CARACTERIZAÇÃO DE ELETROFÁCIES DE UM RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO DA BACIA DE CAMPOS POR MEIO DE PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS

CIRO MANSUR CAETANO

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE
LABORATÓRIO DE ENGENHARIA E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

MACAÉ - RJ
ABRIL - 2013

CARACTERIZAÇÃO DE ELETROFÁCIES DE UM RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO DA BACIA DE CAMPOS POR MEIO DE PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS

CIRO MANSUR CAETANO

Monografia ao Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Engenheiro de Exploração e Produção de Petróleo.

Orientador: Prof. Fernando Sergio de Moraes, Ph.D.

MACAÉ - RJ
ABRIL - 2013

CARACTERIZAÇÃO DE ELETROFÁCIES DE UM RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO DA BACIA DE CAMPOS POR MEIO DE PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS

CIRO MANSUR CAETANO

Monografia apresentada ao Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Engenheiro de Exploração e Produção de Petróleo.

Aprovada em 04 de Julho de 2013.

Comissão Examinadora:

Prof. Marco Antonio Rodrigues de Ceia (D.Sc, Geociências) - LENEP/CCT/UENF

Prof. Roseane Marchezi Misságia (D.Sc, Geociências) - LENEP/CCT/UENF

Prof. Fernando Sergio de Moraes (Ph.D, Geociências) - LENEP/CCT/UENF - (Orientador)

Dedico esta monografia a minha família, principalmente meus pais: Carlos Gleison Caetano Barbosa e Roberta Mansur Caetano e minha irmã: Isabela Mansur Caetano, que me deram apoio e suporte em cada momento da minha vida, inclusive nos momentos mais difíceis.

Agradeço a Deus pela minha vida.

Aos amigos pela companhia e troca de informações, e em particular a Gabriela Pantoja, que me ajudou bastante no desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores membros da banca, e em particular ao professor Fernando Moraes, que foi meu orientador neste trabalho.

À UENF e ao LENEP, pela estrutura.

À Petrobras pelo fornecimento dos dados.

E aos meus pais, Carlos Gleison Caetano Barbosa e Roberta Mansur Caetano, pelo apoio e suporte durante toda a minha vida.

Sumário

Resumo **xiii**

Abstract **xiv**

1 Introdução **1**

1.1 Escopo do Problema 1

1.2 Objetivos 2

1.3 Organização do Documento 3

2 Perfilagem de Poços **5**

2.1 O Perfil 5

2.2 Importância da Perfilagem de Poços 5

2.3 Perfil de Indução 6

2.4 Perfil de Raios Gama 10

2.5 Perfil Sônico 13

2.6 Perfil de Densidade 17

2.7 Perfil Neutrônico 22

3 Aspectos da Geologia Local **26**

3.1 Turbiditos 26

3.2 Bacia de Campos 32

3.3 Modelo Geológico Conceitual 36

4 Eletrofácies **39**

4.1 Conceito 39

5 *Softwares* e Dados **41**

5.1 Interactive Petrophysics 41

5.2 LyX 41

5.3 Dados de Perfil de Poços 42

6 Métodos de Geração de Parâmetros Influentes na Determinação das Eletrofácies **43**

6.1 Perfil de Volume de Argila 43

6.2 Perfil de Porosidade 45

6.3 Perfil DRDN (Delta RHOB Delta NPHI) 47

7 Métodos de Geração das Eletrofácies **48**

7.1 Análise de Componentes Principais 48

7.2 Análise de Agrupamentos 50

8 Geração de Parâmetros Influentes na Determinação das Eletrofácies **52**

8.1 Apresentação dos dados iniciais 52

8.2 Volume de Argila 56

8.3 Porosidade Efetiva 65

8.4 DRDN (Delta RHOB Delta NPHI) 66

8.5 Apresentação dos perfis calculados 66

9 Análises e Avaliações **70**

9.1 Análise de Histogramas 70

9.2 Avaliação dos Resultados dos Histogramas 82

9.3 Análise de Gráficos de Dispersão 83

9.4 Avaliação dos Resultados dos Gráficos de Dispersão 91

10 Resultados **92**

10.1 Perfis de Eletrofácies 92

10.2 Avaliação das seções do reservatório 95

11 Conclusões **100**

11.1 Conclusões 100

Lista de Figuras

1 Esquema de um sistema de indução de duas bobinas. Modificado de (ELLIS, 1987). 8

2 Faixas preferenciais de aplicação dos perfis de indução e Laterologs. Extraído de (SCHLUMBERGER, 1972b). 10

3 Grau relativo de radioatividade das rochas sedimentares mais comuns. Modificado de (BASSIOUNI, 1994). 12

4 Os três tipos de interação de raios gama de acordo com sua energia. Modificado de (SEERA, 2008). 18

5 Esquema de produção de pares em um núcleo. Modificado de (SERRA, 1984). 18

6 Esquema do efeito Compton, com sua relação geométrica. Modificado de (SERRA, 1984). 19

7 Esquema do efeito fotoelétrico. Modificado de (SERRA, 1984). 19

8 Densidade total medida pela ferramenta e uma visualização da derivação dos componentes da porosidade. Modificado de (RIDER, 1986). . . 20

9 Sequência de Bouma clássica. Modificado de (BOUMA et al., 1962). . . 29

10 Modelo de organização vertical e lateral de fácies para um lobo turbidítico. Extraído de (BOUMA et al., 1962). 30

11 Modelo de sistema turbidítico apresentado por Normark. Extraído de (NORMARK, 1970). 31

12 Modelo de organização vertical e lateral de fácies de Mutti e Ricci Lucchi. Extraído de (MUTTI; LUCCHI, 1972). 32

13 Bacia de Campos, seus limites e campos petrolíferos. Modificado de (ALBERTAO, 2010). 33

14 Carta estratigráfica simplificada da Bacia de Campos. Modificado de (ALBERTAO, 2010). 35

15 Principais elementos topográficos controlando a deposição do sistema turbidítico na área de estudo. Extraído de (BOUMA, 2004). 37

16 Princípio de calculo do volume de argila a partir dos perfis de densidade e neutrônico. 44

17 Dados iniciais de perfil do poço X. 53

18 Dados iniciais de perfil do poço Y. 54

19 Dados iniciais de perfil do poço Z. 55

20 Ajuste de parâmetros para cálculo do volume de argila do poço X. . . . 56

21 Ajuste de parâmetros com histograma do perfil de raios gama para cálculo do volume de argila do poço X. 57

22 Ajuste de parâmetros com histograma do perfil neutrônico para cálculo do volume de argila do poço X. 57

23 Ajuste de parâmetros com histograma do perfil de densidade para cálculo do volume de argila do poço X. 58

24 Ajuste de parâmetros com crossplot entre os perfis neutrônico e de densidade para cálculo do volume de argila do poço X. 59

25 Ajuste de parâmetros para cálculo do volume de argila do poço Y. . . . 60

26 Ajuste de parâmetros com histograma do perfil de raios gama para cálculo do volume de argila do poço Y. 60

27 Ajuste de parâmetros com histograma do perfil neutrônico para cálculo do volume de argila do poço Y. 61

28 Ajuste de parâmetros com histograma do perfil de densidade para cálculo do volume de argila do poço Y. 61

29 Ajuste de parâmetros com *crossplot* entre os perfis neutrônico e de densidade para cálculo do volume de argila do poço Y. 62

30 Ajuste de parâmetros para cálculo do volume de argila do poço Z. . . . 63

31 Ajuste de parâmetros com histograma do perfil de raios gama para cálculo do volume de argila do poço Z. 63

32 Ajuste de parâmetros com histograma do perfil neutrônico para cálculo do volume de argila do poço Z. 64

33 Ajuste de parâmetros com histograma do perfil de densidade para cálculo do volume de argila do poço Z. 64

34 Ajuste de parâmetros com *crossplot* entre os perfis neutrônico e de densidade para cálculo do volume de argila do poço Z. 65

35 Dados iniciais e perfis calculados do poço X. 67

36 Dados iniciais e perfis calculados do poço Y. 68

37 Dados iniciais e perfis calculados do poço Z. 69

38 Histograma do perfil sônico do poço X. 70

39 Histograma do perfil de raios gama do poço X. 71

40 Histograma do perfil de volume de argila do poço X. 71

41 Histograma do perfil de porosidade efetiva do poço X. 72

42 Histograma do perfil neutrônico do poço X. 73

43 Histograma do perfil de densidade do poço X. 73

44 Histograma do perfil DRDN do poço X. 74

45 Histograma do perfil sônico do poço Y. 74

46 Histograma do perfil de raios gama do poço Y. 75

47 Histograma do perfil de volume de argila do poço Y. 75

48 Histograma do perfil de porosidade efetiva do poço Y. 76

49 Histograma do perfil neutrônico do poço Y. 77

50 Histograma do perfil de densidade do poço Y. 77

51 Histograma do perfil DRDN do poço Y. 78

52 Histograma do perfil sônico do poço Z. 78

53 Histograma do perfil de raios gama do poço Z. 79

54 Histograma do perfil de volume de argila do poço Z. 79

55 Histograma do perfil de porosidade efetiva do poço Z. 80

56 Histograma do perfil neutrônico do poço Z. 81

57 Histograma do perfil de densidade do poço Z. 81

58 Histograma do perfil DRDN do poço Z. 82

59 *Crossplot* entre os perfis de volume de argila e porosidade efetiva do poço X. 83

60 *Crossplot* entre os perfis de volume de argila e DRDN do poço X. . . . 84

61 *Crossplot* entre os perfis de porosidade efetiva e DRDN do poço X. . . 85

62 *Crossplot* entre os perfis de volume de argila e porosidade efetiva do poço Y. 86

63 *Crossplot* entre os perfis de volume de argila e DRDN do poço Y. 87

64 *Crossplot* entre os perfis de porosidade efetiva e DRDN do poço Y. . . . 88

65 *Crossplot* entre os perfis de volume de argila e porosidade efetiva do poço Z. 89

66 *Crossplot* entre os perfis de volume de argila e DRDN do poço Z. . . . 90

67 *Crossplot* entre os perfis de porosidade efetiva e DRDN do poço Z. . . 91

68 Perfis iniciais, calculados e eletrofácies do poço X. 93

69 Perfis iniciais, calculados e eletrofácies do poço Y. 93

70 Perfis iniciais, calculados e eletrofácies do poço Z. 94

71 *Crossplot* entre perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção A do reservatório do poço X. 95

72 *Crossplot* entre perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção B do reservatório do Poço X. 96

73 *Crossplot* entre perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção A do reservatório do poço Y. 97

74 *Crossplot* entre perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção B do reservatório do poço Y. 97

75 *Crossplot* entre perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção A do reservatório do poço Z. 98

76 *Crossplot* entre perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção B do reservatório do poço Z. 99

Lista de Tabelas

1 Atividade de raios gama de rochas sedimentares. Modificado de (RUSSELL, 1944). 12

2 Velocidades sônicas e tempos de trânsito para diferentes matrizes. Modificado de (ASQUITH; GIBSON, 1982). 15

3 Densidade da matriz de litologias comuns. Modificado de (SCHLUMBERGER, 1972a). 21

4 Seções eficazes de nêutrons termais e níveis de energia de captura de raios gama. Modificado de (BASSIOUNI, 1994). 25

5 Valores dos parâmetros ajustados para o cálculo do volume de argila para os poços X, Y e Z. 65

6 Parâmetros utilizados para o cálculo da porosidade efetiva para os poços X, Y e Z. 66

Caracterização de eletrofácies de um reservatório turbidítico da Bacia de Campos por meio de perfis geofísicos de poços

Resumo

Este trabalho apresenta uma caracterização de eletrofácies de um reservatório turbidítico, localizado na Bacia de Campos. As eletrofáceis representam um único conjunto de respostas de perfis que caracteriza as propriedades físicas das rochas e fluidos contidos no volume investigado pela ferramenta de perfilagem. Como dados inicias são utilizados perfis geofísicos de três poços da região de estudo, incluindo perfis de raios gama, caliper, sônico, resistividade/indução, densidade e neutrônico, além da profundidade e espessura de duas seções do reservatório, e dos perfis de fácies da Petrobras dos três poços.

No desenvolvimento do trabalho são geradas, a partir dos dados iniciais de perfis, curvas de volume de argila, porosidade efetiva e DRDN (Delta $RHOB$ Delta $NPHI$), as quais são utilizadas como os parâmetros influentes na determinação das eletrofácies. Duas curvas de eletrofácies são geradas para cada poço, com três fácies: (1) classe das rochas reservatório, (2) classe das rochas reservatório argilosas e (3) classe das rochas não reservatório. Os métodos utilizados são a Análise de Agrupamentos e a Análise de Componentes Principais. O primeiro método mostrou alta capacidade de distinção entre as classes de rochas reservatório e não reservatório. Além de uma caracterização mais precisa, principalmente quanto a distinção entre as duas classes de rochas reservatório, o segundo método exibiu um perfil de eletrofácies de melhor resolução quando comparado ao primeiro. Quando comparado aos perfis de fácies Petrobras, as eletrofácies geradas pelo método de Análise de Componentes Principais apresentaram uma semelhança de 61.34%, 67.17% e 70.98%, para cada poço.

Em geral, a seção inferior do reservatório apresentou um maior conteúdo da classe de rochas não reservatório quando comparada com a seção superior. A proporção entre as classes de rochas reservatório e reservatório argilosas mostrou-se semelhante em ambas seções.

Palavras chave: [eletrofácies, perfis geofísicos de poços, turbiditos].

Electrofacies characterization of a turbidite reservoir in Campos Basin using geophysical well logs

Abstract

This work presents an electrofacies characterization of a turbidite reservoir, located in the Campos Basin. The electrofacies represents a single response log that characterizes the physical properties of rocks and fluids contained in the volume investigated by the well logging tool. As initial data are used geophysical well logs of three wells of the study area, including gamma ray, caliper, sonic, resistivity/induction, density and neutron logs, beyond the depth and thickness of two sections of the reservoir, and the Petrobras facies logs of the three wells.

In developing this work are generated, from the initial log data, clay volume, effective porosity and DRDN (Delta $RHOB$ Delta $NPHI$) curves, which are used as influential parameters in determining electrofacies. Two electrofacies curves are generated for each well, with three facies: (1) class of reservoir rocks, (2) class of clayey reservoir rocks and (3) class of non-reservoir rocks. The methods used are the Cluster Analysis and the Principal Component Analysis. The first method showed high ability to distinguish between the classes of reservoir rocks and non-reservoir rocks. In addition to a more precise characterization, mainly regarding distinguishing between the two classes of reservoir rocks, the second method exhibited an electrofacies log of better resolution when compared to the first. When compared to Petrobras facies logs, the electrofacies generated by the Principal Component Analysis method showed a similarity of 61.34%, 67.17% and 70.98%, for each well.

In general, the lower section of the reservoir showed a higher content of the class of non-reservoir rocks when compared to the uper section. The ratio between the classes of reservoir rocks and clayey reservoir rocks was similar in both sections.

Keywords: [*electrofacies*, *geophysical well logs, turbidites*].

1 Introdução

No presente trabalho desenvolve-se um estudo de caracterização de eletrofácies de três poços de um reservatório turbidítico da Bacia de Campos. O estudo toma como base os perfis geofísicos dos poços. Curvas de porosidade efetiva, volume de argila e DRDN serão calculadas. O trabalho será realizado utilizando o software *Interactive Petrophysics* (IP).

1.1 Escopo do Problema

Um geólogo de petróleo depende das amostras de rocha normalmente coletadas em afloramentos e poços para obter informações básicas das formações. Retiradas dos afloramentos, as amostras tem seu ponto de origem conhecido. Amostras de determinados tamanhos podem ser retiradas, ou até repetidas da mesma localidade.

A amostragem em subsuperfície é um pouco mais problemática. As amostras de rocha podem ser obtidas como testemunhos ou amostras de calha.

As amostras de calha (fragmentos de rocha levados à superfície durante a perfuração) são a fonte principal de amostragem em poços (SERRA, 1984). Infelizmente, a reconstrução de uma sequência litológica em termos de espessura e composição, por amostras de calha que tenham sofrido mistura, lixiviação, ou contaminações gerais pela lama de perfuração durante seu transporte à superfície, não pode ser realizada com confiança. Onde ocorre perda de circulação, a análise de seções da formação é excluída pela ausência de amostras. Além disso, a pequena dimensão da amostra de calha não permite que todos testes desejados sejam realizados. Assim, essa amostragem durante a perfuração deixa um registro impreciso da formação encontrada (RIDER, 1986).

Amostras inteiras das formações podem ser trazidas à superfície por testemunhagem mecânica, porém este processo é lento e custoso (RIDER, 1986). Além disso, em rochas não consolidadas a testemunhagem não funciona adequadamente.

Como resultado dessas limitações, existe uma grande probabilidade de que o geólogo de subsuperfície encontre-se sem amostras ou com amostras representativas de baixa qualidade. Consequentemente, ele é incapaz de responder com confiança as questões fundamentais para a exploração de petróleo.

Uma abordagem alternativa e muito efetiva para este problema é fazer medições *in situ*, através da execução de perfis de poços. O primeiro tipo de perfil de poço compreendeu medições da resistividade elétrica, tendo sido inventado por Marcel e Conrad Schlumberger, que demonstraram o método em Setembro de 1927 em Pechelbronn (França) (SERRA, 1984).

A perfilagem de poço fornece um conjunto de medidas das propriedades da rocha com espaçamento da ordem de 10 centímetros. É menos dispendiosa e mais rápida que a testemunhagem (HEARST et al., 2000). É necessário uma interpretação. Entretanto, perfis contém informações suficientes para preencher a lacuna entre as amostras de calha e os testemunhos.

Com base na análise dos perfis, decide-se quais intervalos do poço são de interesse econômico potencial para se executar os testes de formação. Se não houver intervalos de interesse o poço é abandonado (THOMAS, 2001).

1.2 Objetivos

Os objetivos deste trabalho são:

- Objetivo geral:
  - Realizar a caracterização de eletrofácies de três poços do reservatório segundo os métodos de análise de componentes principais e análise de agrupamentos.
- Objetivos específicos:
  - Calcular as curvas de porosidade efetiva, volume de argila e DRDN (Delta $RHOB$ Delta $NPHI$) para cada poço;
  - Identificar os parâmetros que melhor representam as diferentes classes de rochas;
  - Identificar o método de caracterização de eletrofácies mais adequado para o caso;

– Avaliar qualitativamente as seções A e B do reservatório.

1.3 Organização do Documento

Apresenta-se nesta seção a organização do documento.

No Capítulo 2, “Perfilagem de Poços”, apresenta-se uma revisão dos diferentes perfis geofísicos de poços, incluindo os princípios físicos e as utilizações de cada ferramenta, fornecendo parte do conhecimento necessário para entendimento do estudo realizado.

No Capítulo 3, “Aspectos da Geologia Local”, objetiva-se apresetar ao leitor informações a respeito do contexto geológico em que se situam os poços dos quais os perfis foram utilizados neste trabalho.

No Capítulo 4, “Eletrofácies”, objetiva-se esclarecer o leitor a respeito do conceito de eletrofácies, bem como realizar uma introdução dos métodos utilizados para sua determinação.

No Capítulo 5, “*Softwares* e Dados”, primeiramente apresenta-se os *softwares* utilizados. Em seguida, serão indicados os dados de poços obtidos para realização deste estudo.

No Capítulo 6, “Métodos de Geração de Parâmetros Influentes na Determinação das Eletrofácies”, apresenta-se as equações e a metodologia utilizadas para determinação dos perfis de volume de argila, porosidade efetiva e DRDN.

No Capítulo 7, “Métodos de Geração das Eletrofácies”, apresenta-se informações sobre os métodos utilizados na geração das eletrofácies, objetivo principal deste estudo.

No Capítulo 8, “Geração de Parâmetros Influentes na Determinação das Eletrofácies”, apresenta-se os dados iniciais de perfil de cada poço deste estudo, em seguida será detalhado todo o procedimento utilizado para geração de novos parâmetros influentes na determinação das eletrofácies: volume de argila, porosidade efetiva e DRDN. Finalizando o capítulo, temos a apresentação dos novos perfis calculados.

No Capítulo 9, “Análises e Avaliações”, são feitas as análises de histogramas e *crossplots* das variáveis para determinação das eletrofácies. Além disso, são realizadas as avaliações dos resultados obtidos.

No Capítulo 10, “Resultados”, apresenta-se os perfis de eletrofácies gerados pelos

métodos de Análise de Agrupamentos e Análise de Componentes Principais para os poços X, Y e Z. Finalizando o trabalho, é realizada uma comparação qualitativa entre as seções A e B do reservatório para os três poços.

No Capítulo 11, “Conclusões”, apresenta-se as conclusões deste trabalho.

Apresenta-se a seguir as “Referências Bibliográficas”.

2 Perfilagem de Poços

Este capítulo tem como objetivo realizar uma revisão dos diferentes perfis geofísicos de poços, incluindo os princípios físicos e as utilizações de cada ferramenta, fornecendo parte do conhecimento necessário para entendimento do estudo realizado.

2.1 O Perfil

Segundo Thomas (2001), o perfil de um poço é a imagem, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas, tais como resistividade elétrica, potencial eletroquímico natural, tempo de trânsito de ondas mecânicas, radioatividade natural e induzida. Tais perfis são obtidos através do deslocamento de um sensor de perfilagem (sonda) dentro do poço.

2.2 Importância da Perfilagem de Poços

Hoje, a interpretação petrofísica de perfis é uma das ferramentas mais úteis disponíveis para um geólogo de petróleo, visto que as ferramentas de perfilagem e os métodos interpretativos estão se desenvolvendo em precisão e sofisticação (ASQUITH; GIBSON, 1982). Além de seu uso tradicional em exploração para correlacionar zonas e para auxiliar com mapeamento de estruturas, perfis ajudam a definir as características físicas das rochas como litologia, porosidade, geometria dos poros, e permeabilidade. O dado de perfil é usado para identificar zonas produtivas, determinar a profundidade e espessura de zonas, a distinguir entre óleo, gás ou água no reservatório, e a estimar reservas de hidrocarbonetos. Os perfis são também usados para caracterização de fácies ou do sistema deposicional no qual as rochas foram formadas (HEARST et al., 2000).

2.3 Perfil de Indução

A resistividade elétrica foi a primeira e ainda é a propriedade física das rochas mais frequentemente medida (BASSIOUNI, 1994). Rochas ígneas, metamórficas, e sedimentares são pouco condutoras de corrente elétrica. Portanto, elas exibem condutividades elétricas extremamente baixas, e por isso resistividades elétricas extremamente altas. Como o óleo e o gás são também isoladores, a condutividade elétrica em rochas reservatório resulta da presença de água, e portanto, a resistividade da rocha aumenta conforme o aumento da saturação de hidrocarbonetos (ASQUITH; GIBSON, 1982).

Existem várias técnicas de medição da resistividade em uso, todas variações de um sistema básico comum: um emissor (eletrodo ou bobina) manda um sinal (corrente elétrica, campo eletromagnético) para a formação (SERRA, 1984). Um receptor (eletrodo ou bobina) mede a resposta da formação a uma certa distância do emissor. Geralmente, um aumento no espaçamento do sistema resulta em uma maior profundidade de investigação.

Perfis de resistividade são perfis elétricos que são usados para: (1) determinar zonas de água e óleo, (2) indicar zonas permeáveis, e (3) determinar a porosidade (ASQUITH; GIBSON, 1982). Dentre estes, o uso mais importante é a determinação de zonas de hidrocarboneto e água. Podemos determinar a saturação da água da formação (S_w) conhecendo-se a porosidade da formação (ϕ), a resistividade da água da formação (R_w), e um valor para o expoente de cimentação (m), pela equação de Archie:

$$S_w = (\frac{F \times R_w}{R_t})^{1/n} \tag{2.1}$$

Onde:

F é o fator de formação (a/ϕ^m);

a é o fator de tortuosidade;

m é o expoente de cimentação;

R_w é a resistividade da água da formação;

R_t é a resistividade real da formação, medida por um perfil de resistividade de leitura profunda;

n é o expoente de saturação (o mais comum é de 2.0).

As ferramentas de indução foram introduzidas em meados da década de 1940 para se obter perfis em poços vazios e poços preenchidos com lama base óleo (BASSIOUNI, 1994). Elas operam em um princípio inteiramente diferente das ferramentas elétricas. Não é necessário fluido condutivo no poço ou contato físico direto com a formação.

As ferramentas de indução modernas são focalizadas para minimizar a contribuição de materiais na parede do poço, da zona invadida e de outras formações próximas (BASSIOUNI, 1994) (ASQUITH; GIBSON, 1982). Focalizando a corrente e eliminando sinais indesejados, uma leitura mais profunda da condutividade é realizada, e valores mais precisos da resistividade real da formação (R_t) são determinados a partir do perfil de indução (ASQUITH; GIBSON, 1982). A focalização é realizada por meios de um sistema de várias bobinas transmissoras e receptoras (BASSIOUNI, 1994).

O princípio da ferramenta, entretanto, pode ser simplificado pelo sistema de duas bobinas como apresentado na Figura 1.

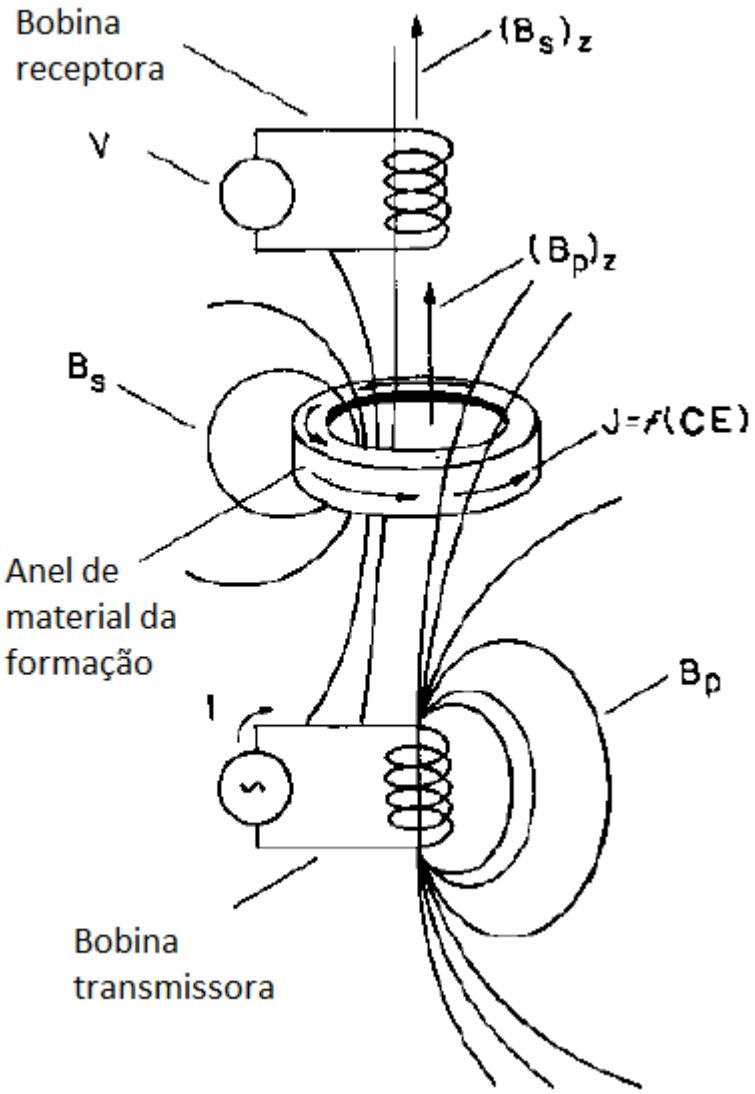

Figura 1: Esquema de um sistema de indução de duas bobinas. Modificado de (ELLIS, 1987).

Segundo Bassiouni (1994), uma bobina transmissora é excitada por uma corrente alternada, I, de frequência média. Esta corrente induz um campo magnético primário, B_p, na formação que circunda o poço. A magnitude e frequência de B_p depende da corrente transmitida. A componente vertical desde campo magnético, $(B_p)_z$, por sua vez gera um campo elétrico, E. Este campo elétrico faz com que uma corrente flua na formação em círculos concêntricos ao poço. A densidade da corrente, J, é proporcional ao campo elétrico e à condutividade da formação, C. A corrente que flui em um anel da formação comporta-se como uma bobina transmissora e gera seu próprio campo magnético secundário, B_s. B_s, que é proporcional a condutividade da formação, induz um sinal elétrico, V, na bobina receptora. Este sinal é facilmente

calibrado em termos da condutividade da formação. A condutividade é usualmente convertida em resistividade e registrada versus a profundidade.

Os dois tipos de dispositivos de indução são o *Induction Electric Log* e o *Dual Induction Focused Log*.

O *Induction Electric Log* é composto de três curvas: normal curta, indução, e potencial espontâneo (SP). Estas curvas são obtidas simultaneamente durante a perfilagem do poço. A ferramenta normal curta mede a resistividade a uma pequena profundidade de investigação, a qual é a resistividade da zona invadida (R_i).

O perfil de indução moderno é chamado *Dual Induction Focused Log* (TIXIER et al., 1963). Este perfil consiste de um dispositivo de indução de leitura profunda, que mede R_t, além de um dispositivo de indução de leitura média, que mede R_i, e um Laterolog focalizado de leitura rasa (R_{xo}), similar a normal curta.

A Figura 2 apresenta as faixas preferenciais de aplicação dos perfis de indução e Laterologs para determinação de R_t:

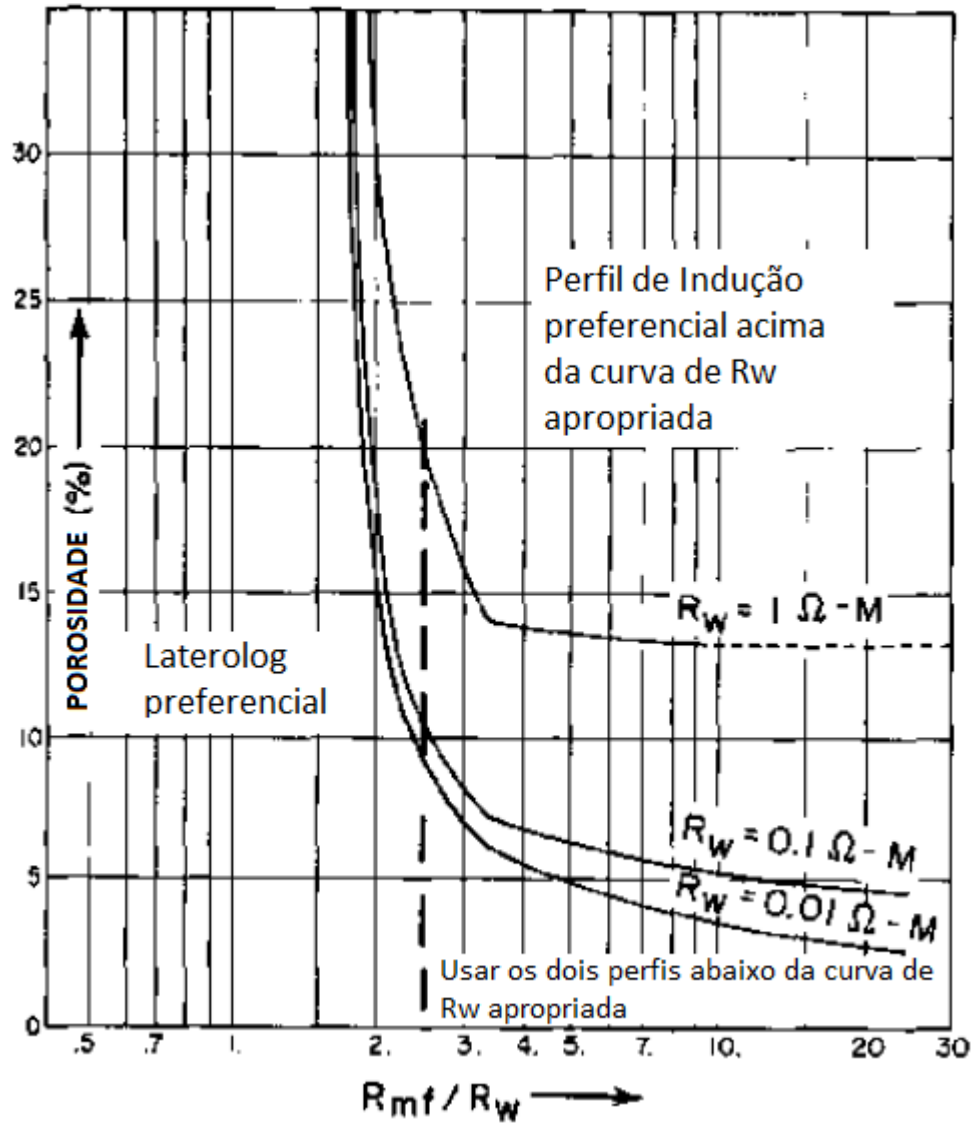

Figura 2: Faixas preferenciais de aplicação dos perfis de indução e Laterologs. Extraído de (SCHLUMBERGER, 1972b).

2.4 Perfil de Raios Gama

A radioatividade pode ser definida como a propriedade que certos átomos tem de emitir espontaneamente radiação, por efeito da instabilidade de seus núcleos (NERY, 1990).

Os raios gama naturais se originam primariamente de três fontes distintas: (1) dos principais elementos filhos provenientes da desintegração do Urânio^{235}(Bismuto^{214} e Chumbo^{214}); (2) do principal elemento filho proveniente da desintegração do Tório^{232} (Tálio^{208}); e do Potássio^{40}(NERY, 1990). A razão principal destes três elementos serem

predominantes na radioatividade natural das rochas está na ordem de grandeza da meia vidas de todos eles (aproximadamente a idade da própria Terra). Cada uma das três fontes emitem raios gama espontaneamente, ou seja, elas emitem fótons com nenhuma massa e nenhuma carga, mas com grande energia (RIDER, 1986).

O perfil de raios gama é um registro contínuo da intensidade das radiações gama naturais emanadas das formações penetradas pelo poço versus a profundidade, sendo normalmente registrado com perfis de porosidade - densidade, nêutron e sônico (BASSIOUNI, 1994). O perfil de raios gama simples nos dá a radioatividade combinada das três fontes, enquanto o perfil de raios gama espectral apresenta a quantidade de cada elemento individual que contribui para essa radioatividade (RIDER, 1986).

O material radioativo originalmente ocorre em rochas ígneas, sendo então distribuido desigualmente para as formações sedimentares durante erosão, transporte, e deposição (BASSIOUNI, 1994). Dessa maneira, a radioatividade natural é função do tipo de formação, sua idade, e seu método de deposição. Sendo assim, as rochas ígneas e metamórficas são mais radioativas do que as sedimentares.

Em formações sedimentares, os elementos radioativos tendem a se concentrar nos minerais argila, os quais, por sua vez, concentram-se nos folhelhos (BASSIOUNI, 1994). Isso ocorre devido a sua habilidade em reter íons metálicos, entre eles o Urânio e o Tório (NERY, 1990). A radiação emitida pelo Potássio^{40} é geralmente da ordem de 20% do total registrado. Entretanto, arenitos limpos podem também produzir uma alta resposta no perfil de raios gama se o arenito conter feldspato potássico, micas, glauconita, ou águas ricas em urânio (ASQUITH; GIBSON, 1982).

A Tabela 1 e a Figura 3 apresentam, respectivamente, a atividade média de raios gama e o grau relativo de radioatividade das rochas sedimentares mais comuns. Elas deixam claro que a maior radioatividade é encontrada nos folhelhos.

Tipo Litológio	Radioatividade média em *radium equivalent* por grama x 10^(-12)
folhelho negro e acinzentado-negro	26.1
folhelho	20.3
folhelho arenoso	11.0
siltito	10.3
folhelho calcarenoso	8.5
arenito argiloso	7.1
granite wash	6.9
arenito	4.1
calcário	3.8
dolomito	3.1

Tabela 1: Atividade de raios gama de rochas sedimentares. Modificado de (RUSSELL, 1944).

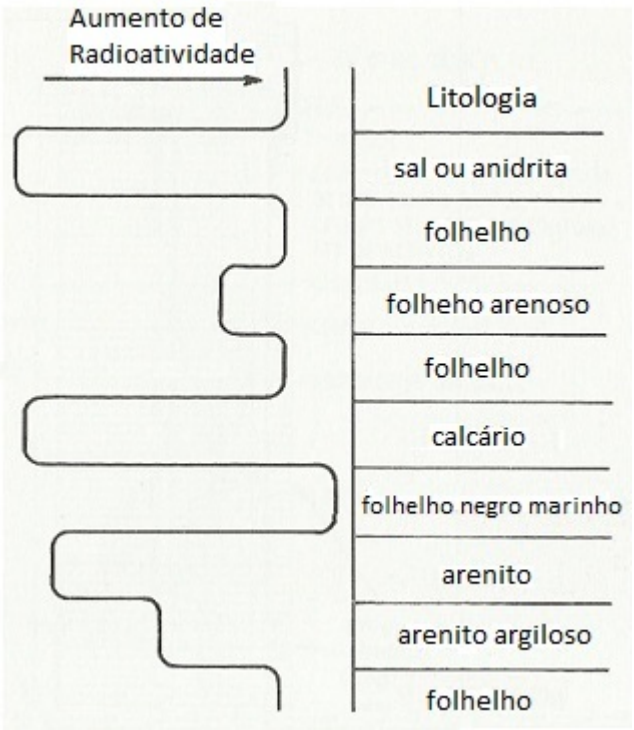

Figura 3: Grau relativo de radioatividade das rochas sedimentares mais comuns. Modificado de (BASSIOUNI, 1994).

Pode-se observar que, em geral, arenitos, calcários, e dolomitos têm um conteúdo radioativo muito pequeno, enquanto que folhelhos negros e marinhos exibem os mai-

ores níveis de radioatividade.

Além de seu uso na identificação de litologias e correlação de zonas, os perfis de raios gama fornecem informação para o cálculo do volume de argila em arenitos e carbonatos (ASQUITH; GIBSON, 1982). O cálculo do índice de raios gama (a seguir) é o primeiro passo necessário para determinação do volume de argila a partir do perfil de raios gama. Pelo método linear, o volume de argila se iguala ao índice de raios gama.

$$I_{GR} = Vcl_{Gr} = \frac{Gr - Gr_{Clean}}{Gr_{Clay} - Gr_{Clean}} \tag{2.2}$$

Onde:

Vcl_{Gr} é o volume de argila calculado a partir do perfil de raios gama;

I_{GR} é o índice de raios gama;

Gr é a leitura de raios gama da formação, para cada profundidade;

Gr_{Clean} é a leitura mínima de raios gama (arenito ou carbonato limpos);

Gr_{Clay} é a leitura máxima de raios gama (folhelho).

Uma das vantagens desse perfil reside no fato de ser possível a sua realização por dentro de tubulações (poços revestidos), tornando-se muito útil em trabalhos de completação e restauração dos poços (NERY, 1990). Na exploração mineral, o perfil de raios gama é usado para detecção de minerais radioativos, como potássio ou urânio (BASSIOUNI, 1994).

O perfil de raios gama espectral pode ser usado adicionalmente para derivar um volume de mineral radioativo quantitativo e um volume de argila mais preciso. Qualitativamente ele pode indicar tipos de minerais argila dominantes, dar indicações de ambiente deposicional, indicar fraturas e ajudar na localização de rochas geradoras (RIDER, 1986).

2.5 Perfil Sônico

Um grande número de perfis sônicos estão sendo realizados todos os meses. Eles tornaram-se os perfis padrões para porosidade. Ferramentas melhores estão sendo colocadas em serviço para melhorar a confiança das medições e reduzir a manutenção.

O perfil sônico foi originalmente desenvolvido para auxiliar na avaliação de pesquisas sísmicas (BASSIOUNI, 1994). Avanços em eletrônica e modelos de ferramenta de poço estenderam seu uso para avaliação de formações, especialmente a determinação da porosidade.

Este tipo de perfil usa a propagação de ondas acústicas dentro e ao redor do poço (BASSIOUNI, 1994). As propriedades acústicas medidas com a perfilagem são velocidades das ondas compressional e cisalhante, atenuação das ondas compressional e cisalhante, e amplitude da onda refletida.

Segundo Ellis e Singer (2007), o uso mais comum das medições de velocidade é relacioná-las a porosidade e litologia das formações. Entretanto, a partir das medições acústicas, também é possível inferir e estimar pressões de poros anormalmente altas, e estimar propriedades mecânicas das rochas. A atenuação da onda é explorada com variável sucesso na detecção de fraturas. Por outro lado, o método da atenuação tem sido usado rotineiramente para avaliar a qualidade da aderência do cimento ao revestimento. No caso da técnica da reflexão, uma das aplicações é a obtenção de uma imagem acústica da parede do poço. Este método tem alcançado considerável sucesso na detecção e avaliação de fraturas, além da avaliação da aderência da cimentação.

O perfil acústico em poço aberto consiste principalmente de uma medição da velocidade acústica (BASSIOUNI, 1994). Esta medição, usualmente chamada de perfil sônico, é um gráfico de porosidade que mede o menor tempo necessário para uma onda compressional viajar verticalmente por um pé de formação adjacente ao poço, sendo assim, um perfil de tempo de trânsito acústico versus profundidade (HILCHIE, 1978). O Tempo de transito (Δt) em microssegundos por pé é o recíproco da velocidade de uma onda sonora compressional em pés por segundos e dependente da porosidade e litologia (ASQUITH; GIBSON, 1982). Portanto, a velocidade da matriz da formação deve ser conhecida para derivar a porosidade sônica por uma carta ou pela formúla de Wyllie a seguir:

$$\phi_{sonic} = \frac{\Delta t_{log} - \triangle t_{ma}}{\triangle t_f - \triangle t_{ma}} \tag{2.3}$$

Onde:

ϕ_{sonic} é a porosidade calculada através do perfil sônico;

Δt_{ma} é o tempo de trânsito da matriz;

Δt_{log} é o tempo de trânsito da formação;

Δt_f é o tempo de trânsito do fluido no poro.

O tempo de trânsito da matriz varia de acordo com o tipo de rocha, como mostrado na tabela a seguir (Tabela 2):

	Vma (pés/s)	Δtma (µs/pés)	Δtma geralmente usado (µs/pés)
arenito	18000 a 19500	55.5 a 51.0	55.5 a 51.0
calcário	21000 a 23000	47.6 a 43.5	47.6
dolomito	23000 a 26000	43.5 a 38.5	43.5
anidrita	20000	50.0	50.0
sal	15000	66.7	67.0
revestimento (ferro)	17500	57.0	57.0

Tabela 2: Velocidades sônicas e tempos de trânsito para diferentes matrizes. Modificado de (ASQUITH; GIBSON, 1982).

A fórmula de Wyllie (acima) somente calcula a porosidade realista das rochas quando elas se apresentam saturadas com água, compactadas, com porosidade intergranular e isentas de argila (NERY, 1990).

Em carbonatos com porosidade secundária em forma de cavidades ou fraturas, o tempo de trânsito é frequentemente menor do que iria ser calculado pela fórmula dada (HILCHIE, 1978). Isso ocorre pois o perfil acústico mede o tempo de trânsito mais rápido através da formação, levando em conta a porosidade da matriz ao invés da porosidade secundária.

A porcentagem de porosidade secundária vugular ou de fratura, chamada SPI ou *secondary porosity index*, pode ser calculada subtraindo a porosidade sônica da porosidade total, obtida por um dos perfis nucleares (densidade ou nêutron) (ASQUITH; GIBSON, 1982), e pode ser um útil parâmetro de mapeamento na exploração de carbonatos.

A falta de compactação é usualmente indicada quando o tempo de trânsito nos folhelhos adjacentes, Δt_{sh}, excede 100 μs/ft (BASSIOUNI, 1994). Quanto maior o tempo de trânsito no folhelho, mais incompactadas estão as rochas do reservatório e maior é o desvio entre a porosidade calculada e a real. A equação usada para calcular a porosidade em formações inconpactadas é:

$$\phi_{sonic} = (\frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}) \times \frac{1}{Cp} \tag{2.4}$$

Onde:

C_p é o fator de correção da compactação.

O fator de correção da compactação pode ser estimado a partir da relação empírica:

$$C_p = \frac{\Delta t_{sh} \times c}{100} \tag{2.5}$$

Onde:

Δt_{sh} é o tempo de trânsito no folhelho adjacente;

c é uma constante que vale normalmente 1.0.

Informações adicionais podem ser obtidas destas medições, já que o tempo de trânsito acústico não é somente influenciado pela porosidade, mas também pela elasticidade e resistência da rocha (HILCHIE, 1978). Os folhelhos usualmente apresentam maiores tempos de trânsito . Isso não ocorre devido a porosidade alta, mas porque os folhelhos não são elásticos e não reagem como outras formações. Com a adição de materiais como areia e cal aos folhelhos (argilas), o tempo de trânsito diminui.

A presença de argila nas camadas significa uma maior quantidade de água intersticial presente nos folhelhos, a qual diminuirá a velocidade do som, aumentando o tempo de trânsito e consequentemente a porosidade registrada (NERY, 1990). Deve-se então corrigir a equação de Wyllie devido a presença de argila, quando $V_{sh} > 5\%$ (JOHNSON; PILE, 2002), de acordo com a seguinte equação:

$$\phi_{sonic} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} - V_{sh} \times (\frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}) \tag{2.6}$$

O tempo de trânsito de uma formação aumenta devido a presença de hidrocarbonetos (ASQUITH; GIBSON, 1982), principalmente os gases. Se o efeito de hidrocarbonetos não é corrigido, a porosidade derivada do perfil sônico será muito elevada. As seguintes correções para o efeito de hidrocarbonetos são sugeridas por Hilchie (1978), para gás e óleo, respectivamente:

$$\phi = \phi_{sonic} \times 0.7 \tag{2.7}$$

$$\phi = \phi_{sonic} \times 0.9 \tag{2.8}$$

2.6 Perfil de Densidade

A densidade é uma propriedade fundamental dos minerais, fluidos e rochas. Por essa razão é importante ser capaz de se medir a densidade de todas as formações cortadas pelos poços. Um bom conhecimento deste parâmetro permite uma determinação mais precisa da composição mineral do reservatório e, consequentemente, uma avaliação mais precisa das suas propriedades petrofísicas: porosidade efetiva e saturação de água (SEERA, 2008).

Quantitativamente, o perfil de densidade é usado para calcular a porosidade e indiretamente, a densidade do hidrocarboneto. Qualitativamente, ele é um útil indicador de litologia, pode ser usado para identificar certos minerais, pode ajudar a avaliar o conteúdo de matéria orgânica da rocha geradora e a identificar sobrepressões e porosidade de fraturas (RIDER, 1986).

A técnica de perfilagem da ferramenta de densidade é submeter a formação a um bombardeamento de raios gama de média a alta energia e a medir sua atenuação entre a fonte e os detectores da ferramenta (RIDER, 1986).

A formação é submetida a raios gama emitidos por uma fonte especial (^{60}Co ou ^{137}Cs) (SERRA, 1984). Os raios gama são ondas eletromagnéticas emitidas por fontes radioativas (SEERA, 2008). Eles são partículas sem massa, chamadas fótons, e se propagam na velocidade da luz. Os raios gama colidem com a matéria em três diferentes tipos de interação, dependendo de sua energia, produção de pares, efeito Compton e efeito fotoelétrico, como pode ser visto na Figura 4.

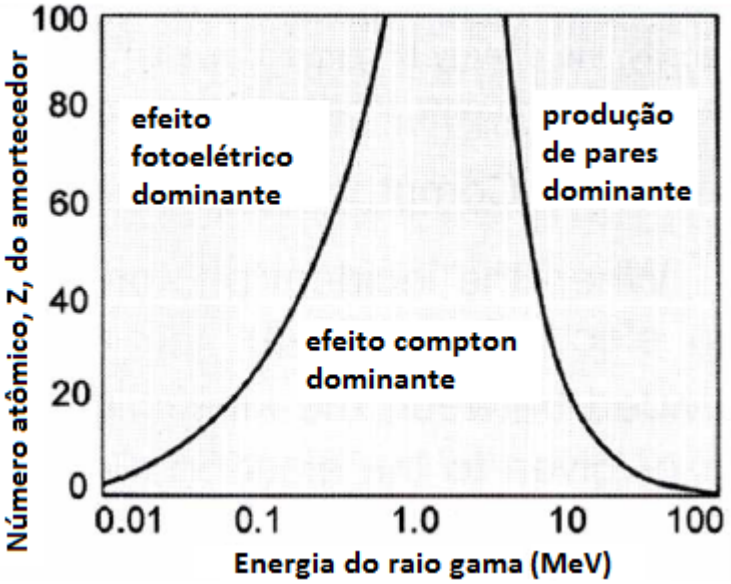

Figura 4: Os três tipos de interação de raios gama de acordo com sua energia. Modificado de (SEERA, 2008).

Quando a energia do fóton é acima de 1.02 MeV, a interação entre fóton e matéria leva a produção de pares, ou seja, a produção de um négatron (ou elétron negativo) e um pósitron (ou elétron positivo), cada um com uma energia de 0.51 MeV (SERRA, 1984). A condição de conservação de energia e momento do sistema permitem que este processo ocorra somente no campo elétrico de um núcleo (SERRA, 1984) (SEERA, 2008), como mostrado na Figura 5.

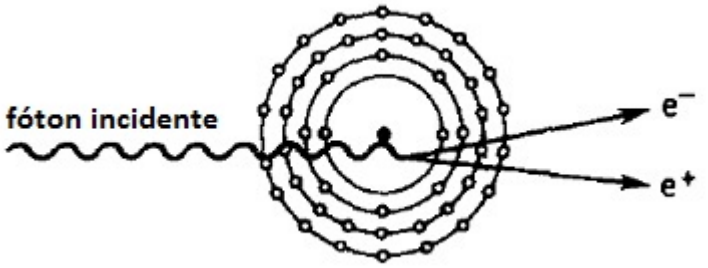

Figura 5: Esquema de produção de pares em um núcleo. Modificado de (SERRA, 1984).

Quando o fóton incidente colide com um elétron, sua energia é dividida entre a energia cinética dada ao elétron ejetado do seu átomo e o fóton disperso em uma direção fazendo um ângulo θ com a direção incidente original (SERRA, 1984). Esta colisão elástica entre o raio gama e um elétron individual simplesmente permite que o raio gama prossiga, desviado por seu encontro, mas reduzido em energia, como

apresentado na Figura 6. Este processo ocorre principalmente com elétrons exteriores dos átomos (SEERA, 2008) (SERRA, 1984). Este tipo de interação, chamado Efeito Compton, ocorre principalmente nas medições de densidade, pois este processo de dispersão elástica de raios gama é essencialmente sensitivo a densidade eletrônica da formação (número de elétrons por unidade de volume) (SEERA, 2008).

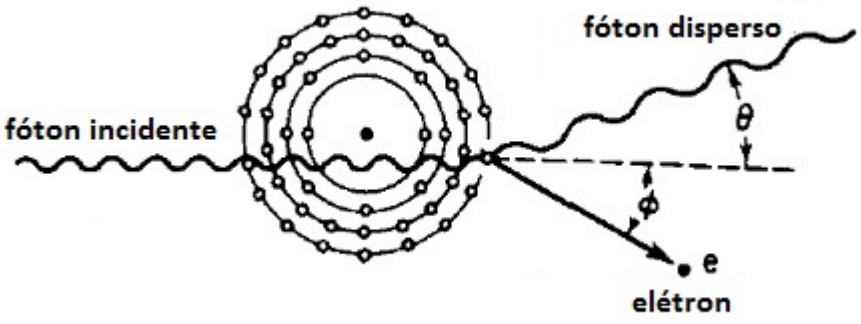

Figura 6: Esquema do efeito Compton, com sua relação geométrica. Modificado de (SERRA, 1984).

Durante uma colisão com um elétron, um fóton de fraca energia (abaixo de 100 keV) pode transferir toda sua energia para o elétron em forma de energia cinética (SEERA, 2008). Como mostrado na Figura 7, o elétron é então ejetado de seu átomo e o fóton desaparece. O raio gama é absorvido. O efeito fotoelétrico é maior quando a energia do raio gama é pequena e o número atômico do elemento é alto (SERRA, 1984).

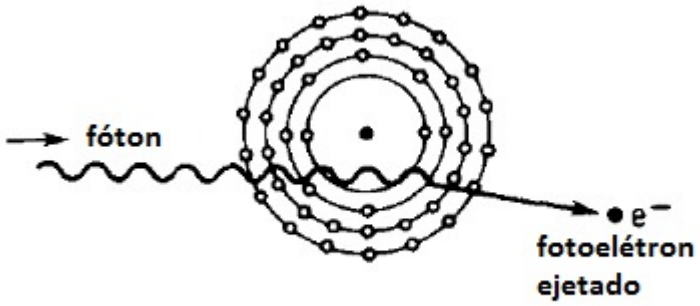

Figura 7: Esquema do efeito fotoelétrico. Modificado de (SERRA, 1984).

A ferramenta de densidade mede a intensidade de raios gama dispersos a uma distância fixa da fonte. Esta intensidade é menor quanto maior o número de colisões

experimentado pelo fóton, ou quando a densidade eletrônica for alta (SERRA, 1984). Assim, em formações densas um menor número de raios gama são detectados já que o número de colisões é maior e os raios gama são absorvidos (efeito fotoelétrico) tendo perdido parte de sua energia em cada colisão. Em formações de baixa densidade, ocorrem poucas colisões, menos energia é perdida e mais raios gama são detectados.

A densidade total da formação (ρ_b) é função da densidade da matriz, da porosidade, e densidade do fluido nos poros (lama ou hidrocarbonetos) (ASQUITH; GIBSON, 1982), como pode-se observar na Figura 8.

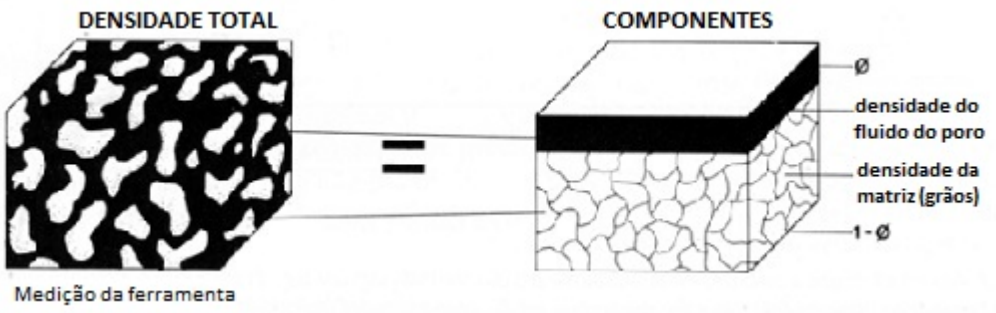

Figura 8: Densidade total medida pela ferramenta e uma visualização da derivação dos componentes da porosidade. Modificado de (RIDER, 1986).

Para se determinar a porosidade, seja por carta ou cálculos, a densidade da matriz e o tipo de fluido no meio poroso devem ser conhecidos. A fórmula para o cálculo da porosidade pela densidade é:

$$\phi_{den} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \tag{2.9}$$

Onde:

ϕ_{den} é a porosidade derivada da densidade;

ρ_{ma} é a densidade da matriz;

ρ_b é a densidade total da formação;

ρ_f é a densidade do fluido no meio poroso.

Valores usados para densidade da matriz (ρ_{ma}) na fórmula da porosidade derivada da densidade estão na Tabela 3, para litologias comuns.

Litologia	ρma (g/cm³)
arenito	2.648
calcário	2.710
dolomito	2.876
anidrita	2.977
sal	2.032

Tabela 3: Densidade da matriz de litologias comuns. Modificado de (SCHLUMBERGER, 1972a).

Em camadas permeáveis, a presença da lama e/ou reboco pode antecipar o processo de dispersão dos raios gama, ao interagirem na saída da fonte com os elétrons da lama, diminuindo a intensidade do feixe, mesmo antes de penetrar nas camadas (NERY, 1990). O perfil de Densidade Compensada (FDC), ao utilizar dois detectores localizados à distâncias fixas da fonte emissora, pode, com auxílio do caliper para obter a medida da espessura do reboco, realizar internamente correções ou compensações para o efeito do reboco (ou lama, se estiver em zonas desmoronadas), e apresentar valores bem mais realistas de porosidade do que as antigas ferramentas de uma só fonte e detector.

Quando ocorrer uma invasão rasa na formação, a baixa densidade dos hidrocarbonetos da formação irá aumentar a porosidade derivada da densidade (ASQUITH; GIBSON, 1982). O óleo não afeta a porosidade tão significantemente, mas o gás sim (efeito do gás). Hilchie (1978) sugere o uso da densidade do gás de 0.7 g/cm³ para densidade do fluido (ρ_f) na fórmula da porosidade derivada da densidade, se a densidade do gás é desconhecida.

A argila também afeta as leituras do perfil de Densidade, porquanto mais leve ou menos densa, por unidade de volume (dado o excesso de água), tenderá também a diminuir o valor da densidade total das rochas e assim aumentar a porosidade calculada (NERY, 1990). Tem-se para o FDC:

$$\phi_{den} = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} - V_{sh}\left(\frac{\rho_{sh} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}\right) \tag{2.10}$$

Sendo:

V_{sh} a argilosidade da formação;

ρ_{sh} a densidade dos folhelhos adjacentes.

2.7 Perfil Neutrônico

O nêutron, uma particular constituinte do átomo, exibe um alto potencial de penetração devido a sua falta de carga elétrica e por isso tem um papel importante em aplicações de *well-logging* (BASSIOUNI, 1994). A massa do nêutron, que é levemente maior que a massa do próton, é de 1.67482×10^{-27} kg. Ele pode ainda ser definido como uma partícula radioativa com meia-vida de 12.3 minutos. Nêutrons livres raramente existem na natureza, pois eles submetem-se a decaimentos beta e tornam-se prótons, mas são criados por reações nucleares espontâneas ou artificialmente induzidas. Assim, qualquer nêutron presente durante a operação é resultado do próprio processo de perfilagem neutrônica (HALLENBURG, 1984).

Métodos de nêutrons têm ganhado popularidade nos últimos anos, tanto no uso do petróleo quanto em outros segmentos (HALLENBURG, 1984). Os vários métodos incluem as ferramentas de porosidade (determinação do hidrogênio), detecção do cloro (seção eficaz), determinação da litologia (seção eficaz), métodos de tempo de decaimento e tempo de vida (ativação), análises elementares (ativação), e medições de temperatura (espectrográfica). Eles ganharam credibilidade adicional pois são instrumentos efetivos na determinação da porosidade em poços revestidos.

Nêutrons são criados por uma fonte química na ferramenta de perfilagem neutrônica. A fonte química pode ser uma mistura de amerício e berílio, plutônio e berílio, ou rádio e berílio, que irá continuamente emitir nêutrons (ASQUITH; GIBSON, 1982; NERY, 1990). Os perfis neutrônicos medem a habilidade das formações em atenuar a passagem dos nêutrons através delas (HILCHIE, 1978).

De acordo com Nery (1990), após serem introduzidos na formação, os nêutrons rápidos interagem com os núcleos dos elementos componentes da matéria de três modos distintos: (1) absorção, captura ou ainda reação; (2) espalhamento elástico (o nêutron transfere parte de sua energia cinética para o núcleo atingido) e; (3) espalhamento inelástico (a energia cinética não é conservada e ocorre a liberação de um raio gama pelo núcleo). A probabilidade de ocorrência para cada uma destas interações depende exclusivamente do nível de energia do nêutron incidente e da própria natureza do núcleo envolvido no choque.

Os nêutrons rápidos são desacelerados primeiramente pelo espalhamento inelástico (que ocorre a níveis de energia mais altos) e então pelo espalhamento elástico (que pode ocorrer a qualquer nível de energia) (BASSIOUNI, 1994). A cada colisão, os nêutrons perdem parte de sua energia para os átomos da formação (HALLENBURG,

1984).

O hidrogênio é o principal agente amortecedor dos nêutrons na formação (HALLENBURG, 1984). Ele é seis vezes mais provável a termalizar o nêutron do que o próximo elemento geológico comum, o carbono. Segundo Asquith e Gibson (1982), isso ocorre pois o hidrogênio e o nêutron possuem massas semelhantes. Portanto, a quantidade máxima de perda de energia é função da concentração de hidrogênio na formação. Como o hidrogênio numa formação porosa está concentrado nos poros preenchidos por fluidos, a perda de energia pode ser relacionada à porosidade da formação.

Finalmente, os nêutrons desaceleram para um nível de energia no qual eles coexistem com os núcleos da formação em equilíbrio térmico (BASSIOUNI, 1994). Neste estado, são chamados de nêutrons termais. Eles têm uma energia igual a energia cinética ou termal da matéria ao redor, cerca de 0.033 eV (HALLENBURG, 1984).

O amortecimento também depende da probabilidade de colisão ou seção eficaz (HALLENBURG, 1984). Existem dois tipos de seção eficaz: a de espalhamento (ou de amortecimento) e a de captura (NERY, 1990). Medida em barns, a probabilidade de colisão ou de captura é uma função do inverso da velocidade neutrônica (HALLENBURG, 1984). Assim, nêutrons termais são mais prováveis de serem absorvidos.

Cada nêutron termal eventualmente é capturado por um núcleo, que instantaneamente emite raios gama de alta energia, chamados raios gama de captura (BASSIOUNI, 1994). Nêutrons a qualquer nível de energia podem ser capturados por um núcleo. Entretanto, a seção eficaz de captura, σ_c, varia inversamente com a energia no nêutron. A Tabela 4 lista as seções eficazes de captura dos nêutrons termais para elementos comuns na Terra:

Destes elementos, o cloro (Cl) exibe a maior seção eficaz de captura. As reações de captura de nêutrons para o hidrogênio e o cloro são:

$${}_1H^1 +_0 n^1 \rightarrow_1 H^2 + \gamma$$

e ${}_{17}Cl^{35} +_0 n^1 \rightarrow_{17} Cl^{36} + \gamma$.

Nêutrons que desaceleraram quase para o nível de energia termal, mas ainda estão energizados suficientemente para evitar a captura são conhecidos como nêutrons epitermais (BASSIOUNI, 1994). Nêutrons epitermais têm energia de até 100 eV (HALLENBURG, 1984).

Devido às supracitadas interações dos nêutrons com a matéria, com ênfase na perda de energia dos nêutrons a colisão com átomos de hidrogênio, formações com

alto conteúdo de hidrogênio apresentarão baixas concentrações de nêutrons epitermais, termais e raios gama de captura (BASSIOUNI, 1994). Inversamente, formações com baixo conteúdo de hidrogênio apresentarão altas concentrações. Como a maior parte dos hidrogênios é parte dos fluidos localizados no espaço poroso, essa concentração é inversamente proporcinal a porosidade. A representatividade da porosidade derivada é afetada pela variação do conteúdo de hidrogênio dos fluidos do espaço poroso e pela eventual presença de hidrogênio na própria matriz da formação. Folhelhos, com seu conteúdo de água adsorvida, apresentam altos valores de porosidade aparente (HILCHIE, 1978).

A resposta dos perfis neutrônicos varia com: diferentes tipos de detectores; espaçamento entre fonte e detector; tipo de fluido no espaço poroso e; litologia (ASQUITH; GIBSON, 1982). Estas variações na resposta podem ser compensadas usando a carta de correção apropriada.

Quanto a litologia, a porosidade aparente somente será igual a porosidade verdadeira se o perfil for registrado nas unidades de litologia correspondente a litologia da formação.

Sempre que os poros estão preenchidos com gás ao invés de água ou óleo, a porosidade neutrônica será diminuída (efeito do gás) (ASQUITH; GIBSON, 1982) (HILCHIE, 1978). Isso ocorre pois existe uma menor concentração de hidrogênio no gás quando comparado aos outros dois fluidos.

As várias ferramentas neutrônicas diferem em design pelo tipo (detector de raios gama de captura, detector de nêutrons termais e detector de nêutrons epitermais) e número de detectores usados e no espaçamento fonte-detector (BASSIOUNI, 1994). Quanto maior o espaçamento fonte-detector, maior será a profundidade de investigação (HILCHIE, 1978). Dessa maneira o espaçamento deve ser ajustado de acordo com o tipo de detector e a população de átomos de hidrogênio da formação, a qual determina a profundidade de termalização dos nêutrons.

Elemento	σ_c (mbarns)	Número de raios gama emitidos por 100 capturas
onigênio	0.2	muito pequeno
hidrogênio	330	100
carbono	3.3	30
cálcio	430	94
silício	130	9
cloro	32000	18
magnésio	63	-
alumínio	230	-
enxofre	490	84
sódio	505	61
ferro	2430	36

Tabela 4: Seções eficazes de nêutrons termais e níveis de energia de captura de raios gama. Modificado de (BASSIOUNI, 1994).

3 Aspectos da Geologia Local

Objetiva-se neste capítulo, apresetar ao leitor informações a respeito do contexto geológico em que se situam os poços dos quais os perfis foram utilizados neste trabalho.

3.1 Turbiditos

Os primeiros debates sobre a deposição de areias em águas profundas datam o início dos anos cinquenta e marcam o nascimento dos conceitos de correntes de turbidez e turbiditos. Os reservatórios turbidíticos são reservatórios petrolíferos de grande importância na Bacia de Campos, e compreendem cerca de quarenta campos, incluindo os campos super gigantes de Albacora, Marlim, Marlim Sul e Roncador (ALBERTAO, 2010). Doze sistemas turbidíticos principais são reconhecidos na bacia. Sete deles estão localizados na sequência marinha transgressiva e cinco na sequência marinha regressiva.

Devido a sua importância econômica os sistemas turbidíticos despertam um grande interesse dentre os pesquisadores da industria do petróleo, já que areias e conglomerados depositados neste ambiente apresentam um grande potencial para reservatório de hidrocarbonetos.

Segundo Press et al. (2006), as correntes de turbidez são fluxos de água turva, lamosa, movendo-se talude abaixo . Elas podem erodir e transportar sedimentos e se iniciam quando os sedimentos acumulados sobre a borda da plataforma continental deslizam para o talude continental. Quando as correntes de turbidez alcançam o sopé do talude e a inclinação mais suave da elevação continental, sua velocidade diminui. Alguns dos sedimentos arenosos mais grossos começam a se depositar, frequentemente formando um leque submarino – um depósito semelhante aos leques aluviais continentais. Algumas das correntes mais fortes continuam a fluir ao longo do sopé continental, cortando canais nos leques submarinos. Por fim, as correntes atingem o

nível de fundo da bacia oceânica, a planície abissal, onde se espalham e depositam-se como camadas gradacionais de areia, silte e lama, chamadas de turbiditos. Portanto, as correntes de turbidez são fluxos que servem como agentes transportadores de sedimentos em ambiente marinho profundo, e os depósitos gerados por estes fluxos são chamados de turbiditos (KUENEN, 1957).

De acordo com Mutti (1999), os depósitos turbidíticos são caracterizados pelo acúmulo de material siliciclástico em ambiente marinho profundo. Eles apresentam em geral um decréscimo longitudinal na granulometria do material, com predomínio das frações mais grossas nas porções mais próximais, sucedido mergulho abaixo por frações intermediárias e nas porções distais da bacia pelas frações finas. Verticalmente os turbiditos podem ser definidos como uma sucessão de camadas gradadas e/ou maciças compostas pela associação entre arenitos e pelitos, que foram depositadas por correntes de turbidez de alta e/ou baixa densidade. Normalmente, essas camadas são recobertas por sedimentos hemipelágicos, contendo assembléias de fósseis de águas profundas.

Segundo Mutti e Normark (1987), são cinco os principais elementos que formam um sistema turbidítico: feições erosionais (excluindo canais), canais, depósitos de *overbank*, lobos e transição canal-lobo turbidítico. Estes elementos podem ter características deposicionais ou erosionais. As feições erosionais se caracterizam por cânions e falhas que podem ocorrer na plataforma, no talude ou na própria bacia. Os canais são feições alongadas de relevo negativo, produzidos e mantidos pelos fluxos gravitacionais. Eles representam o principal caminho para o transporte de sedimentos. Os depósitos de *overbank* são geralmente formados por turbiditos de granulometria e espessura fina. Eles situam-se adjacentes aos canais principais do sistema. Os lobos deposicionais são representados por corpos não canalizados e tabulares. Estes depósitos mostram estruturas internas, como gradações verticais. Neles podem ser encontradas sequências de Bouma completa. A transição canal-lobo turbidítico possui características geométricas e faciológicas intermediárias associadas aos canais e aos lobos.

São muitos os modelos encontrados na literatura para descrição dos sistemas turbidíticos. Iniciaremos aqui um pequeno histórico dos principais trabalhos relacionados. Podemos colocar como marco inicial destes modelos aquele apresentado por Kuenen e Migliorini (1950) no artigo "*Turbidity Currents as a Cause of Graded Bedding*". Eles explicam os corpos de arenitos e conglomerados com gradação normal, encontrados nos Apeninos, como resultantes do transporte sedimentar por fluxos de

densidade. Tais fluxos, denominados por eles de correntes de turbidez, ao perderem energia na base do talude continental, formaram depósitos em leque e se formariam pela remobilização de sedimentos arenosos acumulados na plataforma continental. Os mecanismos considerados para iniciação desta remobilização foram: o colapso da borda da plataforma pelo acúmulo de sedimentos quando era atingido o ângulo máximo de repouso e; pela ação intensiva de ondas por um rebaixamento relativo do nível do mar resultante do soerguimento da plataforma continental.

Outro marco da evolução deste conhecimento é o modelo apresentado por Bouma et al. (1962), formulado a partir da observação dos Arenitos Annot, encontrados no sudeste da França, este modelo genético-descritivo ficou conhecido como a “Sequência de Bouma” (Figura 9). Nele, o autor propõe uma organização vertical e lateral de fácies sedimentares que resultaria de uma desaceleração gradativa da corrente de turbidez, como pode ser visto na Figura 10. O mesmo apresenta que, na base, se formaria uma camada arenosa mais grossa e maciça que representa a deposição por decantação de grão (intervalo “a”). Sobreposta a esta camada se formaria outra com areias mais finas que se depositariam com laminação plano paralela (intervalo “b”). Conforme a redução da energia do sistema com a fração síltica e arenosa muito fina se formariam ripples e, secundariamente, laminação convoluta (intervalo “c”). Na fase terminal do fluxo há a deposição de uma camada delgada de material lamítico, que apresenta na base laminação plano paralela (intervalo “d”) que indica alguma tração. No sentido do topo, esta passa a apresentar característica decantação pelágica de sedimentos de fundo da bacia (intervalo “e”). Embora preconize a formação de toda esta sequência, o autor frisa que sua ocorrência completa na natureza não é predominante, ocorrendo, frequentemente, seguimentos onde predominam uma ou outra fácies.

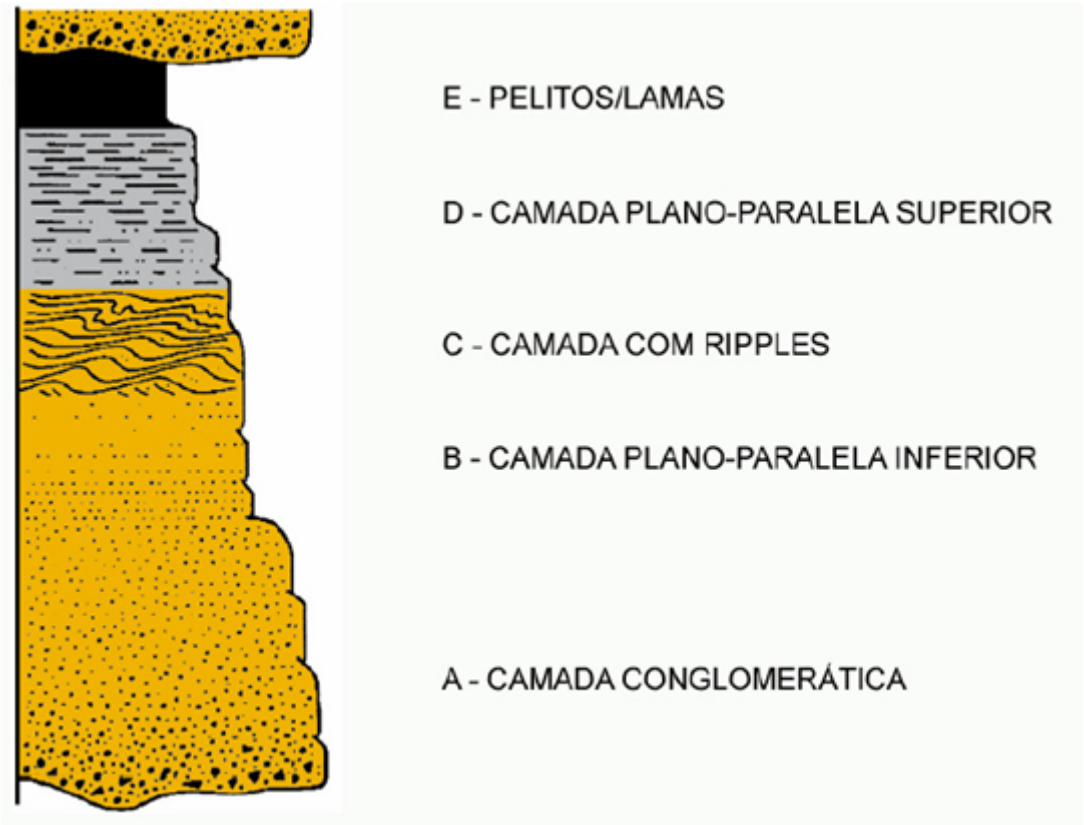

Figura 9: Sequência de Bouma clássica. Modificado de (BOUMA et al., 1962).

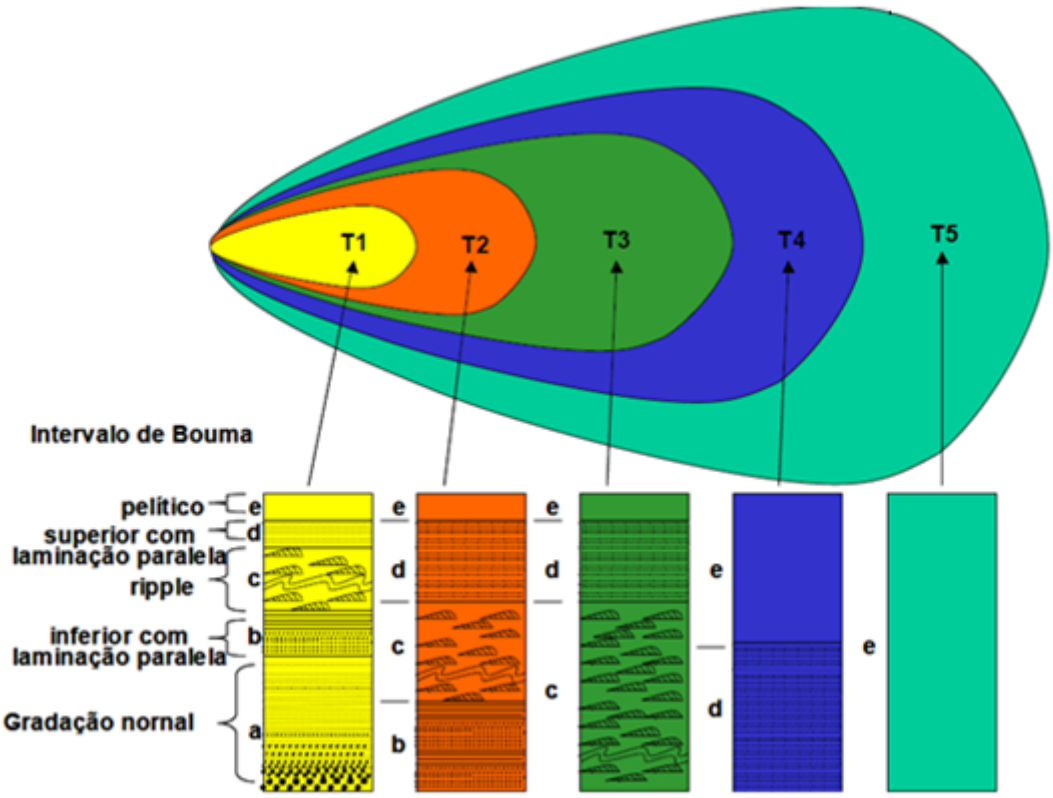

Figura 10: Modelo de organização vertical e lateral de fácies para um lobo turbidítico. Extraído de (BOUMA et al., 1962).

A partir desta data, houve um grande aumento no número de trabalhos abordando os turbiditos. Uma caracterização quanto à proximidade da área fonte foi então destacada, já que a maioria destes trabalhos buscavam correlacionar as fácies turbidíticas com os sítios deposicionais em que são encontradas. Assim, as fácies constituídas dos intervalos basais da sequência de Bouma são mais proximais, enquanto que aquelas que apresentam apenas os intervalos mais superiores são mais distais. Esses conceitos foram muito utilizados até o surgimento dos primeiros modelos de leques submarinos.

Baseado em observações de sistemas deposicionais recentes, Normark (1970) define um modelo geométrico para sistemas turbidíticos. Um cânion predominantemente erosivo ocorre no talude, que passa a bacia para um sistema de canal *levee* ainda confinado. Na porção intermediária, este vai se dividindo em uma série de canais distributários, passando a um leque de geometria lobada (*suprafan*). O esquema está apresentado na Figura 11 a seguir:

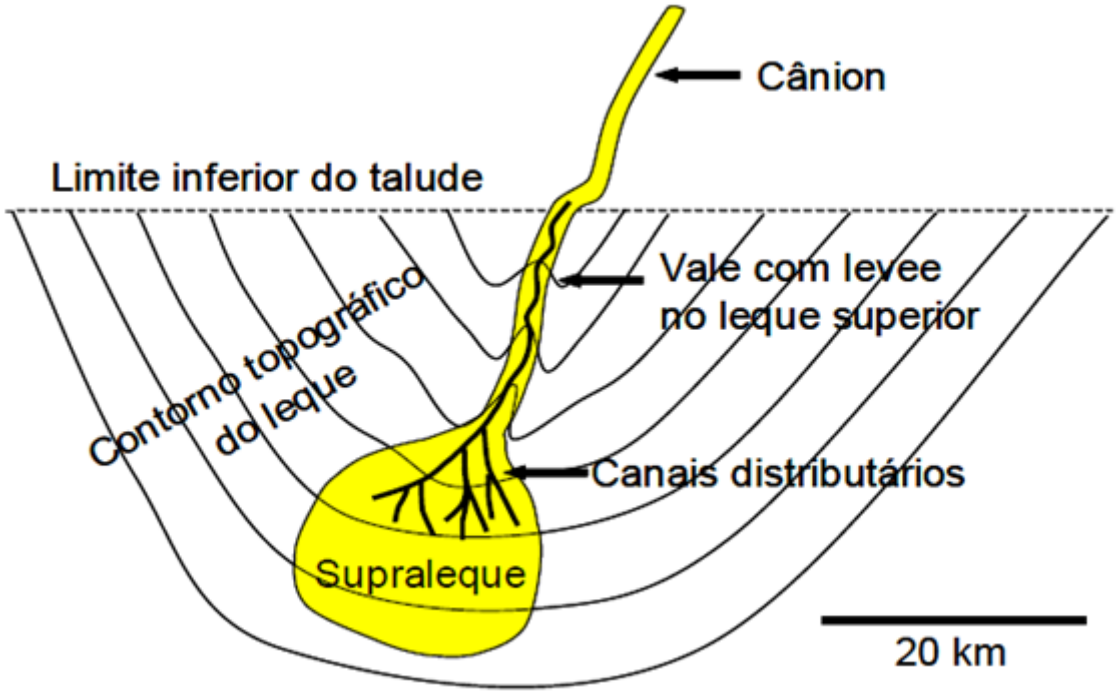

Figura 11: Modelo de sistema turbidítico apresentado por Normark. Extraído de (NORMARK, 1970).

A primeira classificação para as fácies turbidíticas em ambiente de águas profundas foi proposta por Mutti e Lucchi (1972), os autores basearam seu modelo na descrição de afloramentos em bacias de margem ativa e nas descrições de Normark (1970) de sistemas turbidíticos que ocorrem em bacias sedimentares recentes. A estruturação interna do sistema preconizada por eles foi desenvolvida com a descrição detalhada de extensa coluna sedimentar marinha que ocorrem nos Apeninos e Alpes Franceses. A geometria externa adotada foi a de leque turbidítico sugerida por Normark (1970). Este modelo, apresentado na Figura 12, define uma sequência de distribuição de fácies sedimentares arranjadas em um leque que se desenvolve a partir de um canal de alimentação no sopé do talude continental. Depósitos canalizados, com corpos de granulação grossa e estrutura maciça, intensamente amalgamados se formariam na porção proximal, denominada leque interno. Nesta porção é previsto também a formação de depósitos de fluxo de detritos. Na parte intermediária ocorre o leque médio, onde os sedimentos de canal e de extravasamento são preservados. Os últimos são de granulação fina, com estrutura ripple e laminação plano paralela. No leque externo predominam depósitos arenosos com geometria lobada com grande extensão lateral intercalados a depósitos pelíticos de fundo. Verticalmente, espera-se que haja um aumento na espessura dos corpos da base para o topo.

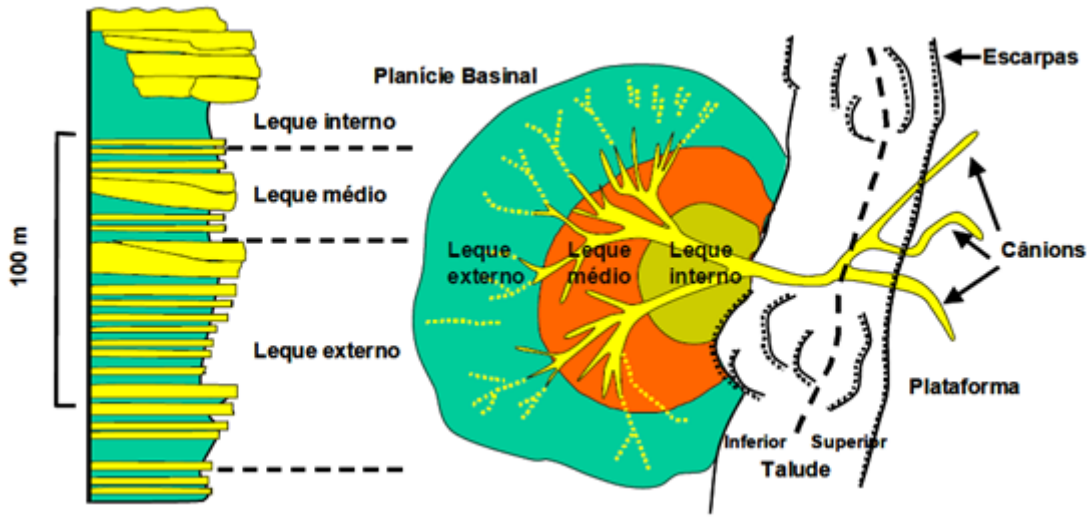

Figura 12: Modelo de organização vertical e lateral de fácies de Mutti e Ricci Lucchi. Extraído de (MUTTI; LUCCHI, 1972).

Baseado em seu amplo conhecimento de sistemas fluviais, Walker (1978) lançou um modelo de leques onde se evidencia a similaridade entre os sistemas fluviais e turbidíticos. O autor representa as porções canalizadas proximais como rios e os depósitos distais lobados como os deltas.

Durante o final da década de oitenta e início da década de noventa, alguns trabalhos com importantes avanços foram apresentados, destacando uma nova classificação de fácies proposta por Mutti (1992), baseada nos processos sedimentares atuantes, ou seja, no estudo das fácies genéticas. Nessa classificação são incluídos novos tipos de fluxo e seus respectivos produtos, diminuindo a importância da sequência de Bouma como atributo para descrição das fácies turbidíticas.

3.2 Bacia de Campos

A descoberta de petróleo na bacia de Campos, litoral Norte Fluminense, ocorreu em 1976. Macaé foi a cidade escolhida como base de todas as operações industriais em terra, gerando intensas transformações em toda região, tanto a níveis urbano-populacionais quanto ambientais (ALBINO, 1993).

A bacia de Campos estende-se ao longo do litoral do estado do Rio de Janeiro, como pode ser visto na Figura 13, e ocupa uma área aproximada de 100.000 km², dos quais apenas 500 km² são em área emersa. Ela está situada entre os paralelos

23°42’ e 21°14’ (S) e os meridianos 41°41’ e 39°57’ (W). A oeste, a bacia de Campos é limitada pela cota batimétrica de 3.400 m. Ao norte, o alto de Vitória a isola parcialmente da bacia do Espírito Santo. Em águas ultraprofundas, não existe uma separação efetiva entre as bacias de Campos e do Espírito Santo. Ao sul, o alto de Cabo Frio limita a bacia de Campos. Essa região comportou-se como um foco de persistente magmatismo durante a história evolutiva da bacia. Nesta área, sedimentos turonianos a campanianos ocorrem intercalados a rochas vulcanoclásticas, basaltos e diques de diabásio de 90 a 80 Ma (MILANI et al., 2000).

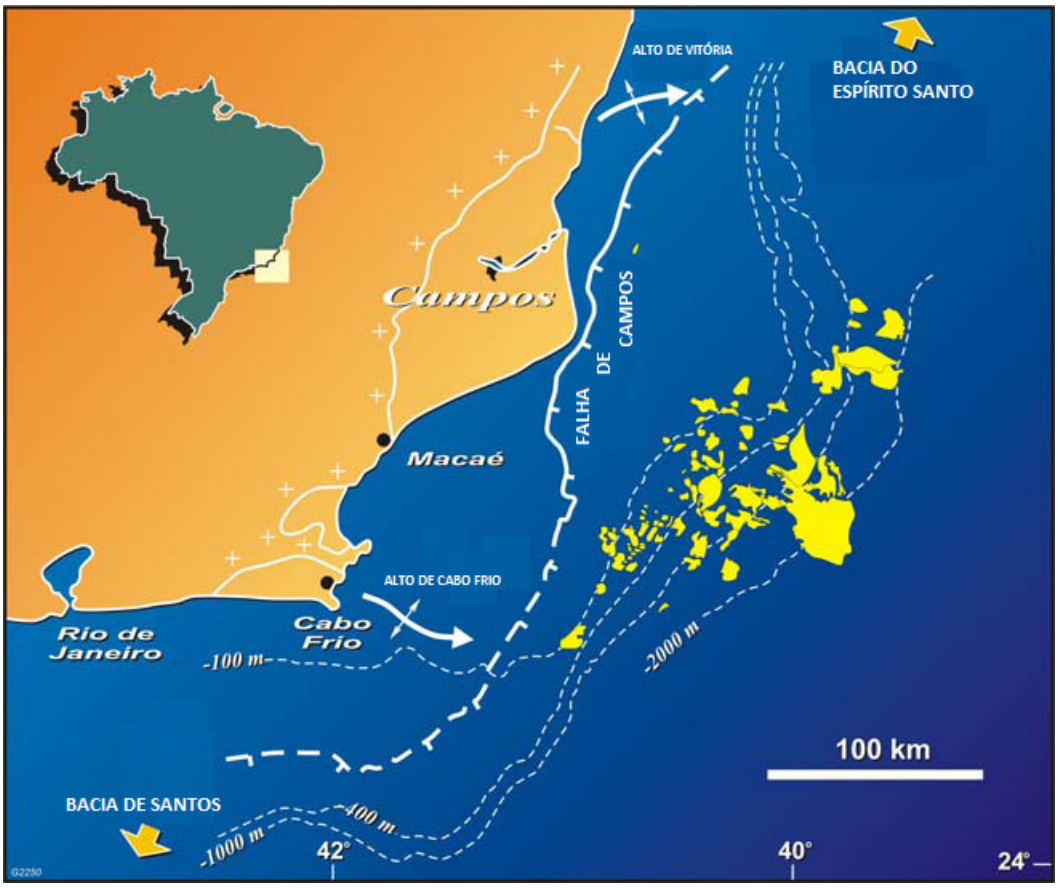

Figura 13: Bacia de Campos, seus limites e campos petrolíferos. Modificado de (ALBERTAO, 2010).

Segundo Sacco et al. (2007),o pacote sedimentar da bacia é constituído por seis unidades litoestratigráficas: Formação Cabiúnas, Formação Lagoa Feia, Formação Macaé, Formação Carapebus, Formação Ubatuba e Formação Emboré.

A Formação Cabiúnas corresponde à sequência vulcânica do Cretáceo Inferior. Ela é formada a partir de fluxos de lavas básicas que texturalmente e composicionalmente são representadas por basaltos amigdaloidais cinza e castanho, interestratificados com conglomerados cinza-esverdeados (RANGEL et al., 1994; MIZUSAKI et al.,

1988).

A Formação Lagoa Feia é subdividida nas sequências clástica basal, talco- estivensítica, coquinas e clástico-evaporítica correspondendo ao período do Neocomiano Superior ao Aptiano (DIAS et al., 1987). A sequência clástica-basal é essencialmente conglomerática na parte inferior e carbonática-terrígena na parte superior. Segundo Dias et al. (1988), a sequência talco-estivensítica é caracterizada por fácies lacustrinas marginais compreendendo siltitos e arenitos compostos de pelóides de talco e estivensita, geralmente dolomitizados e silicificados. A sequência coquinas (Membro Coqueiros) apresenta expressiva quantidade de calcários reconhecidos como calcilutitos, calcarenitos peloidais, oolíticos e bioclásticos. Sobre a sequência coquinas, está acentada a sequência clástica-evaporítica. A parte inferior desta sequência compreende a deposição terrígena e carbonática e a parte superior é essencialmente carbonática (Membro Retiro).

A Formação Macaé reside sobre os evaporitos da Formação Lagoa Feia (SPADINI et al., 1988). É composta por duas distintas seções carbonáticas: Inferior (Membro Quissamã e Membro Goytacás), caracterizada por forte dolomitização e grãos algais (oncolitos), e Superior ou seção “Bota” (Membro Outeiro), caracterizada por rochas siliciclásticas e calcários depositados na rampa carbonática. Esta formação é limitada a oeste pela falha que limita a bacia no Cretáceo Inferior (linha de charneira Aptiana).

A seção clástico-carbonática sobreposta a Formação Macaé é designada Grupo Campos. Ela compreende as Formações Ubatuba, Carapebus e Emborê (RANGEL et al., 1994). A Formação Ubatuba nomeia a seção pelítica sobreposta em discordância aos carbonatos Macaé e lateralmente interdigitada com clastos e carbonatos da Formação Emborê. Os pelitos da Formação Ubatuba são folhelhos cinza-escuro e esverdeado, argila e marga cinza-clara, diamictito cinzento, calcilutito cinza e creme. Dentro desta formação ocorrem os arenitos turbidíticos da Formação Carapebus, que variam de finos a conglomeráticos, presentes desde o Turoniano até o Recente, como pode ser visto na Figura 14. Muitos destes arenitos receberam nomes informais em razão de sua idade deposicional (Carapebus Eoceno, Carapebus Mioceno), ou por serem reservatórios de hidrocarbonetos em diversos campos (Arenitos Marlim, Albacora e Carapeba).

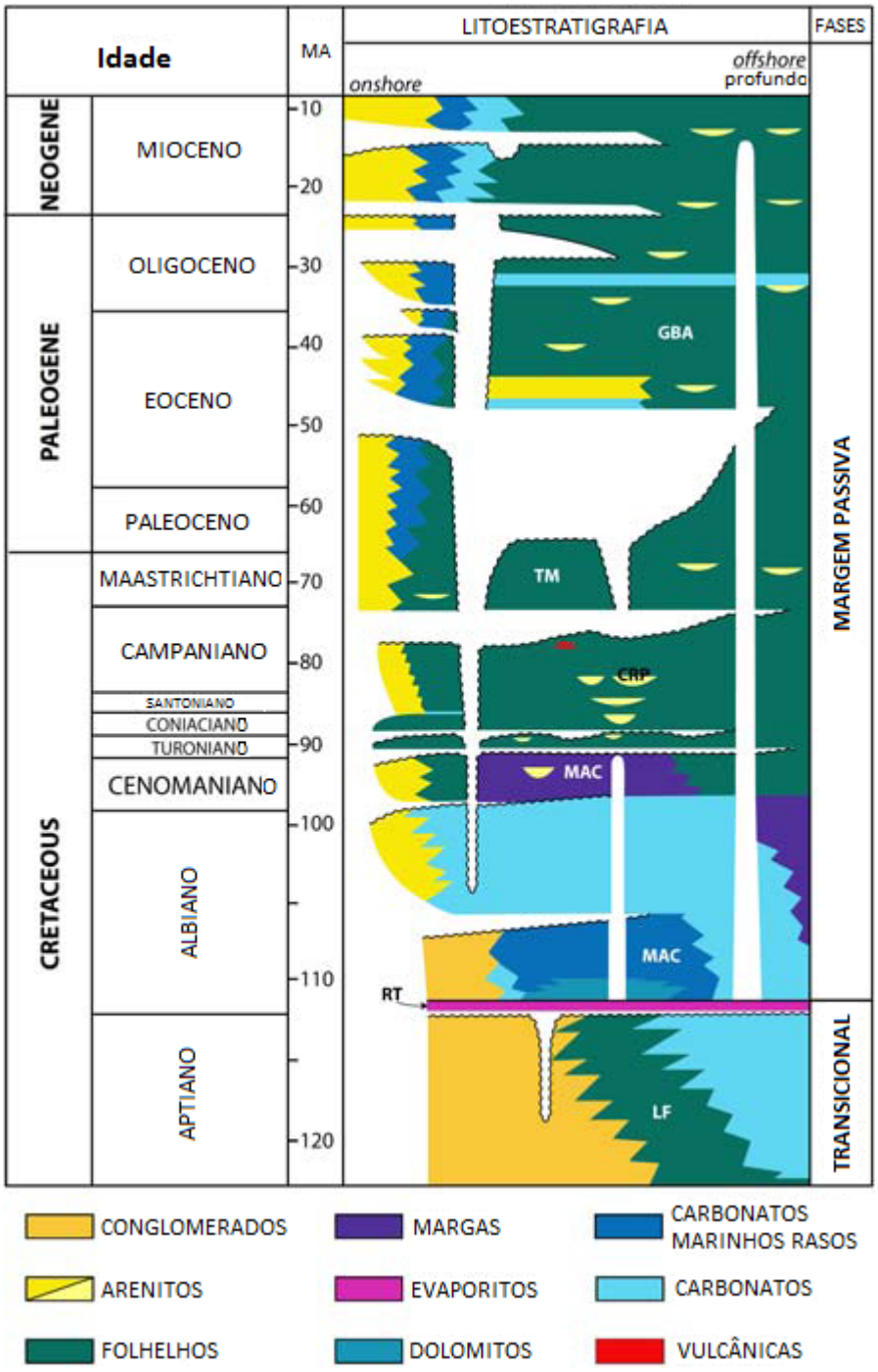

Figura 14: Carta estratigráfica simplificada da Bacia de Campos. Modificado de (ALBERTAO, 2010).

A Formação Ubatuba inclui milhares de metros de espessura pelitos e margas, intercalados com arenitos. Os pelitos e margas da Formação Ubatuba são divididos nos Membros Tamoios (Cretáceo) e Geriba (Terciário) (ALBERTAO, 2010). As rochas da Formação Emborê são compostas por arenitos e carbonatos impuros, sobrepostos e lateralmente interdigitados com os pelitos Ubatuba, e são oriundas de leques costeiros e de sedimentação em plataforma carbonática no Maastrichtiano ao Holoceno.

Esta formação é composta pelos Membros São Tomé, Grussaí e Siri. O Membro São Tomé designa os clastos grossos vermelhos que ocorrem ao longo da borda oeste da bacia. O Membro Siri é formado por calcarenitos bioclásticos e detritais creme-esbranquiçados.

Na parte terrestre, ao longo da borda da bacia, o Membro São Tomé grada para uma delgada seção de aluviões continentais vermelhos de idade Terciária/Quaternária em contato com os sedimentos Terciários do Grupo Barreiras. O Grupo Barreiras, muito comum no litoral brasileiro, é constituído por arenitos argilosos finos, siltitos, arenitos grossos a conglomeráticos com camadas argilosas e bauxíticas (SCHALLER, 1973). Os sedimentos são oriundos de depósitos progradacionais do sistema deltaico do rio Paraíba do Sul, no qual é possível identificar uma integração faciológica relativamente intensa de aluviões, sedimentos de brejos e de lagoas, evaporitos lagunares e extensos cordões de praia compondo uma geomorfologia de planície costeira.

A rocha geradora de hidrocarbonetos da Bacia de Campos é formada pelos folhelhos orgânicos lacustres da seção pré-sal da formação Lagoa Feia. A análise dos plays indica que os principais reservatórios da bacia são arenitos turbidíticos de idade Cretácea/Terciária, seguidos de calcarenitos Albianos e coquinas Barremianas (BENDER et al., 1989; FIGUEIREDO; MARTINS, 1990).

3.3 Modelo Geológico Conceitual

A sequência evaporítica, do Aptiano, desempenha um importante controle para o sistema petrolífero na Bacia de Campos (MOHRIAK et al., 2008). A tectônica nesta bacia de margem passiva foi parcialmente controlada pela halocinese, responsável pelo cenário estrutural da área de estudo, caracterizado por falhas normais que são em geral falhas de crescimento. Seguindo a sedimentação de sal, o primeiro evento foi a deposição de carbonatos (Formação Macaé), que ocorreu do Albiano ao início do Cenomaniano. Esta sedimentação foi fortemente afetada pela movimentação das falhas relacionadas ao sal. Tal atividade tectônica diminuiu ao longo do Cretáceo Superior, e consequentemente também diminuiu seu controle sobre a distribuição do sistema turbidítico deste estudo.

Os principais reservatórios no campo de estudo são arenitos siliciclásticos do Cretáceo Superior, descritos como sistemas turbidíticos confinados (BRUHN, 1998) e são parte da megassequência marinha transgressiva. Segundo Albertao (2010), quatro unidades de reservatório principais foram identificadas nesta época: Turoniano, Co-

niaciano, Santoniano e Campaniano. A unidade típica é caracterizada por uma discordância erosional na própria base, sobreposta pelas fácies dominantes de arenito maciço grosseiro, passando para arenitos médio e fino, em ciclos que mostram tendência de granodecrescência ascendente, provavelmente relacionadas à deposição de eventos individuais de turbiditos. Acima, cobrem a unidade arenitos muito finos intercalados com folhelhos, bem como depósitos hemipelágicos. O conjunto completo de unidades foi depositada em um intervalo de tempo de cerca de 15 milhões de anos - do Turoniano até metade do Campaniano.

Três principais elementos topográficos restringindo a geometria do reservatório foram identificados na área de estudo, do mais proximal ao mais distal: as calhas topográficas formadas pelas falhas do sal, a feição erosiva (cânion) e o relevo formado pela deposição de sistemas turbidíticos anteriores. Estes elementos topográficos estão representados na Figura 15.

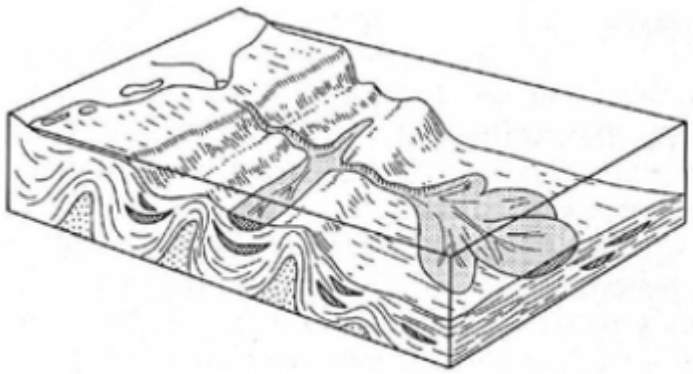

Figura 15: Principais elementos topográficos controlando a deposição do sistema turbidítico na área de estudo. Extraído de (BOUMA, 2004).

O mapeamento do Turoniano bem como do topo da formação Macaé, composta por duas distintas seções carbonáticas, mostram uma característica erosiva que parece em parte controlar a distribuição de areia dos reservatórios. A análise da evolução das unidades reservatório mostra que a formação do cânion é provavelmente relacionada temporalmente a deposição da unidade reservatório do Turoniano, com uma direção perpendicular às falhas normais. A importância do cânion para a distribuição do reservatório é notável, sendo a geometria da seção sedimentar mais espessa fortemente controlada pela direção do cânion.

O Turoniano é a unidade reservatório mais antiga. A tectônica do sal era ativa durante sua deposição e algumas estruturas de crescimento são observadas contra falhas normais lístricas. Segundo Albertao (2010), dados de perfis e sísmicos indicam

um possível sistema deposicional de complexo de canal a lobo.

A unidade reservatório do Coniaciano foi depositada diretamente sobre a superfície do topo do Turoniano. A geometria externa desta unidade indica a importância da topografia anterior do Turoniano em controlar sua deposição: o preenchimento sedimentar é fortemente confinado na borda SE do cânion e nos pontos baixos topográficos associados aos blocos falhados. O evento erosivo associado à deposição da sequência do Santoniano pode ter sido reponsável pela não preservação dos depósitos do Coniaciano a montante do cânion. Um sistema deposicional de complexo de canal a lobo também é sugerido para esta unidade.

A maior parte da unidade reservatório do Santoniano está confinada dentro do cânion. A montante do cânion, as porções basais desta unidade foram controladas pelas calhas estruturais. A jusante, em regiões mais distais, a presença de finas camadas de sedimentos e sua geometria externa sugere um sistema deposicional de lobo. Apesar de a atividade das falhas ter diminuído significativamente durante essa idade, a topografia com falhas foi ainda bem marcada e assim controlou a distribuição do reservatório em regiões proximais. Sucessivos fluxos turbidíticos confinados preencheram o cânion. A porção superior da unidade do Santoniano e a unidade do Campaniano foram então depositadas em uma topografia não confinada.

A unidade reservatório do Campaniano é a mais nova do Cretáceo na área de estudo. Apresenta uma distribuição difundida e é depositada durante um período de quietude relativa da atividade tectônica do sal. A ausência ou rara presença de controle topográfico e a espessura homogênea sugerem que este é um sistema não confinado. A topografia de falhas não foi significativa para a distribuição do reservatório do Campaniano, já que calhas estruturais e o cânion estavam quase totalmente preenchidos anteriormente pela deposição da sequência do Santoniano. Entretanto, a topografia resultante da deposição do Santoniano parece ter constituído declives locais e algum confinamento que influenciou o caminho de canais distributários distais formados na sequência do Campaniano. Nestas partes distais, é observada uma geometria de lobos e efeitos de compensação topográfica. A presença de canais distributários é sugerida por fácies de arenitos finos, descritos em finas camadas a jusante da área do cânion e suas geometrias externas lobadas. Tais fatos sugerem a deposição de um sistema tipo lobo em porções mais distais. A sucessão superior de arenitos finos e pelitos provavelmente representa o preenchimento final desta unidade e também do sistema turbidítico da área de estudo.

4 Eletrofácies

Este capítulo tem como objetivo esclarecer o leitor a respeito do conceito de eletrofácies, bem como realizar uma introdução dos métodos utilizados para sua determinação.

4.1 Conceito

Os estudos relacionados à caracterização de eletrofácies por meio de perfis geofísicos de poços e de dados geológicos diretos (amostras de testemunhos e amostras de calha) têm sido amplamente discutidos devido à importância e grande aplicabilidade nas rotinas que envolvem a modelagem geológica de reservatórios petrolíferos (DOVETON et al., 1994; SERRA, 1986a; SERRA, 1986b; RIDER, 2000). Electrofácies podem contribuir substancialmente para o entendimento da dinâmica do reservatório, melhorando o poder preditivo dos modelos de simulação geológica. Na modelagem de eletrofácies, em contraposição à descrição de litofácies que é feita através da observação direta das rochas, os perfis geofísicos são utilizados na tentativa de reconhecimento indireto das fácies geológicas. O termo “eletrofácies” foi introduzido por Serra e Abbott (1982) e foi definido como o conjunto de respostas de perfis que caracteriza uma camada e permite que esta seja distinguida das demais. Eletrofácies são combinações de respostas de perfils petrofísicos que refletem características composicionais e físicas específicas de um intervalo de rocha cortado por um poço.

O poder de discriminação de fácies de cada perfil, individualmente, é geralmente bastante limitado. Os perfis são sensíveis ao fluido saturante, à espessura das camadas e aos parâmetros ambientais como geometria do poço, fluido de perfuração, pressão e temperatura. Assim os valores de um dado perfil podem variar em uma mesma fácies. Bem como várias fácies podem apresentar valores semelhantes em um dado perfil.

O reconhecimento de fácies torna-se mais efetivo quando se empregam técnicas

estatísticas que permitem a análise simultânea de vários perfis. As técnicas mais comumente empregadas para esse fim são as análises de agrupamento e as regras discriminantes.

Na modelagem de eletrofácies, a classificação supervisionada é aquela feita com base na geração de uma regra de reconhecimento de fácies obtida em um intervalo de poço para o qual já se conhece a descrição faciológica de testemunhos (litofácies) (SOARES, 2005). Um problema desta abordagem está na representatividade dos dados, já que os testemunhos são provenientes de alguns intervalos do campo, enquanto os perfis são corridos ao longo de todos os poços (ROSA et al., 2008). Por outro lado, a classificação não-supervisionada é aquela realizada puramente com base na separação dos grupos de amostras com padrões semelhantes em termos das variáveis classificatórias (os perfis geofísicos de poços) (SOARES, 2005). Uma importante vantagem das eletrofácies sobre tipos alternativos de classificação de fácies de rochas em subsuperfície é que eletrofácies podem ser definidas somente com base em respostas de perfis, sem a utilização de testemunhos, amostras de calha ou afloramentos.

Segundo Soares (2005), os métodos de classificação supervisionada incluem os chamados métodos paramétricos e os métodos não-paramétricos. Os primeiros são aqueles para os quais se assume que as distribuições das variáveis obedecem a uma função distribuição conhecida, como funções multinormais. Incluem a Regra Discriminante Linear (RDL) e a Regra Discriminante Quadrática (RDQ). Já os métodos não-paramétricos incluem, entre outros, os métodos da regra discriminante passo-a-passo, K-nearest neighbor (KNN), e regra discriminante canônica. Entre os métodos de classificação não-supervisionada estão Average Linkage, Centróide e K-means.

5 Softwares *e Dados*

Primeiramente, serão apresentados neste capítulo os *softwares* utilizados. Em seguida, serão indicados os dados de poços obtidos para realização deste estudo.

5.1 Interactive Petrophysics

Interactive Petrophysics (IP) é o *software* utilizado para interpretação petrofísica dos dados de perfis, em sua versão 4.1.2012.198. O programa foi desenvolvido ao longo de 13 anos. Hoje, ele é usado por mais de 500 empresas, em mais de 70 países.

IP é um pacote de interpretação petrofísica, que é tanto intuitivo para o usuário casual quanto poderoso para o usuário experiente. Ele aumenta a eficiência, a produtividade e a confiança na análise de perfis, bem como oferece um programa de interpretação gráfica projetado e desenvolvido por petrofísicos.

Quanto à velocidade e interatividade, com o IP os dados podem ser zoneados e aplicados usando diferentes metodologias graficamente. Usando somente o mouse, pode-se escolher parâmetros em *cross plots*, histogramas e *log plots*. Enquanto os parâmetros são mudados, o IP instantaneamente recomputa e apresenta os resultados.

Além disso, o *software* é usado por universidades. É também uma excelente ferramenta para treinar geocientistas e engenheiros, fornecendo rápidos resultados.

5.2 LyX

LyX é um processador de documento utilizado para escrever este trabalho. LyX combina o poder e a flexibilidade de TEX/LATEX com a facilidade de uso de uma interface gráfica. Isso resulta em um suporte de classe mundial para criação de conteúdo

matemático (através de um editor de equações totalmente integrado) e documentos estruturados como artigos acadêmicos, teses e livros.

5.3 Dados de Perfil de Poços

Os dados de perfil de poços utilizados neste trabalho foram originados da Petrobras. Foram utilizados dados de três poços de determinado campo da Bacia de Campos, os quais serão chamados neste trabalho de “poço X”, “poço Y” e “poço Z”. Tais dados incluem os perfis de raios gama, caliper, sônico, resistividade/indução, densidade e neutrônico, além da profundidade e espessura de duas seções (A e B) do reservatório, e do perfil de litofácies da Petrobras.

6 *Métodos de Geração de Parâmetros Influentes na Determinação das Eletrofácies*

Apresenta-se neste capítulo as equações e a metodologia utilizadas para determinação dos perfis de volume de argila, porosidade efetiva e DRDN.

6.1 Perfil de Volume de Argila

O perfil de volume de argila dos três poços foram gerados a partir dos respectivos perfis de raios gama, densidade e neutrônico. O raio gama como indicador de argila foi calculado usando o método linear, pela Equação 2.2.

Os perfis de densidade e neutrônico como indicadores de argila duplo trabalham segundo o princípio da definição de uma linha limpa e um ponto de argila. O volume de argila é calculado como a distância que o dado de entrada situa-se entre o ponto de argila e a linha limpa. A figura e a equação a seguir ilustra e define o princípio:

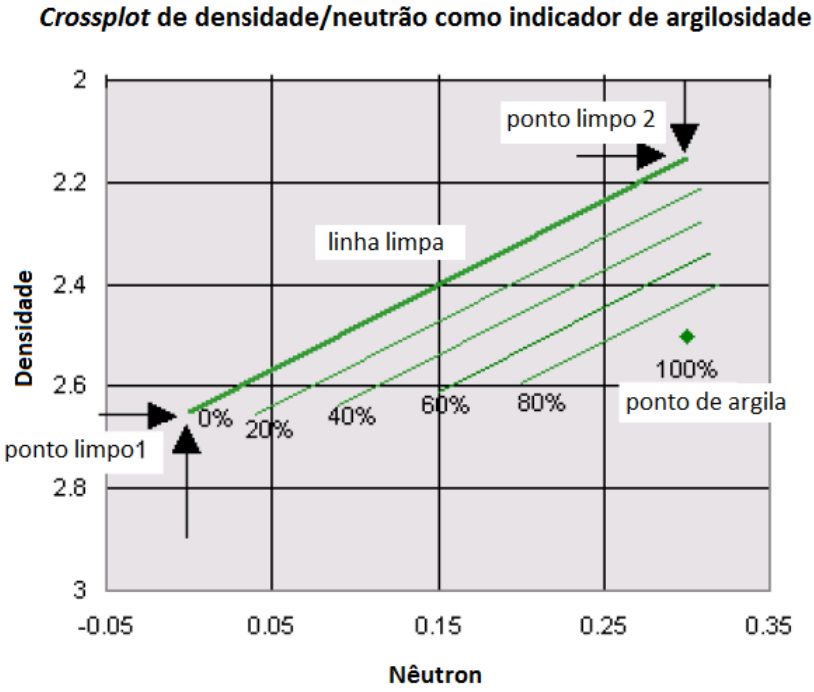

Figura 16: Princípio de calculo do volume de argila a partir dos perfis de densidade e neutrônico.

$$Vcl_{ND} = \frac{X1 - X2}{X3 - X4} \tag{6.1}$$

Com:

$$X1 = (Den_{Cl2} - Den_{Cl1}) \times (Neu - Neu_{Cl1}) \tag{6.2}$$

$$X2 = (Den - Den_{Cl1}) \times (Neu_{Cl2} - Neu_{Cl1}) \tag{6.3}$$

$$X3 = (Den_{Cl2} - Den_{Cl1}) \times (Neu_{Clay} - Neu_{Cl1}) \tag{6.4}$$

$$X4 = (Den_{Clay} - Den_{Cl1}) \times (Neu_{Cl2} - Neu_{Cl1}) \tag{6.5}$$

Onde:

Vcl_{ND} é a argilosidade calculada a partir do perfil de densidade e neutrônico;

Den_{Cl1} e Neu_{Cl1}, Den_{Cl2} e Neu_{Cl2} são os valores de densidade e neutrôn para os dois pontos finais da linha limpa;

Den_{Clay} e Neu_{Clay} são os valores para o ponto de argila;

Den e Neu são os valores lidos para cada profundidade.

A curva de volume de argila utilizada foi a de volume de argila mínimo, ou seja, a resposta mínima de volume de argila de todos os indicadores selecionados (raios gama e densidade e neutrônico). Esta curva é utilizada como a curva de volume da argila molhada no cálculo da porosidade efetiva.

6.2 Perfil de Porosidade

Estão apresentadas a seguir as equações dos parâmetros necessários para o cálculo do perfil de porosidade. O modelo utilizado é o densidade neutrônico. A equação de saturação é o Simandoux Modificado.

Inicialmente, foi utilizado a ferramenta de cálculo do gradiente de temperatura, que é usada para criar uma curva contínua de temperatura ($Temp$). Esta curva foi calculada utilizando um gradiente de temperatura de 5 graus Fahrenheit por 100 metros, e uma profundidade e temperatura de referência de 510 metros e 46,7 graus Fahrenheit. A salinidade ($Salinity$) e a densidade do filtrado (ρ_{mf}) de lama são calculados a partir desta curva de temperatura e da resistividade da lama (Rmf):

$$Salinity = A \times log(\frac{3.562 - Log(R_{mf75} - 0.0123)}{0.955}) \tag{6.6}$$

$$\rho_{mf} = 1.0 + 7 \times Salinity \times 10^{-7} - (Temp - 80)^2 \times 10^{-6}$$

Onde:

R_{mf75} é o valor de R_{mf} convertido para 75°F.

As equações a seguir são utilizadas para o cálculo do índice de hidrogênio de hidrocarbonetos (Neu_{HydHI}) e da densidade de hidrocarbonetos aparente (Den_{HydApp}):

$$Neu_{HydHI} = 9 \times \rho_{hden} \times \frac{(4 - 2.5 \times \rho_{hden})}{(16 - 2.5 \times \rho_{hden})} \tag{6.7}$$

$$Den_{HydApp} = 2 \times \rho_{hden} \times \frac{(10 - 2.5 \times \rho_{hden})}{(16 - 2.5 \times \rho_{hden})} \tag{6.8}$$

Onde:

ρ_{hden} é a densidade do hidrocarboneto.

A equação a seguir relaciona a porosidade com o perfil de densidade:

$$\phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b - V_{cl} \times (\rho_{ma} - \rho_{cl}))}{(\rho_{ma} - \rho_{mf} \times S_{xo} - Den_{HydApp} \times (1 - S_{xo}))} \tag{6.9}$$

Onde:

ρ_{ma} é a densidade da matriz;

ρ_b é a densidade do perfil de densidade;

ρ_{cl} é a densidade da argila molhada;

V_{cl} é a curva de volume da argila molhada;

S_{xo} é a saturação de água na zona lavada.

A seguinte equação relaciona a porosidade com o perfil neutrônico:

$$\phi = \frac{\phi_{neu} - V_{cl} \times Neu_{Cl} + Neu_{ma} + Exfact + Neu_{Sal}}{S_{xo} + (1 - S_{xo}) \times Neu_{HydHI}} \tag{6.10}$$

Sendo:

$$Exfact = (\frac{\rho_{ma}}{2.65})^2 \times (2 \times S_{wx} \times \phi_x^2 + 0.04 \times \phi_x) \times (1 - S_{wx}) \tag{6.11}$$

$$\phi_x = \phi + V_{cl} \times Neu_{Cl} \tag{6.12}$$

$$S_{wx} = \frac{\phi \times (S_{xo} + (1 - S_{xo}) \times Neu_{HydHI}) + V_{cl} \times Neu_{Cl}}{\phi_x} \tag{6.13}$$

Onde:

ϕ_{neu} é o perfil neutrônico;

Neu_{Cl} é o valor neutrônico para a argila molhada;

Neu_{ma} é a correção neutrônica da matriz;

$Exfact$ é o fator neutrônico de escavação;

Neu_{Sal} é a correção neutrônica da salinidade da formação;

A equação de saturação, a seguir, é usada para cálculo da saturação de água na zona lavada (Sxo):

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m \times S_w^n}{a \times R_w \times (1 - V_{cl})} + \frac{V_{cl} \times S_w}{R_{cl}} \tag{6.14}$$

Onde:

R_{cl} é a resistividade da argila;

As Equações 6.7, 6.8, 6.9 e 6.10 são resolvidas para porosidade e densidade do hidrocarboneto.

6.3 Perfil DRDN (Delta RHOB Delta NPHI)

O perfil DRDN é uma curva puramente matemática baseada nos limites de escala de $RHOB$ e $NPHI$. Sua origem esta ligada a tradição entre os intérpretes de perfis de plotar conjuntamente os perfis de densidade e nêutrons, sendo este último com a escala invertida para identificar zonas de folhelhos e areia pelo cruzamento das curvas. A curva DRDN foi derivada a partir do ajuste dos limites ótimos para enfatizar os cruzamentos das duas curvas. É calculada a partir do perfil de densidade ($RHOB$) e neutrônico ($NPHI$) conforme seguinte equação:

$$DRDN = (\frac{RHOB - 2}{0.05}) - (\frac{0.45 - NPHI}{0.03}) \tag{6.15}$$

O perfil de densidade ($RHOB$) deve ser utilizado na unidade de g/cm³.

Valores positivos da curva indicam a presença de folhelho e valores negativos arenito.

7 Métodos de Geração das Eletrofácies

Apresenta-se neste capítulo informações sobre os métodos utilizados na geração das eletrofácies, objetivo principal deste estudo.

7.1 Análise de Componentes Principais

A análise de componentes principais é uma técnica usada para reduzir conjuntos de dados multidimensionais para dimensões inferiores para análise. Segundo Varella (2008), cada componente principal é uma combinação linear de todas as variáveis originais e são independentes entre si. Eles são estimados com o propósito de reter o máximo de informação, em termos da variação total contida nos dados. A análise agrupa os indivíduos de acordo com a variação de suas características. Isto é, os indivíduos são agrupados segundo suas variâncias ou seu comportamento dentro da população, representado pela variação do conjunto de características que define o indivíduo.

Considere a situação em que observamos 'p' características de 'n' indivíduos de uma população π. A matriz de dados de entrada é de ordem 'n x p' e normalmente denominada de matriz 'X'. As características observadas são representadas pelas variáveis X_1, X_2, X_3, ..., X_p.

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & x_{13} & \dots & x_{1p} \\ x_{21} & x_{22} & x_{23} & \dots & x_{2p} \\ x_{31} & x_{32} & x_{33} & \dots & x_{3p} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & x_{n3} & \dots & x_{np} \end{bmatrix} \tag{7.1}$$

A estrutura de interdependência entre as variáveis da matriz de dados é representada pela matriz de covariância 'S' ou pela matriz de correlação 'R'.

Assim, o objetivo da análise de componentes principais é transformar essa estrutura representada pelas variáveis X_1, X_2, X_3, ..., X_p, em uma outra estrutura representada pelas variáveis Y_1, Y_2, Y_3, ..., Y_p, não correlacionadas e com variâncias ordenadas, para que seja possível comparar os indivíduos usando apenas as variáveis Y que apresentam maior variância.

Segundo REGAZZI (1997), no caso de características com unidades de medidas diferentes, é conveniente padronizar as variáveis X_j (j=1, 2, 3, ..., p). A padronização pode ser feita com média zero e variância 1, ou com variância 1 e média qualquer. O primeiro caso, utilizado pelo *software Interactive Petrophysics*, está apresentado a seguir. Com este procedimento obtemos uma nova matriz de dados 'Z':

$$Z = \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} & z_{13} & \cdots & z_{1p} \\ z_{21} & z_{22} & z_{23} & \cdots & z_{2p} \\ z_{31} & z_{32} & z_{33} & \cdots & z_{3p} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_{n1} & z_{n2} & z_{n3} & \cdots & z_{np} \end{bmatrix} \tag{7.2}$$

Onde:

$$z_{ij} = \frac{x_{ij} - x_j^{med}}{s(x_j)} \tag{7.3}$$

, com i=1, 2, ..., n e j=1, 2, ..., p.

Em que, x_j^{med} e $s(x_j)$ são, respectivamente, a estimativa da média e o desvio padrão da característica j:

$$x_j^{med} = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_{ij}}{n} \tag{7.4}$$

e

$$s(x_j) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (x_{ij} - x_j^{med})^2}{n-1}} \tag{7.5}$$

, com j=1, 2, ..., p.

O dado padronizado é então usado para criar as curvas de componentes principais. A matriz Z das variáveis padronizadas é igual a matriz de correlação R da matriz de dados X. Os componentes principais são determinados resolvendo-se a equação característica da matriz R (ou S), isto é:

$$det\,[R - \lambda I] = 0 \tag{7.6}$$

Se a matriz R for de posto completo igual a 'p', isto é, não apresentar nenhuma coluna que seja combinação linear de outra, a Equação 7.6 terá 'p' raízes chamadas de autovalores ou raízes características da matriz R. Sejam λ_1, λ_2, λ_3, ..., λ_p as raízes da equação característica da matriz R (ou S), então: $\lambda_1 > \lambda_2 > \lambda_3 ... > \lambda_p$.

Para cada autovalor λ_i existe um autovetor $\tilde{a}_i$:

$$\tilde{a}_i = \begin{bmatrix} a_{i1} \\ a_{i2} \\ a_{i3} \\ \vdots \\ a_{ip} \end{bmatrix} \tag{7.7}$$

Sendo o autovetor correspondente ao autovalor λ_i, então o i-ésimo componente principal é dado por:

$$Y_i = a_{i1}X_1 + a_{i2}X_2 + \cdots + a_{ip}X_p \tag{7.8}$$

A variância do componente principal Y_i é igual ao valor do autovalor λ_i. O primeiro componente é o que apresenta maior variância, e assim por diante.

7.2 Análise de Agrupamentos

O módulo de análise de agrupamentos utiliza rotinas estatísticas padrões para permitir que os dados sejam agrupados, produzindo um perfil de fácies elétricas. O módulo funciona em duas fases. Primeiramente, os dados são divididos em grupos gerenciáveis de dados. O número de grupos deve ser suficiente para cobrir todas as faixas de dados diferentes vistas nos perfis. O segundo passo é agrupar os primeiros grupos em um número gerenciável de fácies geológicas.

A primeira etapa do agrupamento de fácies utiliza a técnica estatística K-mean para agrupar os dados em um número conhecido de grupos. Para que isto funcione uma estimativa inicial do valor médio de cada grupo tem de ser feita, para cada perfil de entrada. A estimativa inicial pode afetar os resultados e, a fim de obter bons resultados, os valores iniciais devem cobrir o alcance total dos perfis. O perfil de com-

ponente principal contém normalmente a maior parte da variação no dado e por isso é a maneira ideal de realizar tal estimava. Uma vez que o perfil de componente principal é calculado os dados são classificados. Os dados são então divididos igualmente para o número de grupos desejados.

O agrupamento K-mean funciona atribuindo cada ponto de entrada de dados a um grupo. A rotina procura minimizar as somas dos quadrados da diferença entre o ponto de dados e o valor médio do grupo. A rotina funciona calculando a soma dos quadrados da diferença de um ponto do dado e cada média do grupo e atribuir o ponto para o grupo com a menor diferença. Uma vez que todos os pontos dos dados tenham sido atribuídos aos grupos, os novos valores médios em cada grupo são calculados. Usando os novos valores médios, as rotinas começam novamente reatribuindo os dados aos grupos. Este ciclo continua até que os valores médios não se alterem entre os ciclos. Estes tornam-se então os resultados.

A consolidação dos grupos pode ser feita manualmente usando as saídas de *crossplot* e *log plot* para agrupar os dados. Ou uma técnica de agrupamento hierárquico pode ser usada com a mesma finalidade. O agrupamento hierárquico funciona computando as distâncias entre todos os grupos e então fundindo os dois grupos mais próximos. A nova distância de grupo para todos os outros grupos é então recomputada e os dois grupos mais próximos são fundidos novamente. Este processo continua até que se tenha somente um grupo. Os resultados podem ser plotados como um dendrograma. O dendrograma mostra como e a ordem em que os grupos foram fundidos. O Interactive Petrophysics (programa utilizado neste trabalho) tem cinco diferentes métodos de agrupamento. Sua escolha decide como os grupos são fundidos. Os cinco métodos diferem em como o cálculo da distância é atualizado após dois grupos serem fundidos. Os métodos são: distância mínima entre todos objetos em grupos, distância máxima entre todos objetos em grupos, distância média entre os grupos fundidos, distância média entre todos objetos em grupos, e minimizar a soma dos quadrados da distância dentro dos grupos. Usaremos neste estudo o último método.

8 Geração de Parâmetros Influentes na Determinação das Eletrofácies

Neste capítulo serão apresentados os dados iniciais de perfil de cada poço (X, Y e Z) deste estudo, em seguida será detalhado todo o procedimento utilizado para geração de novos parâmetros influentes na determinação das eletrofácies: volume de argila, porosidade efetiva e DRDN. Finalizando o capítulo, temos a apresentação dos novos perfis calculados.

8.1 Apresentação dos dados iniciais

Como mencionado na Seção 5.3, a base de dados utilizada neste estudo de caracterização das eletrofácies inclui três poços (X, Y e Z) de determinado campo na Bacia de Campos, mapeados pelos perfis de raios gama, sônico, resistividade/indução, densidade e neutrônico.

O conjunto de perfis disponíveis para os poços X, Y e Z são mostrados nas figuras a seguir, com foco na zona de interesse (reservatório). O perfil caliper foi acrescentado nas figuras com objetivo de indicar os intervalos de possível desmoronamento dos poços, os quais apresentam valores bastante elevados em relação ao perfil. A profundidade e espessura do reservatório também estão indicadas em duas zonas: A e B.

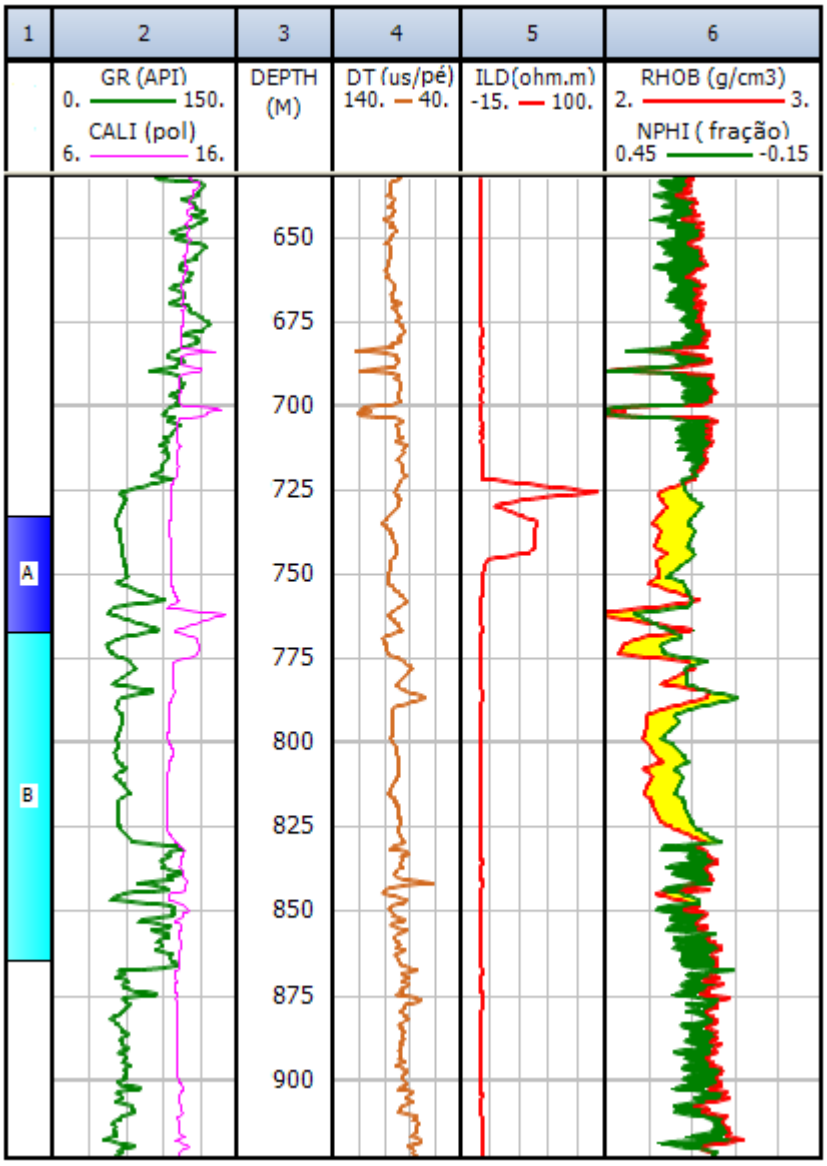

Figura 17: Dados iniciais de perfil do poço X.

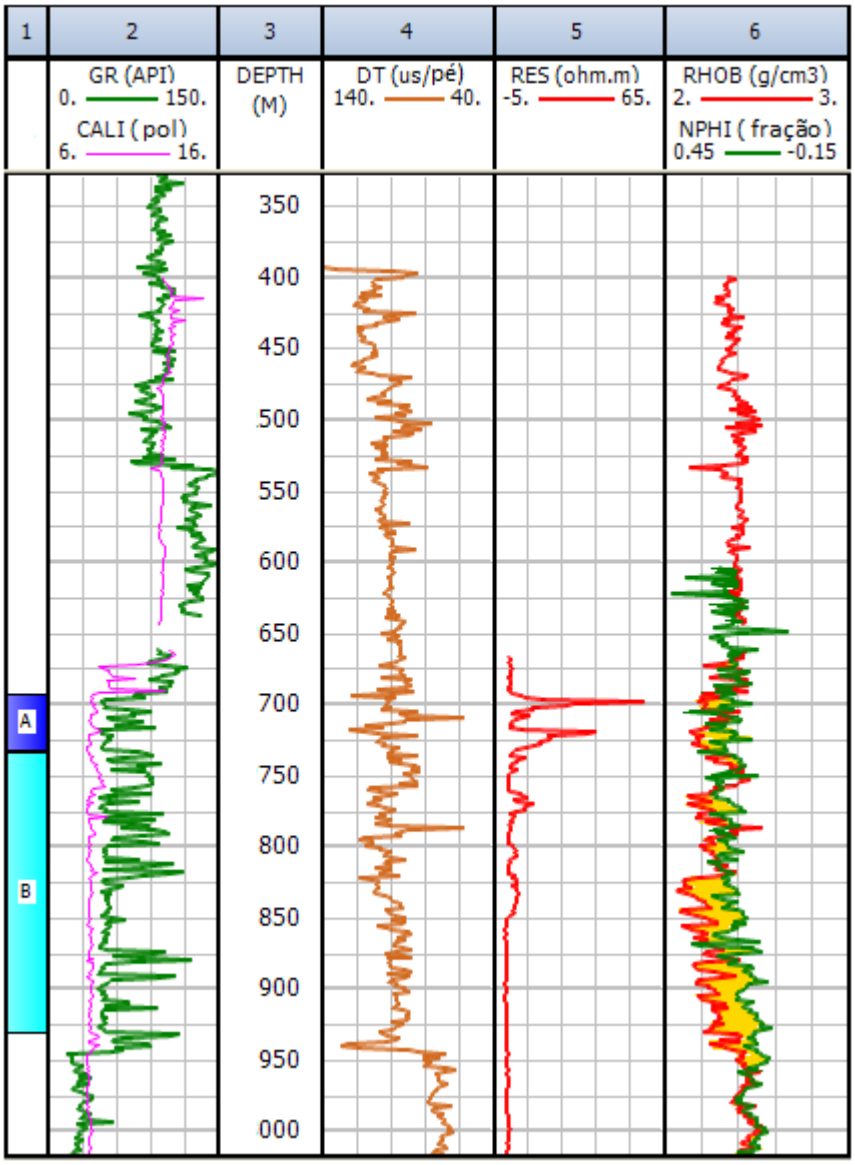

Figura 18: Dados iniciais de perfil do poço Y.

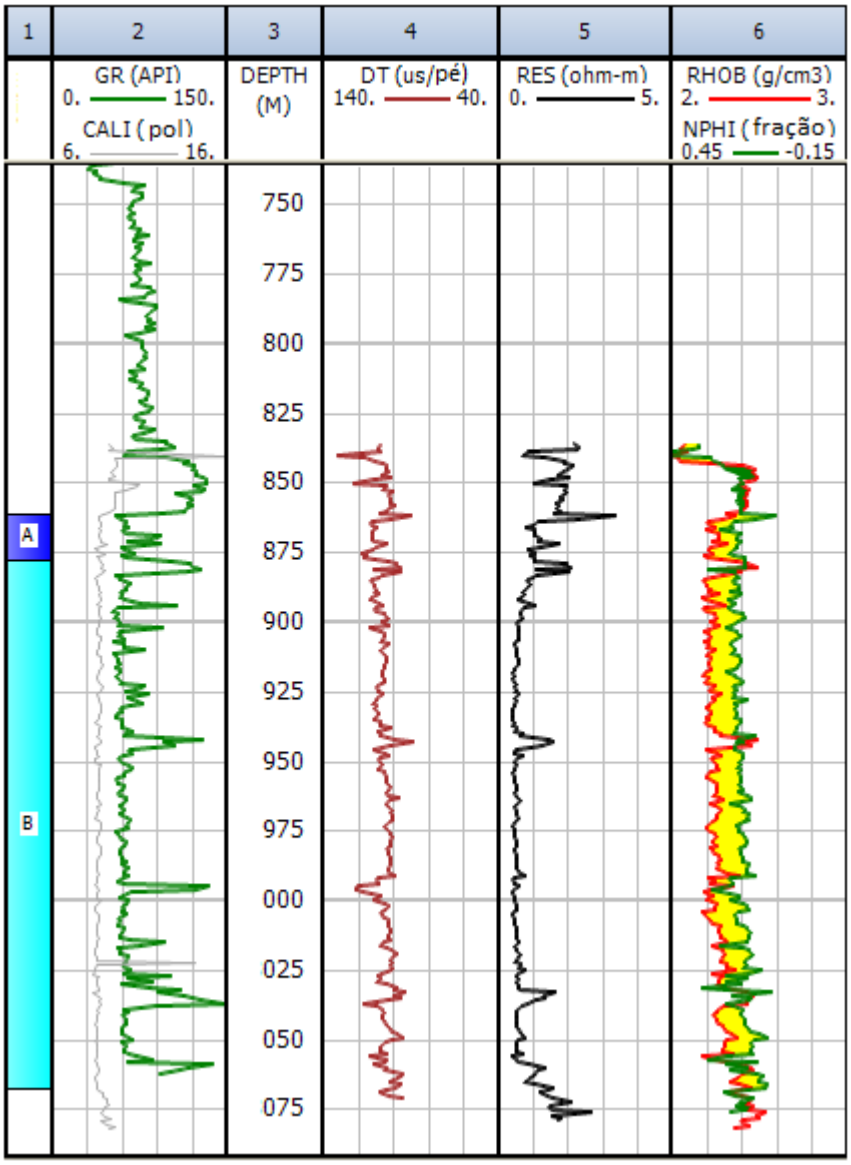

Figura 19: Dados iniciais de perfil do poço Z.

Na coluna 1 temos as zonas do reservatório (A e B), na coluna 2 os perfis de raios gama (GR) em API e caliper em polegadas, na coluna 3 as profundidades (DEPTH) em metros, na coluna 4 o perfil sônico (DT) em μs/pé, na coluna 5 o perfil de resistividade/indução (Res/ILD) em ohm.m e na coluna 6 os perfis de densidade (RHOB) em g/cm^3 e neutrônico (NPHI) em fração.

Foram então geradas três novas curvas para cada poço: volume de argila, porosidade efetiva e DRDN.

8.2 Volume de Argila

As curvas de volume de argila para cada poço foram geradas segundo o método descrito na Seção 6.1.

Temos para o poço X:

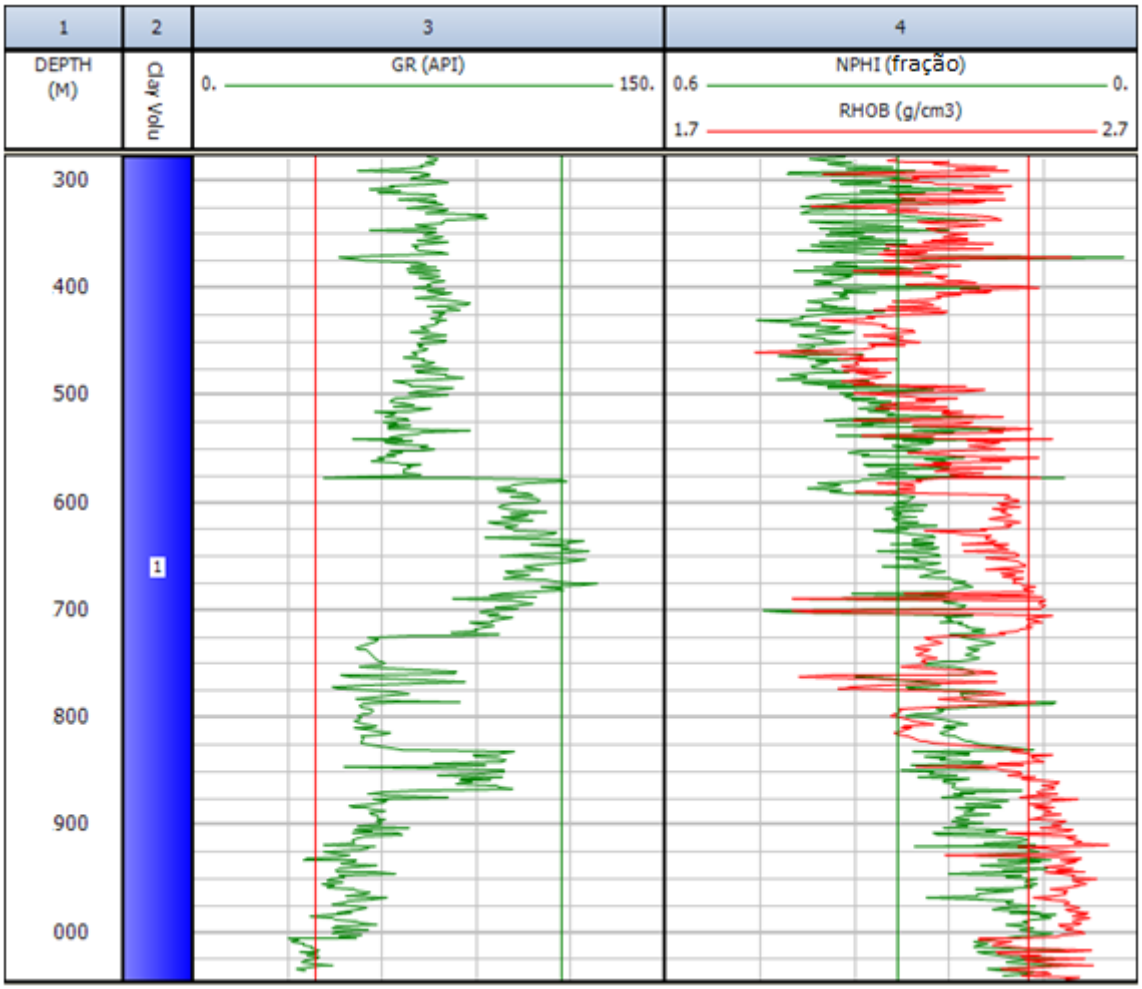

Figura 20: Ajuste de parâmetros para cálculo do volume de argila do poço X.

Na imagem acima, temos quatro retas verticais. As duas primeiras retas ajustam os valores dos parâmetros Gr_{Clean} (vermelha) e Gr_{Clay} (verde) da Equação 2.2. As outras duas retas ajustam os valores dos parâmetros Neu_{Clay} (verde) e Den_{Clay} (vermelha) da Equação 6.1. Tais valores podem ser reajustados ou melhor ajustados através da visualização das curvas de raios gama, neutrônica e densidade em histogramas.

A figura a seguir é um histograma do perfil de raios gama do poço X, onde as duas retas verticais representam as variáveis Gr_{Clean} (vermelha) e Gr_{Clay} (verde):

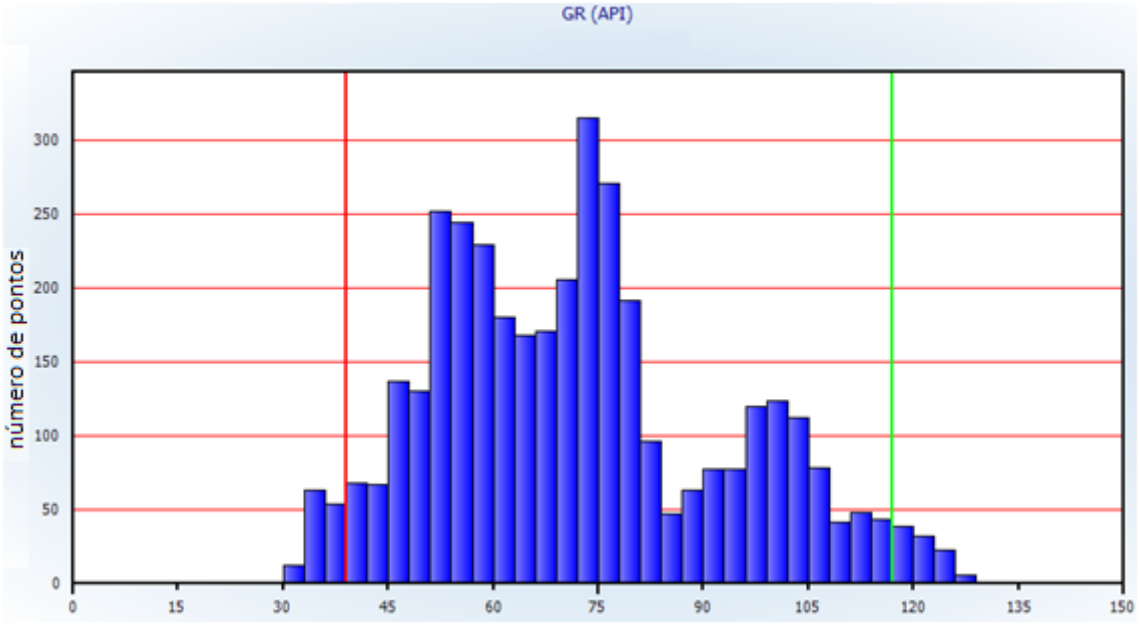

Figura 21: Ajuste de parâmetros com histograma do perfil de raios gama para cálculo do volume de argila do poço X.

A seguinte figura é um histograma do perfil neutrônico do poço X, onde a reta vertical representa a variável Neu_{Clay}:

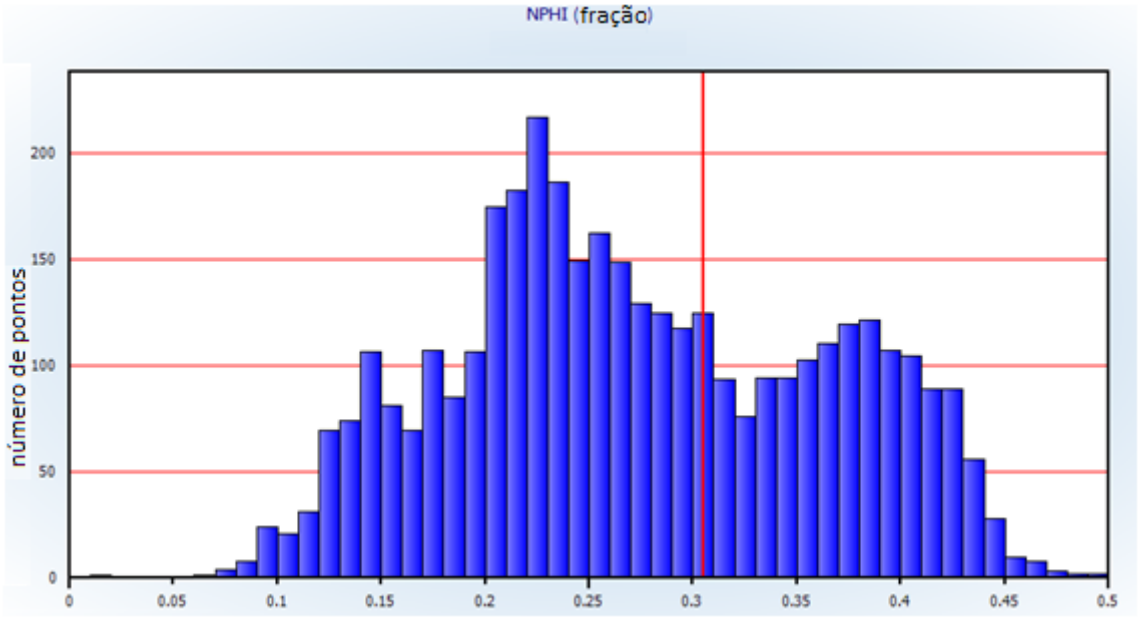

Figura 22: Ajuste de parâmetros com histograma do perfil neutrônico para cálculo do volume de argila do poço X.

A reta vertical da próxima figura, um histograma do perfil de densidade do poço X, representa a variável Den_{Clay}.

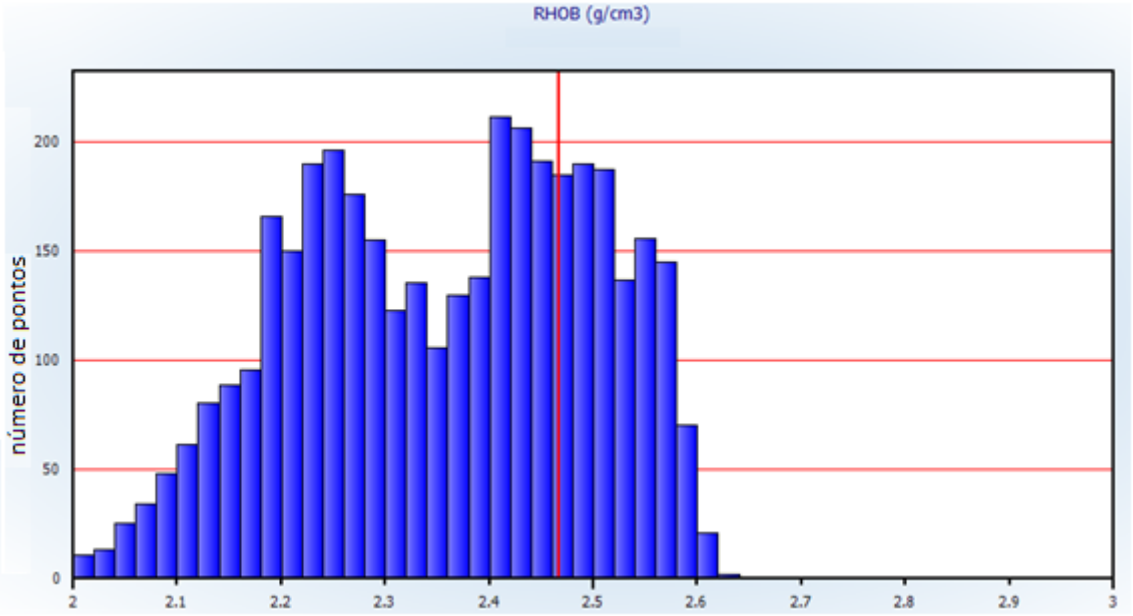

Figura 23: Ajuste de parâmetros com histograma do perfil de densidade para cálculo do volume de argila do poço X.

Em um crossplot entre as variáveis densidade e neutrônica, os valores representados pelas retas Den_{Clay} e Neu_{Clay} formam um ponto (ponto de argila), como apresentado na Seção 6.1. Outros dois pontos são ajustados neste gráfico, ponto limpo 1 e ponto limpo 2, os quais definem os outros parâmetros da Equação 6.1. O primeiro ponto representa os valores dos parâmetros Den_{Cl1} e Neu_{Cl1}, e o segundo Den_{Cl2} e Neu_{Cl2}.

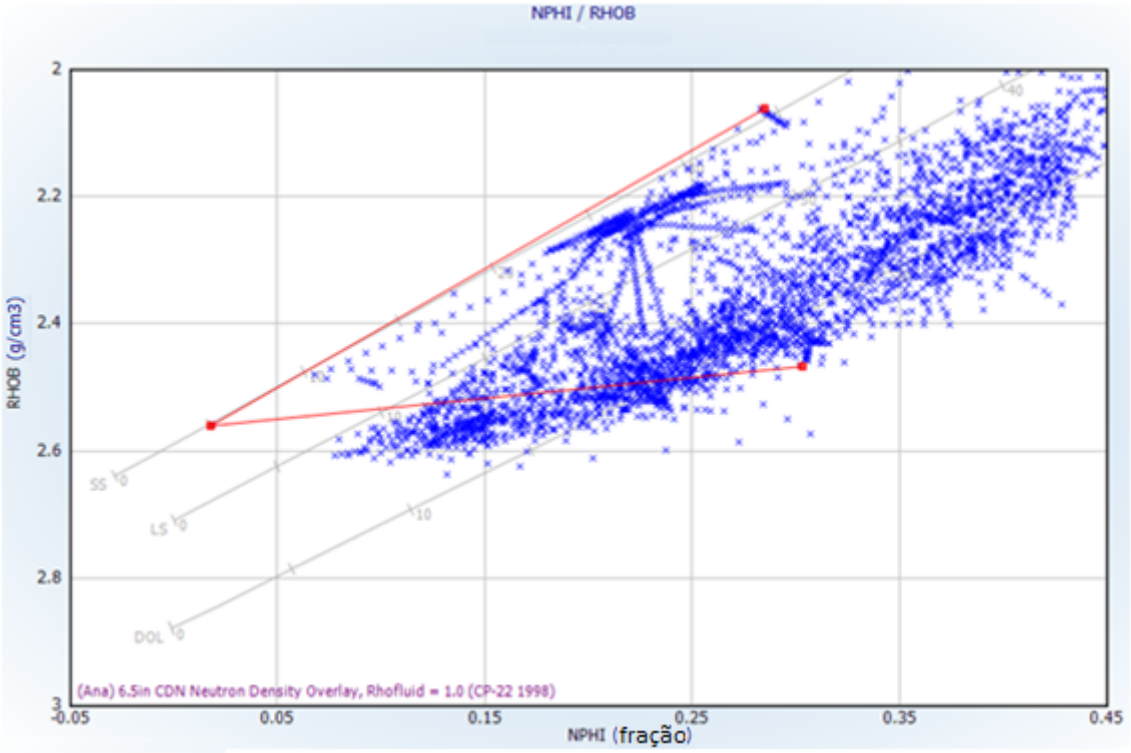

Figura 24: Ajuste de parâmetros com crossplot entre os perfis neutrônico e de densidade para cálculo do volume de argila do poço X.

O mesmo raciocínio ocorre para os outros poços, Y e Z. Temos para o poço Y as seguinte figuras, (1) pefil de raios gama, densidade e neutrônico, (2) histograma de raios gama, (3) neutrônico e (4) densidade e (5) *crossplot* entre os perfis densidade e neutrônico.

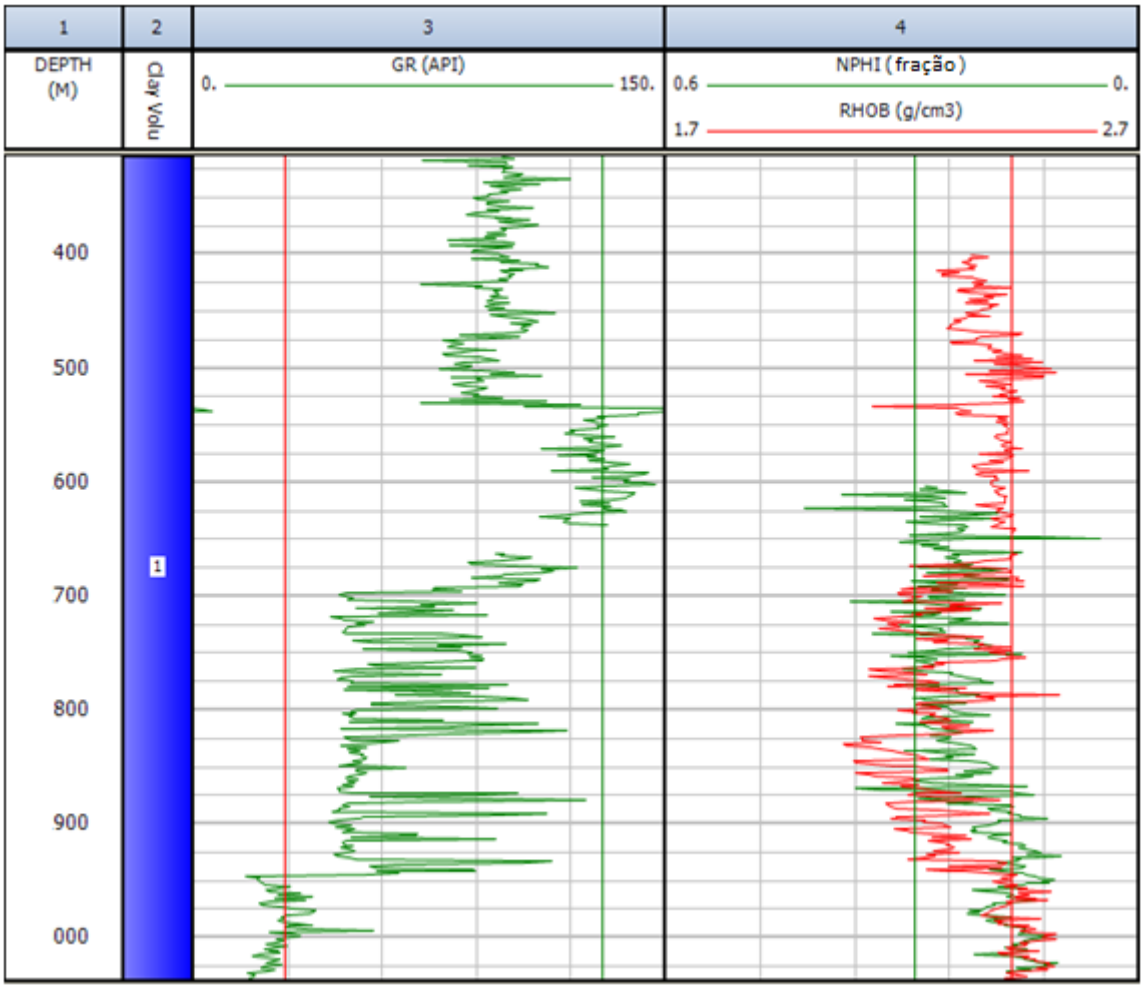

Figura 25: Ajuste de parâmetros para cálculo do volume de argila do poço Y.

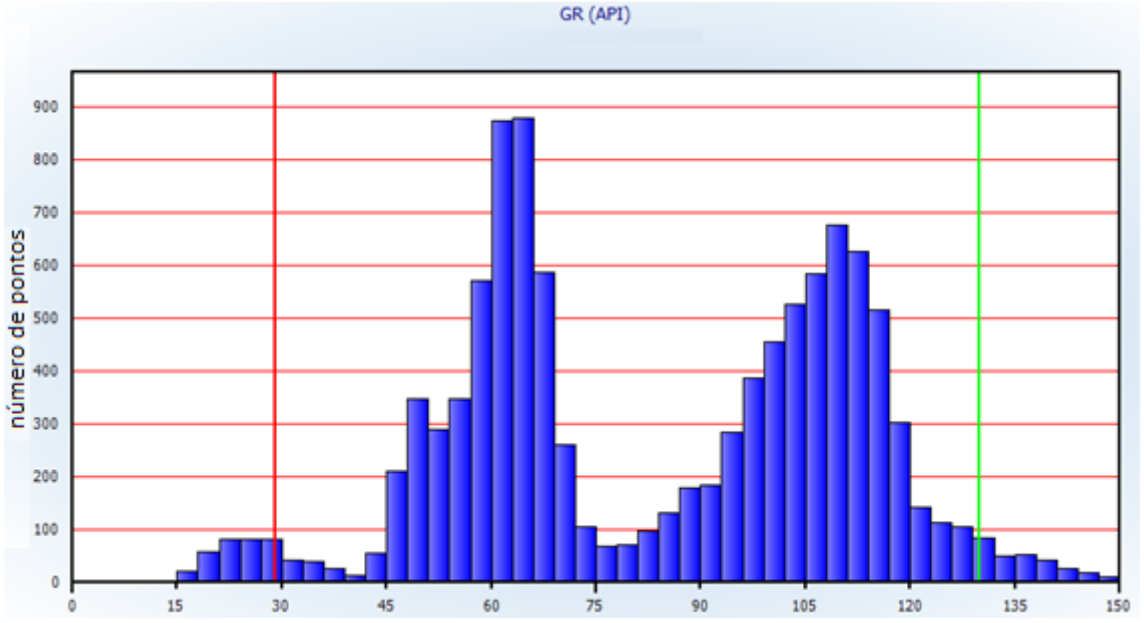

Figura 26: Ajuste de parâmetros com histograma do perfil de raios gama para cálculo do volume de argila do poço Y.

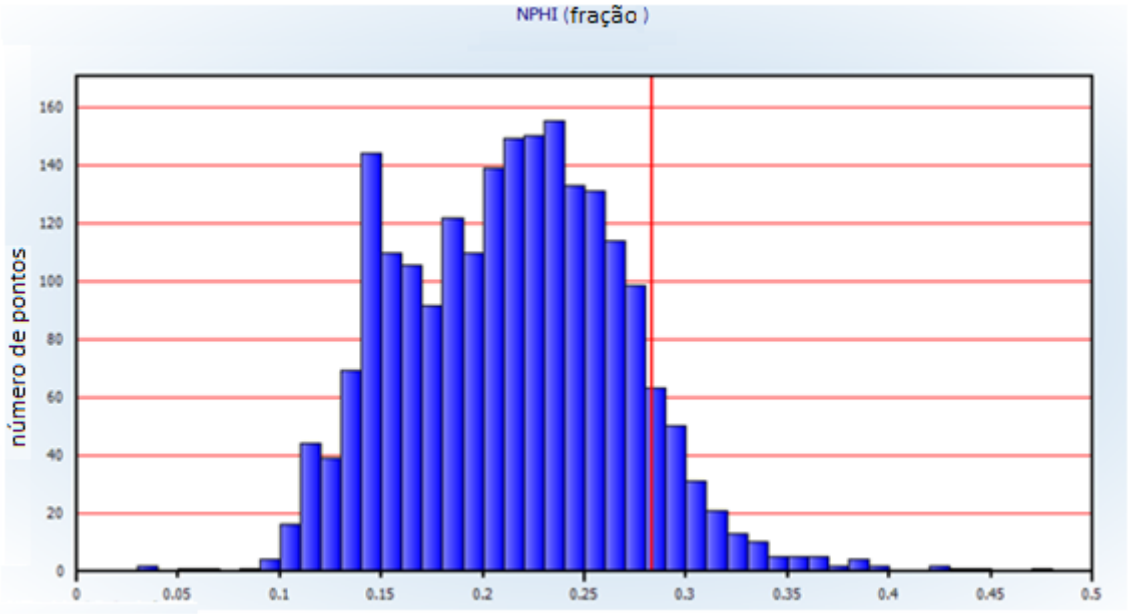

Figura 27: Ajuste de parâmetros com histograma do perfil neutrônico para cálculo do volume de argila do poço Y.

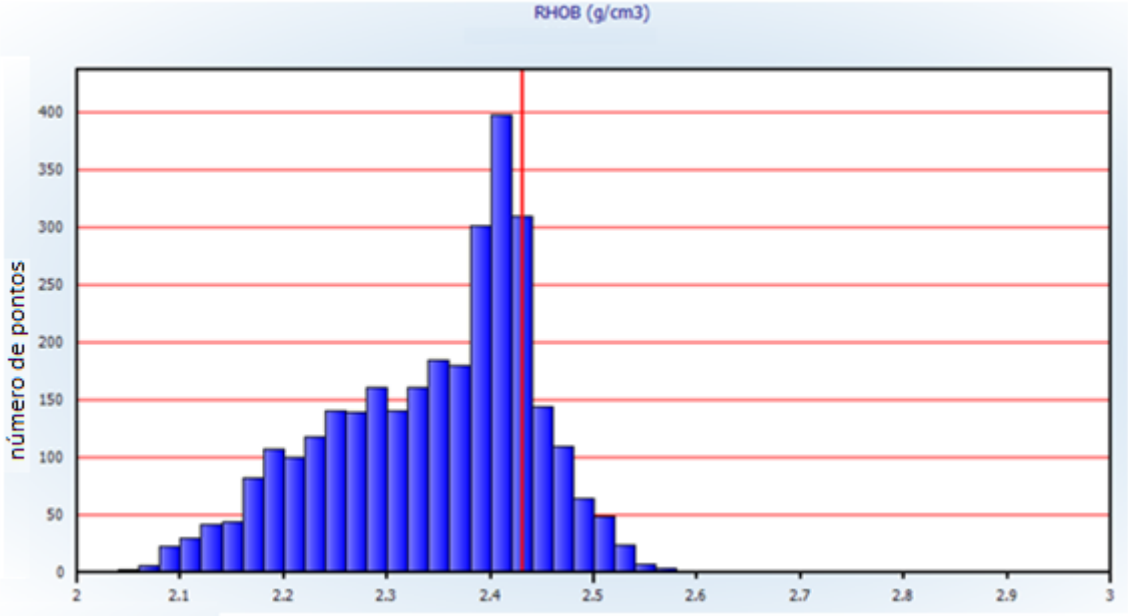

Figura 28: Ajuste de parâmetros com histograma do perfil de densidade para cálculo do volume de argila do poço Y.

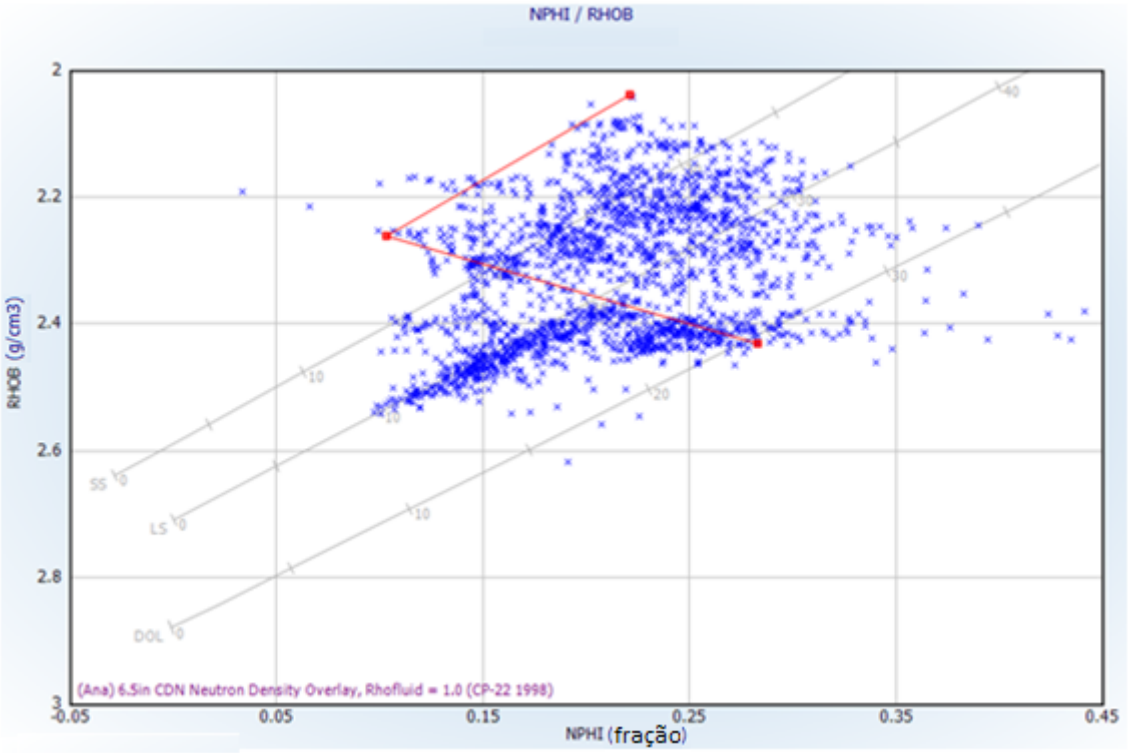

Figura 29: Ajuste de parâmetros com *crossplot* entre os perfis neutrônico e de densidade para cálculo do volume de argila do poço Y.

E igualmente para o poço Z, temos as seguinte figuras, (1) pefil de raios gama, densidade e neutrônico, (2) histograma de raios gama, (3) neutrônico e (4) densidade e (5) *crossplot* entre os perfis densidade e neutrônico.

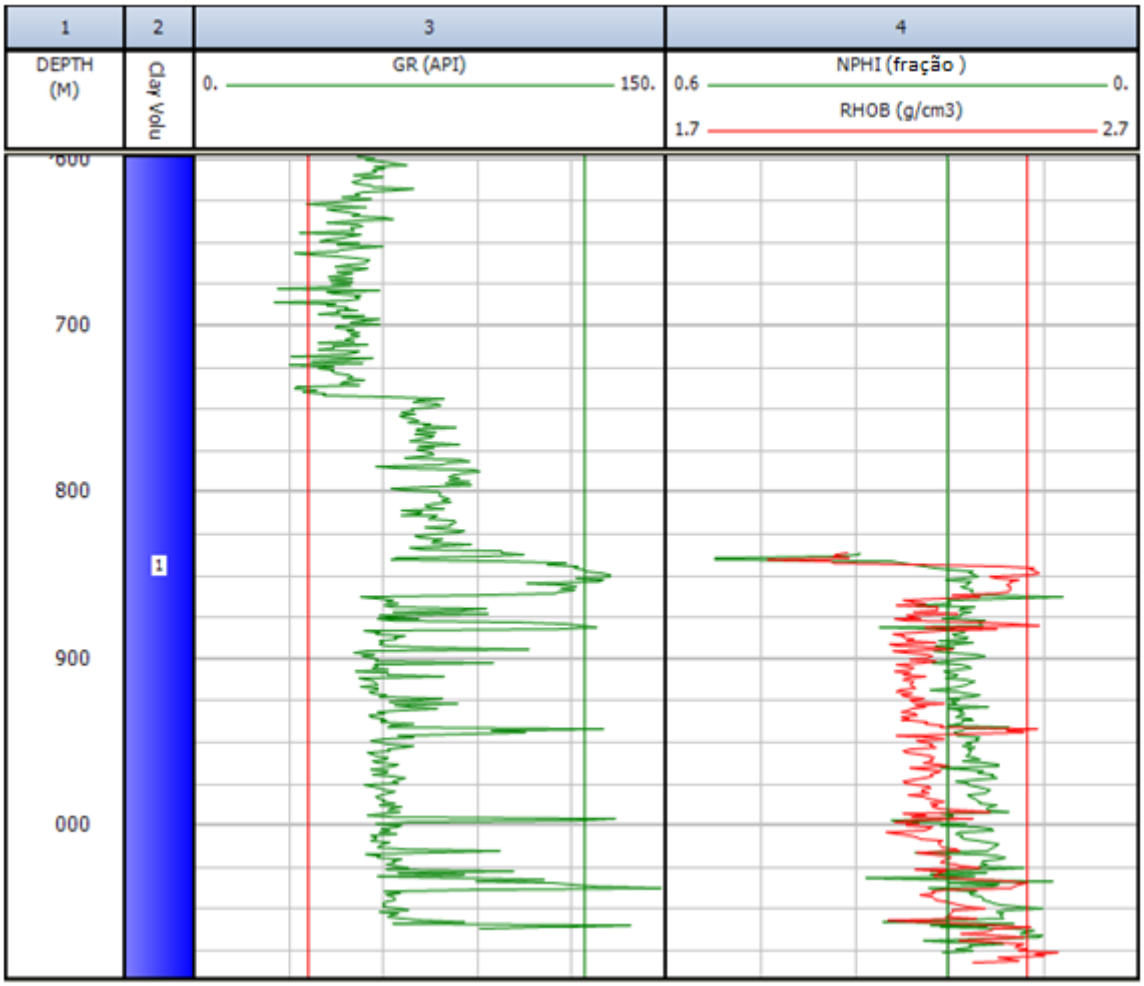

Figura 30: Ajuste de parâmetros para cálculo do volume de argila do poço Z.

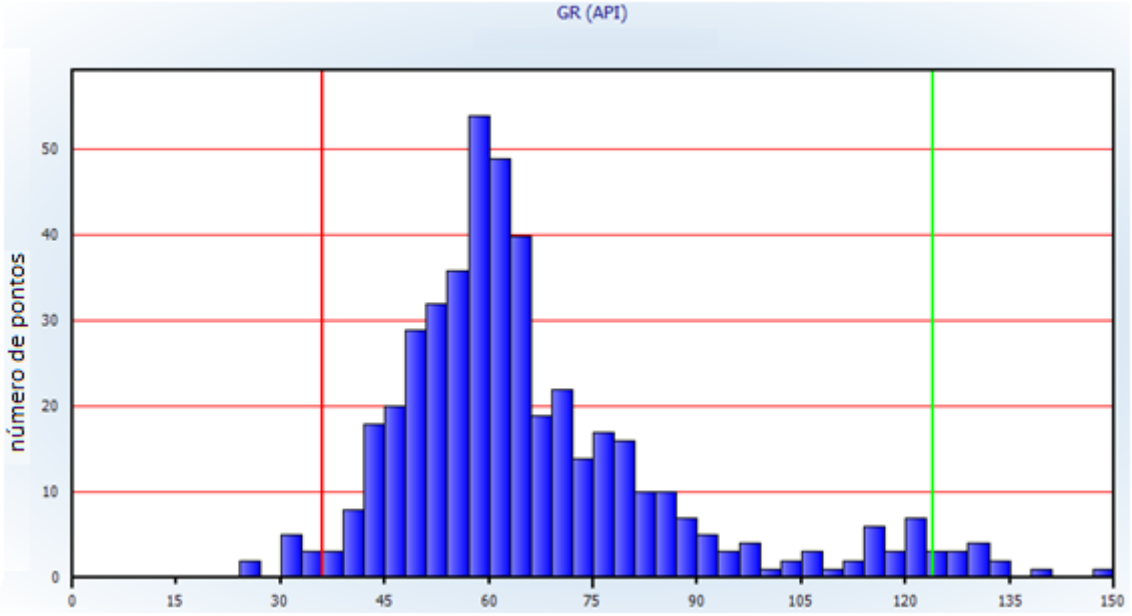

Figura 31: Ajuste de parâmetros com histograma do perfil de raios gama para cálculo do volume de argila do poço Z.

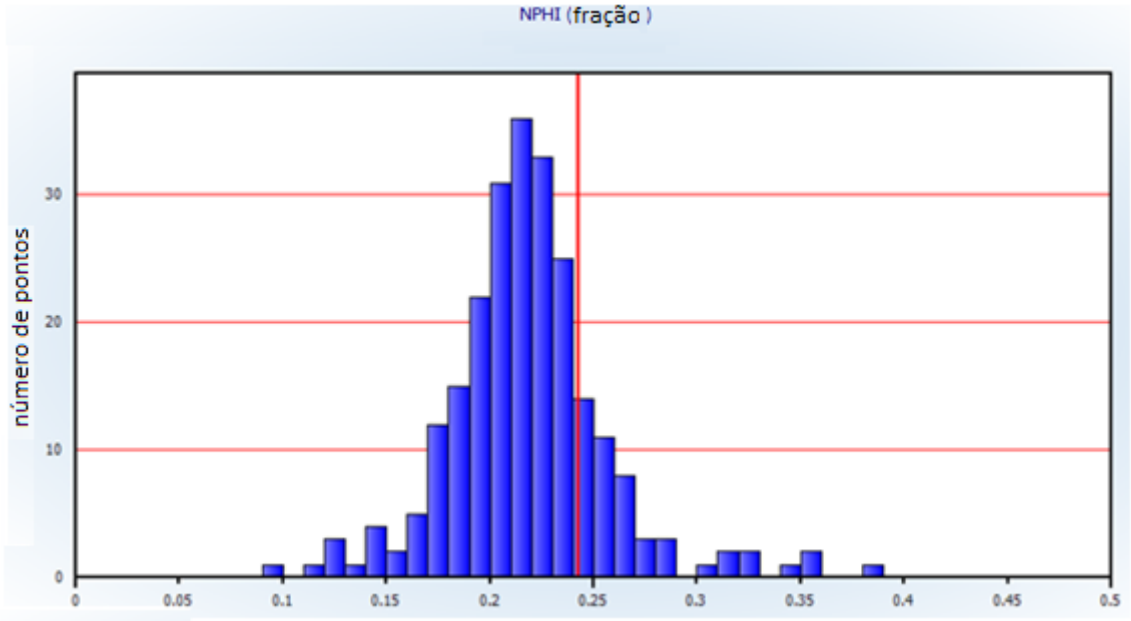

Figura 32: Ajuste de parâmetros com histograma do perfil neutrônico para cálculo do volume de argila do poço Z.

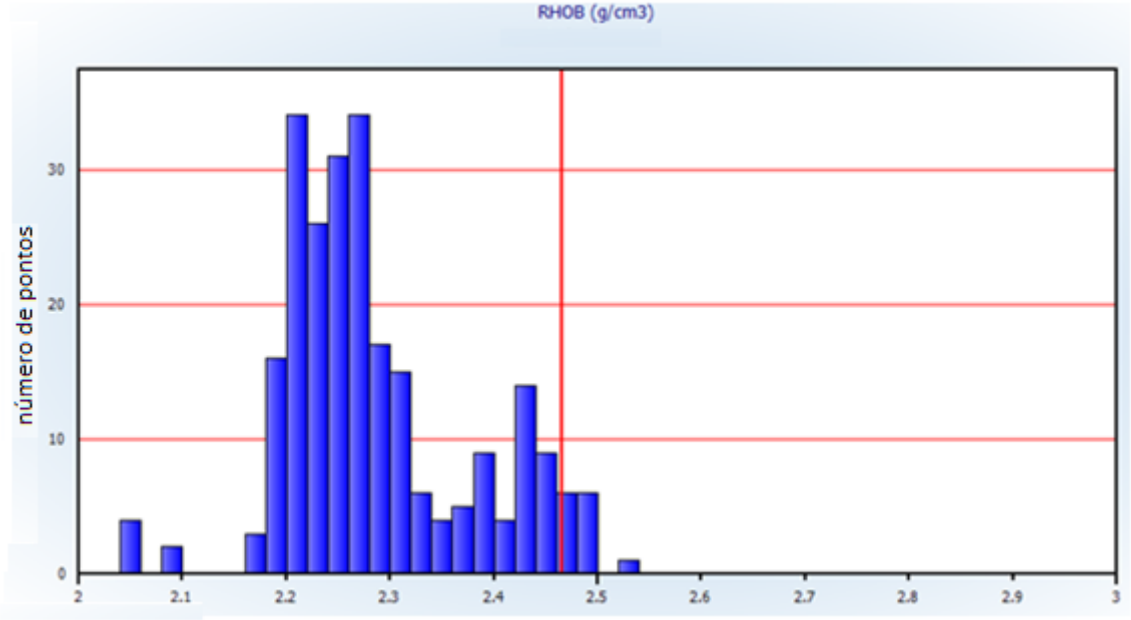

Figura 33: Ajuste de parâmetros com histograma do perfil de densidade para cálculo do volume de argila do poço Z.

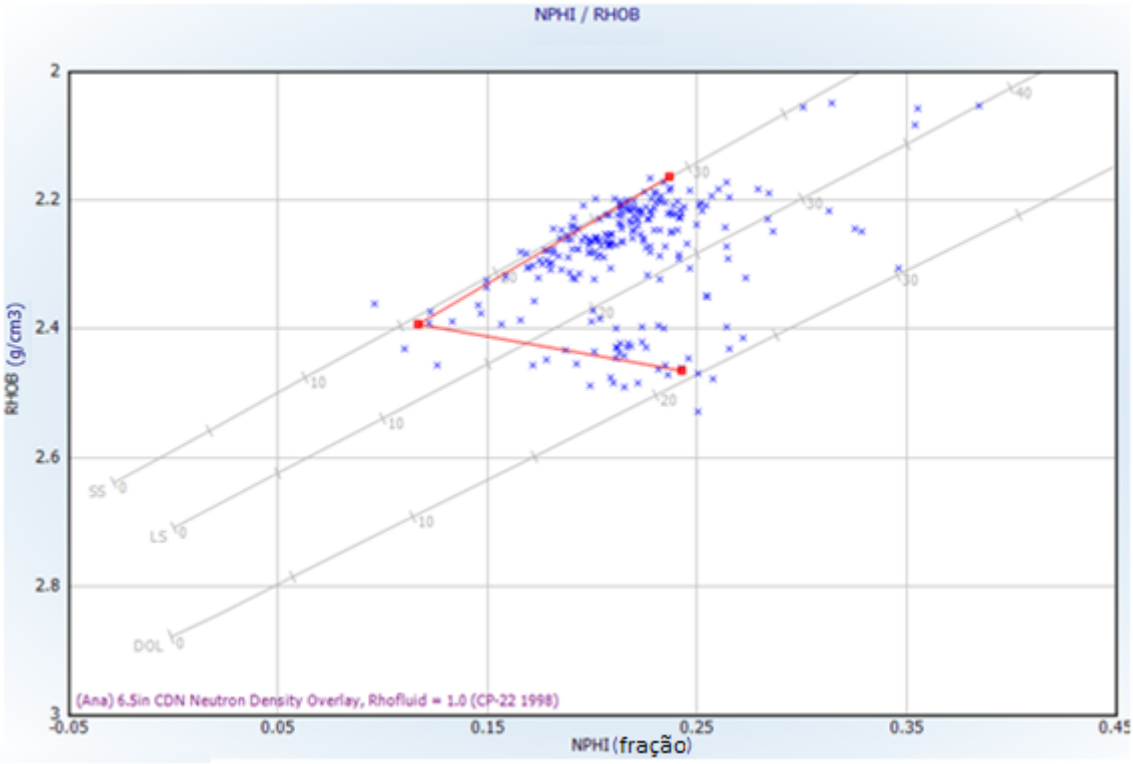

Figura 34: Ajuste de parâmetros com *crossplot* entre os perfis neutrônico e de densidade para cálculo do volume de argila do poço Z.

A tabela a seguir apresenta os valores de cada parâmetro para cada um dos três poços:

	GrClean (API)	GrClay (API)	NeuClay (fração)	DenClay (g/cm³)	NeuCl1 (fração)	NeuCl2 (fração)	DenCl1 (g/cm³)	DenCl2 (g/cm³)
Poço X	39	117	0.436	2.558	0.013	0.299	2.582	2.032
Poço Y	29	130	0.379	2.476	0.012	0.226	2.416	2.017
Poço Z	36	124	0.283	2.452	0.086	0.294	2.431	2.042

Tabela 5: Valores dos parâmetros ajustados para o cálculo do volume de argila para os poços X, Y e Z.

8.3 Porosidade Efetiva

As curvas de porosidade efetiva de cada poço foram geradas segundo o método descrito na Seção 6.2. A tabela a seguir apresenta os valores dos parâmetros utilizados em comum para os três poços para o cálculo e a equação em que estes parâmetros são usados.

	m	n	a	R_{cl} (ohm.m)	R_w (ohm.m)	R_{mf} (ohm.m)	ρ_{ma} (g/cm^3)
Valor	2	2	1	0.615	0.1	0.1	2.65
Equação	6.14	6.14	6.14	6.14	6.14	6.6	6.9 e 6.11

Tabela 6: Parâmetros utilizados para o cálculo da porosidade efetiva para os poços X, Y e Z.

Os valores dos parâmetros Neu_{Clay} e Den_{Clay} da seção anterior (Seção 8.2) foram aqui utilizados como Neu_{Cl} e ρ_{cl} da Equação 6.10 e Equação 6.9, respectivamente.

8.4 DRDN (Delta RHOB Delta NPHI)

As curvas de DRDN foram geradas para cada poço segundo o método descrito na Seção 6.3.

8.5 Apresentação dos perfis calculados

As curvas geradas foram adicionadas ao conjunto de perfis disponíveis para os poços X, Y e Z, e estão apresentadas nas figuras a seguir, nas mesmas profundidades das Figuras 17,18 e 19.

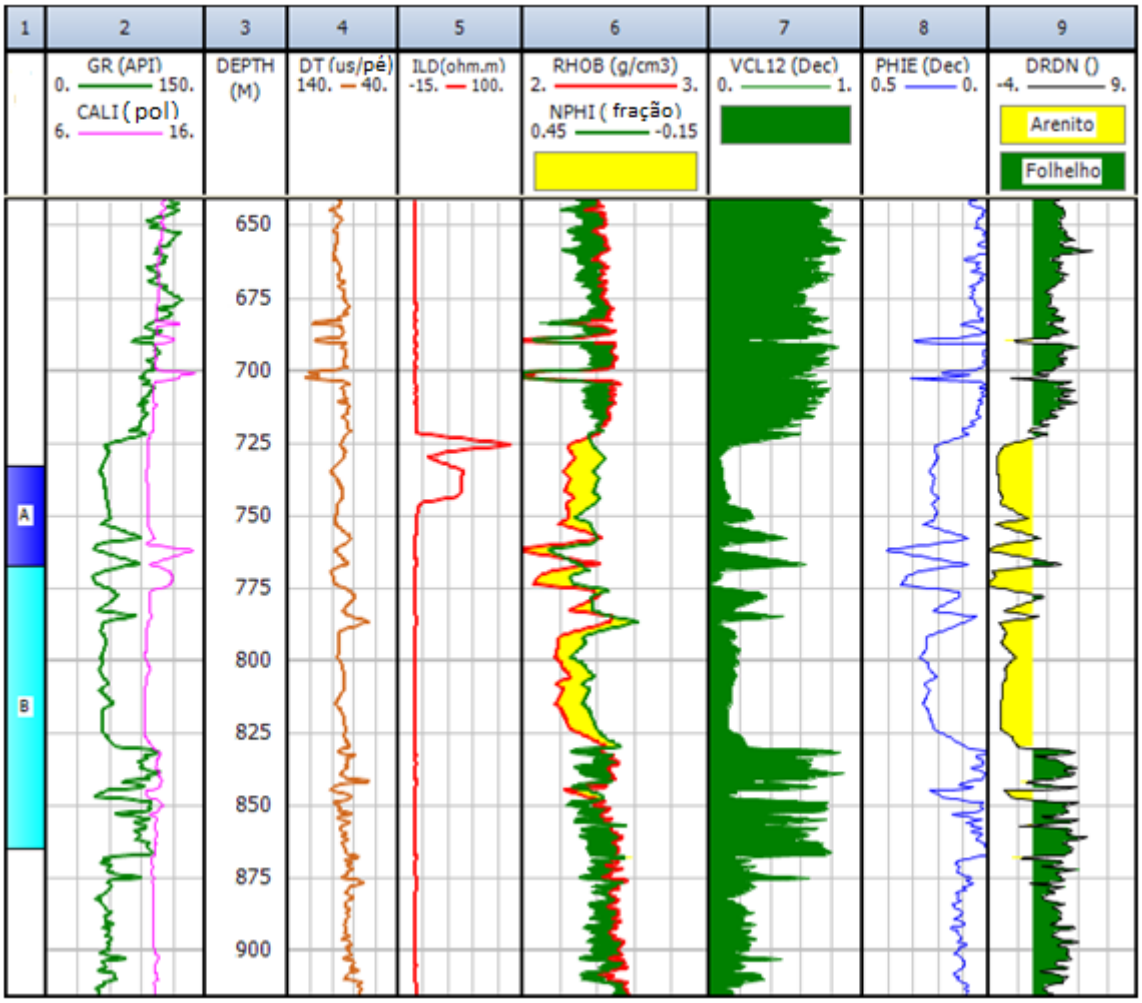

Figura 35: Dados iniciais e perfis calculados do poço X.

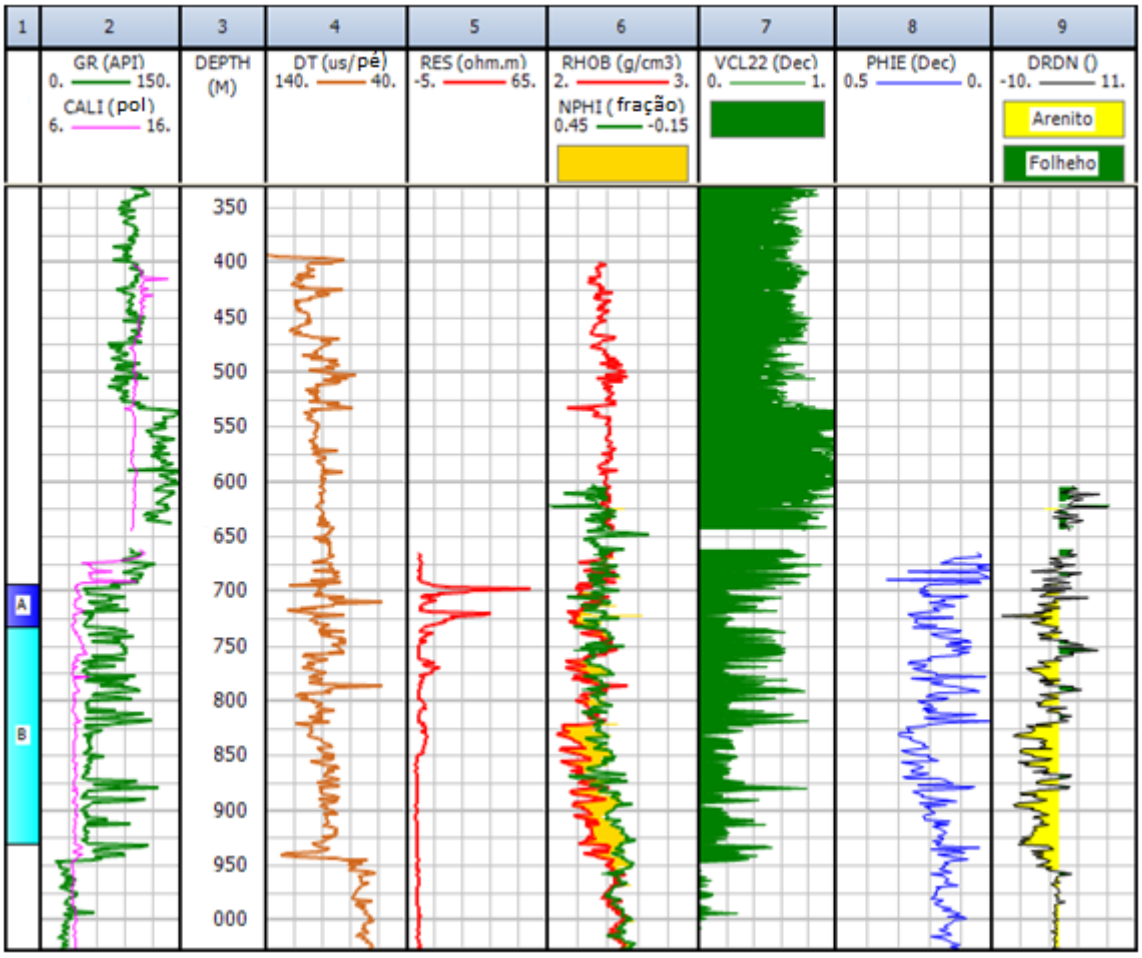

Figura 36: Dados iniciais e perfis calculados do poço Y.

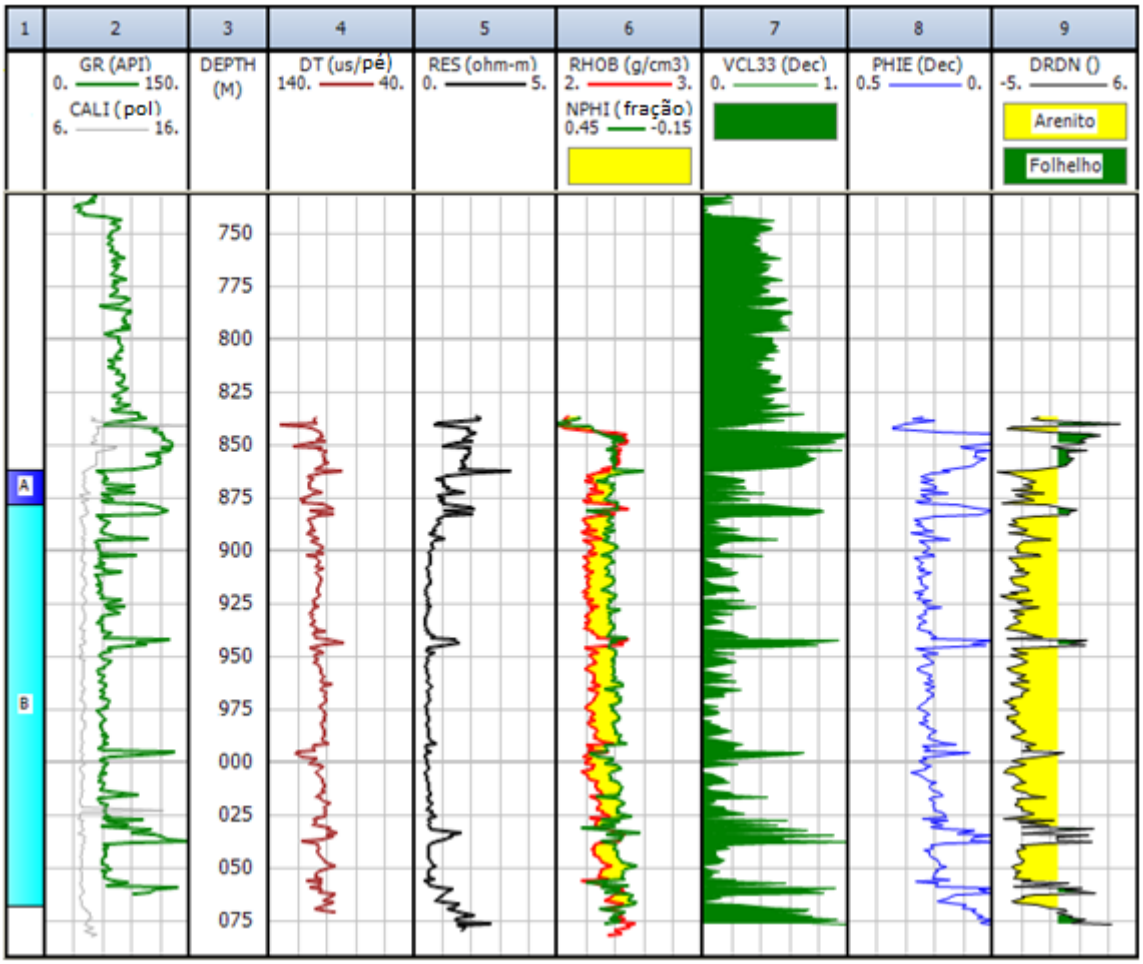

Figura 37: Dados iniciais e perfis calculados do poço Z.

Na coluna 7 temos o perfil de volume de argila em decimal, na coluna 8 o perfil de porosidade efetiva em decimal e na coluna 9 o perfil DRDN.

9 Análises e Avaliações

Neste capítulo são feitas as análises de histogramas e *crossplots* das variáveis para determinação das eletrofácies. Além disso, são realizadas as avaliações dos resultados obtidos.

9.1 Análise de Histogramas

Esta etapa se inicia pela análise univariada dos dados dos perfis por meio de histogramas a fim de se escolher as melhores variáveis quanto à discriminação das diferentes classes de rochas. Todos os gráficos são criados para as profundidades das Figuras 17, 18 e 19, para os poços X, Y e Z respectivamente.

Primeiramente, vamos analisar os perfis do poço X.

O gráfico a seguir é um histograma do perfil sônico (DT) do poço X:

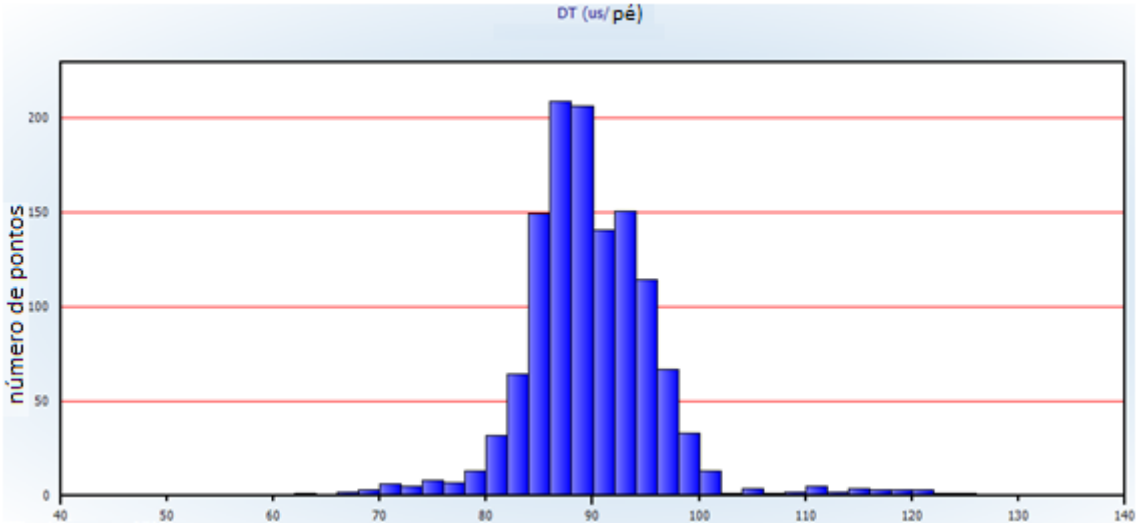

Figura 38: Histograma do perfil sônico do poço X.

Neste histograma foram plotados 1251 pontos. O valor mínimo e máximo são 62.2 e 125.09 $\mu s/ft$. A média é 89.809 $\mu s/ft$. O histograma pode ser classificado como

simétrico ou de distribuição normal. Não é observada uma distinção significativa entre as diferentes classes de rochas.

O histograma a seguir é o da curva de raios gama do poço X.

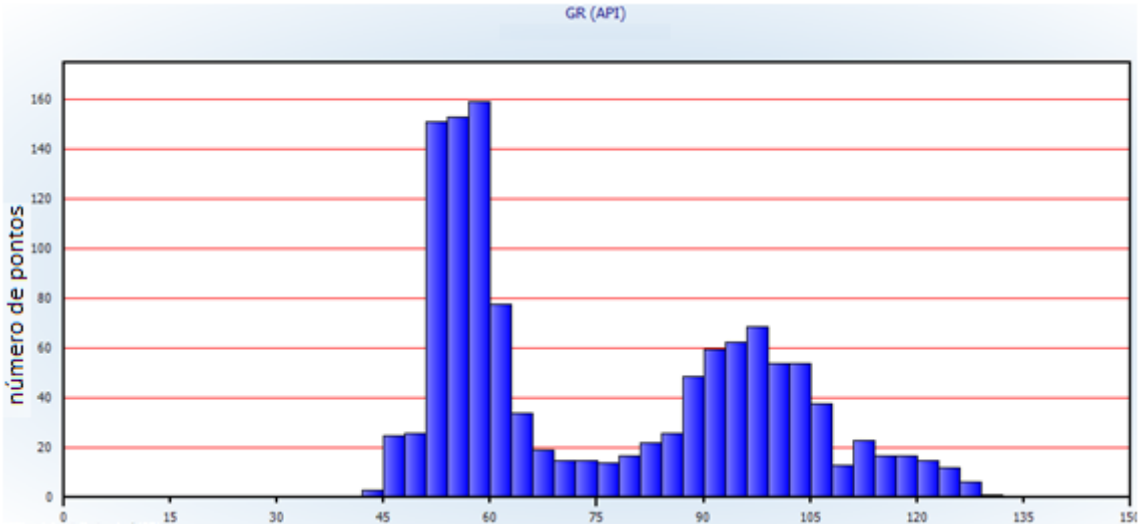

Figura 39: Histograma do perfil de raios gama do poço X.

Este histograma constitui-se de 1251 observações, as quais se distribuem entre os valores 44.257 e 129 API, com média de 76.093 API. São observadas duas classes de rochas. Em torno do valor de 55 API temos as rochas reservatório, de menor radioatividade. As rochas não reservatório, de maior radioatividade, estão ao redor do valor de 99 API.

A Figura 40 mostra o histograma de volume de argila (Vcl) do poço X.

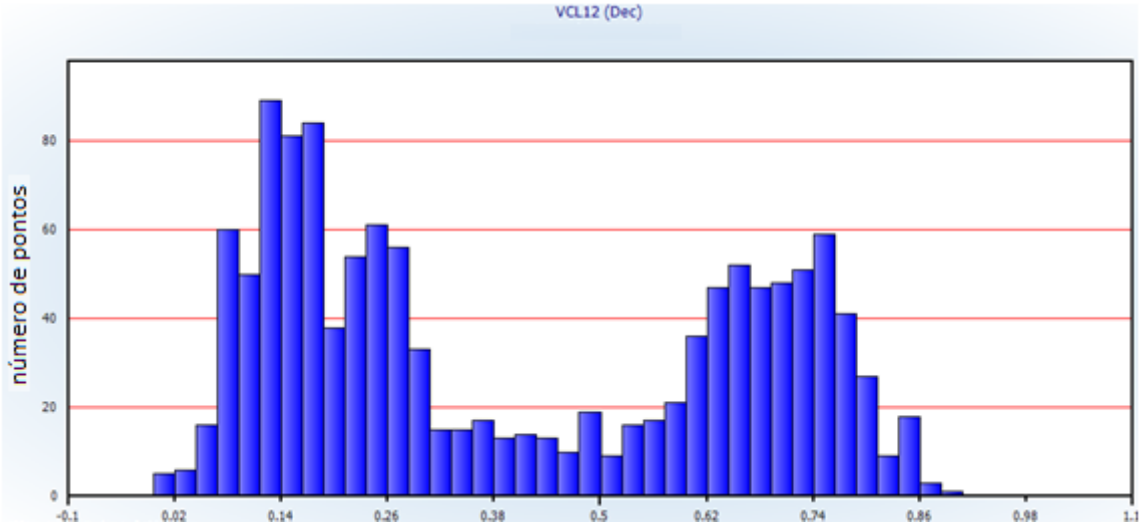

Figura 40: Histograma do perfil de volume de argila do poço X.

Este histograma constitui-se de 1251 observações, as quais se distribuem entre os valores 0 e 0.88418, com média de 0.40241. Pode-se observar a existência de duas tendências principais, as quais estão relacionadas a duas classes de valores da variável volume de argila. A primeira, localizada a direita, relaciona-se a classe das rochas não reservatório (de maior argilosidade) e apresenta valores variando em torno de 0.70. A segunda, localizada a esquerda, relaciona-se a classe das rochas reservatório (de menor argilosidade) e apresenta valores variando em torno de 0.18.

A Figura 41 mostra o histograma da porosidade efetiva (PHIE) do poço X.

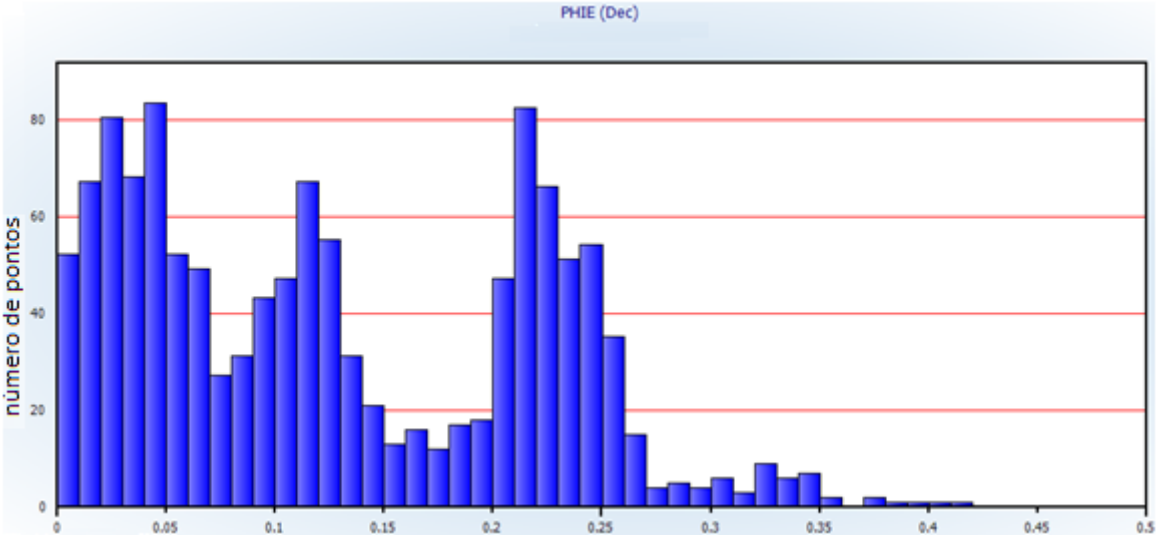

Figura 41: Histograma do perfil de porosidade efetiva do poço X.

Tal histograma constitui-se de 1251 observações, com valores variando de 0.0001 a 0.41696, com média de 0.12912. Observa-se três grupos de valores. O primeiro, a esquerda, varia em torno de 0.04 e está relacionado a classe de rochas não reservatório (baixa porosidade). O segundo, no centro, varia em torno de 0.12 e provavelmente está relacionado a uma segunda classe de rochas não reservatório. O terceiro, a direita, varia em torno de 0.22, e está relacionado a classe de rochas reservatório (alta porosidade).

O próximo histograma é da curva neutrônica (NPHI) do poço X.

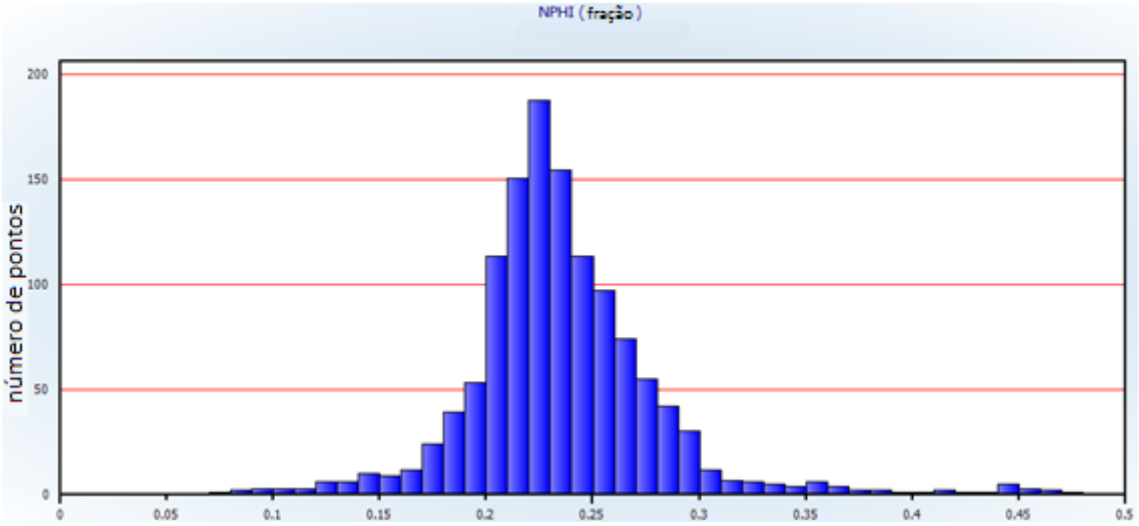

Figura 42: Histograma do perfil neutrônico do poço X.

Este histograma constitui-se de 1251 observações, as quais se distribuem entre os valores 0.0757 e 0.4755, com média de 0.2354. O histograma pode ser classificado como simétrico ou de distribuição normal. Não é observada uma boa distinção entre as classes de rochas.

A Figura 43 é um histograma do perfil de densidade (RHOB) do poço X.

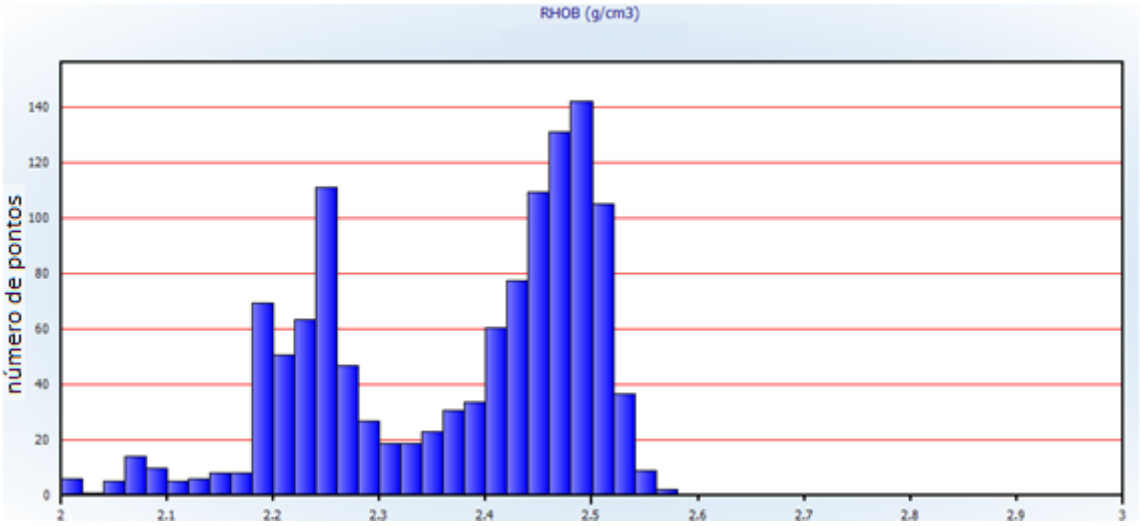

Figura 43: Histograma do perfil de densidade do poço X.

Constam 1238 observações. Os valores mínimo e máximo são 2.002 e 2.571 g/cm³. A média é 2.37 g/cm³. São claras duas diferentes classes de rochas. A primeira, com valores em torno de 2.23 g/cm³, está relacionada à classe de rochas reservatório. Como apresentam maior porosidade, seu valor de densidade é menor. A segunda, em torno de 2.5 g/cm³, está relacionada à classe de rochas não reservatório.

O histograma a seguir é o da curva DRDN do poço X.

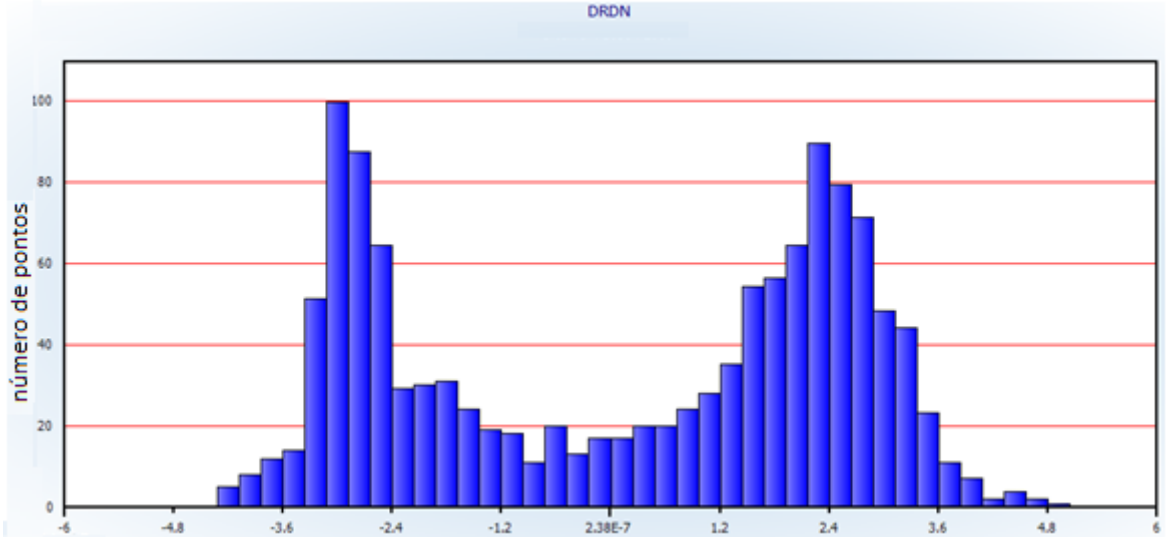

Figura 44: Histograma do perfil DRDN do poço X.

Foram plotadas 1251 observações, com valor mínimo de -4.32, máximo 5.01 e média 0.16083. É evidente a presença de dois picos principais, com valores menores de frequência entre eles. O pico da esquerda tem o valor de aproximadamente -3 e está relacionado a classe de rochas reservatório. O pico da direita tem o valor de aproximadamente 2.3 e está relacionado à classe de rochas não reservatório.

A seguir estão os histogramas do poço Y.

Primeiramente, temos o histograma do perfil sônico (DT):

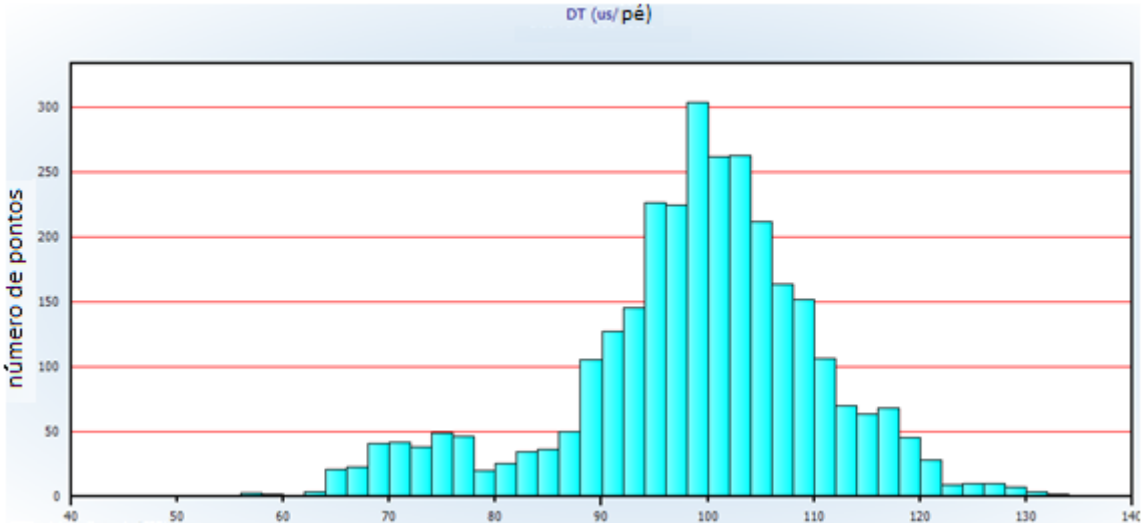

Figura 45: Histograma do perfil sônico do poço Y.

São apresentados neste gráfico 3033 pontos. O valor mínimo, máximo e média

são 56.189, 133.6 e 98.546 $\mu s/ft$. Não é obtida uma boa distinção entre as diferentes classes de rochas.

A Figura 46 é um histograma do perfil de raios gama do poço Y:

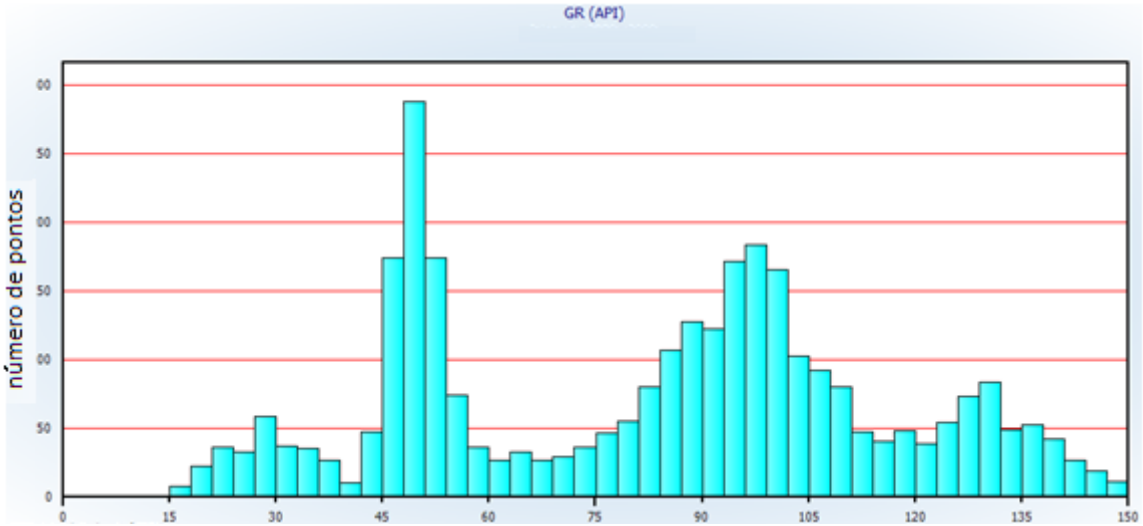

Figura 46: Histograma do perfil de raios gama do poço Y.

O gráfico apresenta 3120 pontos. Os valores mínimo e máximo de radioatividade são 15.316 e 149.98 API. A média é 82.701 API. A parte da direita, com valores a partir de 90 API, representa a classe de rochas não reservatório. E a parte da esquerda representa a classe de rochas reservatório, em que os baixos valores de radioatividade relacionam-se ao baixo conteúdo de argila presente.

Para o poço Y, temos o seguinte histograma de volume de argila (Vcl):

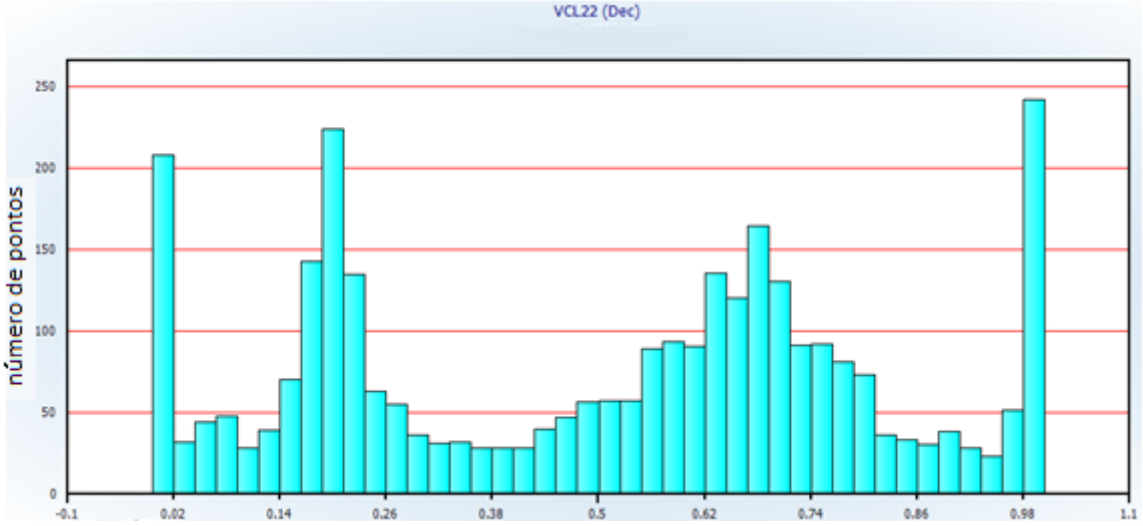

Figura 47: Histograma do perfil de volume de argila do poço Y.

O gráfico constitui-se de 3163 observações, com valor mínimo de 0, máximo 1 e média 0.50116. Destacam-se dois picos nas extremidades e dois grupos de valores intermediários. Provavelmente, o pico da esquerda está relacionado a uma classe de rochas reservatório mais limpa, ou seja, de menor conteúdo de argila. O grupo da esquerda relaciona-se a uma classe de rochas reservatório mais suja, ou seja, com certa argilosidade. O grupo e o pico da direita se relacionam a rochas de alta argilosidade, não reservatório.

A Figura 48 mostra o histograma da porosidade efetiva (PHIE) do poço Y.

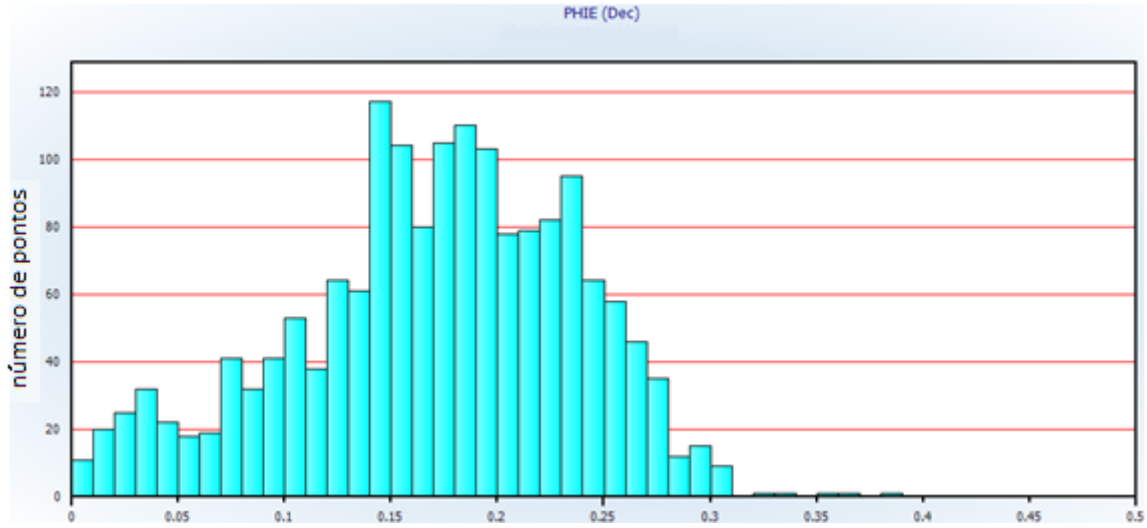

Figura 48: Histograma do perfil de porosidade efetiva do poço Y.

Este histograma apresenta 1674 observações, com valores que vão de 0.0005595 a 0.38912, com média 0.17015. As altas frequências centrais representam a classe de rochas reservatório. Os valores a partir de 0.25 representam os melhores reservatórios, de menor granulação. Os valores abaixo de 0.11 representam as rochas não-reservatório.

A seguir, temos o histograma do perfil neutrônico (NPHI) do poço Y:

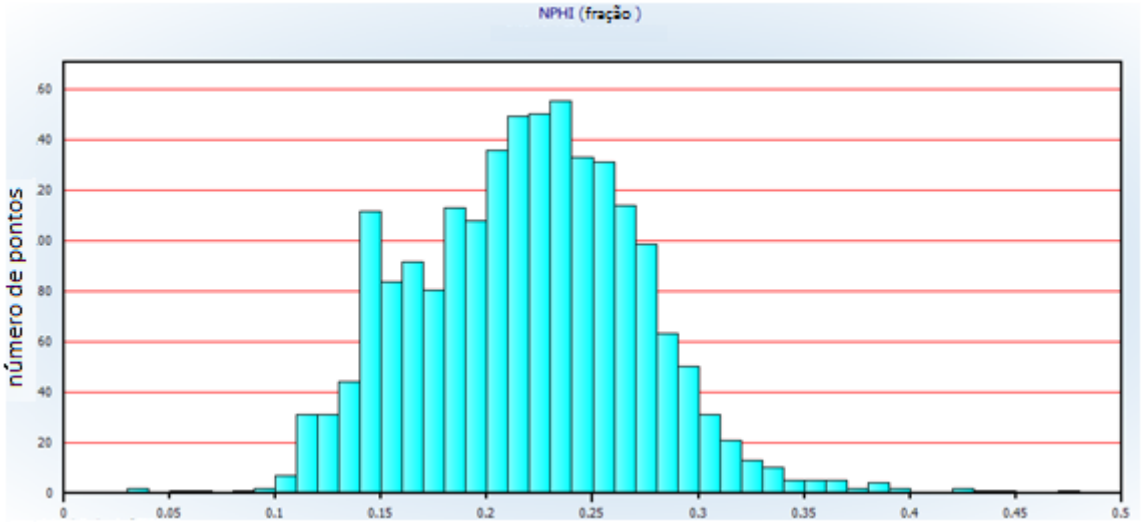

Figura 49: Histograma do perfil neutrônico do poço Y.

Foram plotados 1979 pontos, os valores variam de 0.0333 a 0.475. A média é 0.21862. Não é observada uma separação satisfatória entre os valores das diferentes classes de rochas.

A Figura 50 é um histograma do perfil de densidade (RHOB) do poço Y:

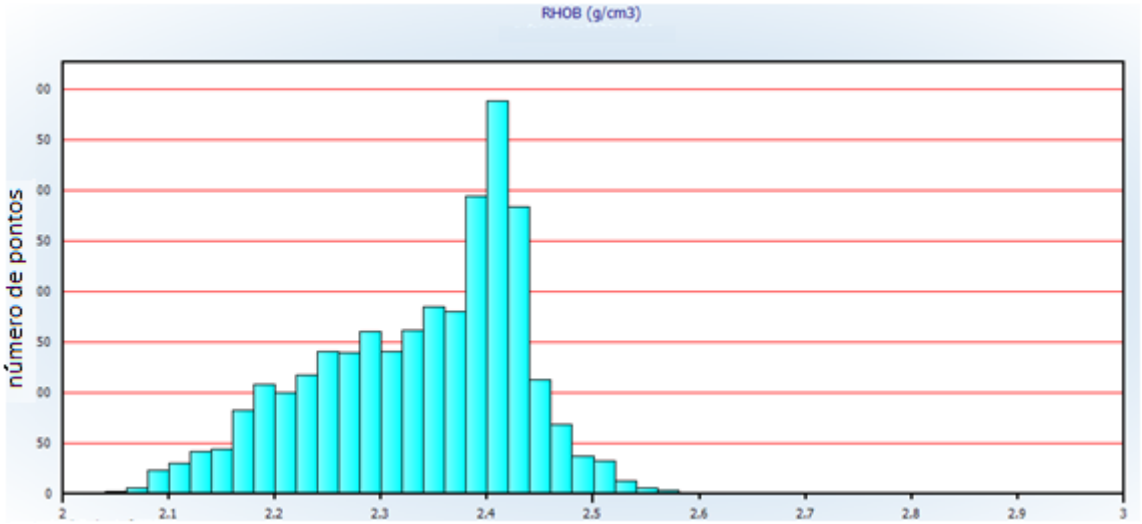

Figura 50: Histograma do perfil de densidade do poço Y.

Constam no gráfico 2906 observações. Os valores variam de 2.0434 a 2.6177 g/cm³. A média é 2.3358 g/cm³. As altas frequências ao redor de 2.4 g/cm³ estão relacionadas a classe de rochas não reservatório. Os valores a esquerda, abaixo de 2.3 g/cm³, estão relacionados a classe de rochas reservatório.

O gráfico a seguir é um histograma da curva DRDN do poço Y.

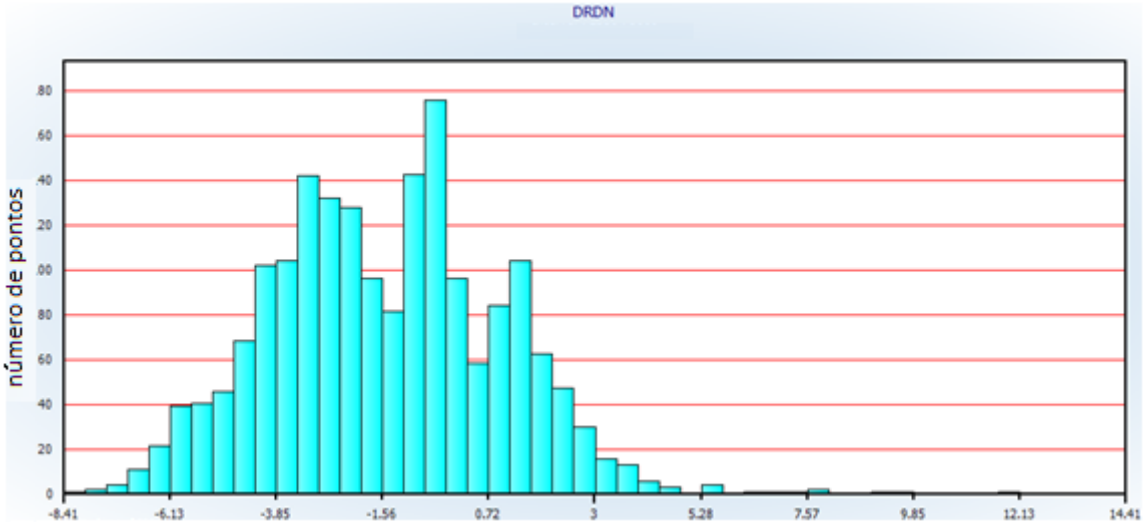

Figura 51: Histograma do perfil DRDN do poço Y.

Foram plotados, no histograma acima, 1886 pontos. O valor máximo computado é 12.012, o mínimo é -8.0853, a média é -1.5111 e a moda -0.42154. Os valores positivos representam a classe de rochas não reservatório e os valores negativos a classe de rochas reservatório. A média negativa, assim como a maior parte do gráfico, indicam a grande quantidade de rochas reservatório cortadas pelo poço Y nesta profundidade.

Estão apresentados a seguir os histogramas dos perfis do poço Z.

Primeiramente, temos o histograma do perfil sônico (DT):

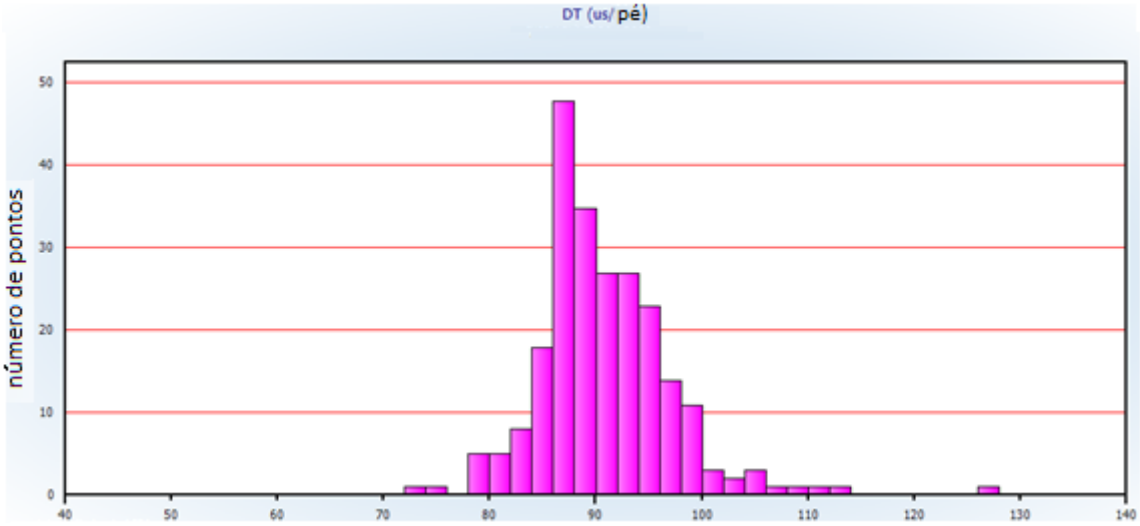

Figura 52: Histograma do perfil sônico do poço Z.

Foram plotados neste histograma 236 pontos. Os valores de mínimo e máximo

do perfil sônico são 73.344 e 127.05 $\mu s/ft$. A média é 90.741 $\mu s/ft$. O gráfico não apresentam uma boa discriminação entre as diferentes classes de rochas.

A Figura 53 é um histograma do perfil de raios gama (GR) do poço Z.

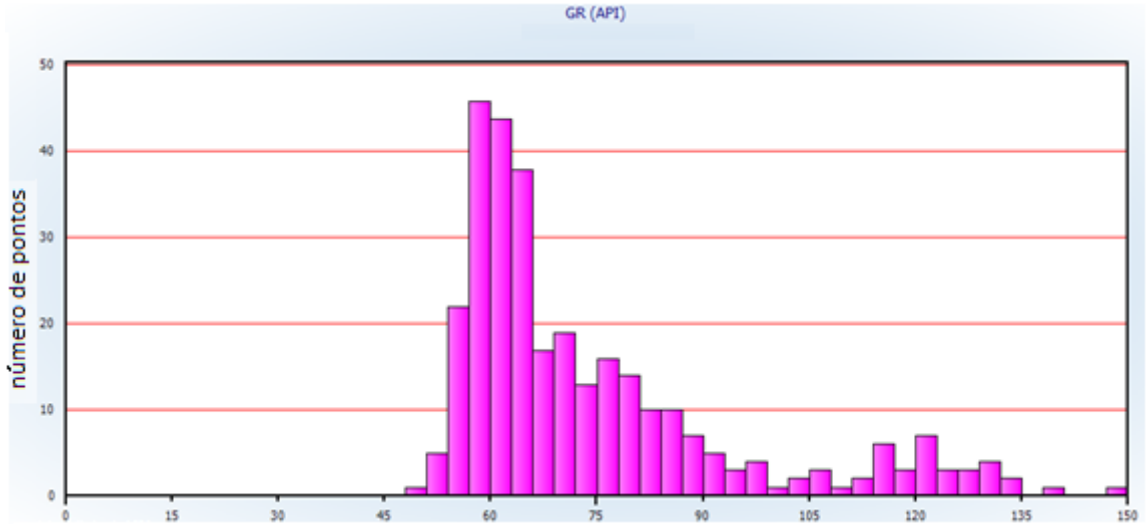

Figura 53: Histograma do perfil de raios gama do poço Z.

Este histograma constitui-se de 313 observações, as quais se distribuem entre os valores 50.919 e 148.25 API, com média de 74.324 API. Os valores de alta freqüência ao redor de 60 API estão relacionados à classe de rochas reservatório, as quais apresentam baixos valores de radioatividade. A partir de 100 API, encontra-se a classe de rochas não reservatório, a qual apresenta valores superiores de radioatividade.

A seguir temos o histograma de volume de argila (Vcl) do poço Z:

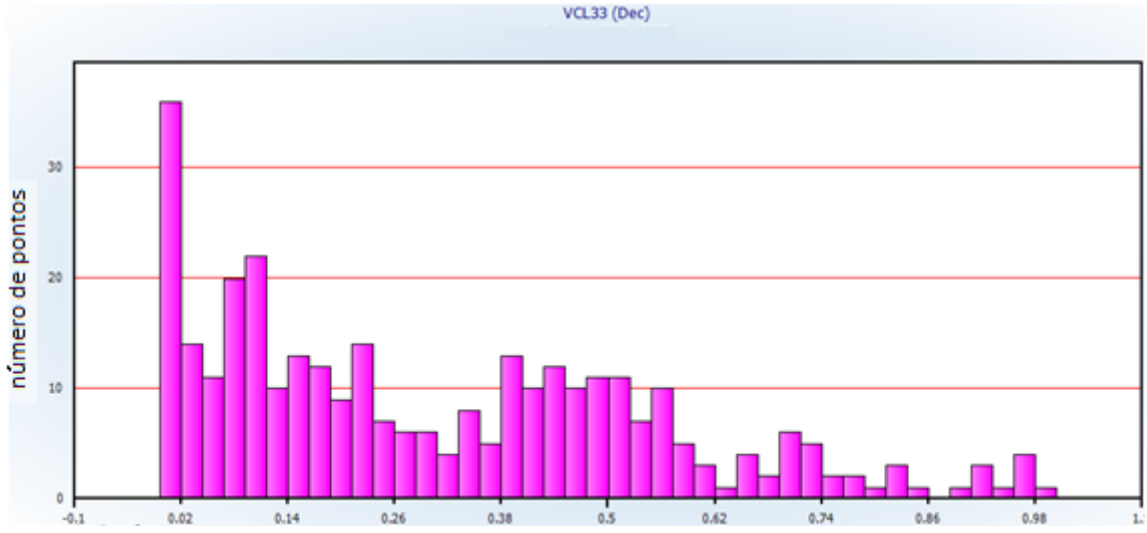

Figura 54: Histograma do perfil de volume de argila do poço Z.

Constam neste histograma 326 pontos. O menor e maior valor são, respectivamente, 0 e 1. A média é 0.30665. Pode-se observar altas frequências de valores de baixa argilosidade, característicos de rochas reservatório. As maiores frequências (abaixo de 0.14) caracterizam os melhores reservatórios. Os valores de alta argilosidade, característicos de rochas não reservatório, são observados na parte direita do gráfico em menores frequências.

Em seguida, temos o histograma da porosidade efetiva (PHIE) do poço Z:

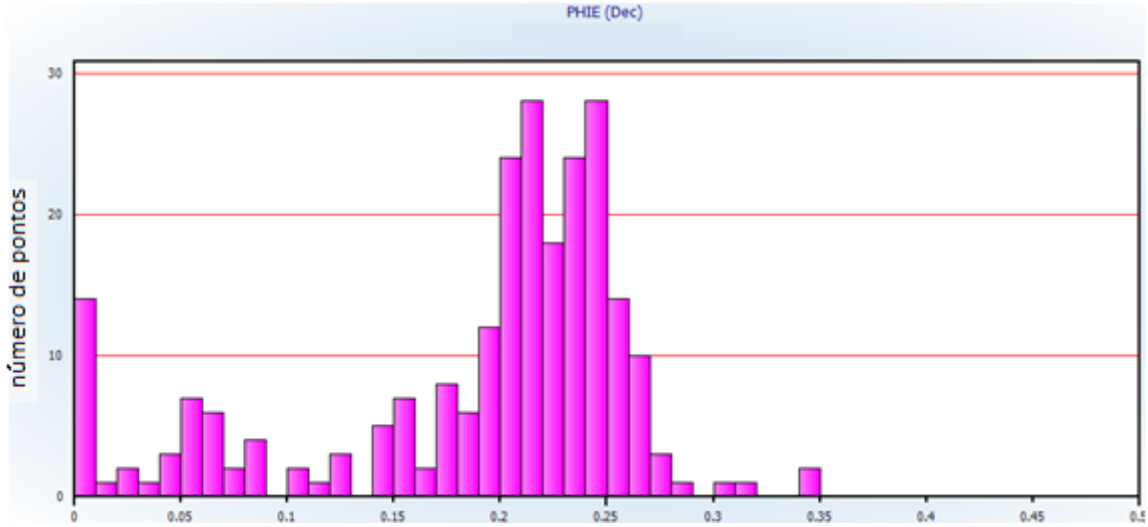

Figura 55: Histograma do perfil de porosidade efetiva do poço Z.

O histograma apresenta 240 pontos. O valor mínimo é 0.0001 e o máximo 0.34718. A média vale 0.18856. Pode-se observar dois grupos de valores. O primeiro, de frequências mais baixas, com valores de até 0.12 representa a classe de rochas não reservatório (de baixa porosidade). O segundo, de frequências mais elevadas, com valores a partir de 0.15 representa a classe de rochas reservatório (de alta porosidade).

A Figura 56 é um histograma do perfil neutrônico (NPHI) do poço Z.

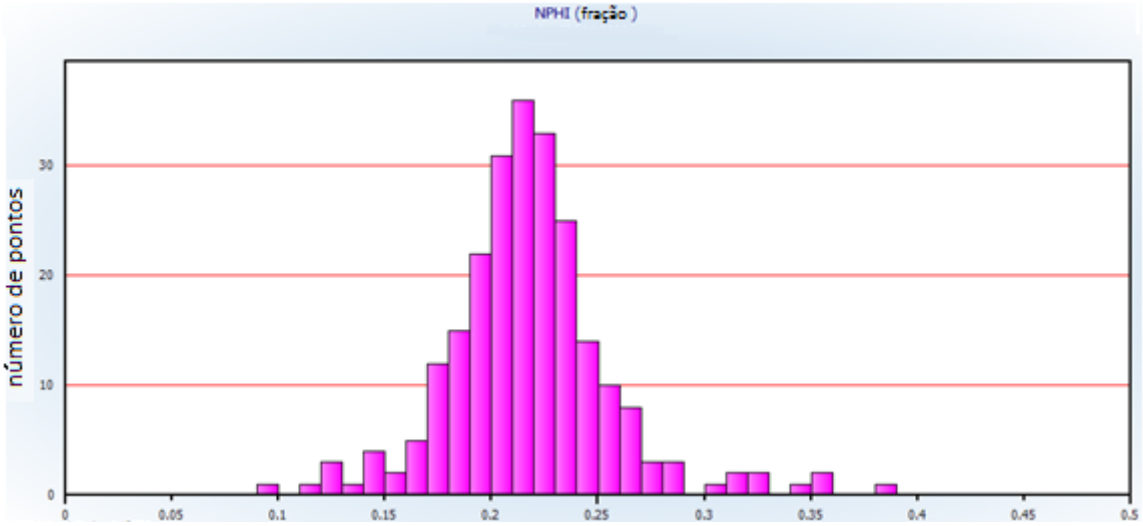

Figura 56: Histograma do perfil neutrônico do poço Z.

O gráfico constitui-se de 238 observações. Os valores mínimo, máximo e média da variável neutrônica são 0.0959, 0.3851 e 0.21762. Tal histograma pode ser classificado como simétrico e não apresenta uma discriminação satisfatória entre as diferentes classes de rochas.

A figura a seguir é um histograma do perfil de densidade (RHOB) do poço Z:

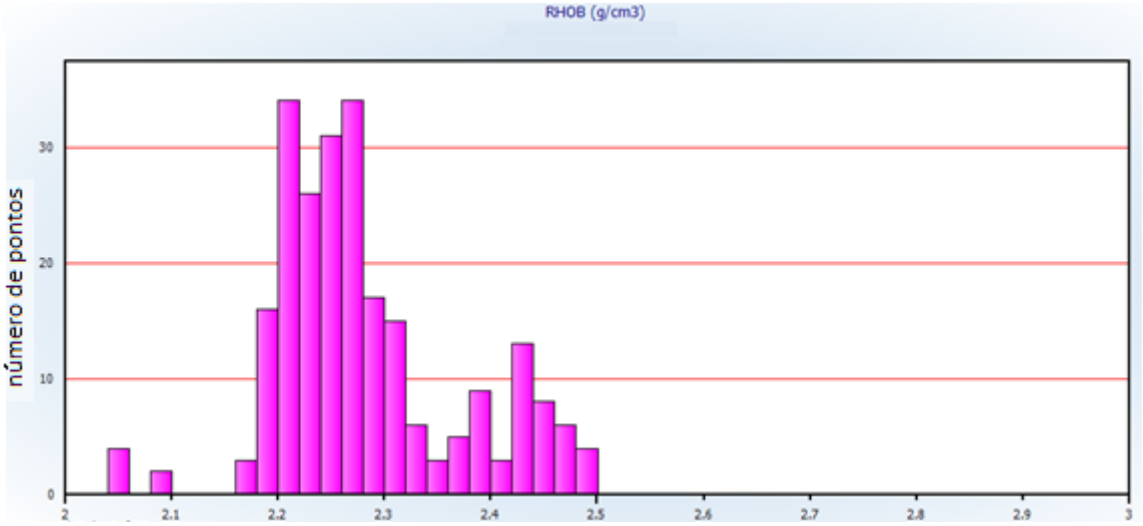

Figura 57: Histograma do perfil de densidade do poço Z.

Este histograma apresenta 239 observações, com valores que vão de 2.049 a 2.4902 g/cm³, com média 2.2802 g/cm³. Pode-se observar dois grupos de valores. O primeiro ao redor de 2.25 g/cm³ está relacionado à classe de rochas reservatório. Elas apresentam maior porosidade e por isso valores menores de densidade. O segundo grupo, com valores ao redor de 2.4 g/cm³, representa a classe de rochas não

reservatório.

O histograma da curva DRDN do poço Z é apresentado a seguir:

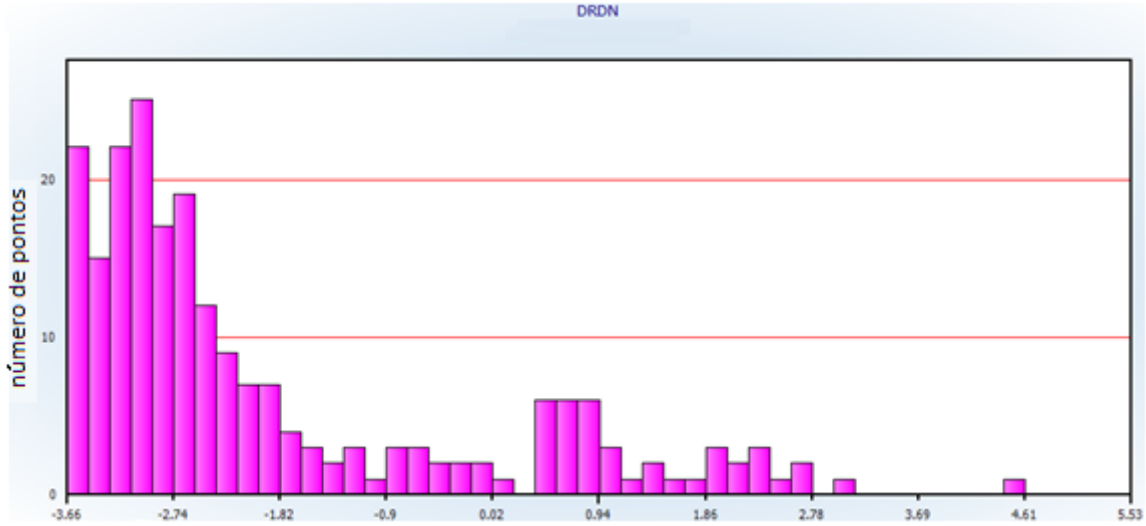

Figura 58: Histograma do perfil DRDN do poço Z.

O gráfico constitui-se de 220 observações, com valor mínimo de -3.6566, máximo 4.6106 e média -1.9135. Na parte esquerda ou negativa, está a classe de rochas reservatório. As maiores frequências estão relacionadas aos melhores reservatórios (de maior porosidade) e as outras são piores reservatórios. Na parte direita ou positiva, está a classe de rochas não reservatório.

9.2 Avaliação dos Resultados dos Histogramas

Pode-se concluir que a análise dos histogramas permitiu uma distinção satisfatória entre as classes de rochas reservatório e não reservatório. Porém uma classificação mais refinada, como quanto a reservatórios de maior e menor porosidade e diferentes classes de rochas não reservatório, não é alcançada através somente deste tipo de gráfico.

Os perfis que apresentaram melhores capacidades de separação entre as classes de rochas foram os de porosidade efetiva, volume de argila e DRDN. Tais perfis serão avaliados na próxima seção através de gráficos de dispersão (*crossplots*). Os perfis que apresentaram capacidades de separação inferiores foram o sônico e neutrônico.

9.3 Análise de Gráficos de Dispersão

Esta seção inclui a análise do cruzamento das variáveis volume de argila (Vcl), porosidade efetiva (PHIE) e DRDN por meio de gráficos de dispersão (*crossplots*) para os três poços do estudo, nas mesmas profundidades dos histogramas. O objetivo é agregar informação às análises realizadas por meio dos histogramas e confirmar a habilidade das variáveis quanto à discriminação das classes de rochas.

Para o poço X, temos os *crossplots* a seguir.

A Figura 59 é um *crossplot* entre os perfis de volume de argila (Vcl) e porosidade efetiva (PHIE) do poço X.

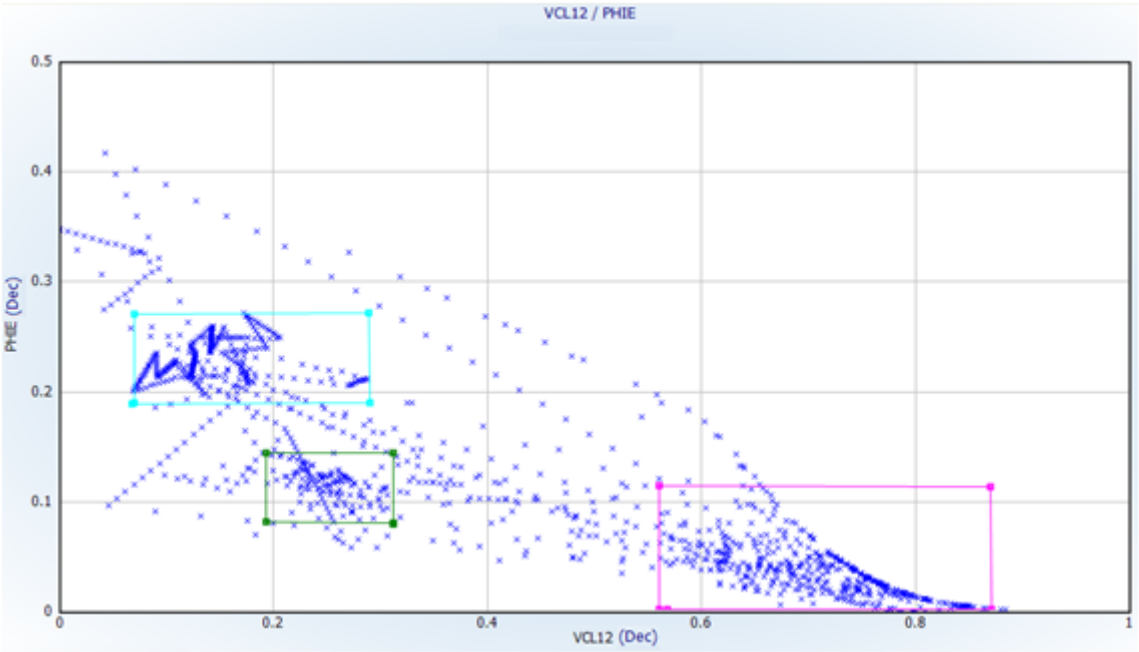

Figura 59: *Crossplot* entre os perfis de volume de argila e porosidade efetiva do poço X.

Neste cruzamento, observa-se a existência de três áreas com aglomeração de pontos. A primeira (marcada em azul) se concentra em uma faixa de valores que varia entre 0.19 e 0.27 de porosidade e 0.07 e 0.29 de volume de argila, representando assim a classe de rochas reservatório. A segunda (marcada em vermelho) entre 0.007 e 0.11 de porosidade e 0.56 e 0.87 de volume de argila, representando a classe de rochas não reservatório. A terceira (marcada em verde) entre 0.08 e 0.14 de porosidade e 0.19 e 0.31 de volume de argila, representando uma classe intermediária.

A figura a seguir é um *crossplot* entre os perfis de volume de argila (Vcl) e DRDN do poço X.

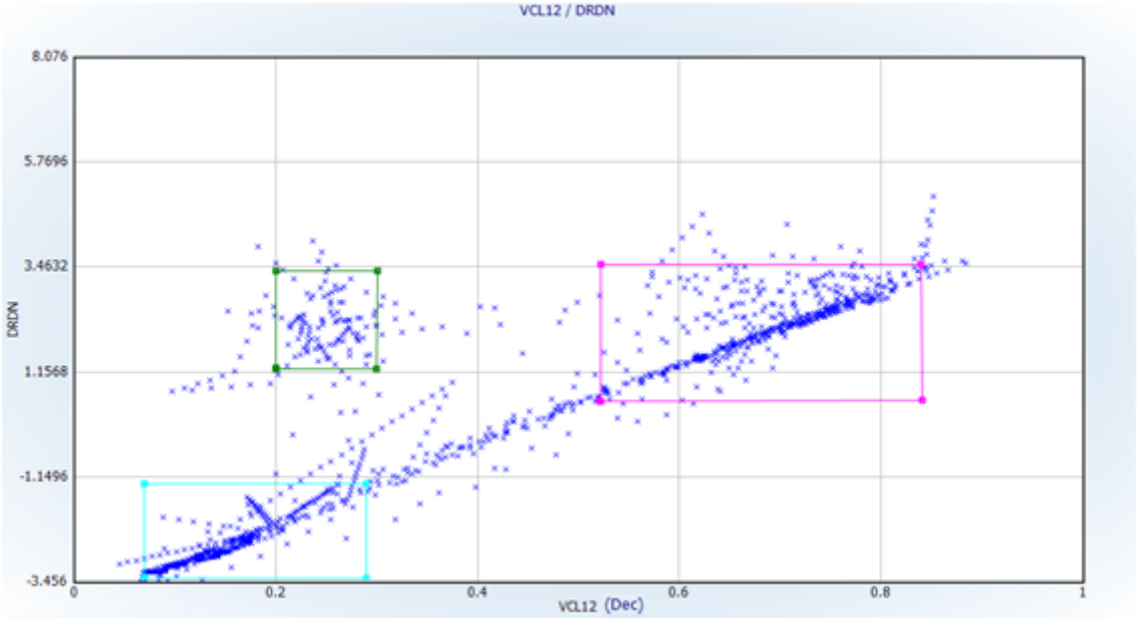

Figura 60: *Crossplot* entre os perfis de volume de argila e DRDN do poço X.

Da mesma forma que o gráfico anterior, observa-se a existência de três áreas com aglomerações de pontos. A primeira (marcada em azul) se concentra entre os valores de -3.41 e -1.30 de DRDN e 0.07 e 0.29 de volume de argila, representando assim a classe de rochas reservatório. A segunda (marcada em vermelho) entre os valores de 0.51 e 3.52 de DRDN e 0.52 e 0.84 de volume de argila, representando a classe de rochas não reservatório. A terceira (marcada em verde) entre 1.19 e 3.37 de DRDN e 0.20 e 0.30 de volume de argila, representando uma classe intermediária.

O próximo gráfico é um *crossplot* entre os perfis de porosidade efetiva (PHIE) e DRDN do poço X.

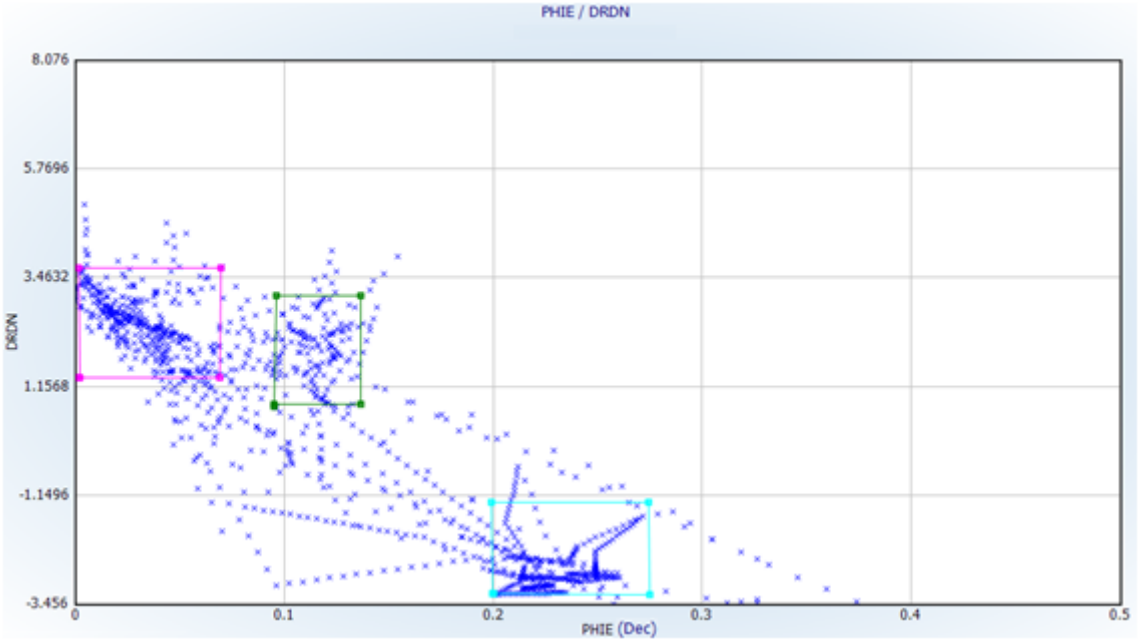

Figura 61: *Crossplot* entre os perfis de porosidade efetiva e DRDN do poço X.

Foram observadas três áreas com aglomerações de pontos. A primeira (marcada em azul) concentrando-se entre os valores de 0.20 e 0.27 de porosidade e -3.26 e -1.30 de DRDN, representando assim a classe de rochas reservatório. A segunda (marcada em vermelho) entre os valores de 0.005 e 0.07 de porosidade e 1.34 e 3.64 de DRDN, representando a classe de rochas não reservatório. E a terceira (marcada em verde) entre 0.09 e 0.14 de porosidade e 0.78 e 3.08 de DRDN, representando uma classe intermediária.

Seguem os crossplots do poço Y.

A Figura 62 é um *crossplot* entre as variáveis volume de argila (Vcl) e porosidade efetiva (PHIE) do poço Y.

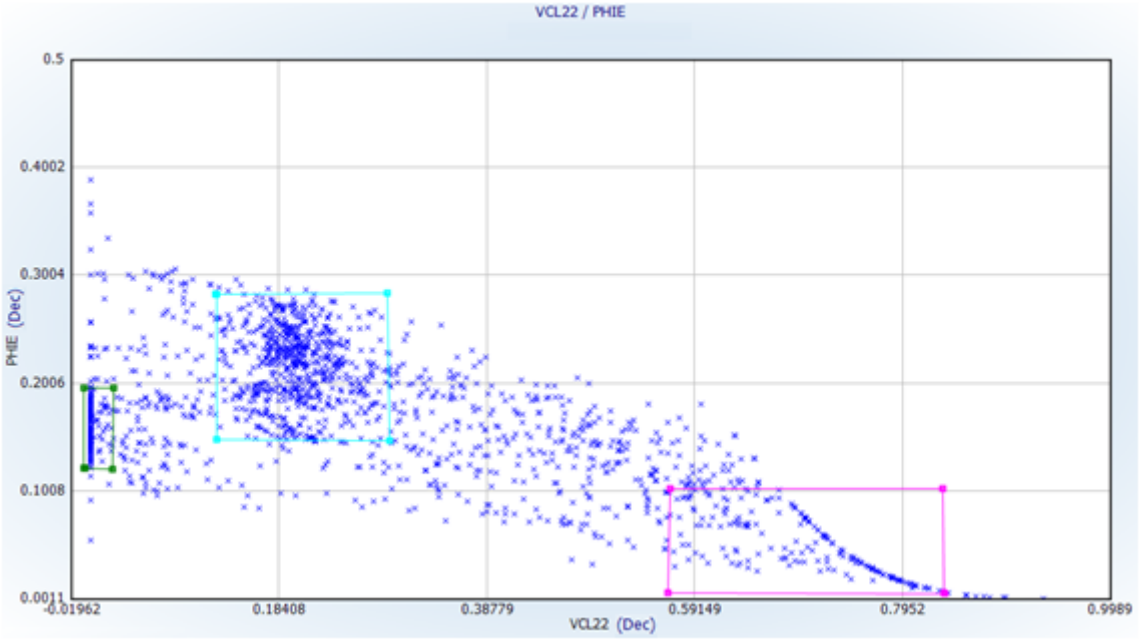

Figura 62: *Crossplot* entre os perfis de volume de argila e porosidade efetiva do poço Y.

Três áreas de maior concentração de valores são observadas e destacadas na figura acima. A primeira (azul) se concentra em um range de valores que varia entre 0.15 e 0.28 de porosidade e 0.12 e 0.29 de volume de argila, representando a classe de rochas reservatório. A segunda (vermelha) entre 0.006 e 0.10 de porosidade e 0.57 e 0.84 de volume de argila, representando a classe de rochas não reservatório. E a terceira (verde) entre 0.12 e 0.19 de porosidade e com valores de volume de argila próximos a 0, representando uma segunda classe de rochas reservatório, de menor porosidade.

A seguir temos o *crossplot* entre as variáveis volume de argila (Vcl) e DRDN do poço Y:

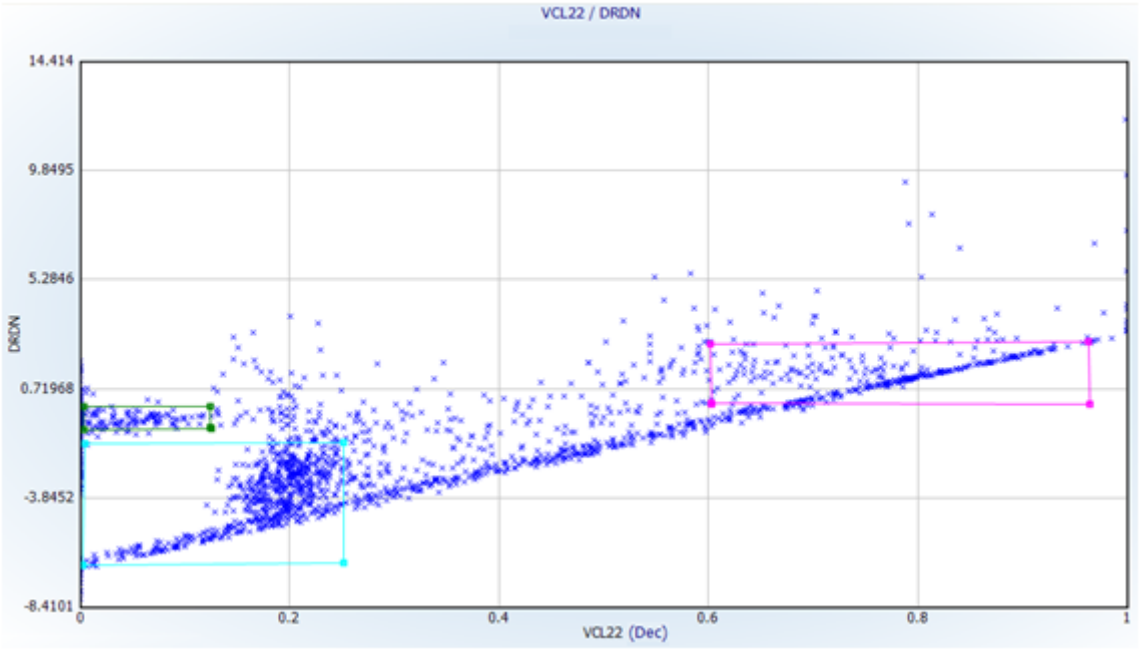

Figura 63: *Crossplot* entre os perfis de volume de argila e DRDN do poço Y.

Três áreas com aglomerações principais de pontos foram observadas e destacadas. A primeira (azul) concentrando-se entre os valores de -6.62 e -1.58 de DRDN e 0.003 e 0.25 de volume de argila, representando assim a classe de rochas reservatório. A segunda (vermelha) entre os valores de 0.07 e 2.64 de DRDN e 0.60 e 0.96 de volume de argila, representando a classe de rochas não reservatório. E a terceira (verde) entre -1.00 e -0.03 de DRDN e 0.002 e 0.12 de volume de argila, representando uma segunda classe de rochas reservatório. Valores intermediários entre as áreas de maior concentração das classes de rochas reservatório e não reservatório estão presentes com grande frequência neste gráfico.

A Figura 64 é um *crossplot* entre as variáveis porosidade efetiva (PHIE) e DRDN do poço Y.

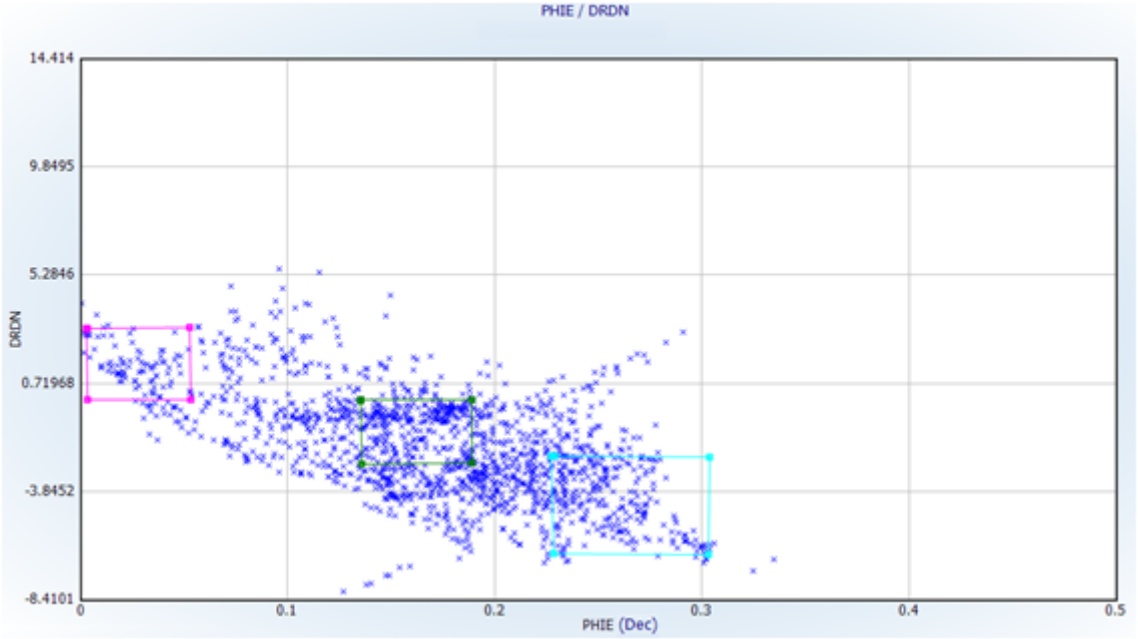

Figura 64: *Crossplot* entre os perfis de porosidade efetiva e DRDN do poço Y.

Neste crossplot, três áreas de maior concentração de valores podem ser observadas e foram destacadas. A primeira (azul) se concentra em uma faixa de valores que varia entre -6.52 e -2.40 de DRDN e 0.23 e 0.30 de porosidade, representando a classe de rochas reservatório. A segunda (vermelha) entre 0.02 e 3.07 de DRDN e 0.003 e 0.05 de porosidade, representando a classe de rochas não reservatório. E a terceira (verde) entre -2.70 e 0.02 de DRDN e com valores de porosidade de 0.14 a 0.19, representando uma segunda classe de rochas reservatório, de menor porosidade.

Seguem os *crossplots* do poço Z.

A Figura 65 é um *crossplot* entre as variáveis volume de argila (Vcl) e porosidade efetiva (PHIE) do poço Z.

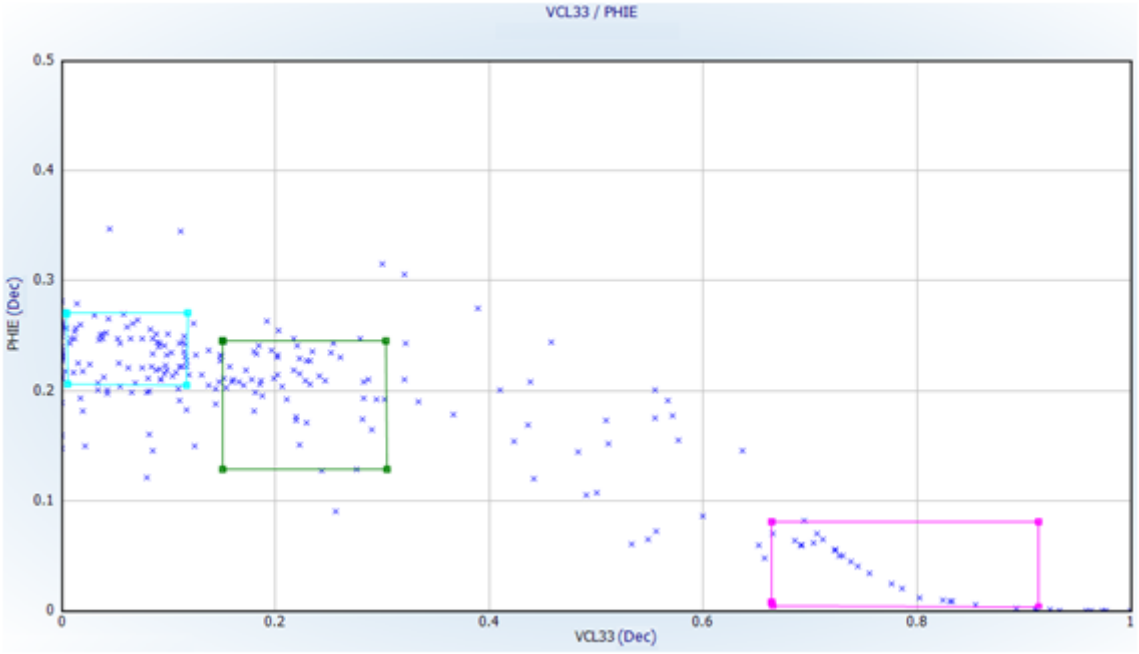

Figura 65: *Crossplot* entre os perfis de volume de argila e porosidade efetiva do poço Z.

Neste cruzamento, observa-se a existência de três áreas com aglomeração de pontos. A primeira (destacada em azul) se concentra em uma faixa de valores que varia entre 0.21 e 0.27 de porosidade e 0.005 e 0.12 de volume de argila, representando assim a classe de rochas reservatório. A segunda (destacada em vermelho) entre 0.004 e 0.08 de porosidade e 0.66 e 0.91 de volume de argila, representando a classe de rochas não reservatório. A terceira (destacada em verde) entre 0.13 e 0.25 de porosidade e 0.15 e 0.30 de volume de argila, representando uma segunda classe de rochas reservatório.

A figura a seguir é um *crossplot* entre os perfis de volume de argila (Vcl) e DRDN do poço Z.

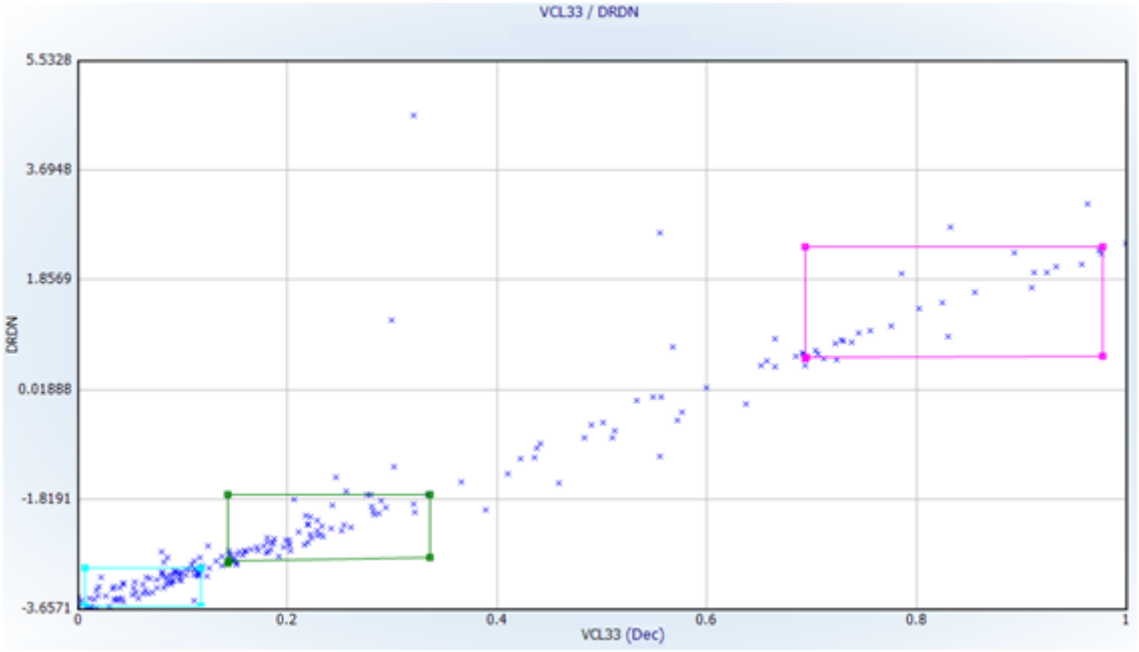

Figura 66: *Crossplot* entre os perfis de volume de argila e DRDN do poço Z.

Da mesma forma que o gráfico anterior, observa-se a existência de três áreas com aglomerações de pontos. A primeira (destacada em azul) se concentra entre os valores de -3.62 e -2.99 de DRDN e 0.007 e 0.12 de volume de argila, representando assim a classe de rochas reservatório. A segunda (destacada em vermelho) entre os valores de 0.56 e 2.41 de DRDN e 0.69 e 0.98 de volume de argila, representando a classe de rochas não reservatório. A terceira (destacada em verde) entre -2.82 e -1.74 de DRDN e 0.14 e 0.34 de volume de argila, representando uma segunda classe de rochas reservatório.

O próximo gráfico é um *crossplot* entre os perfis de porosidade efetiva (PHIE) e DRDN do poço Z.

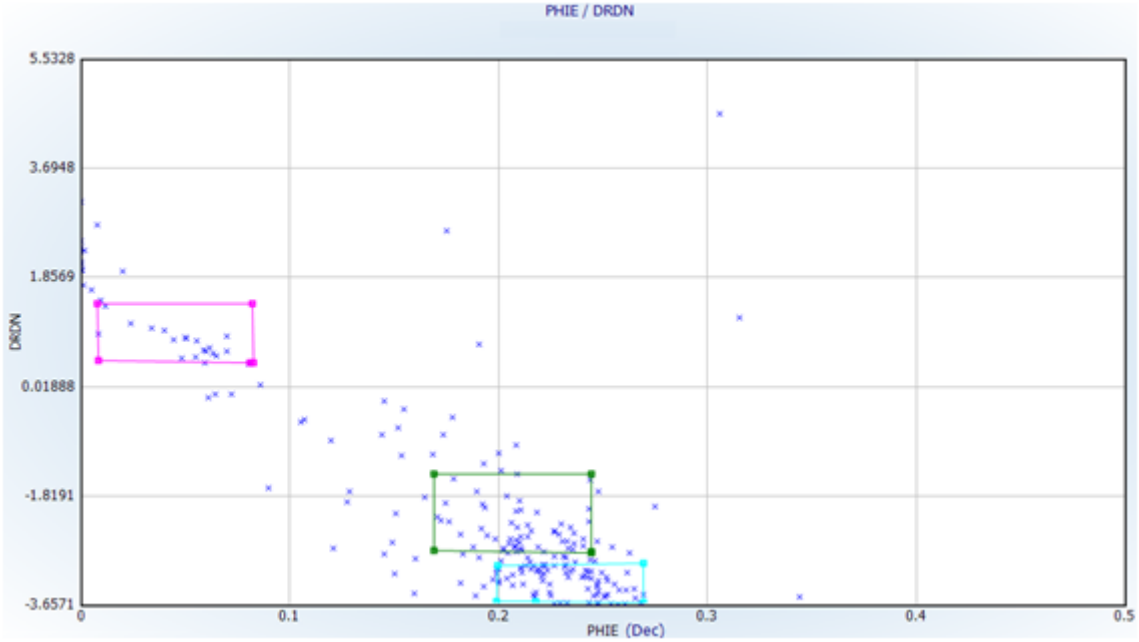

Figura 67: *Crossplot* entre os perfis de porosidade efetiva e DRDN do poço Z.

Foram observadas três áreas com aglomerações de pontos. A primeira (marcada em azul) concentrando-se entre os valores de 0.20 e 0.27 de porosidade e -3.62 e -2.97 de DRDN, representando assim a classe de rochas reservatório. A segunda (destacada em vermelho) entre os valores de 0.008 e 0.08 de porosidade e 0.44 e 1.42 de DRDN, representando a classe de rochas não reservatório. E a terceira (destacada em verde) entre 0.169 e 0.244 de porosidade e -2.76 e -1.45 de DRDN, representando uma segunda classe de rochas reservatório.

9.4 Avaliação dos Resultados dos Gráficos de Dispersão

A análise de *crossplots* confirmou a habilidade das variáveis volume de argila, porosidade efetiva e DRDN na separação das classes litológicas no contexto geológico dos três poços deste estudo. Além da classe de rochas não reservatório, duas classes de rochas reservatório foram identificadas, a primeira de maior porosidade e menor argilosidade quando comparada a segunda.

10 Resultados

Neste capítulo são apresentados os perfis de eletrofácies gerados pelos métodos de análise de agrupamentos e análise de componentes principais para os poços X, Y e Z. Finalizando o trabalho, é realizada uma comparação qualitativa entre as seções A e B do reservatório para os três poços com base nas eletrofácies geradas pelo método de análise de componentes principais.

10.1 Perfis de Eletrofácies

As análises realizadas com os histogramas e *crossplots*, das Seções 9.1 e 9.3 anteriores, sugerem a caracterização das seções dos poços de estudo em três eletrofácies: (1) classe das rochas reservatório, (2) classe das rochas reservatório argilosas e (3) classe das rochas não reservatório.

Dessa maneira, foram gerados perfis de eletrofácies para os três poços, segundo os métodos de análise de agrupamentos (Seção 7.2) e análise de componentes principais (Seção 7.1). As figuras a seguir incluem os perfis gerados para os poços X, Y e Z, respectivamente, aos perfis já apresentados nas Figuras 35,36 e 37, com foco na zona de interesse. Além das eletrofácies geradas, foram adicionadas às figuras os perfis de fácies Petrobras.

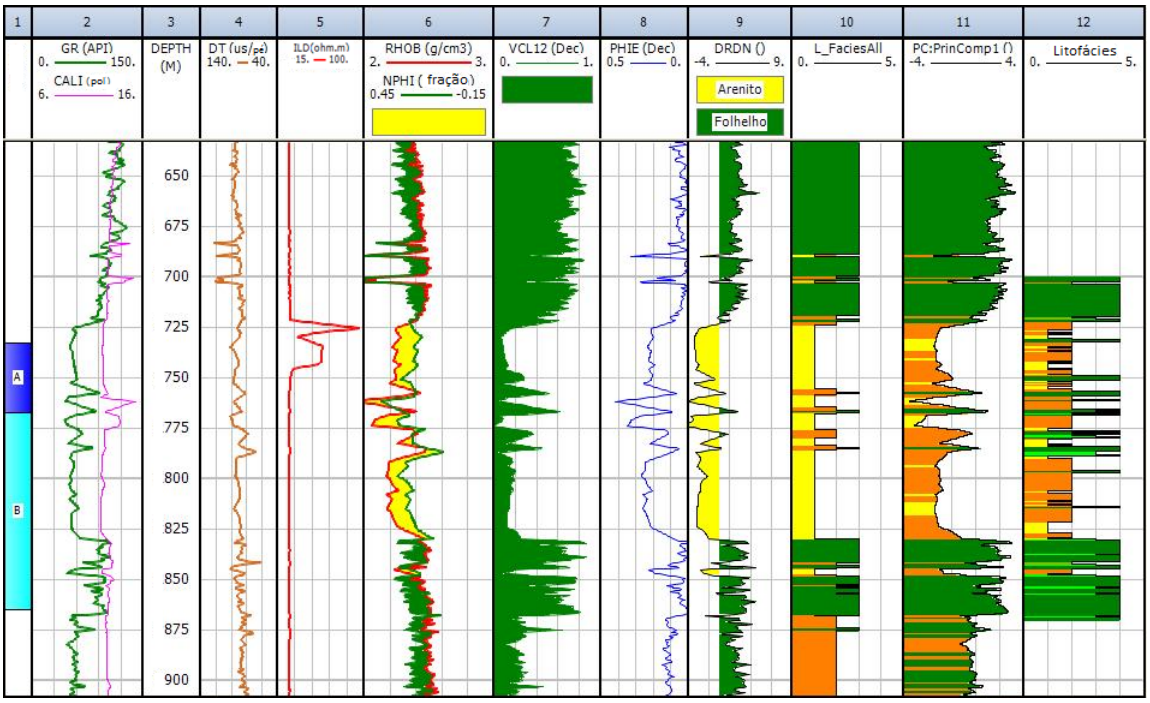

Figura 68: Perfis iniciais, calculados e eletrofácies do poço X.

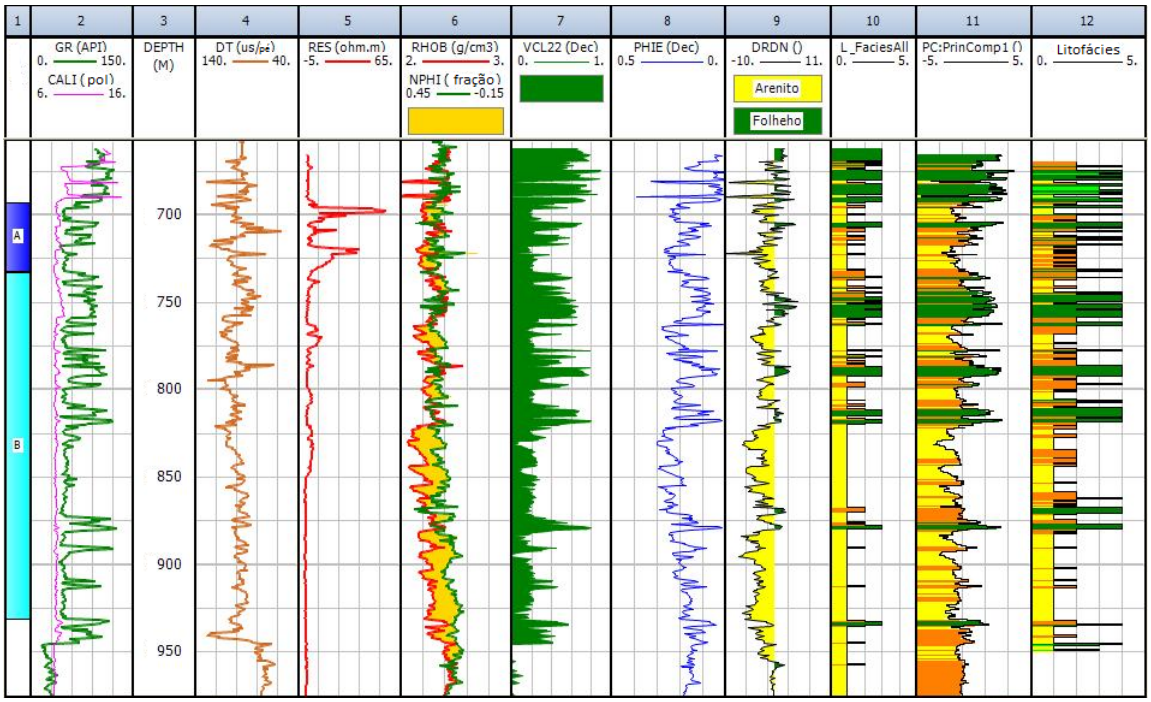

Figura 69: Perfis iniciais, calculados e eletrofácies do poço Y.

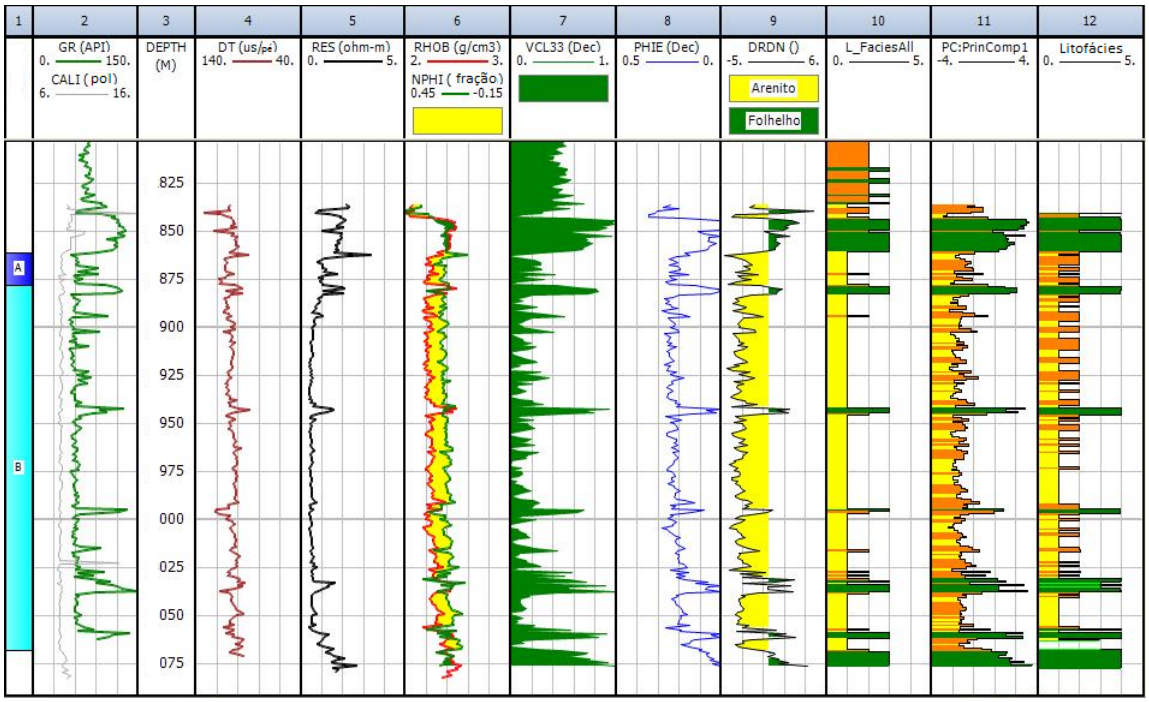

Figura 70: Perfis iniciais, calculados e eletrofácies do poço Z.

Temos na coluna 10 e 11 os perfis de eletrofácies gerados pelos métodos de análise de agrupamentos e análise de componentes principais, respectivamente. O grupo de rochas reservatório está representado pela cor amarela. O grupo de rochas reservatório argilosas está representado pela cor laranja. E o grupo de rochas não reservatório está representado pela cor verde. Na coluna 12 estão os perfis de litofácies.

O primeiro método mostrou-se altamente eficiente quanto a distinção entre as zonas de rochas reservatório e não reservatório para os três poços. Porém foi apresentada uma baixa eficiência na distinção entre os dois tipos de classes de rochas reservatório: argilosas e não argilosas.

O segundo método exibiu um perfil de eletrofácies de melhor resolução quando comparado ao primeiro. Além da eficiente separação entre as zonas de reservatório e não reservatório, as classes de rochas reservatório e reservatório argilosas também apresentaram distinção satisfatória por tal método.

Quando comparado aos perfis de litofácies, as eletrofácies geradas pelo método de Análise de Componentes Principais apresentaram uma semelhança de 61.34%, 67.17% e 70.98%, para os poços X, Y e Z, respectivamente.

10.2 Avaliação das seções do reservatório

A seguir, temos uma comparação qualitativa entre as duas seções, A e B, do reservatório cortado pelos poços deste estudo, com base no perfil de eletrofácies gerado pelo método de análise de componentes principais.

A figura a seguir é um *crossplot* entre os perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção A do reservatório do poço X. No eixo z, está o perfil de eletrofácies gerado pelo método de análise de componentes principais, com as três classes de rochas representadas pelas cores verde (rocha não reservatório), laranja (rocha reservatório argilosa) e amarelo (rocha reservatório).

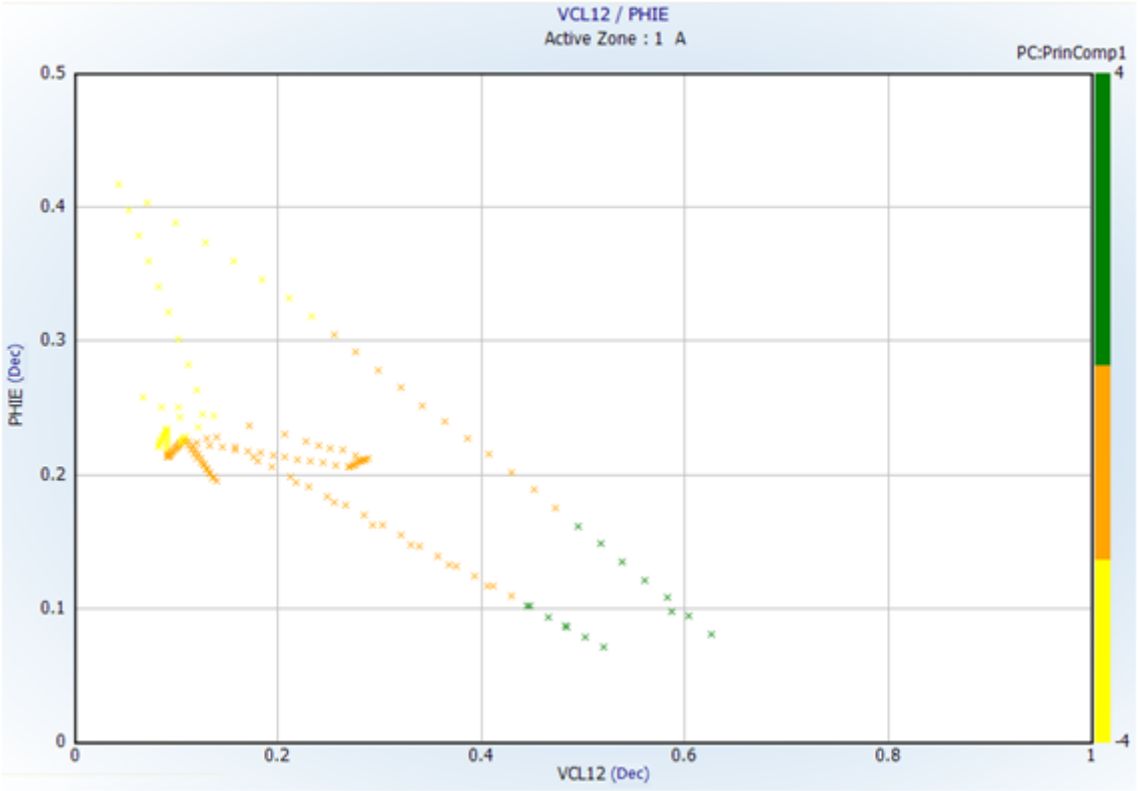

Figura 71: *Crossplot* entre perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção A do reservatório do poço X.

A Figura 72 é um crossplot semelhante ao da Figura 71, porém representa a seção B do reservatório do poço X.

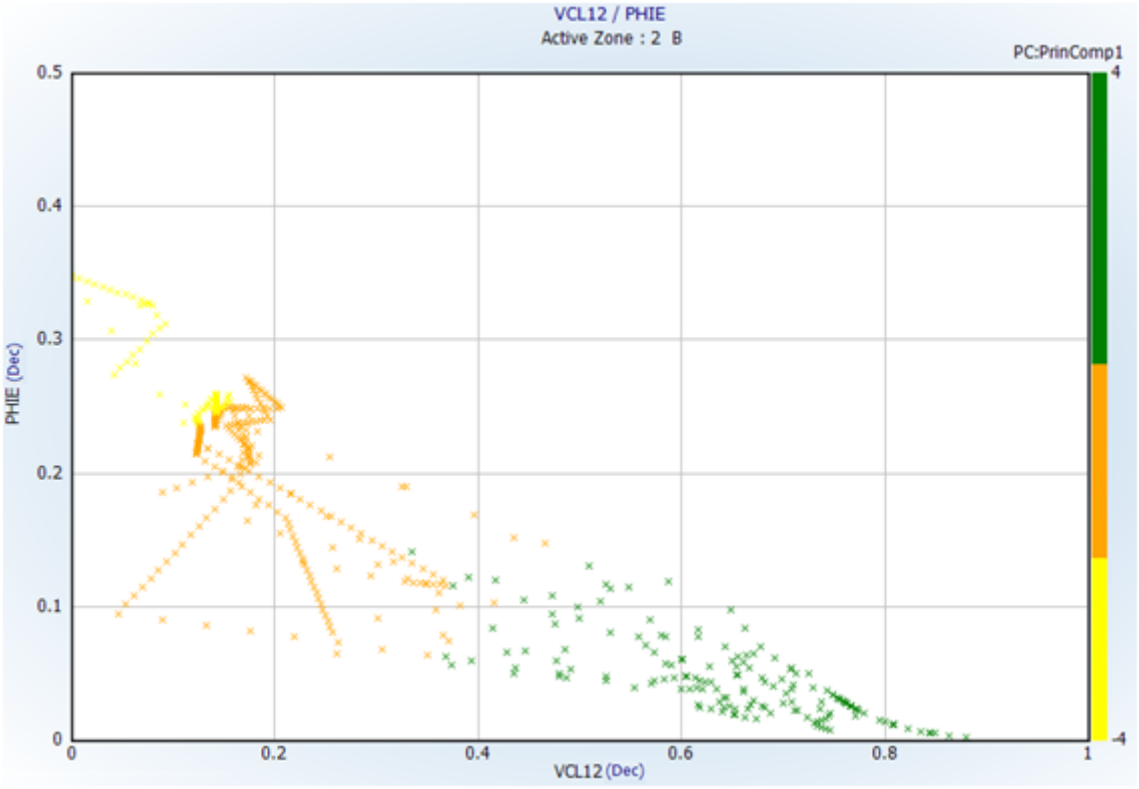

Figura 72: *Crossplot* entre perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção B do reservatório do Poço X.

A seção A do reservatório do poço X apresenta uma maior quantidade da classe de rochas reservatório e rochas reservatório argilosas. A classe de rochas não reservatório apresenta-se em uma menor quantidade e deve estar em finas camadas, como pode ser visto na Figura 68. A seção B do reservatório do poço X apresenta uma maior quantidade da classe de rochas não reservatório quando comparada a seção A, concentrada principalmente em sua parte inferior, como também pode ser visto na Figura 68. Mas em suas partes média e superior, a predominância das classes de rochas reservatório e reservatório argilosa também ocorre.

A seguir estão os *crossplots* entre os perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies das seções A e B do poço Y.

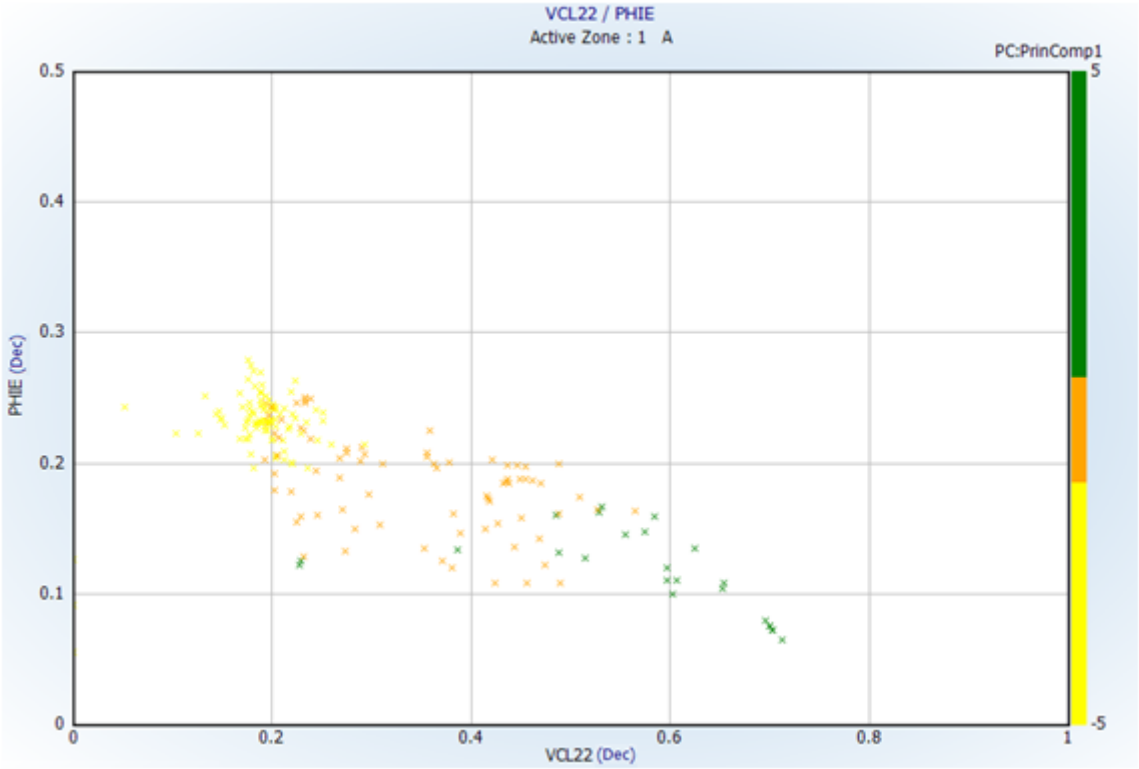

Figura 73: *Crossplot* entre perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção A do reservatório do poço Y.

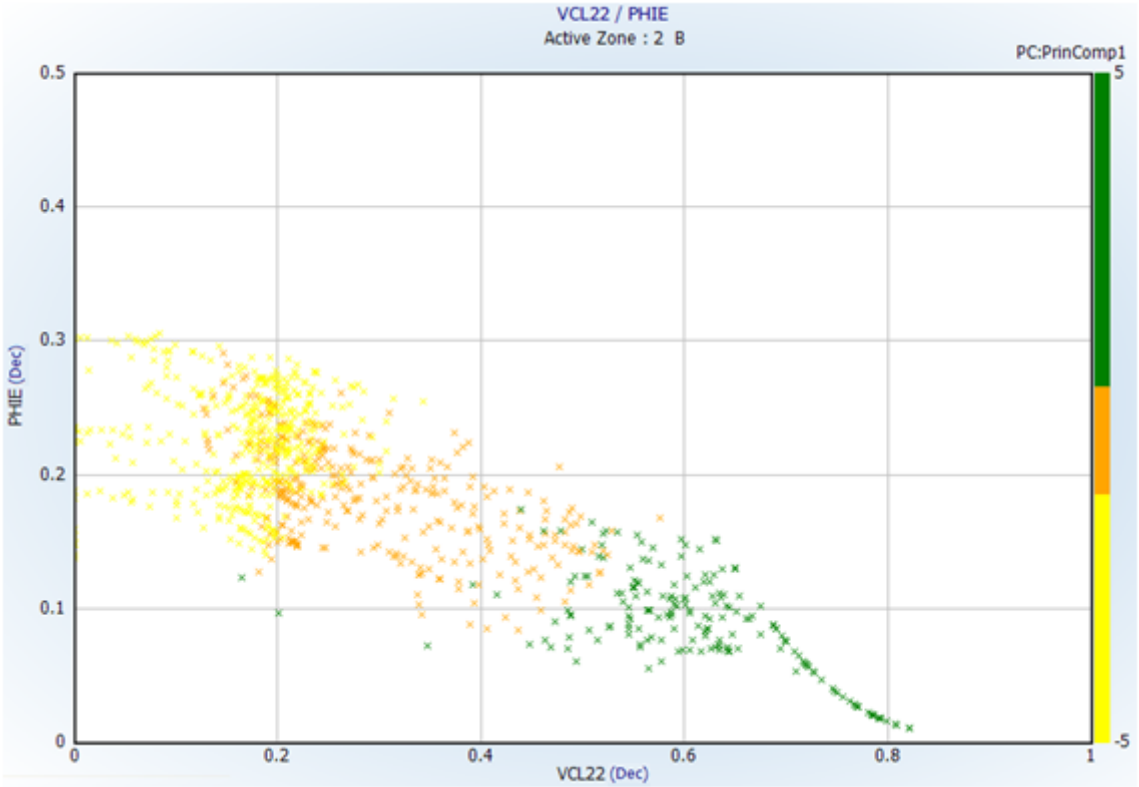

Figura 74: *Crossplot* entre perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção B do reservatório do poço Y.

Na seção A do poço Y ocorre predominantemente a ocorrência das classes de rochas reservatório e rochas reservatório argilosas. A classe das rochas não reservatório devem estar em finas camadas nesta região. A seção B do reservatório do poço Y apresenta uma maior quantidade da classe de rochas não reservatório quando comparada a seção A, concentrada principalmente em sua parte superior, como pode ser visto na Figura 69. Na parte inferior, a predominância das classes de rochas reservatório e reservatório argilosas também ocorre.

A seguir temos os *crossplots* entre os perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies das seções A e B do poço Z.

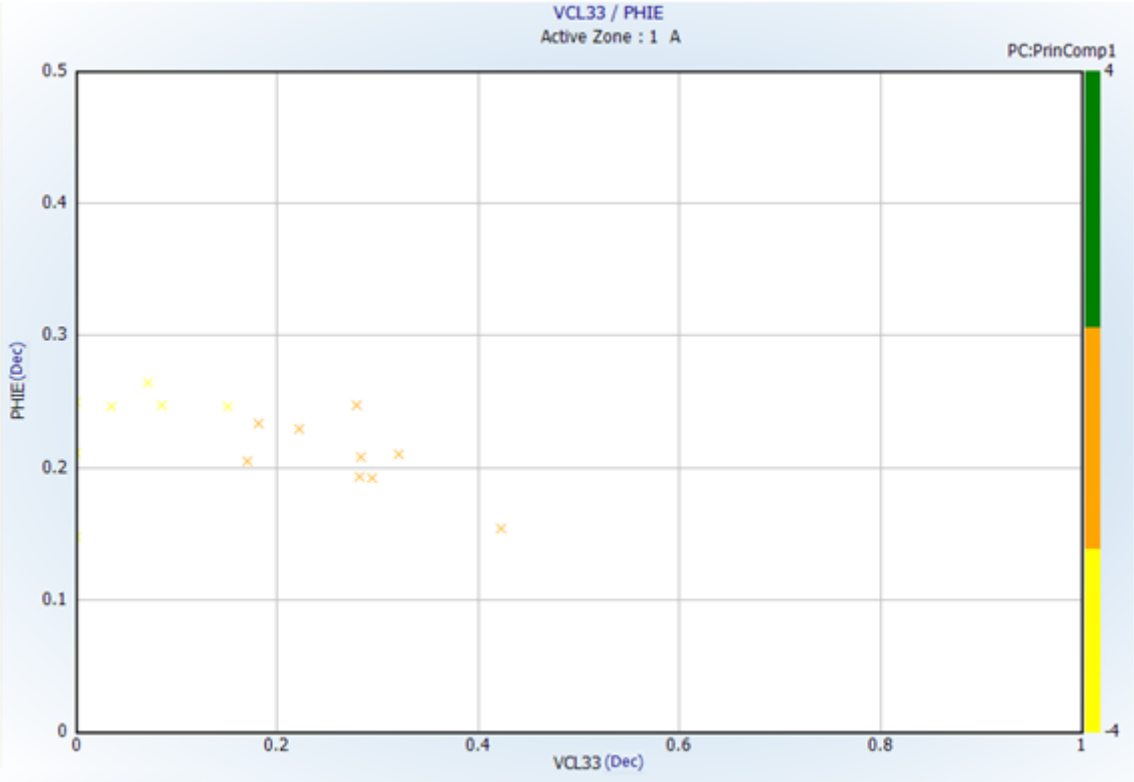

Figura 75: *Crossplot* entre perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção A do reservatório do poço Z.

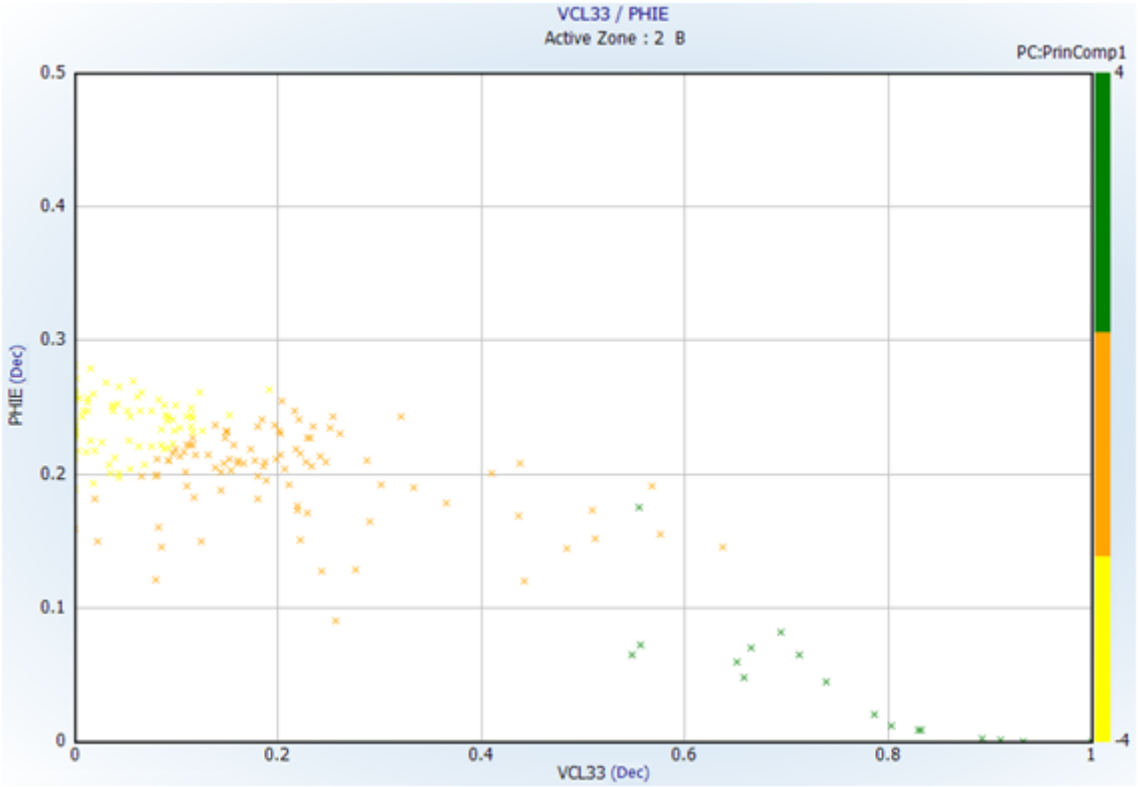

Figura 76: *Crossplot* entre perfis de porosidade efetiva, volume de argila e eletrofácies da seção B do reservatório do poço Z.

A seção A do reservatório do poço Z não apresenta a classe de rochas não reservatório. Os dados se dividem entre as outras duas classes. Na seção B, as classes mais frequentes são as de rochas reservatório e reservatório argilosas, com uma pequena quantidade de rochas não reservatório. As últimas estão distribuidas ao longo da seção em finas camadas, como pode ser visto na Figura 70.

Em geral, a seção A do reservatório apresenta baixo conteúdo da classe de rochas não reservatório e proporções similares das classes de rochas reservatório e reservatório argilosas. Na seção B do reservatório o conteúdo da classe de rochas não reservatório aumenta, mas as outras duas classes continuam predominantes. A classe de rochas não reservatório apresentam os maiores valores de volume de argila e os menores valores de porosidade efetiva. A classe de rochas reservatório apresentam os menores valores de volume de argila e os maiores de porosidade efetiva. E a classe de rochas reservatório argilosas apresentam os valores intermediários destes dois parâmentros.

11 Conclusões

Apresenta-se neste capítulo as conclusões deste trabalho.

11.1 Conclusões

No presente trabalho desenvolveu-se um estudo de caracterização de eletrofácies de três poços de um reservatório turbidítico da Bacia de Campos. O estudo tomou como base os perfis geofísicos dos poços. Curvas de porosidade efetiva, volume de argila e DRDN (Delta RHOB Delta NPHI) foram calculadas. O trabalho foi realizado utilizando o software *Interactive Petrophysics* (IP) que, com diversas funções disponíveis, mostrou-se eficiente no desenvolvimento dos objetivos.

Os objetivos deste trabalho são: realizar a caracterização de eletrofácies de três poços do reservatório segundo os métodos de análise de componentes principais e análise de agrupamentos; calcular as curvas de porosidade efetiva, volume de argila e DRDN para cada poço; identificar os parâmetros que melhor representam as diferentes classes de rochas; identificar o método de caracterização de eletrofácies mais adequado para o caso; e avaliar qualitativamente as seções A e B do reservatório.

A análise de componentes principais é uma técnica usada para reduzir conjuntos de dados multidimensionais para dimensões inferiores para análise. A análise agrupa os indivíduos de acordo com a variação de suas características. Isto é, os indivíduos são agrupados segundo suas variâncias ou seu comportamento dentro da população. Já o módulo de análise de agrupamentos utiliza rotinas estatísticas padrões para permitir que os dados sejam agrupados, produzindo um perfil de fácies elétricas. O módulo funciona em duas fases. Primeiramente, os dados são divididos em grupos gerenciáveis de dados. O número de grupos deve ser suficiente para cobrir todas as faixas de dados diferentes vistas nos perfis. O segundo passo é agrupar os primeiros grupos em um número gerenciável de fácies geológicas.

A partir da análise de histogramas e *crossplots*, foram definidas as variáveis que

melhor apresentaram a capacidade de discriminação das diferentes classes de rochas, dentre os perfis iniciais (raios gama, densidade, neutrônico e sônico) e os calculados (volume de argila, porosidade efetiva e DRDN). Tais variáveis foram: DRDN, porosidade efetiva e volume de argila. Os histogramas e *crossplots* também sugeriram a caracterização das seções dos poços de estudo em três eletrofácies: (1) classe das rochas reservatório, (2) classe das rochas reservatório argilosas e (3) classe das rochas não reservatório. Dessa forma, as variáveis foram utilizadas para se gerar duas curvas de eletrofácies para cada poço. Uma curva segundo o método de análise de agrupamentos e a segunda pelo método de análise de componentes principais. O primeiro método mostrou alta capacidade de distinção entre as classes de rochas reservatório e não reservatório. O segundo método exibiu um perfil de eletrofácies de melhor resolução quando comparado ao primeiro, além de uma caracterização mais precisa, principalmente quanto a distinção entre as duas classes de rochas reservatório. Quando comparada aos perfis de litofácies, as eletrofácies geradas pelo método de Análise de Componentes Principais apresentaram uma semelhança de 61.34%, 67.17% e 70.98%, para cada poço. Dessa forma, o método de análise de componentes principais apresentou habilidade satisfatória na caracterização de eletrofácies das seções do reservatório deste estudo.

Em geral, a seção B do reservatório apresentou um maior conteúdo da classe de rochas não reservatório quando comparada com a seção A. A proporção entre as classes de rochas reservatório e reservatório argilosas mostrou-se semelhante em ambas seções.

Referências

ALBERTAO, G. Control of the submarine palaeotopography on the turbidite system architecture: an approach combining structural restorations and sedimentary process-based numerical modeling, applied to a brazilian offshore case study. Bordeaux 1, 2010.

ALBINO, J. Morfodinâmica e processos de sedimentação das praias da barra e são josé do barreto-macaé-rj. *Morfodinâmica e processos de sedimentação das praias da Barra e São José do Barreto-Macaé-RJ*, 1993.

ASQUITH, G.; GIBSON, C. *Basic well log analysis for geologists*. [S.l.]: The American Association of Petroleum Geologists, 1982.

BASSIOUNI, Z. Theory, measurement and interpretation of well logs. *SPE textbook series vol*, v. 4, 1994.

BENDER, A.; MELLO, U.; KIANG, C. Recostituição bi-dimensional da história geológica de bacias sedimentares-teoria e uma aplicação na bacia de campos. *Bol. Geoci. PETROBRAS, Rio de Janeiro*, v. 3, n. 1/2, p. 67–85, 1989.

BOUMA, A. H. Key controls on the characteristics of turbidite systems. *Geological Society, London, Special Publications*, Geological Society of London, v. 222, n. 1, p. 9–22, 2004.

BOUMA, A. H.; KUENEN, P.; SHEPARD, F. P. Sedimentology of some flysch deposits: a graphic approach to facies interpretation. Elsevier Amsterdam, 1962.

BRUHN, C. Deep water reservoirs from the eastern brazilian rift and passive margin basins. *Notes of course*, n. 6, 1998.

DIAS, J.; GUAZELLI, W.; CATTO, J. Integração do arcabouço estrutural da bacia de campos com o embasamento pré-cambriano adjacente. *Anais do I Simpósio de Geologia Regional*, 1987.

DIAS, J.; OLIVEIRA, J.; VIEIRA, J. Sedimentological and stratigraphyc analysis of the lagoa feia formation, rift phase of campos basin, offshore brazil. *Rev. Bras. Geocienc.*, v. 19, n. 3, p. 252–260, 1988.

DOVETON, J.; JOHN, H.; DOVETON, J. *Geologic log analysis using computer methods*. [S.l.]: American Association of Petroleum Geologists, 1994.

ELLIS, D. *Well logging for earth scientists*. [S.l.]: New York City, 1987.

ELLIS, D.; SINGER, J. *Well logging for earth scientists*. [S.l.]: Springer New York, 2007.

FIGUEIREDO, A.; MARTINS, C. 20 anos de exploração na bacia de campos eo sucesso nas águas profundas. *Bol. Geoci. PETROBRAS, RJ*, v. 4, n. 1, p. 105–123, 1990.

HALLENBURG, J. Geophysical logging for mineral and engineering applications. PennWell Publishing Co., Tulsa, OK, 1984.

HEARST, J.; NELSON, P.; PAILLET, F. *Well logging for physical properties: A handbook for geophysicists, geologists and engineers*. [S.l.]: John Wiley and Sons Ltd, 2000.

HILCHIE, D. *Applied Openhole Log Interpretation (for Geologists and Engineers)*. [S.l.]: DW Hilchie, 1978.

JOHNSON, D.; PILE, K. *Well logging in nontechnical language*. [S.l.]: PennWell Books, 2002.

KUENEN, P. H. Sole markings of graded graywacke beds. *The Journal of Geology*, JSTOR, p. 231–258, 1957.

KUENEN, P. H.; MIGLIORINI, C. Turbidity currents as a cause of graded bedding. *The Journal of Geology*, JSTOR, p. 91–127, 1950.

MILANI, E.; BRANDÃO, J.; ZALAN, P.; GAMBOA, L. Petroleum in the brazilian continental margin: geology, exploration, results and perspectives. *Revista Brasileira de Geofísica*, SciELO Brasil, v. 18, n. 3, p. 352–396, 2000.

MIZUSAKI, A.; FILHO, A.; VALENÇA, J. Volcano-sedimentary sequence of neocomian age in campos basin (brazil). *Rev. Bras. Geocienc.*, 1988.

MOHRIAK, W.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. *Sal: geologia e tectônica: exemplo nas bacias brasileiras*. [S.l.]: Beca, 2008.

MUTTI, E. *Turbidite sandstones*. [S.l.]: Agip, Istituto di geologia, Università di Parma, 1992.

MUTTI, E. *An introduction to the analysis of ancient turbidite basins from an outcrop perspective*. [S.l.]: Amer Assn of Petroleum Geologists, 1999.

MUTTI, E.; LUCCHI, F. R. Le torbiditi dell'appennino settentrionale: introduzione all'analisi di facies. *Memorie della Societa Geologica Italiana*, v. 11, n. 2, p. 161–199, 1972.

MUTTI, E.; NORMARK, W. R. Comparing examples of modern and ancient turbidite systems: problems and concepts. *Marine clastic sedimentology: Concepts and case studies: London, Graham & Trotman*, p. 1–38, 1987.

NERY, G. Perfilagem geofísica em poço aberto. *Salvador, BA, 231p*, 1990.

NORMARK, W. R. Growth patterns of deep-sea fans. *AAPG bulletin*, American Association of Petroleum Geologists, v. 54, n. 11, p. 2170–2195, 1970.

PRESS, F.; SIEVER, R.; GROTZINGER, J.; JORDAN, T. *Para entender a Terra. Trad. R. Menegat, PCD Fernandes, LAD Fernandes, CC Porcher*. [S.l.]: Porto Alegre, Bookman, 656p, 2006.

RANGEL, H.; MARTINS, F.; ESTEVES, F.; FEIJÓ, F. Bacia de campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 8, n. 1, p. 203–217, 1994.

REGAZZI, A. 766-análise multivariada (notas de aula). *Viçosa, MG: UFV*, 1997.

RIDER, M. The geological interpretation of well logs. John Wiley and Sons, Inc., New York, NY, 1986.

RIDER, M. The geological interpretation of well logs: Rider-french consulting ltd. 2000.

ROSA, H.; SUSLICK, S.; VIDAL, A.; SAKAI, G. Caracterização de eletrofácies por meio de ferramentas estatísticas multivariadas. *REM: Revista Escola de Minas*, SciELO Brasil, v. 61, n. 4, p. 415–422, 2008.

RUSSELL, W. The total gamma ray activity of sedimentary rocks as indicated by geiger counter determinations. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 9, n. 2, p. 180–216, 1944.

SACCO, T.; SUSLICK, P.; VIDAL, A. Modelagem geológica 3d do campo de namorado utilizando dados de perfilagem de poços verticais. In: *40 Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–9.

SCHALLER, H. Estratigrafia da bacia de campos. *CONGR. BRAS. GEOL*, v. 27, p. 247–258, 1973.

SCHLUMBERGER. *Log interpretation/charts*. [S.l.]: Schlumberger Well Services, 1972.

SCHLUMBERGER. *Log interpretation/Principles*. [S.l.]: Houston, 1972.

SEERA, O. *The well logging handbook*. [S.l.]: Editions Technip, 2008.

SERRA, O. *Fundamentals of Well-log Interpretation: The acquisition of logging data*. [S.l.]: Elsevier Science Limited, 1984.

SERRA, O. *Fundamentals of Well-log Interpretation: The interpretation of logging data, developments in petroleum science (15B)*. [S.l.]: Elsevier Science Publishers, 1986a.

SERRA, O. *Sedimentary environments from wireline logs*. [S.l.]: Schlumberger, 1986b.

SERRA, O.; ABBOTT, H. The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. *Old SPE Journal*, Society of Petroleum Engineers, v. 22, n. 1, p. 117–131, 1982.

SOARES, J. Um fluxo de trabalho para modelagem de eletrofácies com entrelaçamento de técnicas de classificação supervisionada e não-supervisionada. 2005.

SPADINI, A.; ESTEVES, F.; DIAS-BRITO, D.; AZEVEDO, R.; RODRIGUES, R. The macaé formation, campos basin, brazil: Its evolution in the context of the initial history of the south atlantica. *Rev. Bras. Geocienc.*, v. 18, n. 3, p. 261–272, 1988.

THOMAS, J. *Fundamentos de engenharia de petróleo*. [S.l.]: Interciência, 2001.

TIXIER, M.; ALGER, R.; BIGGS, W.; CARPENTER, B. Dual induction-laterolog: a new tool for resistivity analysis. In: *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. [S.l.: s.n.], 1963.

VARELLA, C. A. A. Análise de componentes principais. *Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Disponível em: http://www. ufrrj. br/institutos/it/deng/varella/Downloads. Acessado em*, v. 18, 2008.

WALKER, R. G. Deep-water sandstone facies and ancient submarine fans: models for exploration for stratigraphic traps. *AAPG Bulletin*, American Association of Petroleum Geologists, v. 62, n. 6, p. 932–966, 1978.