

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:

Predição de permeabilidade de um reservatório carbonático da bacia de campos através de unidades de fluxo hidráulico

AUTORES:

Pedro Mureb Schneider Souza, Antonio Abel Gonzáles Carrasquilla, Lucas Armando de Carvalho

INSTITUIÇÃO:

Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo - LENEP, Campus Macaé, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro - UENF

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.

PREDIÇÃO DE PERMEABILIDADE DE UM RESERVATÓRIO CARBONÁTICO DA BACIA DE CAMPOS ATRAVÉS DE UNIDADES DE FLUXO HIDRÁULICO

Abstract

This paper is based on the Amaefule et al. (1993) methodology which zonates the reservoir in hydraulic flux units and predicts permeability. This methodology is applied in a carbonate reservoir in Campos Basin aiming to overcome its heterogeneities. The results were verified by doing a blind test. It was not possible to obtain a good permeability estimate (R^2 of 0.26), since no well log had a good correlation with the flow zone index values simultaneously in the two wells, which led to a poor zoning of the blind tested well and consequently an erroneous estimate of permeability.

Introdução

A permeabilidade é um parâmetro crítico nos modelos de caracterização do reservatório, estimativa de reserva e previsão de produção de petróleo. A estimativa da permeabilidade em um reservatório heterogêneo é uma tarefa muito complexa. Uma permeabilidade mal estimada tornará o modelo impreciso e não confiável, afetando assim o grau de sucesso de muitas operações de petróleo baseadas em tais modelos (Soto et al. 2001). Os reservatórios de carbonato frequentemente se enquadram nesta categoria, e o termo heterogêneo é frequentemente usado para descrever um reservatório complexo que evade nossa plena compreensão (Fitch et al. 2015).

Outro problema é que os métodos de medição direta de permeabilidade em testemunhos são caros, demoram e investigam apenas uma pequena escala do reservatório. No entanto, em um campo típico de petróleo, todos os poços são perfilados usando ferramentas elétricas para medir parâmetros como porosidade e densidade (Kaydani et al. 2011).

Uma técnica utilizada para facilitar esse processo de caracterização é o zoneamento do reservatório, que consiste em sua divisão em zonas com características geológicas, petrofísicas e/ou deposicionalmente semelhantes. Uma técnica de zoneamento foi proposta por Amaefule et al. (1993), na qual divide o reservatório por Unidades de Fluxo Hidráulicas (UFH), que são unidades com propriedades geológicas e petrofísicas que afetam o fluxo de fluido internamente semelhantes e diferentes das propriedades de outras UFHs. As UFH são determinadas pelos Indicadores de Zona de Fluxo (IZF), que é um indicador exclusivo para cada unidade hidráulica e são baseados em dados de porosidade e permeabilidade medidos em amostras de testemunhos:

$$IZF (\mu m) = \frac{IQR}{\phi_z} \quad (1)$$

No qual $IQR (\mu m)$ é o Índice de Qualidade do Reservatório e ϕ_z (fração) é a razão de volume de poro para volume de grão e podem ser encontradas pelas seguintes relações:

$$IQR = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (2)$$

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad (3)$$

Na qual ϕ_e é a porosidade efetiva.

A partir dos IZFs é possível então encontrar a permeabilidade com a seguinte relação:

$$k (md) = 1014(IZF_n)^2 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \quad (4)$$

Onde IZF_n é o n-ésimo Indicador de Zona de Fluxo médio da n-ésima UFH.

Existem diversos tipos de perfis de poços. Neste trabalho serão utilizados cinco: perfis densidade, sônico, raio gama, resistividade e neutrônico.

- Perfil densidade registra a variação da densidade das rochas através da detecção de raios gama dispersos pelo choque contra os elétrons dos elementos componentes da formação. Esse número corresponde à densidade eletrônica, que informa a densidade total da formação (Schlumberger, 1991).
- Perfil sônico calcula o tempo de transito de uma onda elástica através da formação, chamado de Δt . O perfil pode ser utilizado para calcular porosidade (Rider, 1986).
- Perfil raios gama medem a radioatividade natural em formações. Por causa desta medida, eles podem ser usados para identificar litologias e para correlacionar zonas. Arenitos e carbonatos isentos de argila têm baixas concentrações de material radioativo e dão baixas leituras de raios gama. À medida que o teor de argila aumenta, a resposta do registro de raios gama aumenta devido à concentração de material radioativo. No entanto, o arenito limpo (isto é, baixo teor de argila) também pode produzir uma elevada resposta de raios gama se o arenito contiver feldspatos de potássio, micas, glauconita ou águas ricas em urânio (Asquith et al., 2004).
- Perfil resistividade mede a oposição que a rocha exerce à passagem de uma corrente elétrica. Varia de acordo com a porosidade e o fluido intersticial original da formação (Desbrandes, 1985).
- Perfil neutrônico registra o conteúdo de hidrogênio da formação. Como este hidrogênio (na forma de água ou hidrocarboneto) está no interior do espaço poroso da formação, isto faz com que esta medida esteja diretamente relacionada ao valor da porosidade (Miranda et al., 2004).

Metodologia

Este trabalho objetiva então o zoneamento de um reservatório carbonático da Bacia de Campos em unidades de fluxo hidráulicas e a partir desse zoneamento obter a correlação entre as unidades hidráulicas e os perfis de poços para estimar a permeabilidade em poços não testemunhados.

Foram utilizados dois poços (A3 e A10) que pertencem a um campo (Campo A), composto de reservatórios carbonáticos albianos da Formação Quissamã situado no sudoeste da Bacia de Campos. O conjunto de dados utilizados de cada poço se encontra na Tabela 1.

Tabela 1- Dados utilizados dos poços A3 e A10.

Dados	A3	A10
-------	----	-----

Permeabilidade de testemunho	X	X
Porosidade de testemunho	X	X
Perfil Raio Gama	X	X
Perfil Sônico	X	X
Perfil Neutrônico	X	X
Perfil Densidade	X	X
Perfil Resistividade Profunda	X	X
Microresistividade	X	X

Primeiro foi feito o zoneamento no poço A10 calculando os IZF com as Equações 1, 2 e 3. Logo após, foi feita a divisão do poço em nove UFHs (Tabela 2) estatisticamente através da análise de agrupamento baseado nos valores de IZF.

Segundo Sancevero et al. (2008), a análise de agrupamento é um termo usado para descrever diversas técnicas numéricas cujo propósito fundamental é classificar os valores de uma matriz de dados em grupos discretos, na qual as unidades dentro dos grupos, devem ser as mais parecidas possíveis e os grupos formados devem ser os mais distintos possíveis.

Tabela 2 - IZF média de cada UFH.

Unidade de Fluxo Hidráulico	IZF (μm)
UFH 1	0,166
UFH 2	0,235
UFH 3	0,428
UFH 4	0,751
UFH 5	1,313
UFH 6	2,181
UFH 7	3,873
UFH 8	6,68
UFH 9	13,025

Depois foram calculados os coeficientes de correlação de Pearson (ρ) com a seguinte relação:

$$\rho = \frac{cov(X,Y)}{\sqrt{var(X).var(Y)}} \quad (5)$$

Na qual X e Y são os valores medidos das variáveis que se quer saber a correlação. Os valores dos coeficientes calculados entre os perfis e IZF se encontram na Tabela 3.

Tabela 3 - Coeficientes de correlação de Pearson entre os perfis e o IZF.

Perfil	IZF A3	IZF A10
Raio Gama	- 0,38	- 0,43
Sônico	- 0,03	0,19
Neutrônico	0,04	0,16
Densidade	- 0,08	- 0,29
Resistividade Profunda	0,48	- 0,05
Microresistividade	0,55	0,23

Logo após foram utilizados os perfis com mais correlação com o IZF (raio gama e microresistividade) e feito uma análise discriminante para classificar o poço A3 nessas nove UFHs encontradas.

A análise da função discriminante é a classificação, o ato de distribuir as coisas em grupos, classes ou categorias. Essa técnica é utilizada quando os grupos são conhecidos a priori (ao contrário da análise de agrupamento) (Büyüköztürk et al., 2008).

A função discriminante classifica um objeto com base em medidas de um número de características do mesmo em uma de várias populações distintas, buscando minimizar a probabilidade de má classificação (Hair et al., 2009). Neste trabalho as características dos objetos são os perfis (raios gama e microresistividade) e as populações, as unidades de fluxo hidráulico.

Primeiro é feito um treinamento da função discriminante em um poço já classificado (A10) para se obter a relação de classificação das nove unidades de fluxo hidráulico em função dos perfis raios gama e microresistividade. Logo após, essa relação é aplicada no poço A3 para, através dos perfis raios gama e microresistividade, classificá-lo nessas nove unidades de fluxo hidráulico.

Por último é calculada a permeabilidade do poço A3 com a Equação 4.

Resultados e Discussão

Na Figura 1 observa-se o zoneamento do poço A10 em nove UFHs e a permeabilidade calculada com a equação 4.

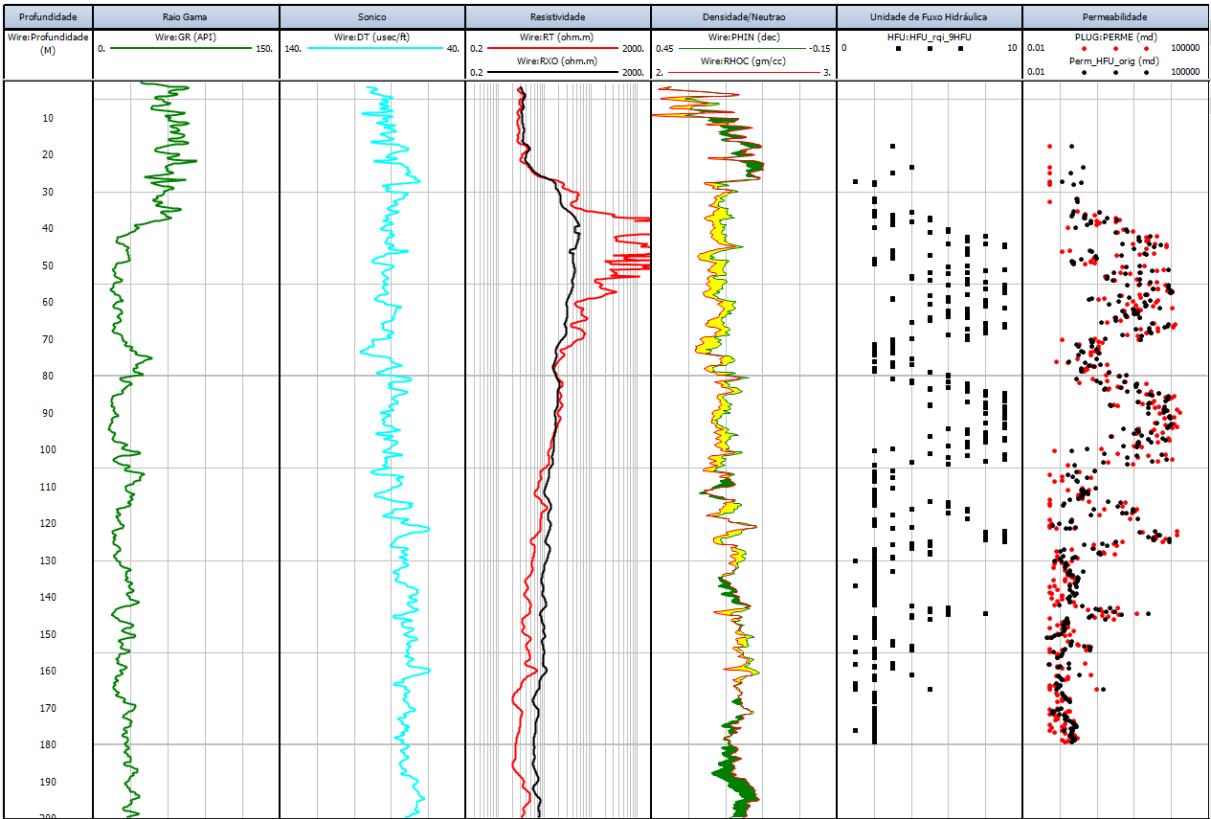


Figura 1 - Zoneamento do poço A10 em nove UFH plotados com os perfis básicos e permeabilidade do testemunho (vermelho) e calculada (preto).

Observa-se que foi conseguido um excelente ajuste da permeabilidade com um coeficiente de determinação (R^2) de 0,93.

Na Figura 2 encontra-se a permeabilidade calculada do poço A3 com os perfis utilizados para classificação nas nove UFH, o perfil raio gama e resistividade.

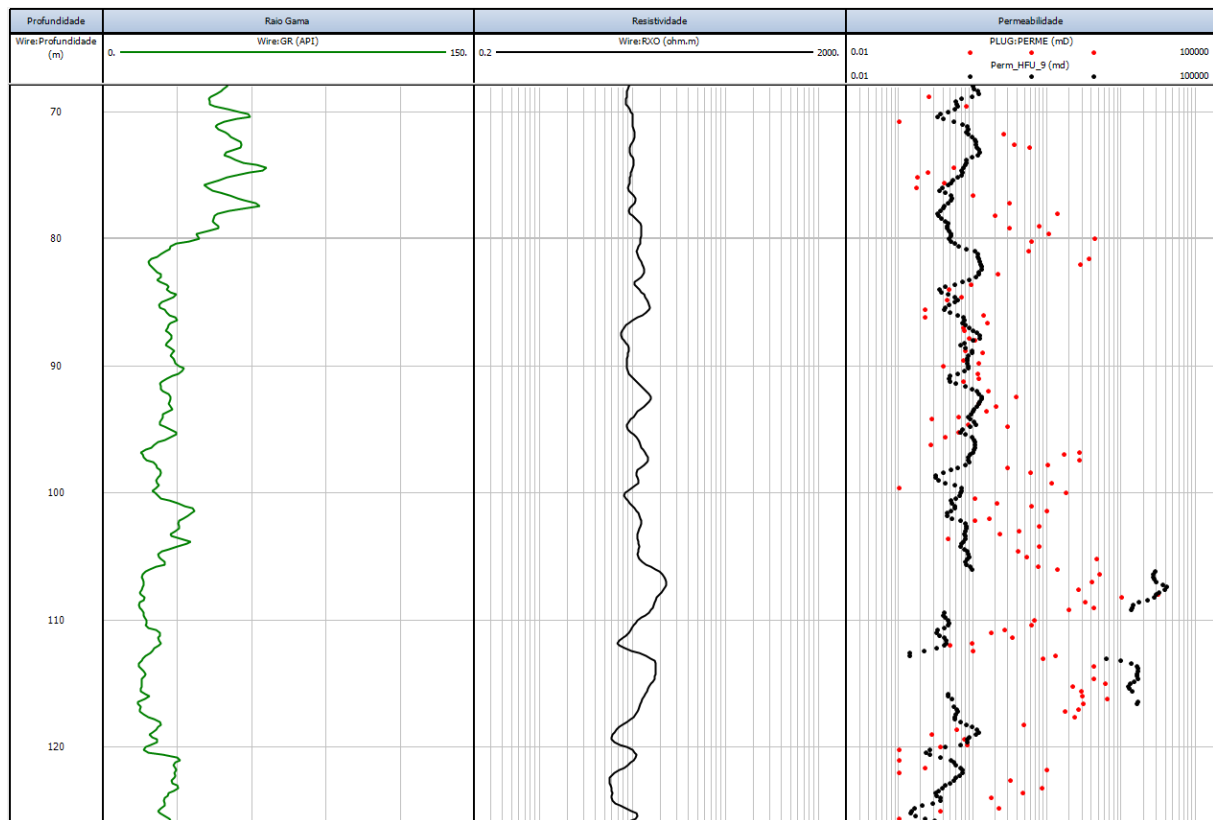


Figura 2 - Permeabilidade calculada do poço A3 e os perfis utilizados para classificação das nove UFH, perfil raio gama e microresistividade.

Como pode ser visto, não se obteve uma boa estimativa de permeabilidade (R^2 de 0,26). A forma da classificação do poço A10 se aproxima muito da forma da permeabilidade (Figura 1) e não há nenhum perfil que tenha boa correlação com essa classificação nos dois poços simultaneamente. No poço A3 o perfil que mais se correlaciona é o de microresistividade com coeficiente de Pearson de 0,55 e no A10 é o perfil de raio gama com - 0,43.

Conclusões

Este trabalho objetivou o zoneamento de um reservatório carbonático da Bacia de Campos em unidades de fluxo hidráulicas e a partir desse zoneamento obter a correlação entre as unidades hidráulicas e os perfis de poços para estimar a permeabilidade em poços não testemunhados.

Foram utilizados dois poços (A3 e A10) de um Campo A e os dados de porosidade e permeabilidade de testemunho e os perfis básicos raio gama, neutrão, densidade, sônico, resistividade profunda e microresistividade.

Primeiro o poço A10 foi classificado em nove unidades de fluxo hidráulico através o cálculo dos IZF e foi obtida a relação entre os perfis raios gama e microresistividade com essas UFH. Logo após, foram utilizadas essas relações no poço A3 para classificá-lo nessas nove UFH através desses mesmos perfis e calculou-se a permeabilidade.

Não se obteve uma boa estimativa de permeabilidade (R^2 de 0,26), pois nenhum perfil teve boa correlação com os valores de IZF simultaneamente nos dois poços, o que levou a um mau zoneamento do poço e consequentemente a uma estimativa errada de permeabilidade.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao LENEP/CCT/UENF pela estrutura disponível e ao PRH-226/PETROBRAS pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

AMAEFULE, Jude O. et al. 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**. Society of Petroleum Engineers, 1993.

ASQUITH, G. B. et al. Basic well log analysis. [S.l.]: **American association of petroleum geologists Tulsa**, 2004.

BÜYÜKÖZTÜRK, S. et al. Discriminant function analysis: Concept and application. **Eurasian Journal of Educational Research (EJER)**, n. 33, 2008.

DESBRANDES, Robert. **Encyclopedia of well logging**. Editions OPHRYS, 1985.

FITCH, Peter JR et al. An integrated and quantitative approach to petrophysical heterogeneity. **Marine and Petroleum Geology**, v. 63, p. 82-96, 2015.

HAIR, J. F. et al. Análise multivariada de dados. [S.l.]: **Bookman Editora**, 2009.

KAYDANI, Hossein et al. Permeability prediction based on reservoir zonation by a hybrid neural genetic algorithm in one of the Iranian heterogeneous oil reservoirs. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 78, n. 2, p. 497-504, 2011.

MIRANDA, A. I. F. et al. Imageamento da porosidade através de perfis geofísicos de poço. **Universidade Federal do Pará**, 2004.

RIDER, M. H. The geological interpretation of well logs. 1986.

SANCEVERO, Sérgio Sacani et al. Aplicação de técnicas de estatística multivariada na definição da litologia a partir de perfis geofísicos de poços. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38, n. 1 suppl, p. 61-74, 2008.

SCHLUMBERGER, I.: "Log interpretation: Principles/Application," **Schlumberger Educational Services** (1991).

SOTO, B. et al. Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing systems. In: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**. Society of Petroleum Engineers, 2001.