



**II CONEPETRO**

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

## ZONEAMENTO ESTATÍSTICO APLICADO EM RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS, BACIA DE CAMPOS - RJ

Marcella Mayara C. A. Aragão<sup>1</sup>; José Agnelo Soares<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia de Minas –  
[marcella.may@hotmail.com](mailto:marcella.may@hotmail.com)

<sup>2</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Minas –  
[agnelosoares@gmail.com](mailto:agnelosoares@gmail.com)

### RESUMO

A engenharia de reservatório deve prever o comportamento do fluxo de fluidos. Para dar suporte a esta operação técnicas vêm sendo desenvolvidas para se obter um melhor conhecimento das unidades de fluxo. A identificação das unidades de fluxo é complexa, sendo assim é necessário o uso de ferramentas como a estatística para realizar a divisão do reservatório em zonas utilizando dados de testemunho e de perfis de poços. A técnica utilizada neste trabalho é conhecida por zoneamento estatístico. A partir do uso da mesma é possível a detecção das distintas unidades de fluxo. Este trabalho tem como objetivo estimar as unidades de fluxo para poços de um campo de petróleo e realizar uma análise da técnica delimitando os critérios a serem avaliados para geração de resultados satisfatórios. Foram usados nesta pesquisa dados de permeabilidade de sete poços localizados no Campo de Namorado, cujos dados foram fornecidos pela Agência Nacional de Petróleo. Foi calculada a variância entre zonas potenciais, variâncias agrupadas dentro dessas zonas potenciais e, por fim, o índice de zoneamento através do qual se definem as zonas finais. De acordo com os resultados obtidos ficou evidenciado que a técnica de zoneamento estatístico é satisfatória para o caso estudado.

**Palavras-chave:** unidades de fluxo, permeabilidade, estatística.

### 1. INTRODUÇÃO

O petróleo é uma das principais fontes de energia utilizadas na atualidade, devido a sua larga aplicação como matéria-prima na indústria petrolífera e na petroquímica. O petróleo está armazenado em rochas reservatórios, isto ocorre devido a algumas propriedades como a porosidade e a permeabilidade.

Para que se tenha conhecimento das reservas petrolíferas recuperáveis é necessária a realização de um estudo do comportamento

do fluxo de fluidos na escala dos reservatórios.

O processo de caracterização de reservatório é aplicado a fim de obterem-se informações dos parâmetros petrofísicos importantes para prever o comportamento do fluxo de fluidos no interior da formação porosa. Dentre os variados parâmetros pode-se destacar a permeabilidade que é a capacidade que um meio poroso tem em deixar-se atravessar pelos fluidos.

O engenheiro de reservatório depara-se com diversos problemas no momento de prever ou interpretar o comportamento do

fluxo de fluidos, em especial durante o processo de organização dos dados obtidos durante a análise de testemunho. A permeabilidade apresenta uma limitação específica, dado que seu valor varia em várias ordens de magnitude entre os diferentes estratos. Devido ao grande volume de dados é necessário que esses dados sejam agrupados e um valor médio possa ser obtido para representar essas medidas [TESTERMAN, 1962].

Diversos estudos apontam a necessidade da aplicação de técnicas que determinem a posição real das unidades de fluxo dentro do reservatório e a correlação dessas unidades de fluxo entre poços. A identificação das zonas de fluxo é uma atividade complexa sendo necessário fazer uso da estatística com o objetivo de dividir o reservatório em zonas de fluxo, fazendo uso dos dados de testemunho e os perfis do poço para que as unidades de fluxo sejam detectadas bem como a continuidade em poços adjacentes [HUTCHISON, 1961].

No momento que se definem as unidades de fluxo é possível observar uma variação mínima de permeabilidade interna e uma variação máxima apresentada entre as unidades. O método que se baseia neste princípio pode ser aplicado a diversas propriedades, como por exemplo, a permeabilidade.

Mediante o uso da correlação estatística com base na permeabilidade de dois poços ou mais é possível verificar se as zonas definidas são verdadeiramente contínuas.

O objetivo deste trabalho é a determinação das unidades de fluxo de poços presentes no Campo de Namorado.

## 2. BACIA DE CAMPOS

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 km<sup>2</sup>. Esta Bacia se estende desde o norte do Rio de Janeiro ao sul do Espírito Santo. A Bacia de Campos possui 44 campos petrolíferos de modo que sete campos são considerados gigantes, indo desde a linha de costa brasileira até a profundidade de 3.400 m [ALBUQUERQUE, 2006].

### 2.1 Campo de Namorado

O Campo de Namorado está localizado na porção centro-norte do *trend* de acumulações petrolíferas da Bacia de Campos, tendo sido descoberto em novembro de 1975 com a perfuração do poço pioneiro 1-RJS-19 e nele foram perfurados 56 poços, sendo 14 poços exploratórios e 42 poços de



desenvolvimento [RANGEL & MARTINS, 1998].

O arenito Namorado consiste basicamente em arenitos arcoseanos de origem turbidítica, que fazem parte da megasequência marinha transgressiva, presente em toda a extensão da margem leste brasileira. Nesta bacia as acumulações de hidrocarbonetos ocorrem em armadilhas que podem ser estruturais ou estratigráficas e apresentam estrutura ao longo da direção NW – SE. Os hidrocarbonetos acumulam-se na direção NE – SE. A porosidade média dos arenitos oscila entre 20% e 30% e sua permeabilidade é alta, podendo ser maior que 1 Darcy [BARBOZA, 2005].

O reservatório possui geometria interna heterogênea de baixo grau, com estruturas primárias, predominantemente arenitos maciços de constituição arcósica e textura granulométrica média, com seleção média a regular e com graus de arredondamento e esfericidade, em geral, baixos [ALBUQUERQUE, 2006].

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 na Bacia de Campos.

### 3. PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

O conhecimento das propriedades das rochas é de fundamental importância, pois através delas pode-se estimar a quantidade de fluidos nelas contidos. É possível ainda controlar os parâmetros que definem a capacidade de um reservatório produzir o óleo. Para uma melhor caracterização dos reservatórios de petróleo o estudo de algumas propriedades são essenciais, como a porosidade e a permeabilidade.

De acordo com Gomes [2002] a permeabilidade é a propriedade petrofísica que tem a rocha de permitir a passagem de quaisquer fluidos através de seus vazios ou interstícios. 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. 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].

A permeabilidade pode existir devido a presença de poros e também de fraturas. Atualmente, a determinação da permeabilidade das rochas é realizada em laboratório.



## 4. METODOLOGIA

Na realização deste trabalho foram utilizados dados do Campo de Namorado, Bacia de Campos, disponibilizados pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) que escolheu este campo como “campo escola” e ter parte dos seus dados livres para fins de pesquisa acadêmica.

Os poços selecionados foram NA01, NA04, NA12, NA22, NA40, NA47 e NA53. A escolha destes poços se deu pelo fato de possuírem valores de permeabilidade distribuídos ao longo dos poços e por possuírem as curvas básicas de perfilagem geofísica nos mesmos intervalos de profundidade.

A técnica de zoneamento estatístico em reservatórios é uma operação dividida em duas fases. O primeiro passo foi reunir um conjunto de dados de permeabilidade de um único poço e dividi-los em zonas ou unidades de fluxo. As zonas são selecionadas de modo que a variação no interior da zona seja minimizada e maximizada entre as zonas. As equações usadas para realização da divisão de zonas foram:

$$B = \frac{1}{L-1} \left[ \sum_{i=1}^L m_i (\dot{k}_i - \dot{k}_{..})^2 \right]$$

$$\dot{\iota} = \frac{1}{L-1} \left[ \sum_{i=1}^L \frac{\left( \sum_{j=1}^{m_i} k_{ij} \right)^2}{m_i} - \frac{\sum_{i=1}^L \sum_{j=1}^{m_i} k_{ij}}{N} \right] [1]$$

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

$$\dot{\iota} = \frac{1}{N-L} \left[ \sum_{i=1}^L \sum_{j=1}^{m_i} k_{ij}^2 - \sum_{i=1}^L \frac{\left( \sum_{j=1}^{m_i} k_{ij} \right)^2}{m_i} \right] [2]$$

$$R = \frac{B-W}{B} [3]$$

As equações 1, 2 e 3 representam a variância entre zonas, à variância agrupada dentro das zonas e o índice de zoneamento, respectivamente. Foram utilizados nessas equações os dados de permeabilidade, a quantidade de dados dentro do poço e o número de zonas.

A primeira etapa do cálculo se deu na organização dos dados do perfil e das amostras em sua ordem original de profundidade em todas as combinações possíveis de duas zonas. Em seguida foram calculadas as equações 1, 2 e 3. O critério utilizado para verificar qual a melhor divisão de zonas é obtido a partir da equação 3 que indica o índice de zoneamento. Este índice varia entre 0 e 1. Quando o valor estiver próximo de 1 significa que as zonas

apresentam uma boa homogeneidade. Sendo assim, quanto maior o valor do índice melhor será a divisão em zonas. Após a combinação de duas zonas serem determinadas, os dados foram divididos em todas as possíveis combinações para três zonas. Calcula-se novamente a partir das equações 1, 2 e 3 para cada uma das três zonas e a melhor divisão é então obtida pelo valor máximo do índice de zoneamento. Os poços NA22 e NA53 foram submetidos às combinações para três zonas, devido ao fato do índice de zoneamento ser superior a 0,06. Em seguida, os dados foram divididos em todas as possíveis combinações de quatro zonas, repetindo-se os passos anteriores. 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] sugere que a diferença é insignificante se  $\Delta R \leq 0,06$ . O poço NA22 foi submetido a todas as combinações para quatro zonas.

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Segundo Jornada (2008), para que exista um melhor aproveitamento dos perfis de poços é necessário que sejam utilizados em conjunto. A título de exemplo, se for constatado que em determinada profundidade o perfil de raios gama (GR) indica alta

argilosidade e o perfil de resistividade profunda (ILD) alta resistividade, o perfil de densidade (RHOB) indica alta densidade e o perfil de tempo de trânsito (DT) alta velocidade, então provavelmente essa formação não seria um bom reservatório de hidrocarbonetos. Por outro lado, se o perfil GR indica 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.

Os resultados da aplicação da técnica de zoneamento estatístico foram correlacionados com os perfis geofísicos dos poços e com as descrições dos testemunhos.

As Tabelas 1, 2 e 3 apresentam as profundidades e os índices de zoneamento indicadas pelo método de zoneamento estatístico. Através do método de zoneamento estatístico as zonas foram divididas a partir do cálculo do índice de zoneamento. Para todos os poços foram aplicadas as equações 1,2 e 3. Quando o índice foi obtido e seu valor estava entre 0,98 e 1,00 era verificado que aquela era a melhor divisão de zonas. Para índices inferiores o método foi aplicado novamente até que a diferença dos índices fosse igual ou inferior a 0,06 ou para R próximo de 1.

NA53	3224,0	0,89
------	--------	------

Tabela 1: Resultados obtidos na técnica de zoneamento estatístico para duas zonas.

Poços	Profundidade da interface entre zonas - Zoneamento (m)	R
NA01	3309,0	0,98
NA04	3046,2	0,98
NA12	3053,9	0,79
NA22	3190,2	1,00
NA40	3152,0	0,89
NA47	3258,6	0,64

Tabela 2: Resultados obtidos na técnica de zoneamento estatístico para três zonas.

Poços	Profundidade da interface entre zonas - Zoneamento (m)	R
NA22	3184,3	0,98
NA53	3226,4	0,83

Tabela 3: Resultados obtidos na técnica de zoneamento estatístico para quatro zonas.

Poços	Profundidade da interface entre zonas - Zoneamento (m)	R
NA22	3187,7	0,99



## II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

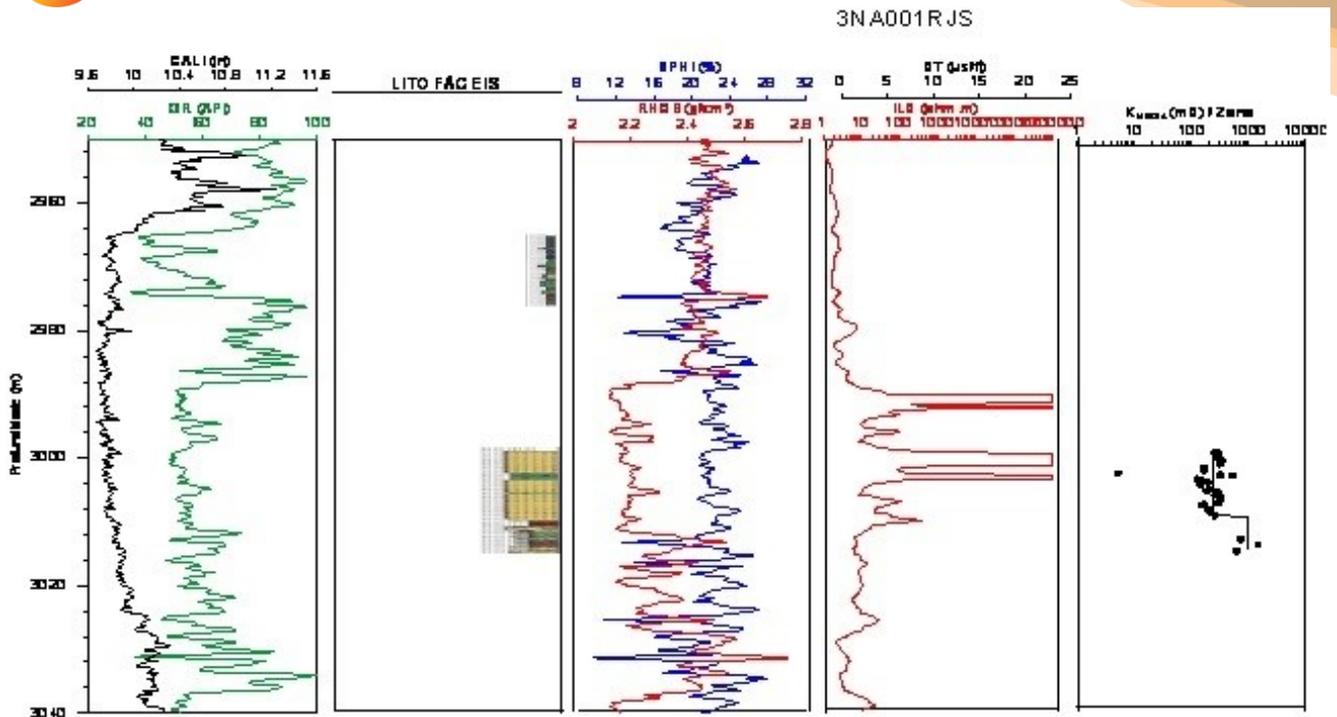


Figura 1: Resultados para o poço NA01.

A Figura 1 apresenta o resultado para o poço NA01. É possível observar que entre 2988 a 3012 metros as condições são favoráveis à presença de um reservatório. Dado que nesta região os valores de raio 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. A partir do zoneamento estatístico é possível observar que a divisão de zonas correlacionou-se de forma positiva com as curvas dos perfis.



## II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

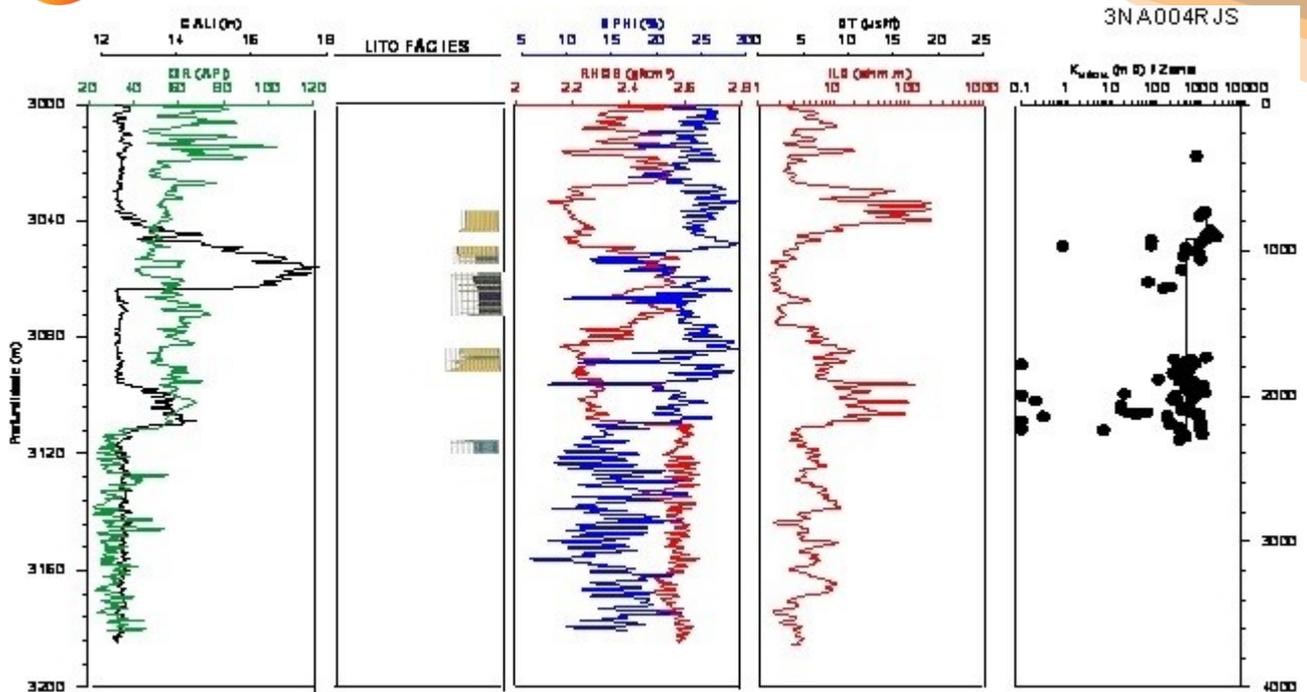


Figura 2: Resultado para o poço NA04.

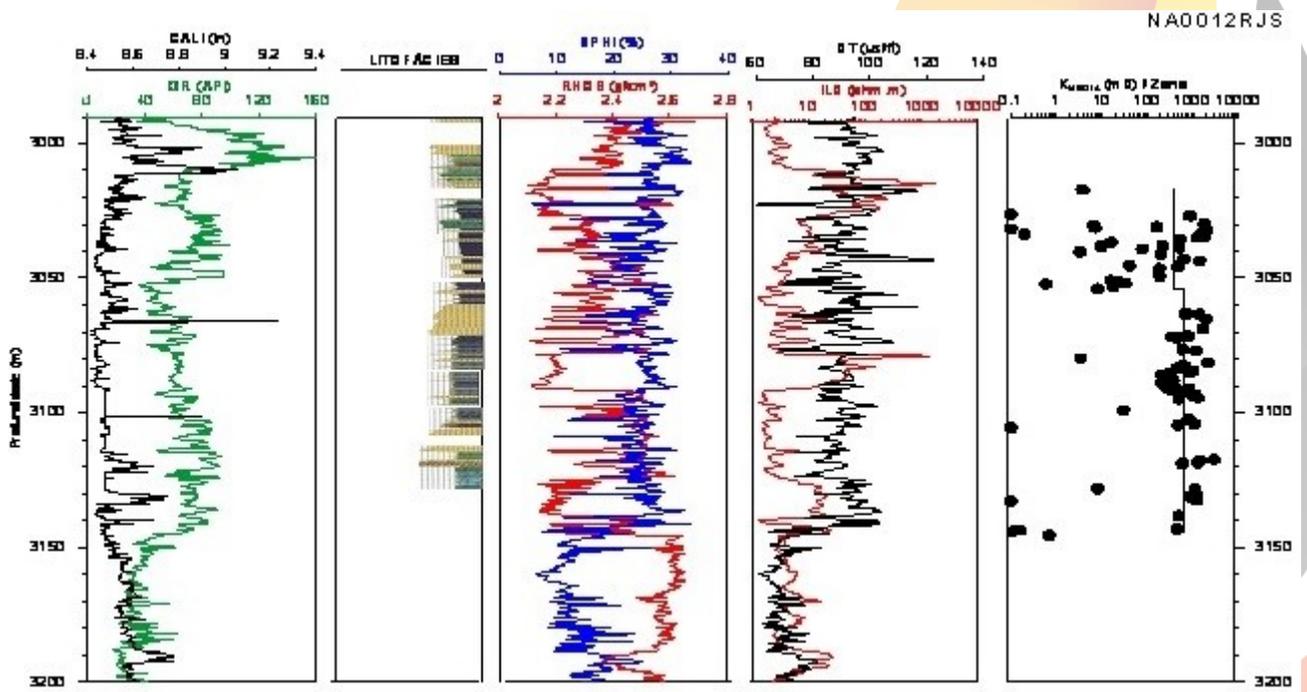


Figura 3: Resultado para o Poço NA12.

A Figura 2 apresenta o resultado para o 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 expressa uma feição positiva na curva de raios

gama. Enquanto que a base 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. Mediante as curvas de porosidade, densidade e resistividade, é possível identificar as regiões mais propícias a serem reservatórios. As regiões indicadas pelas curvas coincidem com as regiões apresentadas pelo zoneamento estatístico. A partir das litofácies pode-se confirmar a indicação do topo e da base do reservatório.

Os resultados para o poço NA012 estão apresentados na Figura 3. 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 neutrão (NPHI). A partir da aplicação do zoneamento estatístico verificou-se a presença de duas zonas distintas. As mesmas apresentaram uma ótima correspondência com os perfis.

A Figura 4 mostra os resultados para o poço NA022. Mais uma vez é possível identificar a partir das curvas dos perfis que as regiões com tendência de serem reservatórios são coincidentes com as zonas calculadas.

Na Figura 5 são apresentados os resultados para o 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 (região do zoneamento). É possível observar ainda que a correlação entre as zonas e os perfis foi notável.

Os resultados para o poço NA047 são apresentados na Figura 6. De acordo com as curvas e a região zoneada é possível perceber que não existiu uma boa correspondência entre os perfis e o zoneamento. Isso provavelmente ocorreu devido a intensa intercalação de camadas finas, como indicado pelos perfis geofísicos.

A Figura 7 apresenta os resultados para o poço NA053 bem como as zonas obtidas a partir da técnica de zoneamento estatístico. Para realizar a identificação do reservatório foi necessário analisar os dados fornecidos pelas curvas de porosidade, densidade total e resistividade. Percebe-se uma excelente correlação entre as zonas calculadas e a indicação do reservatório pelos perfis.

Comparando os resultados dos poços verifica-se que a maioria deles possui uma boa correspondência entre as curvas e as zonas, ou seja, a região indicada como potencial reservatório pelas curvas dos perfis é a mesma região indicada como unidades de fluxo pela técnica de zoneamento estatístico.



# II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

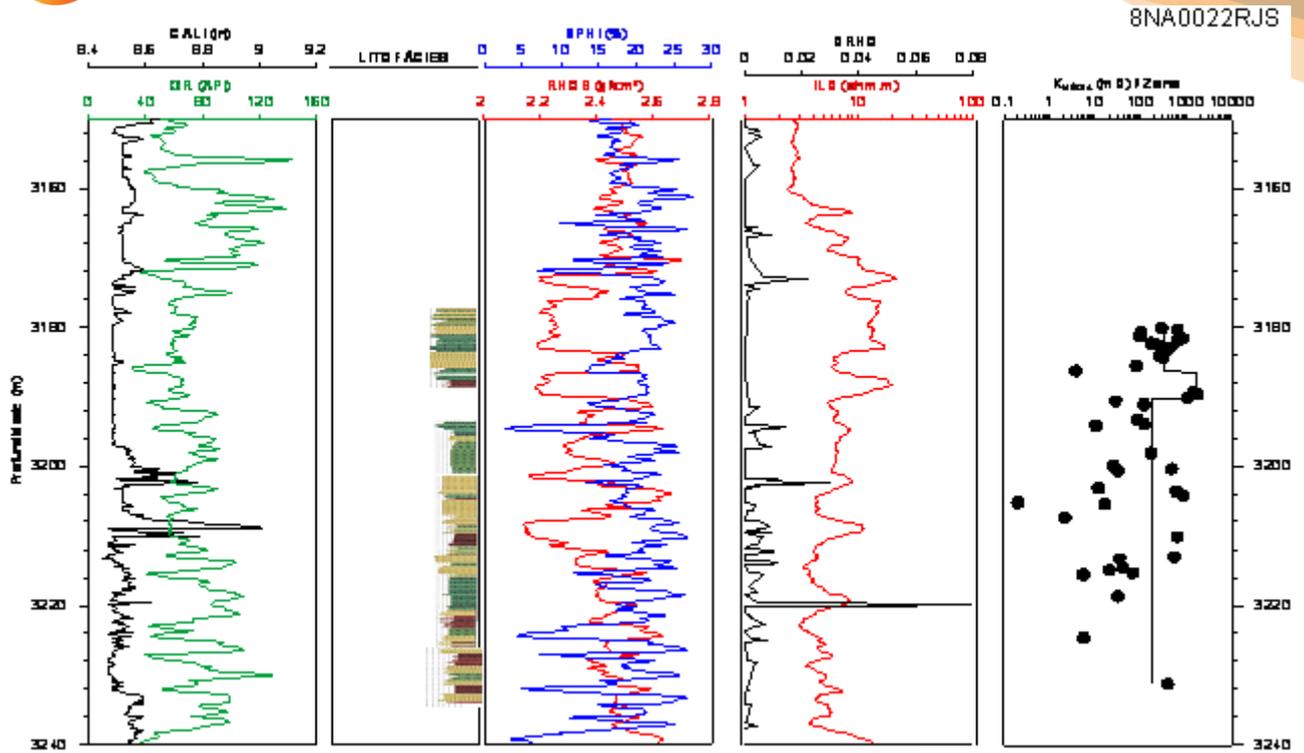


Figura 4: Resultado para o Poço NA22.

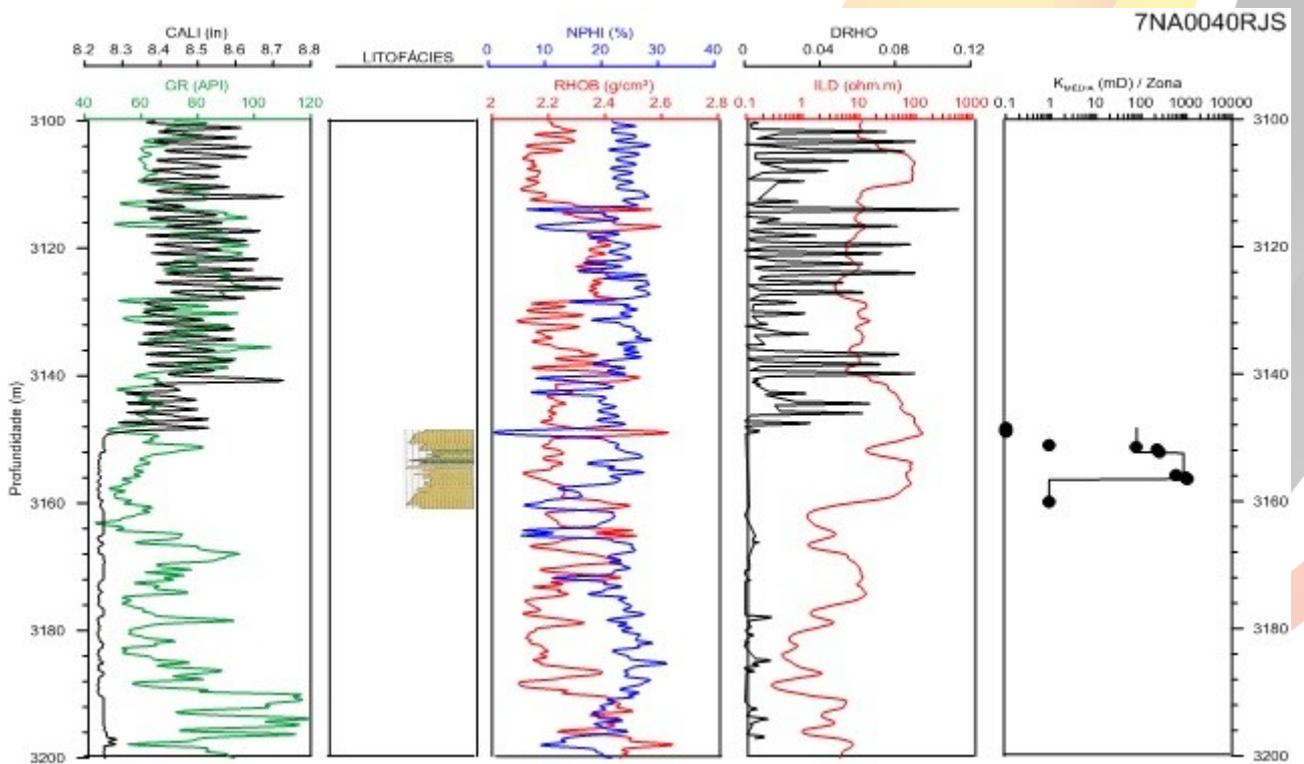


Figura 5: Resultado para o Poço NA40.



# II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

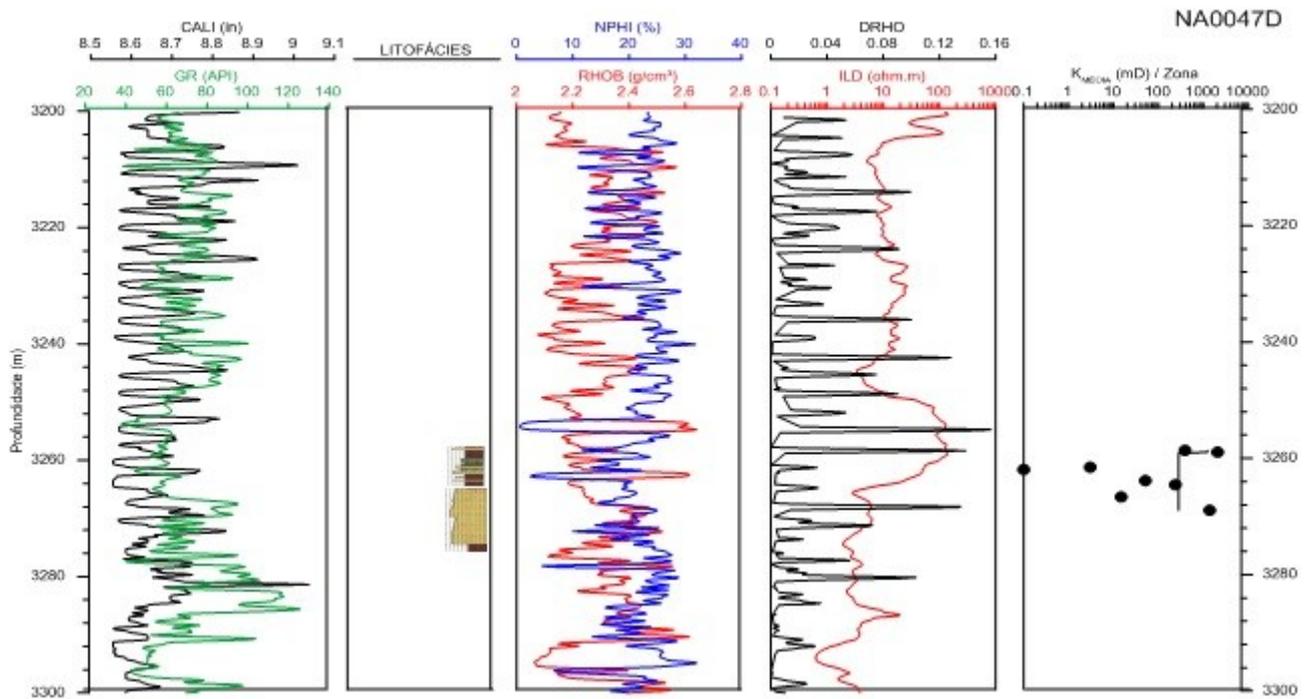


Figura 6: Resultado para o Poço NA47.

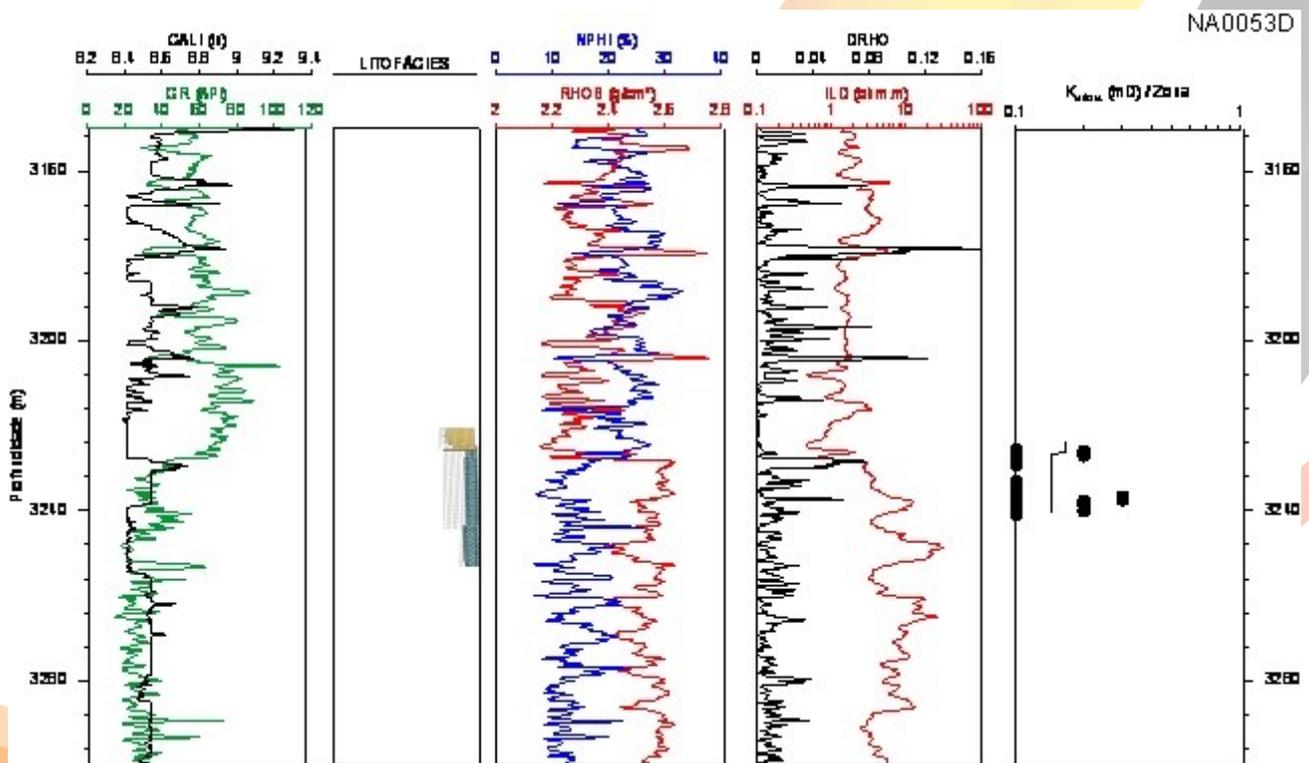


Figura 7: Resultados para o Poço NA53.

## 6. CONCLUSÕES

Com a aplicação da Técnica foi possível obter o índice de zoneamento e consequentemente definir as unidades de fluxo presentes ao longo dos sete poços. Os poços foram divididos em duas, três e até quatro zonas de fluxo.

Após a obtenção das unidades de fluxo foram gerados gráficos correlacionando os perfis com as zonas calculadas.

Na maioria dos poços observou-se uma excelente correlação entre o zoneamento estatístico e as zonas identificadas como potenciais reservatórios a partir da interpretação convencional dos perfis geofísicos de poços, mostrando uma boa eficiência do método na identificação das diferentes zonas a partir do parâmetro de permeabilidade.

Os resultados obtidos mostram que é possível alcançar uma correlação entre o zoneamento estatístico e as informações geradas pelas curvas dos perfis de poços. Realizando uma análise das zonas com os perfis geofísicos identificaram-se que as regiões apontadas como um potencial reservatório corresponde às zonas geradas pela técnica de zoneamento.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Artigo de periódico:

HUTCHINSON, C. A., Dodge, C. F. and Polasek, T. L. **“Identification and Prediction of Reservoir Nonuniformities Affecting Production Operations.”** SOC. Petrol. Eng. JPT, 13, 1961.

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

RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; Esteves, F. R.; Feijó, F. J., **Bacia de Campos.** Boletim de Geociências da Petrobrás, 8, 1994.

TESTERMAN, J. D. **“A Statistical Reservoir-Zonation Technique.”** Soc. Petrol. Engr. JPT, 286, 1962.

Tese/Dissertação:

ALBUQUERQUE, C. F., **“Modelagem Geológica Tridimensional no Campo De Namorado com Base na Modelagem Unidimensional de Eletrofácies”.** Dissertação de mestrado. Programa de Pós-



**II CONEPETRO**

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

graduação em Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro-UFRJ, 2006.

BARBOZA, E. G., **Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional.** Tese de doutorado - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, UFRGS, 2005.

GOMES, L.G. **Estimativa dos perfis de permeabilidade e de porosidade utilizando rede neural artificial.** Dissertação (Mestrado em Geofísica) – Centro de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 2002.

JORNADA, A. C. L. D., **Interpretação de Perfis Elétricos na Caracterização dos Reservatórios de Camisea, Peru.** Dissertação (Mestrado em Geociências) – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.

Livro

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

