



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA E MINERAL

MARCELLA MAYARA C. A. ARAGÃO

**MODELAGEM DE ZONAS DE FLUXO NO CAMPO DE NAMORADO –
BACIA DE CAMPOS, RJ**

Campina Grande

23 de Fevereiro de 2017

MARCELLA MAYARA C. A. ARAGÃO

**MODELAGEM DE ZONAS DE FLUXO NO CAMPO DE NAMORADO –
BACIA DE CAMPOS, RJ**

Dissertação submetida ao corpo docente do Programa de Pós- Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande, UFCG, como parte dos requisitos necessários a obtenção do grau de Mestre em Exploração Petrolífera e Mineral.

Orientador: Prof. Dr. José Agnelo Soares

Campina Grande

23 de Fevereiro de 2017

MARCELLA MAYARA C. A. ARAGÃO

**MODELAGEM DE ZONAS DE FLUXO NO CAMPO DE NAMORADO –
BACIA DE CAMPOS, RJ**

Dissertação submetida ao corpo docente do Programa de Pós- Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande, UFCG, como parte dos requisitos necessários a obtenção do grau de Mestre em Exploração Petrolífera e Mineral.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Agnelo Soares / UAMG
UFCG

Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto / UAEQ
UFCG

Prof. Dra. Paula Stein / UAMG
UFCG

Dedico este trabalho aos meus avós, João
Jorge e Terezinha Costa.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente quero agradecer a Deus que tem sido meu amigo verdadeiro, tem me direcionado, tem estado comigo nos momentos alegres e difíceis, por ser meu bem maior.

Ao meu esposo que me auxiliou com palavras de ânimo, pelo seu amor, paciência, compreensão. A minha filha Helena que com sua existência me faz lutar mais e mais para dá uma vida digna com amor, carinho, compreensão e sabedoria a ela.

Aos meus avós que me criaram com todo amor, carinho, dedicação, que me mostraram o valor da família e me ajudaram nos momentos que achei que não iria mais conseguir, meu muito obrigada.

Aos meus pais que me mostraram a importância dos estudos e de que eu deveria lutar e me dedicar para conquistar os meus objetivos. Em especial a minha mãe que muito tem me ajudado cuidando da minha filha para eu finalizar este projeto.

A minha irmã que com carinho e paciência me aguentou, nos momentos difíceis sempre esteve comigo com seu amor e seu jeitinho todo especial. E a minha prima Fernanda você é muito especial pra mim. Obrigada as duas por amarem minha pequena e me ajudarem no seu cuidado.

Ao meu orientador, Professor José Agnelo que contribuiu de forma toda especial em cada detalhe deste trabalho. Sou grata pela paciência, ensinamentos e pela oportunidade de crescer mais e mais.

Aos professores Doutores Severino Rodrigues de Farias Neto e Paula Stein por terem aceitado fazerem parte da banca examinadora.

A todos que fazem parte do Laboratório de Petrofísica da UFCG.

Ao programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande.

Certamente que a bondade e a Misericórdia me seguirão todos os dias da minha vida e habitarei na casa do Senhor por longos dias.

Salmos 23:6

MODELAGEM DE ZONAS DE FLUXO NO CAMPO DE NAMORADO – BACIA DE CAMPOS, RJ

(Dissertação de Mestrado: Fevereiro / 2017)

Marcella Mayara Costa Araújo Aragão

Orientador: José Agnelo Soares

Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós-graduação em Exploração
Petrolífera e Mineral, Campina Grande, Paraíba, Brasil.

RESUMO

No gerenciamento de reservatórios petrolíferos um dos desafios é prever o comportamento do fluxo de fluidos. A identificação das unidades de fluxo é complexa, por este motivo é necessário realizar a caracterização rochosa. Parâmetros como porosidade e permeabilidade devem ser conhecidos. O uso da estatística é útil para realizar a divisão do reservatório em zonas utilizando dados de testemunho e os perfis do poço. Esta pesquisa tem como objetivo aplicar duas técnicas alternativas, úteis para o reconhecimento de unidades de fluxo no campo de Namorado e realizar uma análise comparativa das técnicas verificando os resultados obtidos em ambas as abordagens, assim como obter o modelo tridimensional das zonas indicadas pelas técnicas. As técnicas utilizadas nesta dissertação são o zoneamento estatístico e índice de zona de fluxo (FZI). Utilizaram-se os dados de permeabilidade de quinze poços fornecidos pela Agência Nacional de Petróleo. Na primeira técnica foram calculadas as variâncias entre zonas, variâncias agrupadas dentro das zonas e por fim o índice de zoneamento com o qual foi possível a divisão de zonas. Na aplicação da técnica FZI o maior valor do índice indicou a profundidade de divisão entre zonas. Após a obtenção das zonas foram construídos dois modelos, o primeiro baseado no zoneamento estatístico, indicando as zonas; e o segundo baseado no FZI, apontando a localização das zonas correspondentes ao reservatório e aquelas associadas ao não-reservatório. Para a construção dos modelos tridimensionais utilizou-se o *software* geoestatístico SGeMS. De acordo com os resultados obtidos ficou evidenciado que as técnicas de zoneamento estatístico e FZI têm produzido resultados equivalentes em alguns poços, mas divergentes em outros. No entanto, o método FZI apresentou, na maioria dos poços, resultados mais satisfatórios em comparação ao zoneamento estatístico.

Palavras-chave: estatística, modelagem, fluxo de fluidos.

MODELING OF FLOW ZONES IN NAMORADO FIELD - CAMPOS BASIN, RJ

(Master Thesis: February/2017)

Marcella Mayara C. A. Aragão

Adviser: Dr. José Agnelo Soares

Federal University of Campina Grande, Graduate Program in Mineral and Petroleum Exploration,
Campina Grande, Paraíba, Brazil.

ABSTRACT

In oil reservoirs management one of the challenges is to predict the behaviour of the fluid flow. Identifying the flow units is complex task, therefore it is necessary to perform the characterization of rocks. Parameters such as porosity and permeability must be known. The use of statistics is useful to perform reservoir division into zones using core data and geophysical well logs. This research aims to apply two alternative well established techniques useful for the recognition of flow units in the Namorado field and conduct a comparative analysis of the techniques by looking at the results obtained in both approaches, as well as obtain the three-dimensional model of this field, as indicated by both techniques. The techniques used in this work are statistical zoning and flow zone index (FZI). In this research was used permeability data from 15 wells provided by the Brazilian National Petroleum Agency. In the first technique were calculated the variances between zones, grouped variances within zones and finally the zoning index with which it was possible divide the field into zones. On application of FZI the greatest value of the index indicated the depth of division between zones. After zones recognition, two model were constructed, the first one based on statistical zoning, indicating the zones; and the second based in FZI, pointing out the location of the zones corresponding to the reservoir and those associated with the non-reservoir. For the construction of three-dimensional models the geostatistical software SGeMS was used. According to the obtained results was evidenced that the techniques of statistical and FZI zoning have produced equivalent results in some wells, but different in others. However, the FZI method presented, in most wells, more satisfactory results compared to the statistical zoning.

Keywords: Statistics, modeling, fluid flow.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	2
1.1 OBJETIVOS.....	6
2 ÁREA DE ESTUDO.....	8
2.1 ESTRATIGRAFIA DA BACIA DE CAMPOS.....	9
2.2 EMBASAMENTO.....	11
2.3 FORMAÇÃO CABIÚNAS.....	11
2.3.1 FORMAÇÃO LAGOA FEIA.....	11
2.3.2 FORMAÇÃO MACAÉ.....	12
2.3.3 GRUPO CAMPOS.....	13
2.4 ARCABOUÇO ESTRUTURAL DA BACIA DE CAMPOS.....	14
2.5 CAMPO DE NAMORADO.....	14
2.6 CARACTERÍSTICAS DO RESERVATÓRIO.....	16
2.7 TURBIDITOS.....	17
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	21
3.1 PROPRIEDADES PETROFÍSICAS.....	21
3.1.1 Porosidade.....	21
3.1.2 Permeabilidade.....	23
3.1.3 Resistividade.....	24
3.1.4 Volume de Argila.....	25
3.2 PERFILAGEM.....	26
3.2.1 Cáliper (Cal).....	27
3.2.2 Raios Gama (GR).....	28
3.2.3 Porosidade Neutrônica (NPHI).....	29
3.2.4 Densidade Total (RHOB).....	29
3.2.5 Sônico (DT).....	30
3.2.6 Perfil de Resistividade.....	31
3.3 GEOESTATÍSTICA.....	32
3.3.1 Análise exploratória de dados.....	33
3.3.2 Variografia.....	33
3.3.3 Krigagem.....	35
4 MATERIAIS E MÉTODOS.....	38

4.1 Dados	38
4.2 Zoneamento Estatístico.....	39
4.3 FZI	41
4.4 SGeMS	42
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	45
5.1 Modelagem 3D	77
6 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES.....	87
7 REFERÊNCIAS	89

RELAÇÃO DE FIGURAS

Figura 1: Localização da Bacia de Campos (Offshore Brasil, 2009).	8
Figura 2: Carta Estratigráfica da Bacia de Campos (Rangel & Martins, 1994).	10
Figura 3: Representação das principais estruturas do arcabouço estrutural da Bacia de Campos (Modificado de Rangel <i>et al.</i> , 1994).	14
Figura 4: Localização do Campo de Namorado no <i>trend</i> da zona de acumulações da Bacia de Campos (Modificado de Meneses e Adams, 1990).	15
Figura 5: Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado (Modificado por Barboza 2005 a partir de Meneses 1990).	17
Figura 6: Esquema de um depósito turbidítico em domínio profundo, com indicação dos níveis da sequência de Bouma que se depositam em cada zona (UNESP, 2006).	19
Figura 7: Exemplo de um meio poroso com porosidade efetiva e não efetiva (Gaspari, 2003).	22
Figura 8: Sonda cáliper com três braços (Fonseca, 2014).	27
Figura 9: Modelo exponencial (esq.), potencial (centro) e gaussiano (dir.) ajustados num variograma (Correia, 2010).	34
Figura 10: Parâmetros patamar, amplitude e efeito pepita na adequação de um modelo ao variograma (Correia, 2010).	35
Figura 11: Mapa do Campo de Namorado com a localização dos poços utilizados neste trabalho.	38
Figura 12: Painel das unidades de fluxo do poço NA01.	48
Figura 13: Painel das unidades de fluxo do poço NA02.	50
Figura 14: Painel das unidades de fluxo do poço NA04.	52
Figura 15: Painel das unidades de fluxo do poço NA07.	54
Figura 16: Painel das unidades de fluxo do poço NA11.	56
Figura 17: Painel das unidades de fluxo do poço NA12.	58
Figura 18: Painel das unidades de fluxo do poço NA22.	60
Figura 19: Painel das unidades de fluxo do poço NA37.	62
Figura 20: Painel das unidades de fluxo do poço NA40.	64
Figura 21: Painel das unidades de fluxo do poço NA44.	66
Figura 22: Painel das unidades de fluxo do poço NA47.	68
Figura 23: Painel das unidades de fluxo do poço NA48.	70

Figura 24: Painel das unidades de fluxo do poço NA53.	72
Figura 25: Painel das unidades de fluxo do poço RJS42.....	74
Figura 26: Painel das unidades de fluxo do poço RJS234.....	76
Figura 27: Parte do arquivo com os dados de entrada utilizados para a confecção do modelo 3D a partir do zoneamento estatístico.....	78
Figura 28: Visualização dos poços do campo de Namorado com suas respectivas zonas, conforme indicado pelo método de zoneamento estatístico.	78
Figura 29: Variogramas experimental e teórico, omni-direcionais, para os dados resultantes do zoneamento estatístico.....	79
Figura 30: Modelo 3D das zonas de fluxo definidas por zoneamento estatístico.	80
Figura 31: Modelo 3D apenas das zonas 1 e 2, conforme definidas pela técnica do zoneamento estatístico.....	81
Figura 32: Modelo 3D apenas das zonas 3 e 4, conforme definidas pela técnica do zoneamento estatístico.....	82
Figura 33: Variogramas experimental e teórico, omni-direcionais, para os dados do FZI.	83
Figura 34: Modelo geral obtido a partir do FZI com o reservatório (em azul) e não reservatório (em vermelho).	84
Figura 35: Modelo geral do reservatório obtido a partir do FZI.	85
Figura 36: Modelo geral das zonas não-reservatório obtido a partir do FZI.....	85

RELAÇÃO DE TABELAS

Tabela 1: Escala de permeabilidade.	24
Tabela 2: Densidade de litologias comuns (Rider, 2002).....	30
Tabela 3: Tempos de trânsito e velocidades compressoriais dos litotipos e fluidos mais comuns (modificado de Nery, 2004; Rider, 2002).	31
Tabela 4: Relação dos poços utilizados com os perfis geofísicos e descrição de testemunho.	39
Tabela 5: Resultados obtidos nas técnicas de zoneamento estatístico e FZI para duas zonas.	45
Tabela 6: Resultados obtidos nas técnicas de zoneamento estatístico e FZI para três zonas.	46
Tabela 7: Resultados obtidos nas técnicas de zoneamento estatístico e FZI para quatro zonas.	46
Tabela 8: Parâmetros usados para criação do <i>grid</i>	79
Tabela 9: Modelo teórico de variograma para as zonas obtidas no zoneamento estatístico.	80
Tabela 10: Modelo teórico de variograma para as zonas obtidas no FZI.....	83

RELAÇÃO DAS EQUAÇÕES

Equação 1: Porosidade de uma amostra de rocha.....	21
Equação 2: Volume total de uma rocha.....	21
Equação 3: Vazão de fluxos de fluidos em meios porosos.....	24
Equação 4: Variância entre zonas.....	40
Equação 5: Variâncias agrupadas dentro das zonas.	40
Equação 6: Índice de Zoneamento.....	40
Equação 7: Fórmula para o cálculo de GR.	41
Equação 8: Fórmula para o cálculo do NPHI.	41
Equação 9: Fórmula para o cálculo do RHOB.	42
Equação 10: Fórmula para o cálculo do ILD.....	42
Equação 11: Soma de todos os itens.....	42
Equação 12: Cálculo do FZI.....	42

LISTA DE ABREVIATURAS

FZI: Índice de Zona de Fluxo

SGeMS: *Stanford Geoestatistical Modeling Software*

DT: Perfil Sônico

RHOB: Densidade Total

NPHI: Porosidade Neutrônica

ILD: Resistividade

GR: Raios Gama

Cal: Cáliper

VR's: Variáveis Regionalizadas

KO: krigagem ordinária

²³⁸U: Urânio

²³²Th: Tório

⁴⁰K: Potássio

B.L.U.E: *best linear unbiased estimator*

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

O petróleo e o gás são extraídos dos reservatórios de hidrocarbonetos, os quais são geralmente constituídos por rochas porosas de origem sedimentar, cujos poros estão ocupados por fluidos. A modelagem e a caracterização dos reservatórios são fundamentais para o desenvolvimento da fase exploratória (Carvalho, 2015).

A modelagem é definida como um método que viabiliza, por meio de medidas de propriedades de subsolo, conhecimento de fenômenos geológicos e estratigráficos, gerando uma imagem simplificada do reservatório analisado. A visualização 3D vai além da estética, pois, se tornou uma ferramenta que melhora a comunicação entre os diferentes profissionais da área. O modelo de reservatório em três dimensões, gerado a partir de uma determinada propriedade, é a base para o entendimento da geologia de subsuperfície (Johann, 2002).

Para a construção de um modelo geológico e matemático (modelo de distribuição de permeabilidade, saturação de óleo, porosidade entre outros) é necessário o uso dos perfis geofísicos juntamente com a descrição de testemunhos, cuja finalidade é auxiliar no processo de caracterização do reservatório (Stevanato, 2011).

A aplicação dos processos de caracterização no reservatório se dá pela necessidade de definir os parâmetros petrofísicos que são usados para prever o comportamento do fluxo dos fluidos no interior do mesmo. A porosidade e a permeabilidade são os parâmetros que se destacam neste estudo, pois ambas estão relacionadas com a capacidade de armazenamento e fluxo de fluido no interior da formação porosa, respectivamente. O estudo do reservatório deve ser voltado para a identificação das diferentes unidades de fluxo (Mustafa, 2003).

Os perfis geofísicos utilizados no processo de caracterização são essenciais para a descoberta de novos reservatórios de hidrocarbonetos, assim como para redução do grau de incerteza e os riscos ligados às atividades exploratórias de petróleo e gás (Stevanato, 2011).

Segundo Marques (2011), para que a caracterização de reservatórios seja realizada, é preciso que a distribuição quantitativa das propriedades seja feita, revelando as incertezas que podem estar associadas ao reservatório de acordo com sua variabilidade espacial. A partir desta distribuição é possível prever o comportamento do fluxo de fluidos. As diversas técnicas que permitem essa caracterização estão inseridas na geoestatística que permite a incorporação de conceitos geológicos bidimensionais e tridimensionais, de tal maneira que seja possível verificar, a partir de um modelo geológico criado, a heterogeneidade dos reservatórios, as suas direções de continuidade, entre outras.

A geoestatística é formada por um conjunto de métodos e ferramentas que podem ser divididos em: estimação e simulação. Esses métodos possibilitam o aumento da precisão das estimativas da variável principal usando dados de outras variáveis secundárias correlacionadas espacialmente. Essa informação pode ser de grande importância para análise e interpretação dos resultados finais (Marques, 2011).

Para que o fluxo dos fluidos seja conhecido é necessária a aplicação de técnicas que permitam determinar a posição real das camadas dentro do reservatório. Mediante a complexidade do problema de identificação destas zonas de fluxo pode-se usar a estatística com a finalidade de dividir o reservatório em zonas a partir dos dados de testemunho e perfis geofísicos, identificando as unidades de fluxo, como também verificar a continuidade em poços adjacentes (Mustafa, 2003).

Entre os principais problemas para prever ou interpretar o comportamento de deslocamento dos fluidos durante processos secundários, está o de organizar e utilizar a grande quantidade de dados obtidos a partir da análise de testemunhos. A permeabilidade apresenta uma característica particular que é a possibilidade do seu valor variar mais que uma ordem de magnitude entre os diferentes estratos. No processo de caracterização petrofísica um grande volume de dados é obtido, sendo preciso agrupá-los para alcançar representatividade (Testerman, 1962).

Uma maneira de agrupar os dados de permeabilidade é utilizando a técnica de zoneamento estatístico que classifica a permeabilidade em ordens de magnitude, independente da sua localização física dentro do reservatório.

Hutchison *et al.* (1961) desenvolveram um método para prever estatisticamente a probabilidade da presença de reservatórios não uniformes, considerando testemunhos, perfis e informações geológicas gerais do reservatório.

Outra técnica denominada Índice de Zona de Fluxo (FZI) fornece um valor único e útil usado para quantificar o fluxo de um reservatório. Ele oferece uma relação entre propriedades petrofísicas em pequenas e grandes escalas. Os dados de testemunho são constituídos basicamente pelas propriedades porosidade e permeabilidade, que em conjunto com os perfis de poços, são suficientes para a aplicação da técnica (Hutchison, 1961).

O conhecimento das zonas de fluxo e o comportamento dos fluidos no interior da rocha reservatório auxilia o engenheiro de reservatório nas tomadas de decisão sobre qual a região é mais adequada para realizar a perfuração se existe viabilidade de produção dos hidrocarbonetos e quais técnicas e ferramentas podem ser utilizadas para realização da recuperação secundária dos fluidos. Mediante a importância e os resultados que podem ser

obtidos a partir dessas técnicas e o fato da mesma não ter sido amplamente estudada justifica a realização desse estudo.

Neste trabalho foram aplicadas as técnicas de zoneamento estatístico e FZI, cuja finalidade foi a obtenção das zonas de fluxos. O objetivo posterior foi realizar uma comparação entre ambas as técnicas verificando a existência de uma possível correlação. As zonas de fluxo obtidas foram utilizadas na confecção do modelo tridimensional.

A área de estudo deste trabalho é o campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, que está situada no litoral dos Estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo, a 80 Km da costa na porção Central/Norte da Bacia. A Bacia de Campos limita-se ao sul pelo alto de Cabo Frio, que a separa da Bacia de Santos; ao norte pelo Alto de Vitória, que a separa da Bacia Espírito Santo e a oeste por rochas pré-cambrianas, que afloram próximo à cidade de Campos (Dias *et al.*, 1988).

A escolha deste campo deve-se ao fato do mesmo ser tratado como “campo escola” pela ANP (Agência Nacional de Petróleo e de Biocombustíveis), tendo parte dos seus dados disponibilizados para fins acadêmicos.

Segundo Rangel *et al.* (1994) dentre as bacias costeiras brasileiras desprovidas de afloramentos, a Bacia de Campos é a geologicamente mais conhecida graças à perfuração de mais de 1000 poços. As informações de subsuperfície são amplamente enriquecidas por uma extensa malha sísmica de 350.000 Km e por levantamentos gravimétricos e magnetométricos.

Segundo Figueiredo (1984) os reservatórios são compostos por rochas siliciclásticas, carbonáticas e rochas ígneas fraturadas. O mecanismo de trapa envolve elementos estruturais, estratigráficos, diagenéticos e paleo-geomórficos.

A Bacia de Campos foi preenchida desde o Neocomiano por cerca de 7 Km de rochas, principalmente vulcânicas básicas, lamitos, calcários, margas, evaporitos e arenitos (Johann, 2002).

O Campo de Namorado foi descoberto em 1975 com a perfuração do poço pioneiro 1-RJS-0019-RJ. A partir dele foram perfurados 56 poços de modo que 14 eram exploratórios e 42 de desenvolvimento. Este Campo é um dos maiores produtores de óleo da Bacia de Campos, sendo o terceiro maior em produção acumulada na bacia (Faria *et al.*, 2001).

Segundo Menezes & Adams (1990), o Campo Namorado localiza-se na porção central-norte do *trend* de acumulações petrolíferas da Bacia de Campos. Estudos sedimentológicos de amostras de calha e testemunhos mostraram que o reservatório está associado a depósitos turbidíticos marinhos, relacionados à primeira transgressão marinha importante sobre os carbonatos de plataforma de idade albiana (Albuquerque, 2006).

O modelo tridimensional foi gerado a partir do uso do *software* SGeMS. Este *software* é um pacote de computador de código aberto usado para resolver problemas envolvendo variáveis relacionadas espacialmente. Ele fornece uma visualização tridimensional interativa e uma ampla seleção de algoritmos.

O método utilizado para construção do modelo 3D constituiu-se das seguintes etapas: (1) Aplicação das técnicas zoneamento e FZI para obtenção das zonas de fluxo; (2) Confeção dos painéis com as curvas de perfilagem e as zonas obtidas em ambos os métodos; (3) Mediante a análise comparativa das zonas de fluxos obtidas nos métodos, foi gerado dois modelos 3D, utilizou-se zonas de fluxo geradas pelo FZI e as zonas obtidas no zoneamento estatístico; (4) Preparação dos dados para modelagem geoestatística; (5) Utilização do *software*.

1.1 OBJETIVOS

Aplicar técnicas de zoneamento estatístico e índice de zona de fluxo (FZI) visando identificar zonas de fluxo e construir um modelo geológico tridimensional.

Para alcançar tal objetivo as seguintes metas foram cumpridas:

- Pesquisa bibliográfica;
- Organizar dos dados de permeabilidade de acordo com a profundidade;
- Estimar das unidades de fluxo para cada poço e correlação aos perfis geofísicos pelo método de Zoneamento Estatístico e pelo FZI;
- Confeccionar dos painéis das zonas de fluxos identificadas em ambos os métodos;
- Realizar uma análise comparativa dos resultados gerados pelos métodos, a fim de avaliar a *performance* das técnicas;
- Correlação das zonas poço a poço;
- Gerar do modelo tridimensional das zonas de fluxo;

CAPÍTULO 2 – ÁREA DE ESTUDO

2 ÁREA DE ESTUDO

A Bacia de Campos é definida estruturalmente como a região da margem continental compreendida entre o Alto de Vitória (20,5°S) e o Alto de Cabo Frio (24°S), ocupando uma área de mais de 100.000 Km² (Figura 1). Esta Bacia se estende desde o norte do Rio de Janeiro ao sul do Espírito Santo (Viana *et al.*, 1998).

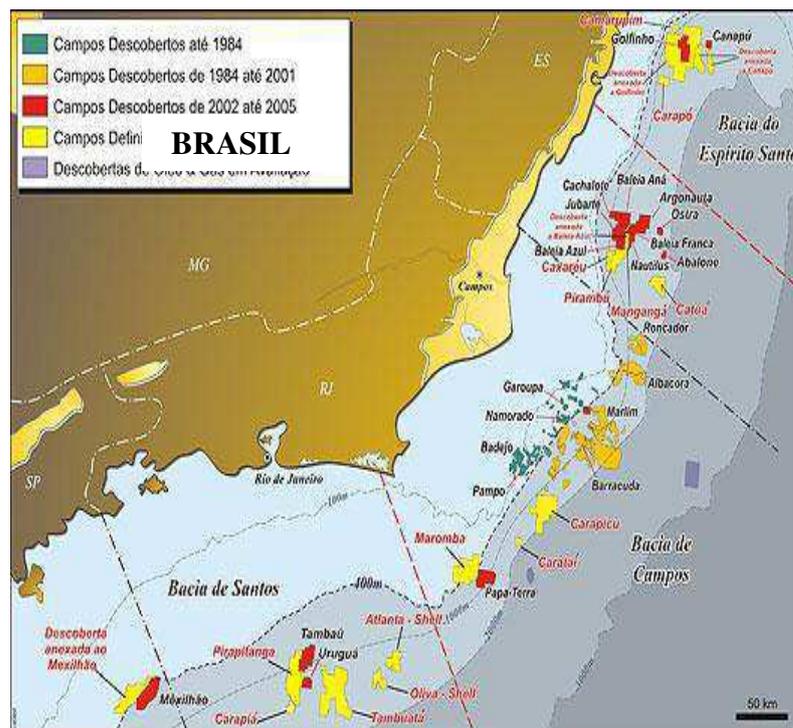


Figura 1: Localização da Bacia de Campos (Offshore Brasil, 2009).

Ainda segundo Viana *et al.* (1998), em termos das grandes províncias fisiográficas da Bacia de Campos, destacam-se que a plataforma continental tem uma largura média de 100 Km. A quebra da plataforma que demarca a transição daquela província com o talude continental, varia entre 80 m de profundidade na sua porção norte e 130 m na sua porção ao sul. O talude continental apresenta largura de 40 Km e possui declividade média de 2,5°. Sua base é mais rasa no limite norte (cerca de 1500 m) e mais profunda ao sul (cerca de 2000 m).

A Bacia de Campos é uma área de depósitos sedimentares originados principalmente pela erosão de parte das rochas da Serra do Mar. Recebe este nome pela proximidade à cidade de Campos dos Goytacazes. As condições geológicas de formação dessa bacia, que incluem os depósitos sedimentares e o acúmulo de matéria orgânica, proporcionaram o acúmulo de grandes quantidades de petróleo em sua plataforma continental (Caetano Filho, 2003).

Os reservatórios turbidíticos predominam na Bacia de Campos, com aproximadamente 80% das reservas brasileiras, com qualidade e continuidade de reservatórios considerados de boas a excelentes. Os reservatórios possuem valores médios de porosidade superiores a 20 % e valores de permeabilidade da ordem de centenas de *milidarcys*. O grau de continuidade garante a esses reservatórios uma comunicação da ordem de quilômetros (Menezes *et al.*, 1996).

2.1 ESTRATIGRAFIA DA BACIA DE CAMPOS

A primeira carta estratigráfica da Bacia de Campos foi elaborada por Schaller (1973), com base nas informações provenientes de poucos poços perfurados pela Petrobras na área costeira fluminense e na plataforma continental. O autor dividiu o pacote sedimentar em quatro unidades litoestratigráficas: Formação Lagoa Feia, constituída de evaporitos e clásticos não marinhos; Formação Macaé, englobando as rochas carbonáticas; Formação Campos, constituída de clásticos e carbonatos e Formação Emboré, representada por clásticos grossos.

A partir da grande quantidade de dados obtidos com o avanço da exploração de petróleo na bacia foi publicada a carta estratigráfica apresentada na Figura 2. Nesta carta, os autores agrupam as rochas em seis unidades litoestratigráficas maiores: Formação Cabiúnas, Formação Lagoa Feia, Formação Macaé, Formação Carapebus, Formação Ubatuba e Formação Emboré. Estas três últimas unidades compõem o Grupo Campos (Rangel *et al.*, 1994).

Com base em estudos realizados por Schaller (1973), Rangel *et al.* (1994) e Winter *et al.*, (2007) verificou-se que o arcabouço estratigráfico da Bacia de Campos é composto por rochas do embasamento cristalino, ígneas e sedimentares. As sequências da fase rifte da bacia incluem os basaltos da Formação Cabiúnas e a porção inferior da Formação Lagoa Feia, constituída por conglomerados, coquinas e pelitos flúvio-lacustres. As sequências de margem passiva, proto-oceânica e marinha, abrangem a Formação Macaé (Albiano) e o Grupo Campos (Turoniano-Coniaciano).

2.2 EMBASAMENTO

O embasamento cristalino da Bacia de Campos apresenta uma litologia de gnaisses e migmatitos associados à fácies anfíbolito e granulito, possuindo idade pré-cambriana, fazendo parte da Província Proterozóica da Ribeira. Basaltos da Formação Cabiúnas, depositados nos andares Rio da Serra e Aratu inferior (Halteriviano), cobrem discordantemente esse embasamento pré-cambriano. Essa camada basáltica apresenta idades entre 130 a 120 M.a, atingindo cerca de 600 m de espessura (Dias *et al.*, 1987; Winter *et al.*, 2007).

De acordo com Rangel *et al.* (1994), as características gnáissicas do embasamento pré-cambriano são comparáveis às das áreas aflorantes no Estado do Rio de Janeiro, ou seja, do embasamento da área emersa adjacente.

Uma relação entre o arcabouço estrutural da porção submersa e o embasamento pré-cambriano adjacente da porção emersa, na Bacia de Campos, mostra um paralelismo entre as direções estruturais de ambas as áreas, onde as falhas e os lineamentos seguem orientação preferencial NE–SW, e por vezes N–S (Dias *et al.*, 1987).

2.3 FORMAÇÃO CABIÚNAS

Conforme Mizusaki *et al.* (1988), a Formação Cabiúnas tem idade eocretácea (134 ± 4 M.a. e 122 ± 5 M.a.) e é representada por derrames basálticos que cobrem o embasamento cristalino pré-cambriano e formam o assoalho sotoposto a todo o preenchimento sedimentar da Bacia de Campos. Essa formação é constituída por basalto organizado em derrames e níveis de piroclásticos interestratificados com conglomerados polimíticos.

2.3.1 FORMAÇÃO LAGOA FEIA

Rochas de diversas naturezas estão presentes na Formação Lagoa Feia, desde conglomerado polimítico até siltito cinza e verde. Têm-se ainda duas litologias de fundamental importância, reunidas nos grupos:

- Membro Coqueiros: coquina a pelecípodes cinza e creme, com camadas de 15 a 50 m de espessura;
- Membro Retiro: suíte evaporítica, composta essencialmente por halita hialina e anidrita branca. As camadas de halita frequentemente encontram-se remobilizadas,

formando grandes domos de sal, que cortam boa parte das rochas sedimentares sobrejacentes.

2.3.2 FORMAÇÃO MACAÉ

A Formação Macaé possui idade albiana e cenomaniana sendo composta por calcarenitos, calcilutitos, calcirruditos oncolitos, oolitos e pelóides (*grainstones* e *packstones*) distribuídos em barras de direção geral NE-SW, sobrepostos aos evaporitos Lagoa Feia. Os ambientes deposicionais para a Formação Macaé são: leques aluviais, plataforma carbonática, talude e correntes de turbidez (Albuquerque, 2006).

Rangel *et al.* (1994) adota a seguinte concepção:

- Membro Quissamã ou Macaé Inferior ou Macaé Água Rasa: Caracterizado por espessos leitos de calcarenito e calcirrudito oolítico e detrital creme claro, por vezes extensamente dolomitizados. Predominam siliciclásticos na porção norte da bacia. Sua espessura média oscila entre 800 e 900 m na maior parte da bacia. Neste membro tem-se a presença de estratos de dolomitos que apresentam um sistema poroso complexo o qual promove uma perda de circulação de fluidos durante a perfuração de poços petrolíferos. À medida que se avança na bacia, os corpos de dolomito passam a ser mais delgados e restritos à seção basal do Membro Quissamã. Nesta seção está presente o Membro Búzios, que ocorre apenas em subsuperfície, predominando dolomitos.
- Membro Outeiro ou Macaé Superior ou Seção Bota: Composto por calcilutito creme, marga cinza-clara e folhelho cinza, por vezes com camadas isoladas de arenitos turbidíticos, informalmente conhecidos como “Arenito Namorado”.
- Membro Goytacaz ou Macaé Proximal: São conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados e, subordinadamente, calcilutitos brancos e margas cinzentas.

A deposição dessas rochas foi realizada em ambientes de leques aluviais, plataforma carbonática, talude e correntes de turbidez, e representam os primeiros sedimentos essencialmente marinhos da Bacia de Campos.

2.3.2 GRUPO CAMPOS

O Grupo Campos proposto por Schaller (1973) como formação, foi redefinido por Rangel *et al.* (1994) como Grupo. A idade desse Grupo situa-se entre o Turoniano e o Maastrichtiano, sendo representado por clásticos-carbonáticos. O Grupo é subdividido nas Formações Ubatuba, Carapebus, Emborê e Barreiras.

2.3.2.1 Formação Ubatuba

A Formação Ubatuba (antigo Membro Ubatuba) é uma seção pelítica, depositada até o Holoceno, relacionada a paleoambiente de baixa energia. Esta unidade se constitui de folhelho, argila, marga, calcilito e diamictito, possuindo uma espessura de milhares de metros de pelitos. Em seu interior, são observados arenitos turbidíticos, denominados, coletivamente, de Formação Carapebus. Essa formação é interpretada como tendo sido depositada em ambiente francamente marinho, batial e abissal.

2.3.2.2 Formação Carapebus

A Formação Carapebus tem uma idade turoniana a holocênica. É constituída por arenito fino a conglomerático, em camadas intercaladas com os pelitos da Formação Ubatuba. O processo de deposição estabelecido para essa unidade é o de correntes de turbidez em ambiente de talude continental.

2.3.3.3 Formação Emborê

A Formação Emborê, com idade provável entre o Maastrichtiano e o Holoceno, é representada por arenitos e carbonatos impuros, sendo subdividida nos Membros: São Tomé, Siri e Grussaí.

- São Tomé: São constituídos por clásticos grossos vermelhos que ocorrem ao longo da borda oeste da bacia;
- Siri: É formado por calcarenito bioclástico creme claro;
- Grussaí: É composto por calcarenito bioclástico e detrital creme esbranquiçado.

2.4 ARCABOUÇO ESTRUTURAL DA BACIA DE CAMPOS

De acordo com Barros *et al.* (1982), o arcabouço estrutural da Bacia de Campos (Figura 3) é constituído por falhas normais que originam horsts, grábens e degraus escalonados, estes normalmente desenvolvidos no sentido do espessamento da bacia. Toda a estruturação desenvolve-se na direção NE-SW. Tal direção teria sido herdada do embasamento cristalino. Os falhamentos correspondentes à fase rifte desenvolveram-se no Neocomiano.

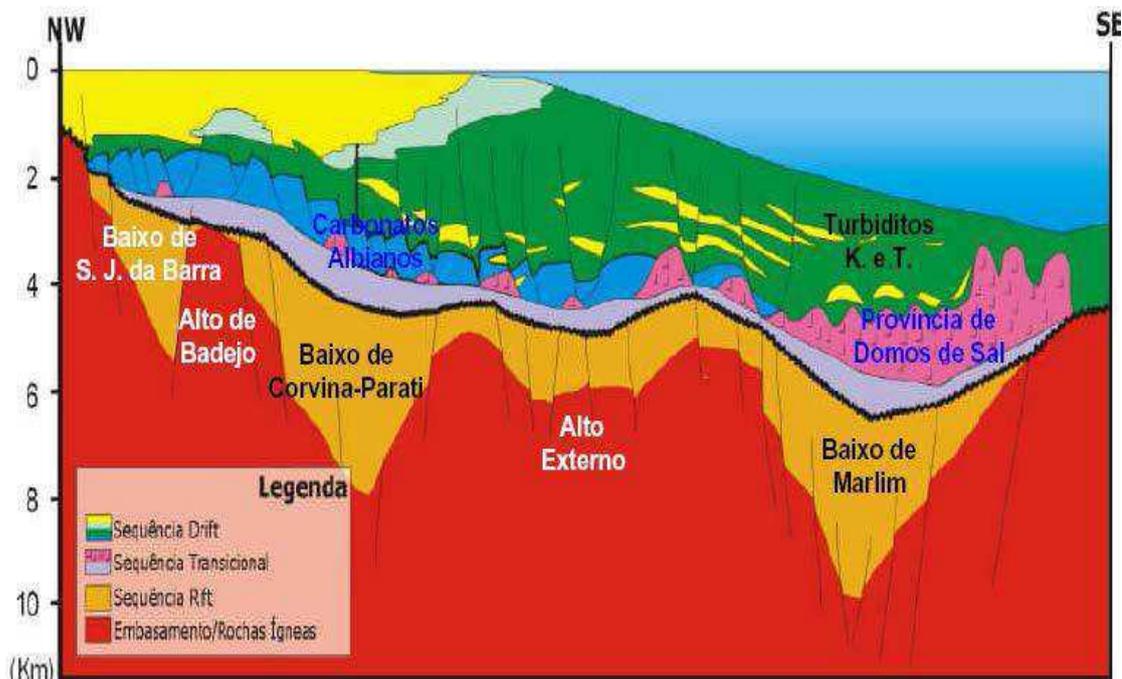


Figura 3: Representação das principais estruturas do arcabouço estrutural da Bacia de Campos (Modificado de Rangel *et al.*, 1994).

2.5 CAMPO DE NAMORADO

O Campo de Namorado está situado na porção centro norte do *trend* da zona de acumulações de óleo da Bacia de Campos (Figura 4). Situa-se a 80 Km da costa brasileira, em cotas batimétricas variando entre 110 e 250 metros (Cruz, 2003).

Em 1975 o campo de Namorado foi descoberto em 1979 entrou em produção, em caráter provisório, por meio de um sistema de produção antecipada. A perfuração dos poços de desenvolvimento começou em dezembro de 1982 utilizando-se a plataforma PNA-1A, com 15 guias, e a PNA-2, com 24. A produção, já com sistema definitivo, iniciou-se em agosto de 1983, com os poços 7-NA-0007-RJ e 7-NA-0008D-RJ. O programa de recuperação

secundária teve início em maio de 1984, usando a técnica de injeção de água do mar (Menezes & Adams, 1988).

Segundo Barboza (2005), o reservatório é o Arenito Namorado, formado por sedimentos de idade referente ao Albiano Superior até o Cenomaniano Médio/Superior e mostra excelente porosidade e permeabilidade. O Arenito Namorado consiste basicamente em arenitos arcoseanos de origem turbidítica, que faz parte da megassequência marinha transgressiva, presente em toda a extensão da margem leste brasileira.

O reservatório foi interpretado como tendo sido formado pela união de canais depositados sobre uma superfície irregular, ele ocorre a profundidades variáveis entre 2900 m e 3400 m, com direção NW-SE (Ponte, 2010).

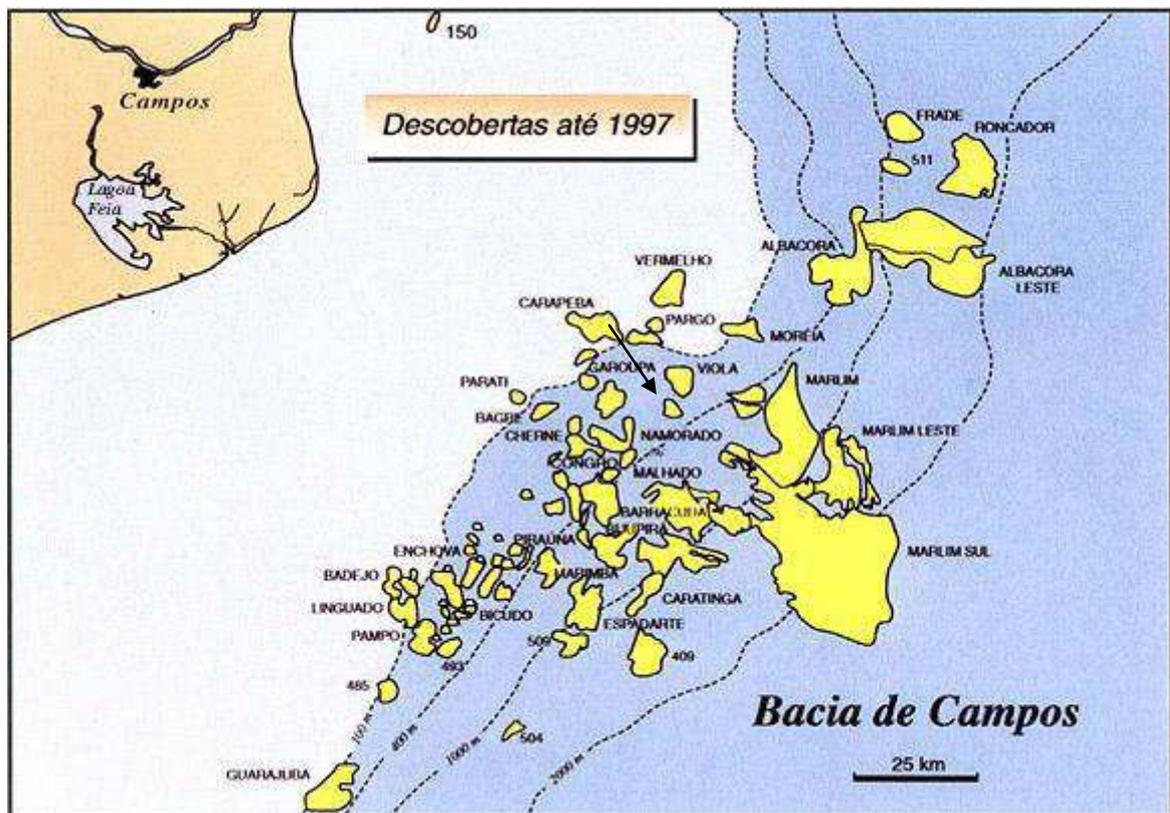


Figura 4: Localização do Campo de Namorado no *trend* da zona de acumulações da Bacia de Campos (Modificado de Menezes e Adams, 1990).

De acordo com Menezes & Adams (1988), o reservatório de Namorado apresenta cerca de 22 Km² com geometria externa lenticular/ tabular. O reservatório apresenta geometria interna heterogênea de baixo grau, com estruturas predominantemente arenitos maciços de constituição

arcósica e textura granulométrica média e com graus de arredondamento e esfericidade, de maneira geral, baixos (Menezes & Adams, 1988).

O Arenito Namorado consiste basicamente em arenitos arcoseanos de origem turbidítica, que fazem parte da megassequência marinha transgressiva, presente em toda a extensão da margem leste brasileira (Barboza, 2005).

A área onde se encontra o óleo do reservatório comportava-se como um baixo onde os turbiditos foram trapeados (Barboza *et al.*, 2003), e posteriormente, devido à halocinese no Cretáceo superior que provocou uma inversão de relevo, o reservatório passou a ser caracterizado como um alto estrutural (Sacco *et al.*, 2007).

Segundo Johann (2002), o Campo de Namorado pode ser visto como pertencente, quanto à qualidade de reservatório, ao tipo intermediário (*jig-sawpuzzle reservoir type*). Trata-se de uma sucessão de turbiditos constituída pelas alternâncias de turbiditos grosseiros, de turbiditos finos e de margas e lamitos depositados num ambiente transgressivo entre o Albiano Superior e o Cenomaniano Inferior da Bacia de Campos.

2.6 CARACTERÍSTICAS DO RESERVATÓRIO

Segundo Johann (1997), mediante a mineralogia do Arenito Namorado pode-se classificá-lo em arenito arcósio, cuja espessura média é de 60 m, com variação entre 5 a 130 m. Com relação à textura apresenta grãos finos a grossos, baixo grau de arredondamento e esfericidade, porosidade variável de 15 a 32% e permeabilidade variável de 60 a 2500 mD. Ainda segundo o mesmo autor, as armadilhas de hidrocarbonetos são mistas, sendo tanto estrutural quanto estratigráfica.

Os reservatórios foram depositados mediante a tectônica extensional de soterramento e tectônica salina (halocinese), ambas provocadas pelos evaporitos de Idade Alagoas (Aptiano) que a partir de uma intensa instabilidade gravitacional acabaram gerando falhas de escorregamento, diápiros salinos e calhas deposicionais, os quais provocaram o confinamento desses corpos arenosos (Guardado *et al.*, 1989).

Segundo Johann (2002), a limitação ao norte e ao sul do reservatório de Namorado ocorre por fechamentos estratigráficos (*pinch-outs*), a oeste, leste, sudeste, nordeste e sudoeste por falhas normais. A Figura 5 apresenta o mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado, sendo possível observar os blocos que o formam, as falhas e os fluidos.

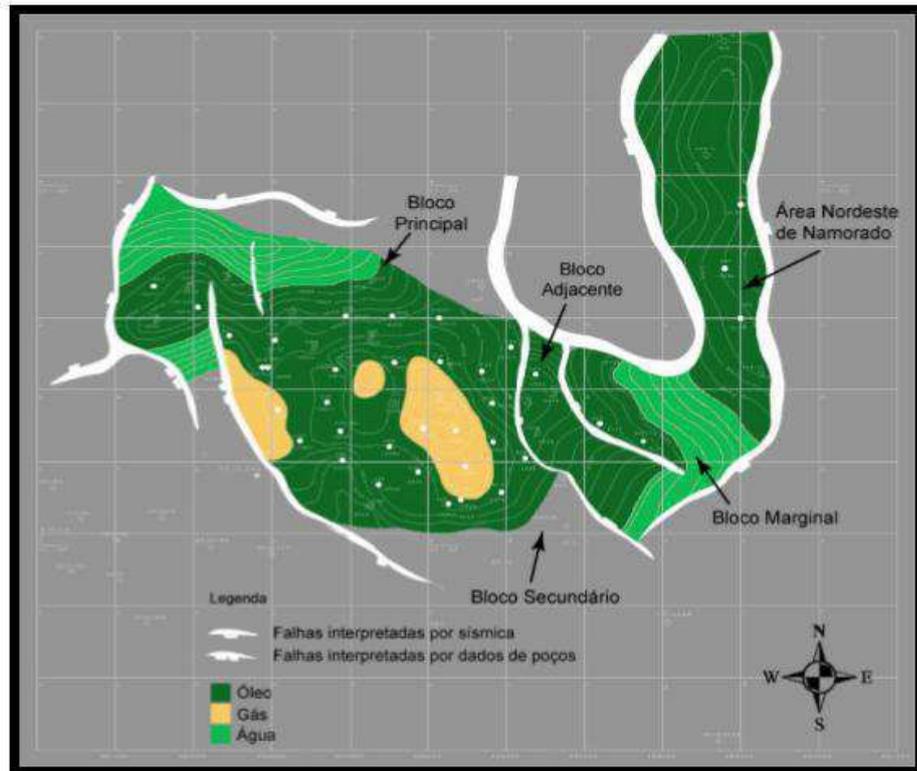


Figura 5: Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado (Modificado por Barboza 2005 a partir de Meneses 1990).

2.7 TURBIDITOS

São considerados ambientes de águas profundas aqueles situados abaixo do nível base das ondas de tempestade, ou seja, o local onde as ondas não interagem com fundo (D'Avila *et al.*, 2008). Portanto, está inserido neste contexto o ambiente marinho profundo local onde estão depositados os turbiditos.

O reservatório do Campo de Namorado é composto por um depósito turbidítico de idade Albocenomaniana. Devido à complexidade desses tipos de depósitos e de suas estruturas, existem na literatura inúmeros modelos de sedimentação, orientados para o entendimento dos mesmos (Della Fávera, 2000).

De acordo com D'Avila *et al.* (2008) alguns processos dominam em águas profundas, os fluxos gravitacionais de sedimentos, fluxos gravitacionais de massa e correntes de fundo. Os fluxos gravitacionais de massa e correntes de fundo são considerados agentes modificadores que retrabalham e ressedimentam os depósitos preexistentes.

Os fluxos sedimentares gravitacionais são fluxos de sedimentos ou de misturas de água de sedimento que se deslocam devido à ação da gravidade, sem influência significativa do meio

existente por cima desse fluxo (Dias, 2004). Geralmente, as partículas são sujeitas à dispersão no início da movimentação. Alguns desses fluxos iniciam-se muito lentamente. Outros ocorrem de forma súbita.

Os principais fluxos sedimentares gravíticos são:

- Fluxos granulares (*grain flows*) – Nestes fluxos a dispersão dos materiais e a manutenção destes em suspensão é promovida pela colisão entre partículas;
- Fluxos liquificados (*liquified flows*) – Nestes fluxos os grãos perdem contato uns com os outros, sendo dispersos e mantidos em suspensão pelos movimentos ascendentes da água;
- Fluxos detríticos (*debris flow*) – O fluido tem grande quantidade de material fino em suspensão, o qual serve de sustentáculo ao transporte em suspensão de alguns elementos maiores;
- Correntes turbidíticas (*turbidity currents*) – São constituídos por misturas turbulentas de água e sedimentos variados que, no conjunto, correspondem a um fluido cuja densidade global é maior do que a da água que envolve a corrente (Dias, 2004).

Dias (2004) afirmou que os mecanismos indutores das correntes turbidíticas são variados, podendo ser de abalos sísmicos, grandes temporais, deslizamentos de terras, deposição sedimentar rápida em vertentes inclinadas na seqüência de cheias fluviais, etc. Muitas correntes turbidíticas iniciam-se na vertente continental superior, próximo à borda da plataforma. O intenso fornecimento sedimentar proveniente da plataforma continental, que muitas vezes conduz à formação de depósitos de equilíbrio instável, aliado aos fortes declives existentes na vertente superior, cria as condições necessárias para o desenvolvimento de episódios turbidíticos. Os depósitos turbidíticos obtêm características diferenciadas mediante a deposição se efetuar na parte proximal ou na distal do talude.

A deposição do material sedimentar efetua-se em seqüência, designada por seqüência de Bouma, composta por cinco níveis (Figura 6):

A – areia compacta, com base bem definida e topo passando gradualmente ao nível seguinte;

B – areia estruturada em lâminas paralelas;

C – areia afetada por estruturas sedimentares onduladas;

D – silte e argila depositados em lâminas paralelas;

E – argilas correspondentes à acumulação calma e lenta.

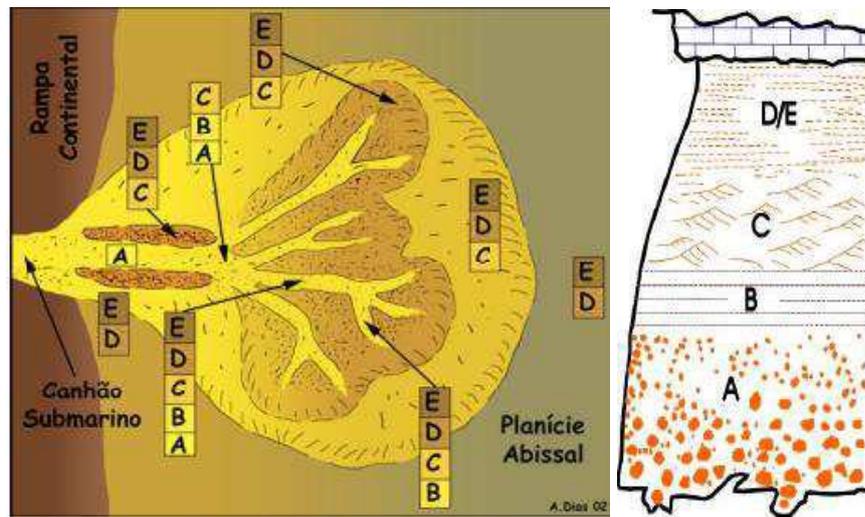


Figura 6: Esquema de um depósito turbidítico em domínio profundo, com indicação dos níveis da sequência de Bouma que se depositam em cada zona (UNESP, 2006).

CAPÍTULO 3 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para conhecer o comportamento do fluxo de fluidos e sua quantidade no interior da formação porosa é necessário que se tenha entendimento das propriedades petrofísicas, e o auxílio da perfilagem. A perfilagem é uma ferramenta útil na investigação de poços perfurados para exploração de hidrocarbonetos, mediante a ela é possível obter informações importantes das propriedades da rocha reservatório (Carvalho, 2015).

Outra ferramenta de alta relevância é a modelagem, com a qual é possível obter o entendimento de como o reservatório foi originado, assim como as diversas possibilidades de distribuição espacial e qualitativa das principais propriedades, como permeabilidade, porosidade e zonas de fluxo (Lima, 2007).

3.1 PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

O conhecimento das propriedades petrofísicas é de fundamental importância para controlar os parâmetros que definem a capacidade de um reservatório produzir o hidrocarboneto contido na rocha reservatório. Características como porosidade e permeabilidade elevadas são favoráveis para a extração do conteúdo do reservatório.

3.1.1 Porosidade

Porosidade (ϕ) é definida como sendo a razão entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total desta (Serra, 2004). A partir desta propriedade é possível obter a relação entre a capacidade de armazenamento dos fluidos e o volume total de uma rocha. Para determinar a porosidade de uma amostra de rocha aplica-se a Equação (1), enquanto que para determinar o volume total de uma rocha utiliza-se a Equação (2) (Gomes, 2002).

$$\phi = \frac{V_v}{V_T} \quad (1)$$

$$V_T = V_v + V_s \quad (2)$$

Onde:

\emptyset = valor da porosidade;

V_V = volume de espaços vazios;

V_T = volume total;

V_S = volume do material sólido.

A porosidade pode ser classificada em primária ou secundária. A porosidade primária é originada no processo de formação da rocha sedimentar. Durante a sua deposição, os espaços criados são geralmente intercristalinos ou intergranulares (Rosa, *et al.*, 2011). A porosidade secundária faz referência aos vazios desenvolvidos na rocha após sua consolidação ou decorrente de atividades ou processos geológicos subsequentes ao período de litificação dos sedimentos (Gomes, 2002).

Ainda pode ser classificada em porosidade absoluta ou total (que representa a percentagem total de espaços vazios da rocha) e porosidade efetiva (que considera somente os espaços porosos interconectados). A diferença entre as porosidades total e efetiva revela a quantidade de poros isolados, obtendo-se a porosidade não-efetiva (Gomes, 2002). Na Figura 7 estão representadas a porosidade efetiva e não efetiva.

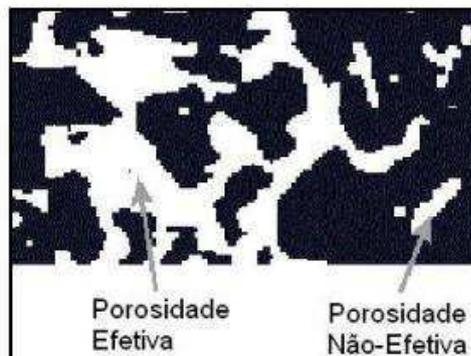


Figura 7: Exemplo de um meio poroso com porosidade efetiva e não efetiva (Gaspari, 2003).

A porosidade efetiva de uma rocha-reservatório é um parâmetro importante nos processos de recuperação secundária, por ser possível descrever o volume máximo de fluido armazenado que pode ser extraído (Gomes, 2002).

De acordo com Carvalho (2014), a porosidade é a principal propriedade para caracterizar a qualidade do reservatório, e pode ser determinada com os dados do perfil sônico (DT), neutrônico (NPHI) e de densidade (RHOB). O aumento na porosidade implica na diminuição da velocidade de propagação das ondas sísmicas.

Outra forma de medir a porosidade de um material é empregar outros métodos como: porosimetria por intrusão de mercúrio ou expansão a gás, análise de imagens digitais e/ou transmissão de raios gama (Diógeneses, 2009).

3.1.2 Permeabilidade

Permeabilidade é a propriedade da rocha de permitir a passagem de fluido através de seus poros, sem que haja deformação estrutural ou deslocamento relativo de suas partes. O fluxo de fluido que passa por um corpo rochoso, não depende apenas das propriedades da rocha, mas também da natureza do fluido e do gradiente de pressão hidrostática (Gomes, 2002; Suguio, 2009).

Segundo Rosa *et al.* (2011), a permeabilidade (K) de um meio poroso é a medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. A permeabilidade é a propriedade dos meios porosos que representa a capacidade do meio conduzir fluidos, comumente é medida em miliDarcy (mD).

A permeabilidade pode ser definida ainda como a medida macroscópica da facilidade com a qual um fluido pode fluir nos espaços existentes no meio poroso (Innocentini, *et al.*, 2005). Sendo assim, trata-se da interação entre o meio poroso e o fluido passante, e não de uma propriedade intrínseca a qualquer um dos dois apenas (Scheidegger, 1974).

Segundo Rocha (2005), existe situações onde a rocha reservatório apresenta grandes quantidades de poros e hidrocarbonetos no seu interior, porém nem sempre é possível extraí-los. Para que a extração ocorra é preciso que os poros estejam interconectados assegurando o fluxo de fluidos no interior deles. Quanto mais estreitos e tortuosos forem os caminhos mais difícil será o fluxo no interior da formação, o que indica uma baixa permeabilidade. Por outro lado, se tivermos poros conectados, menor será a resistência ao fluxo, garantindo, portanto uma maior permeabilidade.

O engenheiro Henry Darcy, em 1856, desenvolveu um experimento para investigar o escoamento de um fluido em um filtro vertical. A Equação (3) é a de maior utilização para o estudo de fluxo de fluidos em meios porosos. Foi formulada por ele ao estudar problemas com tratamento de água através de filtros de areia com a finalidade de purificá-la (Rosa *et al.*, 2011).

$$Q = K \frac{A(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (3)$$

Onde:

Q = vazão (cm^3/s)

K = coeficiente de permeabilidade característico da rocha e do fluido (mD)

A = área da amostra através da qual passa o fluido (cm^2)

$P_1 - P_2$ = gradiente de pressão

L = comprimento (cm)

μ = viscosidade do fluido (em centipoise)

Algumas condições são consideradas na Lei de Darcy: fluxo isotérmico, laminar e homogêneo; meio poroso homogêneo que não reage com o fluido; fluido incompressível, homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão, e; apenas um fluido presente.

Segundo Gaspari (2006), quando o espaço poroso é preenchido apenas por um fluido tem-se a permeabilidade intrínseca ou permeabilidade absoluta. Quando o espaço poroso é preenchido por dois ou mais fluidos tem-se a permeabilidade efetiva do meio poroso. O quociente entre a permeabilidade efetiva e a absoluta origina a permeabilidade relativa do meio.

Gomes (2002) descreve as características da permeabilidade segundo a escala representada na Tabela 1. Mediante a esta classificação uma menor permeabilidade corresponde a uma maior dificuldade de escoamento do fluido no meio poroso.

Tabela 1: Escala de permeabilidade.

Permeabilidade (K)	Tipo
< 1 mD	Baixa
1-10 mD	Regular
10-100 mD	Boa
100-1000mD	Muito Boa
> 1000 mD	Excelente

3.1.3 Resistividade

De acordo com Serra (2004), a resistividade de um material é definida como a capacidade de oposição à passagem de corrente elétrica. A resistividade de uma rocha está relacionada à porosidade e à água presente nos poros (saturação), à litologia da rocha, considerando a presença de argila ou minerais condutivos.

Segundo Oliveira (2009), a rocha é um material heterogêneo formado por uma fase sólida (matriz) e uma fase líquida ou gasosa que ocupa os poros. Fatores como a resistividade intrínseca da matriz, porosidade, textura, distribuição dos poros, resistividade intrínseca dos líquidos e processos que ocorrem na região de contato entre a matriz e o fluido podem alterar o comportamento elétrico da rocha.

A resistividade dos minerais é muito variável, podendo apresentar baixas resistividades como a prata ($1,6 \times 10^{-8} \Omega.m$) ou resistividade elevada, como o enxofre puro ($1016 \Omega.m$). As rochas ígneas possuem resistividade elevadas, enquanto que as rochas sedimentares têm resistividades mais baixas (Reynolds, 1997).

Existem situações nas quais as rochas sedimentares possuem resistividade muito elevada: estão neste caso as areias de duna quando secas e as que possuem baixa porosidade como o gesso. As argilas desempenham um papel muito particular no comportamento elétrico deste tipo de rocha: quando na presença de água as argilas apresentam baixos valores de resistividade, pelo efeito combinado da água e da polarização superficial das partículas de argila; por outro lado, devido a porosidade das argilas ser muito baixa, a água é retida na rocha aumentando assim a sua condutividade elétrica (Reynolds, 1997).

De acordo com Carvalho (2014), a concentração e o tipo de sal dissolvido são determinantes para aumentar ou diminuir a resistividade do fluido. Como por exemplo, numa rocha saturada com água salina, a resistividade será menor quanto maior for a salinidade da água.

3.1.4 Volume de Argila

A porosidade e a permeabilidade de um reservatório podem ser alteradas devido ao volume de argila, propriedade esta que define a qualidade do reservatório. Segundo Asquith (1992), se por um lado um reservatório que contém muita argila tem sua produção suprimida, por outro, uma pequena quantidade de argila disseminada nos poros pode ajudar no trapeamento da água intersticial, permitindo a produção em reservatórios supersaturados em água.

Em arenitos a presença de argila provoca uma redução na resistividade que é medida por ferramentas de indução, *laterolog* ou propagação eletromagnética. Esta redução ocorre devido à presença de água retida pelos grãos finos de argila (*clay bound water*), e pela grande

capacidade de troca de cátions dos argilominerais. Esta capacidade de troca de cátions é função da área de superfície de contato, que é função do tamanho do grão (Carvalho, 2014).

O volume de argila pode ser calculado por um indicador único de argila, como a curva dos raios gama (GR), por exemplo, ou pela combinação de *crossplots* ou *logs*, como a combinação do perfil de densidade (RHOB) e o de porosidade neutrônica (NPHI) (Ip Help Manual, 2011).

A argila pode ser classificada em:

- Laminar: camadas com espessura de algumas polegadas, presentes nas formações. Mediante a proporção da argila pode ocorrer uma redução na porosidade efetiva e permeabilidade da formação.
- Estrutural: grãos de argila presentes ao longo das camadas, juntamente com os grãos de areia. Quando este tipo de argila está presente tem-se uma variação na porosidade e permeabilidade.
- Dispersa: dispersa nos poros dos arenitos, este tipo de argila é o mais prejudicial para o reservatório, pois pode entupir os poros e reduzir a permeabilidade efetiva (Carvalho, 2014).

3.2 PERFILAGEM

Perfilagem é o método que possibilita a obtenção de informações físicas das estruturas geológicas nos poços de petróleo. Estas informações revelam o tipo de rocha (litologia), porosidade, a sua espessura, prováveis fluidos existentes nos poros e suas saturações (Thomas, 2004).

O perfil de um poço é obtido a partir de ferramentas que são descidas no poço, onde os valores são captados e em seguida são armazenados em arquivos digitais. Os registros são feitos a partir do deslocamento vertical de sensores de perfilagem dentro de um poço, e foram denominados genericamente de perfis elétricos, pelo fato de terem suas informações transmitidas por cabos elétricos (Bates & Jackson, 1980).

A finalidade do uso dos perfis geofísicos é de analisar as propriedades físicas das rochas, como, propriedades elétricas, acústicas e radioativas. A análise pode ocorrer durante ou após a perfuração dos poços (Rosa *et al.*, 2011).

É possível encontrar-se vários tipos de perfis utilizados para as mais diversas aplicações, todos com o objetivo de avaliar melhor as formações geológicas quanto à ocorrência de uma jazida comercial de hidrocarbonetos.

Entre os perfis mais importantes podem-se destacar os de resistividade, de indução, potencial espontâneo, sônico, de temperatura, magnético, gravimétrico e radiométrico.

3.2.1 Perfil de Cáliper (Cal)

O perfil de cáliper é de fundamental importância, pois a partir dele são reveladas informações sobre o diâmetro do poço. É necessário o conhecimento deste tipo de informação para realização da cimentação e revestimento do poço, controle de qualidade dos perfis elétricos e a respeito das condições das paredes do poço de acordo com as variações dos diâmetros das brocas (Carvalho, 2014).

De acordo com Rider e Kennedy (2011), as zonas onde ocorrem arrombamentos são identificadas quando o diâmetro do poço é maior que o diâmetro da broca. Os arrombamentos dos poços podem ser ocasionados pelo desabamento das paredes dos poços devido à circulação da lama de perfuração. Enquanto que as zonas de reboco são identificadas pelo diâmetro do poço menor que o diâmetro da broca, isso ocorre por causa do acúmulo de lama na parede do poço.

Segundo Serra (2004), o perfil cáliper pode ser afetado por fatores geológicos. O diâmetro do poço depende da litologia, isto porque, alguns tipos de rochas podem ser alterados na presença do fluido de perfuração e da estrutura e textura da rocha. O reboco pode gerar uma redução no diâmetro do poço. Um dos tipos da ferramenta usada neste tipo de perfil pode ser observado na Figura 8.



Figura 8: Sonda cáliper com três braços (Fonseca, 2014).

O objetivo de medir o cáliper do poço é para encontrar zonas porosas e permeáveis de acordo com a presença de reboco e folhelhos instáveis modificados pela interação entre a argila e o fluido de perfuração. Outra aplicação do cáliper é para fazer correções nos perfis

como as curvas ILD e DT. Este é um perfil crucial na interpretação dos demais perfis, já que muitos deles são modificados com a variação do diâmetro do poço (Fonseca, 2014).

3.2.2 Perfil de Raios Gama (GR)

O perfil de Raios Gama mede a radioatividade natural emitida pelos elementos instáveis ^{238}U , ^{232}Th e ^{40}K . Este perfil é formado por um registro de ondas eletromagnéticas de alta energia emitidas naturalmente pelos minerais radioativos presentes na formação (Nery, 2004). De acordo com Rider (2002), os raios gama são identificados mediante o uso de cintilômetros. Estes instrumentos medem a radiação dentro de uns poucos decímetros da parede do poço.

A radioatividade natural é o decaimento espontâneo de alguns isótopos, que decaem até que um isótopo estável seja criado. A radioatividade se caracteriza pela emissão de partículas alfa e beta, raios gama e liberação de calor (Serra, 2004).

Stevanato (2011) afirma que os diversos tipos de rocha podem ser identificados mediante a quantidade de elementos radioativos presentes. Rochas ígneas e metamórficas apresentam maior radioatividade em comparação com as rochas sedimentares. Rochas mais argilosas apresentam uma radioatividade superior em comparação às demais rochas sedimentares.

O perfil de Raios Gama é uma ferramenta que tem como finalidade quantificar a radioatividade natural das rochas, sendo um dos mais usados na correlação rocha-perfil de poços. Ele permite que seja realizada uma distinção entre folhelhos e/ou argilas de outros tipos litológicos. Algumas rochas não argilosas, enriquecidas por minerais ou fluidos radioativos, podem afetar a leitura, confundindo o intérprete. O padrão de variação da forma e do traçado do perfil reflete, normalmente, as variações litológicas dos pacotes rochosos expressando os principais padrões de eletrofácies (Serra, 1985).

As funções principais do perfil de Raios Gama são distinguir as camadas geológicas com altas e baixas radioatividades, na correlação de poços, identificação geral da litologia, avaliação quantitativa da presença de argila e interpretação das sequências sedimentares (Stevanato, 2011).

3.2.3 Perfil de Porosidade Neutrônica (NPHI)

Segundo Nery (2004), os nêutrons são partículas sem carga elétrica que penetram profundamente na matéria, interagindo elástica ou inelasticamente com os núcleos dos elementos que compõem as rochas.

De acordo com Nery (2004), o perfil de nêutrons é formado por um registro contínuo do índice de hidrogênio presente nas formações. A partir deste registro é possível obter informações do espaço poroso que é preenchido por fluidos.

As ferramentas neutrônicas são formadas por uma fonte de nêutrons com um, dois ou quatro detectores. Os nêutrons rápidos bombardeiam as camadas adjacentes ao poço, onde sucessivas e múltiplas colisões elásticas com os átomos do meio fazem com que os nêutrons percam parte da energia com que foram lançados. Esta perda de energia depende da massa relativa do núcleo colidido. As maiores perdas ocorrem justamente quando os nêutrons se chocam com núcleos de massa praticamente igual a sua, como no caso de núcleos de hidrogênio (Nery, 2004).

Este perfil é aplicado na quantificação da porosidade e na identificação qualitativa entre reservatórios preenchidos por óleo e gás. Pode ser também utilizado na identificação de litologias que possuam minerais argilosos. Ao ser combinado com o perfil de densidade, pode se tornar uma boa ferramenta de indicação litológica (Rider, 2011).

3.2.4 Perfil de Densidade Total (RHOB)

Este perfil capta um registro contínuo da densidade de toda a formação, a qual é função da densidade dos minerais e dos fluidos que ocupam os poros. A densidade é medida através de uma ferramenta que emite feixes de raios gama. No momento que os feixes entram em contato com a rocha é gerada uma dispersão que resulta na diminuição da intensidade inicial do feixe, o chamado Efeito Compton. Sendo assim a ferramenta mede a variação da intensidade do feixe inicial, que está relacionada com a densidade eletrônica do meio (Stevanato, 2011).

De acordo com Nery (2004), como o Efeito Compton é diretamente proporcional à densidade eletrônica e esta é proporcional à densidade da formação, conclui-se que a ferramenta responde diretamente à densidade da formação e inversamente à sua porosidade.

O perfil de densidade é aplicado na identificação litológica, quantificação da porosidade das formações sedimentares, detecção de zonas de gás, identificação de minerais evaporíticos, entre outras.

O perfil densidade utilizado de forma isolada nem sempre tem êxito, isto porque efeitos como composição e textura podem alterar as informações obtidas. A Tabela 2 apresenta a variação de algumas densidades típicas para as litologias mais comuns.

Tabela 2: Densidade de litologias comuns (Rider, 2002).

Litologia	Densidade (g/cm ³)	Matriz (g/cm ³)
Folhelho	1,8-2,75	Variada (ex. 2,65 – 2,7)
Arenito	1,9-2,65	2,65
Calcário	2,2-2,71	2,71
Dolomito	2,3-2,87	2,87

Diversos fatores podem causar variações na densidade como: uma compactação elevada e a composição da rocha. A compactação resulta em uma maior densidade, em geral, rochas mais antigas são mais densas, e a composição da rocha, isto porque alguns componentes podem aumentar a densidade da mesma (Rider, 2002).

3.2.5 Perfil Sônico (DT)

A finalidade do perfil sônico é investigar as velocidades de propagação das ondas ao longo da formação, ou seja, é a medida da capacidade da formação de transmitir ondas sonoras. A determinação do tempo gasto pelas ondas sonoras para atravessar um determinado espaço da formação pode ser aplicado para quantificar os fluidos no interior da mesma, sendo assim, a partir deste perfil é possível determinar a porosidade efetiva do reservatório (Nery, 2004).

Neste perfil é utilizado um transmissor compressional de pulsos sonoros que penetram na formação e são captados por receptores acústicos que irão registrar os sinais recebidos pela formação. O equipamento mede a diferença do tempo de trânsito entre os receptores, ou seja, o inverso da velocidade de propagação (Barboza, 2005).

Segundo Lima (2004), tempos de trânsito elevados indicam a presença de fraturas, desmoronamentos ou gás. A velocidade do som pode variar dependendo do meio de propagação. Formações com elevada densidade tendem a ter uma maior velocidade de

propagação, ou seja, um menor tempo de trânsito. A Tabela 3 apresenta os tempos de trânsito e velocidades de alguns litotipos.

Tabela 3: Tempos de trânsito e velocidades compressoriais dos litotipos e fluidos mais comuns (modificado de Nery, 2004; Rider, 2002).

Litotipo	Tempo de trânsito (µs/ft)	Velocidade (ft/s)
Folhelho	60-170	16.000-5.000
Arenito	51,0-55,5	19.500-18.000
Cálcario	47,6-53,0	23.000-19.000
Dolomito	38,5-45,0	26.000-22.200
Óleo	238	4200
Gás	626	1600
Água (Doce)	200	5000

A partir do perfil sônico é possível obter a porosidade (quanto maior a porosidade maior será o tempo de trânsito de uma determinada formação), interpretação litológica, identificação de fraturas e descontinuidades.

3.2.6 Perfil de Resistividade

O perfil de resistividade mede a propriedade intrínseca do material relativa à resistência que a formação apresenta à passagem de corrente elétrica. Com a resistividade da formação é possível identificar a presença de fluido no reservatório e realizar o cálculo da saturação de água S_w (Nery, 1990).

Segundo Rider (2002), apesar das rochas possuírem a capacidade de serem isolantes, dependendo do fluido que está preenchendo seus poros, pode haver a condução de corrente elétrica. As rochas que possuem seus poros preenchidos por hidrocarbonetos apresentam elevados valores de resistividade.

Este perfil apresenta as seguintes aplicações: identificação das camadas que possuem hidrocarbonetos, identificação das zonas saturadas com óleo a partir do cálculo de saturação de água (S_w), definição do contato óleo-água, correlação entre poços, identificação do tipo de rocha e do tipo de fluido.

Diferentes arranjos de eletrodos podem ser utilizados no perfil de resistividade. A finalidade é gerar informações sobre diferentes zonas ao redor do poço. Dispositivos comutadores permitem a conexão de diferentes conjuntos de eletrodos, de modo que vários

tipos de perfil de resistividade podem ser medidos durante uma única passagem de sonda (Keary *et al.*, 2009).

3.3 GEOESTATÍSTICA

A partir dos fenômenos geológicos e conceitos estatísticos é possível quantificar e modelar a variabilidade espacial das variáveis naturais, ou seja, a partir da geoestatística pode-se estabelecer uma relação espacial entre as variáveis, estimando seus valores em locais não amostrados (Kelkar & Perez, 2002).

Baseado na estatística, um determinado parâmetro de interesse pode ser representado de forma significativa através das distribuições de probabilidade. Um modelo estatístico é útil na aleatoriedade aparente das variações espaciais (Chilès & Delfiner, 1999).

A geoestatística foi desenvolvida em 1965 por Georges Matheron. A mesma fundamenta-se na teoria das Variáveis Regionalizadas (VR's) que podem ser interpretadas como uma função que varia de um lugar a outro no espaço apresentando uma aparente continuidade, ou seja, são variáveis cujos valores são interligados com a posição espacial que ocupam (Guerra, 1988).

Técnicas geoestatísticas são desenvolvidas para combinar e correlacionar dados que serão utilizados para gerar modelos numéricos que detalham as características do reservatório. A modelagem de reservatórios pode ser obtida mediante as relações espaciais entre as propriedades medidas das rochas (Price *et al.*, 2008).

As ferramentas da geoestatística podem ser usadas para descrever e modelar padrões espaciais (variografia), para prever valores em locais não amostrados (krigagem), para obter a incerteza associada a um valor estimado em locais não amostrados (variância de krigagem) e para aperfeiçoar malhas de amostragem (Andriotti, 2005).

É possível caracterizar o comportamento estatístico univariado e multivariado do conjunto de informações existentes a partir da análise exploratória de dados. Toda informação é extraída, os dados são caracterizados, quantificados e relacionados entre os diferentes tipos de informações (Marques, 2011).

A próxima etapa (análise e modelagem espacial) é verificar como os dados variam espacialmente, assim como o grau de anisotropia das variáveis principais. São calculados variogramas ou co-variâncias espaciais e modelos de co-regionalização, sendo a base para as etapas subsequentes.

A krigagem é a terceira etapa e tem como fundamento a caracterização da distribuição espacial dos valores médios das variáveis de interesse. Na caracterização de reservatórios petrolíferos, esta etapa é aplicada quando as variáveis apresentam grande homogeneidade espacial, como os topos e bases das camadas e o contato água - petróleo.

3.3.1 Análise exploratória de dados

As variáveis podem se relacionar de três formas: análise univariada, análise bivariada e análise multivariada. A análise univariada tem como finalidade verificar as características ou tendências dos dados em uma única variável. A análise é baseada em: tabulação de variáveis, representação gráfica, medidas de tendência e medidas de dispersão.

Enquanto que a análise bivariada estuda simultaneamente duas variáveis, tendo como objetivo estabelecer a ligação entre as variáveis e verificar se as diferenças entre a distribuição dessas variáveis apresenta algum significado estatístico, para averiguar se existem coincidências, influências ou causalidades.

A análise multivariada investiga simultaneamente múltiplas medidas de dados específicos. A característica multivariada repousa nas múltiplas combinações de variáveis e não somente sobre o número de variáveis ou observações (Vicini, 2005).

3.3.2 Variografia

Com o variograma é possível obter a medida da continuidade espacial dos dados experimentais e do grau de anisotropia entre as variáveis analisadas (Correia, 2010).

Mediante a comparação de dois valores tomados simultaneamente em uma determinada direção define-se a natureza estrutural de um determinado conjunto de dados. Com o uso de semi-variogramas nas principais direções, consegue-se calcular as dimensões médias dos corpos ao longo destas direções (Soares, 2006).

Após realizar o cálculo dos diversos variogramas experimentais para as diferentes direções, o próximo passo consiste no ajuste a uma função atenuada conhecida. Nesta etapa o objetivo é conjugar-se todo o conhecimento pericial e interdisciplinar que se tem do fenômeno, resumido numa só função os seus padrões de continuidade (Soares, 2006).

Existem alguns modelos de adequação a variogramas, os mais utilizados são: o exponencial, gaussiano e potencial. Mediante a curva que os caracteriza é possível identificar

a diferença entre eles. Os modelos exponencial e potencial apresentam apenas uma concavidade, o modelo gaussiano por outro lado tem duas perfazendo uma forma de “s” no variograma. Na Figura 9 estão ilustradas as diferenças mais marcantes entre os três modelos (Correia, 2010).

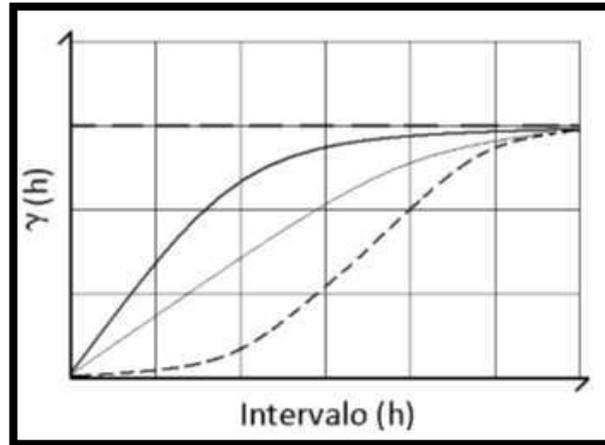


Figura 9: Modelo exponencial (esq.), potencial (centro) e gaussiano (dir.) ajustados num variograma (Correia, 2010).

Os *softwares* geoestatísticos possibilitam resolver os modelos matemáticos mediante os dados de amplitude (ou alcance), patamar e efeito pepita. A amplitude é definida como a distância da origem ao ponto onde o modelo toca o patamar. O patamar corresponde ao $\gamma(h)$ de modo que acima do mesmo já não existe qualquer correlação. O efeito pepita é utilizado para representar as discontinuidades nas zonas próximas à origem, evitando assim más estimações (Correia, 2010).

Na Figura 10 está ilustrada a localização de cada parâmetro.

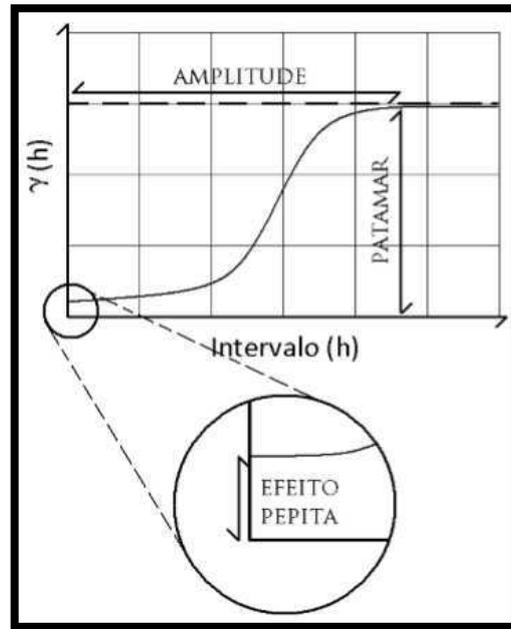


Figura 10: Parâmetros patamar, amplitude e efeito pepita na adequação de um modelo ao variograma (Correia, 2010).

3.3.3 Krigagem

A krigagem pode ser definida como um método de estimação usado na geoestatística com o intuito de aproximar ou interpolar dados. Também conhecida como Processo Gaussiano de Regressão (Soares, 2006).

Para realizar o cálculo das interpolações a krigagem utiliza dados na forma de tabelas e sua posição geográfica. A krigagem faz uso do princípio da primeira lei de geografia de Tobler, que diz que unidades de análise mais próximas entre si são mais parecidas do que unidades mais afastadas. A krigagem utiliza funções matemáticas para assinalar pesos maiores às posições mais próximas aos pontos amostrais e pesos menores às posições mais distantes, criando assim novos pontos interpolados com base nessas combinações lineares de dados (Jacob, 2002).

A krigagem leva em consideração o número de amostras utilizadas, as posições dessas amostras na área a ser investigada, as distâncias entre as amostras e a zona a ser estimada e a continuidade espacial da variável em estudo. Uma vantagem primordial da krigagem é a eliminação dos erros excessivos, melhorando assim a precisão (Andriotti, 2005).

A partir da krigagem é possível produzir a melhor estimativa linear não-viciada dos dados de um atributo em um local não amostrado, juntamente com a modelagem do variograma, aplicou-se neste trabalho a krigagem ordinária.

A krigagem ordinária (KO) é geralmente associada como *best linear unbiased estimator* (B.L.U.E). A krigagem ordinária é linear porque suas estimativas são combinações lineares ponderadas dos dados disponíveis. É não viciada porque busca o valor de erro ou resíduo médio igual a 0, e é melhor porque minimiza a variância dos erros. (Isaaks e Srivastava, 1989).

A krigagem ordinária é mais utilizada que a krigagem simples, isto porque a mesma considera a média desconhecida, ou seja, não exige conhecimento da média sobre toda a área estudada. A KO pode ser estimada em qualquer lugar, exceto em situações que se dispõe de observações de campo e o valor medido é reproduzido (Andriotti, 2005).

CAPÍTULO 4 – MATERIAIS E MÉTODOS

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Dados

Na execução deste projeto foram utilizados dados do Campo de Namorado, Bacia de Campos, disponibilizados pela ANP, devido ao fato de ser apontado como um “campo escola” e ter parte dos seus dados livres para fins de pesquisa acadêmica.

Foram selecionados quinze poços do Campo de Namorado: NA01A, NA02, NA04, NA07, NA11A, escolha destes poços é justificado pelo fato de possuírem valores de permeabilidade distribuídos ao longo dos poços e por possuírem todas as curvas básicas de perfilagem. Na Figura 11 pode ser observada a localização dos poços que foram selecionados para realização do estudo.

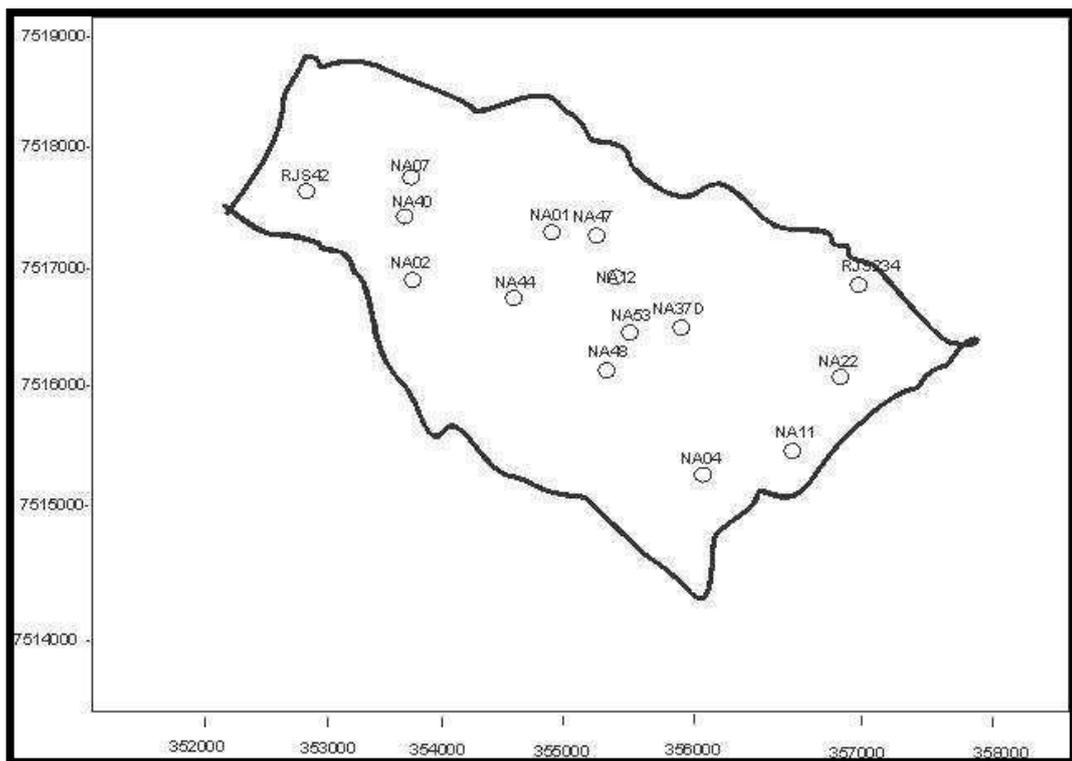


Figura 11: Mapa do Campo de Namorado com a localização dos poços utilizados neste trabalho.

Os dados utilizados consistem de valores da propriedade petrofísica da permeabilidade com suas respectivas profundidades distribuídas ao longo de intervalos dos poços. Após o

recebimento dos dados foi realizada a etapa de seleção dos poços de acordo com o objetivo do trabalho.

Esse conjunto de dados engloba basicamente um conjunto de cinco perfis no formato LAS, as curvas são de: Raios Gama (GR), Calíper (Cal), Resistividade (ILD), Porosidade (NPHI) e Densidade (RHOB). Neste mesmo conjunto tem as descrições de testemunhos e o perfil Sônico (DT), porém estes estão limitados.

Na Tabela 4 podem-se identificar os poços utilizados juntamente com o conjunto de dados correspondentes.

Tabela 4: Relação dos poços utilizados com os perfis geofísicos e descrição de testemunho.

Poços	CALI	DT	GR	ILD	RHOB	NPHI	Descrição de testemunho
NA01	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NA02	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NA04	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NA07	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NA11	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NA12	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NA22			✓	✓	✓	✓	✓
NA37	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NA40	✓		✓	✓	✓	✓	✓
NA44	✓		✓	✓	✓	✓	✓
NA47	✓		✓	✓	✓	✓	✓
NA48	✓		✓	✓	✓	✓	✓
NA53	✓		✓	✓	✓	✓	✓
RJS042	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
RJS234	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

4.2 Zoneamento Estatístico

Inicialmente para aplicar a técnica de zoneamento estatístico foi necessário relacionar de forma sequenciada os dados de permeabilidade com a profundidade.

Após esta etapa foram aplicadas as Equações 4, 5 e 6 com a finalidade de dividir o poço em zonas de fluxo. A técnica de zoneamento estatístico em reservatórios é uma operação dividida em fases. O primeiro passo foi reunir um conjunto de dados de permeabilidade de um poço e dividi-los em zonas de fluxo. As zonas são divididas quando ocorre uma variância mínima no interior de uma determinada zona e uma variância máxima entre as zonas. As Equações 4 e 5 foram utilizadas com o intuito de obter as variâncias entre as zonas e as

agrupadas no interior das zonas, respectivamente. A Equação 6 fornece o índice de zoneamento (R), que é o critério usado para indicar a melhor divisão de zonas possível. Este índice varia de 0 até 1. Quando o valor de R estiver próximo de 1 significa que as zonas apresentam uma boa homogeneidade. Portanto, o maior valor do índice indica a melhor divisão em duas zonas, sendo então mantida esta divisão de zonas para comparação com os próximos índices. Todas essas etapas foram aplicadas nos quinze poços e os mesmos foram divididos em duas zonas.

$$B = \frac{1}{L-1} \left[\sum_{i=1}^L m_i (\bar{k}_i - \bar{k})^2 \right] = \frac{1}{L-1} \left[\sum_{i=1}^L \frac{(\sum_{j=1}^{m_i} k_{ij})^2}{m_i} - \frac{\sum_{i=1}^L \sum_{j=1}^{m_i} k_{ij}}{N} \right] \quad (4)$$

$$W = \frac{1}{N-L} \left[\sum_{i=1}^L m_i \sum_{j=1}^{m_i} (k_{ij} - \bar{k}_i)^2 \right] = \frac{1}{N-L} \left[\sum_{i=1}^L \sum_{j=1}^{m_i} k_{ij}^2 - \sum_{i=1}^L \frac{(\sum_{j=1}^{m_i} k_{ij})^2}{m_i} \right] \quad (5)$$

$$R = \frac{B-W}{B} \quad (6)$$

Onde:

B = Variância entre zonas;

L = O número de zonas;

i = Índice de soma para o número de zonas;

j = Índice de soma para o número de dados dentro da zona;

m_i = Número de dados na zona;

\bar{k}_i = Permeabilidade média nas zonas;

\bar{k} = A média total dos dados do poço;

W = Variâncias agrupadas dentro das zonas;

N = Número total de dados;

k_{ij} = Dados de permeabilidade;

R = Índice de zoneamento;

Após a combinação de duas zonas, os dados foram divididos em todas as possíveis combinações para três zonas. Aplicam-se novamente as Equações 4, 5 e 6 para obter o novo índice de zoneamento, realizar uma comparação com o anterior e verificar se o poço pode ou não ser dividido em três zonas. Os poços NA07, NA11D, NA12, NA22, NA40D, NA44D, NA47D, NA48, NA53D, RJS42 e RJS234 foram submetidos a combinações para três zonas.

Em seguida, os dados foram divididos em todas as possíveis combinações de quatro zonas, repetindo-se os passos anteriores para duas e três zonas. Para cada zona foi calculado o índice de zoneamento comparando-o com o índice anterior, a divisão continuou até que a diferença entre os índices apresentaram valores insignificantes. Testerman (1962) descobriu que a diferença é insignificante se $\Delta R \leq 0,06$. Alguns poços foram divididos em apenas duas zonas, pois para estes, o índice de zoneamento para duas zonas foi máximo. Os poços NA11D, NA22 e RJS234 foram divididos em quatro zonas atingindo nesta etapa uma variação de $\Delta R \leq 0,06$.

4.3 FZI

Após a aplicação do zoneamento estatístico foi aplicado o FZI com a finalidade de obter, alternativamente, as zonas de fluxo. O FZI foi aplicado nas mesmas profundidades que o zoneamento estatístico para realizar uma comparação entre zonas e verificar a partir das curvas de perfis qual técnica apresenta um melhor resultado.

Para realizar o cálculo do FZI foram utilizados os dados obtidos nos perfis geofísicos dos poços. Os perfis usados foram o de raios gama, porosidade neutrônica, densidade e resistividade. As Equações de 7 a 12 foram aplicadas para obtenção do Índice de Zonas de Fluxo (FZI). Essas Equações foram obtidas a partir do trabalho de Tanmay Chandra (2008).

$$GR_{Tr} = 4.7860 * 10^{-3} * GR^2 - 1.732 * 10^{-1} * GR + 1.0614 \quad (7)$$

$$NPHI_{Tr} = -8.1102 * NPHI^2 + 9.6676 * 10^{-1} * NPHI + 1.7170 * 10^{-1} \quad (8)$$

$$RHOB_{Tr} = 7.1926 * RHOB^2 - 3.6727 * 10^1 * RHOB + 4.5873 * 10^1 \quad (9)$$

$$ILD_{Tr} = -1.6859 * 10^{-4} * ILD^2 - 3.8016 * 10^{-2} * ILD + 4.3712 * 10^{-1} \quad (10)$$

$$SOMA = GR_{Tr} + NPHI_{Tr} + ILD_{Tr} + RHOB_{Tr} \quad (11)$$

$$FZI = 4.4306 * 10^{-1} * SOMA^2 + 6.08575 * 10^{-1} * SOMA + 3.8229 * 10^{-1} \quad (12)$$

Após o cálculo do FZI para as profundidades de interesse foi verificado qual era o maior valor, dividindo assim o poço em zonas. Com a divisão dos poços em zonas por ambas as técnicas, foram confeccionados painéis com as curvas dos perfis de GR, CALI, NPHI, RHOB, ILD e DT. Também foram adicionadas as litofáceis e as divisões em zonas pelas técnicas de zoneamento estatístico e FZI.

4.4 Stanford Geoestatistical Modeling Software (SGeMS)

Este *software* foi utilizado com o intuito de produzir modelos 3D da distribuição espacial das zonas de fluxo no Campo de Namorado, através da interpolação geoestatística das zonas de fluxo na região entre os poços. Neste trabalho foi aplicada a técnica da krigagem ordinária.

Para obtenção do modelo algumas etapas foram executadas:

- Inicialmente foi preparado o arquivo contendo os dados iniciais com as variáveis (coordenadas X, Y, Z e as zonas de fluxo, no caso do zoneamento estatístico, ou do índice de classificação de reservatório ou não reservatório, no caso do FZI);
- Os dados iniciais foram carregados, o tipo de arquivo (*point set*) foi escolhido e a coluna onde se encontrava cada variável foi especificada.
- Foi criado o malha cartesiana, de modo que o número de células em cada eixo (60, 30, 50), tamanho (100, 100, 10) e origem (4487600, 2493000, 2952) foram especificados;
- Após a criação da malha o variograma foi calculado a partir da propriedade zonas ou do índice de classificação de reservatório;

- Informações como número de *lags*, separação entre os *lags*, tolerância dos *lags*, número de direções e tipo de variograma foram adicionadas;
- Com a etapa de variograma concluída, aplicou-se a krigagem;
- Na etapa da krigagem foram adicionados os parâmetros de estimativa juntamente com os dados variográficos;
- A krigagem foi calculada e os modelos, para o zoneamento estatístico e para o FZI, foram apresentados no painel de visualização.

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

As Tabelas 5 a 7 apresentam as profundidades de separação de zonas indicadas pelos métodos de zoneamento estatístico e índice de zona de fluxo (FZI). No zoneamento estatístico quando o índice de zoneamento (R) está entre 0,98 e 1,00, considera-se esta como a melhor posição para a divisão entre zonas. Para índices inferiores aplicou-se novamente o método até que a diferença dos índices fosse igual ou menor que 0,06 ou R próximo a 1. Para o FZI o método foi aplicado com a finalidade de encontrar o maior índice de zona para que a divisão entre reservatório/não-reservatório fosse realizada naquela profundidade.

Para efeito comparativo, foram considerados os mesmos intervalos de profundidade nas duas técnicas para melhor determinar as profundidades das interfaces entre zonas.

A Tabela 5 apresenta as profundidades de interfaces indicadas por ambas as técnicas para duas zonas. Realizando uma comparação das profundidades de interface verifica-se que dos quinze poços investigados três (NA11, NA12 e RJS42 - 20%) apresentaram resultados com bastante disparidade.

Tabela 5: Resultados obtidos nas técnicas de zoneamento estatístico e FZI para duas zonas.

Poços	Profundidade de interface entre zonas - Zoneamento (m)	Profundidade de interface entre zonas - FZI (m)	R
NA01	3309,0	3309,8	0,98
NA02	3048,3	3042,6	0,98
NA04	3046,2	3039,8	0,98
NA07	3089,0	3091,2	0,91
NA11	3139,2	3076,4	0,83
NA12	3053,9	3079,1	0,79
NA22	3190,2	3190,7	1,00
NA37	3221,5	3221,9	0,42
NA40	3152,0	3148,9	0,89
NA44	3308,0	3306,4	0,72
NA47	3258,6	3258,4	0,64
NA48	3188,7	3191,9	0,76
NA53	3224,0	3225,0	0,89
RJS42	3155,5	3144,6	0,88
RJS234	3231,2	3233,5	0,26

Na Tabela 6 são ilustradas as profundidades das interfaces indicadas por ambas as técnicas para três zonas. Nesta etapa é possível observar que dos oito poços investigados dois (NA11 e NA44 - 25%) tiveram resultados com diferenças significativas.

Tabela 6: Resultados obtidos nas técnicas de zoneamento estatístico e FZI para três zonas.

Poços	Profundidade de interface entre zonas - Zoneamento (m)	Profundidade de interface entre zonas - FZI (m)	R
NA07	3088,6	3088,7	0,97
NA11	3123,9	3076,3	0,93
NA22	3184,3	3190,2	0,98
NA40	3156,2	3156,8	0,98
NA44	3295,6	3306,3	0,88
NA53	3226,4	3224,9	0,83
RJS42	3140,6	3144,3	0,85
RJS234	3230,4	3225,5	0,71

A Tabela 7 aponta as profundidades das interfaces indicadas por ambas as técnicas para quatro zonas. Nesta situação percebe-se que para os três poços estudados as profundidades foram semelhantes para as duas técnicas.

Tabela 7: Resultados obtidos nas técnicas de zoneamento estatístico e FZI para quatro zonas.

Poços	Profundidade de interface entre zonas - Zoneamento (m)	Profundidade de interface entre zonas - FZI (m)	R
NA11	3137,2	3134,8	0,93
NA22	3187,7	3190,2	0,99
RJ234	3231,2	3231,5	1,00

Segundo Jornada (2008), para que exista um melhor aproveitamento dos perfis elétricos é necessário que sejam utilizados em conjunto. A título de exemplo, se for constatado que em determinada profundidade o perfil GR indica alta argilosidade e o ILD alta resistividade, mas se o perfil RHOB indica alta densidade e o perfil DT alta velocidade, então, provavelmente essa formação não seria um bom reservatório de hidrocarbonetos. Por outro lado, se o perfil GR indique baixa argilosidade, o ILD alta resistividade, o perfil RHOB baixa densidade e o DT baixa velocidade, tem-se uma maior probabilidade de ocorrer uma rocha com boas

qualidades para se constituir em um reservatório de hidrocarbonetos. A partir dos dados de perfilagem, zoneamento estatístico, FZI e dos dados de permeabilidade, foram confeccionados painéis para a visualização dos perfis de poços nos intervalos de profundidade de interesse e a sua relação com as zonas de fluxo obtidas e com a descrição das litofácies.

3NA001RJS

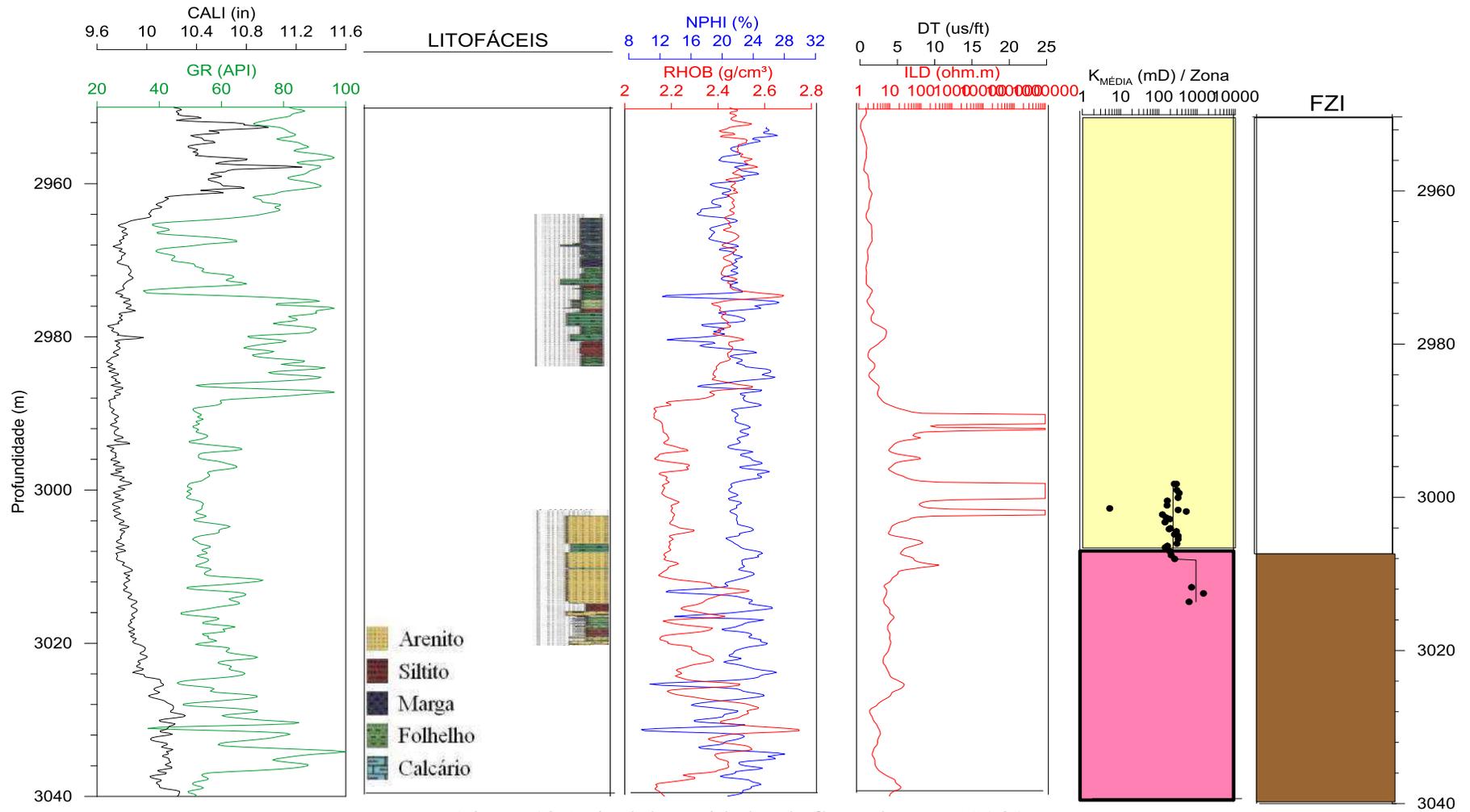
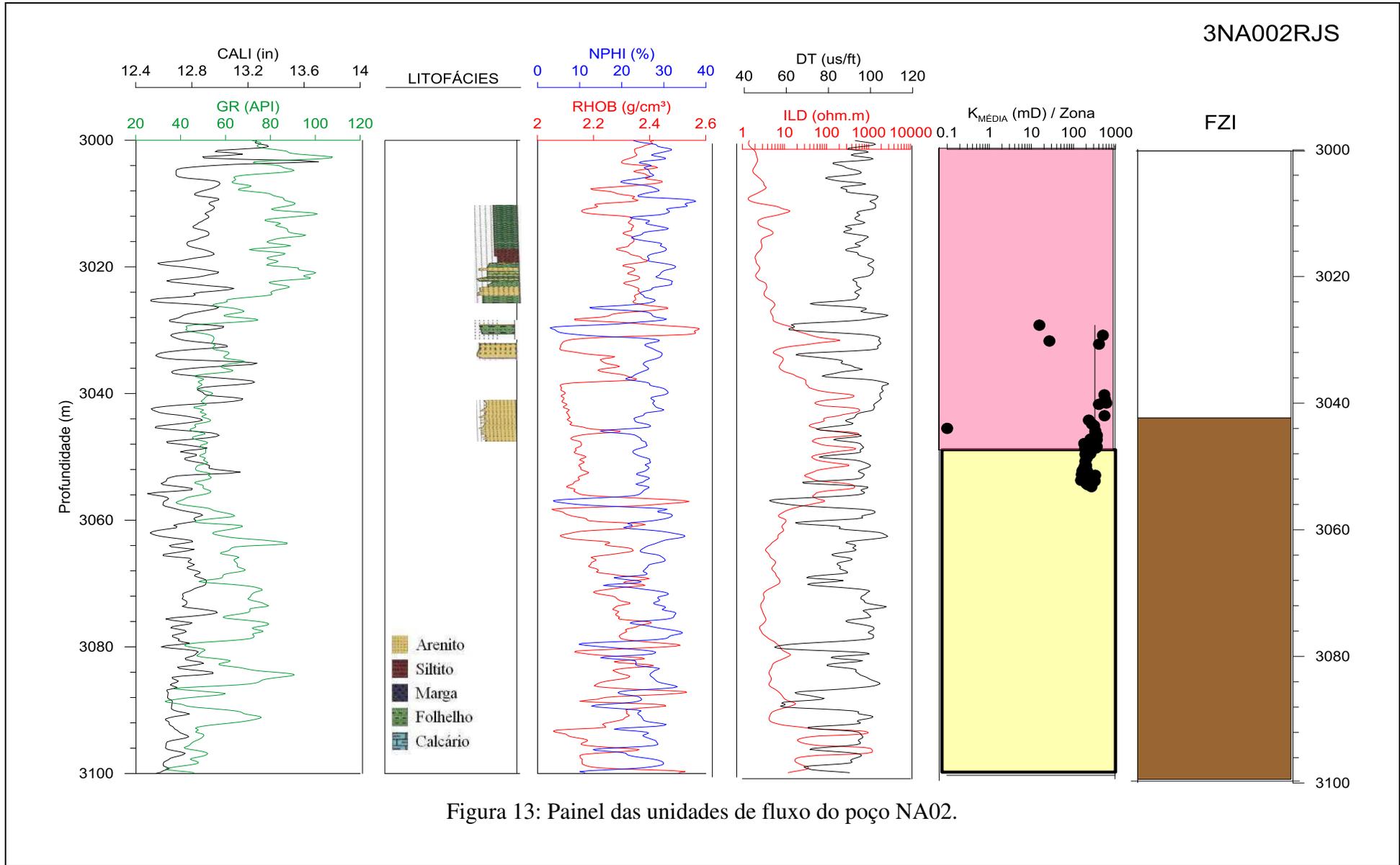
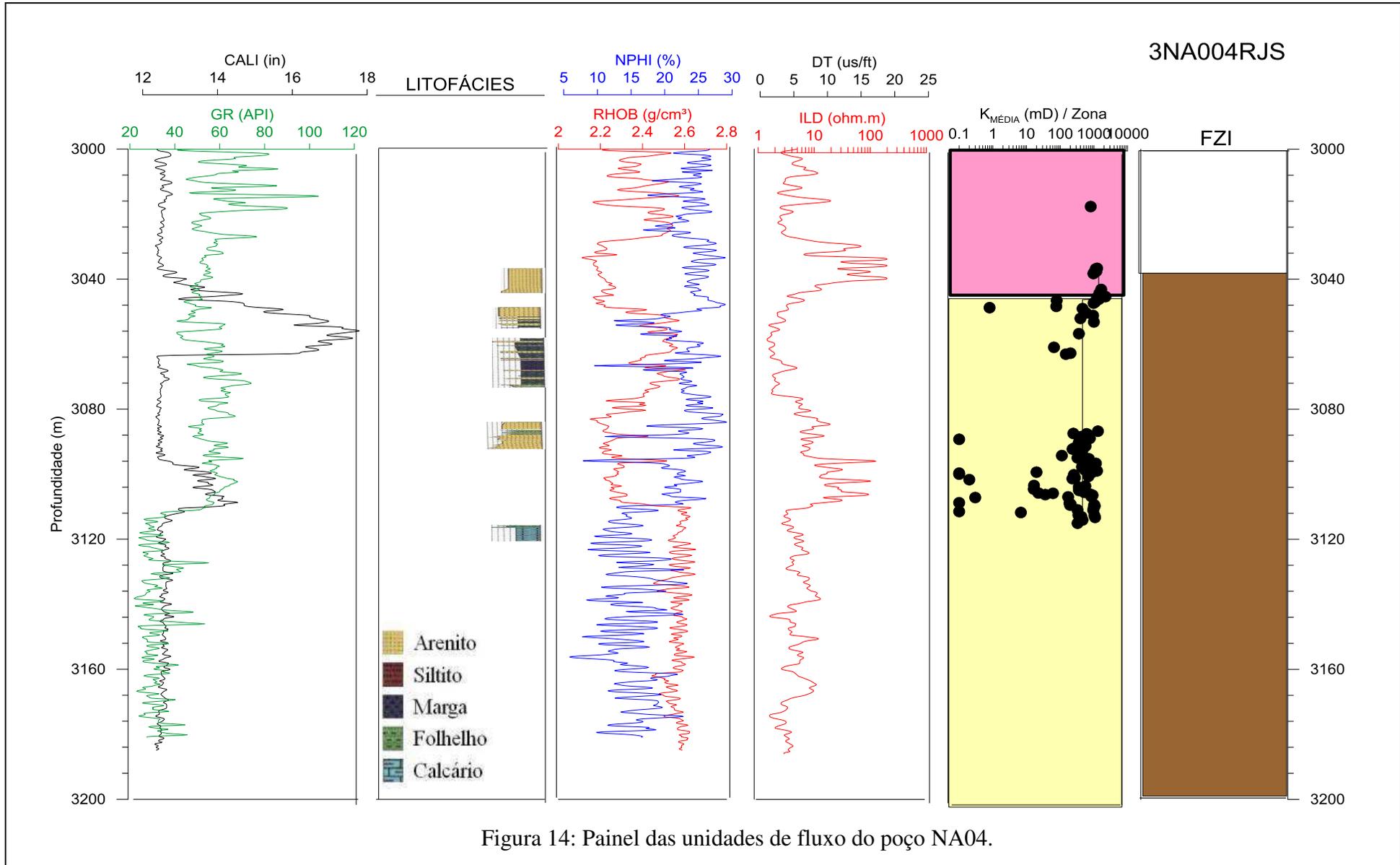


Figura 12: Painel das unidades de fluxo do poço NA01.

A Figura 12 apresenta o perfil do poço NA01. É possível observar a partir do perfil que a região propícia a ser o reservatório está entre 2986 a 3012 metros. Nesta região os valores de raios gama são baixos, assim como os valores de densidade total, enquanto que os valores de NPHI e ILD são elevados, ou seja, é uma região com alta porosidade e resistividade. O zoneamento estatístico e o FZI dividiram o poço em duas zonas com profundidades de interface coincidentes. É interessante destacar que para o poço NA01 as profundidades obtidas na sondagem foram diferentes das profundidades da perfilagem, sendo assim foi preciso a realização de uma diminuição de 5 metros na profundidade de testemunhos para que elas pudessem ser correlacionadas.



A Figura 13 mostra os perfis geofísicos do poço NA02 e as zonas obtidas a partir das técnicas de zoneamento estatístico e FZI, além da respectiva coluna estratigráfica. Para este poço verifica-se, a partir dos perfis de GR e ILD, que entre 3028 a 3056 metros está a região favorável a ser reservatório devido a redução na argilosidade e o aumento na resistividade. As curvas de porosidade e densidade apresentaram pequenas variações ao longo da profundidade, porém, para essa região observa-se uma redução na densidade, e a porosidade está em torno de 30%. Ambos os métodos dividiram o poço em duas zonas com profundidades de interface semelhantes. É importante ressaltar que para o poço NA02 as profundidades do sondador e da perfilagem tiveram boa correspondência, não sendo necessário um ajuste para posicioná-las corretamente.



A Figura 14 exibe o perfil do poço NA04. Pode-se identificar, a partir dos perfis, de forma bem marcada o topo e a base do reservatório. O topo pode ser detectado pela presença de uma rocha selante, que gera uma feição positiva na curva de raios gama. A base por sua vez é definida devido à redução dos valores do perfil de raios gama e especialmente pelo aumento significativo nos valores do perfil de densidade refletindo, portanto o contato entre os Arenitos Namorado e os calcários da Formação Macaé. É possível observar a partir dos perfis geofísicos a presença de dois reservatórios, o primeiro está entre 3024 e 3056 metros, o segundo entre 3072 e 3104 metros. Os mesmos foram identificados mediante a análise da curva GR que apresentou um valor intermediário ao longo da profundidade, a curva NPHI apresentou um valor de cerca de 25%, enquanto que RHOB apresentou baixos valores e o perfil ILD exibiu valores consideráveis de resistividade. Ambos os métodos indicaram duas zonas, porém com uma defasagem de cerca de 6 metros na profundidade da interface. As zonas calculadas obtiveram uma boa correlação com os perfis do poço e não foi necessária a realização de ajustes nas profundidades da perfilagem e do sondador, pois apresentaram uma boa correspondência.

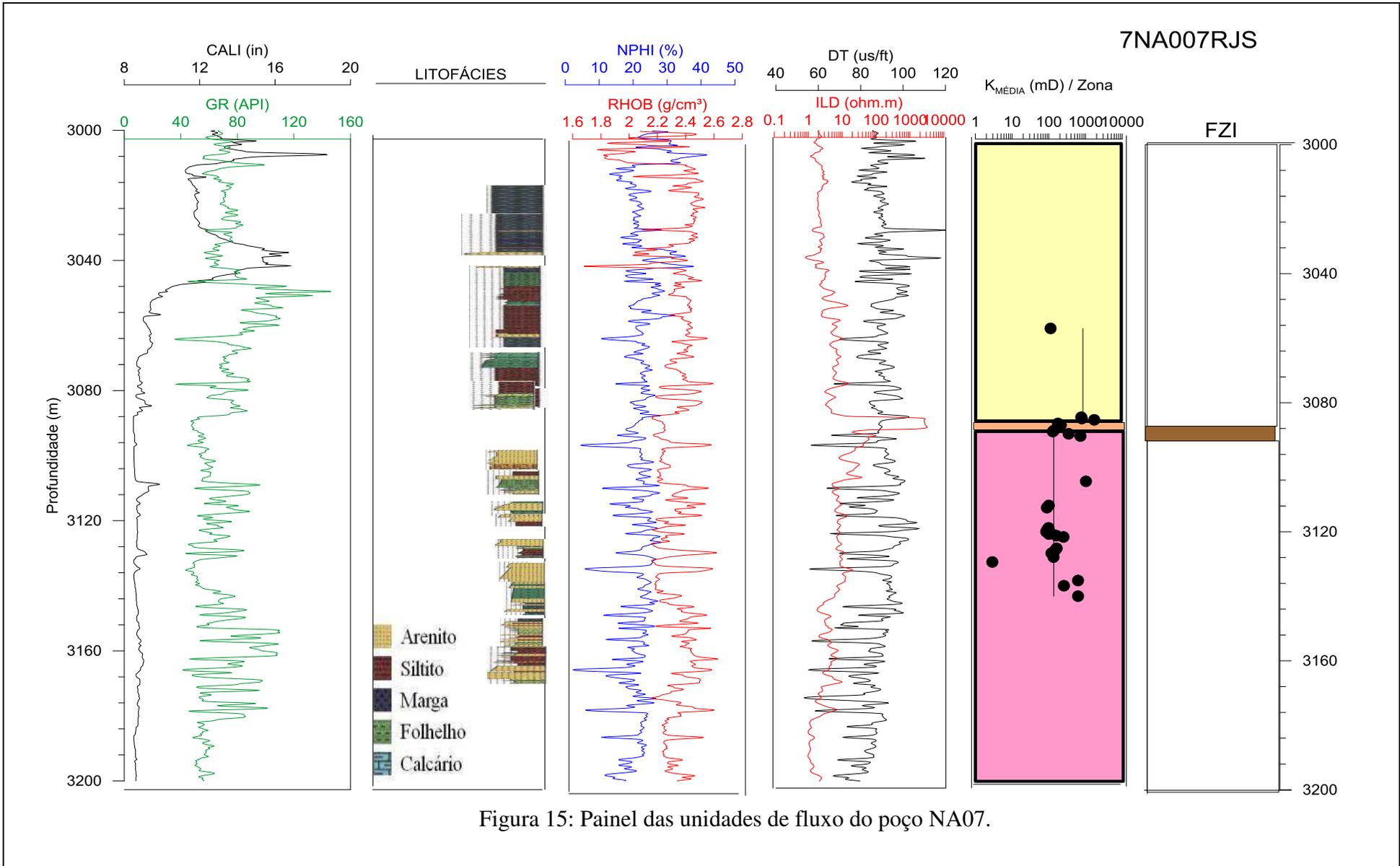
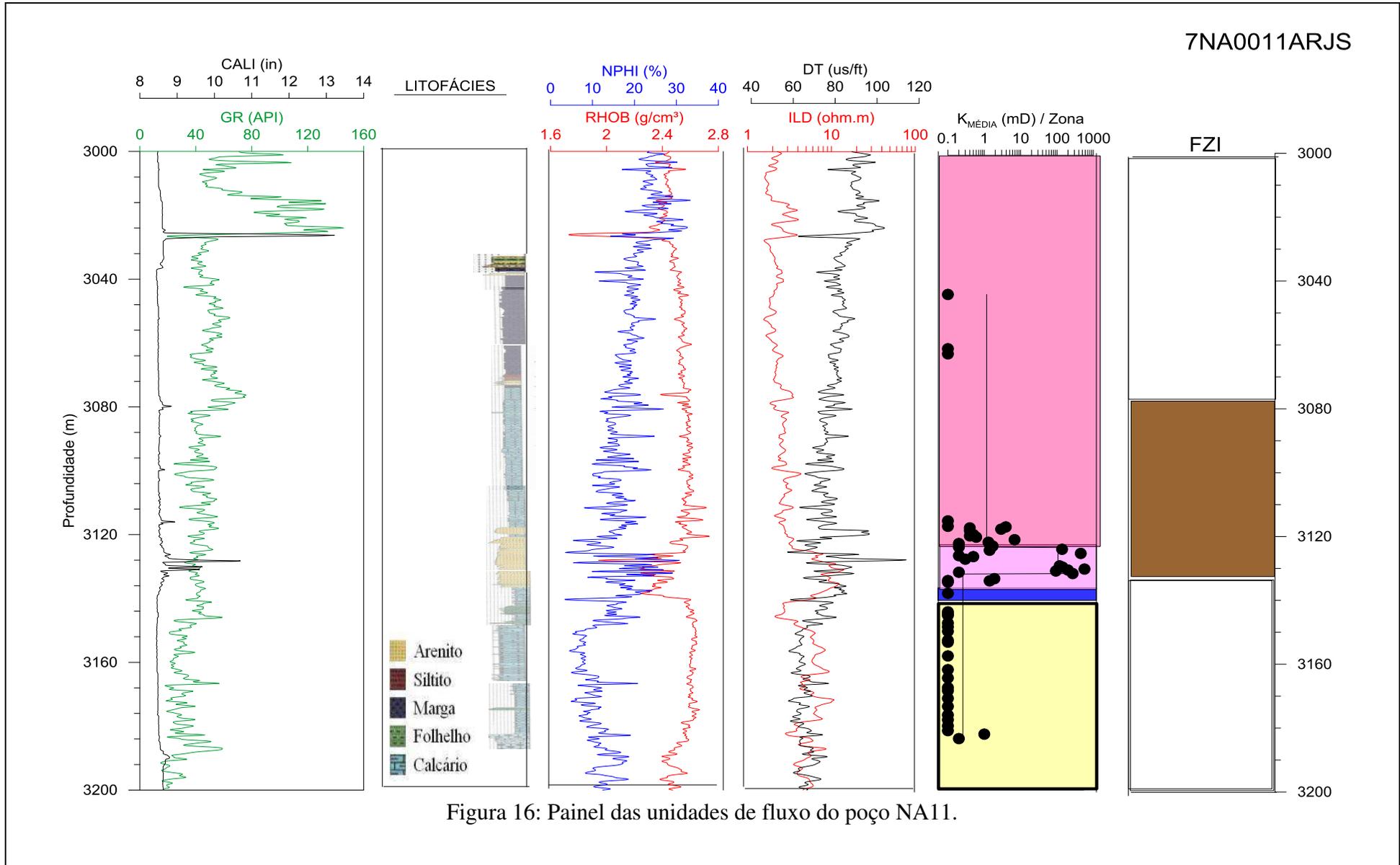
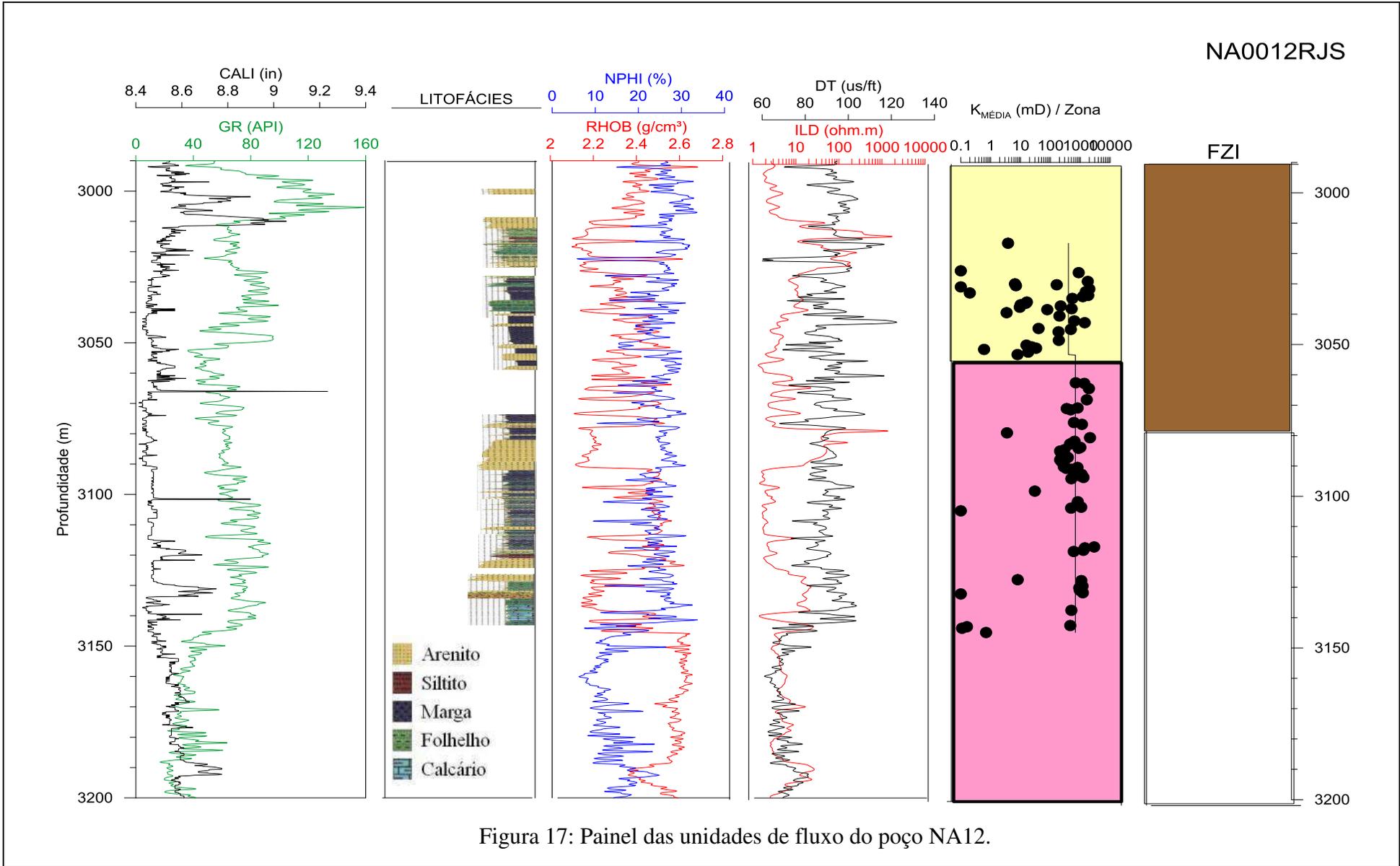


Figura 15: Painel das unidades de fluxo do poço NA07.

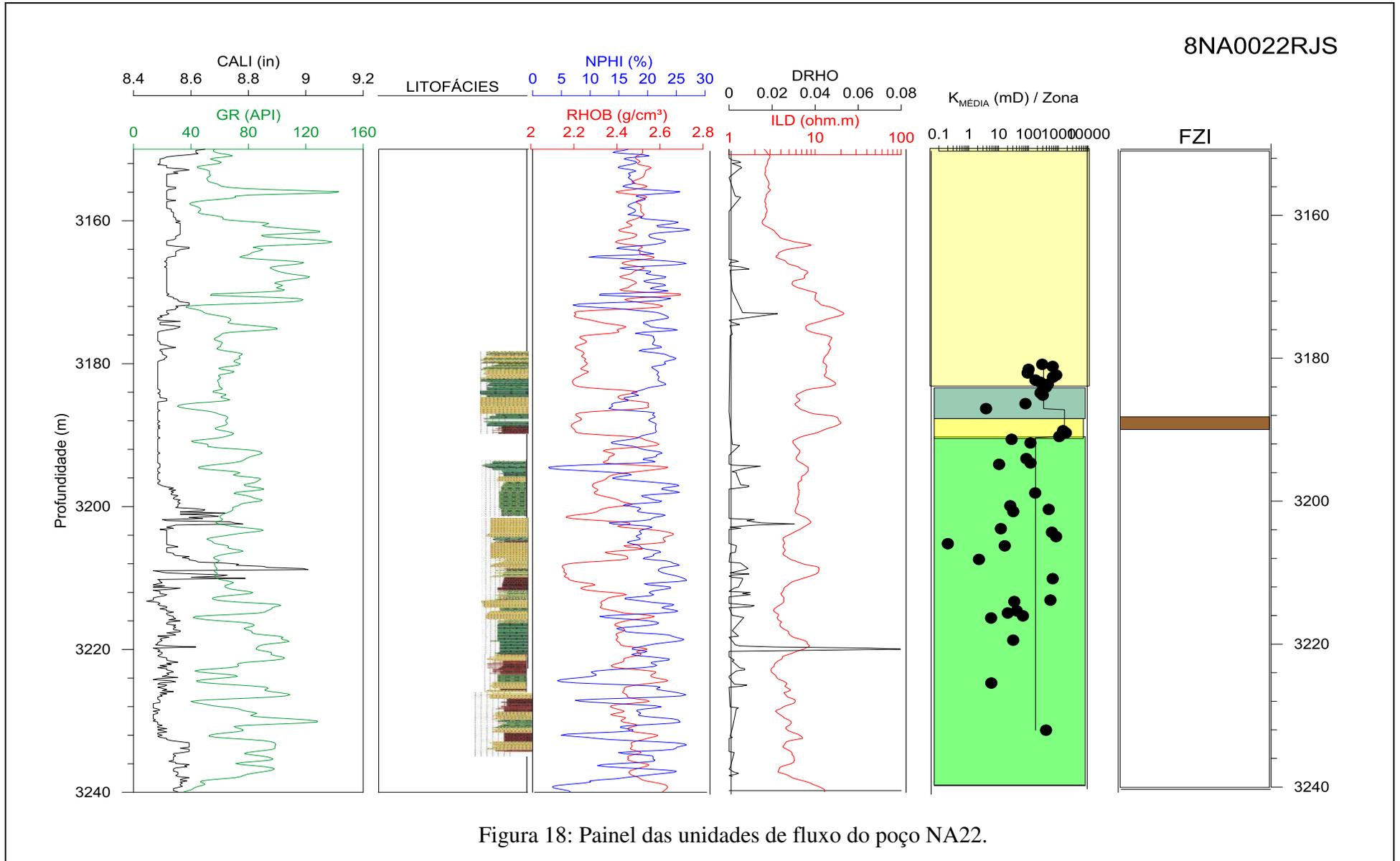
A Figura 15 expõe o perfil do poço NA07. A partir das curvas dos perfis observa-se que este é um poço com alta argilosidade, a porosidade apresenta variação ao longo da profundidade (0% a 30%) e a densidade está em torno de $2,6 \text{ g/cm}^3$. A resistividade é baixa na maior parte das profundidades em torno de 1 ohm.m. Analisando as litofácies verifica-se que existe uma forte intercalação de camadas desde folhelhos, arenitos até camadas argilosas. De acordo com as curvas dos perfis verifica-se que a região mais propícia de ser um reservatório está entre 3048 a 3200 metros, porém acredita-se que este poço não possuía hidrocarbonetos devido aos baixos valores de resistividade. Com relação aos métodos de zoneamento estatístico e FZI ambos geraram três zonas com profundidades de interface próximas. Para o poço NA07 as profundidades do sondador e da perfilagem não tiveram boa correspondência, sendo preciso uma redução de 12 m na profundidade de testemunhos, para posicioná-las corretamente.



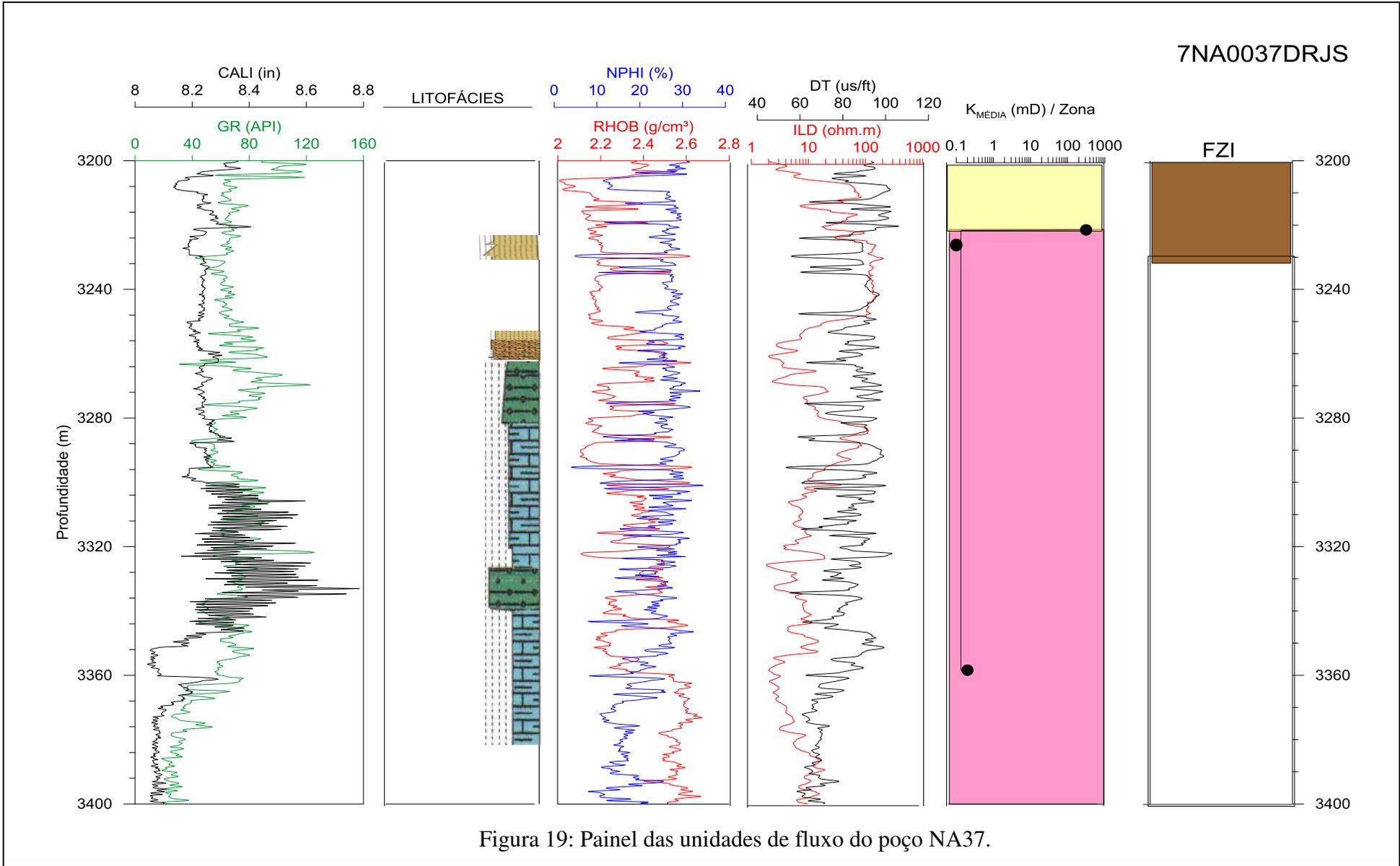
Pode-se verificar na Figura 16 o perfil do poço NA011. A partir das curvas de perfilagem foi possível identificar a região mais propícia de localização do reservatório (3120 a 3136 metros) bem como uma boa correlação entre as zonas calculadas. Na região do reservatório o perfil GR apresentou valores entre 40-60 (API), a porosidade indicada foi em torno de 20% e a densidade cerca de $2,2 \text{ g/cm}^3$, a resistividade em geral neste poço é baixa. Os dois métodos apontaram número diferente de zonas. O zoneamento identificou a presença de 4 zonas, enquanto que o FZI identificou apenas 3. O método de zoneamento estatístico apresentou melhores resultados. Isto pode ser justificado devido a evidente correlação entre as curvas de densidade e de resistividade e as zonas de fluxo. Para o poço NA011 as profundidades obtidas pelo sondador e da perfilagem não tiveram uma boa correspondência, sendo necessária a realização de ajustes para posicioná-las corretamente. O ajuste foi um aumento de 7 metros na profundidade dos testemunhos.



O perfil do poço NA012 está representado na Figura 17. A área de interesse fixada foi na faixa de 3015 a 3140 metros observando-se ocorrências de baixos valores de densidade e altos valores de porosidade de nêutrons, a resistividade apresentou em alguns intervalos valores elevados. A partir da aplicação do zoneamento estatístico verificou-se a presença de duas zonas distintas. As zonas identificadas no zoneamento apresentaram uma fraca correspondência com os perfis. O zoneamento e o FZI mostraram a presença de duas zonas, porém observou-se uma diferença de 25 metros nas profundidades das interfaces. É fundamental destacar que para o poço NA012 as profundidades alcançadas pelo sondador e na perfilagem não apresentaram uma boa correspondência, sendo preciso a realização de um aumento de 10 m na profundidade dos testemunhos.



A Figura 18 mostra o perfil do poço NA022. Mais uma vez é possível identificar a partir das curvas dos perfis que as regiões com tendência de serem reservatórios (3172 e 3212 metros) são coincidentes com as zonas calculadas. Nesta região os valores de GR estiveram em torno de 60 API, as curvas de densidade e porosidade apresentaram um comportamento inverso, baixos valores de densidade e altos valores de porosidade. Enquanto que a resistividade foi baixa ao longo do poço. Através do zoneamento estatístico foi detectada a presença de quatro zonas, enquanto que pelo FZI identificou-se três zonas. Analisando as curvas verifica-se que o zoneamento estatístico demarcou de maneira mais evidente as mudanças de comportamento das curvas. Com relação às profundidades das interfaces existiu uma grande semelhança entre elas. Para este poço as profundidades de sondagem e de perfilagem não corresponderam, sendo necessário um aumento de 2 metros na profundidade de testemunhos.



O perfil do poço NA037 é apresentado na Figura 19. A curva de GR mostra um poço com elevada argilosidade na maior parte da zona investigada. A porosidade variou entre 10% e 30%, porém na maior parte das profundidades seu valor foi o máximo. A densidade variou entre 2 g/cm^3 a $2,6 \text{ g/cm}^3$, enquanto que a resistividade ficou entre 3 e 100 ohm.m. Para este poço é possível identificar duas regiões que podem ser apontadas como possíveis reservatórios. A primeira região está situada entre 3204 a 3252 metros e a segunda entre 3264 e 3302 metros. Essas regiões foram apontadas como prováveis reservatórios devido à elevada porosidade, baixa densidade e elevada resistividade. Realizando-se uma análise entre os dados obtidos a partir do zoneamento estatístico e as curvas dos perfis é possível identificar alguma reciprocidade entre eles. Tanto o zoneamento quanto o FZI constataram a presença de duas zonas com profundidades de interface semelhantes. Para este poço não foi necessária a aplicação de ajustes com relação às profundidades do sondador e da perfilagem, já que ambas foram correspondentes.

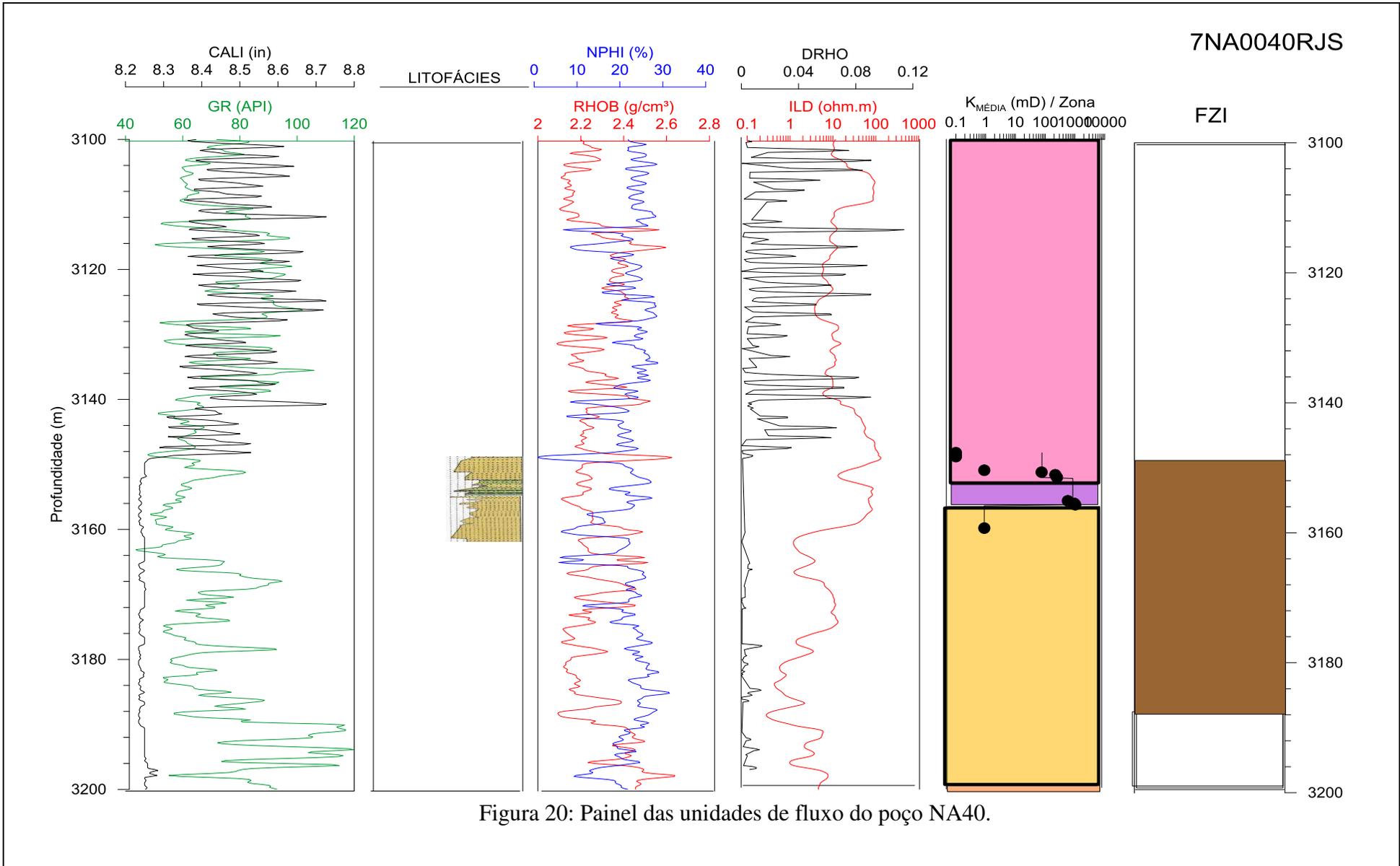
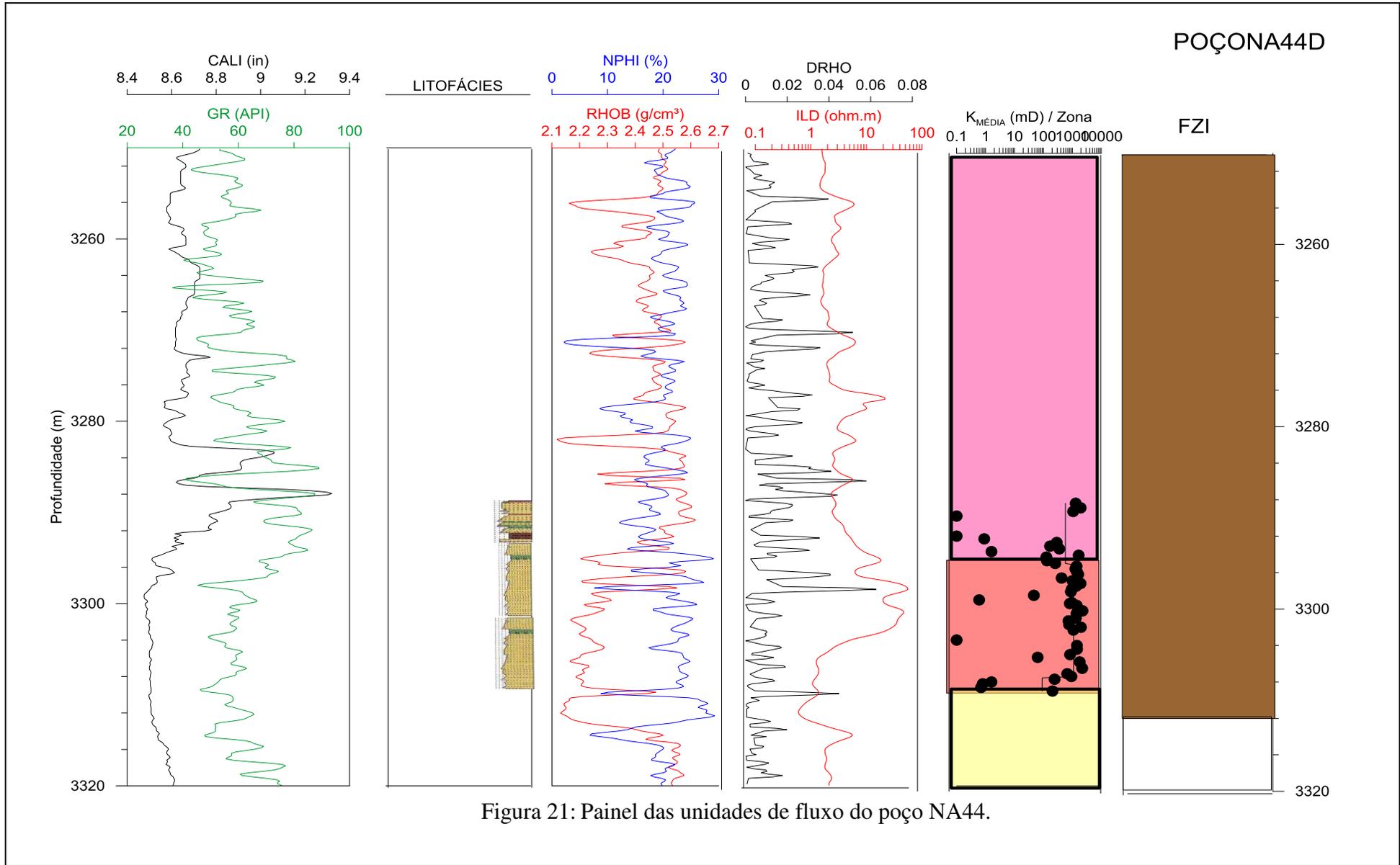


Figura 20: Painel das unidades de fluxo do poço NA40.

Na Figura 20 é apresentado o perfil do poço NA040. A partir das curvas de GR, RHOB, NPHI e ILD observam-se condições favoráveis para existência de um reservatório de hidrocarbonetos na região de interesse. Entre 3140 e 3160 metros é uma área onde ocorre uma menor argilosidade e densidade. A curva de ILD apresentou maiores valores na região destacada. Com relação às litofácies verifica-se que nesta localidade temos uma camada arenosa. Os métodos estudados indicaram o mesmo número de zonas, porém com uma grande defasagem nas profundidades de interface. Mediante uma análise conjunta com as curvas de perfilagem acredita-se que a divisão apresentada pelo FZI mostrou resultados mais satisfatórios, demarcando mudanças comportamentais nas curvas de GR, NPHI e RHOB. Não foi necessário para este poço ajustes nas profundidades.



A Figura 21 exibe o perfil do poço NA44. Entre 3292 e 3312 metros verificou-se a partir das curvas uma região propícia a ser o reservatório. Na área indicada observa-se que houve uma redução nos valores de GR e RHOB, indicando uma baixa argilosidade e densidade, um aumento nas curvas de NPHI e ILD, mostrando uma alta porosidade e resistividade. Com relação às litofácies percebe-se que há predominância de uma região arenosa. Quanto ao resultado das técnicas nota-se que os números de zonas foram diferentes. O zoneamento estatístico identificou a existência de três zonas, enquanto que o FZI apontou duas zonas. A partir da análise das curvas NPHI, RHOB e ILD constata-se que o FZI gerou melhor resultado na identificação da base do reservatório, enquanto que o zoneamento estatístico reconheceu melhor o topo do reservatório. Para este poço não foi preciso realizar adaptações com relação às profundidades.

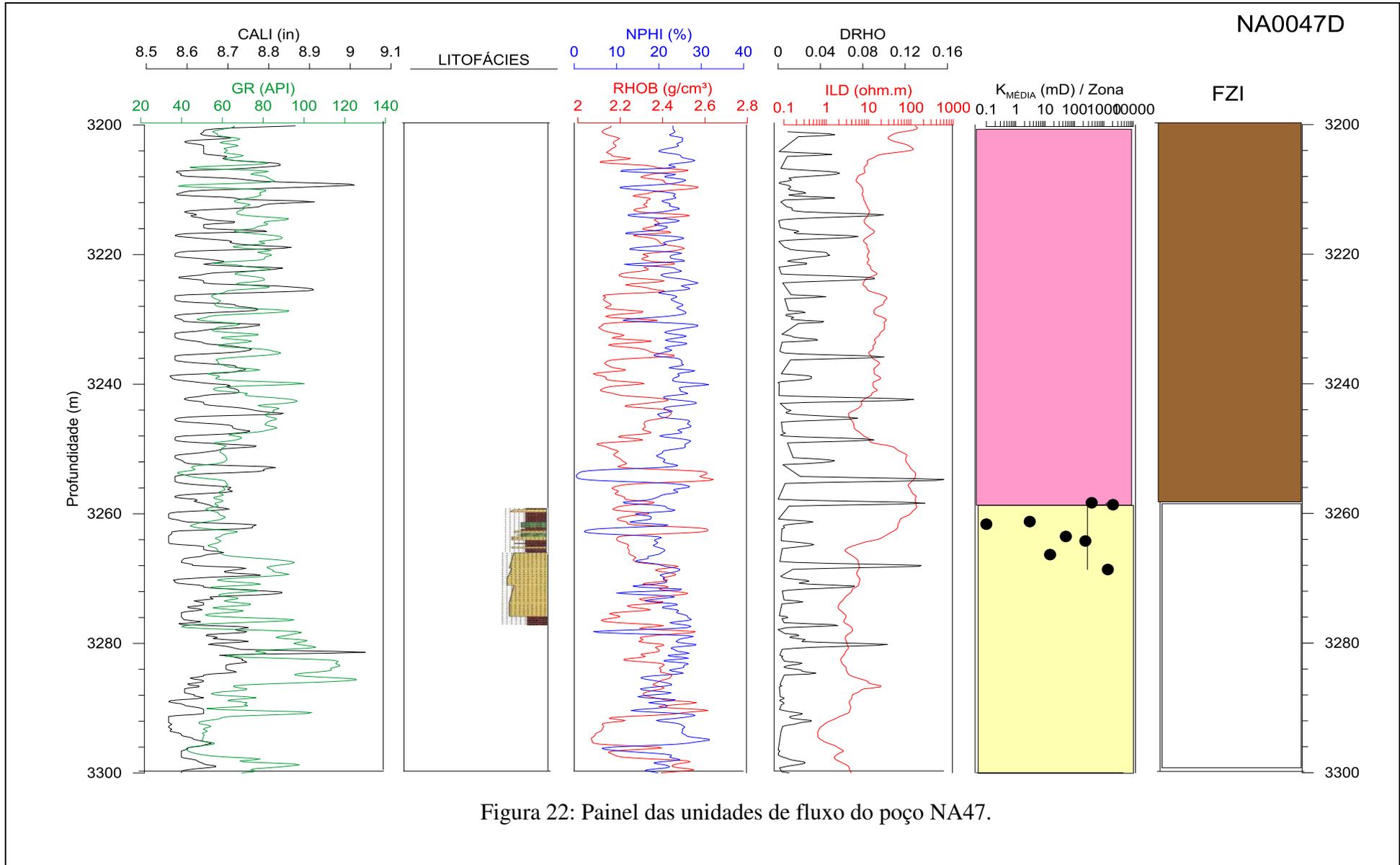
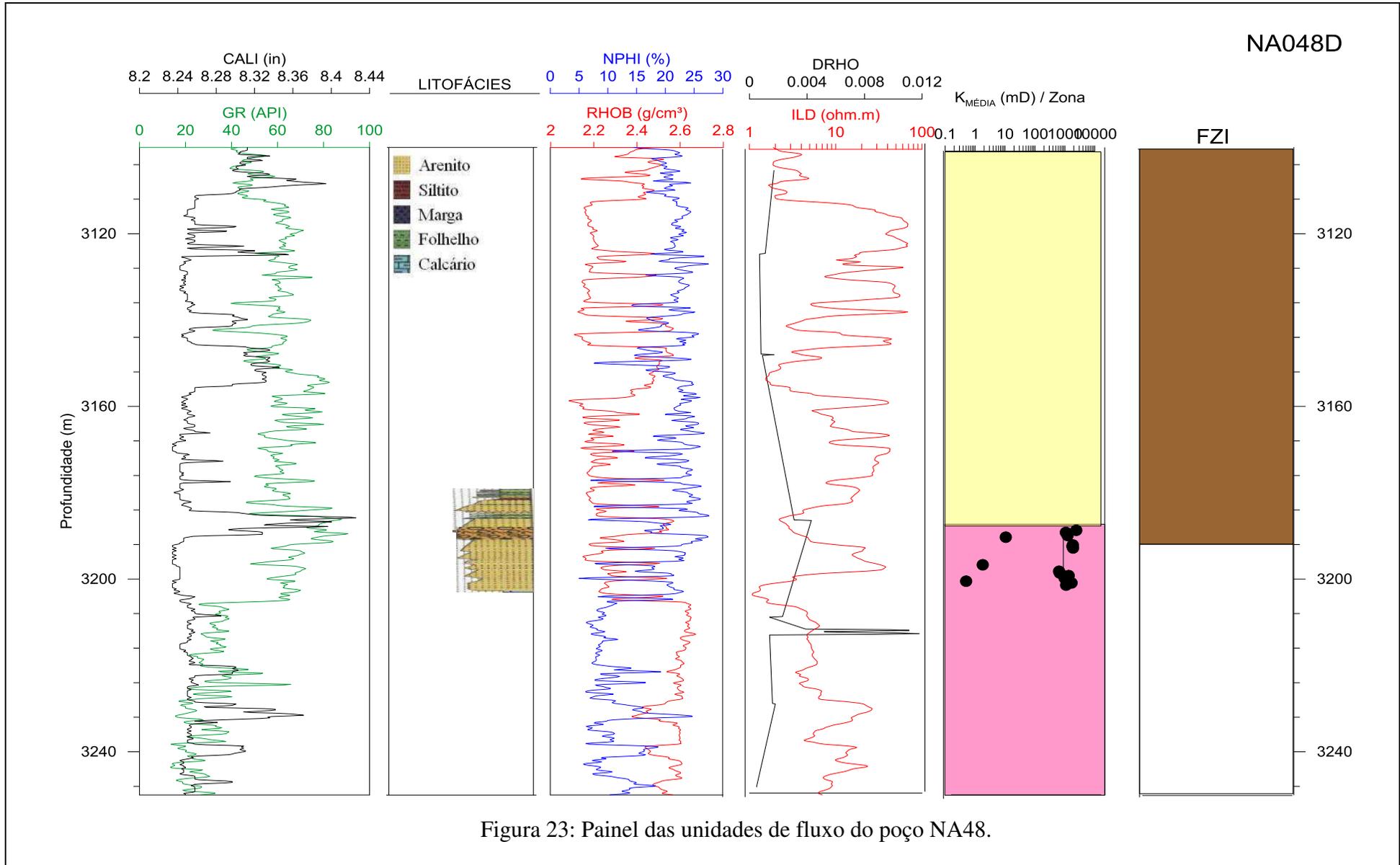
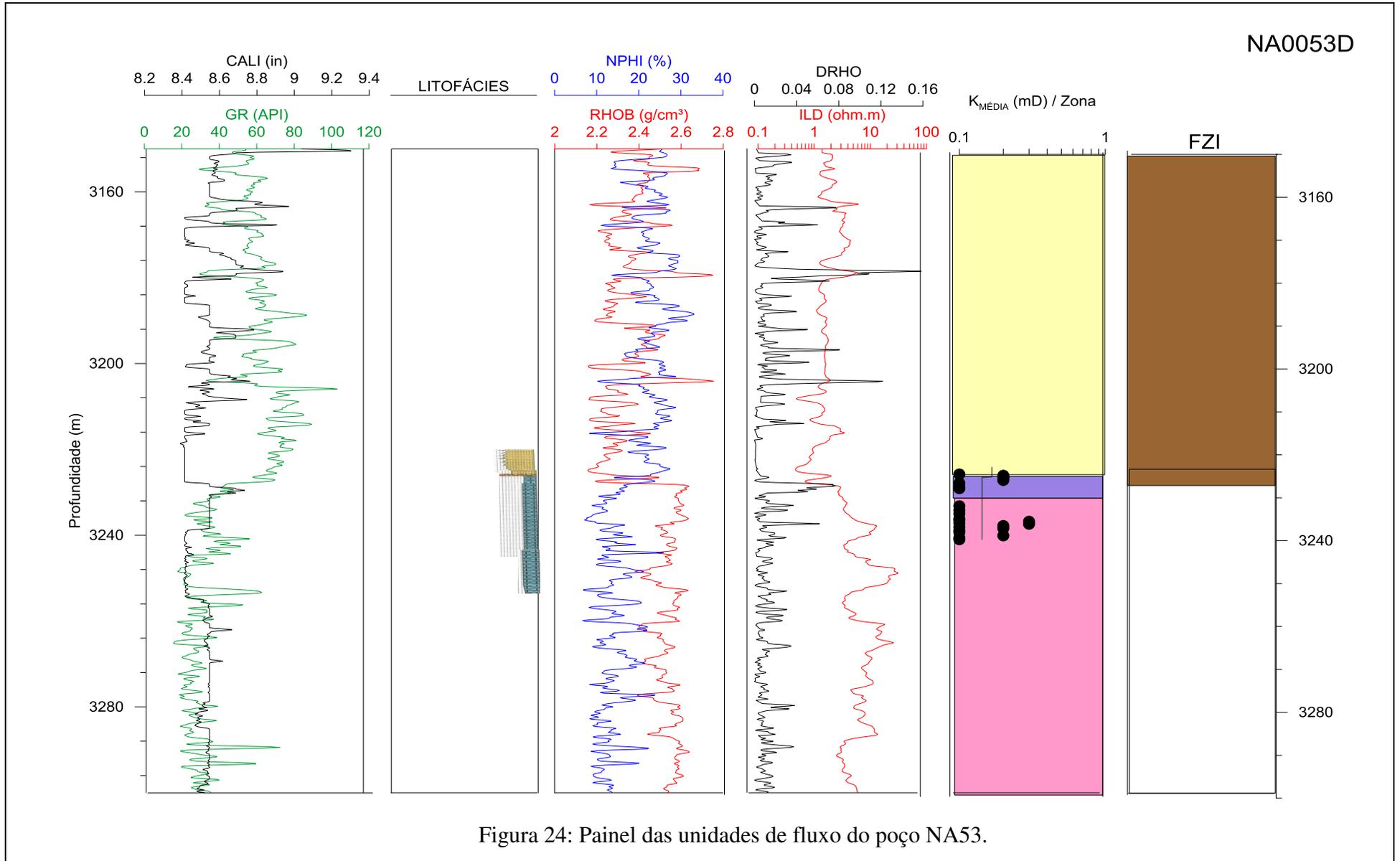


Figura 22: Painel das unidades de fluxo do poço NA47.

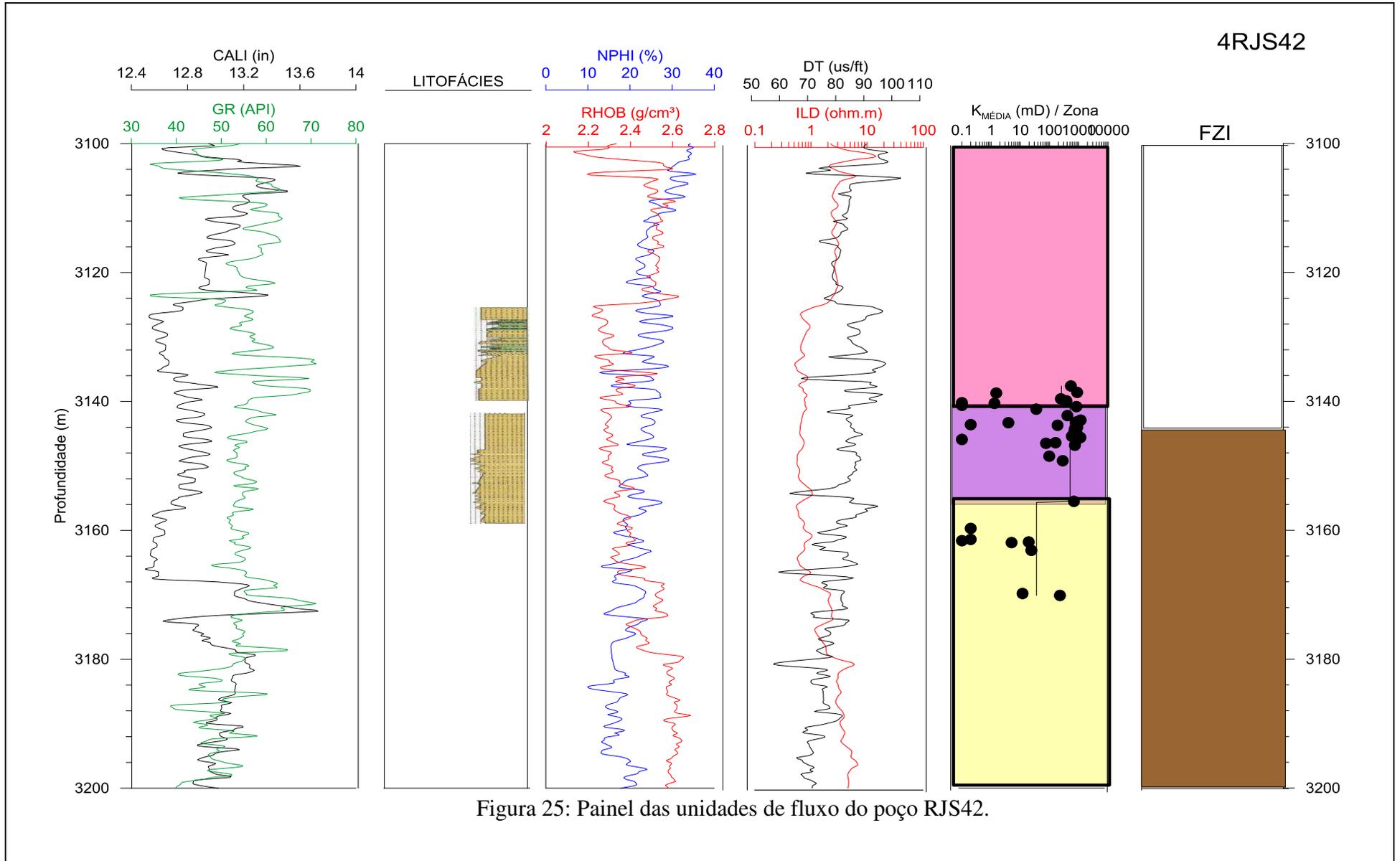
O perfil do poço NA047 é apresentado na Figura 22. A partir das curvas de perfilagem é possível indicar algumas regiões com potenciais para ser reservatórios. Entre 3200 e 3208 metros tem-se uma área com uma baixa argilosidade e densidade, uma alta porosidade e resistividade. Outras regiões notáveis pelas curvas estão entre 3222 - 3252 metros e 3292 - 3296 metros possuindo as mesmas características que a anterior. Pelas litofácies constata-se a presença de camadas intercaladas com predominância de arenito. Ambas as técnicas apontaram o mesmo número de zonas com profundidades de interface próximas. De acordo com as curvas e a região zoneada é possível perceber que não existiu uma boa correspondência entre os perfis e o zoneamento. É interessante ressaltar que para este poço as profundidades de sondagem e perfilagem não apresentaram uma boa correspondência sendo necessária uma redução em cerca de 20 metros na profundidade de testemunhos.



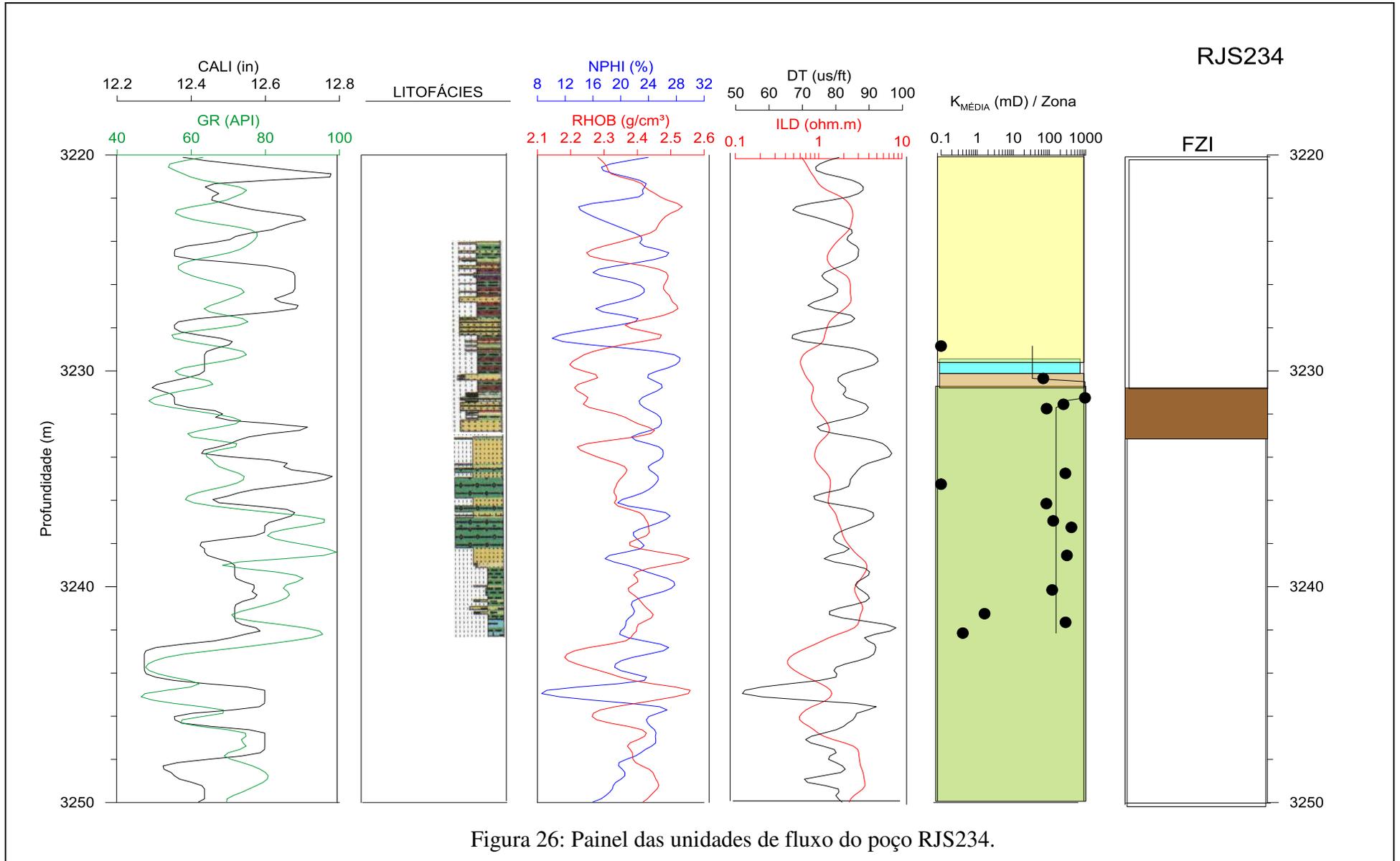
Na Figura 23 tem-se a representação do perfil do poço NA048. Mediante as curvas pode-se identificar a possível região propícia a ser o reservatório. A zona de interesse é de 3112 a 3208 metros, nesta região o perfil GR variou entre 30 e 80 API, as curvas NPFI e RHOB apresentaram alta porosidade e baixa densidade, respectivamente. Enquanto que a resistividade ficou entre 1 e 100 ohm.m. As técnicas de zoneamento estatístico e FZI indicaram a existência de duas zonas cuja interface coincide. Para este poço é possível identificar a base do reservatório (a partir de 3208 metros) devido à redução na argilosidade e na porosidade, assim como um aumento na densidade, pois, trata-se da plataforma carbonática que está subjacente aos reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos. Não foi necessário ajustes nas profundidades de sondagem e perfilagem.



A Figura 24 apresenta os perfis do poço NA053 bem como as zonas obtidas pelas técnicas de zoneamento estatístico e FZI. Para realizar a identificação do reservatório foi necessário analisar os dados fornecidos pelas curvas de porosidade, densidade total e resistividade. Entre o intervalo de 3200 e 3225 metros verifica-se que as condições são favoráveis para presença do reservatório. A curva de GR apresentou valores em torno de 60 API, a porosidade mais elevada e a densidade diminuída, já a resistividade teve baixos valores ao longo de todo o intervalo de profundidades. Acredita-se que este poço não possua potencial para ser um bom produtor de hidrocarbonetos devido os baixos valores de resistividade. Outra hipótese é que a porosidade predominante é não efetiva, ou seja, os poros não estão conectados, isto pode ser justificado pelos valores muito baixos de permeabilidade. Os métodos indicaram diferentes números de zonas, porém as interfaces foram semelhantes. Verificou-se a partir do perfil que o FZI gerou resultados mais satisfatórios, pois identificou a base do reservatório (no intervalo de 3232 metros). Foi realizada uma diminuição de 8 metros nas profundidades de sondagem em relação à perfilagem.



A Figura 25 apresenta o perfil do poço RJS42. De acordo com as curvas RHOB e NPHI é possível identificar as regiões com um determinado potencial de ser um reservatório. Para este poço verifica-se que entre 3124 a 3158 metros tem-se um intervalo com uma maior porosidade, uma menor densidade e, mediante as litofácies, uma região arenosa. Porém, observa-se que em todo o intervalo investigado a resistividade está entre 1 a 10 ohm.m, ou seja, um poço com baixa resistividade. As técnicas de zoneamento estatístico e FZI indicaram um número de zonas diferentes, mas não há uma indicação clara de um método ter sido melhor que o outro. Para este poço foi realizada uma adaptação nas profundidades de sondagem com um aumento de 8 metros na profundidade dos testemunhos.



O perfil do poço RJS234 é apresentado na Figura 26. A partir das curvas é possível identificar uma região com potencialidade de ser um reservatório, já que apresenta um menor valor de GR e RHOB bem como maiores valores de NPHI. A região está no intervalo de 3229 e 3336 metros. Neste intervalo de profundidade verifica-se que houve uma redução nos valores de GR e RHOB e um aumento nos valores de NPHI. A resistividade ao longo de todo o intervalo de profundidade apresentou baixos valores com quase nenhuma alteração. Os métodos de zoneamento estatístico e FZI geraram diferentes números de zonas com diferentes profundidades de interface. Para este poço não se tem uma indicação clara de qual método indicou melhores resultados. É interessante destacar que foi preciso realizar uma adaptação nas profundidades de sondagem com um aumento de 4 metros na profundidade dos testemunhos.

5.1 Modelagem 3D

Foi gerado um modelo tridimensional do bloco principal do campo de Namorado tendo como objetivo mapear as zonas de fluxo indicadas pelos métodos de zoneamento estatístico e FZI. Para a realização da modelagem os poços utilizados foram NA01, NA02, NA04, NA11, NA12, NA22, NA40, NA44, NA47, NA48, NA53, RJS42 e RJS234. A escolha desses poços se deu pelo fato deles estarem localizados no bloco principal do campo, como apresentado na Figura 5.

Para a modelagem 3D utilizou-se o *software* geoestatístico SGeMS. Inicialmente, preparou-se o arquivo de dados de entrada, o qual contém as seguintes informações: coordenadas X, Y, Z e as zonas correspondentes. A Figura 27 apresenta parte do arquivo com os dados de entrada para a confecção do modelo 3D do zoneamento estatístico.

Pocos			
X	Y	Z	
Zonas			
4490000	2493900	2952.0	1
4490000	2493900	2962.0	1
4490000	2493900	2972.0	1
4490000	2493900	2982.0	1
4490000	2493900	2989.0	1
4490000	2493900	2990.0	2
4490000	2493900	3000.0	2
4490000	2493900	3005.0	2
4490000	2493900	3009.0	2
4490000	2493900	3010.0	3
4490000	2493900	3020.0	3
4490000	2493900	3030.0	3
4490000	2493900	3035.0	3
4490000	2493900	3040.0	3

Figura 27: Parte do arquivo com os dados de entrada utilizados para a confecção do modelo 3D a partir do zoneamento estatístico.

Na Figura 28 é apresentado os poços estudados com suas respectivas zonas representadas pelas diferentes cores como pode ser observado na escala. Foram utilizadas, neste processo, a classificação em quatro zonas.

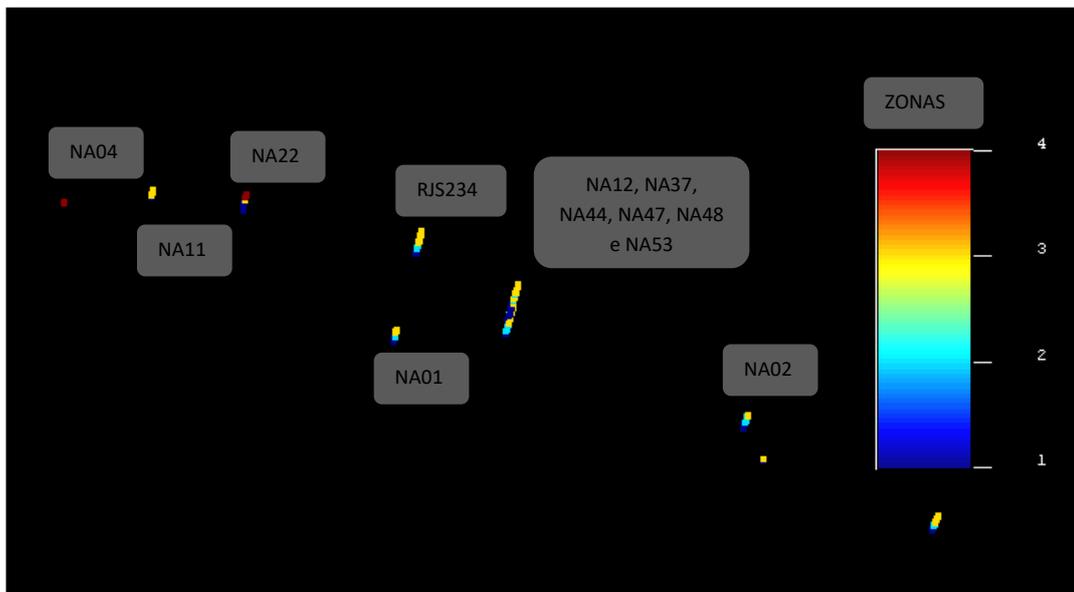


Figura 28: Visualização dos poços do campo de Namorado com suas respectivas zonas, conforme indicado pelo método de zoneamento estatístico.

Com a obtenção dos poços e suas zonas a etapa subsequente foi a criação da malha. Os parâmetros utilizados estão apresentados na Tabela 8.

Tabela 8: Parâmetros usados para criação da malha

Posições	Dimensões do <i>grid</i> (m)	Tamanho de células (m)	Coordenadas UTM da origem
X	60	100	4487600
Y	50	100	2493000
Z	30	10	2952

O tratamento de dados para quantificação da continuidade espacial das zonas foi feito usando a variografia. Na Figura 29 é apresentado o variograma experimental com ajuste pelo modelo teórico de um variograma gaussiano.

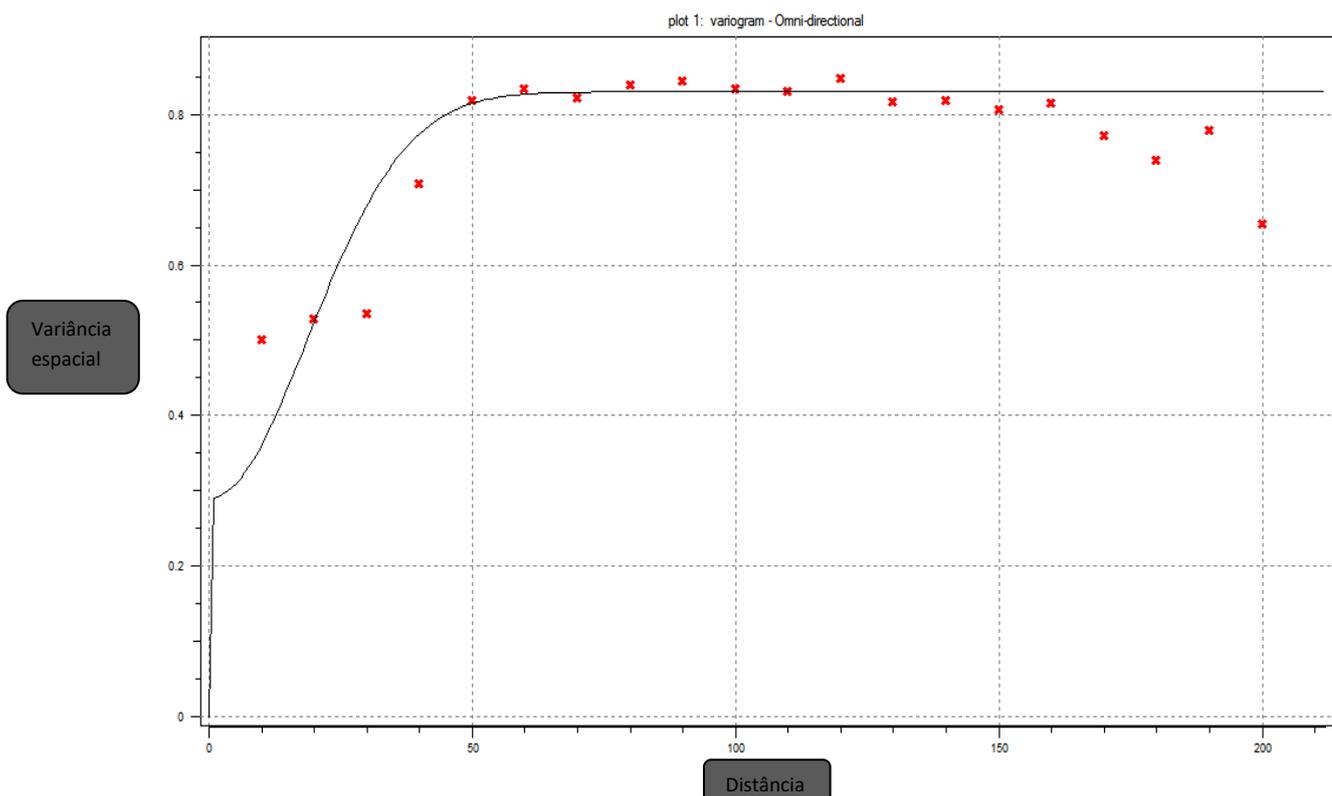


Figura 29: Variogramas experimental e teórico, omni-direcionais, para os dados resultantes do zoneamento estatístico.

Os valores dos caracteres estruturais definidos para o modelo teórico do variograma podem ser observados na Tabela 9.

Tabela 9: Modelo teórico de variograma para as zonas obtidas no zoneamento estatístico.

Modelo do variograma para o zoneamento estatístico	
Efeito pepita	0,29
Tipo	Gaussiano
Nº de estruturas	1
Variância espacial	0,54
Alcance máximo	46
Alcance médio	22
Alcance mínimo	10
Rotação em Z	0
Rotação em X	0
Rotação em Y	0

Com o modelo teórico de variograma definido, a krigagem ordinária foi calculada. O resultado foi o modelo geral com todas as zonas apresentado na Figura 30. A partir da observação do modelo verifica-se que as zonas 1 e 2 (representadas pelas cores azul escuro e azul claro, respectivamente) prevalecem na maioria dos poços, enquanto que as zonas 3 e 4 (representadas pelas cores alaranjado e vermelho, respectivamente) aparecem de forma sutil. As zonas 1 e 2 são as de maior capacidade de fluxo, ou seja, representam os reservatórios de melhor qualidade do campo; enquanto que as zonas 3 e 4 apresentam qualidade de fluxo menor.

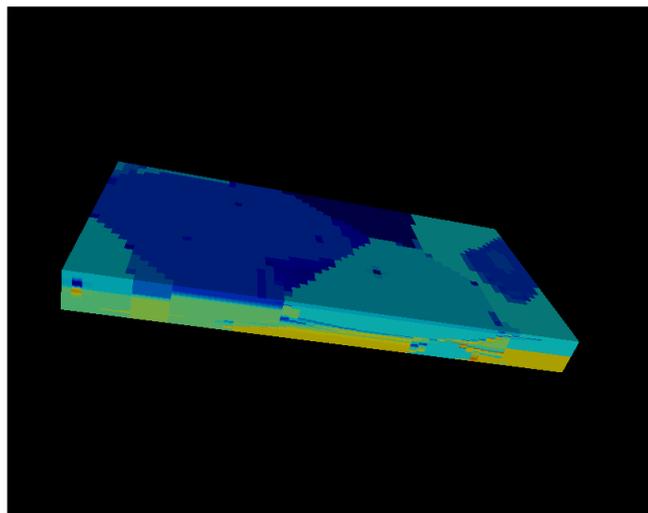


Figura 30: Modelo 3D das zonas de fluxo definidas por zoneamento estatístico.

Na Figura 31 tem-se a representação gráfica dos poços juntamente com a distribuição espacial apenas das zonas 1 e 2. Mediante a imagem observa-se que as zonas 1 e 2 (representadas pelas diferentes tonalidades de azul) estão presentes em todos os poços, o que indica o bom potencial do bloco principal do campo para a produção de hidrocarbonetos.

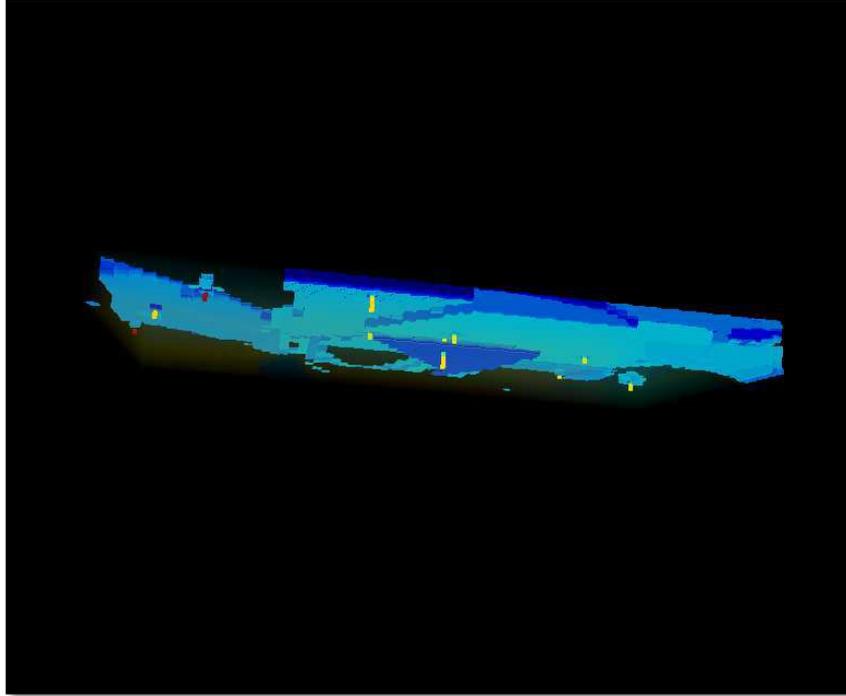


Figura 31: Modelo 3D apenas das zonas 1 e 2, conforme definidas pela técnica do zoneamento estatístico.

A Figura 32 exibe a representação gráfica dos poços com as zonas 3 e 4 (representadas pelas cores alaranjadas e vermelho) do zoneamento estatístico. Nota-se que a zona 3 está presente na minoria dos poços, enquanto que a zona 4 está presente em apenas 15,38% dos intervalos de profundidade investigados na totalidade de todos os poços.



Figura 32: Modelo 3D apenas das zonas 3 e 4, conforme definidas pela técnica do zoneamento estatístico.

Os mesmos passos foram realizados para a obtenção do modelo tridimensional tendo como propriedade as zonas de fluxo obtidas no FZI. A Figura 33 apresenta o variograma omni-direcional obtido para os dados FZI.

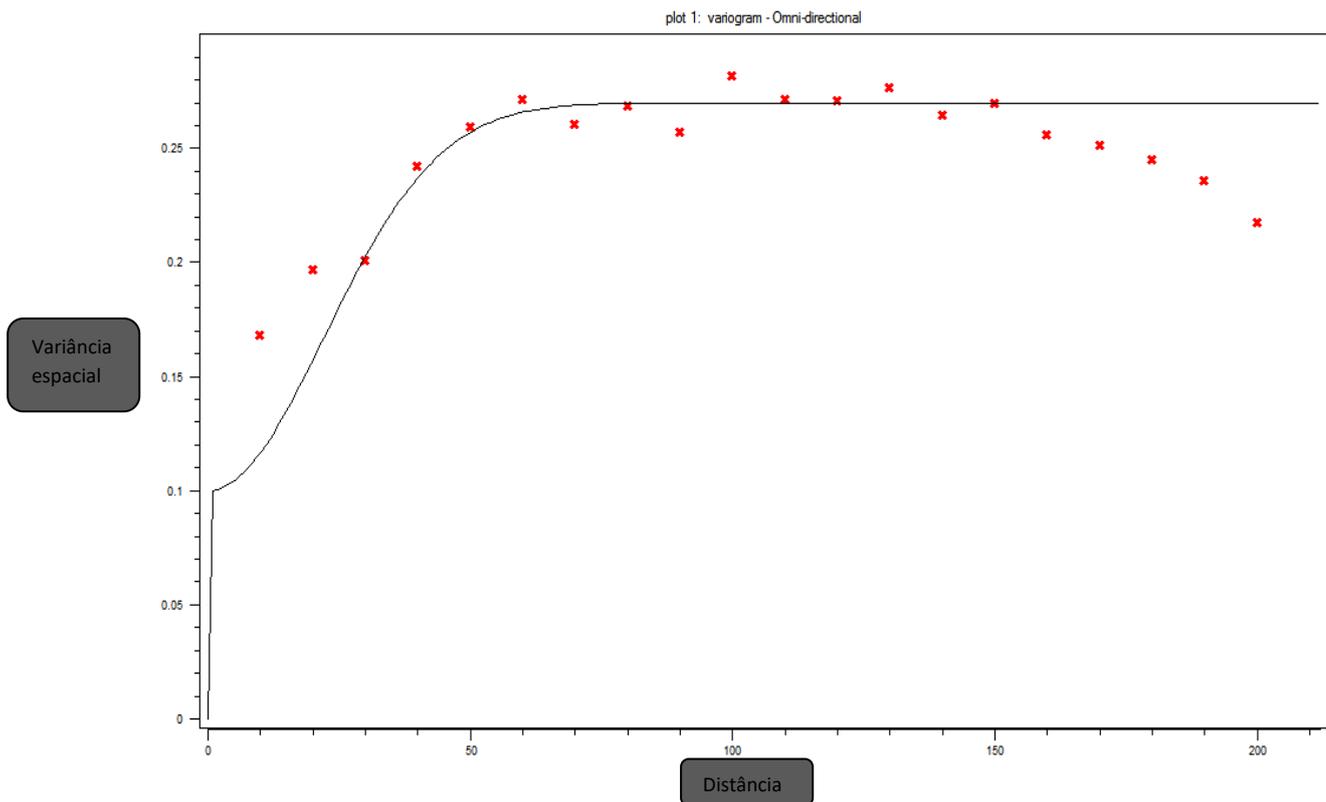


Figura 33: Variogramas experimental e teórico, omni-direcionais, para os dados do FZI.

Para que a krigagem ordinária dos dados FZI fosse calculada foi necessário realizar um ajuste no variograma, definindo, portanto, o modelo teórico do mesmo. Os valores ajustados para o modelo teórico do variograma, para o FZI, podem ser observados na Tabela 10.

Tabela 10: Modelo teórico de variograma para as zonas obtidas no FZI.

Modelo do variograma para zonas	
Efeito pepita	0,1
Tipo	Gaussiano
Estrutura	1
Variância espacial	0,17
Alcance máximo	54
Alcance médio	27
Alcance Mínimo	14
Rotação em Z	0
Rotação em X	0
Rotação em Y	0

Mediante os dados obtidos no FZI uma análise foi realizada e verificou-se que a zona 1 corresponde ao não reservatório e que a zona 2 corresponde ao reservatório. A Figura 34 mostra o modelo geral do reservatório e não reservatório para o FZI.

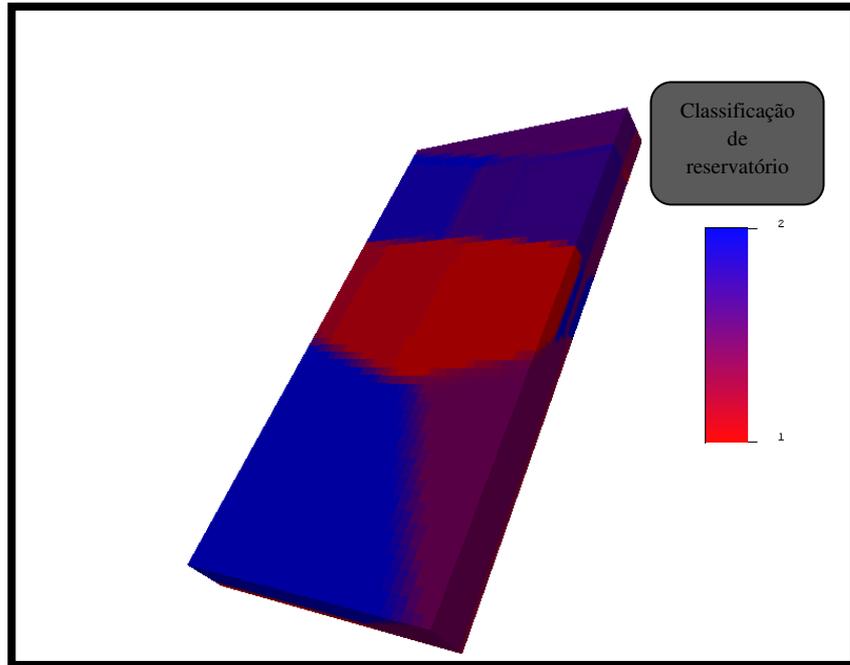


Figura 34: Modelo geral obtido a partir do FZI com o reservatório (em azul) e não reservatório (em vermelho).

A Figura 35 apresenta o modelo do reservatório indicado pelo FZI. Observa-se a partir da figura que o reservatório se encontra de forma mais expressiva na parte superior do bloco principal com a maioria dos poços inseridos nesta região.

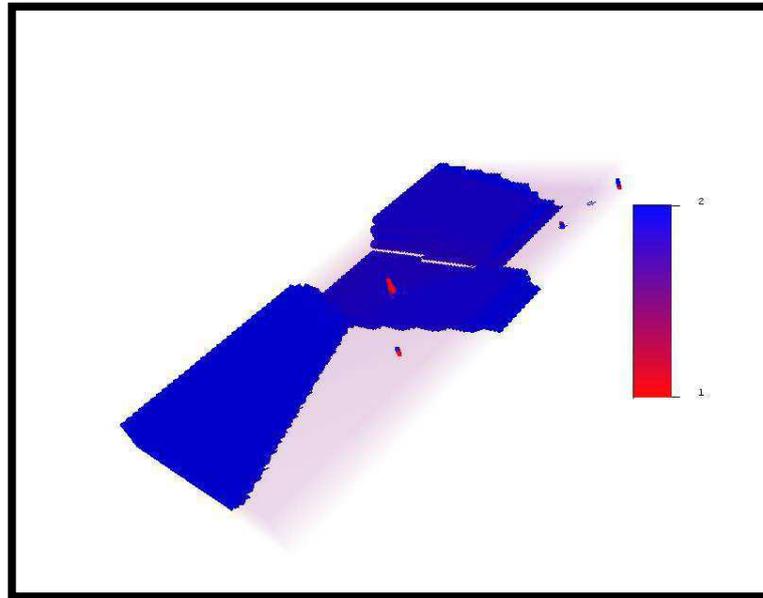


Figura 35: Modelo geral do reservatório obtido a partir do FZI.

A Figura 36 expõe o modelo do não reservatório indicado pelo FZI. Observa-se nesta imagem que as zonas de fluxos de piores qualidades encontram-se aqui por ser uma região onde existe baixos valores de porosidade e altos valores de densidade.

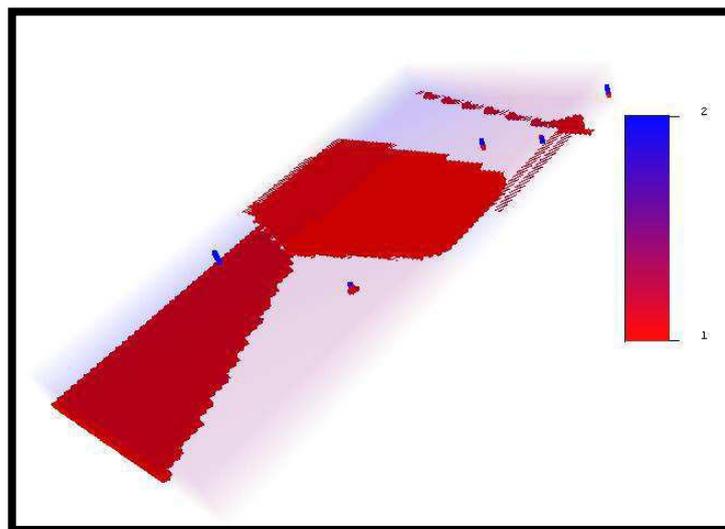


Figura 36: Modelo geral das zonas não-reservatório obtido a partir do FZI.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Mediante a aplicação das técnicas de zoneamento estatístico e FZI foram obtidas, para cada poço estudado, as zonas de fluxo apontadas por ambos os métodos. Os resultados obtidos por ambos os métodos mostram que as melhores zonas de fluxo se encontram majoritariamente na parte superior do bloco principal, enquanto que na parte inferior predominam as piores zonas de fluxo que correspondem, principalmente, à plataforma carbonática da Bacia de Campos.

A técnica do zoneamento estatístico está baseada na análise da distribuição espacial dos valores de permeabilidade medidos em amostras de testemunhos de poços, enquanto que o método FZI se baseia na variação das curvas de perfilagem geofísica dos poços. Apesar de terem bases de dados independentes, ainda assim esses métodos apresentaram uma disposição espacial das zonas de fluxo, de modo geral, coerentes entre si.

A aplicação de ambas as técnicas ao bloco central do Campo de Namorado apresentou resultados que, em grande parte dos casos, as zonas obtidas corresponderam ao reservatório de petróleo, de acordo com a interpretação dos perfis geofísicos e com a indicação litológica apresentada nas colunas de litofácies dos poços. As zonas reconhecidas como de maior capacidade de fluxo coincidem com aquelas onde ocorrem baixos valores de densidade e elevados valores de porosidade do perfil de nêutrons, assim como elevados valores de resistividade elétrica e baixos valores de raios gama. Quanto à litologia, as zonas de maior potencial de fluxo correspondem aos intervalos de maior participação de rochas arenosas e de menor participação de rochas de granulação fina.

Ao realizar uma comparação do desempenho dos métodos zoneamento estatístico e FZI verificou-se que em boa parte dos casos, ambos os métodos apontaram o mesmo número de zonas e as profundidades de interfaces foram semelhantes. Porém, o desempenho mais positivo, para a maioria dos poços, foi gerado pelo FZI, apresentando maior correspondência com as unidades litoestratigráficas indicadas nos perfis geofísicos e na coluna de litofácies dos poços.

A aplicação da técnica geoestatística da krigagem ordinária para populacionar modelos geológicos tridimensionais a partir de dados esparsos resultou em modelos compatíveis com as informações geológicas e geofísicas disponíveis para o bloco principal do campo de Namorado, embora este tipo de aplicação sofra com o fato de se dispor de uma grande quantidade de dados ao longo dos poços e de uma baixíssima disponibilidade de dados no

espaço entre os poços, especialmente quando se trata de poços no mar, os quais podem distar quilômetros de distância entre si.

Verificou-se a partir da realização deste trabalho um grande déficit de material sobre este assunto, assim como, uma limitação nos dados utilizados. Resultando, portanto, em um estudo mais restrito, sem uma análise ao longo de todo o poço.

Para trabalhos futuros nesta linha de pesquisa recomenda-se aplicar a técnica de zoneamento estatístico a outras propriedades, como porosidade, densidade, saturação fluida, velocidades elásticas e às próprias litofácies. Isto permitiria uma investigação integrada das propriedades do campo. Com relação à técnica FZI recomenda-se desenvolver um trabalho para a calibração das equações que definem este índice para a realidade dos campos petrolíferos locais. É de se esperar que equações definidas para cenários diferentes daquele nas quais essas equações estão sendo aplicadas não apresentem um desempenho tão bom quanto o desejado.

7 REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE, F. C., **“Modelagem Geológica Tridimensional no Campo De Namorado com Base na Modelagem Unidimensional de Eletrofácies”**. Dissertação Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro-UFRJ, Como parte dos Requisitos necessários a Obtenção do Grau de Mestre em Ciências, 2006.

ANDRIOTTI, J. L. **Fundamentos de Estatística e Geoestatística**. Editora Unisinos, 2005, 166 p.

ASQUITH, G. B., **Log evaluation of shaly sandstones: a practical guide**. AAPG: Continuing Education Course Note, Oklahoma, 1992.

BARBOZA, E. G. **Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional**. Tese Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Geociências- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, UFRGS, 2005.

BARBOZA, E. G.; TOMAZELLI, L. J.; VIANA, A. R. **Análise preliminar da geometria deposicional dos Tubiditos do Campo de Namorado, Bacia de Campos, RJ**. Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, v. 1, Rio de Janeiro, 2003.

BARROS, M. C.; POSSATO, S.; GUARDADO, L.R.; MUTTI, E., **The Eocene Carapebus Sands, Campos Basin, Brazillian Offshore: na Exemple of deep-sea Turbidites Winnowed by Bottom Currents**. Petrobrás: Relatório interno, 1982.

BATES, R. L.; JACKSON, J. A. **Glossary of Geology**. American Geological Institute, Falls Church, Virginia, 1980.

CAETANO FILHO, E. **O papel da pesquisa nacional de exploração e exploração petrolífera da margem continental na Bacia de Campos**. In: Rosélia Piquet (Org.) **Petróleo, royalties e região**, Rio de Janeiro: Garamond, 2003.

CARVALHO, B. P., **Caracterização Petrofísica do Campo de Namorado a partir de Perfis de Poço**. Trabalho de Conclusão do curso Bacharel em Geofísica – Universidade Federal Fluminense, UFF, 2014.

CARVALHO, P. R. M. **Modelagem faciológica de reservatórios petrolíferos de morfologia intrincada com geoestatística multiponto**. Dissertação Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Engenharia de Minas – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2015.

CHILÈS, J.P.; DELFINER, P. **Geostatistics - Modeling Spatial Uncertainty**. John Wiley & Sons, 1999. 695p.

CORREIA, P. **Modelação e estimação: Uma introdução a geoestatística**. Disponível em: http://leg.ufpr.br/lib/exe/fetch.php/disciplinas:geoesalq:pira2012:numist__modelacao_e_estimacao_-sgems.pdf, 2010. Acesso em: 24 de Dezembro de 2016.

CRUZ, M. M., **Aplicação de Perfilagem Geofísica e Sísmica na Caracterização da Faciologia do Reservatório de Namorado**. Dissertação Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Geologia e Geofísica Marinha - Universidade Federal Fluminense, UFF, 2003.

D'ÁVILA, R. S. F.; PEDREIRA DA SILVA, A. J. C. L.; ARAGÃO, M. A. N.; MAGALHÃES, A. J. C. **Ambientes de Sedimentação Siliciclástica do Brasil. Ambientes Marinhos Profundos: Sistemas Turbidíticos. Ambientes de Sedimentação Siliciclástica do Brasil. Ambientes Marinhos Profundos: Sistemas Turbidíticos**. 1 Edição, São Paulo, 2008.

DELLA FÁVERA, J.C., **History of Interpretation of Deep – Water Sandstones in Brazil**. In: 31st IGC Workshop – Deep-Water, Sedimentation: the Challenges for the Next Millenium, Rio de Janeiro, 2000.

DIAS, J. L.; GUAZELLI, W. & CATTO, A. J., **Integração do Arcabouço Estrutural da Bacia de Campos com o Embasamento Pré-Cambriano Adjacente**. I SIMPÓSIO DE GEOLOGIA REGIONAL RJ-ES, Rio de Janeiro, 1984.

DIAS, J. L.; OLIVEIRA, J. A.; VIEIRA, J. C. **Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia formation, rift phase of Campos Basin, offshore Brazil.** Revista Brasileira de Geociências, v. 18, 1988.

DIAS, J. A. **Correntes Turbidíticas** In: <http://w3.ualg.pt/~jdias/JAD/ebooks/Turbiditos.pdf>
Último acesso: 03/08/2015. 2004.

DIAS, J. L.; GUAZELLI, W.; CATTO, A. J.; VIEIRA, J. C.; OLIVEIRA, J. Q. **Integração do Arcabouço Estrutural da Bacia de Campos com o embasamento Pré-Cambriano adjacente.** In: Simpósio de Geologia Regional, Rio de Janeiro, 1987.

DIÓGENES, A. N. **Reconstrução tridimensional de meios porosos utilizando técnicas de *simulated annealing*.** Tese Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2009.

FARIA, R. T.; SANTOS, M. S.; PARAÍZO, P. L. B.; RODRIGUES E. B.; JÚNIOR, O. S.; ZAPPAROLLI, L. H. **Modelo Geológico 3D Integrado do Campo de Namorado.** In: 3º Seminário de Reservas e Reservatórios da Petrobras, Rio de Janeiro, 2001.

FIGUEIREDO, A. M. F.; MOHRIAK, W. U.; **Salt Tectonics and Petroleum Accumulations in th Campos Basin.** In: Anais 33º Congresso Brasileiro de Geologia, v. 3, Rio de Janeiro, 1984.

FONSECA, L. **Avaliação de métodos de perfilagem geofísica na pesquisa de minério de ferro – Estudo de caso: Definição de contatos litológicos na mina de Capanema, MG.** Dissertação Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Engenharia geotécnica, Escola e Minas da Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2014.

GASPARI, H. C. D. **Obtenção de Propriedades Petrofísicas a partir de Imagens Petrográficas.** Relatório Final de Estágio Profissional em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina - Florianópolis, 2003.

GASPARI, H. C. D. **Caracterização de microestruturas porosas a partir da análise de imagens digitais: permeabilidade intrínseca e fator de formação.** Dissertação Submetida ao

Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.

GOMES, L. G. **Estimativa dos perfis de permeabilidade e de porosidade utilizando rede neural artificial**. Dissertação Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Geofísica – Centro de Geociências, Universidade Federal do Pará, Pará, 2002.

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L.A.; LUCCHESI, C. F. **Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, A Model for a Producing Atlantic Type Basin**. In: EDWARDS, J. D & SANTAGROSSI (ed), P.A. *Divergent/Passive Margin Basin*, Oklahoma, U.S.A, 1989.

GUERRA, P. A. G. **Geoestatística Operacional**. Ministério de Minas e Energia – Departamento Nacional da Produção Mineral, 1988.

HUTCHINSON, C. A.; DOGDE, C. F.; POLASEK, T. L. **Identification and Prediction of Reservoir Nonuniformities Affecting Production Operations**. Society Petroleum Engineers, JPT, 1961.

INNOCENTINI, M. D. M.; SEPULVEDA, P.; ORTEGA, F. **Permeability of Cellular ceramics: Structure, Manufacturing, Properties and Applications**. Eds. M. Scheffler and P. Colombo, Wiley- VCH Verlag GmbH, Weinheim, Alemanha, 2005.

ISAAKS, E. H.; SRIVASTAVA, R. M. **An Introduction to Applied Geostatistics**. Oxford University Press, Inc., 1989.

IP HELP MANUAL, **Interactive Petrophysics**. User Manual, Senergy Software Ltd, 2001.

JACKOB, A. A. E. **A Krigagem como Método de Análise de Dados Demográficos**. Encontro Nacional da Associação Brasileira de Estudos Populacionais, v. 13, Ouro Preto, MG, 2002.

JOHANN, P. R. S. **Geofísica de Reservatórios**. Artigo publicado na III Semana de Geofísica da UFRJ, Rio de Janeiro, 2002.

JOHANN, P. R. S. **Inversion sismostratigraphique et simulations stochastiques en 3D: Réservoir turbiditique offshore du Brésil, integration géologique, géophysique et géostatistique**, Tese Submetida ao Corpo Docente da Académie de Paris, Université et Marie Curie, 1997.

JORNADA, A. C. L. D. **Interpretação de Perfis Elétricos na Caracterização dos Reservatórios de Camisea, Peru**. Dissertação Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Geociências – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.

KEARY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. **Geofísica de Prospecção**. São Paulo, 2009.

KELKAR, M.; PEREZ, G. **Applied geostatistics for reservoir characterization**. Society of Petroleum Engineers, JPT, 2002.

LIMA, F. M., **Análise Estratigráfica dos Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado**. Dissertação Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Geociências IGCE/UNESP, SP, 2004.

LIMA, L. M. S. **Modelagem geoestatística de atributos geológicos em reservatórios turbidíticos**. Dissertação Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, SP, 2007.

MARQUES, E. A. R. **Caracterização de reservatórios petrolíferos: Análise comparativa de dois métodos para caracterização de propriedades de um reservatório petrolífero**. Dissertação Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Engenharia geológica e de minas, Universidade Técnica de Lisboa, 2011.

MENESES, S. X. ADAMS T., **Ocorrência de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos**. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, 1990.

MENEZES, S. X; ADAMS, T. **Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de namorado**. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 2, 1988.

MENEZES, S. X.; LIMA, V. Q.; MAIA, F. L.; POCAI, N.; HORSCHUTZ, P. M. C. **Geologia e Fator de Recuperação dos Reservatórios Brasileiros**. Boletim de Geociências da Petrobras, 1996.

MIZUSAKI, A. M. P.; THOMAZ-FILHO, A.; VALENCA, J. **Volcano-sedimentary sequence of Neocomian age in Campos Basin (Brazil)**. Revista Brasileira de Geociências, v.18, 1988.

MUSTAFA, R. **Application of Statistical Methods for Flow Unit Identification and Characterization of a Reservoir Using Well Log and Core Data**. Tese Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Engenharia e pesquisa mineral, West Virginia University, 2003.

NERY, G. G. **Perfilagem Geofísica em Poço Aberto**. Salvador, BA, 1990.

NERY, G. G. **Perfilagem Geofísica**. HYDROLOG Serviços de Perfilagem Ltda, 2004.

OFFSHORE BRASIL. Disponível em: <http://www.brasiloffshore.com/>. Acesso em: 10 de Fevereiro de 2017.

OLIVEIRA, J. P. L. **Caracterização da pluma de contaminação numa antiga lixeira com o método de resistividade eléctrica**. Dissertação Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Engenharia Geológica, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2009.

PONTE, F. B., **Fluxo de Trabalho para Mapeamento de Litofácies com Aplicação no Campo de Namorado, Bacia de Campos, Rio de Janeiro**. Trabalho de Conclusão de Curso de Geologia. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, UFRRJ, 2010.

PRICE, D.; CURTIS, A.; WOOD, R. **Statistical correlation between geophysical logs and extracted core**. Geophysics, 2008.

RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; ESTEVES, F. R.; FEIJÓ, F. J. **Bacia de Campos: Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, 1994.

REYNOLDS, J. M. **An introduction to applied and environmental geophysics**. 2 Ed. Geo-Sciences Ltd, 1997. 796 p.

RIDER, M. H. **The Geological Interpretation of Well Logs**. Blackie and Son Limited. USA, 1986.

RIDER, M. H. **The Geological Interpretation of Well Logs**. 2. Ed. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland, Scotland, 2002.

RIDER, M. H.; KENNEDY, M. **The geological interpretation of well logs**. 3. Ed. Rider-French Consulting Ltd, Scotland, 2011.

ROCHA, C. L. **Análise de fronteiras de reservatórios de petróleo através de geoquímica de superfície e mineração de dados**. Tese Submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Ciências em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2005.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

SACCO, T.; SUSLICK, S. B.; VIDAL, A. C. **Modelagem Geológica 3D do Campo de Namorado utilizando dados de perfilagem de poços verticais**. Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Campinas - SP, 2007.

SANCEVERO, S. S.; REMACRE, A. Z. V.; ALEXANDRE, C. **Aplicação de técnicas de estatística multivariada na definição da litologia a partir de perfis geofísicos de poços**. Revista brasileira Geociências, v.38, 2008.

SCHALLER, H. **Estratigrafia da Bacia de Campos**. *In*: Congresso Brasileiro de Geologia, Aracaju, v.3, 1973.

SCHEIDEGGER, A. E. **The Physics of Flow through Porous Media**. Publicado pela Universidade de Toronto, 3 Ed, 1974.

SERRA, O. L. **Well Logging – Data Acquisition and Applications**. Ed. Serralog, Méry Corbon, França, 2004.

SERRA, O. L. **Sedimentary environments from wireline logs**. Schlumberger, 1985.

SOARES, A. **Geoestatística para as ciências da terra e do ambiente**. 2 Ed. IST Press, 2006, Lisboa.

STEVANATO, A. C. R. S. **Análise petrofísica de reservatórios**. Trabalho de conclusão de curso do Instituto Geociências da Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, 2011.

SUGUIO, K. **Geologia Sedimentar**. 1. ed. São Paulo: Blucher, 2009.

TESTERMAN, J. D. **A Statistical Reservoir-Zonation Technique**. Society of Petroleum Engineers, JPT, 1962.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2 Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

UNESP. Disponível em: <http://ns.rc.unesp.br/museudpm/rochas/sedimentares/turbidito>
Último acesso: 10/08/2015. 2006.

VIANA, A. R.; FAUGERES, J. C.; KOWSMANN, R. O.; LIMA, J. A. M.; CADDAH, L. F.G.; RIZZO J. G. **Hydrology, morphology and sedimentology of the Campos continental margin, offshore Brazil**. Semana da Geologia, 1988.

VICINI, L. **Análise multivariada da teoria a prática**. Monografia submetida a Universidade Federal de Santa Maria, 2005.

WINTER W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B.; MILANI, E. J. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 15, Rio de Janeiro, 2007.

