

ZONEAMENTO ESTATÍSTICO EM CAMPOS PETROLÍFEROS, BACIA DE CAMPOS-RJ

M. M. C. A. ARAGÃO¹, J. A. SOARES²
Universidade Federal de Campina Grande
marcella.may@hotmail.com¹

Artigo submetido em 22/09/2016 e aceito em 09/08/2019

DOI: 10.15628/holos.2019.5113

RESUMO

O comportamento do fluxo de fluidos deve ser conhecido pelos engenheiros de reservatório. Para tal é necessário à aplicação de técnicas que auxiliem a obtenção das unidades de fluxo. Esta é uma atividade de grande complexidade sendo, portanto necessário o uso de ferramentas como a estatística para realizar a divisão do reservatório em zonas utilizando dados de testemunho e perfis dos 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: permeabilidade, estatística, unidades de fluxo.

STATISTICAL ZONING IN OIL FIELDS, CAMPOS-RJ BASIN**ABSTRACT**

The fluid flow behavior should be known by reservoir engineers. This requires the application of techniques that help to achieve them. This is a very complex activity is therefore necessary to use tools such as statistics to perform the division of the tank into zones using record data and profiles of the wells. The technique used in this work is known for statistical zoning. From the use thereof it is possible to detect the different flow units. This study aims to estimate the flow units for an oil field wells and conduct a technical analysis defining the criteria to be

evaluated to generate satisfactory results. Were used in this research data permeability seven wells located in the Field Boyfriend, whose data were provided by the National Petroleum Agency. Was calculated variance between potential areas grouped potential variances within these areas and, finally, the zoning index by which to define the end zones. According to the results obtained evidenced that the statistical zoning technique is satisfactory for the case study.

KEYWORDS: permeability, statistics, flow units.

1 INTRODUÇÃO

O petróleo e o gás são primordiais na atualidade são extraídos dos reservatórios de hidrocarbonetos. Os reservatórios 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 aplicação dos processos de caracterização no reservatório se dá pela necessidade de definir os parâmetros petrofísicos que serão usados com o intuito de prever o comportamento do fluxo dos fluidos no interior do mesmo. A porosidade e a permeabilidade são os parâmetros que se destacam neste estudo, isto porque 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).

Segundo Rosa (2006) a permeabilidade 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 ordem 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).

Uma das formas de agrupar esses dados de permeabilidade é armazenando a permeabilidade em ordens de magnitude. Técnicas vêm sendo desenvolvidas cujo objetivo é um melhor entendimento do fluxo dentro do reservatório.

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).

Quando as unidades de fluxo são definidas é possível verificar 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 é possível verificar que as zonas definidas são verdadeiramente contínuas (TESTERMAN, 1962).

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).

Neste trabalho foi utilizada uma técnica conhecida por zoneamento estatístico juntamente com os perfis geofísicos cuja finalidade foi a obtenção das zonas de fluxos de poços presentes no Campo de Namorado e verificar a existência de correlação das zonas dos poços adjacentes.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

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

Foram selecionados sete poços do Campo de Namorado, NA01A, NA02, NA04, NA07, NA11A, NA12A e NA22A. A preferência pelo estudo destes justifica-se com o fato de possuírem valores de permeabilidade distribuídos ao longo dos poços e por possuírem todas as curvas básicas de perfillagem.

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.

Além dos dados de permeabilidade foram utilizadas as curvas de Raios Gama (GR), Calíper (Cal), Resistividade (ILD), Porosidade (NPHI), Densidade (RHOB) e Sônico (DT).

2.1 Zoneamento estatístico

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:

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

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

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

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;

O primeiro passo do cálculo consistiu em organizar os 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 para cada combinação possível de zona.

A partir da Equação 3 foi obtido o índice de zoneamento (R) que é o critério usado para verificar 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.

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 divisões e a melhor divisão é então obtida pelo valor máximo do índice de zoneamento. Os poços NA01A, NA02, NA04, NA07, NA11, NA12 e NA22 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 $\Delta R \leq 0,06$. Os poços NA11 e NA22 foram divididos em quatro zonas atingindo nesta etapa uma variação de $\Delta R \leq 0,06$.

2.2 Correlação entre poços

Após realizar o zoneamento dos poços individuais a segunda parte do cálculo é realizada. Nesta etapa é feita a correlação das zonas de poço a poço em todo o reservatório para auxiliar o engenheiro de reservatório a determinar a continuidade dos estratos.

A correlação baseia-se em uma comparação estatística da diferença das permeabilidades médias das duas zonas em poços adjacentes com a diferença obtida a partir das medições no interior das zonas. Se a diferença entre as permeabilidades médias for inferior ou igual ao esperado a partir dos poços individuais as zonas são consideradas contínuas. A expressão matemática usada é dada pela Equação 4.

$$(\overline{Kh} - \overline{Ki}) > \sqrt{\frac{1}{2} \left(\frac{1}{nh} - \frac{1}{ni} \right)} \times SZ_{(v,p)} \quad (4)$$

Onde:

\overline{Kh} = Permeabilidade média dos dados da zona h do poço;

\overline{Ki} = Permeabilidade média dos dados da zona i do poço adjacente;

nh = O número de dados na zona h;

ni = O número de dados na zona i;

s = O desvio padrão de todos os dados de permeabilidade dentro do reservatório;

z = Uma constante tabulada em função do número de dados, o número das zonas e um nível de probabilidade. A Tabela utilizada segue em anexo.

v, p = São usados para identificar valores-z como funções do nível de probabilidade.

Quando o lado esquerdo da Equação 4 é superior ao lado direito, as zonas avaliadas são consideradas com base nos dados estatísticos diferentes. No entanto, se o lado esquerdo da Equação 9 for inferior ao lado direito as zonas avaliadas são consideradas correlacionáveis e podem ser consideradas contínuas. A correlação entre poços foi aplicada para quinze poços presentes no Campo de Namorado. Os poços analisados foram NA01A, NA02, NA04, NA07, NA11D, NA12, NA22, NA40D, NA44D, NA47D, NA48, NA53D, RJS42 e RJS234.

3 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.

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

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

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

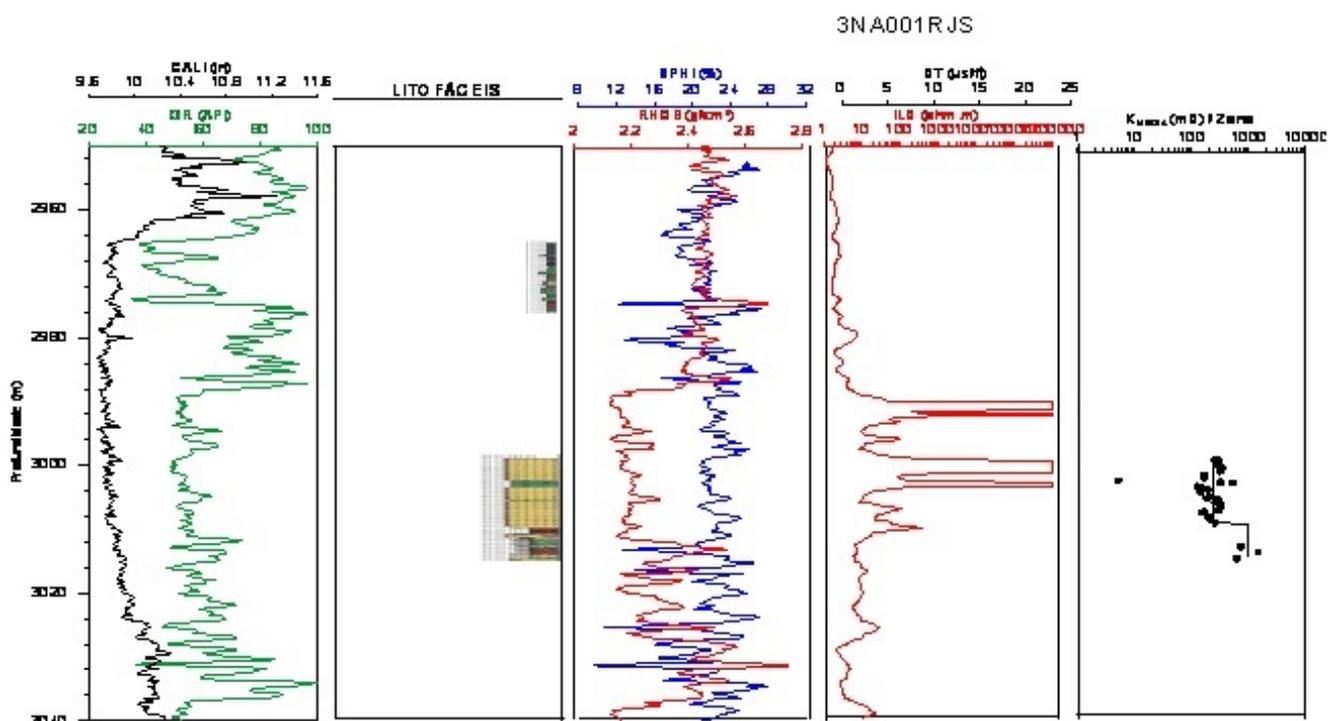


Figura 1: Resultados para o poço NA01.

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.

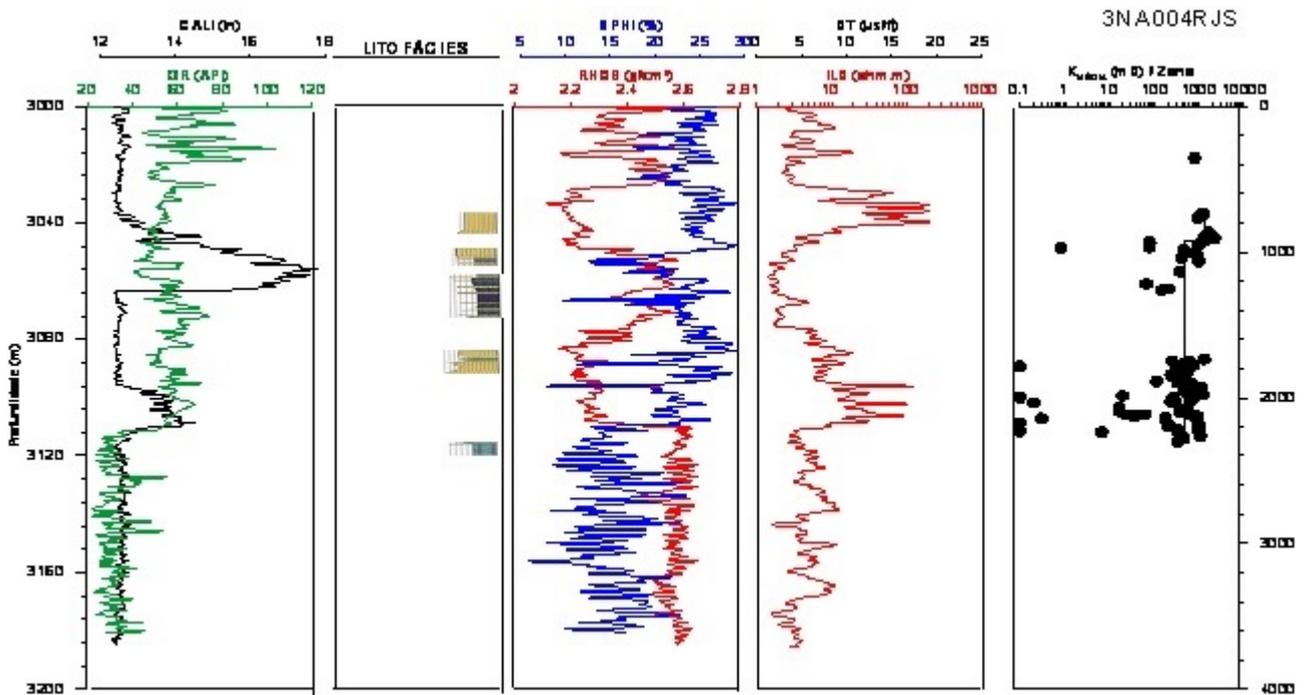


Figura 2: Resultado para o poço NA04.

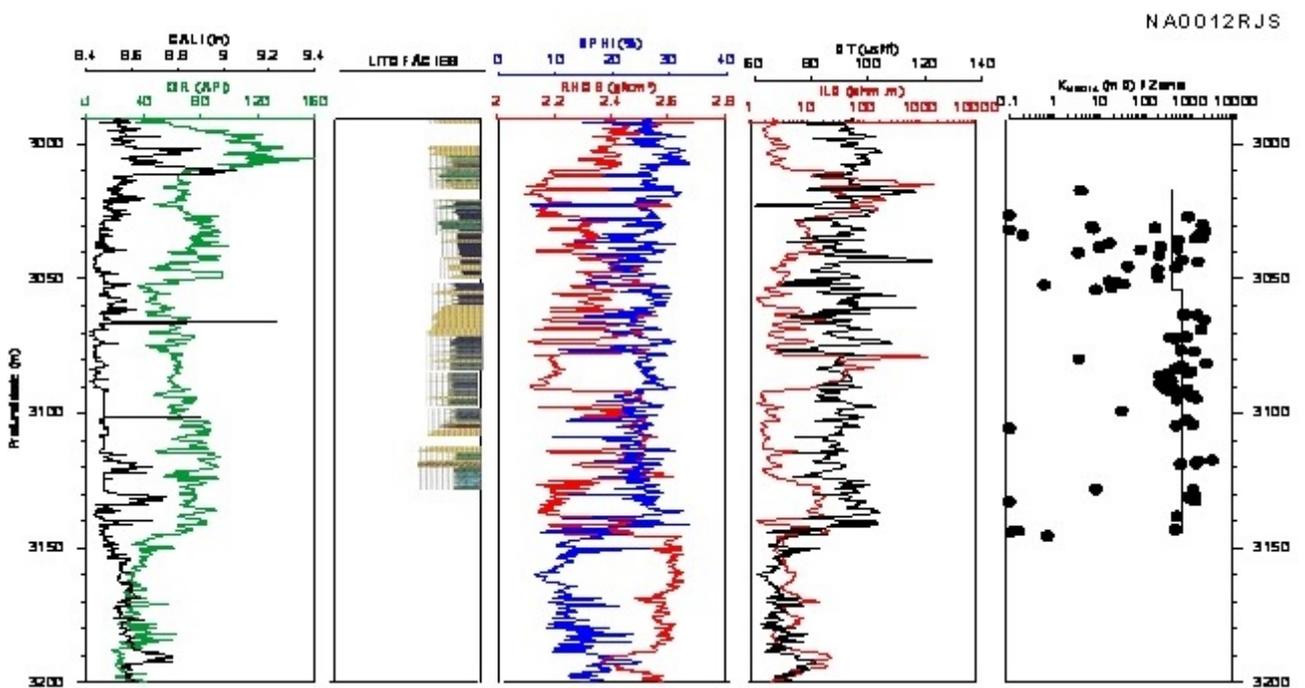


Figura 3: Resultado para o Poço NA12.

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.

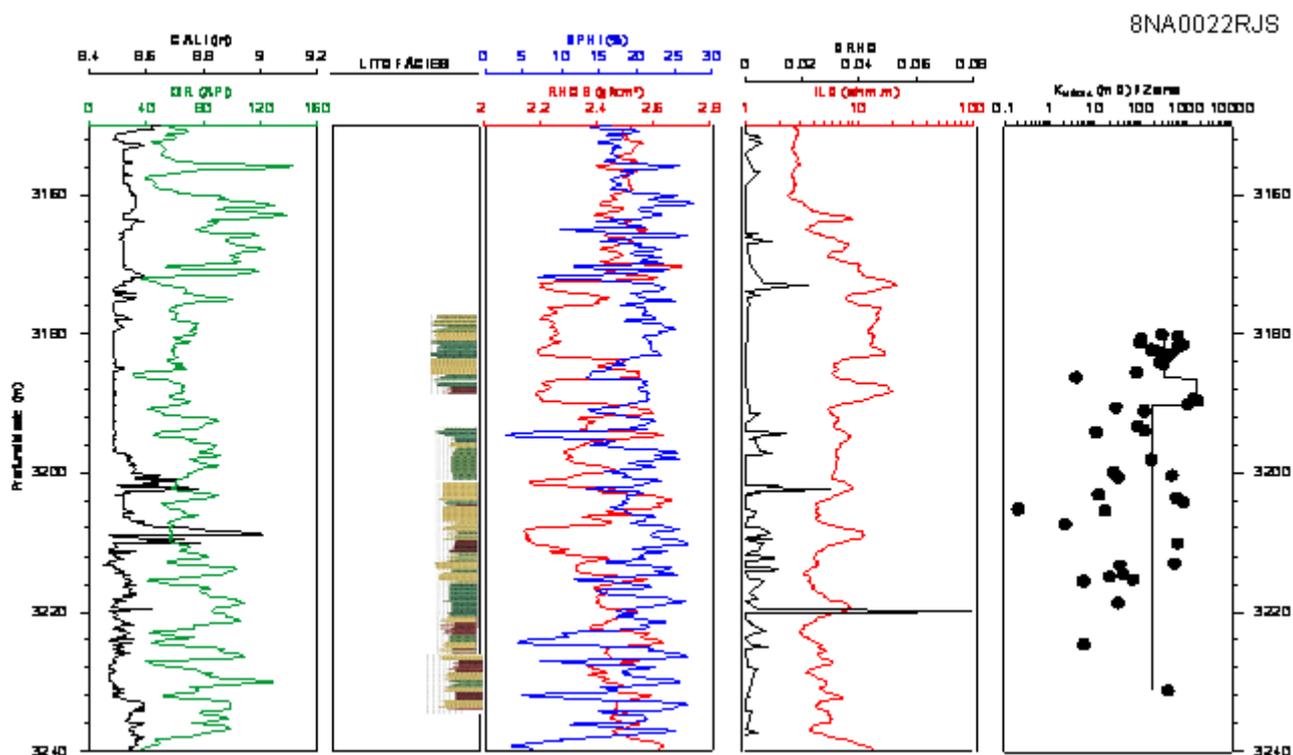


Figura 4: Resultado para o Poço NA22.

A segunda etapa do zoneamento estatístico foi realizada a partir dos cálculos das variâncias agrupadas dentro das zonas, bem como o cálculo do desvio padrão. Na realização desta etapa o agrupamento dos poços foi feita mediante os valores semelhantes da permeabilidade. A Tabela 4 apresenta os poços e seus respectivos grupos.

Tabela 4: Agrupamento dos poços.

Grupo	Poços
1	NA53, NA11, NA37
2	RJS234, NA02, NA40
3	NA01, NA22, NA07, RJS42
4	NA47, NA04, NA12
5	NA44, NA48

Mediante a realização dos cálculos foi possível obter uma relação entre os poços de cada grupo. Para os diversos grupos foi possível distinguir as diferentes características entre eles.

Os resultados obtidos a partir da equação de correlação foram semelhantes para a maioria dos grupos (1, 2, 3 e 4) com exceção do grupo 5. Observou-se que os poços e zonas com maiores permeabilidades foram separados dos poços e zonas com menores permeabilidades, dividindo assim cada grupo em dois subgrupos com características comuns que foram a magnitude dos valores da permeabilidade.

Quadro 1: Correlação obtida para o grupo 1.

Poços / Zonas (maior permeabilidade)	K (mD)	Poços / Zonas (menor permeabilidade)	K (mD)
(1, NA37)	315,3	(1,NA11)	1,2
(3,NA11)	226,6	(4,NA11)	0,258
(2, NA11)	106,3	(3,NA53)	0,143
		(2,NA37)	0,133
		(2, NA53)	0,17
		(1, NA53)	0

Para o grupo 2 a seguinte correlação foi obtida:

Quadro 2: Correlação obtida para o grupo 2.

Poços / Zonas (maior permeabilidade)	K (mD)	Poços / Zonas (menor permeabilidade)	K (mD)
(2, RJS234)	964.3		
(2,NA40)	853.33	(3, NA40)	0,9
(1,NA2)	321.9		

(3,RJS234)	244.5		
(2,NA2)	227.4		
(4,RJS234)	152.7		
(1,NA40)	78.17		
(1,RJS234)	33.8		

Para o grupo 3 a seguinte correlação foi obtida:

Quadro 3: Correlação obtida para o grupo 3.

Poços / Zonas (maior permeabilidade)	K (mD)	Poços / Zonas (menor permeabilidade)	K (mD)
(2,NA22)	1612.4	(2,RJS42)	508.97
(3,NA22)	1072.6	(1,NA22)	323.1
(2,NA1)	937.4	(1,RJS42)	255.8
(1,NA7)	845.6	(2,NA7)	245.9
		(1,NA1)	236.3
		(4,NA22)	172.7
		(3,RJS42)	35.9

Para o grupo 4 a seguinte correlação foi obtida:

Quadro 4: Correlação obtida para o grupo 4.

Poços / Zonas (maior permeabilidade)	K (mD)	Poços / Zonas (menor permeabilidade)	K (mD)
(1,NA4)	1394.60	(2,NA12)	682.0
(1,NA47)	1218.25	(2,NA4)	459.2
		(1,NA12)	400.5
		(2,NA47)	279.22

Para o grupo 5 a seguinte correlação foi obtida:

Quadro 5: Correlação obtida para o grupo 5.

Poços / Zonas	K (mD)
(1,NA48)	2.6
(2,NA44)	1110,87
(2,NA48)	890,16
(1,NA44)	578,10
(3,NA44)	90,56



4 CONCLUSÕES

Mediante a aplicação da Técnica de Zoneamento Estatístico foi possível Técnica foi possível obter o índice de zoneamento para cada poço estudado e conseqüentemente as unidades de fluxo presentes ao longo dos poços. A técnica do zoneamento estatístico está baseada na análise da distribuição espacial dos valores de permeabilidade medidos em amostras de testemunhos de poços, a partir dela 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 boa correlação entre o lugar que a técnica de zoneamento estatístico definiu como a divisão de zonas e as zonas identificadas como potenciais reservatórios a partir da interpretação convencional dos perfis geofísico dos poços, mostrando uma boa eficiência do método na identificação das diferentes zonas a partir do parâmetro de permeabilidade.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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

HUTCHINSON, C. A., DOGDE, C. F., POLASEK, T. L. (1961). "Identification and Prediction of Reservoir Nonuniformities Affecting Production Operations." SOC. Petrol. Eng. JPT.

JORNADA, A. C. L. D. (2008). 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.

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

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

TESTERMAN, J. D. (1962). A Statistical Reservoir-Zonation Technique. Soc. Petrol. Engr. JPT.