

MODELAGEM DAS ZONAS DE FLUXO USANDO AS TÉCNICAS: ZONEAMENTO ESTATÍSTICO E FZI

Marcella Mayara Costa Araújo Aragão (1); José Agnelo Soares (Orientador)

Universidade Federal de Campina Grande, marcella.may@hotmail.com

Universidade Federal de Campina Grande, agnelosoares@gmail.com

Resumo:

Durante o processo de gerenciamento dos reservatórios é de fundamental importância o conhecimento do comportamento dos fluidos presentes no seu interior. Sendo assim, técnicas veem sendo desenvolvidas para conhecer o desempenho das unidades de fluxos. O uso de ferramentas como a caracterização e a estatística é fundamental no entendimento de propriedades como porosidade, permeabilidade e na divisão do reservatório em unidades de fluxos, respectivamente. O objetivo desta pesquisa é aplicar duas técnicas conhecidas por zoneamento estatístico e índice de zona de fluxo (FZI) para fazer o reconhecimento das unidades de fluxo no campo de Namorado e realizar uma análise comparativa das técnicas, analisando os resultados obtidos em ambas as abordagens e aplicar o modelo tridimensional nos resultados gerados pelo FZI. Foram utilizados dados de permeabilidade de 5 poços fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo. No zoneamento foram calculadas as variâncias entre zonas, variâncias agrupadas dentro de zonas e finalmente o índice de zoneamento com o qual foi possível dividir o campo em zonas. Na aplicação do FZI, o maior valor do índice indicava a profundidade da divisão entre as zonas. Para a construção do modelo tridimensional foi utilizado o software geoestatístico SGeMS. De acordo com os resultados obtidos, evidenciou-se que as técnicas de zoneamento estatístico e FZI produziram resultados equivalentes em alguns poços, mas diferentes em outros. No entanto, o método FZI apresentou, na maioria dos poços, resultados mais satisfatórios em comparação ao zoneamento estatístico.

Palavras-chave:

Unidades de fluxo, permeabilidade, estatística.

1. Introdução

Segundo Carvalho (2015) os reservatórios são formados por rochas porosas de origem sedimentar, cujos poros estão ocupados por fluidos. Entre os fluidos que ocupam esses espaços porosos pode-se citar o petróleo e o gás e são eles que são extraídos desses poros. Para conhecer a formação dos reservatórios, suas características algumas ferramentas são utilizadas como modelagem e a caracterização.

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 (Testerman, 1962).

(83) 3322.3222

contato@conapesc.com.br

www.conapesc.com.br

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.

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).

Neste trabalho foram aplicadas as técnicas de zoneamento estatístico e FZI, cuja finalidade foi a obtenção das zonas de fluxos. E a obtenção do modelo tridimensional do reservatório e não reservatório identificado no FZI. 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.

2. Metodologia

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. 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.

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 1, 2 e 3 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 1 e 2 foram utilizadas com o intuito de obter as variâncias entre as zonas e as agrupadas no interior das zonas, respectivamente. A Equação 3 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.

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

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

$$R = \frac{B-W}{B} \quad (3)$$

Após a combinação de duas zonas, os dados foram divididos em todas as possíveis combinações para três zonas. Aplicam-se novamente as Equações 1, 2 e 3 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.

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 $\Delta R \leq 0,06$.

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 4 a 9 foram aplicadas para obtenção do Índice de Zonas de Fluxo (FZI). Essas Equações foram obtidas a partir do trabalho de Tanmay Chandra (2008).

$$GR_{Tr} = 4.7860 * 10^{-3} * GR^2 - 1.732 * 10^{-1} * GR + 1.0614 \quad (4)$$

$$NPHI_{Tr} = -8.1102 * NPHI^2 + 9.6676 * 10^{-1} * NPHI + 1.7170 * 10^{-1} \quad (5)$$

$$RHOB_{Tr} = 7.1926 * RHOB^2 - 3.6727 * 10^1 * RHOB + 4.5873 * 10^1 \quad (6)$$

$$ILD_{Tr} = -1.6859 * 10^{-4} * ILD^2 - 3.8016 * 10^{-2} * ILD + 4.3712 * 10^{-1} \quad (7)$$

$$SOMA = GR_{Tr} + NPHI_{Tr} + ILD_{Tr} + RHOB_{Tr} \quad (8)$$

$$FZI = 4.4306 * 10^{-1} * SOMA^2 + 6.08575 * 10^{-1} * SOMA + 3.8229 * 10^{-1} \quad (9)$$

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.

3. Resultados e Discussão

A Tabela 1 apresenta as profundidades de separação de zonas indicadas pelos métodos de zoneamento estatístico e índice de zona de fluxo (FZI).

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

A Tabela 1 apresenta as profundidades de interfaces indicadas por ambas as técnicas para duas zonas.

Tabela 1: 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
NA37	3221,5	3221,9	0,42

A Figura 1 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.

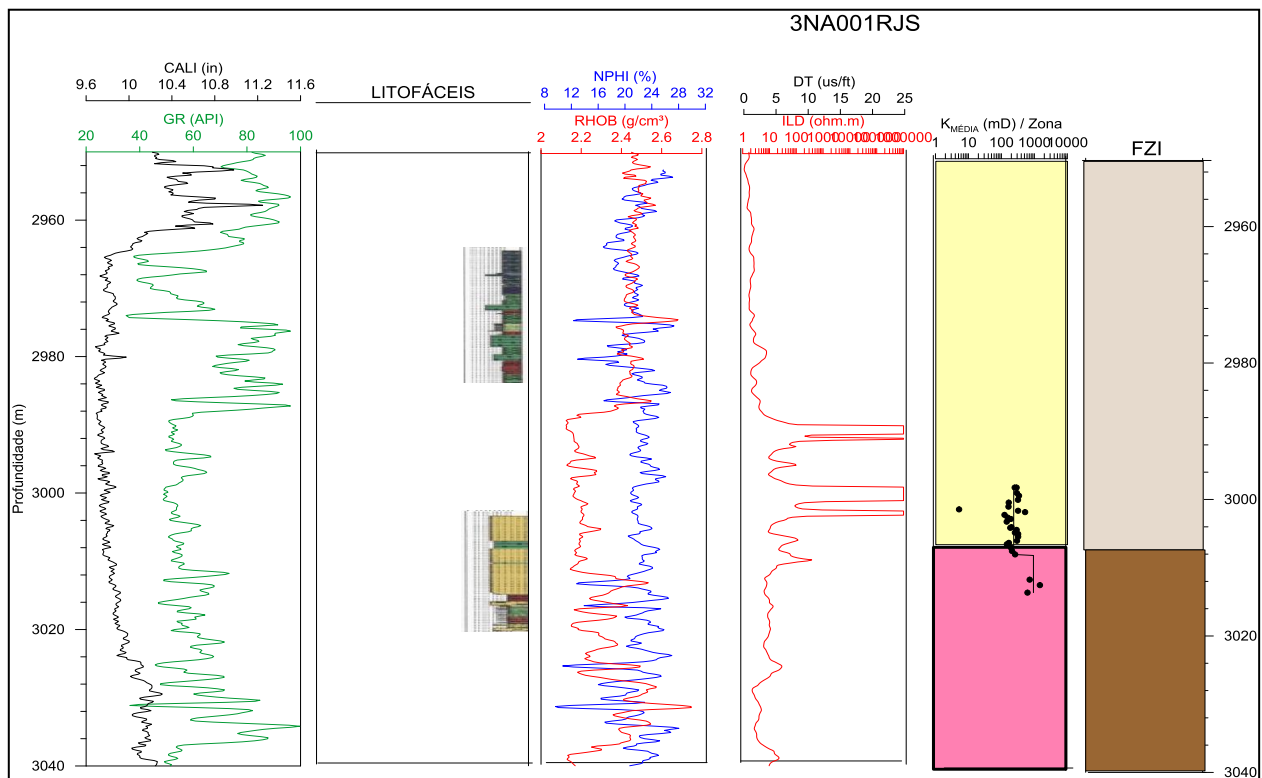


Figura 1: Painel das unidades de fluxo do poço NA01.

A Figura 2 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.

A Figura 3 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.

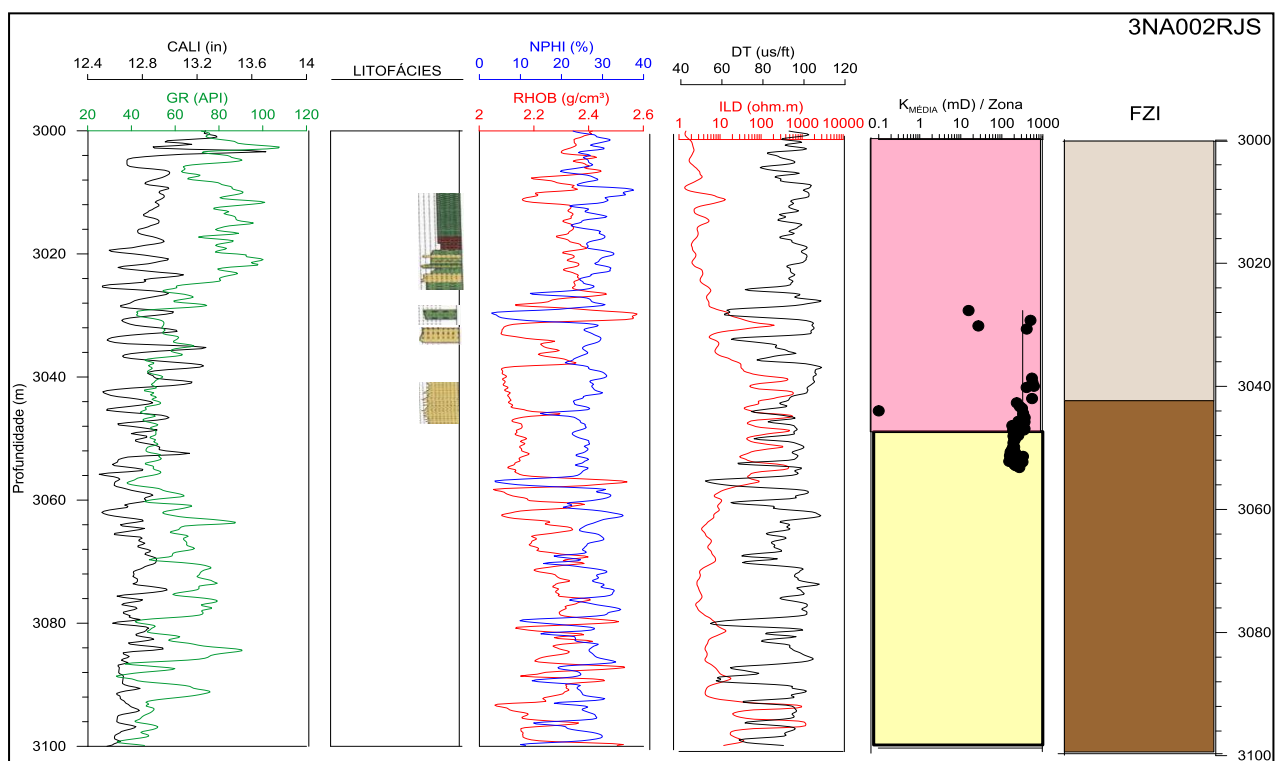


Figura 1: Painel das unidades de fluxo do poço NA02.

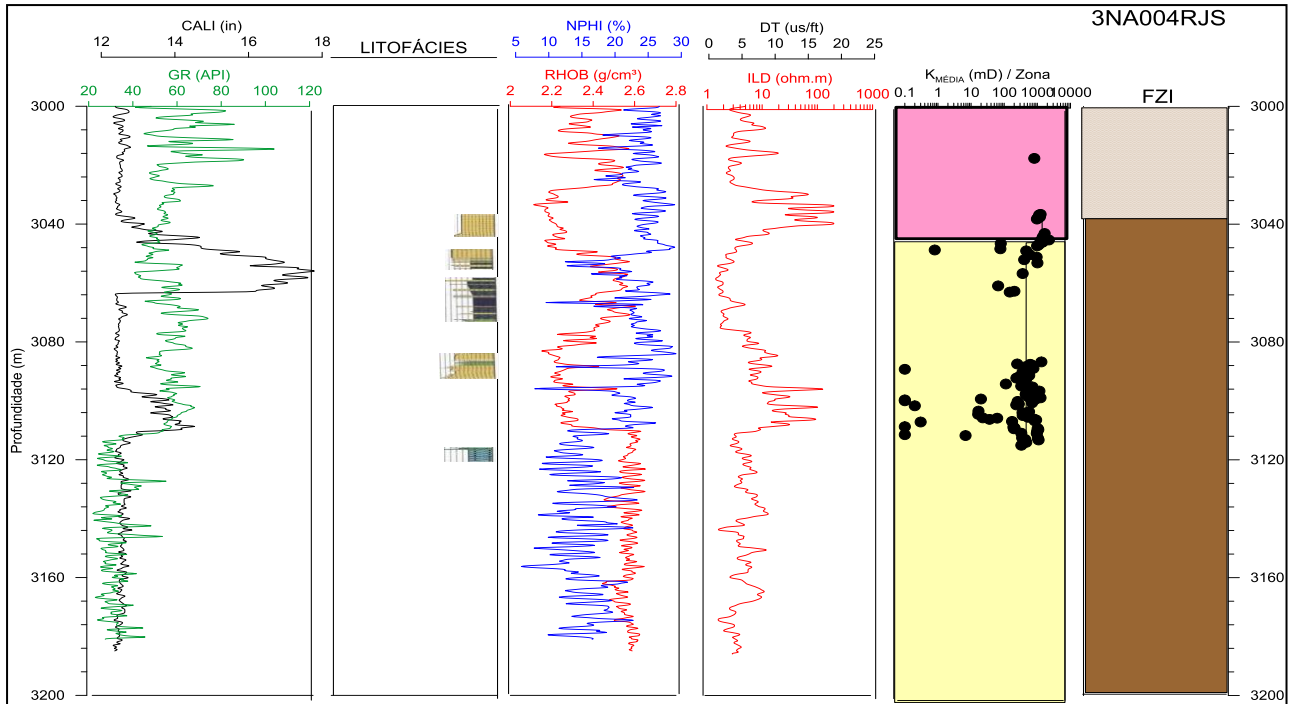


Figura 3: Painel das unidades de fluxo do poço NA04.

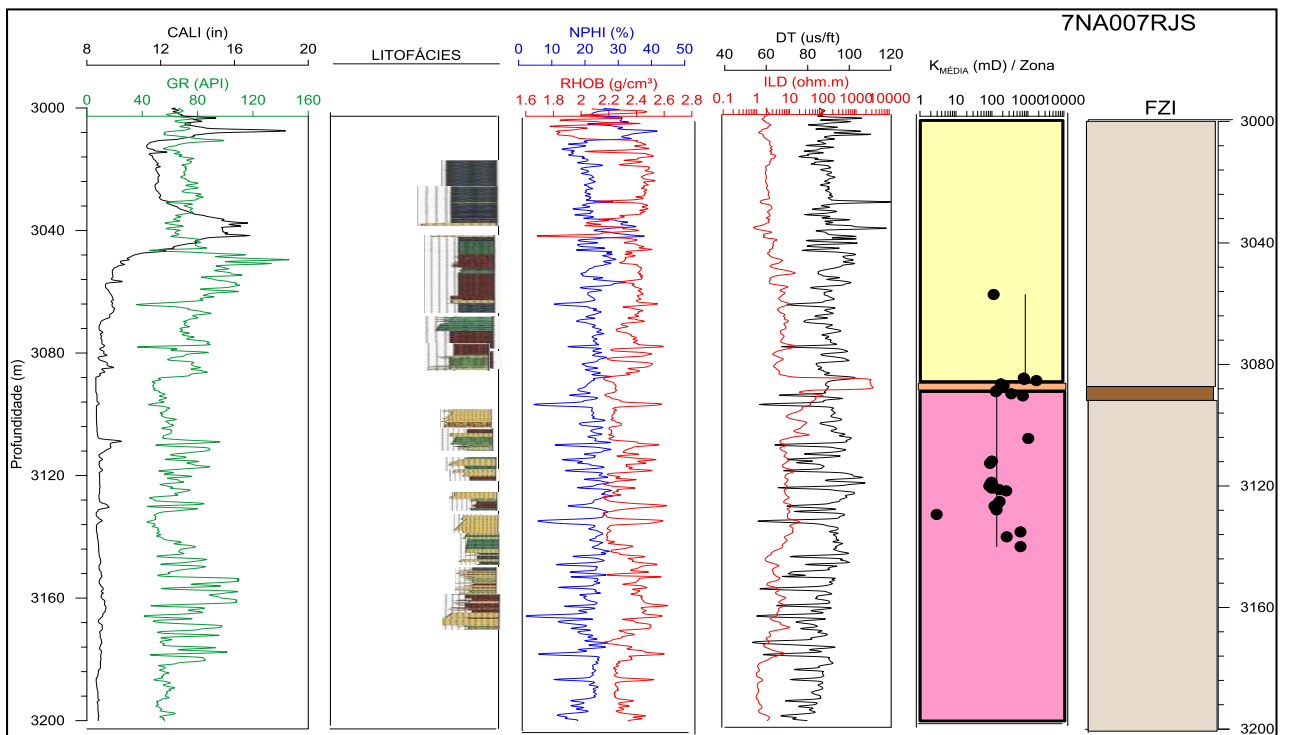


Figura 4: Painel das unidades de fluxo do poço NA07.

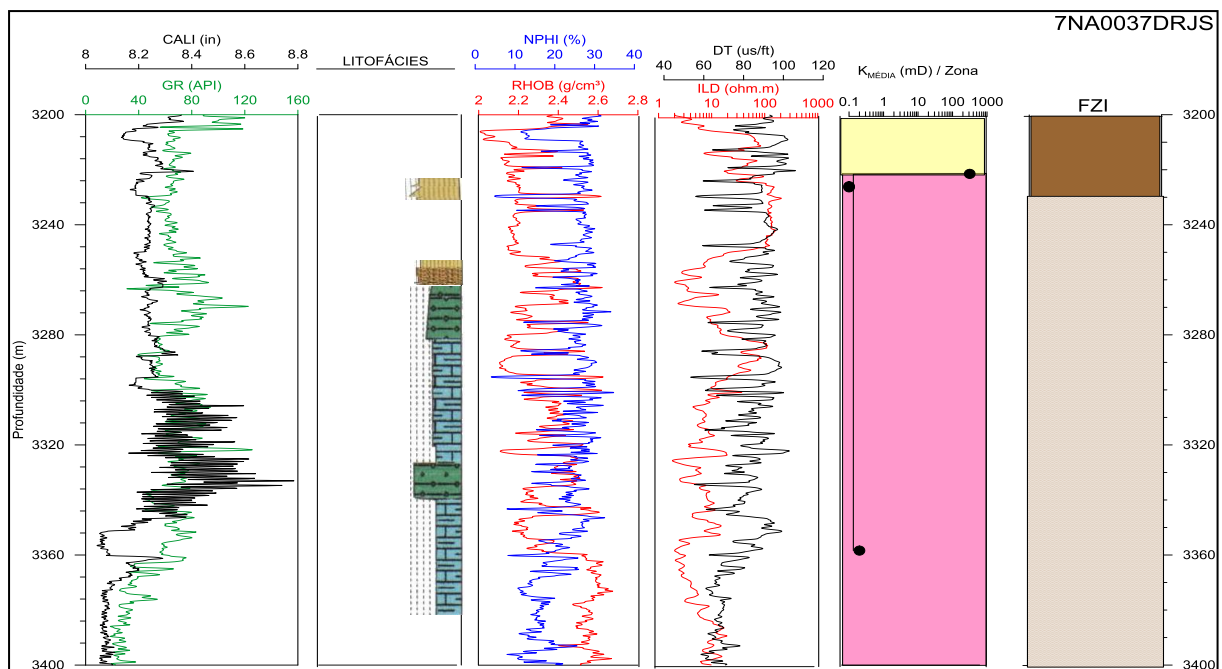


Figura 5: Painel das unidades de fluxo do poço NA37.

A Figura 4 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.

O perfil do poço NA037 é apresentado na Figura 5. 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.

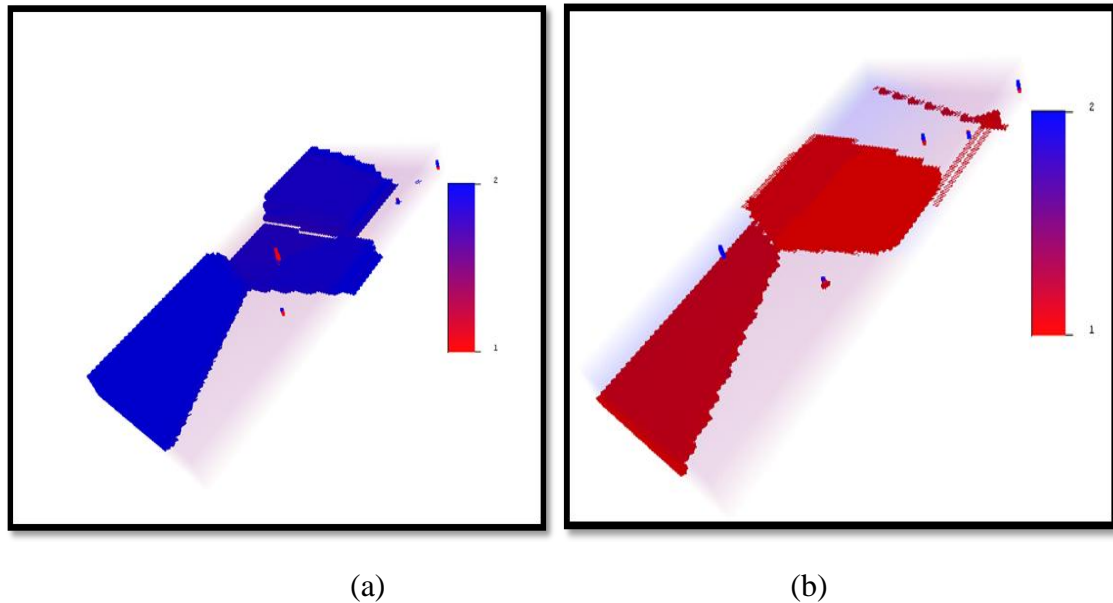


Figura 6: (a) Modelo geral do reservatório obtido a partir do FZI. (b) Modelo geral das zonas não-reservatório obtido a partir do FZI.

A Figura 6 (a) 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. A Figura 6 (b) 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 existem baixos valores de porosidade e altos valores de densidade.

4. Conclusões

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 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.

5. Referências Bibliográficas

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.

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

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