

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Unidades de Fluxo Hidráulico e Saturação de Fluido: Um Estudo de Caso em Poços com Características Semelhantes às Encontradas no Nordeste Brasileiro.

AUTORES:

Tatiana Araújo Simões¹, Waldir Leite Roque², Moisés Dantas dos Santos², Gustavo P. de Oliveira²

INSTITUIÇÃO:

¹Unidade Acadêmica de Tecnologia, Centro de Desenvolvimento Sustentável do Semiárido, Universidade Federal de Campina Grande, ²Departamento de Computação Científica, Centro de Informática, Universidade Federal da Paraíba

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

UNIDADES DE FLUXO HIDRÁULICOS E SATURAÇÃO DE FLUIDO: UM ESTUDO DE CASO EM POÇOS COM CARACTERÍSTICAS SEMELHANTES ÀS ENCONTRADAS NO NORDESTE BRASILEIRO

Abstract

The determination of Hydraulic Flow Units (HFU) is an important step towards the identification of regions in a reservoir with a high flow capability. These HFUs are determined based on the Fluid Zone Indicator (FZI), a set of points that are obtained from a function that comprises the pore space tortuosity, shape factor and grain surface area per unity of grain volume, which are relevant parameters in the study of fluid flow in porous media. This approach provides information about the reservoir regions that show similar petrophysical and flow characteristics. On the other hand, the estimation of fluid saturations is exogenous to the HFU/FZI approach, however the difference in the saturation and fluid composition in the reservoir can provide a complementary information supporting the identification and placement of high potential oil production zones. In this work the HFU/FZI model together with oil and water saturation data are explored to suggest better placement of production zones. As a case study, it has been considered depth, porosity, permeability and fluid saturation data of six wells in an oil field that presents similar characteristics as those found in the northeast of Brazil. The HFU/FZI approach shows that the whole field presents very similar petrophysical characteristics and when including the fluid saturation data it is able to provide with high accuracy the location for the appropriate placement of the production zones.

Introdução

Compreender a complexa geometria do espaço de poros, dentro de um reservatório não é uma tarefa simples, mas repleta de incertezas. Porém, são as variações nos atributos geométricos do poro que definem a existência de zonas distintas com características petrofísicas e de fluxo similares, denominadas de Unidades de Fluxo. Bear [1] define unidade de fluxo como um volume representativo elementar da rocha-reservatório total, dentro do qual, as propriedades geológicas e petrofísicas da rocha são similares. Desta forma, a abordagem por HFUs pode ser utilizada para classificar tipos de rocha-reservatório de acordo com as propriedades de fluxo associadas, baseando-se em parâmetros geofísicos e de fluxo, como por exemplo, a permeabilidade e a porosidade.

Amaefule et al. [2], com base no modelo de permeabilidade de Kozeny – Carman [3],[4], foram os primeiros que propuseram os conceitos de Índice de Qualidade do Reservatório (RQI), Indicador de Zona de Fluxo (FZI), bem como a relação entre eles como um meio de identificar HFUs. O RQI relaciona permeabilidade e porosidade, produzindo uma forma eficaz de distinguir diferenças entre zonas de fluxo em um reservatório, e, juntamente com o índice de porosidade normalizado, ϕ_{zs} , estabelece uma relação entre propriedades petrofísicas, nos níveis micro e macro de amostras.

No entanto, o FZI é a chave para melhor descrever o reservatório, pois é este termo que compreende as informações do espaço poroso. Teoricamente, os FZIs podem ser estimados utilizando a tortuosidade dos poros, fator de forma e área de superfície específica por unidade de volume de grãos, mas esses parâmetros são complicados para se obter tanto a partir de testemunhos como por perfilagem. Para superar esta dificuldade, uma alternativa é recorrer a valores experimentais de

porosidade efetiva e permeabilidade, a partir dos quais o RQI e FZI podem ser calculados e os modelos de permeabilidade aplicados para identificar equivalentes HFUs.

Existem vários modelos propostos para identificar as HFUs, e a pesquisa e aprimoramento dos modelos de permeabilidade têm se intensificado nos últimos anos, a fim de entender o comportamento do escoamento de fluidos dentro do reservatório. Ainda sim, o modelo de Amaefule (modelo AM) é comumente utilizado em pesquisas recentes, pois considera apenas dados de permeabilidade e porosidade, os quais são acessíveis, seja por testemunho ou por perfilagem.

Roque et al. [5] mostraram através da abordagem HFU, que zonas de produção posicionadas em HFUs correspondentes aos FZIs com melhor ajuste, proporcionam um maior desempenho na produção, mais precisamente no fator de recuperação primário. Porém neste trabalho as simulações foram realizadas em um reservatório saturado em óleo. Posteriormente, Roque et al. [6] verificaram que para um campo heterogêneo (com óleo, gás e água) a saturação de fluidos deve ser considerada, uma vez que a composição do fluido dentro do reservatório induz situações peculiares que complementam a abordagem HFU.

Neste trabalho são estimados os valores de FZI para 06 (seis) poços situados em um campo de petróleo semelhante ao encontrado no Nordeste Brasileiro. Profundidades com melhores FZI foram comparadas com dados de saturação de óleo e utilizadas para identificar zonas de produção dentro de um reservatório. Teoricamente, acredita-se que quando os canhoneios são posicionados nestas profundidades, obtém-se uma sugestão eficaz para o posicionamento de zonas de produção.

Modelo de Amaefule (AM)

A partir da equação de Kozeny – Carman, Amaefule *et al.* [2] propuseram, a relação,

$$0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \left(\frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{vgr}} \right) \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad (1)$$

onde ϕ_e é a porosidade efetiva do meio, k é a permeabilidade da rocha em milidarcy (mD), ϕ_z é dita porosidade normalizada. O termo do lado esquerdo e o primeiro termo do lado direito foram definidos, respectivamente, como Índice de Qualidade do Reservatório (RQI) e Indicador de Zona de Fluxo (FZI). O segundo termo do lado direito é conhecido como porosidade normalizada, ϕ_z . Observe que FZI é uma função da tortuosidade dos poros (τ), fator de forma (F_s) e área de superfície específica por unidade de volume de grãos (S_{vgr}), mas esses parâmetros são complicados para se obter tanto por testemunhos quanto por perfilagem.

Assim, na determinação das Unidades de Fluxo Hidráulico (HFU) foram aplicadas as três relações abaixo dadas pelo modelo de AM, as quais discriminam os diferentes tipos de rocha e os melhores FZI,

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e}, \quad RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad \text{e} \quad FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (2)$$

Em um gráfico de $\log(RQI)$ versus $\log(\phi_z)$, todas as amostras com valores similares de FZI estarão localizadas próximos de uma única reta de inclinação unitária (s) e elevado coeficiente de

correlação linear (R^2). Amostras com FZI diferentes ficarão sobre outras retas paralelas. Cada reta identificará uma HFU com um valor de FZI associado.

Como FZI é uma variável contínua, para melhor classificação do conjunto de FZIs, utiliza-se a discretização através do Padrão de Rocha Discreta ou “Tipagem” de Rocha Discreta ou (DRT), proposto por Guo *et al.* [7], onde cada valor de DRT caracteriza uma HFU no reservatório. Esta caracterização é obtida pela equação,

$$DRT = arred(2 \ln(FZI) + 10.6) \quad (3)$$

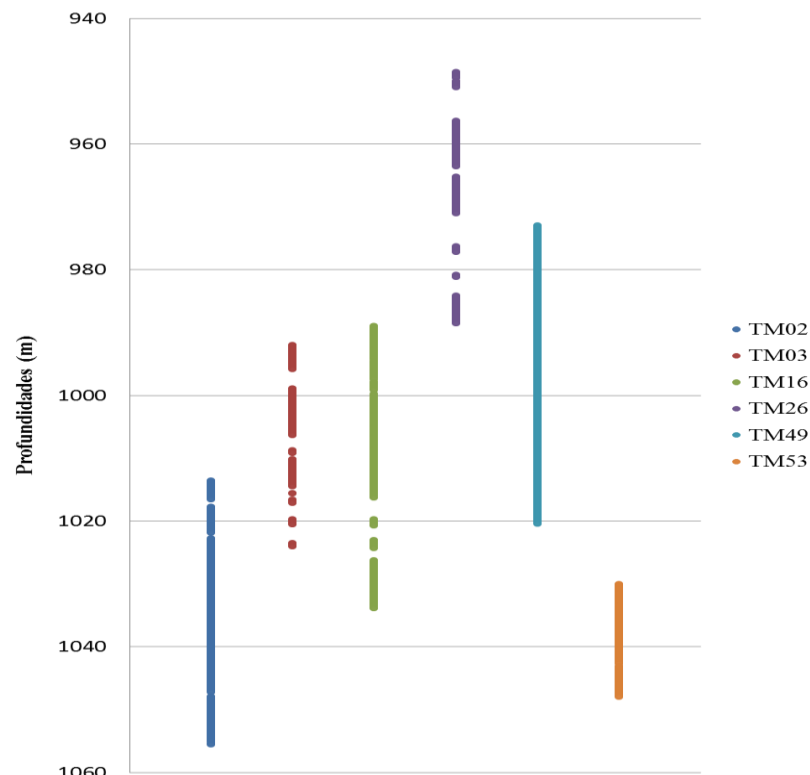
Cada DRT é um número inteiro que define distintas HFUs. Por sua vez, quanto mais complexa é a formação geológica de um reservatório, mais ampla é a gama de valores de DRT.

Estudo de caso: Reservatório do Nordeste Brasileiro

Neste trabalho o modelo de Amaefule (modelo AM) foi aplicado para um conjunto de dados de 6 (seis) poços com características semelhantes aos de campos de petróleo encontrado no Nordeste Brasileiro, que possui uma reserva de óleo pesado. Os poços são identificados por TM02, TM03, TM16, TM26, TM49 e TM53.

Para cada poço têm-se os valores de porosidade (%), permeabilidade (mD) e saturação de água (%) por profundidade, obtidas por perfilagem. A partir dos dados de saturação de água (S_w) foram calculados os valores de saturação de óleo (S_o), considerando $S_o + S_w = 1$, uma vez que o reservatório é de óleo pesado, não foi considerada a influência da saturação de gás.

FIGURA 1 – Representação da localização dos poços de acordo com sua profundidade em locais onde a porosidade e a permeabilidade são conhecidas.



Profundidades com porosidade nula ou não informada foram desconsideradas nos cálculos. A Figura 1 mostra a localização de cada poço nas profundidades em que são conhecidos os valores de porosidade e permeabilidade, tornando possível a aplicabilidade do modelo AM, e a identificação dos DTRs.

Resultados e Discussão

Para cada poço, foram aplicadas as relações (2) e (3), e encontrados os valores de FZI e DRT por profundidades. Verificaram-se seis valores de DRT, com o DRT = 8 sendo encontrado apenas uma vez no poço TM02. O resumo dos valores de DRT, por poço, está apresentado na tabela abaixo.

TABELA 1 – Distribuição dos valores de DRT, frequência, inclinação e correlação por poço.

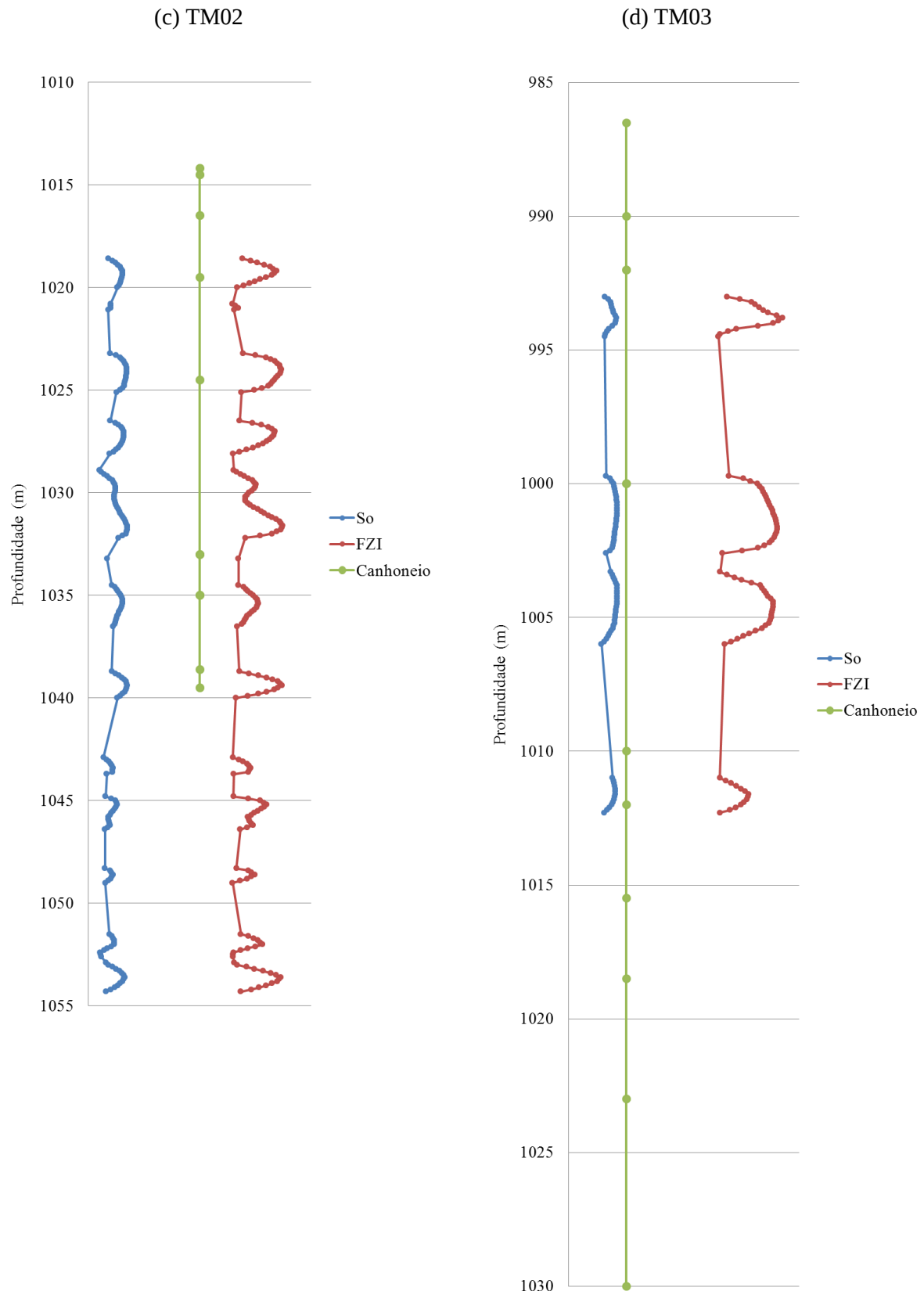
Poços	TM02			TM03			TM16		
Dados	#	s	R ²	#	s	R ²	#	s	R ²
DRT9	4	1.66	0.9996	11	1.43	0.9544	10	1.59	0.9903
DRT10	9	1.71	0.9999	16	1.70	0.9999	20	1.70	0.9998
DRT11	44	1.66	1	24	1.66	1	50	1.67	1
DRT12	151	1.56	0.9999	53	1.56	0.9999	128	1.56	0.9999
DRT13	187	1.38	0.9995	88	1.34	0.9991	159	1.37	0.9994
Poços	TM26			TM49			TM53		
Dados	#	s	R ²	#	s	R ²	#	s	R ²
DRT9	2	0.49	1	0	*	*	0	*	*
DRT10	9	1.70	0.9999	15	1.71	0.9999	3	1.67	0.9999
DRT11	27	1.66	1	53	1.66	1	19	1.66	0.9999
DRT12	81	1.57	0.9998	127	1.56	0.9999	64	1.56	0.9998
DRT13	98	1.36	0.9993	281	1.38	0.9998	92	1.37	0.9996

* Os poços TM9 e TM3 não apresentaram valores de DRT 9, portanto não possuem valores de s, R².

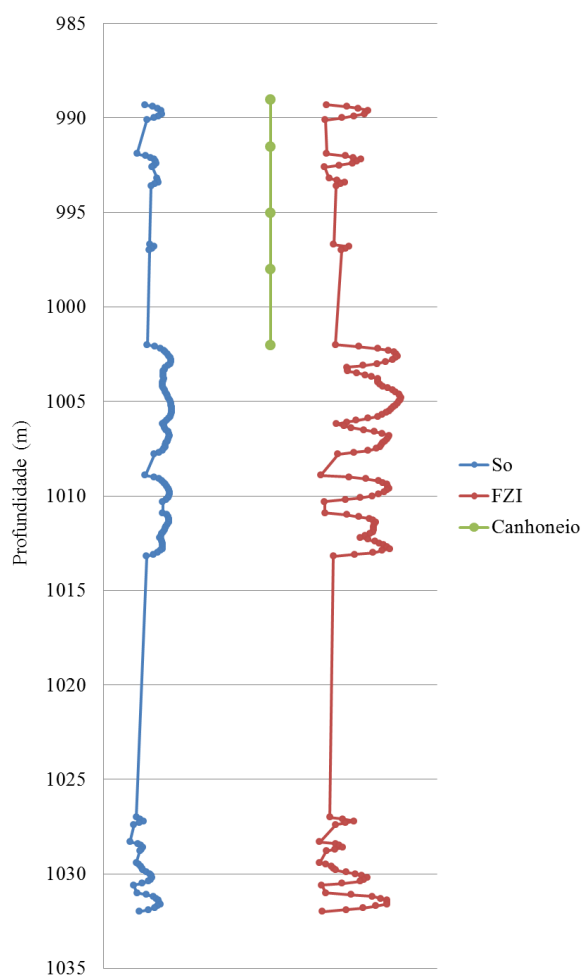
Valores de inclinação próximos da unidade ocorreram para DRT = 13, indicando assim os melhores FZIs. Vale observar que são identificadas HFUs com mesmos valores de DRT (9, 10, 11, 12 e 13) em todos os poços, indicando que as características petrofísicas destas regiões são semelhantes. Isso de fato é confirmado por se tratar de um reservatório composto, essencialmente, por arenitos.

Uma vez que os FZIs dispõem das características do poro, é possível observar na Eq.(1) que os maiores valores de FZI indicam que o produto ($\sqrt{F_s} \tau S_{vgr}$) é baixo, e quanto menor a tortuosidade e a área de superfície específica por unidade de volume de grãos, melhor a capacidade de fluxo do poro.

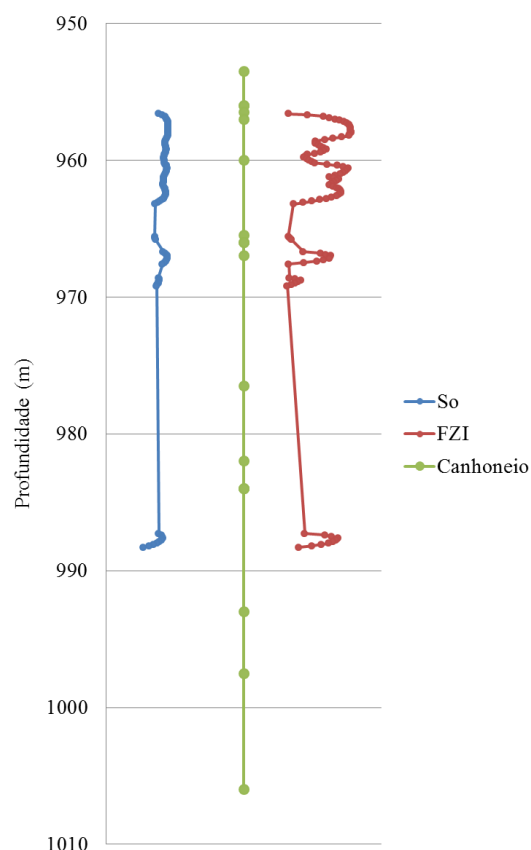
FIGURA 2 – Representação das profundidades, FZI, saturação de óleo e canhoneios, por poço.



(a) TM16



(b) TM26



Portanto serão verificados onde ocorrerem os pontos de pico dos FZIs (para $DRT = 13$ de cada poço) como profundidades com boa capacidade de fluxo. Para os $DRTs = 13$, de cada poço, foi construído o gráfico de FZI versus Saturação de óleo, identificando onde ocorrem picos de FZI e picos de saturação de óleo, ver Fig. 2. As profundidades de canhoneios real dos poços TM02, TM03, TM16 e TM26 também são apontadas nos gráficos, para comparações com o modelo AM.

Verifica-se que os canhoneios foram posicionados em profundidades com picos de saturação de óleo. Porém, se forem utilizadas, também, as informações fornecidas pelo modelo AM, o qual indica profundidades com boas características de fluxo, isso deve conduzir a bons resultados de produção, e a uma otimização no processo de escolha de zonas de produção. Isto se torna ainda mais relevante quando se pensa na recuperação de óleo pesado, em campos maduros, com o emprego de técnicas de recuperação avançada.

Conclusões

O modelo AM identificou diferentes profundidades, em cada poço, onde as profundidades apresentaram características semelhantes do espaço poroso e boa capacidade de fluxo. Este trabalho sugere que quando observados os picos de FZI nas HFUs identificados pelo modelo AM e os picos de

saturação de óleo, estas duas informações sugerem, teoricamente, onde devem ser alocadas as zonas produtivas. O trabalho publicado por Roque et al. [6] apresenta uma breve discussão sobre este comportamento, através de simulações de produção em um reservatório.

Uma continuação deste trabalho é construir o modelo geoestatístico pleno do reservatório para verificar, através de simulações, se o fator de recuperação primário nas profundidades indicadas pelo modelo AM e pico de valores de FZI e de saturação de óleo, produzem melhores resultados do que aquelas profundidades atualmente canhoneadas nos poços.

Agradecimentos

Agradecemos a empresa Petrosynergy Ltda – Maceió/AL, na pessoa do Dr. Eng. Ernesto Vargas Bautista, pela colaboração e permissão da publicação deste trabalho.

Referências Bibliográficas

- [1] BEAR, J. *Dynamics of Fluids in Porous Media*. Ed. Elsevier, New York, 1972.
- [2] AMAEFULE J.O., ALTUNBAY M., TIAB D., KERSEY D. G., KEELAN, D. K.. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, SPE 26436. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3 – 6 Aug., 1993.
- [3] CARMAM, P. C. Permeability of Saturated Sands, Soils and Clays. *Agric. Sci.* v. 29, p. 262 – 273, 1939.
- [4] KOZENY, J. Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden. *Royal Academy of Science, Proc. Class I*, v. 136, p. 271 – 306, Vienna, 1927.
- [5] ROQUE, W. L., SIMÕES, T. A., OLIVEIRA, G. P., DINIZ, A. A. R., SANTOS, M. D. Identification of Production Zones and Oil Recovery Simulation Basead on Hydraulic Flow Units. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, 24 – 27 Out., 2016.
- [6] ROQUE, W. L., OLIVEIRA, G. P., SANTOS, M. D., SIMÕES, T. A. Production Zone Placements Based on Maximum Closeness Centrality as Strategy for Oil Recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 156, pp. 430 – 441, 2017.
- [7] GUO, G., DIAZ, M. A., PAZ, F., SMALLEY, J., WANINGER, E. A. Rock Typing as an Effective Tool for Permeability and Water Saturation Modeling: A Case Study in a Clastic Reservoir in the Orient Basin. SPE 97033. In: *Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, 2005.