}$ ) relaciona-se com  $\rho_e$  conforme a equação abaixo:

$$\rho_{ba} = 1,0704 \cdot \rho_e - 0,1883 \quad (3.2)$$

de modo que, para arenitos, calcários e dolomitos saturados de fluidos,  $\rho_{ba} \approx \rho_b$ .

A Ferramenta Densidade Compensada (figura 3.4) possui uma fonte colimada (focalizada). Seu feixe de raios gama aponta na direção da formação. Para minimizar o efeito do poço, tais como a densidade da lama ( $\rho_m$ ) e do reboco ( $\rho_{mc}$ ), tanto a fonte quanto os detectores de espaçamento curto e longo estão localizados em um patim metálico, pressionado contra a parede do poço. A abertura do braço registra um Perfil Cáliper que é essencial no controle da qualidade da curva, garantindo uma interpretação mais realista (Nery, 2013). Além disso, a ferramenta tem resolução vertical de aproximadamente 30 cm (1 pé), que é a distância entre a fonte e o detector de espaçamento longo. A profundidade de investigação radial varia de 8 a 15 cm.

<sup>7</sup>Densidade eletrônica é a razão entre a quantidade de elétrons e o volume investigado.

<sup>8</sup>É extremamente comum ver a notação RHOB ao invés de  $\rho_b$  em diversos artigos quando se faz referência ao Perfil Densidade.

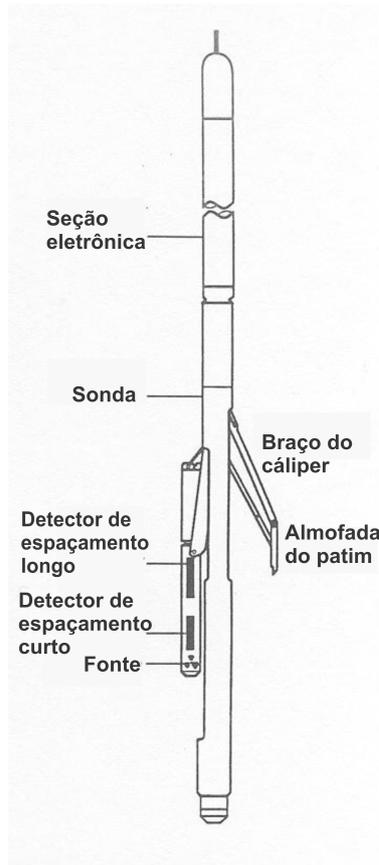


Figura 3.4: Ilustração da ferramenta FDC do Perfil Densidade com dois detectores mais o Cáliper<sup>9</sup>.  
 Fonte: Modificada de <http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Engler370/fnev-Chap9-densitylog.pdf>.

- Usos do Perfil Densidade:
  - Cálculo da Porosidade Total das camadas rochosas;
  - Determinação da litologia, quando em conjunto com o Neutrônico;
  - Cálculo do Coeficiente de Reflexão e Impedância (em conjunto com o sônico);
  - Cálculo das Constantes Elásticas (em conjunto com o Sônico); e
  - Identificação de zonas de hidrocarbonetos leves (em conjunto com o Neutrônico).
  
- Problemas associados às condições de poço e às limitações da ferramenta:
  - Lama com baritina;

---

<sup>9</sup>O Perfil Cáliper fornece o diâmetro do poço. É aplicado no cálculo do volume de cimento para tampões ou cimentação do revestimento, apoio a operações de teste de formação, controle de qualidade de perfis e indicações das condições do poço em um determinado intervalo.

- Argilosidade;
- Matriz desconhecida; e
- Poços rugosos ou desmoronados além da abertura máxima dos patins.

### 3.4.4 Perfil Neutrônico

O Perfil Neutrônico teve seu surgimento em 1938. Entretanto, não era comumente utilizado até 1946, quando fontes melhores de radiação de nêutrons tornaram-se efetivamente disponíveis.

Segundo Bassiouni (1994), quando um nêutron rápido é introduzido numa formação, os fenômenos básicos que ocorrem são absorção e espalhamentos inelástico e elástico. Os nêutrons mais rápidos desaceleram primeiro por espalhamento inelástico, em seguida por espalhamento elástico, chegando eventualmente a um nível de energia no qual passam a coexistir em equilíbrio termal com os núcleos atômicos das formações. Nêutrons neste estado de energia são chamados de nêutrons termais. Cada nêutron termal é capturado eventualmente por um núcleo atômico, que instantaneamente emite raios gama, denominado raio gama de captura. Nêutrons que desaceleraram até próximo do nível de energia termal mas que têm energia suficiente para não se deixar capturar são conhecidos como nêutrons epitermais. Diversas ferramentas são baseadas nestes fenômenos.

O Perfil de Porosidade Neutrônica registra uma curva denominada PHIN, e é baseado no espalhamento elástico de nêutrons à medida que colidem com núcleos atômicos das formações. Cada nêutron se dispersa de um núcleo com energia cinética menor, de modo que nas colisões elásticas as conservações de energia e momento ditam que a presença de hidrogênio nas formações dominam o processo de desaceleração dos nêutrons. A razão para isso é que a massa do núcleo de Hidrogênio é aproximadamente igual à do nêutron incidente. Consequentemente, formações com altas concentrações de  $H^+$  exibem baixa concentração de nêutrons termais, epitermais e gama de captura. Inversamente, formações com baixa concentração de  $H^+$  exibem altas concentrações de nêutrons termais, epitermais e gama de captura.

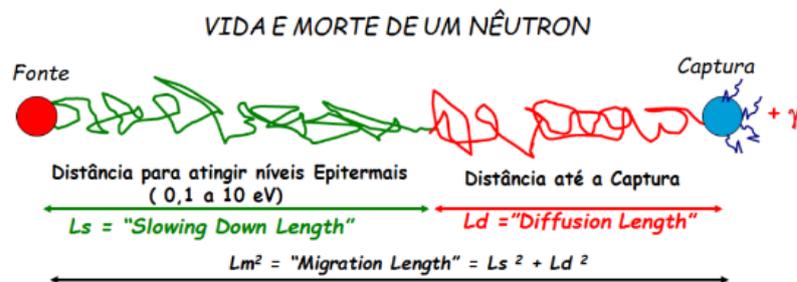


Figura 3.5: Ilustração da trajetória randômica realizada por um nêutron. Fonte: extraída de notas de aula do professor Geraldo Girão Nery, em 2015.1.

A primeira geração de ferramentas eram baseadas na detecção de raios gama de captura - GRN (*Gama-Ray Neutron Log*), que logo tornaram-se obsoletas. A segunda geração são as ferramentas SNL ou SNP (*Sidewall Neutron Porosity Log*), que baseiam-se na detecção de nêutrons epitermais.

A ferramenta CNL (*Compensated Neutron Log*), que é, na qual os dados da curva PHIN desse trabalho se pautam, está baseada na detecção de nêutrons termiais, que por sua vez relaciona-se com a distância de migração -  $L_m$  (*migration length*), que é a distância final percorrida pelo nêutron deste a fonte até a termalização (figura 3.5). Possuem dois detectores, um de espaçamento curto e outro de espaçamento longo (figura 3.6). A ferramenta é excentrizada e pode ser corrida tanto em poço aberto quanto em poço revestido, possuindo uma investigação radial de aproximadamente 30 cm. Este perfil mede a taxa de decrescimento da densidade neutrônica com a distância a partir da fonte e converte para um valor calibrado de porosidade aparente. A taxa de decrescimento é primariamente devida ao conteúdo de  $H^+$  da formação, sendo representada pela razão entre as taxas de contagem dos detectores próximo e distante (Crain, 2000).

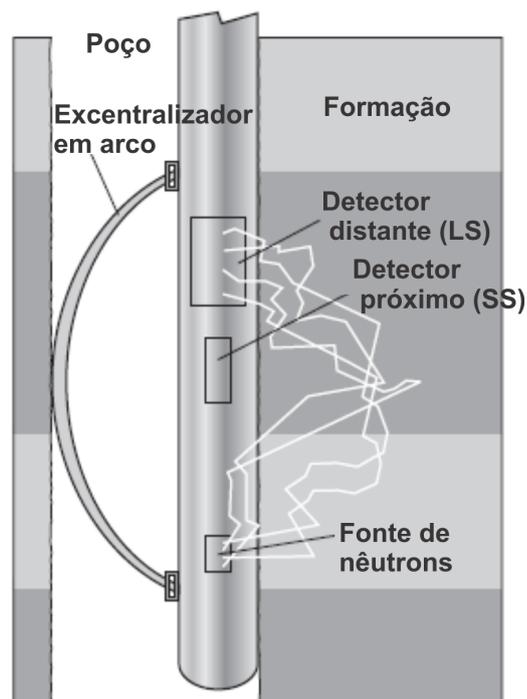


Figura 3.6: Exemplo esquemático da Ferramenta CNL.

Fonte: Modificado de Ellis e Singer (2007).

### 3.4.5 Perfil Sônico

O perfil sônico foi primeiramente testado em 1937, entretanto sua entrada no universo da exploração petrolífera só se deu no final dos anos 1950. Por ser um dispositivo de medição de porosidade, essa ferramenta teve um tremendo impacto na sismica de superfície que vinha se tornando cada vez mais importante na exploração de petróleo (Allaud e Martin, 1977).

Sua primeira aplicação foi para o cálculo de velocidades sísmicas, e só posteriormente descobriu-se sua relação com a porosidade das formações. Ferramentas convencionais do Perfil Sônico medem o tempo de chegada da primeira onda compressional no receptor. Tal parâmetro é chamado de tempo de trânsito, DT, ou vagarosidade e é expresso em microssegundos por pé ( $\mu s/\text{pé}$ ), sendo nos atuais medido em ( $\mu s/\text{m}$ ). Através de algumas considerações chega-se analiticamente à equação de Wyllie et al. (1956), que relaciona a porosidade ( $\phi$ ) de rochas consolidadas com DT:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}, \quad (3.3)$$

onde:

$\Delta t$ <sup>10</sup>: Tempo de trânsito lido pela ferramenta;

$\Delta t_m$ : Tempo de trânsito na matriz rochosa; e

$\Delta t_f$ : Tempo de trânsito no fluido poroso.

As primeiras ferramentas de Perfil Sônico foram equipadas com um único receptor, onde um pulso iniciava-se no transmissor, situado à uma certa distância fixa do receptor e media-se então o tempo de chegada das primeiras ondas acústicas (Bassiouni, 1994). Essas primeiras ferramentas levavam em conta também o caminho percorrido pela onda na lama, sendo necessário fazer correções nos cálculos.

As ferramentas atuais possuem um sistema com dois transmissores e dois ou quatro receptores, de modo à remover a contribuição da lama. Essas ferramentas são chamadas de BHC (*Borehole compensated Sonic Tool*) ou Perfil Sônico Compensado, justamente por obliterarem o efeito de poço. A figura 3.7 exhibe a trajetória do impulso sonoro que sai do transmissor T1, percorre a-b-c até atingir o receptor R1 e a-b-d-e até atingir o receptor R2. Os tempos calculados, representam o diferencial de tempo ( $\Delta t$ ) final percorrido na distância R1-R2; ou seja; no trecho “ d ” como segue :

$$T1R1 = \frac{a}{V_m} + \frac{b}{V_{fm}} + \frac{c}{V_m}, \quad (3.4)$$

---

<sup>10</sup>É extremamente comum ver a notação DT ao invés de  $\Delta t$  em diversos artigos científicos.

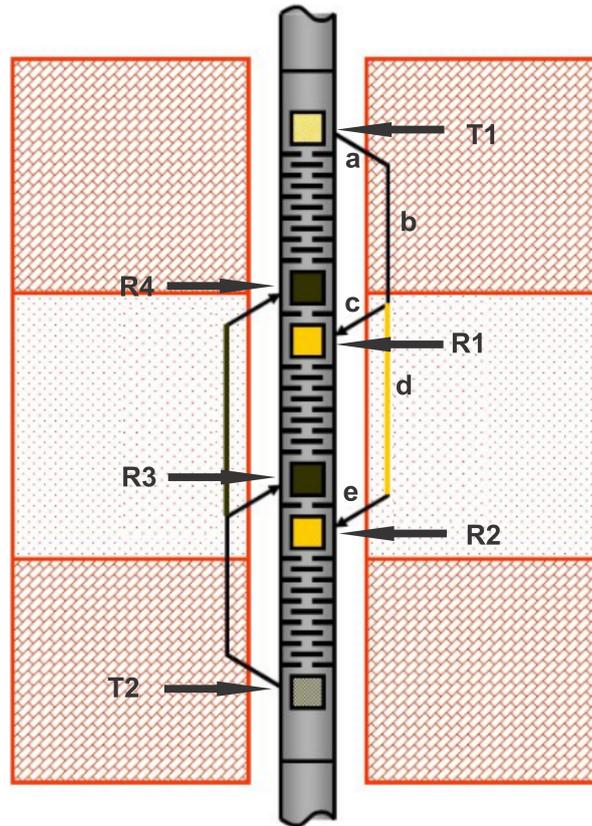


Figura 3.7: Ilustração da ferramenta BHC usada pela Schlumberger.  
 Fonte: Modificada de <http://slideplayer.com/slide/8111122/>.

$$T1R2 = \frac{a}{V_m} + \frac{b}{V_{fm}} + \frac{d}{V_{fm}} + \frac{e}{V_m}, \quad (3.5)$$

onde:

$T1R1$ : É o tempo que a onda leva para percorrer o trecho a-b-c;

$T1R2$ : É o tempo que a onda leva para percorrer o trecho a-b-d-e;

$V_m$ : É a velocidade da onda compressional na lama; e

$V_{fm}$ : É a velocidade da onda na formação (rochas).

Caso a ferramenta esteja centralizada  $a = c = e$ . Com uma simples manipulação algébrica chega-se à expressão:

$$\Delta t_1 = T1R2 - T1R1 = \frac{d}{V_{fm}}. \quad (3.6)$$

As mesmas equações se aplicam ao transmissor T2 e receptores R3 e R4, de modo que chega-se à equação:

$$\Delta t_2 = T2R4 - T2R3 = \frac{d}{V_{fm}} . \quad (3.7)$$

O valor Final de  $\Delta t$  é a média entre  $\Delta t_1$  e  $\Delta t_2$ :

$$\Delta t = \left[ \frac{\Delta t_1 + \Delta t_2}{2} \right] = \frac{d}{V_{fm}} . \quad (3.8)$$

Como o valor da distância  $d$  entre os receptores é de 2 pés, divide-se a equação 3.8 por 2 para que o valor de  $\Delta t$  seja expresso em  $\mu s/pé$ , resultando ao final:

$$\Delta t = \frac{1}{V_{fm}} . \quad (3.9)$$

- Usos do Perfil Sônico:
  - Cálculo da porosidade intergranular;
  - Detecção ocasional de zonas fraturadas ou com perda de circulação;
  - Auxílio à sísmica de superfície; e
  - Auxílio à engenharia de perfuração e à geotecnia com as constantes elásticas.
  
- Problemas associados com a má leitura da ferramenta:
  - Litologia ou matriz desconhecida;
  - Presença de hidrocarboneto e/ou argilosidade;
  - porosidade secundária (fraturas e vesículas); e
  - Grandes desmoronamentos e/ou saltos de ciclo<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup>Saltos de ciclo caracterizam-se pelo não acionamento de um dos detectores, não registrando a primeira chegada de ondas compressoriais. Isso é devido à ocorrência de zonas de gás, altíssimas porosidades, fraturas horizontais preenchidas por fluidos etc, onde as ondas percorrem meio atenuante, diminuindo sua amplitude, tornando-as incapazes de “impressionar” os detectores.

## CAPÍTULO 4

# Propriedades Petrofísicas Básicas

Tal como proposto por Archie (1950), petrofísica é sugerido como o termo relativo à física de tipos particulares de rochas. [...] Esse assunto é um estudo sobre as propriedades físicas de rochas que estão relacionadas com a distribuição de poros e fluidos. Atualmente entretanto, denomina-se petrofísica todo o conjunto de disciplinas que tratam das propriedades físicas das rochas e minerais, tanto da matriz quanto de seus espaços porosos, e dos fluidos constituintes e intersticiais.

As rochas constituintes de um reservatório de hidrocarboneto devem conter uma rede tridimensional de poros interconectados para que seja possível o armazenamento dos fluidos e permitir sua fluidez dentro do reservatório. Portanto a porosidade e a permeabilidade das rochas são as propriedades petrofísicas mais importantes do ponto de vista do armazenamento e transmissão dos fluidos. Segundo Tiab e Donaldson (2015), o conhecimento preciso dessas duas propriedades em qualquer reservatório de hidrocarboneto, em conjunto com as propriedades do fluido, é fundamental para o desenvolvimento eficiente, gestão e previsão do desempenho futuro do campo petrolífero.

### 4.1 Porosidade

Porosidade é uma propriedade volumétrica fundamental das rochas pois descreve o potencial armazenador de fluidos (i.e., água, gás, óleo), além de influenciar a maioria das propriedades das rochas (e.g., velocidade das ondas elásticas, resistividade elétrica e densidade). A porosidade pode ser determinada diretamente através de diversas técnicas laboratoriais e indiretamente por meio de perfis geofísicos de poço (Schön, 2015).

Tiab e Donaldson (2015) descrevem a porosidade de rochas reservatório como sendo a fração do volume rochoso que não é ocupada pela matriz sólida. Isso pode ser expresso matematicamente como:

$$\phi_t = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (4.1)$$

onde:

- $\phi_t$ : Porosidade total da amostra (expressa em porcentagem ou fração).  
 $V_b$ : Volume rochoso total.  
 $V_{gr}$ : Volume dos grãos (porção sólida).  
 $V_p$ : Volume poroso (volume de vazios).

De acordo com a equação (4.1), a porosidade em uma dada rocha pode assumir qualquer valor fracional entre 0 e 1 (ou percentual entre 0 e 100). Entretanto, para a maioria das rochas sedimentares os valores de porosidade obtidos são menores que 50 %. Além disso, é importante distinguir entre porosidade total e efetiva. A primeira é a razão entre o volume total de poros e o volume total de rocha; a segunda é a razão entre o volume de poros interconectados e o volume total de rocha, e é a mais relevante na caracterização de um reservatório. Os perfis geofísicos denominados denominados de Sônico, Neutrônico e Densidade medem a porosidade total. Daí a necessidade de se retirar amostras de testemunhos para se obter a porosidade efetiva em laboratórios e comparar valores.

Pode-se ainda distinguir entre porosidade primária (original ou deposicional) e secundária (pós-deposicional). A gênese da porosidade primária inicia-se durante os processos de acumulação e sedimentação, a partir da superposição das partículas. Destaca-se como porosidade primária a porosidade intergranular dos arenitos e a porosidade interparticular dos calcários, que é semelhantes à porosidade intergranular, mas os grãos são representados por carapaças ou esqueletos carbonático como fragmentos de concha.

A porosidade secundária ou pós-deposicional é resultado de processos geológicos, tais quais catagênese e diagênese, que ocorrem no corpo rochoso após a sua consolidação ou resultante de algum tipo de atividade ou processo geológico subsequente ao período de litificação dos sedimentos. como exemplo de porosidade secundaria pode-se citar fraturas nos arenitos, folhelhos, calcário e rochas cristalinas. Pode ocorrer também sob a forma de vesículas (porosidade vugular) em rochas carbonáticas através de dissoluções químicas.

#### 4.1.1 Fatores que Influenciam no Valor da Porosidade

Valores de porosidade em reservatórios de petróleo variam de 5 a 40 %, entretanto encontram-se de maneira mais frequente valores entre 10 e 20 %. Alguns dos fatores que governam a magnitude da porosidade em sedimento clásticos são:

- **Uniformidade do tamanho dos grãos e empacotamento** - Se pequenas partículas de silte ou argila estão misturadas com grãos maiores a porosidade efetiva diminui consideravelmente, além disso o arranjo espacial dos grãos também influencia no valor da porosidade.
- **Grau de cimentação ou consolidação** - Arenitos altamente cimentados possuem

baixa porosidade, já que o processo de cimentação preenche os espaços vazios com material que pode ser carbonático (caso do Arenito Namorado), sulfetos de ferro, limonita, hematita, argila, entre outros.

- **Grau de compactação durante e após a deposição** - A compactação tende a diminuir os espaços vazios e ‘expulsar’ os fluidos porosos aproximando as partículas minerais, especialmente nas rochas de granulação fina.

## 4.2 Permeabilidade

Além de serem porosas, as rochas reservatório devem possuir a habilidade de permitir o fluxo do hidrocarboneto através dos poros interconectados. Tal habilidade é chamada de permeabilidade e possui, na maioria dos casos, uma relação direta com a porosidade efetiva, sendo também afetada pelo tamanho e formato dos grãos, e pela distribuição dos mesmos (empacotamento). O tipo de argila e material cimentante também afetam os valores de permeabilidade. As argilas, principalmente do grupo das esmectitas (expansivas), em contato com a água sofrem intumescimento, ocasionando bloqueio de circulação e diminuição da permeabilidade.

Henry Darcy em 1856 investigou o fluxo de água através de camadas de areia obtendo a seguinte expressão na forma diferencial:

$$\vec{u} = \frac{Q}{A} = -\frac{K}{\mu} \cdot \left( \frac{dp}{dl} \right) \quad (4.2)$$

onde:

$\vec{u}$ : velocidade do fluido ( $cm/s$ );

$Q$ : vazão do fluido ( $cm^3/s$ );

$A$ : área de secção transversão da rocha ( $cm^2$ );

$\mu$ : viscosidade do fluido, dada em centipoise ( $cP$ );

$K$ : permeabilidade intrínseca da rocha, expressa em milidarcy ( $mD$ )<sup>1</sup>;

$l$ : comprimento da amostra de rocha ( $cm$ ); e

$\frac{dp}{dl}$ : gradiente de pressão na direção do fluxo ( $atm/cm$ )

A permeabilidade, segundo a lei de Darcy, definida para um único fluido, chama-se absoluta. Caso o reservatório contenha dois ou mesmo três fluidos imiscíveis (água, óleo e gás), então a permeabilidade entre os fluidos individuais é menor que a absoluta. A Permeabilidade

---

<sup>1</sup>A unidade de medida da permeabilidade é o Darcy (D), podendo também ser expressa em unidade de área, de forma que  $1 D \approx 0,9869 \cdot 10^{-12} m^2$ .

efetiva é descrita então como o fluxo de um fluido na rocha em presença de outros, e depende da saturação do fluido considerado. Por fim, a permeabilidade relativa é definida como a razão entre as permeabilidades efetiva e a absoluta, variando entre 0 e 1.

Posteriormente à Lei de Darcy surgiram equações de permeabilidade mais robustas para o uso em reservatórios de petróleo. Destas, pode-se destacar Kozeny (1927) apud (Carman, 1939), as equações empíricas de Tixier (1949), Timur et al. (1968) e Coates, Denoo et al. (1981), que funcionam apenas em reservatórios sob condição de saturação de água irreduzível -  $S_{w_{irr}}$  (acima da zona de transição óleo/água) e Coates, Dumanoir et al. (1973), que leva em conta parâmetros retirados de perfis de poços e medidas laboratoriais. Por fim tem-se a equação de Jorgensen (1991), que é função da porosidade e do expoente de cimentação ( $m$ ) da rocha, e De Lima e Niwas (2000) que desenvolveram uma equação semi-empírica para rochas argilosas, obtendo a permeabilidade intrínseca como função de parâmetros elétricos. Atualmente, o Perfil de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) é o que fornece melhores resultados de valores de permeabilidade, pois demonstra alta eficiência na descrição das características da estrutura porosa, como a superfície específica, que é proporcional à saturação de água irreduzível.

#### 4.2.1 Fatores que Influenciam no Valor da Permeabilidade

A permeabilidade em rochas reservatório pode variar de 1 milidarcy em arenitos com baixa porosidade a cerca de 50 Darcies em rochas fraturadas. Em alguns folhelhos reservatórios de gás, a permeabilidade pode ser tão baixa quanto alguns microdarcies (Crain, 2000).

Segundo Tiab e Donaldson (2015) a qualidade de um reservatório, julgada pela permeabilidade intrínseca ( $K$ ), em mD, é muito baixa se  $K < 0,1$ ; baixa se  $1 < K < 10$ , moderada se  $10 < K < 50$ , boa se  $50 < K < 250$  e excelente se  $K > 250$ . Dentre os fatores que ‘controlam’ a magnitude dos valores de permeabilidade em rochas sedimentares estão:

- **Formato e tamanho dos grãos** - Se a rocha por exemplo é composta de grãos achatados e estratificados horizontalmente, a permeabilidade horizontal ( $K_h$ ) será maior que a vertical ( $K_v$ ). Rochas com grãos grandes e arredondados possuem altos valores de permeabilidade e de mesma magnitude em ambas as direções ( $K_h \approx K_v$ ).
- **Laminações** - Minerais com hábito placoso como a muscovita, e laminações de folhelho, agem como barreira para a permeabilidade vertical. Neste caso a razão ( $K_h/K_v$ ) varia entre 1,5 à 3, podendo exceder o valor 10. Algumas vezes, entretanto,  $K_v$  pode ser maior que  $K_h$  devido à fraturas e juntas verticais.
- **Fraturamento, dissolução e cimentação** - Materiais cimentantes dentro dos poros reduzem tanto a porosidade quanto a permeabilidade. Nos arenitos as fraturas não

são causa importante de permeabilidade secundária, exceto quando intercalados com folhelhos, calcários ou dolomitos, ao passo que nos carbonatos a dissolução química dos minerais promove aumento substancial da permeabilidade.

### 4.3 Volume de Folhelho (Argilosidade)

Folhelho é uma rocha de granulação fina contendo fração considerável de minerais de argila e silte. Do ponto de vista da perfilagem, as propriedades médias do silte são similares às da areia ao passo que as da argila são totalmente diferentes. É difícil determinar a fração de silte a partir dos perfis geofísicos, de modo que uma areia argilosa pode ser tratada tanto como uma mistura de areia e argila (com silte sendo parte da areia) quanto como uma mistura de areia e folhelho (com o silte fazendo parte do folhelho) (Ellis e Singer, 2007).

Ainda segundo Ellis e Singer (2007), a presença de folhelho nos reservatórios de hidrocarbonetos tem um grande impacto sobre as estimativas de reserva e produtividade. Os minerais de argila presentes no folhelho complicam as estimativas de saturação de fluido e porosidade.

O folhelho ocorre nos arenitos de três maneiras distintas: estrutural, dispersa e laminar. O folhelho estrutural é um tipo de pré-folhelho e substitui a matriz enquanto sua permeabilidade e porosidade permanecem constantes. O laminar intercala-se com as areias, diminuindo a porosidade e permeabilidade. O disperso preenche os poros bloqueando tanto a porosidade quanto a permeabilidade.

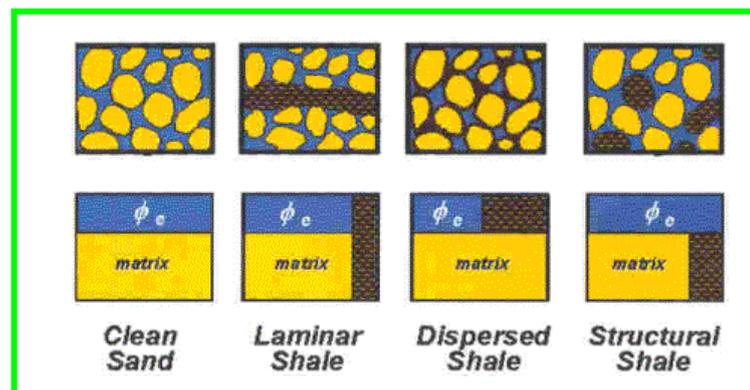


Figura 4.1: Efeito da distribuição das argilas na porosidade em um arenito argiloso. Grãos de areia representados pela cor amarela; porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) representada pela cor azul, e argila (incluindo a água absorvida pela argila) em preto. Fonte: (Crain, 2000).

A porosidade de um arenito argiloso precisa passar por correções para expressar o real valor de porosidade efetiva, que é o parâmetro que indica a transmissão de fluidos; ou seja; o objetivo do ponto de vista comercial da exploração. Caso isso não seja feito, ocorre uma superestimação dos valores de saturação de óleo, já que  $\phi_t > \phi_e$ . Assim, é necessário conhecer a argilosidade presente, para através de um cálculo simples subtrair o seu efeito nos perfis de porosidade. O volume de folhelho ( $V_{sh}$ ) pode ser calculado por um indicador único de argilosidade como o Perfil GR (através de normalização, ou do uso de equações não lineares), ou pela combinação dos Perfis RHOB e PHIN, através de *crossplots*, por exemplo. Essas técnicas serão apresentadas adiante.

#### 4.4 Resistividade da Formação e Saturação de Água

Archie et al. (1942), lançaram o artigo “*the Electrical Resistivity Log as an aid in determining some reservoir characteristics*”, com diversas relações experimentais entre resistividade, fator de formação, porosidade, expoente de cimentação, resistividade da água de formação e saturação de água. Este trabalho abriu um leque de possibilidades no âmbito da obtenção de parâmetros petrofísicos a partir de medidas indiretas (perfis geofísicos).

Para a análise descritiva da saturação de um fluido  $i$  em uma rocha porosa, usa-se o termo  $S_i$ , matematicamente definido da seguinte maneira:

$$S_i = \frac{\text{volume do fluido } i}{\text{volume poroso}} \quad (4.3)$$

Assim, a saturação é o volume do fluido normalizado pelo volume poroso, e é representada como uma fração ou porcentagem. Um reservatório com água, petróleo e gás é caracterizado por três termos de saturação e sua soma deve ser 1 ou 100 %:

$$S_{\text{água}} + S_{\text{óleo}} + S_{\text{gás}} = 1 \quad (4.4)$$

À princípio, Archie et al. (1942) sugeriu que a resistividade de um arenito contendo todos os poros saturados por água ( $R_o$ ) era proporcional à resistividade desta água ( $R_w$ ). Por conseguinte, a relação linear a seguir foi apresentada por Archie (1941):

$$R_o = F \cdot R_w \quad (4.5)$$

onde  $F$  é denominado fator de formação, chegando posteriormente à uma relação de  $F$  com  $\phi$ :

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (4.6)$$

onde  $a$  é o coeficiente litológico e  $m$  é o expoente de cimentação (relacionado à geometria porosa), e reflete a inclinação da reta que relaciona  $F$  com  $\phi$  em escala log-log.

Por fim, através de outras relações gráficas, Archie chegou à equação final que leva o seu nome:

$$S_w^n = \frac{R_w}{R_t} \cdot \frac{a}{\phi^m} \quad (4.7)$$

onde  $S_w$  é a saturação de água (fração),  $R_t$  é a resistividade da rocha com hidrocarboneto + água ( $\Omega \cdot m$ ) e  $n$  é o expoente de saturação (adimensional). A partir do valor de  $S_w$  é possível então se obter a saturação de hidrocarboneto ( $S_{hc}$ ):

$$S_{hc} = 1 - S_w \quad (4.8)$$

Archie discursa que para arenitos consolidados limpos (sem argilosidade) e porosidade constante o valor de  $m$  varia entre 1,8 e 2 ;  $n = 2$  e  $a = 1$ . Entretanto, estes parâmetros podem variar devido à presença de argila, cimentações, matriz heterogênea, etc, sendo necessária análises laboratoriais e cautela por parte do interprete.

Além da equação de Archie existem diversas equações que levam em conta a influencia da argilosidade, tais como a equação da Indonésia, o modelo das Duas Águas, ou mesmo a equação de Simandoux (modificada). Esta ultima será utilizada neste trabalho e melhor abordada adiante.

É possível calcular  $R_w$  através do Perfil de Potencial Espontâneo (SP), entretanto, na falta deste (nosso caso), existem gráficos denominados *Hingle plot* e o *Pickett plot*, além também do método do  $R_w A$  mínimo - o mais conhecido e usado por ser simples.

## 4.5 Relação entre Porosidade, Permeabilidade e Fator de Formação

Segundo Schön (2015), em rochas clásticas a permeabilidade tende a aumentar com a porosidade e com o diâmetro da garganta de poros. Caso a rocha contenha argila, a permeabilidade pode diminuir em ordens de magnitude.

A Relação entre a porosidade e a permeabilidade é muito útil no entendimento do fluxo de fluido em meios porosos. Diversas correlações entre permeabilidade, porosidade, tamanho de poros, área específica, saturação de fluido irreduzível e outras variáveis tem sido feitas ao longo dos anos (Tiab e Donaldson, 2015). Observa-se uma relação linear entre a porosidade

e o logaritmo da permeabilidade (figura 6.3) para vários tipos de rocha. Diversas equações empíricas seguem essa tendência geral de expressar a permeabilidade como função potência ou exponencial da porosidade.

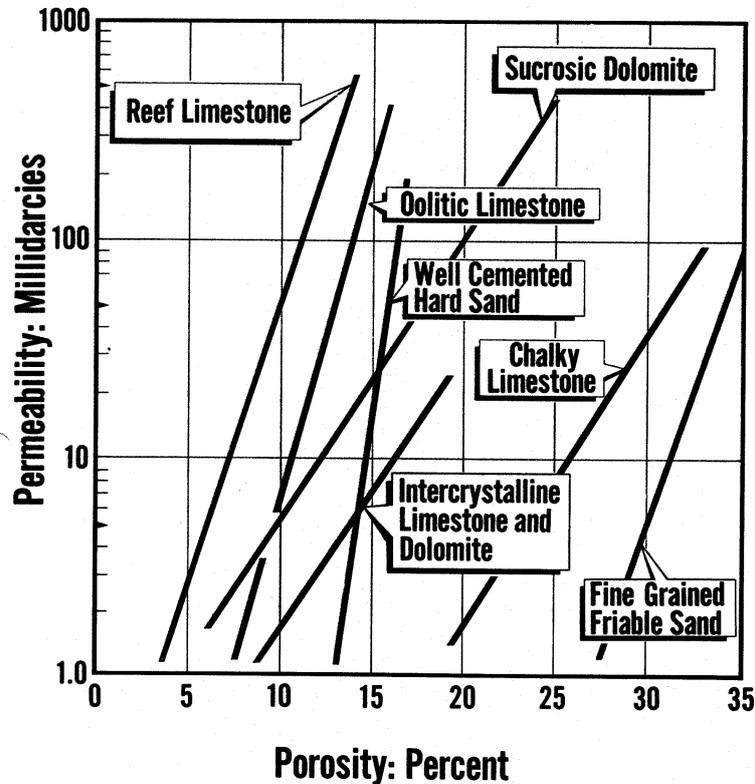


Figura 4.2: Relação entre porosidade e permeabilidade para vários tipos de rocha. Fonte: CoreLab (1983).

Archie et al. (1942) obtiveram relações entre porosidade e permeabilidade com o fator de formação para dois grupos de arenitos como mostram as figuras 4.3 e 4.4. Neste caso, amostras de arenitos de diversas formações foram totalmente saturadas em água, e suas resistividades, porosidades e permeabilidades medidas em laboratório. Todas as variáveis expressas em escala logarítmica; ou seja, Archie mostrou que o fator de formação tem relação de potência tanto com a porosidade quanto com a permeabilidade para esses arenitos. Nota-se também que a relação linear entre  $\log \phi$  e  $\log K$  com  $F$  é mantida para os dois grupos de arenitos, mesmo sendo de regiões diferentes, o que só reforça a validade e a força dessas correlações.

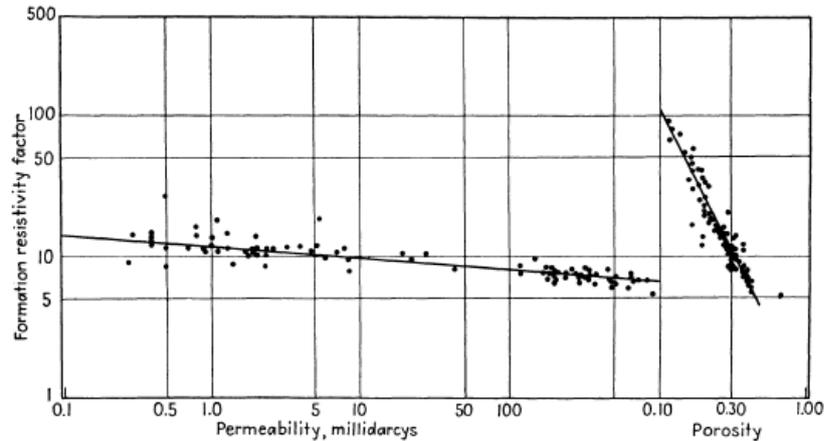


Figura 4.3: Relação entre porosidade e permeabilidade com o fator de formação para amostras do Arenito Nacatoch, Bellevue, LA. Fonte: (Archie et al., 1942).

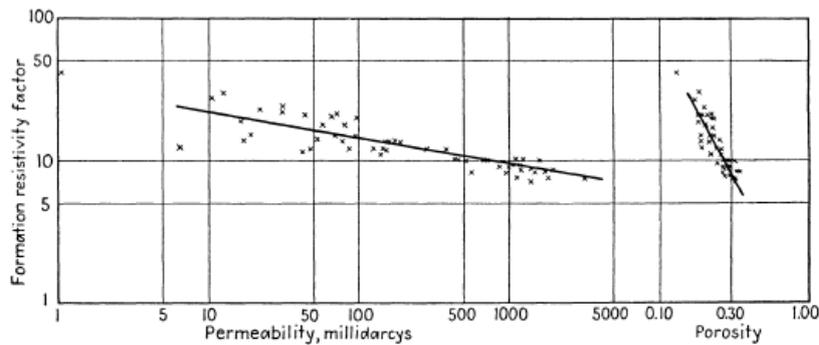


Figura 4.4: Relação entre porosidade e permeabilidade com o fator de formação para amostras de arenito consolidado da Costa do Golfo. Fonte: (Archie et al., 1942).

## 4.6 Cálculo das Propriedades Petrofísicas a partir dos Perfis Geofísicos

Existe uma gama de equações para se calcular as propriedades petrofísicas a partir de parâmetros retirados dos perfis geofísicos de poço. Aqui serão analisadas apenas as equações que serão utilizadas neste trabalho.

### 4.6.1 Cálculo da Argilosidade

Para se calcular a argilosidade a partir do perfil GR, estabeleceu-se, *a priori*, uma relação linear entre os valores máximos e mínimos lidos na curva *GR*. Esta normalização recebe o

nome de Índice de Radioatividade ( $I_{GR}$ ):

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}} \quad (4.9)$$

onde:

$GR$ : valor lido diretamente na curva (em UAPI);

$GR_{máx}$ : valor máximo representativo dos folhelhos; e

$GR_{mín}$  valor mínimo retirado na zona mais limpa

Após, utilizou-se duas equações não lineares para o cálculo do  $V_{sh}$  com base no  $I_{GR}$ . A primeira é a equação de Clavier (1977):

$$V_{sh_{Cl}} = 1,7 - \sqrt{3,38 - (I_{GR} + 0,7)^2} \quad (4.10)$$

A segunda é a equação de Larionov (1969) aplicada para rochas do pré-terciário (mais antigas) que é o caso da Formação Namorado:

$$V_{sh_{Lar}} = 0,33 \cdot (2^{2 \cdot I_{GR}} - 1) \quad (4.11)$$

A terceira equação foi definida com base nas curvas PHIN e RHOB:

$$V_{sh_{ND}} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad (4.12)$$

Os parâmetros  $\phi_N$ ,  $\phi_D$ ,  $\phi_{Nsh}$  e  $\phi_{Dsh}$  serão explicados adiante.

#### 4.6.2 Cálculo da Porosidade Efetiva

O termo “Porosidade Efetiva” tem significados diferentes a depender do tipo de usuário, deve-se evitar usá-lo. Entretanto, do ponto de vista da perfilagem, a Porosidade Efetiva é definida como a diferença entre a Porosidade Total e a contribuição volumétrica de folhelho ( $V_{sh}$ ). De maneira analítica, obtem-se a porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) através das curvas RHOB e PHIN seguindo os passos abaixo:

Cálculo da porosidade através do Perfil Densidade:

$$\phi_D = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (4.13)$$

onde:

- $\phi_D$ : Porosidade (em fração);  
 $\rho_b$ : valor lido diretamente na curva RHOB ( $\text{g/cm}^3$  ou  $\text{Kg/m}^3$ );  
 $\rho_m$ : Densidade da matriz rochosa ( $\text{g/cm}^3$ );  $e$   
 $\rho_f$ : Densidade do fluido ( $\text{g/cm}^3$ ).

Segundo Nery (2013), a densidade da matriz da rocha (em  $\text{g/cm}^3$ ), é da ordem de 2,65 para arenitos; 2,71 para calcário e 2,87 para dolomito. Por sua vez, a densidade do fluido vale 1  $\text{g/cm}^3$  quando o filtrado da lama é doce, e 1,1  $\text{g/cm}^3$  quando salgado.

Corrige-se as porosidades da curva PHIN (normalmente calibrada em calcário) para a matriz da litologia em questão, utilizando gráficos específicos. Após, faz-se o *crossplot*  $\phi_N \times \phi_D$  para se estimar as porosidades aparentes do folhelho ( $\phi_{Nsh}$ ,  $\phi_{Dsh}$ ). Feito isso corrige-se  $\phi_D$  e  $\phi_N$ , retirando-se o efeito da argilosidade:

$$\phi_{DC} = \phi_D - \phi_{Dsh} \cdot V_{sh} \quad (4.14)$$

$$\phi_{NC} = \phi_N - \phi_{Nsh} \cdot V_{sh} \quad (4.15)$$

onde:

- $\phi_{DC}$ : Porosidade obtida pela curva RHOB, corrigida pelo efeito da argilosidade;  
 $\phi_{NC}$ : Porosidade obtida pela curva PHIN, corrigida pelo efeito da argilosidade;

O  $V_{sh}$  utilizado (também conhecido como  $V_{sh_{menor}}$ ) é calculado a partir das equações (4.10), (4.11) e (4.12) da seguinte forma:

se  $V_{shND} < 0$  utiliza-se o menor entre as equações (4.10) e (4.11); caso contrário ( $V_{shND} \geq 0$ ) utiliza-se o menor dentre (4.10), (4.11) e (4.12).

Por fim, calcula-se  $\phi_e$ , da seguinte maneira: Se  $\phi_{NC} < \phi_{DC}$ , o efeito do hidrocarboneto nos perfis é maior que o efeito da argilosidade, e aplica-se a média quadrática entre  $\phi_{DC}$  e  $\phi_{NC}$  para o cálculo de  $\phi_e$ , também conhecida como equação de Gaynard-Poupon (Gaynard et al., 1968):

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{NC}^2 + \phi_{DC}^2}{2}} \quad (4.16)$$

caso contrário ( $\phi_{NC} > \phi_{DC}$ ), o efeito de  $V_{sh}$  nos perfis é maior que o efeito do hidrocarboneto e utilizamos a equação:

$$\phi_e = \frac{\phi_D \cdot \phi_{Nsh} - \phi_N \cdot \phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad (4.17)$$

### 4.6.3 Cálculo da Saturação de Água

A equação de Archie (4.7) pressupõe que a matriz da rocha não conduz eletricidade. No entanto, a presença de minerais de argila em arenitos adicionam uma contribuição elétrica que faz com que a equação de Archie superestime a saturação de água, e portanto, seja pessimista na busca de óleo ou gás (Doveton, 2002). Em formações areno-argilosas existem equações específicas para o caso de folhelho estrutural, disperso e laminar. Entretanto, segundo Tiab e Donaldson (2015), baseado em investigações e experiências de campo, tem-se descoberto que geralmente todas as três formas de folhelho coexistem na mesma formação.

A equação provavelmente mais conhecida para o cálculo de saturação de água em formações areno-argilosas foi introduzida por Simandoux (1963), originalmente escrita como:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} + \frac{\varepsilon \cdot V_{sh}}{R_{sh}} \quad (4.18)$$

onde  $\varepsilon = 1$  quando  $S_w = 1$  e  $\varepsilon < 1$  quando  $S_w < 1$ . Outro parâmetro novo em relação à equação de Archie é  $R_{sh}$ , que é a resistividade do folhelho próximo à rocha reservatório. Entretanto, a equação de Simandoux usada atualmente é a versão modificada, na forma de uma equação quadrática de saturação de água, onde  $\varepsilon = S_w$ , introduzida dessa forma pela primeira vez por Bardon et al. (1969):

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}} \quad (4.19)$$

considerando  $F = \frac{a}{\phi_e^m}$  e rearrumando a equação obtêm-se:

$$\left( \frac{\phi_e^m}{a \cdot R_w} \right) \cdot S_w^2 + \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \cdot S_w - \frac{1}{R_t} = 0 \quad (4.20)$$

que resolvendo para a raiz quadrada positiva nos retorna:

$$S_w = \frac{a \cdot R_w}{2 \cdot \phi_e^m} \cdot \left[ \sqrt{\left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \cdot \phi_e^m}{a \cdot R_w \cdot R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (4.21)$$

Segundo Tiab e Donaldson (2015), a equação acima é uma relação de folhelho generalizada; ou seja; pode ser aplicada independentemente do tipo de folhelho, seja ele estrutural, disperso ou laminar, ou mesmo uma mistura de todos.

## CAPÍTULO 5

# Modelagem dos Dados Baseada em Análise de Regressão

A análise de regressão foi desenvolvida por Sir Francis Galton no final do século XIX. É um método estatístico que utiliza a relação entre duas ou mais variáveis quantitativas, de modo que uma variável resposta ou resultado possa ser predita a partir de outra, ou outras. Esta metodologia é amplamente utilizada no mundo dos negócios, em ciências comportamentais e sociais, ciências biológicas, e muitas outras disciplinas (Neter et al., 1996).

### 5.1 Modelo de Regressão Linear Simples

O modelo de regressão linear simples (MRLS) relaciona uma variável explicativa independente ( $X_i$ ), com uma variável resposta dependente ( $Y_i$ ) de modo que:

$$Y_i = \alpha_0 + \alpha_1 X_i + \epsilon_i, \quad i \in N^*, \quad (5.1)$$

onde  $\alpha_0$  e  $\alpha_1$  são os coeficientes da regressão, e  $\epsilon_i$  é o erro estocástico ou aleatório.

### 5.2 Modelo de Regressão Linear Múltipla

O modelo de regressão linear múltipla (MRLM) é um dos métodos estatísticos mais utilizados entre todos (Neter et al., 1996). Deve ser aplicada quando apenas uma variável regressora não é capaz de explicar totalmente o fenômeno estudado, devendo-se portanto introduzir no modelo outras variáveis dependentes, de modo que:

$$Y_i = \alpha_0 + \alpha_1 X_{i1} + \alpha_2 X_{i2} + \dots + \alpha_{p-1} X_{i,p-1} + \epsilon_i, \quad i \in N^*, \quad (5.2)$$

é chamado modelo de regressão linear múltipla com  $p-1$  variáveis regressoras; onde  $\alpha_0$ ,  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  ...  $\alpha_{p-1}$  representam os coeficientes de regressão ( $\alpha_0$  é também chamado de intercepto). A

função  $Y_i$  no modelo linear múltiplo é uma superfície de resposta, e descreve um hiperplano no espaço  $p$ -dimensional das variáveis de entrada  $X_i$ .

### 5.3 Modelos de Regressão não Linear Simples

Em alguns casos, obtém-se em laboratórios dados experimentais em que o ajuste linear não pode ser considerado, pois não é combinação linear dos parâmetros. Neste caso, necessitamos de outras famílias de funções para representar adequadamente uma função representada em uma tabela (Arenales e Darezzo, 2008). Tais modelos podem ser expressos de maneira geral por:

$$Y_i = \eta(X_i, \boldsymbol{\theta}) + \epsilon_i, \quad i \in N^*, \quad (5.3)$$

onde  $Y_i$  é o valor da variável dependente,  $\eta(X_i, \boldsymbol{\theta})$  é uma função não linear contínua,  $X_i$  é o valor da variável independente,  $\boldsymbol{\theta}$  é o vetor dos coeficientes desconhecidos e  $\epsilon_i$  é o erro estocástico. A tabela 5.1 mostra alguns tipos de regressões não lineares simples.

Tabela 5.1: Exemplos de equações não lineares

| Modelo      | Equação                          | Transformação Linear                    |
|-------------|----------------------------------|---|
| Logarítmico | $Y = \alpha_0 + \alpha_1 \ln X$  |   |
| Hiperbólico | $Y = 1/(\alpha + \beta \cdot X)$ |   |
| Exponencial | $Y = \alpha_0 e^{\alpha_1 X}$    | $\ln Y = \ln \alpha_0 + \alpha_1 X$     |
| Potência    | $Y = \alpha_0 X^{\alpha_1}$      | $\ln Y = \ln \alpha_0 + \alpha_1 \ln X$ |

É importante salientar que a linearidade está relacionada aos coeficientes da regressão. Segundo Mazucheli e Achcar (2002) por exemplo, o modelo é linear se  $\partial\eta(X_i, \boldsymbol{\theta})/\partial\theta_j$  não depender de  $\boldsymbol{\theta}$ , ou  $\partial^2\eta(X_i, \boldsymbol{\theta})/\partial\theta_j^2 = 0$ , com  $\theta_j = 1, \dots, p$ . Assim, o modelo:  $Y = \alpha_0 + \alpha_1\sqrt{X_{i1}} + \alpha_2 \cdot \ln(X_{i2}) + \alpha_3 \cdot X_{i3}^4 + \alpha_4 \cdot X_{i4} \cdot X_{i5}$  é um modelo linear múltiplo, ao passo que  $Y = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_{i1}^{-\alpha_2} + \alpha_3 \cdot X_{i2}$  é não linear múltiplo. Além disso, Um modelo de regressão não linear é considerado “intrinsecamente linear” se este pode ser reduzido a um modelo linear por meio de uma reparametrização apropriada (transformação linear).

## 5.4 Ajuste de Curvas pelo Método dos Mínimos Quadrados

O método dos mínimos quadrados ordinários (MMQ) é um método de ajuste de pontos a uma reta, e se baseia em que a reta resultante do ajuste seja tal que a soma dos quadrados das distâncias verticais dos pontos à reta seja mínima. Esta reta recebe o nome de retas dos mínimos quadrados, reta de regressão, ou reta de regressão estimada.

Seja  $e_i$  o resíduo ou desvio que a regressão linear obtém no ponto  $i$ , então:

$$e_i = Y_i - \hat{Y}_i, \quad (5.4)$$

onde  $Y_i$  é o valor observado e  $\hat{Y}_i$  é o melhor valor estimado pela regressão linear. Assim, segundo Neter et al. (1996), o MMQ requer que consideremos a soma dos quadrados dos  $n$  desvios. Tal critério é denotado por  $Q$ :

$$Q = \sum_{i=1}^n e_i^2 = \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2. \quad (5.5)$$

Tomando como exemplo a regressão linear múltipla com  $p - 1$  variáveis regressoras (5.2) e escrevendo de maneira diferencial em relação aos coeficientes, temos, baseado em (Neter et al., 1996) e no site <http://www.portalaction.com.br>:

$$\begin{cases} \frac{\partial Q}{\partial \alpha_0} = -2 \sum_{i=1}^n [Y_i - \alpha_0 - \alpha_1 X_{i1} - \alpha_2 X_{i2} - \dots - \alpha_{p-1} X_{i,p-1}] \\ \frac{\partial Q}{\partial \alpha_1} = -2 \sum_{i=1}^n [Y_i - \alpha_0 - \alpha_1 X_{i1} - \alpha_2 X_{i2} - \dots - \alpha_{p-1} X_{i,p-1}] X_{i1} \\ \vdots \\ \frac{\partial Q}{\partial \alpha_j} = -2 \sum_{i=1}^n [Y_i - \alpha_0 - \alpha_1 X_{i1} - \alpha_2 X_{i2} - \dots - \alpha_{p-1} X_{i,p-1}] X_{ij} \end{cases}$$

com  $j = 0, 1, 2, \dots, p$ . Após igualar as derivadas a zero para obter os “pontos críticos” e rearrumá-las, obtêm-se o sistema de equações normais:

$$\begin{cases} n\alpha_0 + \alpha_1 \sum_{i=1}^n X_{i1} + \alpha_2 \sum_{i=1}^n X_{i2} + \dots + \alpha_{p-1} \sum_{i=1}^n X_{i,p-1} = \sum_{i=1}^n Y_i \\ \alpha_0 \sum_{i=1}^n X_{i1} + \alpha_1 \sum_{i=1}^n X_{i1}^2 + \alpha_2 \sum_{i=1}^n X_{i1} X_{i2} + \dots + \alpha_{p-1} \sum_{i=1}^n X_{i1} X_{i,p-1} = \sum_{i=1}^n X_{i1} Y_i \\ \vdots \\ \alpha_0 \sum_{i=1}^n X_{i,p-1} + \alpha_1 \sum_{i=1}^n X_{i,p-1} X_{i1} + \alpha_2 \sum_{i=1}^n X_{i,p-1} X_{i2} + \dots + \alpha_{p-1} \sum_{i=1}^n X_{i,p-1}^2 = \sum_{i=1}^n X_{i,p-1} Y_i \end{cases}$$

Resolvendo-se este sistema de equações encontra-se os coeficientes  $\alpha_0, \alpha_1, \dots, \alpha_{p-1}$ , das variáveis regressoras.

Um requisito para se aplicar o M.M.Q é que o erro ( $e_i$ ) seja distribuído aleatoriamente, tenha distribuição normal, com média zero e variância  $\sigma^2$  constante ( $erro \approx N(0, \sigma^2)$ ), e que valores extremos (*outliers*) sejam raros, pois afetam substancialmente na qualidade do ajuste por MMQ. Estes pontos extremos tem uma grande influência no ajuste porque ao se elevar os resíduos ou quadrado a magnitude do efeito é potencializada. Para minimizar a influência de outliers, pode-se ajustar os dados por regressão linear robusta.

A regressão robusta funciona atribuindo uma ponderação à cada ponto de dados. No MATLAB a ponderação é feita automaticamente e de forma iterativa usando um processo chamado mínimos quadrados iterativamente ponderados. Na primeira iteração, à cada ponto é atribuído o mesmo peso e os coeficientes do modelo são estimados usando MMQ. Nas iterações subsequentes, os pesos são recalculados de modo que a pontos mais distantes das previsões do modelo na iteração anterior são dados menor peso. Os coeficientes do modelo são então recalculados utilizando o MMQ ponderado, e o processo continua até que os valores das estimativas dos coeficientes convirjam dentro de uma tolerância especificada.

## 5.5 Qualidade dos Ajustes

### 5.5.1 Coeficiente de Determinação

A qualidade de um ajuste linear pode ser verificada em função do coeficiente de determinação ( $R^2$ ). Este parâmetro é a razão entre a variância explicada e a variância total, e pode ser expresso matematicamente por:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n e_i^2}{\sum_{i=1}^n y_i^2} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2} \quad (5.6)$$

onde  $\sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2$  é a soma de quadrados do erro (*SQE*) e  $\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2$  é a soma de quadrados totais (*SQT*).

**Comentários e precauções quanto ao uso de  $R^2$ :**

- Nota-se que  $0 \leq R^2 \leq 1$  ; ou seja; é uma medida descritiva da qualidade do ajuste obtido.

- Em geral referimo-nos ao  $R^2$  como a quantidade de variabilidade nos dados que é explicada pelo modelo de regressão ajustado. Entretanto, o valor do coeficiente de determinação depende do número de observações ( $n$ ), tendendo a crescer quando  $n$  diminui. Se  $n = 2$ , tem-se sempre  $R^2 = 1$ ; ou seja; um ajuste perfeito.
- É sempre possível tornar o  $R^2$  maior pela adição de uma nova variável ao modelo, o que não significa necessariamente que o novo modelo é superior ao anterior.
- A magnitude de  $R^2$ , também, depende da amplitude de variação da variável regressora ( $x$ ). Geralmente,  $R^2$  aumentará com maior amplitude de variação dos  $x$ 's e diminuirá em caso contrário.
- Em geral, também,  $R^2$  não mede a magnitude da inclinação da reta. Além do mais, ele não leva em consideração a falta de ajuste do modelo; ele poderá ser grande, mesmo que  $y$  e  $x$  estejam não linearmente relacionados. Dessa forma, vê-se que  $R^2$  não deve ser considerado sozinho, mas sempre aliado a outros diagnósticos do modelo.

Para evitar dificuldades na interpretação de  $R^2$ , alguns estatísticos preferem usar o  $R_a^2$  (Coeficiente de Determinação Ajustado), definido para uma equação com  $p$  coeficientes como:

$$R_a^2 = 1 - \left( \frac{n-1}{n-p} \right) (1 - R^2). \quad (5.7)$$

Assim como  $R^2$ , quanto maior  $R_a^2$ , mais a variável resposta é explicada pela regressora.

### 5.5.2 Coeficiente de Correlação de Pearson

O Coeficiente de Correlação de Pearson ( $R$ ) ou Coeficiente de Correlação Produto - Momento mede o grau da correlação linear entre duas variáveis quantitativas. É um índice adimensional com valores situados entre -1 e 1, que reflete a intensidade de uma relação linear entre dois conjuntos de dados. Assim, quando  $R = 1$  significa que há uma correlação positiva perfeita entre as duas variáveis; caso  $R = -1$  ocorre correlação negativa perfeita; e quando  $R = 0$  significa que as duas variáveis não dependem linearmente uma da outra, podendo existir entretanto, uma outra dependência que não seja linear. Assim, o resultado  $R = 0$  deve ser investigado por outros meios. O valor de  $R$  pode ser calculado como segue:

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (5.8)$$

Observa-se ainda que o Coeficiente de Determinação é o quadrado do Coeficiente de Correlação.

### 5.5.3 Teste F de Fisher-Snedecor para avaliar a Significância Geral da Regressão

Considerando o caso do modelo de regressão linear múltipla (equação 5.2), analisa-se as seguintes hipóteses:

$$\begin{cases} H_0 : \alpha_1 = \alpha_2 = \dots = \alpha_p = 0 \\ H_a : \alpha_j \neq 0; \text{ para qualquer } j = 1, \dots, p \end{cases}$$

Ao se rejeitar a hipótese nula  $H_0$ , aceita-se a hipótese alternativa  $H_a$ . Nesse caso pelo menos uma variável explicativa  $x_1, x_2, \dots, x_p$  contribui significativamente para o modelo, dentro dos graus de liberdade exigidos e dado um valor de significância ( $\beta$ ).

Matematicamente, rejeita-se  $H_0$  se  $F_0 > F_{(1-\beta; p; n-p-1)}$  e se  $p\text{-valor} = P[F_{p; n-p-1} > F_0] < \beta$ , no qual  $\beta$  é o nível de significância considerado. Geralmente adota-se  $\beta = 5\%$ , o que implica dizer caso  $H_0$  seja rejeitada, isso acontece com um nível de confiança de, pelo menos 95%.

### 5.5.4 Teste t para avaliar a Significância de cada Coeficiente Individualmente

As hipóteses para testar a significância de qualquer coeficiente da regressão individualmente (inclusive o intercepto) são dadas por:

$$\begin{cases} H_0 : \alpha_j = 0 \\ H_a : \alpha_j \neq 0 \end{cases} ; j = 0, 1, \dots, p$$

Se  $H_0$  não é rejeitada, então pode-se retirar  $x_j$  do modelo já que esta variável não influencia a resposta de forma significativa. Matematicamente o teste t é expresso por:

$$t_0 = \frac{\frac{\hat{\alpha}_j}{\sqrt{\sigma^2 C_{jj}}}}{\sqrt{\frac{(n-p-1)\hat{\sigma}^2}{\sigma^2}}} = \frac{\hat{\alpha}_j}{\sqrt{\hat{\sigma}^2 C_{jj}}} \sim t_{(n-p-1)} \quad (5.9)$$

onde  $C = (X'X)^{-1}$ ,  $X$  é a matriz com as variáveis explicativas transformadas ou normalizadas entre -1 e 1,  $X'$  é a transposta da matriz  $X$  e  $C_{jj}$  é o  $j$ -ésimo elemento da diagonal de  $(X'X)^{-1}$ ,  $j = 0, 1, \dots, p$ . A hipótese nula é rejeitada se:

$$|t_0| > t_{\beta, (1-\frac{\beta}{2}, n-p-1)} \quad (5.10)$$

ou analisando-se o  $p$  – valor que é calculado por meio da expressão:

$$p - \text{valor} = 2 \cdot P(t_{n-p-1} > |t_0|) \quad (5.11)$$

rejeita-se  $H_0$  se  $p\text{-valor} < \beta$ .

A distribuição  $t$  de student assemelha-se à curva normal padrão, porém as caudas são mais largas, podendo gerar valores mais extremos que a simulação normal.

A figura 5.1 exhibe graficamente a distribuição  $t$ . É dado um exemplo considerando-se  $\beta = 5\%$ , e 20 graus de liberdade<sup>1</sup> o valor  $t$  tabelado para o teste bi-caudal é  $\pm 2,086$ . Assim, caso  $-2,086 < t_0 < 2,086$  a hipótese nula não é rejeitada, e o coeficiente analisado não é significativo para a regressão; ou seja; existe 95 % de chance de que este coeficiente seja igual a zero.

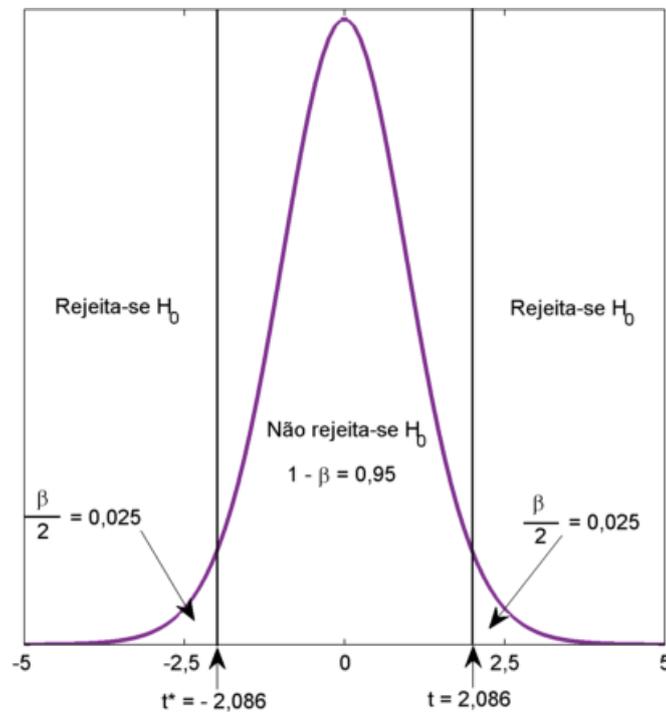


Figura 5.1: Exemplo gráfico da distribuição  $t$  de student bi-caudal para 20 graus de liberdade. Fonte: Confecção própria

<sup>1</sup>Em regressões, o grau de liberdade é dado pela diferença entre o número de observações e o número de coeficientes estimados.

# CAPÍTULO 6

## Resultados

### 6.1 Caracterização Petrofísica

Tabela 6.1: Resultados das regressões da figura 6.1 ( $K_v \times K_h$ ).

| POÇO | M.M.Q                                     | Robusta                                   |
|------|---|---|
| NA02 | $K_h = 0,42 \cdot K_v + 176; R^2 = 0,16$  | $K_h = 0,86 \cdot K_v + 41,9; R^2 = 0,75$ |
| NA04 | $K_h = 0,84 \cdot K_v + 150; R^2 = 0,68$  | $K_h = 0,87 \cdot K_v + 78,3; R^2 = 0,8$  |
| NA07 | $K_h = 0,70 \cdot K_v + 91,8; R^2 = 0,74$ | $K_h = 0,92 \cdot K_v + 23,3; R^2 = 0,96$ |
| NA11 | $K_h = 0,62 \cdot K_v + 13,8; R^2 = 0,56$ | $K_h = 0,9 \cdot K_v + 0,03; R^2 = 0,97$  |

Tabela 6.2: Resultados das regressões da figura 6.2 ( $\phi_v \times \phi_h$ ).

| POÇO | M.M.Q  | Robusta  |
|------|--|--|
| NA02 | $\phi_h = 1,007 \cdot \phi_v - 0,21; R^2 = 0,86$ | $\phi_h = 0,98 \cdot \phi_v + 0,5; R^2 = 0,85$   |
| NA04 | $\phi_h = 1,074 \cdot \phi_v - 1,86; R^2 = 0,90$ | $\phi_h = 1,006 \cdot \phi_v - 0,21; R^2 = 0,94$ |
| NA07 | $\phi_h = 0,83 \cdot \phi_v + 4,5; R^2 = 0,89$   | $\phi_h = 0,86 \cdot \phi_v + 3,63; R^2 = 0,91$  |
| NA11 | $\phi_h = 0,8 \cdot \phi_v + 1,22; R^2 = 0,69$   | $\phi_h = 0,99 \cdot \phi_v - 0,127; R^2 = 0,95$ |

Tabela 6.3: Resultados das regressões da figura 6.3 (relações porosidade-permeabilidade).

| POÇO | Exponencial  | Potência                                     |
|------|--|--|
| NA02 | $K = 0,2742 \cdot e^{0,251 \cdot \phi}; R^2 = 0,68$  | $K = 0,0004 \cdot \phi^{4,056}; R^2 = 0,812$ |
| NA04 | $K = 0,0758 \cdot e^{0,3224 \cdot \phi}; R^2 = 0,84$ | $K = 0,0001 \cdot \phi^{4,632}; R^2 = 0,876$ |
| NA07 | $K = 1,908 \cdot e^{0,1704 \cdot \phi}; R^2 = 0,27$  | $K = 0,0003 \cdot \phi^{4,06}; R^2 = 0,346$  |
| NA11 | $K = 0,022 \cdot e^{0,36 \cdot \phi}; R^2 = 0,85$    | $K = 0,003 \cdot \phi^{2,705}; R^2 = 0,573$  |

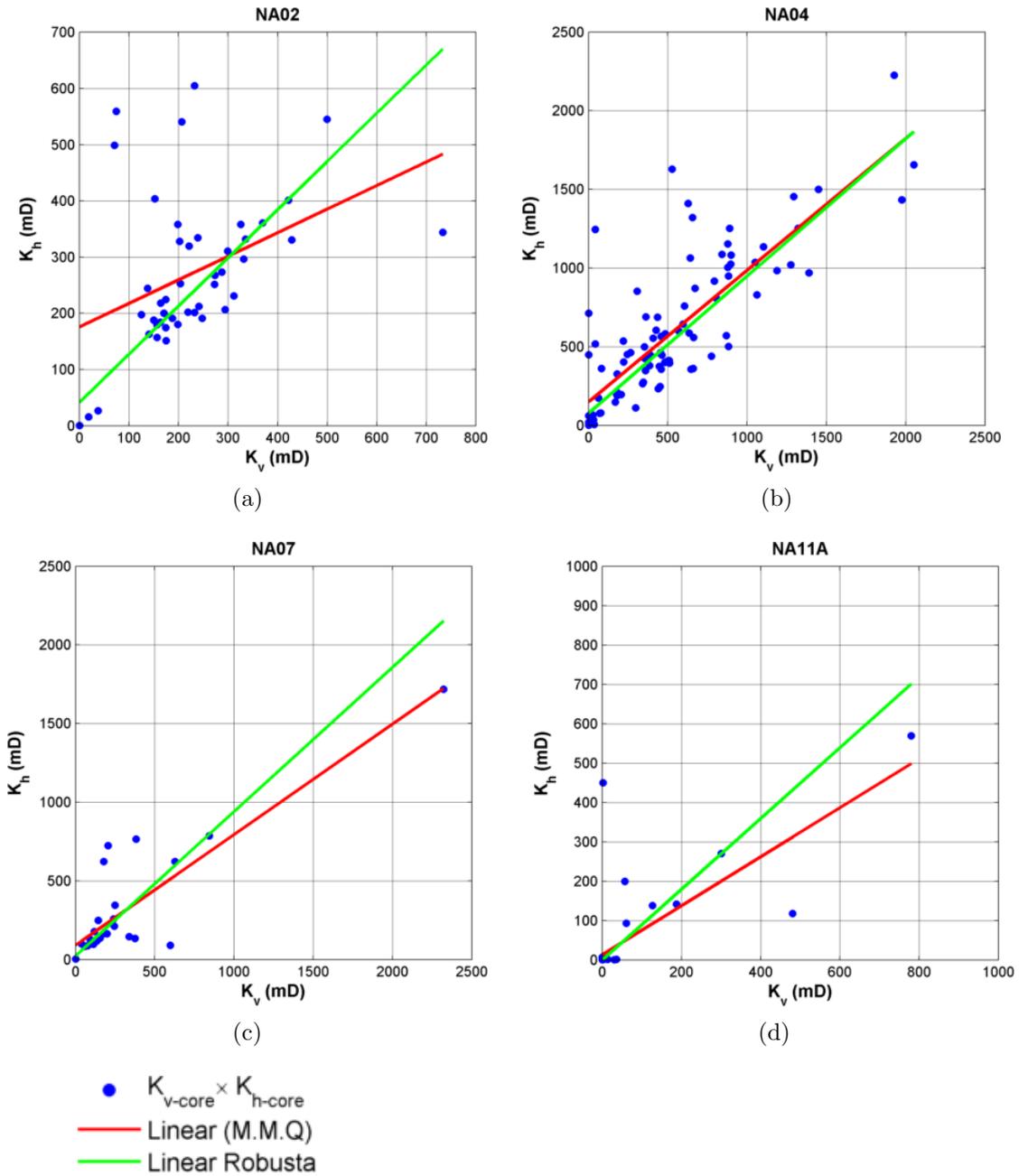


Figura 6.1: *crossplots*  $K_v \times k_h$  para os quatro poços utilizados.

Na figura 6.1 é comprovado o carácter tensorial exibido pela permeabilidade vez que há dispersão considerável dos pontos. As regressões robustas sofrem menor influência de *outliers* que as regressões por mínimos quadrados (M.M.Q), e as retas tendem para a bissetriz; ou seja; indicando que  $K_v \approx K_h$ . Na figura 6.2, o fato da reta de regressão por M.M.Q praticamente sobrepor-se à reta de regressão robusta atesta para a baixíssima quantidade de *outliers* nos dados de porosidade ( $\phi_v \approx \phi_h$ ). Além disso, corrobora o aspecto escalar da porosidade enquanto parâmetro petrofísico. Os dados do poço NA11A exibem alta dispersão mesmo para o gráfico da porosidade, possivelmente pelo fato das medidas de testemunho terem sido

realizadas em litologias com maior anisotropia, como é o caso dos carbonatos. Apesar disto, conclui-se a partir destes gráficos que o Arenito Namorado tem baixo caráter anisotrópico.

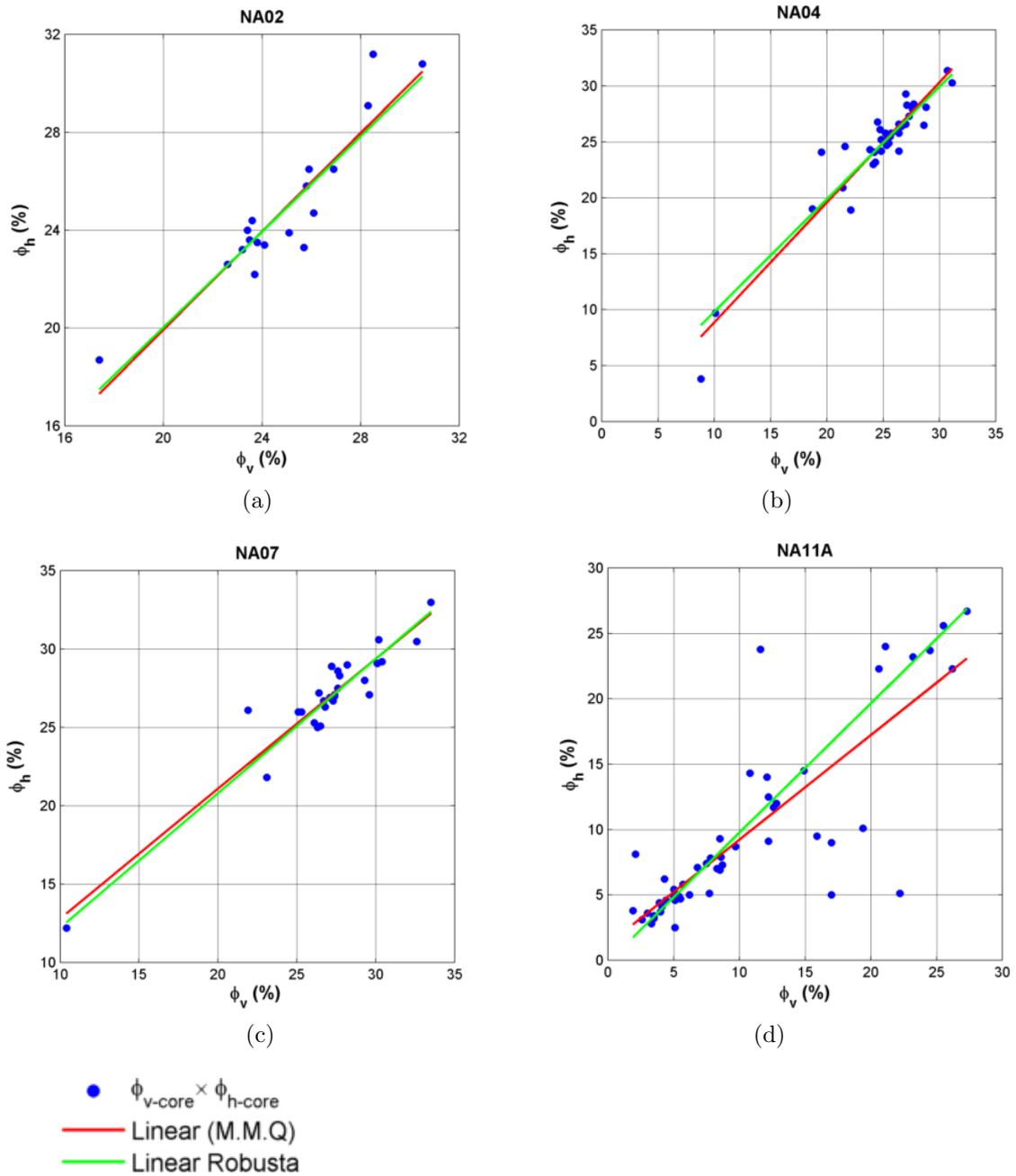


Figura 6.2: *crossplots*  $\phi_v \times \phi_h$  para os quatro poços utilizados.

Para as figuras 6.1 e 6.2 é utilizado apenas o coeficiente de determinação como parâmetro estatístico. O fato disto é que se tratam de regressões lineares simples entre variáveis iguais, tendo como foco a verificação na variabilidade desses valores quando se muda a direção de medida (caso da permeabilidade), ou quando se retiram amostras de testemunhos em direções diferentes (caso da porosidade). Nas regressões da figura 6.3 foram utilizadas as

permeabilidades e porosidades horizontais. Apenas para o poço NA04 foi utilizada a porosidade vertical por conta da menor quantidade de dados de porosidade horizontal. Para fazer essas regressões os dados foram linearizados como já mostrado na tabela 5.1 do capítulo anterior e os gráficos foram confeccionados em escala linear de porosidade e permeabilidade. Devido à alta correlação entre  $\phi$  e  $K$  foi utilizado aqui também apenas o  $R^2$  como parâmetro de qualidade de ajuste.

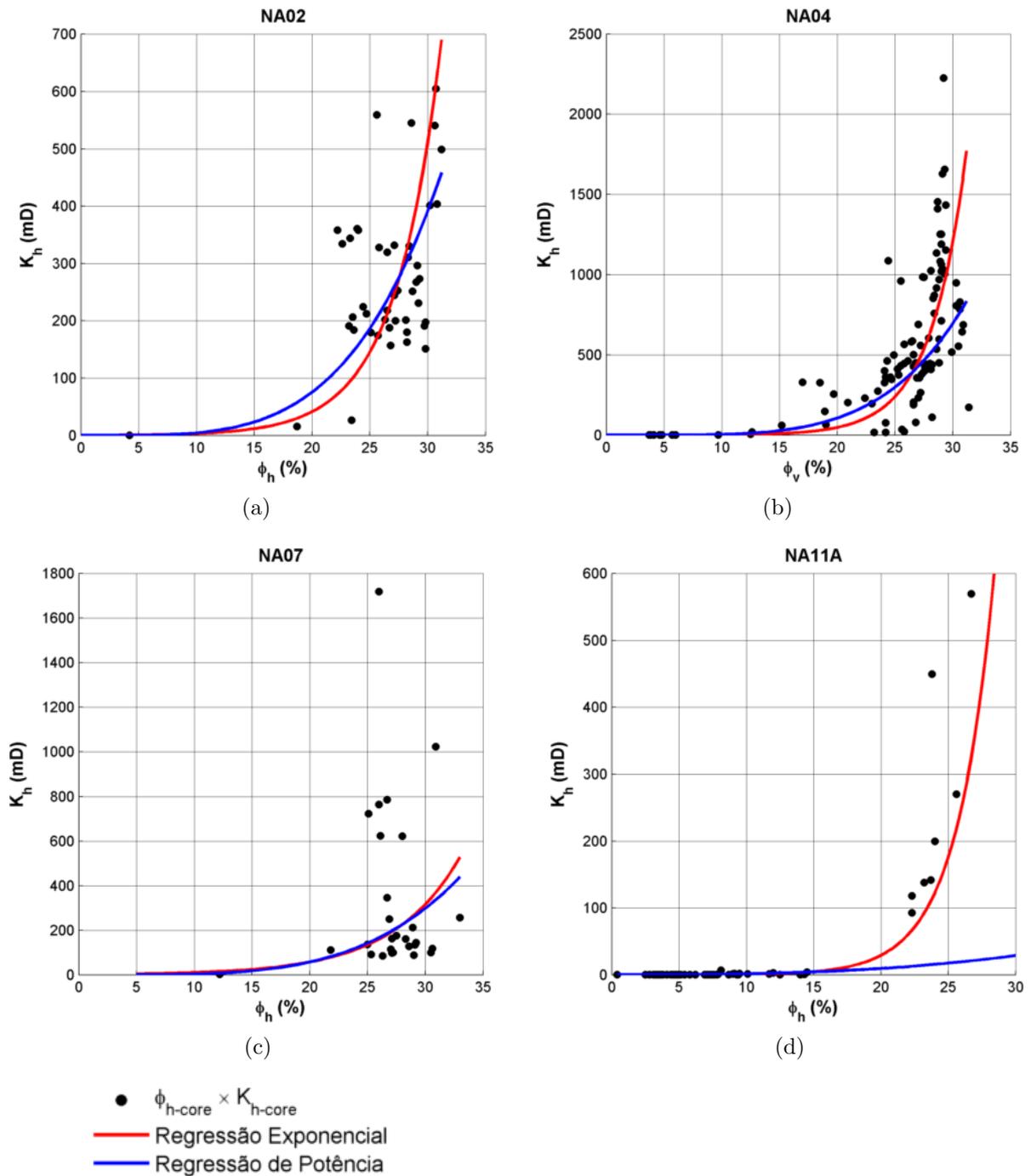


Figura 6.3: *crossplots* entre as porosidades e permeabilidades medidas em testemunho para os quatro poços utilizados.

Seleção dos parâmetro do poço NA04 para os cálculos de  $V_{sh}$ ,  $\phi_e$ ,  $S_w$  e Net-pay.

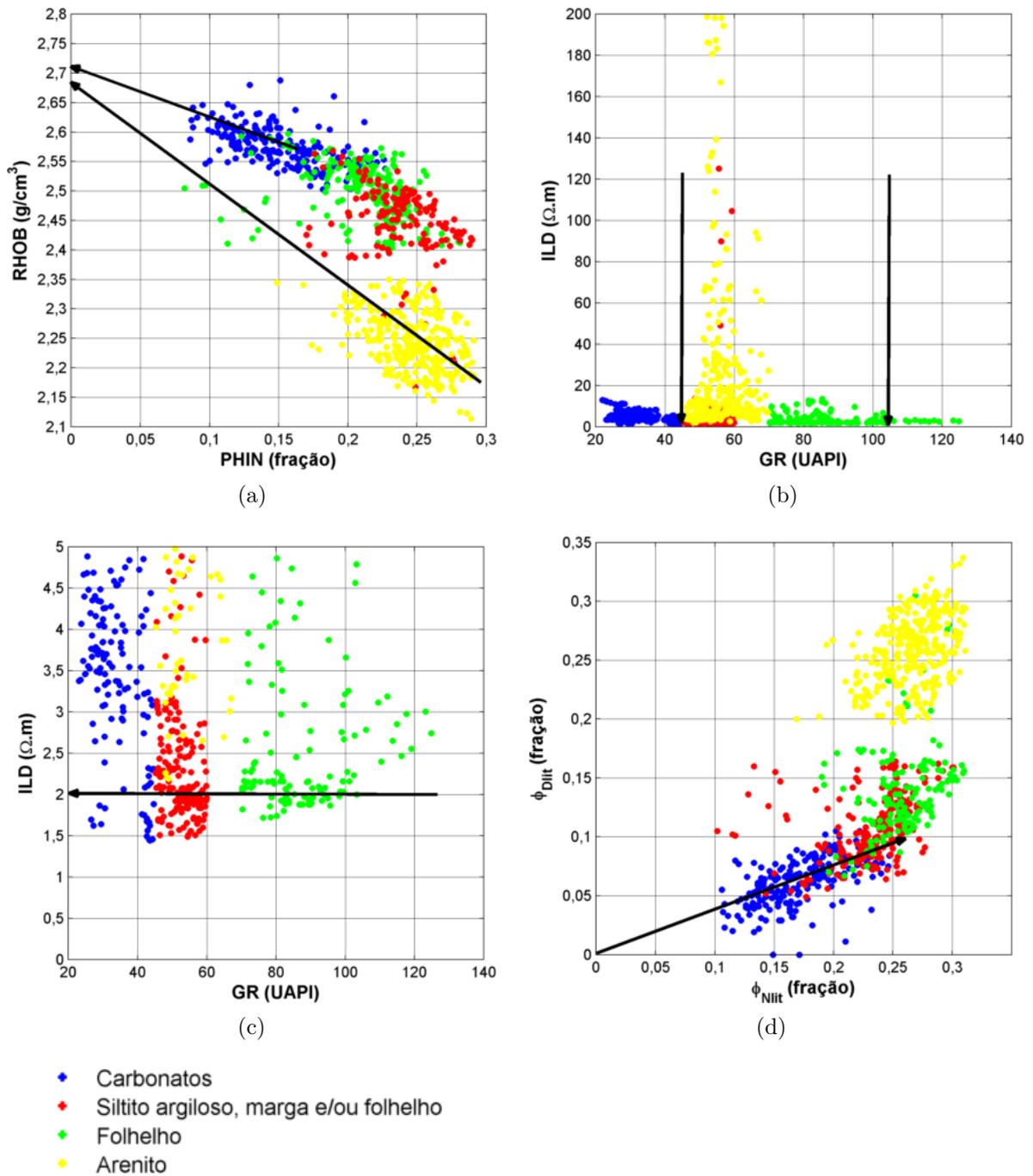


Figura 6.4: Em (a), determinação da densidade da matriz do arenito ( $\rho_m = 2,68 \text{ g/cm}^3$ ) e tendência da matriz dos carbonatos para o valor de  $2,71 \text{ g/cm}^3$ ; em (b) seleção do  $GR_{\min}$  (45 UAPI) e  $GR_{\max}$  (104 UAPI); em (c) determinação da resistividade do folhelho ( $R_{sh} = 2 \text{ } \Omega.m$ ) e em (d) determinação das porosidades aparentes do folhelho ( $\phi_{Nsh} = 0,26$  e  $\phi_{Dsh} = 0,1$ ).

Gráficos para obtenção da resistividade da água da formação ( $R_w$ ).

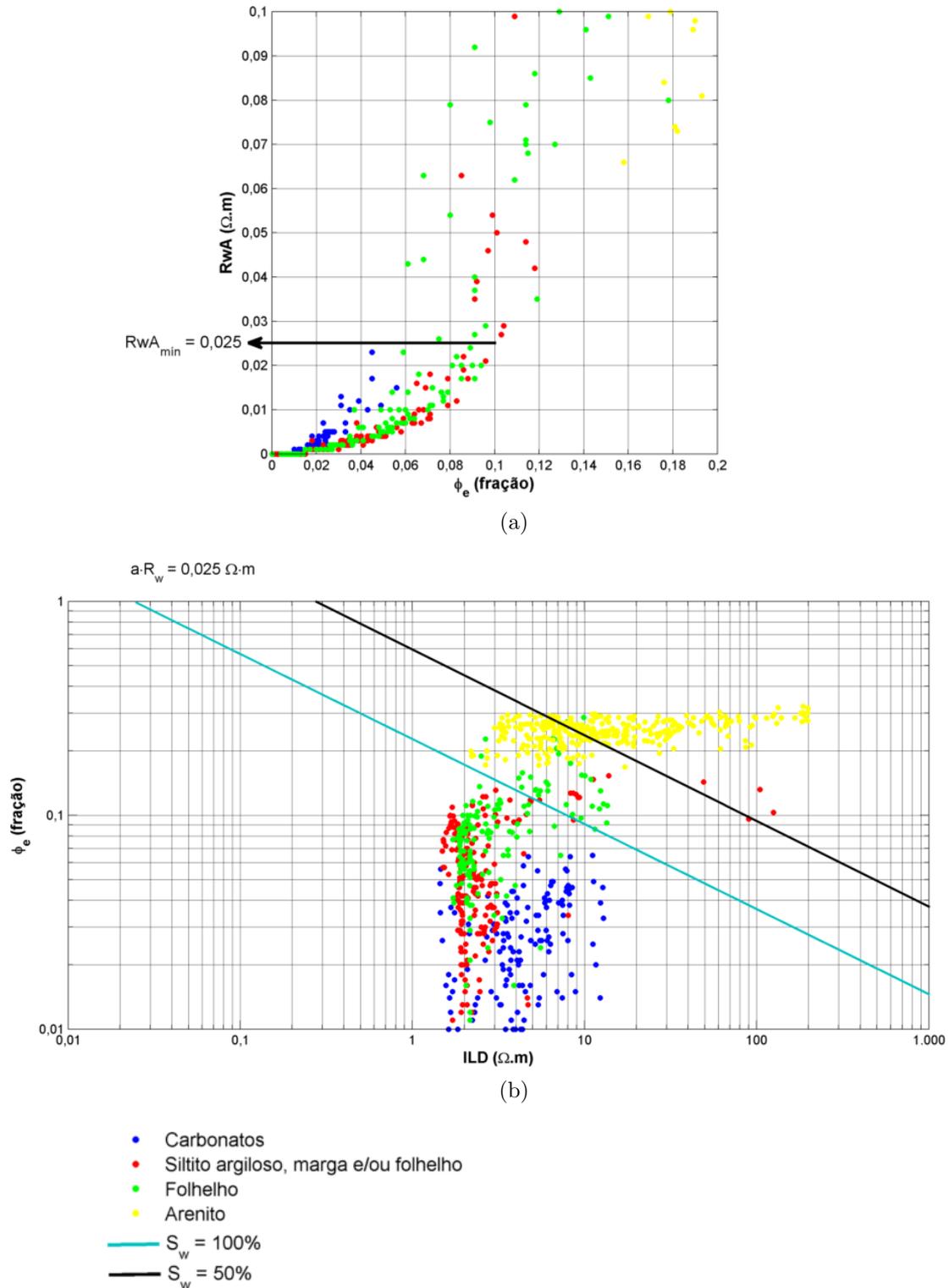


Figura 6.5: Em (a), método do  $R_w A$  mínimo com *cut-off* de 0,1 para  $\phi_e$  e em (b) gráfico de *Pickett* feito com base em Tiab e Donaldson (2015), pág 236. Neste caso o intercepto da reta de  $S_w = 100\%$  em  $\phi_e = 1$  corresponde ao produto entre o coeficiente litológico e a resistividade da água.

O mesmo valor de  $R_w$  obtido para o poço NA04 foi utilizado nos demais poços, por causa da similaridade dos parâmetros, e pelo fato dos poços estarem num mesmo bloco principal. Assim, partiu-se do princípio que possuem o mesmo tipo de água intersticial. Além disso, Foi utilizado o valor 1,0 para o coeficiente litológico,  $a$ , em conformidade com diversos autores, por tratar-se de arenitos consolidados.

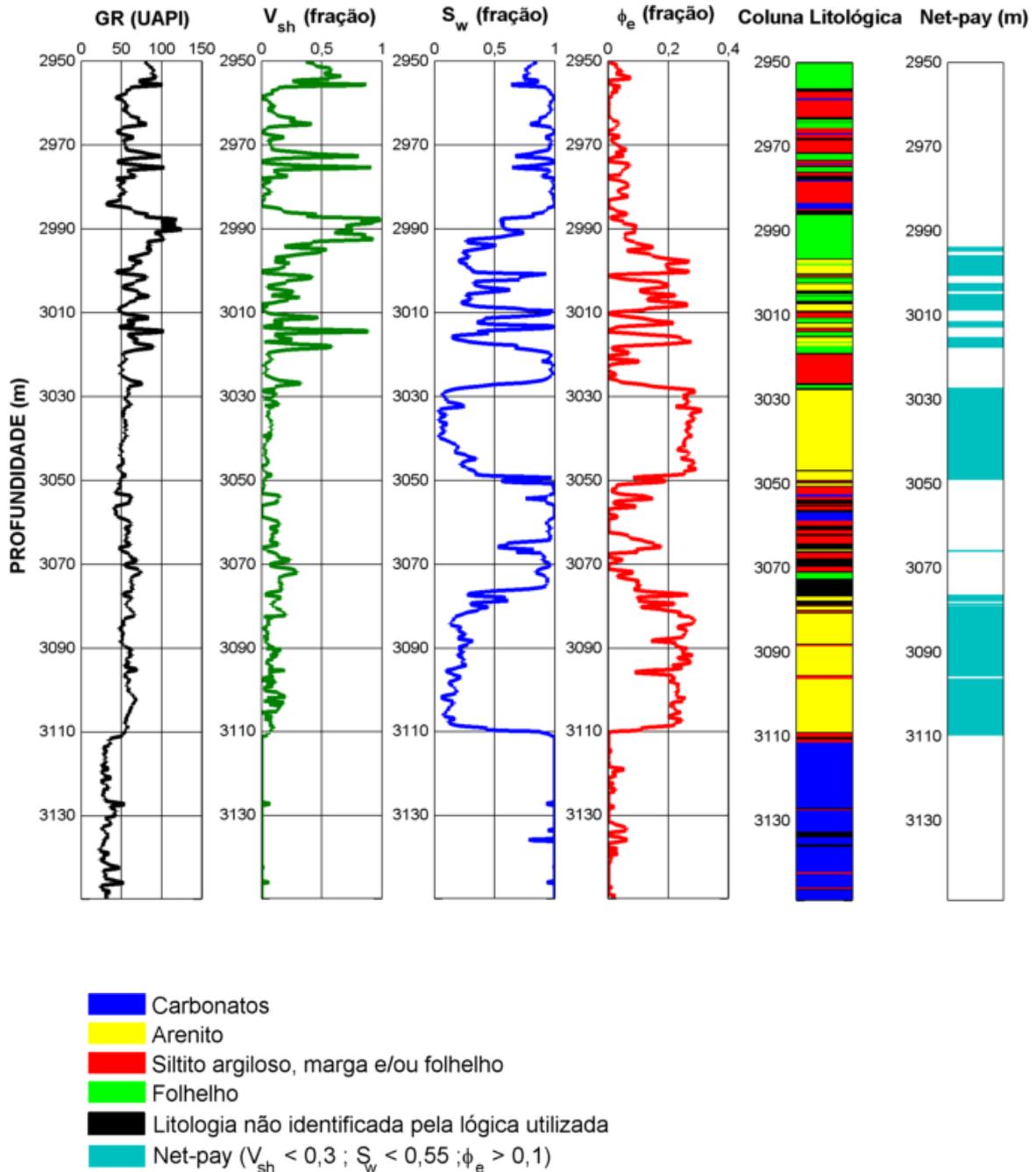


Figura 6.6: Resultado para o poço NA04

Seleção dos parâmetro do poço NA07 para os cálculos de  $V_{sh}$ ,  $\phi_e$ ,  $S_w$  e Net-pay.

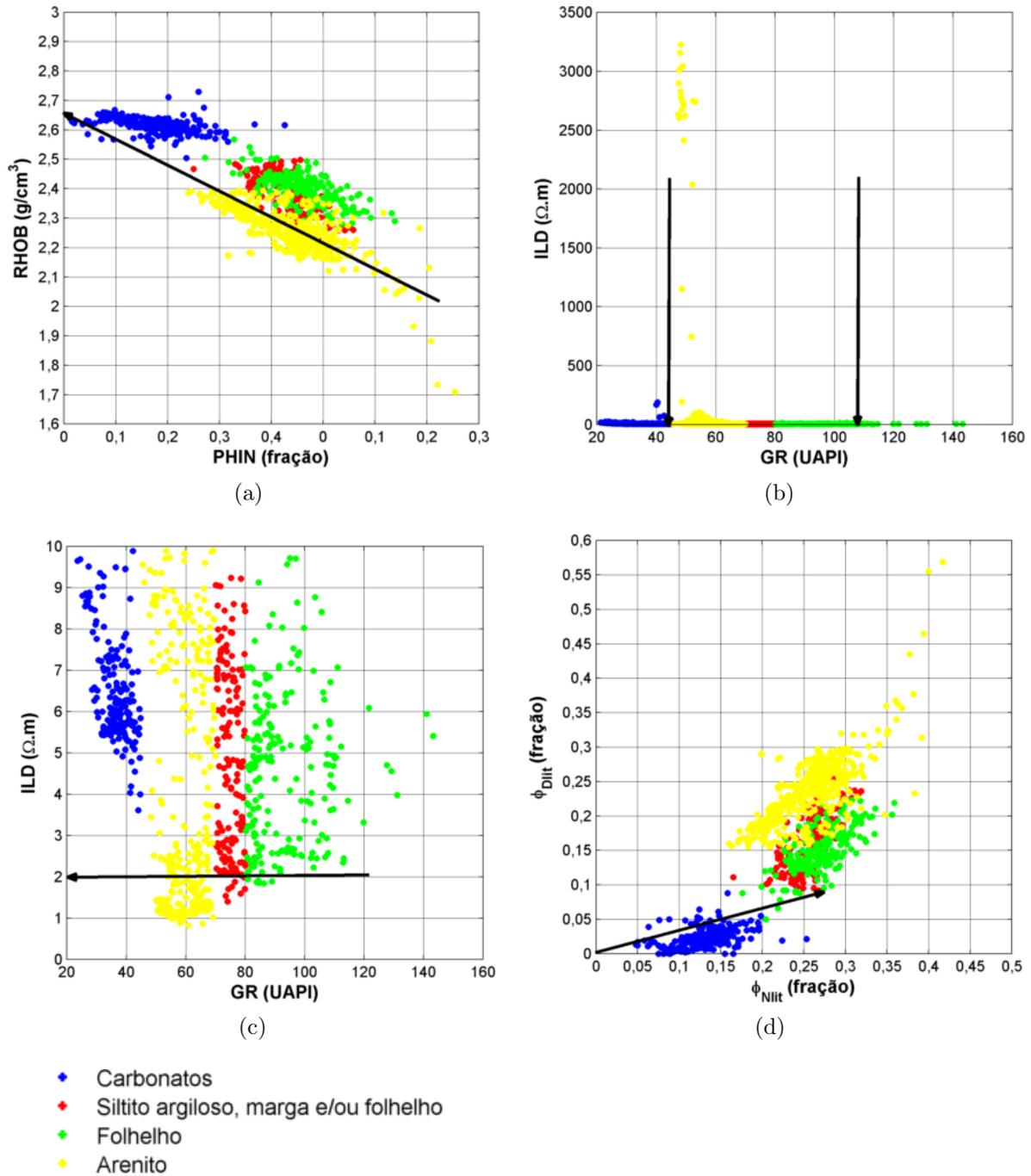
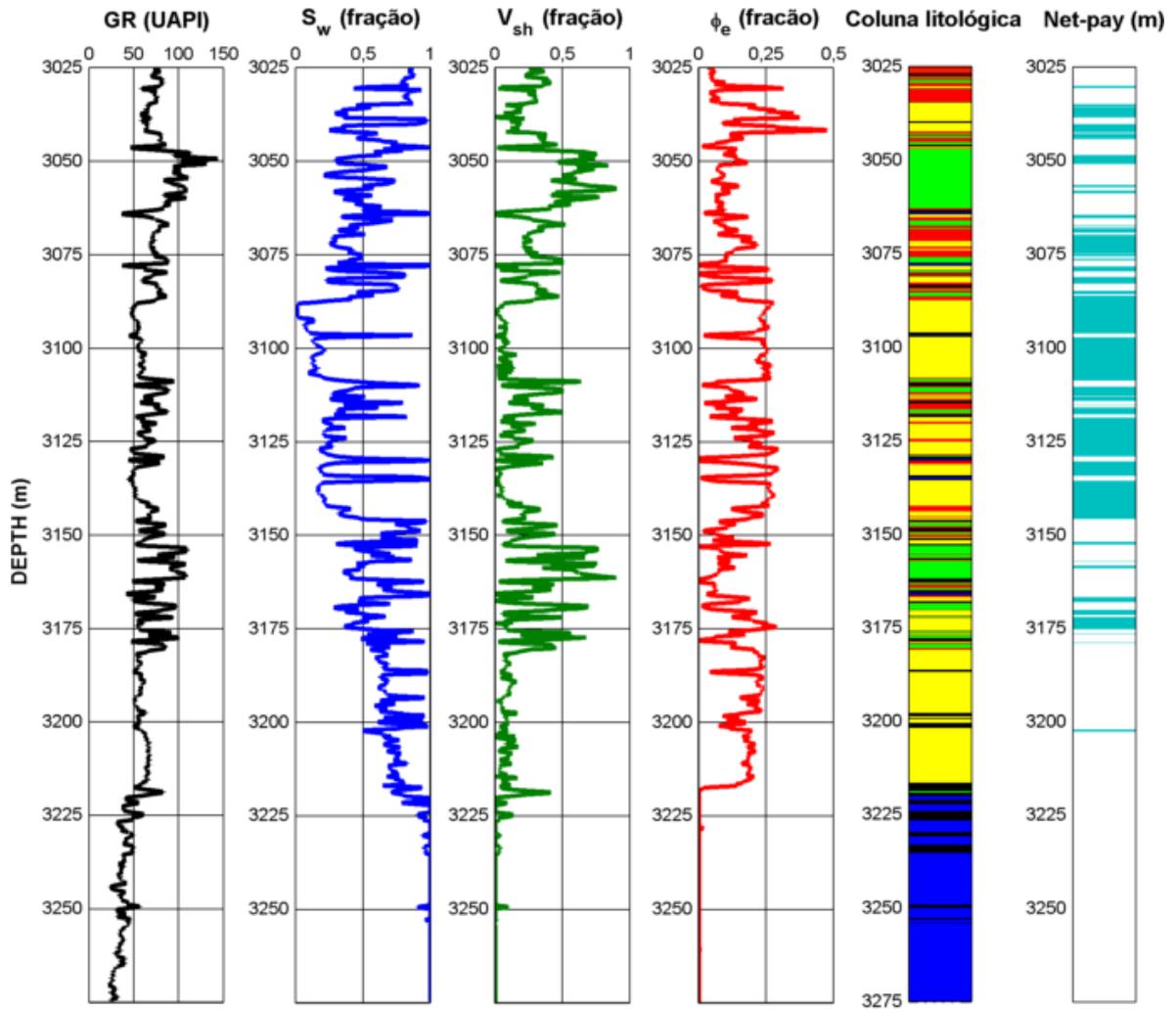


Figura 6.7: Em (a), determinação da densidade da matriz do arenito ( $\rho_m = 2,65 \text{ g/cm}^3$ ); em (b) seleção do  $GR_{\min}$  (45 UAPI) e  $GR_{\max}$  (108 UAPI); em (c) determinação da resistividade do folhelho ( $R_{sh} = 2 \text{ } \Omega.m$ ) e em (d) determinação das porosidades aparentes do folhelho ( $\phi_{Nsh} = 0,27$  e  $\phi_{Dsh} = 0,09$ ).



- Carbonatos
- Arenito
- Siltito argiloso, marga e/ou folhelho
- Folhelho
- Litologia não identificada pela lógica utilizada
- Net-pay ( $V_{sh} < 0,3$  ;  $S_w < 0,55$  ;  $\phi_e > 0,1$ )

Figura 6.8: Resultado para o poço NA07

Seleção dos parâmetro do poço NA11A para os cálculos de  $V_{sh}$ ,  $\phi_e$ ,  $S_w$  e Net-pay.

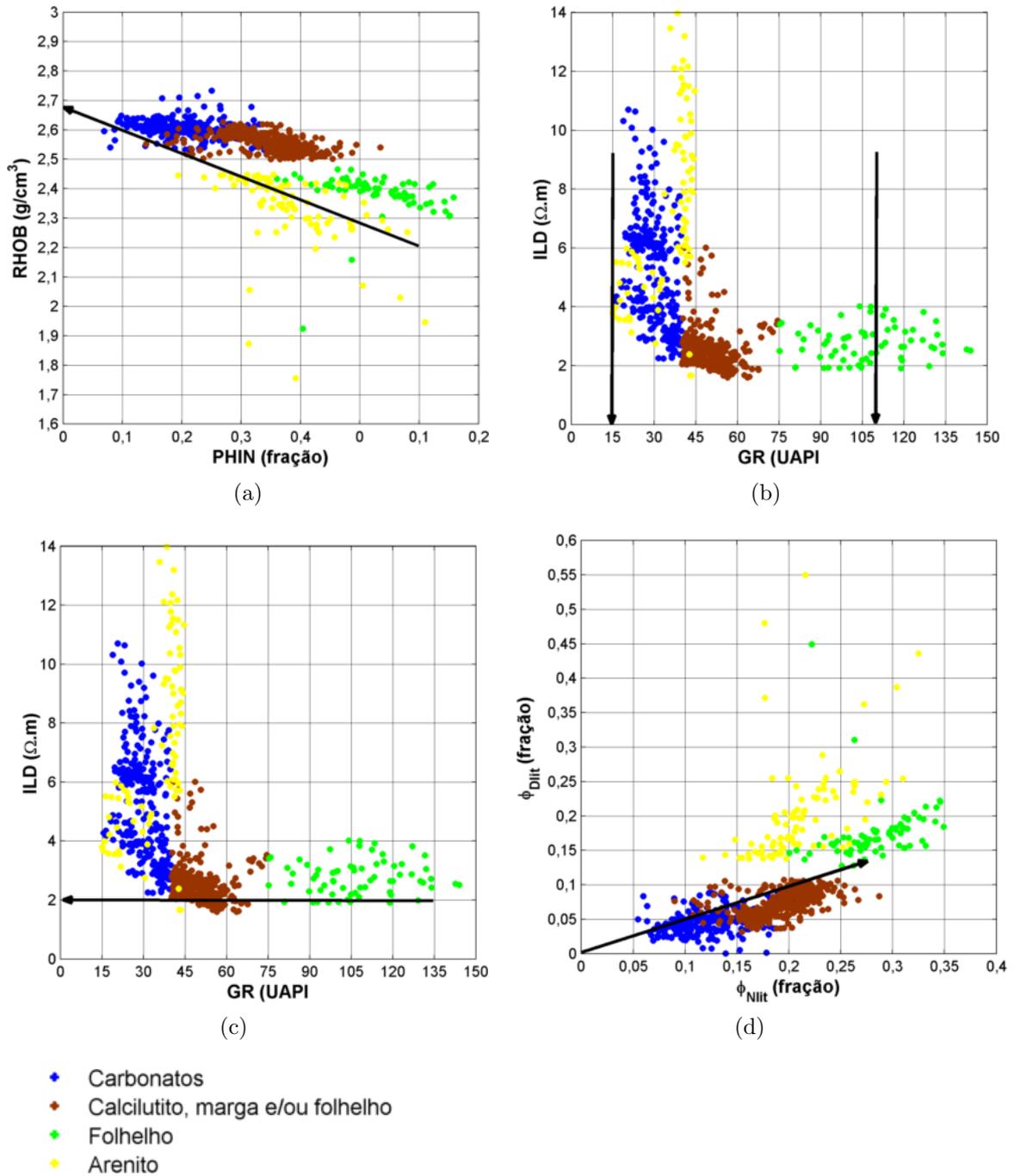
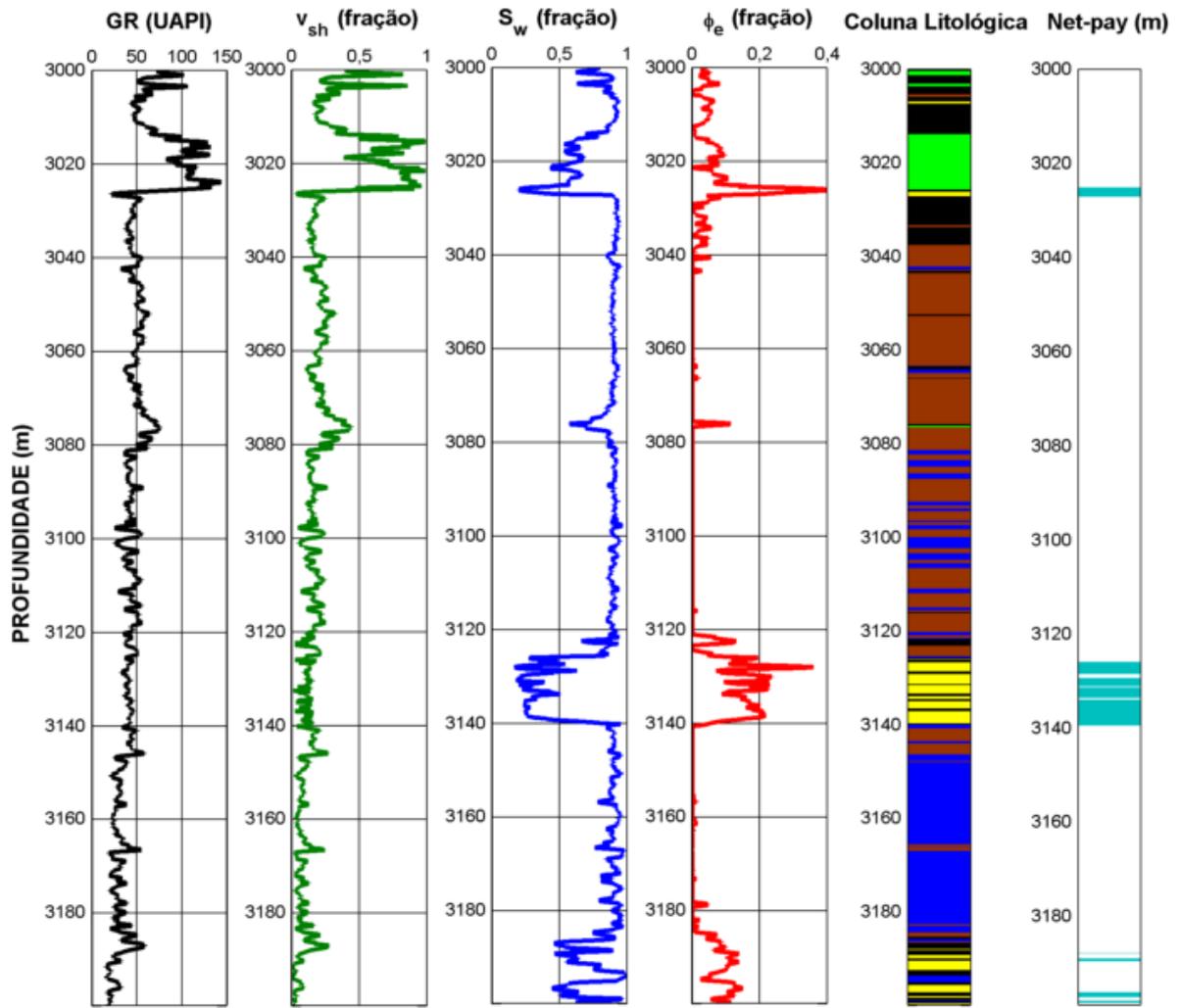


Figura 6.9: Em (a), determinação da densidade da matriz do arenito ( $\rho_m = 2,68 \text{ g/cm}^3$ ); em (b) seleção do  $GR_{\min}$  (15 UAPI) e  $GR_{\max}$  (110 UAPI); em (c) determinação da resistividade do folhelho ( $R_{sh} = 2 \text{ } \Omega.m$ ) e em (d) determinação das porosidades aparentes do folhelho ( $\phi_{Nsh} = 0,27$  e  $\phi_{Dsh} = 0,13$ ).



- Arenito
- Carbonatos
- Calcilutito, marga e/ou folhelho
- Folhelho
- Litologia não identificada pela lógica utilizada
- Net-pay ( $V_{sh} < 0,3$  ;  $S_w < 0,55$  ;  $\phi_e > 0,1$ )

Figura 6.10: Resultado para o poço NA11A

Seleção dos parâmetro do poço NA02 para os cálculos de  $V_{sh}$ ,  $\phi_e$ ,  $S_w$  e Net-pay.

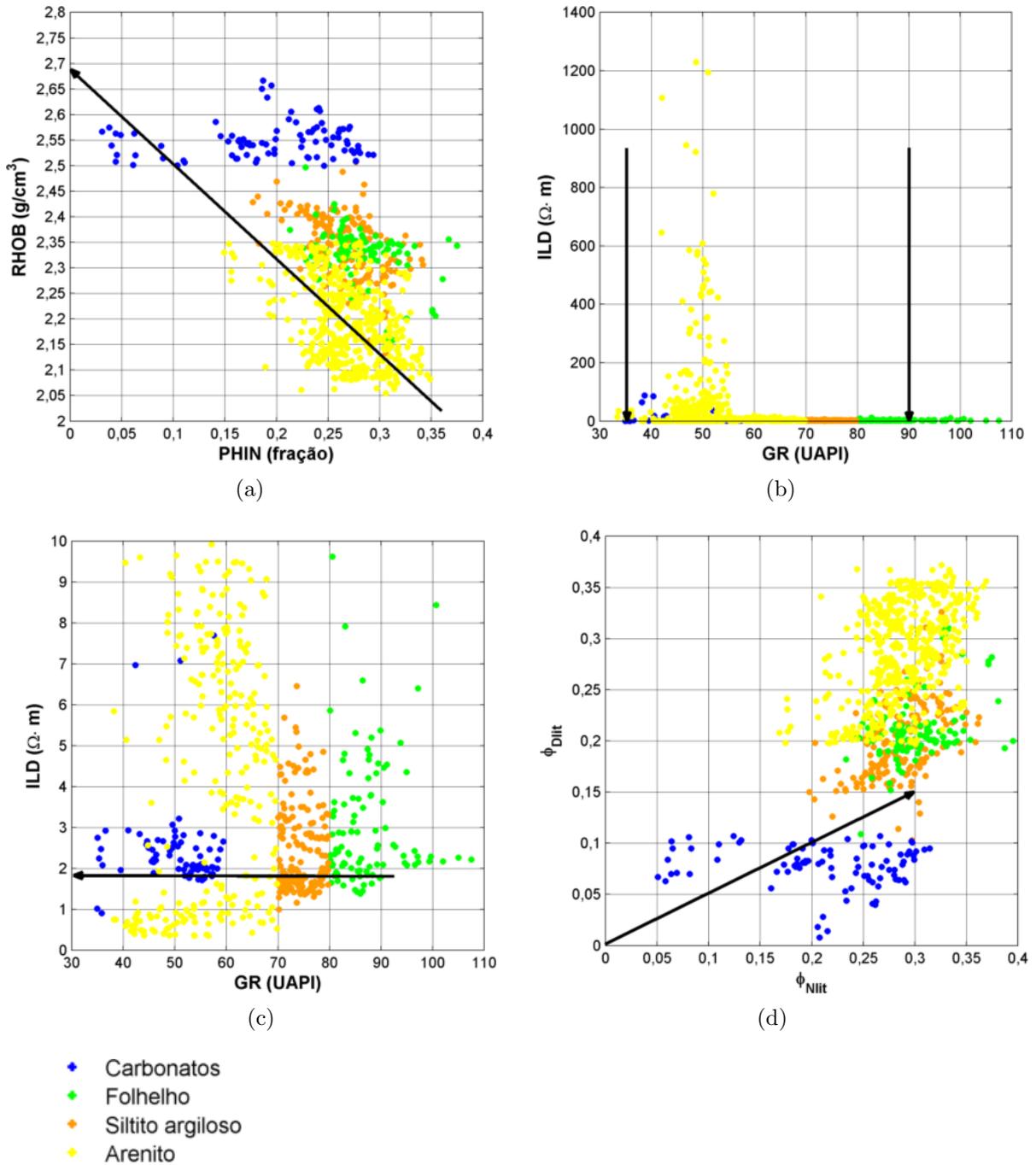


Figura 6.11: Em (a), determinação da densidade da matriz do arenito ( $\rho_m = 2,68 \text{ g/cm}^3$ ); em (b) seleção do  $GR_{mín}$  (35 UAPI) e  $GR_{máx}$  (90 UAPI); em (c) determinação da resistividade do folhelho ( $R_{sh} = 1,8 \text{ } \Omega.m$ ) e em (d) determinação das porosidades aparentes do folhelho ( $\phi_{Nsh} = 0,3$  e  $\phi_{Dsh} = 0,15$ ).

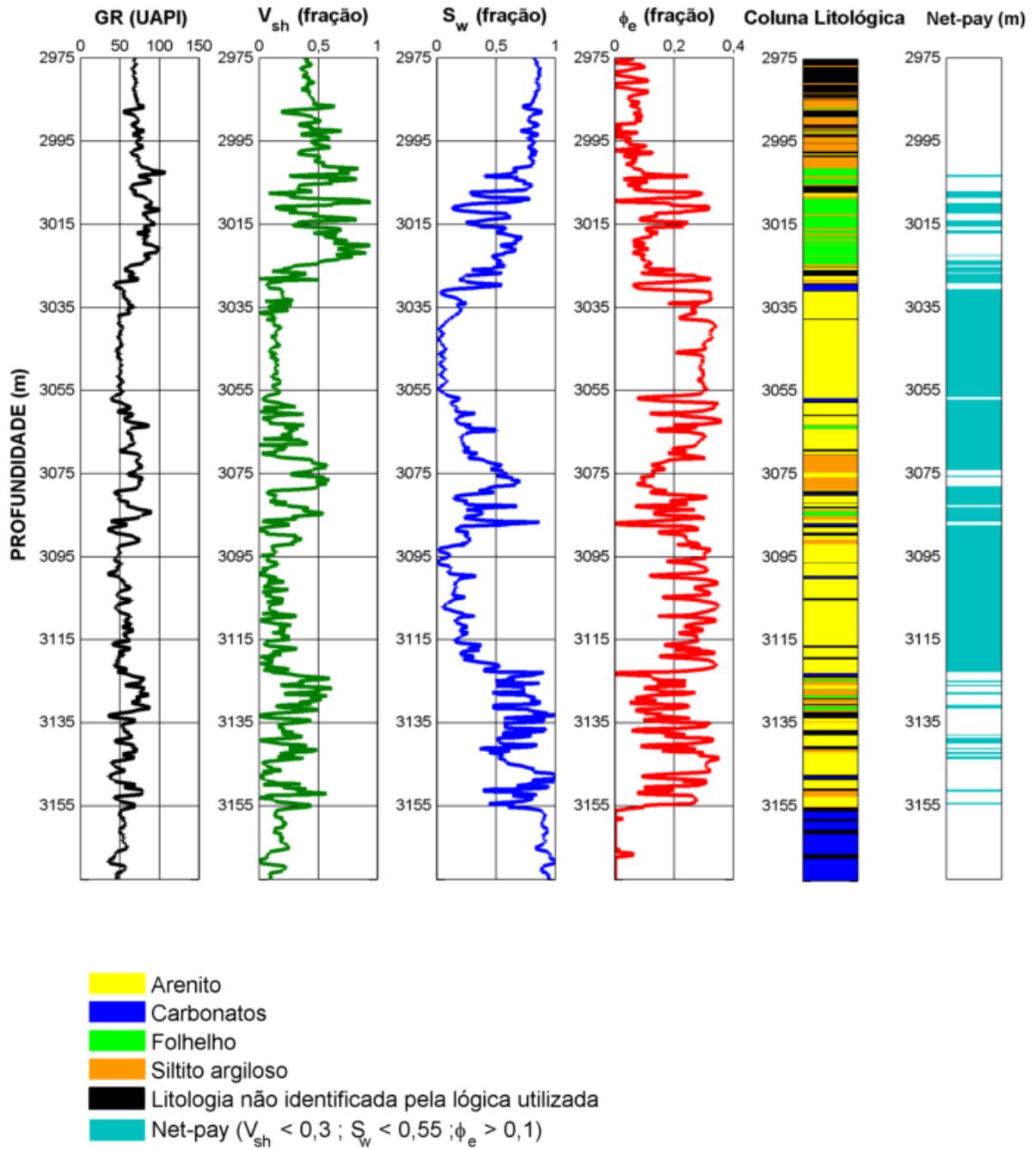


Figura 6.12: Resultado para o poço NA02

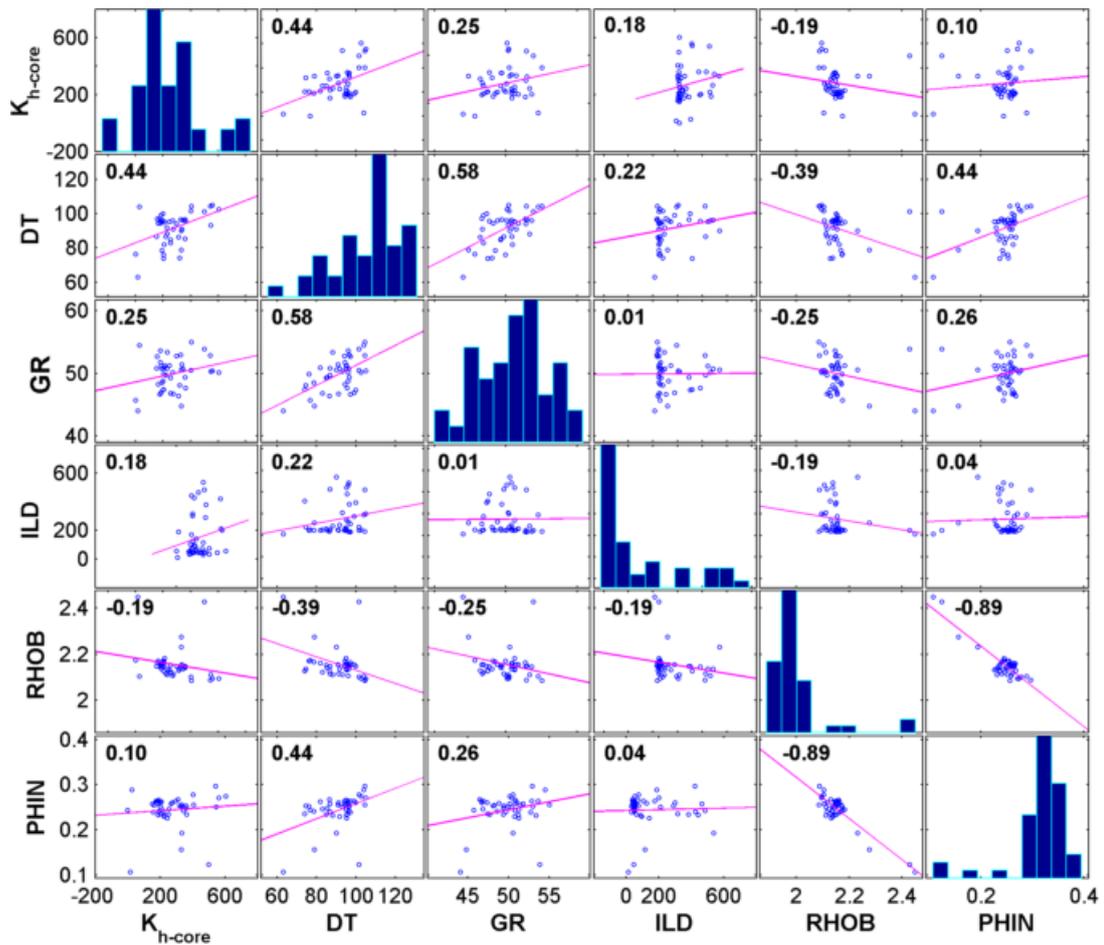
Tabela 6.4: Net-pay com os valores médios de porosidade efetiva, argilidade e saturação de água na zona de Net-pay para os quatro poços.

| <b>POÇO</b> | $\phi_e$ (fração) | $V_{sh}$ (fração) | $S_w$ (fração) | <b>Net-pay</b> (m) |
|-------------|-------------------|-------------------|----------------|--------------------|
| NA02        | 0,272             | 0,142             | 0,19           | 87,2               |
| NA04        | 0,228             | 0,09              | 0,22           | 69,6               |
| NA07        | 0,226             | 0,12              | 0,26           | 69,6               |
| NA11A       | 0,185             | 0,10              | 0,32           | 15,6               |

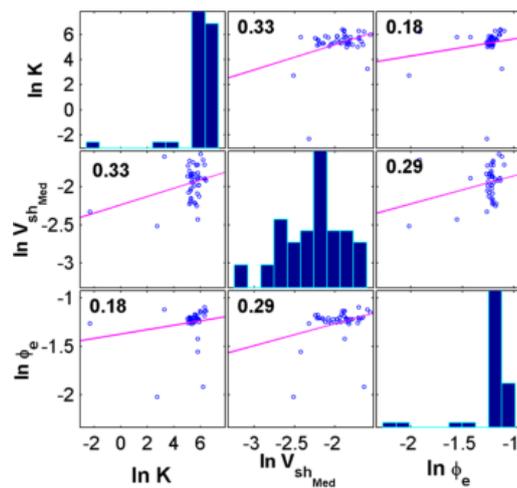
## 6.2 Modelagem da Permeabilidade

Para a próxima etapa, foram utilizadas como variáveis explicativa ou dependentes os perfis GR, RHOB, DT, PHIN e ILD, além de  $\phi_e$ ,  $V_{sh}$  e  $V_{shMed}$ , que é a média entre as equações de Clavier (4.10) e Larionov (4.11), e como variável resposta  $K_{h-core}$ . Tentou-se apenas relações lineares entre os perfis e  $K_{h-core}$ , entretanto, entre  $\phi_e$ ,  $V_{sh}$ ,  $V_{shMed}$  e  $K_{h-core}$  foram tentadas, além de relações lineares, relações de potência e exponenciais e as melhores foram exibidas. A regressão utilizando os perfis terá notação  $K_{perfis}$ . A regressão *stepwise*, que seleciona automaticamente os perfis mais significativos através de um algoritmo, terá notação  $K_{SWR}$ . Por fim, a regressão utilizando  $\phi_e$  e  $V_{sh}$  ou  $V_{shMed}$  terá notação  $K_z$ .

Matrizes de Correlação\* para os dados do poço NA02



(a)



(b)

Figura 6.13: Em (a), Correlação entre  $K$  e os perfis; em (b) Correlação entre  $\ln K$ ,  $\ln V_{sh_{Med}}$  e  $\ln \phi_e$ .

\*A diagonal principal exibe o histograma de frequências para cada variável, ao passo que os números nas demais entradas da matriz representam o Coeficiente de Correlação de Pearson (R).

## Modelagem da Permeabilidade para o Poço NA02

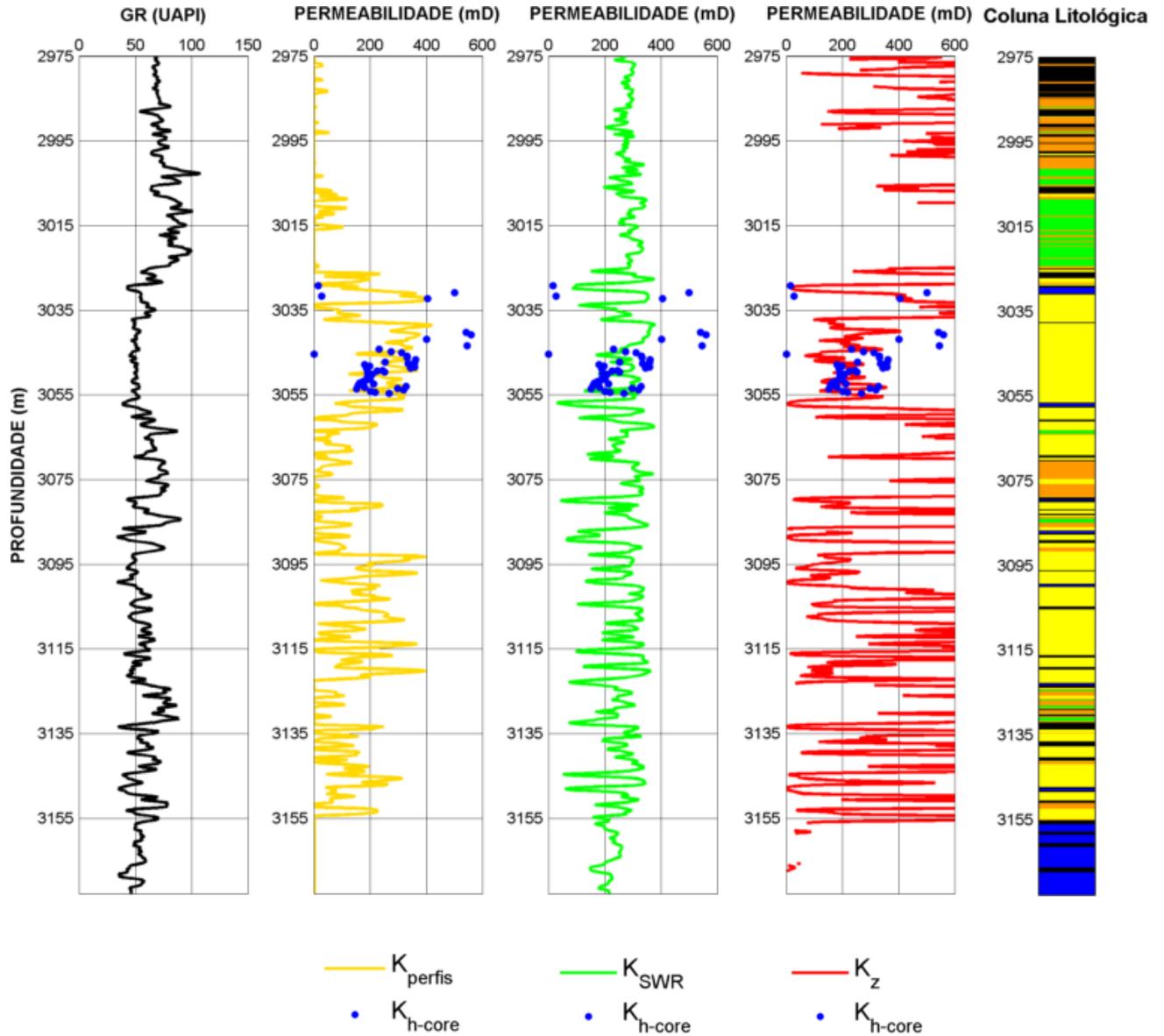


Figura 6.14:  $K_{h\text{-core}}$ : Permeabilidade horizontal medida nos testemunhos;  $K_{\text{perfis}}$ : Regressão linear múltipla utilizando todos os perfis;  $K_{\text{SWR}}$ : Regressão por seleção automática dos perfis significativos para a regressão (*stepwise regression*);  $K_z$ : Regressão utilizando  $\ln \phi_e$  e  $\ln V_{sh_{Med}}$ .

## Resultados da modelagem para o poço NA02

Tabela 6.5: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão  $K_{perfis}$

| Variável   | Coef.     | $t_0$        | p-valor (t stat.) |
|------------|-----------|--------------|-------------------|
| intercepto | 2648,6    | 1,5339       | 0,13314           |
| DT         | 7,4795    | 2,7404       | 0,0092101         |
| GR         | -1,8523   | -0,20701     | 0,83708           |
| ILD        | -0,019979 | -0,14424     | 0,88606           |
| RHOB       | -1102,9   | -1,7215      | 0,093086          |
| PHIN       | -2404,5   | -1,8775      | 0,067945          |
| $R^2$      | $R_a^2$   | t            | p-valor (F stat.) |
| 0,266      | 0,171     | $\pm 2,0227$ | 0,0288            |

Tabela 6.6: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão  $K_{SWR}$

| Variável   | Coef.   | $t_0$        | p-valor (t stat.) |
|------------|---------|--------------|-------------------|
| intercepto | -297,91 | -1,6609      | 0,10402           |
| DT         | 6,2302  | 3,1912       | 0,0026474         |
| $R^2$      | $R_a^2$ | t            | p-valor (F stat.) |
| 0,191      | 0,173   | $\pm 2,0167$ | 0,00265           |

Tabela 6.7: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão  $K_z$

| Variável           | Coef.   | $t_0$        | p-valor (t stat.) |
|--------------------|---------|--------------|-------------------|
| intercepto         | 9,7757  | 4,9629       | 0,000012007       |
| $\ln V_{sh_{Med}}$ | 1,8621  | 2,0226       | 0,049516          |
| $\ln \phi_e$       | 0,67389 | 0,57563      | 0,56794           |
| $R^2$              | $R_a^2$ | t            | p-valor (F stat.) |
| 0,117              | 0,0749  | $\pm 2,0181$ | 0,0734            |

## Matrizes de Correlação para os dados do poço NA04

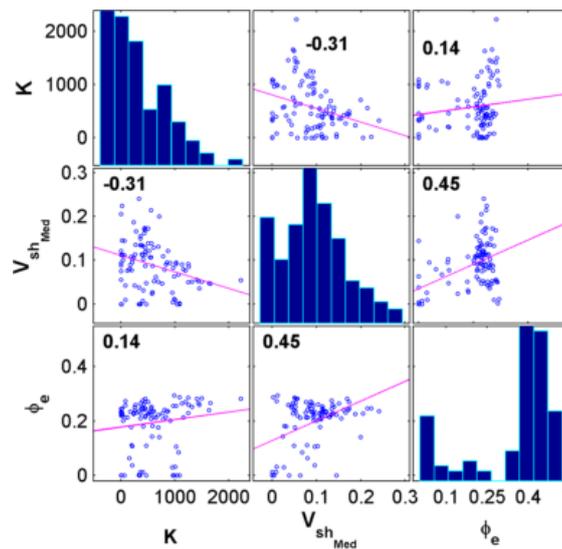
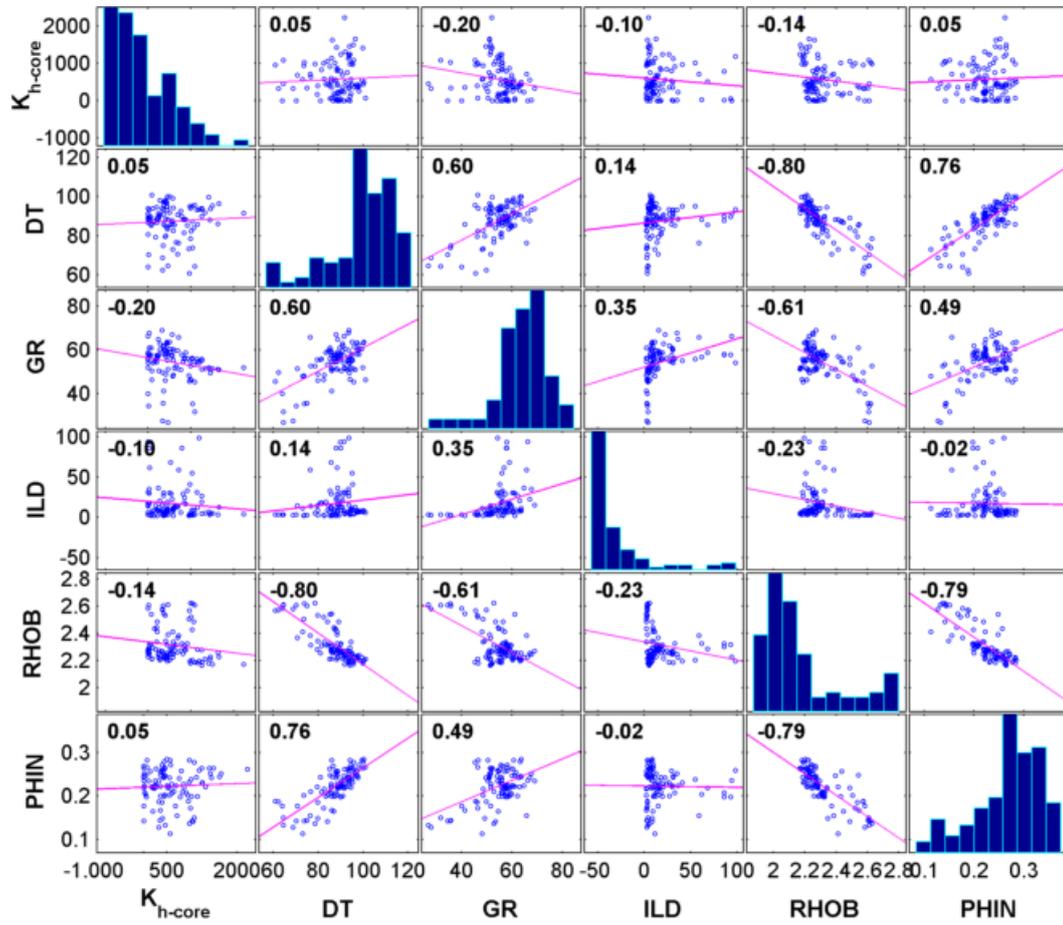


Figura 6.15: Em (a), Correlação entre  $K$  e os perfis; em (b) Correlação entre  $K$ ,  $V_{sh_{Med}}$  e  $\phi_e$ .

## Modelagem da Permeabilidade para o Poço NA04

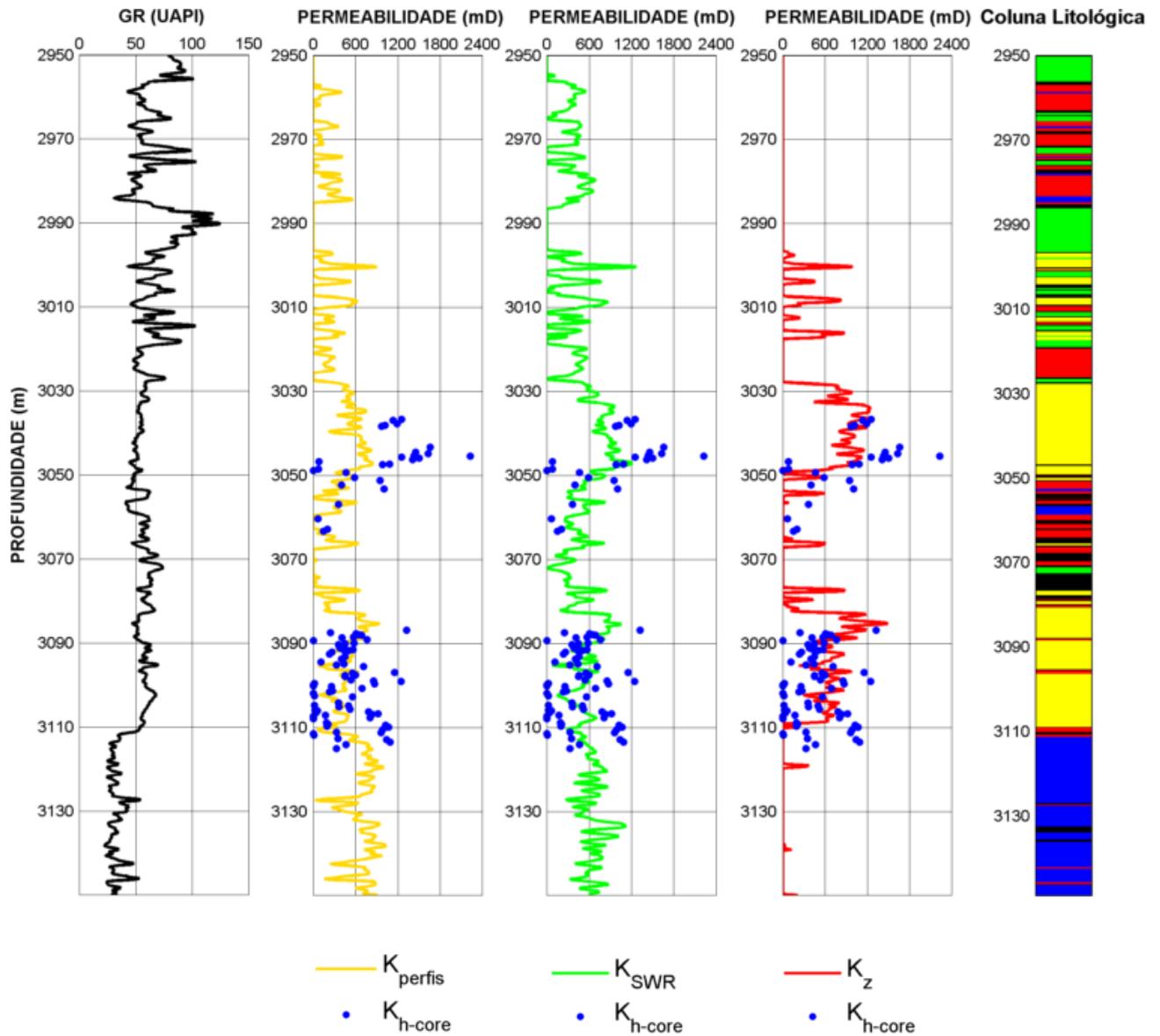


Figura 6.16:  $K_{h-core}$ : Permeabilidade horizontal medida nos testemunhos;  $K_{perfis}$ : Regressão linear múltipla utilizando todos os perfis;  $K_{SWR}$ : Regressão por seleção automática dos perfis significativos para a regressão (*stepwise regression*);  $K_z$ : Regressão utilizando  $\phi_e$  e  $V_{shMed}$ .

## Resultados da modelagem para o poço NA04

Tabela 6.8: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão  $K_{perfil}$

| Variável   | Coef.    | $t_0$       | p-valor (t stat.) |
|------------|----------|-------------|-------------------|
| intercepto | 7353,88  | 3,3231      | 0,0012484         |
| DT         | 1,35     | 0,15339     | 0,8784            |
| GR         | -26,17   | -3,5695     | 0,00055354        |
| ILD        | -1,69    | -0,75309    | 0,45318           |
| RHOB       | -2118,37 | -3,1425     | 0,0022102         |
| PHIN       | -2435,35 | -1,2522     | 0,21345           |
| $R^2$      | $R_a^2$  | t           | p-valor (F stat.) |
| 0,173      | 0,132    | $\pm 1,984$ | 0,00181           |

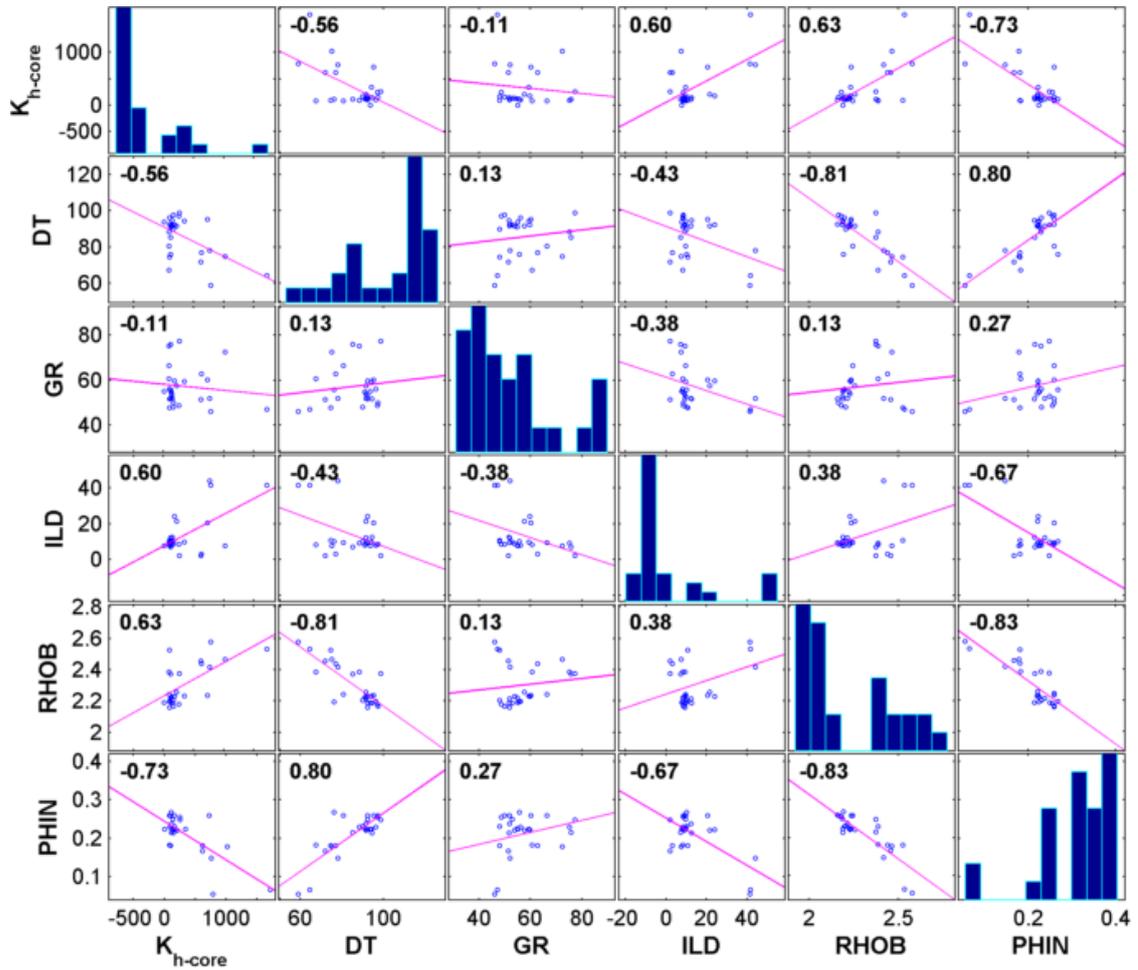
Tabela 6.9: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão  $K_{SWR}$

| Variável   | Coef.   | $t_0$       | p-valor (t stat.) |
|------------|---------|-------------|-------------------|
| intercepto | 16335   | 3,5337      | 0,00061968        |
| GR         | -240,42 | -2,6753     | 0,0087107         |
| RHOB       | -5946,1 | -3,1574     | 0,0020992         |
| GR×RHOB    | 88,419  | 2,3742      | 0,019478          |
| $R^2$      | $R_a^2$ | t           | p-valor (F stat.) |
| 0,203      | 0,18    | $\pm 1,984$ | 0,0000393         |

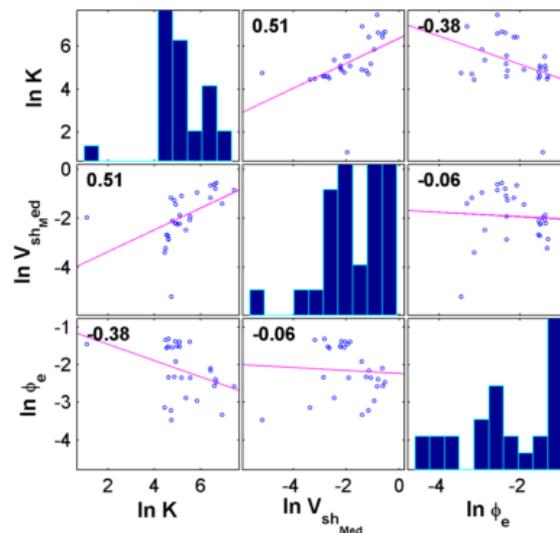
Tabela 6.10: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão  $K_z$

| Variável       | Coef.   | $t_0$        | p-valor (t stat.) |
|----------------|---------|--------------|-------------------|
| intercepto     | 569,76  | 5,6233       | 1,6438e-07        |
| $V_{sh_{Med}}$ | -3853,1 | -4,7042      | 8,0277e-06        |
| $\phi_e$       | 1802,1  | 3,5403       | 0,00060387        |
| $R^2$          | $R_a^2$ | t            | p-valor (F stat.) |
| 0,195          | 0,179   | $\pm 1,9835$ | 0,000016          |

## Matrizes de Correlação para os dados do poço NA07



(a)



(b)

Figura 6.17: Em (a), Correlação entre  $K$  e os perfis; em (b) Correlação entre  $\ln K$ ,  $\ln V_{sh_{Med}}$  e  $\ln \phi_e$ .

## Modelagem da Permeabilidade para o Poço NA07

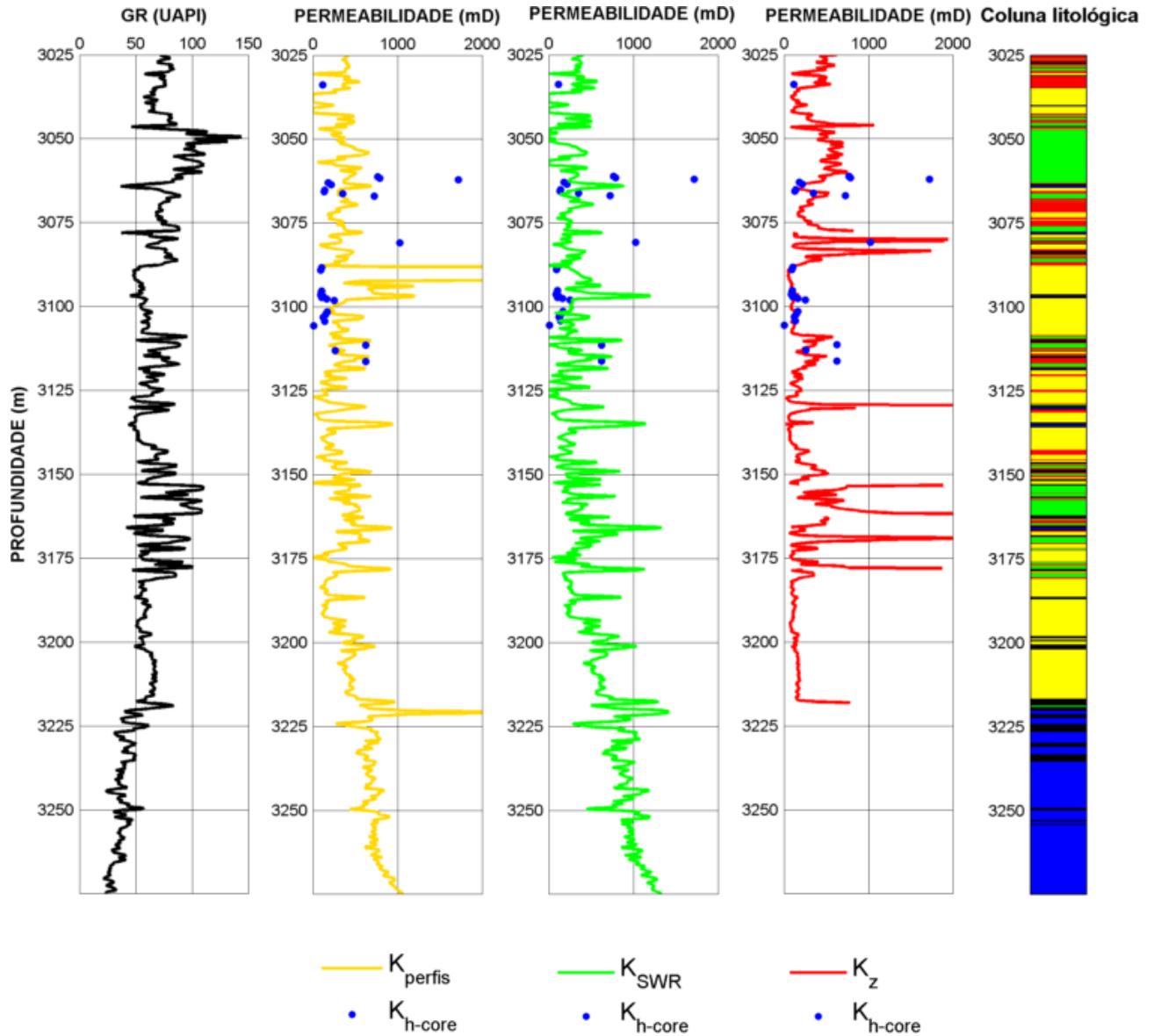


Figura 6.18:  $K_{h-core}$ : Permeabilidade horizontal medida nos testemunhos;  $K_{perfis}$ : Regressão linear múltipla utilizando todos os perfis;  $K_{SWR}$ : Regressão por seleção automática dos perfis significativos para a regressão (*stepwise regression*);  $K_z$ : Regressão utilizando  $\ln \phi_e$  e  $\ln V_{shMed}$ .

A regressão  $K_z$  para o poço NA07 não contemplou todo o intervalo pelo fato de ter-se usado  $\ln V_{shMed}$  e  $\ln \phi_e$ ; ou seja, nas regiões onde  $\phi_e$  ou  $V_{shMed}$  é igual a zero os valores de  $K_z$  não podem ser computados.

## Resultados da modelagem para o poço NA07

Tabela 6.11: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão  $K_{perfis}$

| Variável   | Coef.   | $t_0$       | p-valor (t stat.) |
|------------|---------|-------------|-------------------|
| intercepto | -499,54 | -0,15956    | 0,87468           |
| DT         | 2,3829  | 0,26471     | 0,7937            |
| GR         | 3,9915  | 0,48468     | 0,63269           |
| ILD        | 9,1603  | 1,3306      | 0,19695           |
| RHOB       | 456,09  | 0,40902     | 0,68648           |
| PHIN       | -3675,7 | -1,244      | 0,22628           |
| $R^2$      | $R_a^2$ | t           | p-valor (F stat.) |
| 0,581      | 0,486   | $\pm 2,074$ | 0,00109           |

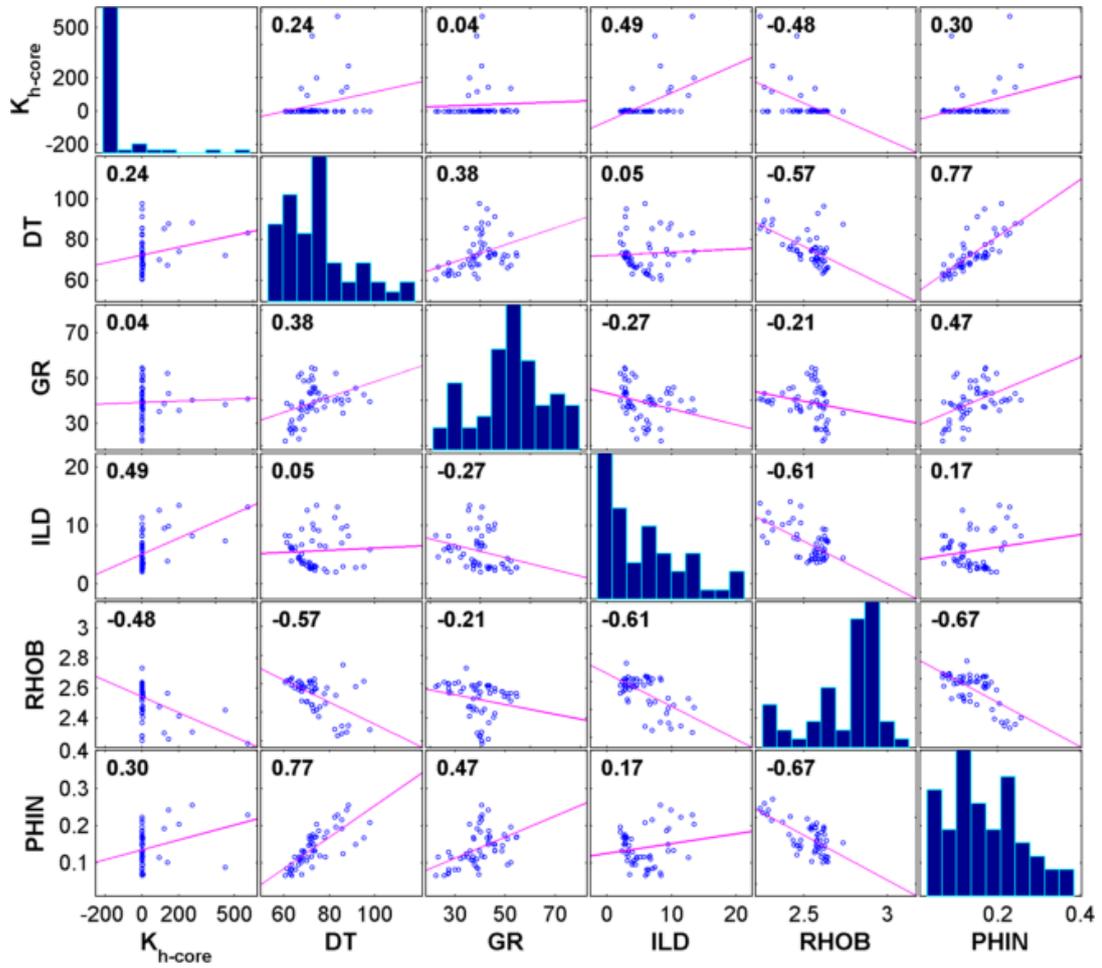
Tabela 6.12: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão  $K_{SWR}$

| Variável   | Coef.   | $t_0$       | p-valor (t stat.) |
|------------|---------|-------------|-------------------|
| intercepto | 1454,5  | 6,9152      | 2,4261e-07        |
| PHIN       | -5327,9 | -5,4978     | 9,0781e-06        |
| $R^2$      | $R_a^2$ | t           | p-valor (F stat.) |
| 0,538      | 0,52    | $\pm 2,056$ | 9,08e-06          |

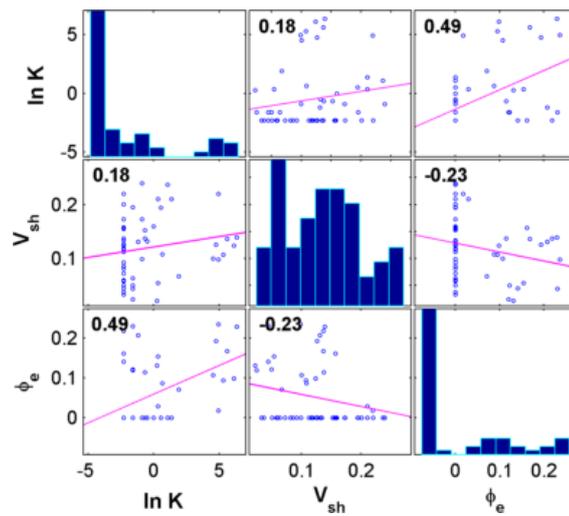
Tabela 6.13: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão  $K_z$

| Variável        | Coef.    | $t_0$        | p-valor (t stat.) |
|-----------------|----------|--------------|-------------------|
| intercepto      | 5,0078   | 6,8786       | 3,2843e-07        |
| $\ln V_{shMed}$ | 0,55635  | 3,0774       | 0,0050095         |
| $\ln \phi_e$    | -0,60726 | -2,2046      | 0,036907          |
| $R^2$           | $R_a^2$  | t            | p-valor (F stat.) |
| 0,38            | 0,33     | $\pm 2,0595$ | 0,00264           |

## Matrizes de Correlação para os dados do poço NA11A



(a)



(b)

Figura 6.19: Em (a), Correlação entre  $K$  e os perfis; em (b) Correlação entre  $\ln K$ ,  $V_{sh}$  e  $\phi_e$ .

## Modelagem da Permeabilidade para o Poço NA11A

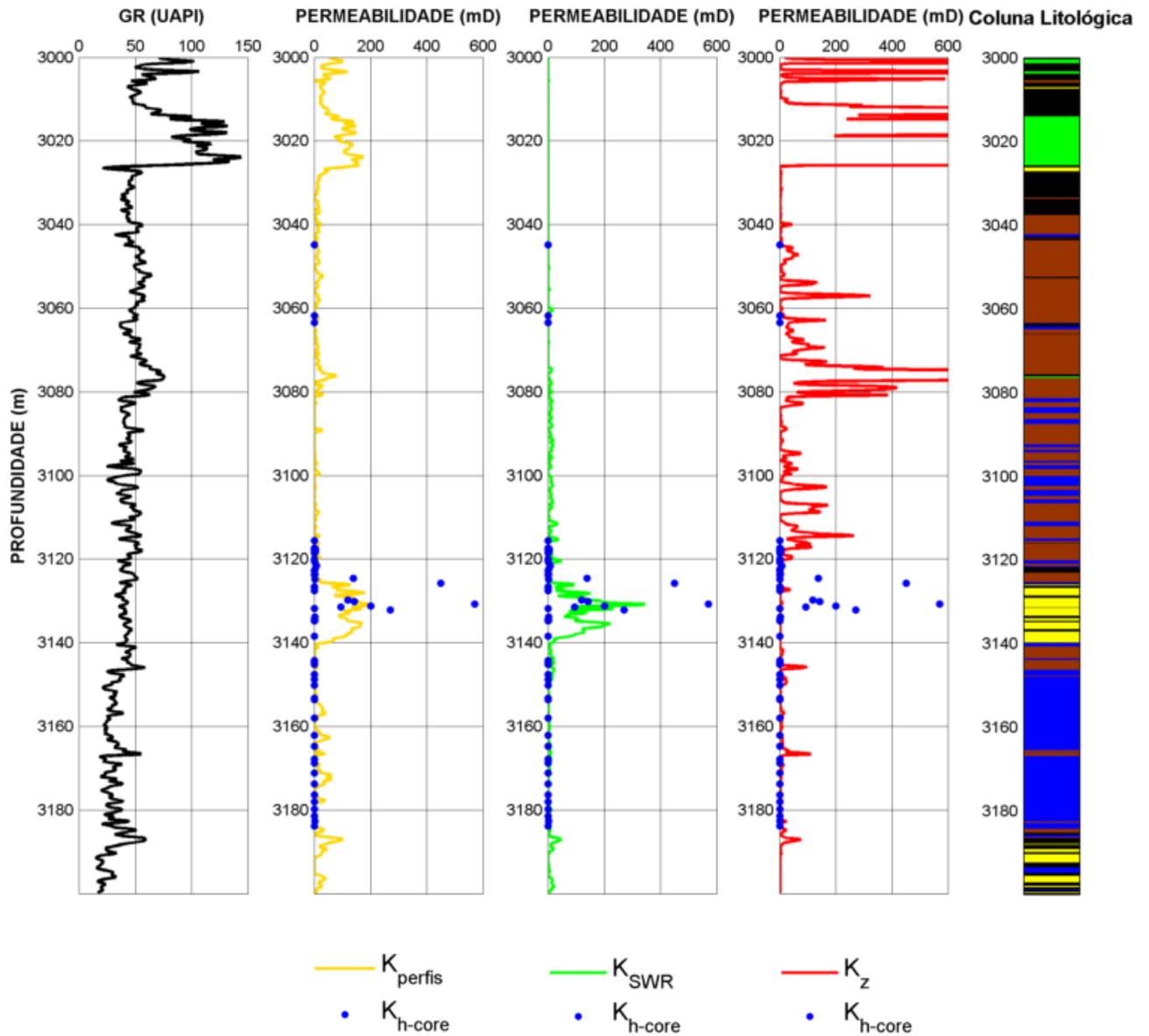


Figura 6.20:  $K_{h-core}$ : Permeabilidade horizontal medida nos testemunhos;  $K_{perfis}$ : Regressão linear múltipla utilizando todos os perfis;  $K_{SWR}$ : Regressão por seleção automática dos perfis significativos para a regressão (*stepwise regression*);  $K_z$ : Regressão utilizando  $\phi_e$  e  $V_{sh}$ .

## Resultados da modelagem para o poço NA11A

Tabela 6.14: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão  $K_{perfis}$

| Variável   | Coef.   | $t_0$        | p-valor (t stat.) |
|------------|---------|--------------|-------------------|
| intercepto | 190,93  | 0,29075      | 0,77245           |
| DT         | 0,98773 | 0,41363      | 0,68092           |
| GR         | 1,0422  | 0,51437      | 0,60926           |
| ILD        | 14,162  | 2,1619       | 0,035434          |
| RHOB       | -141,1  | -0,67958     | 0,49991           |
| PHIN       | 60,218  | 0,12368      | 0,90206           |
| $R^2$      | $R_a^2$ | t            | p-valor (F stat.) |
| 0,304      | 0,235   | $\pm 2,0086$ | 0,00222           |

Tabela 6.15: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão  $K_{SWR}$

| Variável   | Coef.   | $t_0$        | p-valor (t stat.) |
|------------|---------|--------------|-------------------|
| intercepto | -1606,7 | -2,0944      | 0,041119          |
| ILD        | 316,97  | 3,356        | 0,0014835         |
| RHOB       | 626,2   | 2,0809       | 0,042385          |
| ILD×RHOB   | -123,09 | -3,2463      | 0,0020487         |
| $R^2$      | $R_a^2$ | t            | p-valor (F stat.) |
| 0,413      | 0,379   | $\pm 2,0066$ | 3,75e-06          |

Tabela 6.16: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão  $K_z$

| Variável   | Coef.   | $t_0$        | p-valor (t stat.) |
|------------|---------|--------------|-------------------|
| intercepto | -3,1307 | -4,0791      | 0,00015277        |
| $V_{sh}$   | 13,894  | 2,6229       | 0,01136           |
| $\phi_e$   | 18,8    | 4,8163       | 1,2632e-05        |
| $R^2$      | $R_a^2$ | t            | p-valor (F stat.) |
| 0,326      | 0,301   | $\pm 2,0057$ | 0,0000283         |

## CAPÍTULO 7

### Conclusão e Discussões

Os valores de Net-pay obtidos estão condizentes com diversos trabalhos já realizados neste Campo de petróleo. O baixíssimo valor de Net-pay calculado para o poço NA11A deve-se ao limitado intervalo perfilado utilizado, não contemplando toda a extensão do reservatório para este poço.

Na análise de anisotropia da permeabilidade, apesar do caráter tensorial desta propriedade, observa-se que quando o efeito dos *outliers* é diminuído através das regressões robustas, as retas tendem para a bissetriz em todos os gráficos, atestando para o baixo caráter anisotrópico desses arenitos. Quantitativamente pode-se analisar este grau de anisotropia através da razão  $\Delta K_h/\Delta K_v$ , representando o coeficiente angular das retas por regressão robusta, com menor valor 0,86 (poço Na02).

Na análise da porosidade vertical  $\times$  porosidade horizontal (figura 6.2), os gráficos são condizentes com o esperado (retas tendendo para a bissetriz), corroborando com o caráter escalar deste parâmetro. No entanto, o gráfico para os dados do poço NA11A (figura 6.2d) exhibe alta dispersão. Este fato pode estar associado à medidas laboratoriais realizadas em testemunhos com outras litologias, como por exemplo carbonatos, marga e/ou folhelho (vide figura 6.20). Quantitativamente observa-se que a razão  $\Delta\phi_h/\Delta\phi_v$  para a regressão robusta tem como menor valor 0,86 (poço Na07), e mesmo para a regressão linear por MMQ o menor valor é 0,80 (poço NA11A).

Para os gráficos porosidade  $\times$  permeabilidade (figura 6.3), fica clara a qualidade dos ajustes exibidos pelas regressões exponencial e de potência, podendo ser constatada tanto visualmente, quanto pelos altos valores de  $R^2$  exibidos. Este tipo de dependência funcional entre porosidade e permeabilidade ocorre em alguns tipos de rochas sedimentares de diversas partes do mundo.

Na etapa da modelagem da permeabilidade, uma observação pertinente é em relação à alta correlação (positiva ou negativa) que os perfis de porosidade (DT, PHIN e RHOB) exibem entre si, com alguns valores ultrapassando  $\pm 0,80$ , sendo este o fato de trabalhos de modelagem de perfis faltantes serem úteis e exibirem bons resultados. No entanto, a permeabilidade exhibe baixíssima correlação com os perfis, com valores razoáveis apenas para o poço NA07. O mesmo ocorrendo com os parâmetros  $V_{sh}$ ,  $V_{sh_{Med}}$  e  $\phi_e$ , por motivo óbvio

de serem calculados a partir dos perfis. Outro fato são as diferenças entre as regressões *stepwise* para os quatro poços, onde de fato apenas a variável RHOB aparece duas vezes, no poço NA04 e NA11A, e por pouco não foi significativa para o poço NA02 (p-valor da estatística  $t = 0,093086$ ). Essas baixas correlações seriam esperadas, já que, segundo Xu et al. (2012), a maioria dos perfis de poço são mais sensíveis à mineralogia e fluidos porosos do que à geometria porosa, e é sabida a importância de se conhecer a geometria dos poros e dos grãos, além da interconectividade entre os poros para uma melhor modelagem do fluxo nas rochas.

Apenas a regressão  $K_z$  para o poço NA02 não foi significativa com base no teste F para significância geral. Entretanto, olhar apenas para este teste não significa que a regressão foi ou não satisfatória. É preciso analisar todos os parâmetros estatísticos em conjunto para se ter uma ideia mais elaborada. Os valores de  $R^2$ , por exemplo são relativamente baixos, variando de 0,117 (poço Na02) à 0,581 (poço NA07). Além disso não foi analisado aqui problemas concernentes à multicolinearidade, que ocorre quando as variáveis regressoras possuem dependência linear entre si, elevando os valores de  $R^2$  e alterando os valores dos testes estatísticos t e F, o que leva à resultados não relevantes. Outra adendo é que não foi realizada uma seleção dos dados de permeabilidade referentes apenas aos arenitos, já que não havia tais informações. Deste modo, todo o dado disponível foi utilizado indiscriminadamente.

Por fim, observa-se o quão complexo é o parâmetro petrofísico permeabilidade, e da inviabilidade de estimá-la a partir de perfis geofísicos convencionais. Talvez o que haja de melhor hoje no âmbito de medidas indiretas da permeabilidade sejam perfis de ressonância magnética nuclear, por fornecerem uma ideia volumétrica da distribuição dos tamanhos porosos, superfície específica, entre outros parâmetros úteis na determinação da permeabilidade. Apesar disto, este trabalho foi útil no sentido qualitativo de mostrar que, dentre os perfis utilizados, RHOB é o que melhor se relaciona com a permeabilidade, talvez por ser o que forneça o valor de porosidade mais próximo do real. Além disso, foi mostrado como se fazer uma análise petrofísica razoável com cálculos de Net-pay, colunas litológicas e outros parâmetros de maneira simples, sem a necessidade de se utilizar softwares comerciais.

# Agradecimentos

Agradeço imensamente à fonte primária de toda as coisas, Deus, ao meu pai pelo exemplo de homem íntegro e honesto e por me ensinar o caminho da honra e da palavra, à minha mãe, pela abdicação de si mesma para cuidar de nós e pelo amor incondicional, aos meus irmãos Paloma e Gleidson pela infância maravilhosa que tivemos, pelas travessuras, pelos conselhos impagáveis e ao meu irmão caçula Carlos Antônio, que veio ao mundo há 17 anos atrás para alegrar ainda mais a família. Agradeço ao meu estimado professor e orientador Girão por todo o tempo devotado, pelo cuidado e pela presteza sempre constantes, aproveitei com muita dedicação, afincos e atenção cada palavra de seus longos anos de experiência. Agradeço a todos os professores que participaram da minha formação desde a alfabetização até aqui, especialmente o meu pai. Um muito obrigado aos professores do IGEO por terem fomentado ainda mais o meu interesse no âmbito desta ciência incrível que é a geofísica, e a todos os professores da UFBA, principalmente àqueles que perpassaram as barreiras do convencional professor - aluno e de antemão me trataram como um ser humano, obrigado por terem colaborado com a minha formação profissional. Agradeço também a todos os funcionários que mantêm a infraestrutura do IGEO harmônica, aos técnicos, aos funcionários da limpeza por manterem o espaço limpo, aos meus colegas, principalmente àqueles que estiveram do meu lado, sempre. Obrigado aos meus amigos que sempre estiveram comigo nos momentos de baixo e alto astral, todo vocês fazem parte dessa história, e certamente continuarão a fazer. Por fim, agradeço ao apoio financeiro concedido pelo INCT-GP/CNPq e pela SBF através de bolsa de iniciação científica.

## Referências Bibliográficas

- Allaud, L. e Martin, M. (1977) Schlumberger: The history of a technique, John Wiley & Sons.
- Archie, G. E. (1950) Introduction to petrophysics of reservoir rocks, AAPG bulletin, **34**(5):943–961.
- 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.
- Arenales, S. e Darezzo, A. (2008) Cálculo numérico: aprendizagem com apoio de software, Cengage Learning.
- Asquith, G. e Gibson, C. (1982) Basic well log analysis for geologists, Methods in exploration series, American Association of Petroleum Geologists, ISBN 9780891816522.
- Augusto, F. (2009) Mapas de amplitude sísmica para incidência normal no reservatório namorado, bacia de campos, Unpublished M. Sc. Thesis, Observatorio Nacional, Rio de Janeiro, RJ.
- Balan, B.; Mohaghegh, S.; Ameri, S. et al. (1995) State-of-the-art in permeability determination from well log data: Part 1-a comparative study, model development, In: *SPE Eastern Regional Meeting*, Society of Petroleum Engineers.
- Barboza, E. G. (2005) Análise estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Bardon, C.; Pied, B. et al. (1969) Formation water saturation in shaly sands, In: *SPWLA 10th Annual Logging Symposium*, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Bassiouni (1994) Theory, measurement, and interpretation of well logs, nº Sirsi) i9781555630560.
- Carman, P. C. (1939) Permeability of saturated sands, soils and clays, The Journal of Agricultural Science, **29**(02):262–273.
- Carvalho, M. V.; De Ros, L. F. e Gomes, N. S. (1995) Carbonate cementation patterns and diagenetic reservoir facies in the campos basin cretaceous turbidites, offshore eastern brazil, Marine and Petroleum Geology, **12**(7):741–758.
- Clavier, C. (1977) The theoretical and experimental bases for the” dual water” model for the interpretation of shary sands, In: *52nd Ann. Fall Tech. Conf., Soc. Petr. Engr.*

- Coates, G. R.; Dumanoir, J. L. et al. (1973) A new approach to improved log-derived permeability, In: *SPWLA 14th Annual Logging Symposium*, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Coates, G. R.; Denoo, S. et al. (1981) Mechanical properties program using borehole analysis and mohr's circle, In: *SPWLA 22nd Annual Logging Symposium*, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Crain, E. (2000) Crain's petrophysical handbook, Spectrum.
- Cruz, M. (2003) Aplicação de Perfilagem Geofísica e Sísmica na Caracterização da Faciologia do Reservatório de Namorado, Tese de Doutorado, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, 121p.
- De Lima, O. e Niwas, S. (2000) Estimation of hydraulic parameters of shaly sandstone aquifers from geoelectrical measurements, *Journal of hydrology*, **235**(1):12–26.
- Dias, J.; Scarton, J.; Esteves, F.; Carminatti, M. e Guardado, L. (1990) Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na bacia de campos, Raja Gabaglia, GPM, EJ (Coords.) Origem e evolução de Bacias Sedimentares. Petrobrás, pp. 333–360.
- Doveton, J. (2002) All models are wrong, but some models are useful: "solving" the simandoux equation.
- Dubrule, O. e Haldorsen, H. H. (1986) Geostatistics for permeability estimation, vol. 223, Academic Press, Orlando, Florida, USA.
- Ellis, D. V. e Singer, J. M. (2007) Well logging for earth scientists, Springer Science & Business Media.
- Faria, R. S. (2001) Plb estudo completo de caracterização geológica e simulação de fluxo para o campo de namorado, Relatório Final do Projeto, **60**:24.
- Franzini, A. S. et al. (2010) Avaliação hidrogeológica em área de assentamento.
- Gaymard, R.; Poupon, A. et al. (1968) Response of neutron and formation density logs in hydrocarbon bearing formations, *The Log Analyst*, **9**(05).
- Grassi, A.; Castro, A. e Albertão, G. (2004) Bacia de campos, PHOENIX, **65**(6):1–6.
- Interpretation, L. (1989) Principles/applications, Schlumberger Educational Services, Houston, TX.
- Jorgensen, D. G. (1991) Estimating geohydrologic properties from borehole-geophysical logs, *Groundwater Monitoring & Remediation*, **11**(3):123–129.
- Larionov, V. (1969) Borehole radiometry, Nedra, Moscow.
- Mazucheli, J. e Achcar, J. A. (2002) Algumas considerações em regressão não linear, *Acta Scientiarum Maringá*, **24**(6):1761–1770.

- Menezes, S. (1987) Aspectos estruturais do campo de namorado, bacia de campos, TECTOS-I, **1**:531–548.
- Nery, G. (2013) Perfilagem geofísica em poço aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo, SBGF, Rj, Brasil.
- Neter, J.; Kutner, M. H.; Nachtsheim, C. J. e Wasserman, W. (1996) Applied linear statistical models, vol. 4, Irwin Chicago.
- Ribeiro, V. B.; Mantovani, M. S. e Louro, V. H. A. (2014) Aerogamaespectrometria e suas aplicações no mapeamento geológico, Terrae Didática, **10**(1):29–51.
- Schön, J. H. (2015) Physical properties of rocks: fundamentals and principles of petrophysics, vol. 65, Elsevier.
- Simandoux, P. (1963) Dielectric measurements on porous media, application to the measurements of water saturation: study of behavior of argillaceous formations, Revue de L'institut Francais du Petrole, **18**(S1):193–215.
- Sliter, W. V. (1989) Biostratigraphic zonation for cretaceous planktonic foraminifers examined in thin section, The Journal of Foraminiferal Research, **19**(1):1–19.
- Tiab, D. e Donaldson, E. C. (2015) Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties, Gulf professional publishing.
- Timur, A. et al. (1968) An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships, In: *SPWLA 9th annual logging symposium*, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Tixier, M. (1949) Evaluation of permeability from electric-log resistivity gradients, Oil and Gas Journal, **48**(6):113–123.
- Wendt, W.; Sakurai, S. e Nelson, P. (1986) Permeability prediction from well logs using multiple regression, vol. 659, Academic Press, Inc., Orlando, Florida.
- Winter, W.; Jahnert, R. e França, A. (2007) Bacia de campos, Boletim de Geociencias da PETROBRAS, **15**(2):511–529.
- Wyllie, M. R. J.; Gregory, A. R. e Gardner, L. W. (1956) Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media, Geophysics, **21**(1):41–70.
- Xu, C.; Torres-Verdín, C. et al. (2012) Saturation-height and invasion consistent hydraulic rock typing using multi-well conventional logs, In: *SPWLA 53rd Annual Logging Symposium*, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

# APÊNDICE A

## Perfis Geofísicos dos Poços Utilizados, gerados no MATLAB.

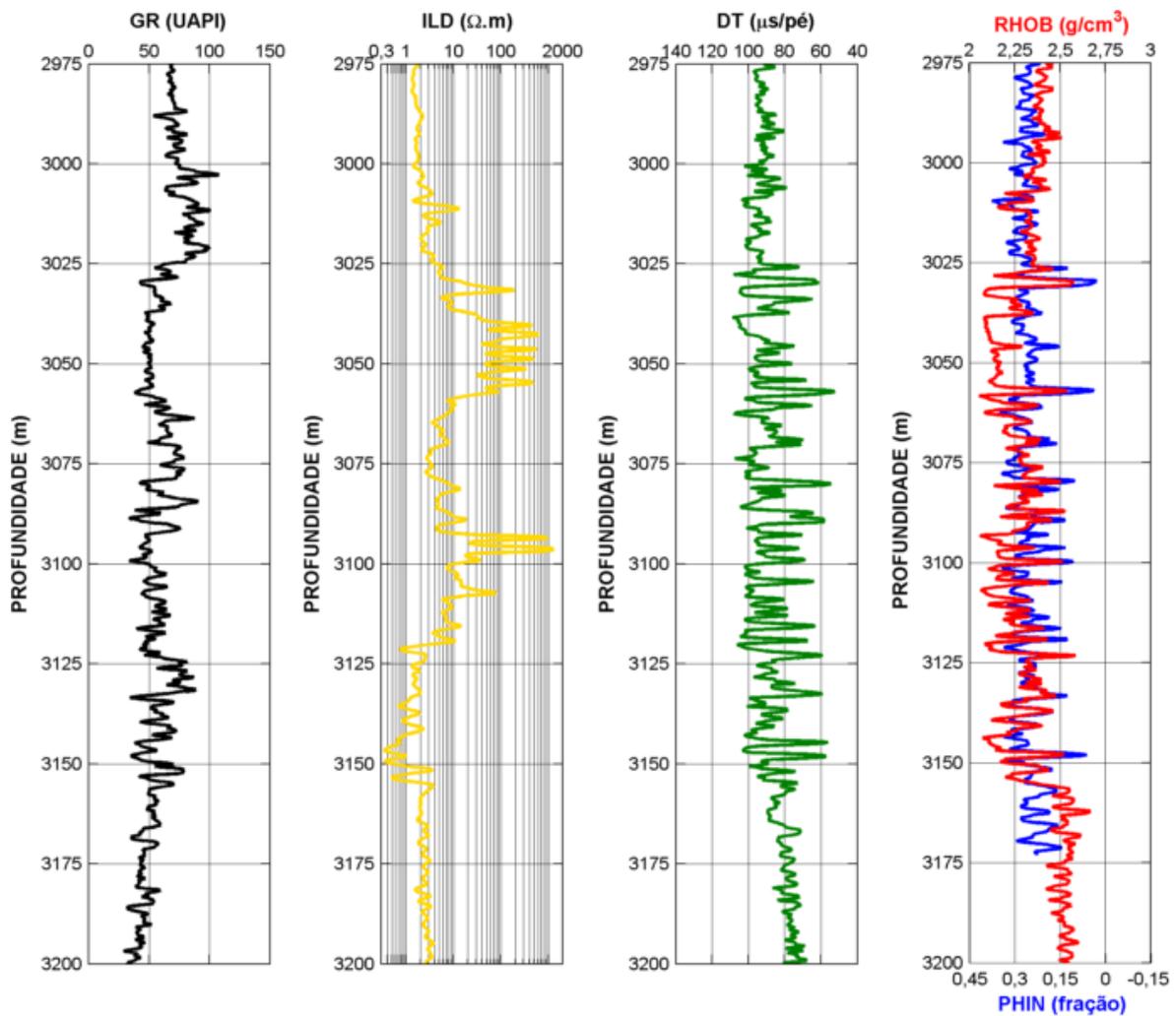


Figura A.1: Perfis referentes ao poço NA02

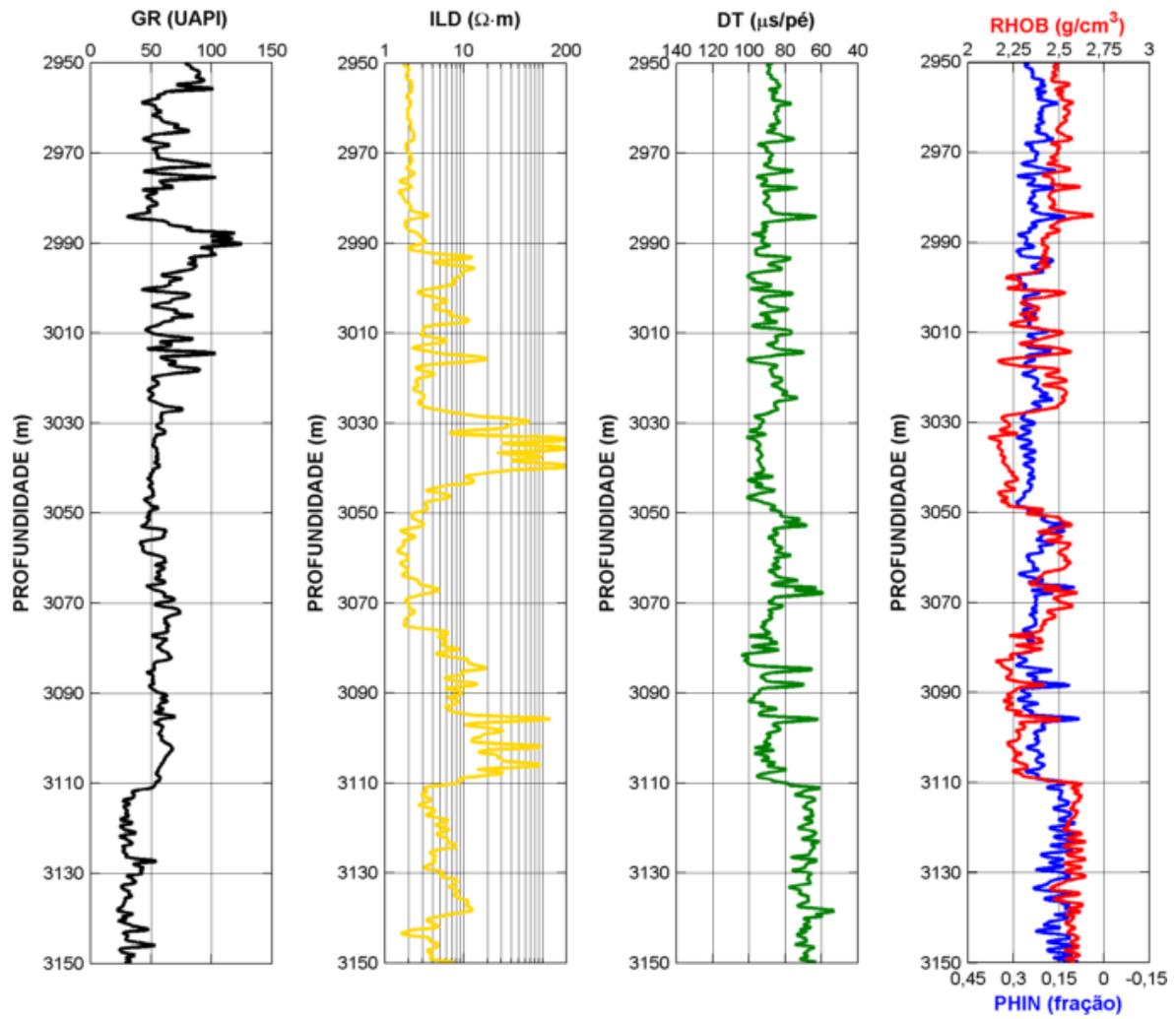


Figura A.2: Perfis referentes ao poço NA04

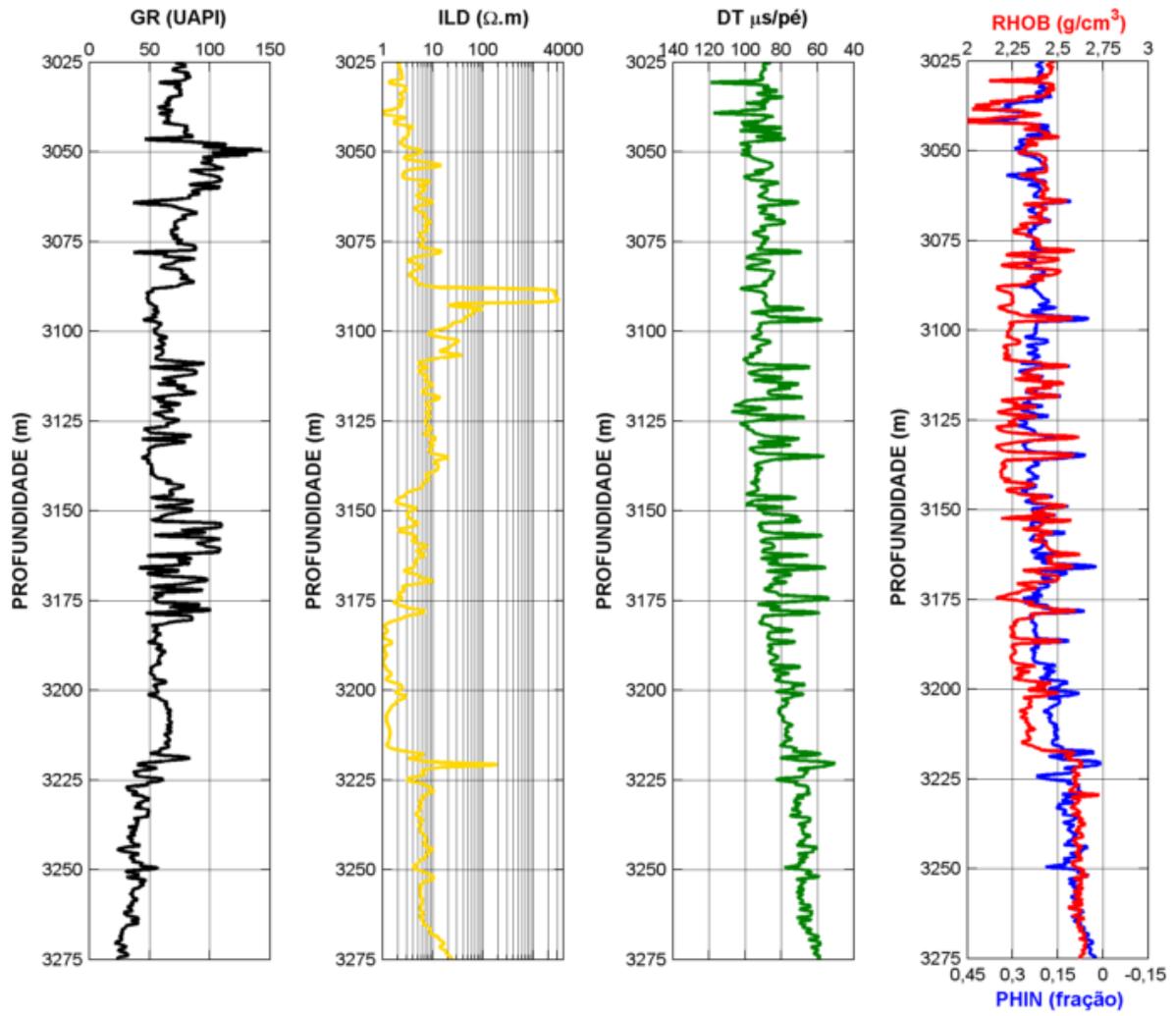


Figura A.3: Perfis referentes ao poço NA07

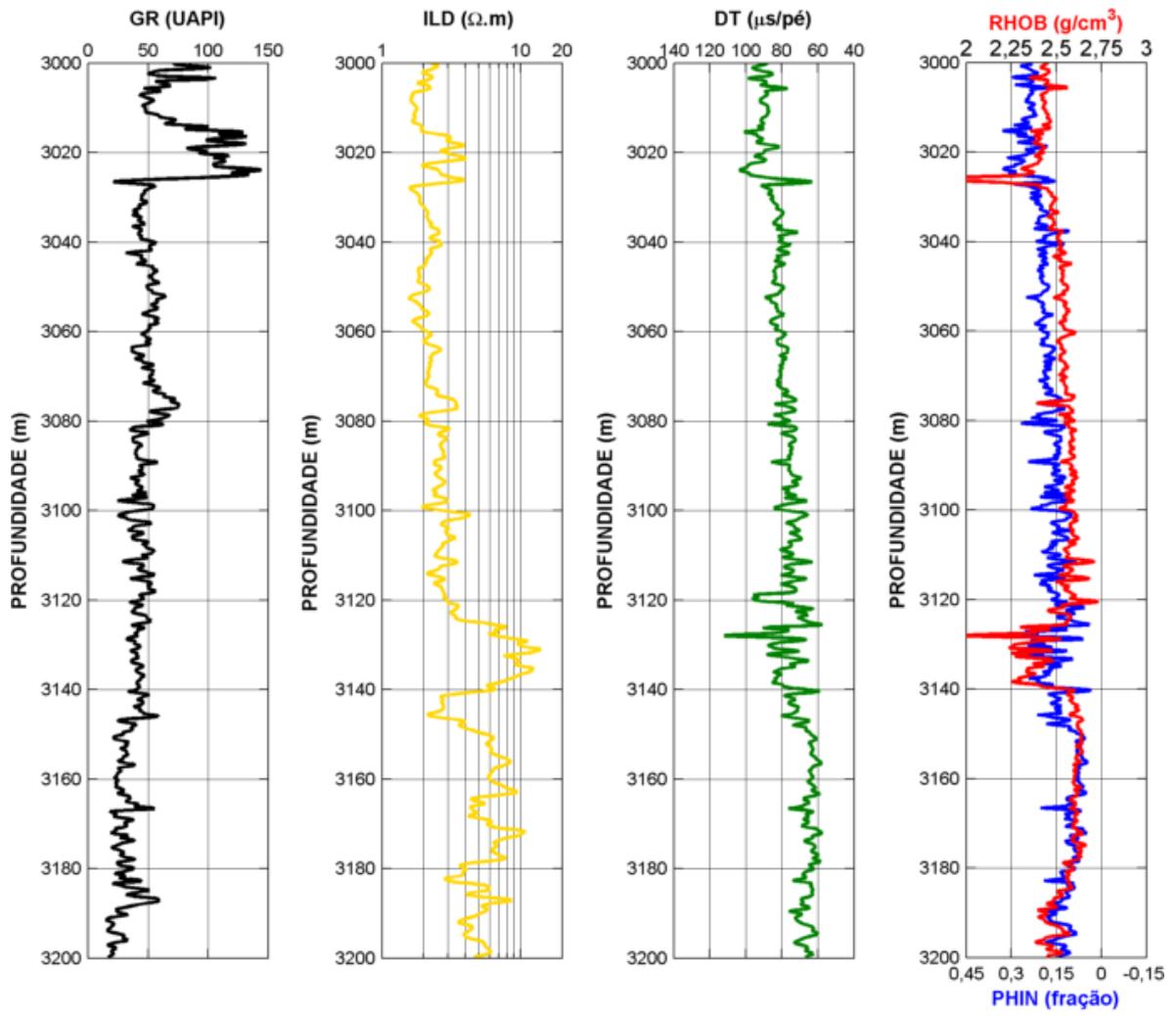


Figura A.4: Perfis referentes ao poço NA11A

## APÊNDICE B

### Lógica utilizada para discriminação litológica.

#### Poço NA02

$GR \leq 70$  e  $RHOB \leq 2,35 \implies$  Arenito;

$70 \leq GR \leq 80 \implies$  Siltito argiloso;

$GR \geq 80 \implies$  Folhelho;

$GR \leq 60$  e  $RHOB \geq 2,50 \implies$  Carbonatos.

#### Poço NA04

$45 \leq GR \leq 70$  e  $RHOB \leq 2,35 \implies$  Arenito;

$45 \leq GR \leq 60$  e  $2,40 \leq RHOB \leq 2,60 \implies$  Siltito argiloso, marga e/ou folhelho;

$GR \geq 70 \implies$  Folhelho;

$GR \leq 45$  e  $RHOB \geq 2,50 \implies$  Carbonatos.

#### Poço NA07

$45 \leq GR \leq 70$  e  $RHOB \leq 2,40 \implies$  Arenito;

$70 \leq GR \leq 80$  e  $2,20 \leq RHOB \leq 2,50 \implies$  Siltito argiloso, marga e/ou folhelho;

$GR \geq 80 \implies$  Folhelho;

$GR \leq 45$  e  $RHOB \geq 2,50 \implies$  Carbonatos.

#### Poço NA11A

$GR \leq 45$  e  $RHOB \leq 2,45 \implies$  Arenito;

$GR \geq 40$  e  $RHOB \geq 2,50 \implies$  Carbonatos, calcilutito, marga e/ou folhelho;

$GR \geq 75 \implies$  Folhelho;

$GR \leq 45$  e  $RHOB \geq 2,53 \implies$  Carbonatos.