

MÉTODOS GRÁFICOS PARA DELINEAMENTO DE UNIDADES DE FLUXO EM RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS: CONCEITOS E APLICAÇÕES

Thiago Ney Evaristo Rodrigues, thiagoney@outlook.com¹
Gustavo Charles Peixoto de Oliveira, gustavo.oliveira@ci.ufpb.br¹

¹Universidade Federal da Paraíba, Laboratório de Modelagem em Engenharia de Petróleo, Av. dos Escoteiros, S/N, Mangabeira, CEP 58051-900, João Pessoa, PB

Resumo. A caracterização de reservatórios petrolíferos é uma área de grande importância para o setor de óleo e gás, especialmente quando o interesse é a identificação de regiões com potencial de produção. Zonas de alta performance podem ser modeladas como unidades de fluxo identificáveis por numerosos métodos presentes na literatura. Neste artigo realizamos uma revisão sobre métodos gráficos para análise petrofísica de poços em reservatórios, através da determinação do tipo rochoso, quantificação do nível de heterogeneidade e delimitação e classificação de unidades de fluxo. Através de códigos computacionais implementados para extensão das capacidades da ferramenta MRST (MATLAB Reservoir Simulation Toolbox), os métodos gráficos foram aplicados a poços em um modelo de reservatório arenítico denominado PSY (LaMEP/UFPB), de forma a ilustrar o uso dos mesmos.

Palavras chave: Modelagem de Reservatórios. Métodos Computacionais. Óleo e Gás. Análise Petrofísica.

Abstract. Reservoir characterizations is greatly relevant for the oil and gas industry, especially for identification of regions with high production potential. Such high-performance zones can be modelled as flow units recognizable through a broad class of methods existing in the literature. This paper is intended to review the main graphical methods used for petrophysical analysis of wellbores in reservoirs to determine rock types, quantify heterogeneity, delineate, and classify flow units. With using a computational code implemented on top of the MRST (MATLAB Reservoir Simulation Toolbox) tool, we applied the methods to a sandstone heterogeneous reservoir model called PSY (LaMEP/UFPB) to illustrate.

Keywords: reservoir modeling, computational methods, oil and gas, petrophysical analysis.

1. INTRODUÇÃO

A descoberta da energia é uma das maiores conquistas humanas e sua utilização para a melhoria da qualidade de vida está em constante avanço. Das diversas fontes energéticas, o petróleo sempre foi alvo de enorme exploração e, conseqüentemente, de estudos e pesquisas, a fim de otimizar a sua recuperação. A caracterização de reservatórios em particular, é uma área de destaque, pois responde pelas etapas iniciais do processo de recuperação.

Um dos focos da caracterização de reservatórios é a identificação de zonas denominadas unidades de fluxo, podendo essas serem definidas como um intervalo estratigráfico que honra a estrutura geológica e mantém a característica do tipo de rocha (Gunter *et al.*, 1997). O conceito "unidade de fluxo" permeia a literatura, com diferentes focos e abordagens. Abbaszadeh *et al.* (1996) apresentam uma abordagem estatística para a predição de permeabilidade através de unidades de fluxo. Gunter *et al.* (1997) introduzem um método integrado para determinação de unidades de fluxo. Taslimi *et al.* (2008) apresentam uma abordagem para determinação de permeabilidade através de unidades de fluxo e sistemas inteligentes. Mahjour and Al-Askari (2015) apresentam uma revisão sobre métodos para identificação de unidades de fluxo, aplicando-os a um campo de gás. Attia and Shuaibu (2015) apresentam uma revisão sobre métodos para delimitação e classificação de unidades de fluxo em *barriers* (barreiras), *baffles* (selantes/defletores) e *speed zones* (zonas de velocidade). Connell and Laugier (2020) descrevem um *workflow* baseado em métodos gráficos para identificação do caminho de fluxo preferencial em diferentes escalas em um reservatório.

Dada a importância da caracterização de reservatórios, o presente trabalho tem o objetivo de revisar os então conhecidos métodos gráficos (métodos baseados em análises gráficas) de forma clara e concisa, apresentando aplicações para um modelo sintético de reservatório.

2. METODOLOGIA

2.1 MATLAB Reservoir Simulation Toolbox

O *MATLAB Reservoir Simulation Toolbox* (MRST) é uma ferramenta de código aberto para modelagem e simulação numérica de escoamentos multifásicos em meios porosos, desenvolvida pelo grupo de Geociências Computacionais da SINTEF Digital, Noruega. Uma introdução sobre o seu uso e suas aplicações está presente em Lie (2019).

2.2 Métodos Gráficos

Métodos gráficos são um conjunto de técnicas baseadas em conceitos analíticos ou experimentais, que através de representações gráficas possibilitam uma caracterização relativamente rápida e simples do meio rochoso. Vale salientar que a análise dos mesmos é realizada de forma visual, sendo muito dependente do usuário e, portanto, suscetível a erros. Abaixo, elencamos os principais métodos gráficos conhecidos para a análise de poços e identificação de unidades de fluxo.

2.2.1 Winland Plot

A equação de *Winland* é uma correlação obtida experimentalmente, de curvas de pressão capilar decorrentes de injeção de mercúrio (a equação é obtida através de 35% da curva cumulativa de saturação de mercúrio), que possibilita a obtenção do raio de garganta de poros (R35) através da porosidade e da permeabilidade. A sua interpretação é dada por curvas de isoraios, indicando pontos com qualidade de rocha similar. O plot de Winland resulta da correlação

$$\log(R35) = 0.732 + 0.588 \log(k) - 0.864 \log(\phi) \quad (1)$$

onde R35 é o raio de garganta de poro calculado, k é a permeabilidade e ϕ é a porosidade.

Attia and Shuaibu (2015) citam 5 classificações de tipos de rochas através de intervalos de R35: megaporos (maior que $10 \mu m$), macroporos (entre 10 e $2.5 \mu m$), mesoporos (entre 2.5 e $0.5 \mu m$), microporos (entre 0.5 e $0.1 \mu m$) e nanoporos (menor que $0.1 \mu m$).

2.2.2 Classic Lorenz Plot

O *Classic Lorenz Plot* é um gráfico da capacidade de fluxo *versus* espessura cumulativa que busca quantificar o grau de heterogeneidade de um reservatório (região, ou até mesmo um poço), através da ordenação (de forma crescente) da permeabilidade e, posteriormente, do cálculo da capacidade de fluxo (F_m) e espessura cumulativa (H_m).

A quantificação da heterogeneidade é dada a partir do coeficiente de Lorenz que, por sua vez, equivale a duas vezes a área entre a curva obtida pela curva de Lorenz e a diagonal do gráfico. Quanto maior o seu valor, maior é o grau de heterogeneidade. A capacidade de fluxo e a espessura cumulativa são dadas, respectivamente, por:

$$F_m = \frac{\sum_{i=1}^m k_i h_i}{\sum_{i=1}^n k_i h_i} \quad (2)$$

e

$$H_m = \frac{\sum_{i=1}^m h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (3)$$

onde $m = 1, 2, \dots, n$, n é o número de camadas do poço em estudo, k_i e h_i são a permeabilidade e a espessura da camada i , respectivamente.

2.2.3 Stratigraphic Modified Lorenz Plot

Originado a partir do Classic Lorenz Plot, o *Stratigraphic Modified Lorenz Plot* é representado pela plotagem cruzada da capacidade de armazenamento (F_m) e da capacidade de fluxo (S_m), respeitando a estratigrafia do dado poço em estudo. Nele é possível delimitar as unidades de fluxo através dos pontos de inflexão da curva. A capacidade de fluxo é calculada pela equação

$$S_m = \frac{\sum_{i=1}^m \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (4)$$

onde $m = 1, 2, \dots, n$, n é o número de camadas do poço em estudo, k_i , ϕ_i e h_i são a permeabilidade, a porosidade e a espessura da camada i , respectivamente.

2.2.4 Modified Lorenz Plot

O *Modified Lorenz Plot* é um gráfico análogo ao *Stratigraphic Modified Lorenz Plot*, porém não respeita a estratigrafia do poço em estudo. Ele ordena o *Stratigraphic Modified Lorenz Plot* através da grandeza denominada *Flow Unit Speed* (FUS), que é uma razão entre a capacidade de fluxo e a capacidade de armazenamento de uma unidade de fluxo.

2.2.5 Normalized Cumulative Flow Capacity

Segundo Fanchi (2010), a *Normalized Cumulative Flow Capacity* é uma versão simplificada do *Stratigraphic Modified Lorenz Plot*. Ela é representada pela capacidade de fluxo (F_m), respeitando a estratigrafia, em função da profundidade do poço. Assim como no *Stratigraphic Modified Lorenz Plot*, é possível delimitar as unidades de fluxo através dos pontos de inflexão da curva.

2.2.6 Normalized Cumulative RQI

Segundo Amaefule *et al.* (1993), o *Rock Quality Index* (RQI) é uma grandeza petrofísica que mensura a qualidade de uma rocha, e obtida através de uma manipulação da equação de *Kozeny-Carman*, sendo dada por

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (5)$$

onde k é a permeabilidade e ϕ é a permeabilidade efetiva.

Proposto por Siddiqui *et al.* (2003), o *Normalized Cumulative RQI* é uma curva cumulativa do RQI normalizado (RQI_n) em função da profundidade do poço. Nesse gráfico, zonas consistentes são caracterizadas por retas, nas quais quanto menor a inclinação melhor a qualidade do reservatório. Calcula-se o *Normalized Cumulative RQI* por

$$RQI_n = \frac{\sum_{i=1}^m RQI_i}{\sum_{i=1}^n RQI_i} \quad (6)$$

onde $m = 1, 2, \dots, n$, n é o número de camadas do poço em estudo, e RQI_i é o *Rock Quality Index* da dada camada i , respectivamente.

2.2.7 Histograma e Normal Probability Plot

Partindo-se da manipulação da equação de *Kozeny-Carman*, verifica-se que o FZI é uma função do RQI e da ϕ_z (razão poro) e que ϕ_z por sua vez é uma função de porosidade efetiva (ϕ), sendo ambas as funções determinadas por

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (7)$$

$$\phi_z = \frac{\phi}{1 - \phi} \quad (8)$$

Sabemos da estatística que o *Histograma* é uma representação gráfica (em colunas ou em barras) de uma distribuição de frequências de um conjunto de dados. Para a finalidade aqui exposta, ele é plotado em relação ao $\log(FZI)$ do poço em estudo, visto que corresponde à uma sobreposição de N distribuições normais de N unidades de fluxo.

Já o *Normal Probability Plot* é outra forma de representar o histograma, através de uma curva de probabilidade cumulativa. É possível detectar N unidades de fluxo em um poço através do traçamento de N retas na curva.

2.3 Clusterização de Zonas Rochosas

A interpretação do *Stratigraphic Modified Lorenz Plot* é baseada em uma análise visual de suas respectivas curvas estando, portanto, suscetíveis a erros por parte do usuário. A fim de buscar automatizar o processo e reduzir eventuais erros de análise, procedemos com a derivação discreta ao longo da curva (essa inclinação/razão pontual indica a denominada *Reservoir Process Speed*, ou *RPS*) e, posteriormente, com o agrupamento das derivadas por meio de clusterização de dados. Por fim, cada agrupamento ($R^{i\}$) corresponde a uma unidade de fluxo. Embora o processo ocorra de forma automatizada, cabe ao usuário realizar o refinamento dos dados.

Para a realização da clusterização, uma estimativa inicial dos limites das unidades de fluxo é apresentada, baseando-se nos n valores máximos de *RPS*. O número n de unidades de fluxo fica a critério do usuário, a depender da escala ao qual ele acredita ser satisfatório.

2.4 Classificação das Unidades de Fluxo

A ideia por trás da delimitação de unidades de fluxo é a classificação de regiões em três zonas: *barriers* (barreiras, são selantes de escoamentos), *baffles* (selam parcialmente, ou desviam, os escoamentos) e *speed zones* (zonas de velocidade, são regiões de alto escoamento).

A fim de se classificar as unidades de fluxo, partimos dos conceitos apresentados por Benham *et al.* (2018) e definimos intervalos de *FUS*: *barriers* (menor que 0.1), *weak baffles* (entre 0.1 e 0.5), *strong baffles* (entre 0.5 e 1) e *speed zones* (maior que 1).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Através do conjunto de estruturas computacionais presentes na ferramenta MRST, códigos foram elaborados a fim de possibilitar a construção de modelos numéricos de reservatórios petrolíferos, bem como as suas respectivas manipulações de dados, para o tema em questão.

Para o presente trabalho, uma visão dos métodos gráficos estudados foram apresentados através dos dados de dois poços do modelo sintético denominado PSY, com malha do tipo *corner-point*, contendo 22 x 74 x 350 células. Este modelo é referente a um campo maduro localizado na Bacia Sergipe-Alagoas e foi desenvolvido pelo Laboratório de Modelagem em Engenharia de Petróleo (LaMEP) da Universidade Federal da Paraíba. A Figura 1 representa a distribuição de propriedades petrofísicas do mesmo, com os respectivos poços em estudo.

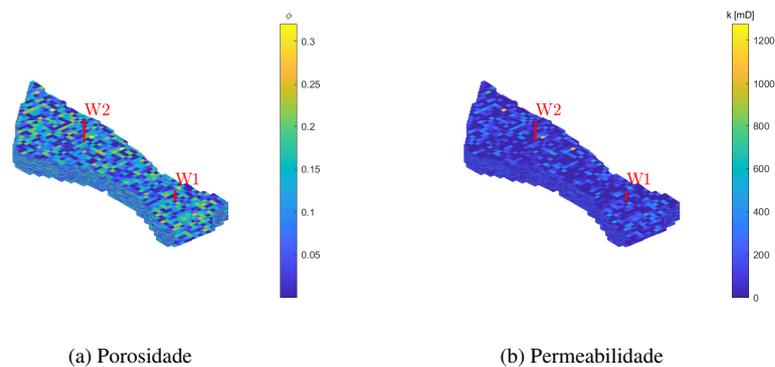


Figura 1: Distribuição de propriedades petrofísicas no modelo de reservatório Psy

Através da Fig. 2 é possível observar o *Winland plot*. Os poços apresentaram predominância do tipo nanoporo. Isso deve-se ao fato de que no reservatório em questão existe uma alta quantidade de regiões com valor de permeabilidade aproximadamente nula, conseqüentemente, como o Winland plot apresenta escala logarítmica para a permeabilidade, esses casos são omitidos na imagem. Os valores percentuais para cada tipo de rocha foram: 15% megaporo, 30% macroporo e 55% nanoporo, para o poço 1; e 15% megaporo, 41% macroporo e 44% nanoporo, para o poço 2.

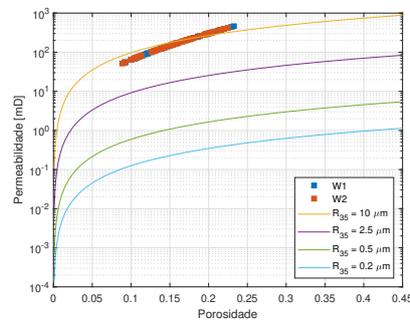


Figura 2: Winland plot

Através da Fig. 3 é possível observar o *classic Lorenz plot* pelo qual obtemos o coeficiente de Lorenz para os poços e, assim, estimar o grau de heterogeneidade entre intermediário e alto em ambos os casos, com valores de $L_C = 0.705$ para o poço 1 e $L_C = 0.601$ para o poço 2.

Através da Fig. 4 é possível observar o *stratigraphic modified Lorenz plot*. Devido ao comportamento da distribuição de permeabilidade ao longo do reservatório em questão, existe uma dificuldade de realizar a interpretação visual da curva a fim de identificar as unidades de fluxo. Esse problema pode ser contornado fazendo-se uso dessa curva em conjunto

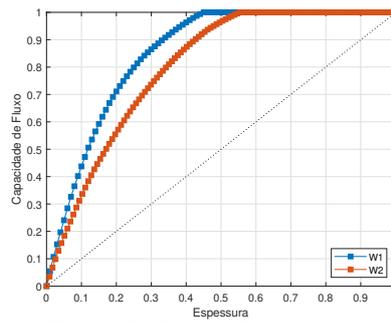


Figura 3: Classic Lorenz plot

com a técnica de clusterização, representada nas Fig. 5 e 6, no qual foi possível delimitar 8 unidades de fluxo em ambos os poços.

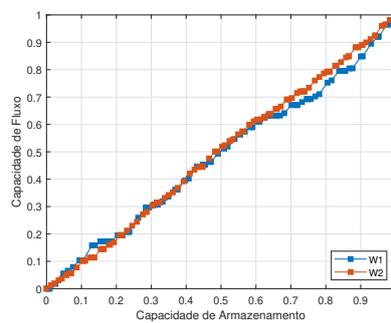


Figura 4: Stratigraphic modified Lorenz plot

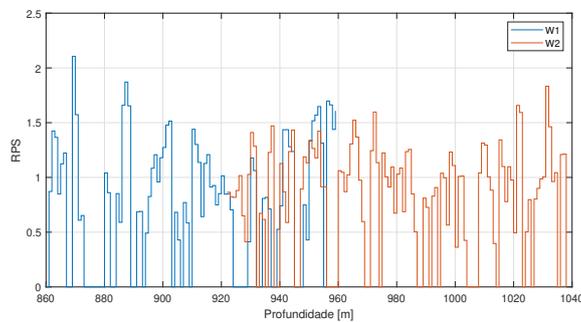


Figura 5: Derivada do stratigraphic modified Lorenz plot

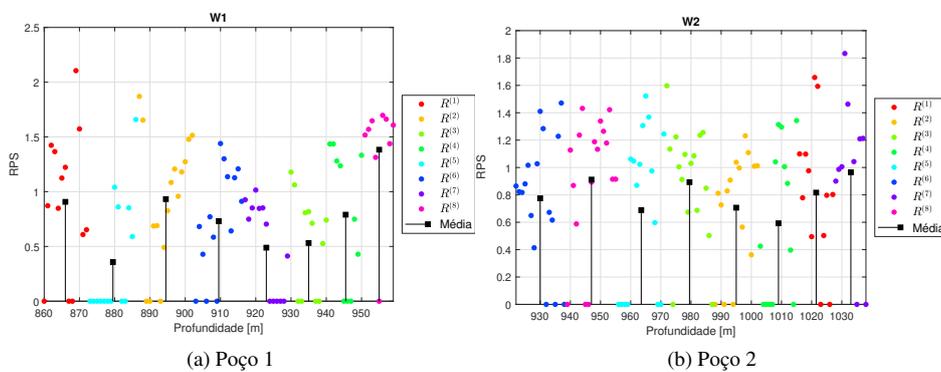


Figura 6: Clusterização dos poços em unidades de fluxo

Com as unidades de fluxo delimitadas anteriormente, buscou-se ordená-las através do *modified Lorenz plot*, representado na Fig. 7, obtendo-se as seguintes seqüências decrescentes de FUS: {8,3,1,7,4,6,5,2} para o poço 1 e {8,4,2,7,3,1,5,6}

para o poço 2. Uma representação alternativa do *modified Lorenz plot* está presente na Fig. 8, através da qual os valores de *FUS* são indicados em uma visualização tridimensional dos poços em estudo.

Visto que as unidades de fluxo foram delimitadas e os seus respectivos valores de *FUS* obtidos, uma representação da classificação das unidades de fluxo está presente na Fig. 9.

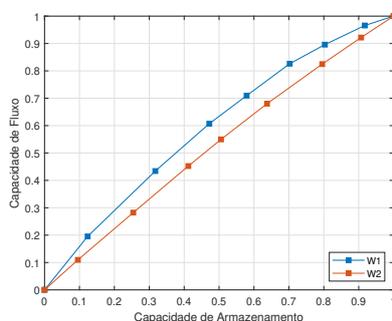


Figura 7: Modified Lorenz plot

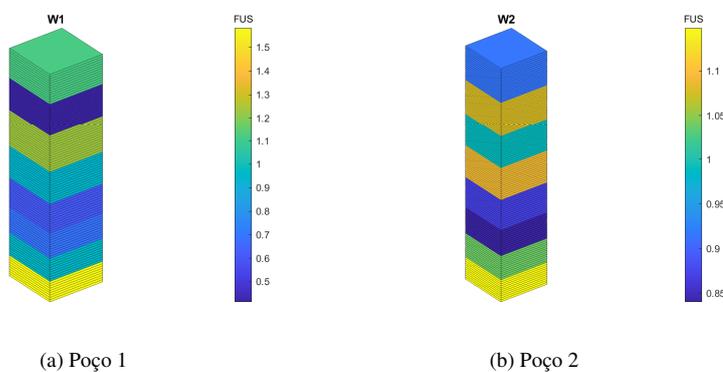


Figura 8: Flow unit speed

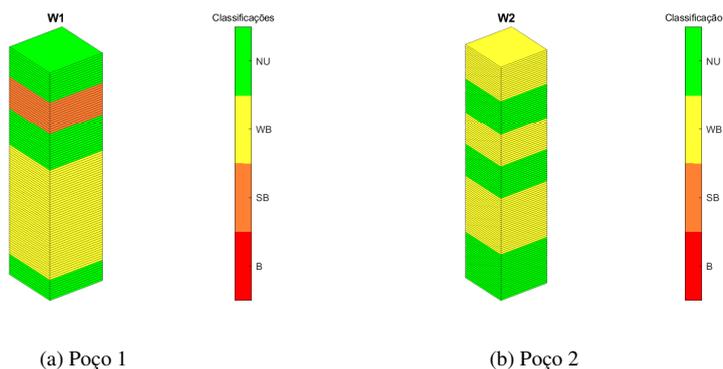


Figura 9: Classificação das unidades de fluxo

A Figura 10 representa a *normalized cumulative flow capacity* dos poços em estudo. Como ela é uma versão simplificada do *stratigraphic modified Lorenz plot*, apresenta comportamento análogo e, conseqüentemente, uma mesma interpretação.

Através da Fig. 11 observamos a curva do *normalized cumulative RQI*. Nele (de modo análogo ao *stratigraphic modified Lorenz plot*) as retas não são totalmente bem definidas. A fim de facilitar a interpretação, os resultados anteriores podem ser utilizados para auxiliar na interpretação.

Na Fig. 12 temos a representação do histograma e do *normal probability plot*. Embora, novamente, as retas não sejam totalmente bem definidas em toda a extensão das curvas do *normal probability plot*, é possível identificar pelo menos 3 retas (e, conseqüentemente, 3 unidades de fluxo) para ambos os poços em estudo, sendo elas presentes aproximadamente nos intervalos de FZI (0,0.1), (4.5, 6.2) e (6.2, 7.2).

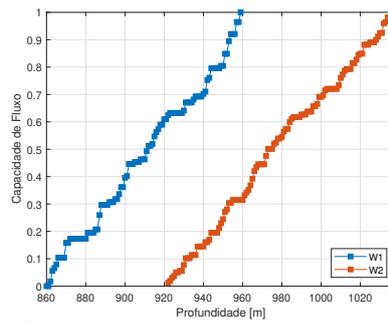


Figura 10: Normalized cumulative flow capacity

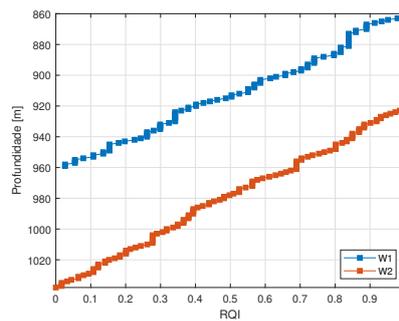


Figura 11: Normalized cumulative RQI

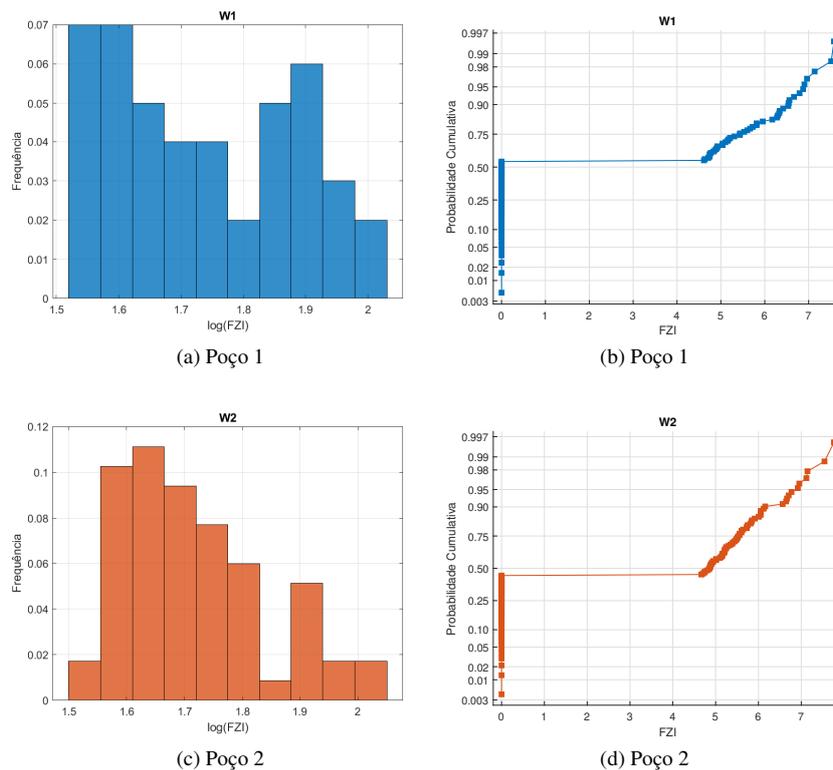


Figura 12: Histograma e normal probability plot

4. CONCLUSÃO

Apresentamos neste trabalho uma revisão sobre métodos gráficos e a aplicação dos mesmos para um dado reservatório petrolífero. Através dos resultados observamos que, a depender da distribuição dos dados das propriedades petrofísicas, é possível que o usuário apresente dificuldades de interpretação, visto que a mesma ocorre através de uma análise visual. A fim de facilitar a interpretação dos resultados, diversos métodos podem ser empregados em conjunto. Com a mesma finalidade, a técnica de clusterização é utilizada. Vale enfatizar que, embora sejam suscetíveis a erros de inter-

pretação, os métodos citados possuem um enorme potencial de utilização, visto que proporcionam uma maneira ágil para caracterização de um dado poço.

Por fim, um estudo de caso foi apresentado para o modelo PSY, iniciando com a demonstração da distribuição de algumas propriedades petrofísicas e seguindo com a caracterização, aplicando os métodos gráficos, de dois poços selecionados.

5. AGRADECIMENTOS

T.N.E.R. agradece o apoio da PROPESQ/UFPB pela bolsa de estudos concedida na modalidade PIBIC.

6. REFERÊNCIAS

- Abbaszadeh, M., Fujii, H. and Fujimoto, F., 1996. "Permeability prediction by hydraulic flow units - theory and applications". *SPE Formation Evaluation*.
- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G. and Keelan, D.K., 1993. "Enhanced reservoir description: Using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells". In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Attia, M.A. and Shuaibu, H., 2015. "Identification of barriers and productive zones using reservoir characterization". *International Advanced Research Journal in Science, Engineering and Technology*.
- Benham, P., Freeman, M., Zhang, I., Choudhary, P., Spring, L., Warrlich, G., Ahmed, K., Shen, C., Sanwoolu, A., Jha, M., Al-Haqqaan, H., Al-Boloushi, A. and Al-Rabah, A., 2018. "The function of baffles within heavy oil reservoir and their impact on field development: A case study from kuwait". In *SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition*.
- Connell, S.D. and Laugier, F.J., 2020. "Stratigraphic measures of reservoir connectivity and heterogeneity in heavy oil field". *SPE Western Regional Meeting, Bakersfield*.
- Fanchi, J.R., 2010. *Integrated Reservoir Asset Management. Principles and Best Practices*. Gulf Professional Pub. ISBN 978-0-12-382088-4.
- Gunter, G.W., Finneran, J.M., Hartmann, D.J. and Miller, J.D., 1997. "Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method". In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Lie, K.A., 2019. *An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST)*. Cambridge University Press. ISBN 9781108492430.
- Mahjour, S.K. and Al-Askari, M., 2015. "Identification of flow-units using methods of testerman statistical zonation, flow zone index, and cluster analysis in tabnaak gas field". *Journal of Petroleum and Environmental Biotechnology*.
- Siddiqui, S., Okasha, T.M., Funk, J.J. and Al-Harbi, A.M., 2003. "New representative sample selection criteria for special core analysis". In *International Symposium of the Society of Core Analysts*.
- Taslimi, M., Bohloli, B., Kazemzadeh, E. and Kamali, M., 2008. "Determining rock mass permeability in a carbonate reservoir, southern iran using hydraulic flow units and intelligent systems". *Tehran, Iran, Wseas International Conference On Geology And Seismology, Cambridge, Uk*.

7. RESPONSABILIDADE PELAS INFORMAÇÕES

Os autores são os únicos responsáveis pelas informações incluídas neste trabalho.