

Avaliação da permeabilidade de meios porosos constituídos por carbonato de cálcio utilizado como agente obturante em processos de perfuração de poços de petróleo

Evaluation of permeability of porous media consisting of calcium carbonate used as bridging agents in oil well drilling process

Bruno Arantes Moreira

Engenheiro Químico formado pela Universidade Federal de Uberlândia e Mestre em Engenharia Química pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia.
Uberlândia, MG – Brasil.
bruno.arnts@gmail.com

Fábio de Oliveira Arouca

Engenheiro Químico formado pela Universidade Federal de Uberlândia e Doutor em Engenharia Química pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia.
Uberlândia, MG – Brasil.
arouca@feq.ufu.br

João Jorge Ribeiro Damasceno

Engenheiro Químico formado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e Doutor em Engenharia Química pela Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.
Uberlândia, MG – Brasil.
damasceno@feq.ufu.br

Resumo

A adição de carbonato de cálcio nos fluidos de perfuração é uma prática comum durante a etapa de perfuração de poços de petróleo. Estes aditivos usualmente chamados de agentes obturantes auxiliam na formação de uma camada fina e de baixa permeabilidade denominada reboco. A formação do reboco ocorre na superfície das paredes do poço, auxiliando na redução do influxo de fluido de perfuração para o interior do reservatório. Para a descrição do escoamento de fluidos em meios porosos deformáveis, a determinação da equação constitutiva para permeabilidade do meio poroso é imprescindível, tornando possível a simulação da operação. Nesse contexto, este trabalho determinou as relações existentes entre porosidade e permeabilidade de meios porosos constituídos por carbonatos de cálcio 2-44 μm . A distribuição porosidade no sedimento foi determinada com a técnica de atenuação de radiação gama. Os resultados indicaram diferenças significativas, quando comparados com os valores estimados pela correlação proposta por Kozeny-Carman.

Palavras-chave: Agentes obturantes. Carbonato de cálcio. Permeabilidade.

Abstract

The addition of calcium carbonate in drilling fluids is a common practice during the oil well drilling process. These additives commonly called bridging agents help in the formation of a layer of fine particles and low permeability called filter cake. The formation of the filter cake occurs on the surface of the walls of the well, helping to reduce the inflow of drilling fluid into the reservoir. For describing the flow in a deformable porous media, the constitutive equation for determining the permeability of the porous medium is necessary, making possible to simulate the operation. In this context, this study determined the relationship between porosity and permeability of porous media consisting of calcium carbonates 2-44 μm . The porosity distribution in the sediment was determined using the gamma-ray attenuation technique. The results showed significant differences when compared with the values estimated by the correlation proposed by Kozeny-Carman.

Key words: Bridging agents. Calcium carbonate. Permeability.

A densidade dos sólidos foi determinada por picnometria a gás hélio. Os resultados obtidos para ambos os sólidos estão dispostos na Tabela 1.

Tabela 1: Densidade dos sólidos estudados

Sólido	Densidade (g/cm ³)	Desvio-padrão (g/cm ³)
Carbonato de cálcio (amostra A)	2,669	0,010
Carbonato de cálcio (amostra B)	2,700	0,009

A análise granulométrica do material foi obtida com o uso do granulômetro Malvern Mastersizer Microplus MAF 5001®. A Figura 1 representa a distribuição cumulativa obtida para os carbonatos utilizados neste estudo. Os diâmetros volumétricos das partículas correspondentes a 10% ($D_{10\%}$), 50% ($D_{50\%}$) e 90% ($D_{90\%}$) da distribuição cumulativa, juntamente com o diâmetro médio de Sauter ($D_{3,2}$) estão dispostos na Tabela 2.

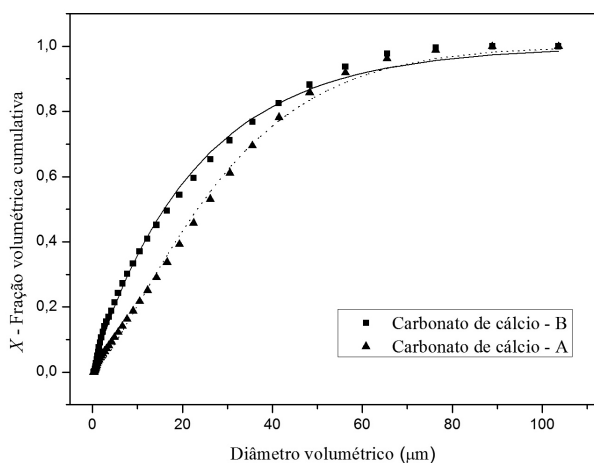


Figura 1: Distribuição de tamanho das partículas para os carbonatos

Conforme se pode observar na Tabela 2, o Sólido B possui partículas com dimensão um pouco maiores que o Sólido A. No entanto, verifica-se

que os sólidos recebidos possuem uma distribuição granulométrica similar aos carbonatos comercializados para a área de fluidos de perfuração intitulado como 2-44 μm , em que, $D_{10\%}=2 \mu\text{m}$ e $D_{90\%}=44 \mu\text{m}$.

Tabela 2: Diâmetros volumétricos das partículas

Sólido	$D_{10\%}$ (mm)	$D_{50\%}$ (mm)	$D_{90\%}$ (mm)	$D_{3,2}$ (mm)
Carbonato de cálcio - A	1,84	16,81	50,59	5,13
Carbonato de cálcio - B	4,28	23,60	53,11	7,86

O índice de polidispersão representa a diversidade de tamanhos de partículas presentes na distribuição granulométrica. Neste trabalho, o índice de polidispersão do material (IP) foi definido conforme Equação 1 (TORRADO, 1989):

$$IP = \frac{D_{90\%} - D_{10\%}}{D_{50\%}} \tag{1}$$

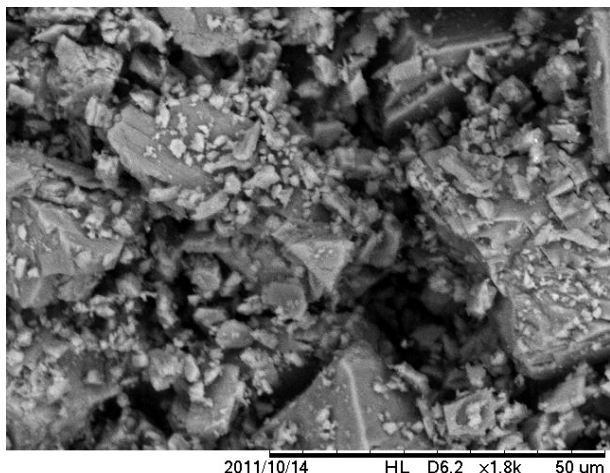
Os resultados calculados para as amostras de carbonato estão dispostos na Tabela 3:

Tabela 3: Densidade dos sólidos estudados

Sólido	IP
Carbonato de cálcio - A	2.90
Carbonato de cálcio - B	2.07

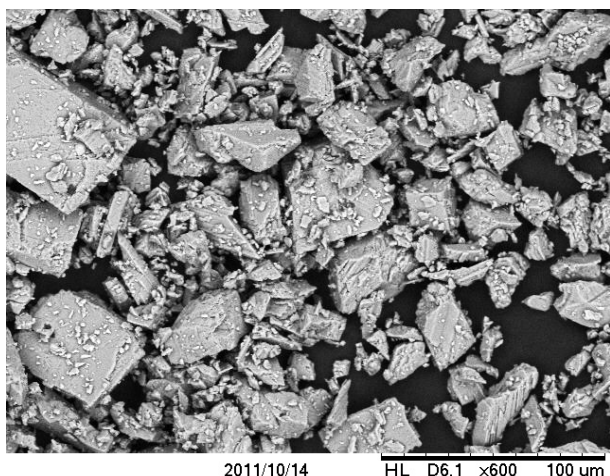
Para a determinação da esfericidade dos carbonatos utilizados neste estudo, primeiramente foi realizada a análise visual das partículas com auxílio de um microscópio eletrônico de varredura (Figuras 2 e 3).

Com a determinação da imagem dos sólidos, a esfericidade dos materiais foi estimada utilizando a tabela comparativa proposta por Rittenhouse (1943). Os resultados são mostrados na Tabela 4.



LEPU

Figura 2: Análise visual das partículas sólidas para o carbonato de cálcio - amostra A



LEPU

Figura 3: Análise visual das partículas sólidas para o carbonato de cálcio - amostra B

Tabela 4: Esfericidade dos materiais estudados

Sólido	Esfericidade
Carbonato de cálcio - A	0,6
Carbonato de cálcio - B	0,6

2.2 Metodologia experimental

A metodologia proposta por Damasceno (1992) para a determinação das relações entre porosidade, tensão nos sólidos e permeabilidade de meios porosos pode ser estabelecida partindo das seguintes considerações e hipóteses simplificadoras:

- O escoamento através do meio poroso é lento, unidimensional e em regime permanente.
- A lei de Darcy representa a força resistiva.
- A tensão nos sólidos é função exclusiva da porosidade local.
- Os termos inerciais da equação do movimento para o constituinte sólido são desprezíveis.

Com tais suposições e adotando o escoamento do fluido e o movimento do sólido na direção z , a equação do movimento para a fase sólida pode ser escrita da seguinte maneira:

$$\frac{dP_s(\epsilon_f)}{dz} = \frac{\mu\epsilon_f}{k(\epsilon_f)} \left(\frac{q_f}{\epsilon_f} - \frac{q_s}{\epsilon_s} \right) + (\rho_s - \rho_f)\epsilon_s g \quad (2)$$

em que q é a velocidade superficial. As funções $P_s(\epsilon_f)$ e $k(\epsilon_f)$ são denominadas de equações constitutivas para pressão nos sólidos e permeabilidade do meio poroso.

A determinação experimental das equações constitutivas para $P_s(\epsilon_f)$ e $k(\epsilon_f)$ pode ser feita com a utilização da Equação 2, desde que sejam conhecidas a distribuição de concentração no sedimento e as velocidades superficiais do sólido (q_s) e do fluido (q_f) em pelo menos duas situações distintas (DAMASCENO, 1992).

O primeiro experimento pode ser idealizado em um meio poroso estático, em que as velocidades superficiais do sólido e do líquido são nulas ($q_s=q_f=0$). Para tal condição e de posse da equação do movimento para o constituinte sólido, obtém-se a expressão que relaciona a pressão nos sólidos e porosidade do meio poroso dada por:

$$P_s = (\rho_s - \rho_f) g \int_0^L \epsilon_s dz \quad (3)$$

sendo z o eixo de referência medido a partir do topo do sedimento de altura L .

Conhecida a relação $P_s(\varepsilon_f)$, um segundo experimento pode ser idealizado para a determinação da permeabilidade do meio poroso. O sedimento formado no interior da proveta se submete a um processo de acomodação, caracterizado por uma nova configuração da matriz porosa, causada pela lenta percolação do líquido através do meio. Com tais condições, a Equação 2 pode ser reescrita na forma:

$$k = \frac{\mu q_f}{\frac{dP_s}{d\varepsilon_f} \frac{d\varepsilon_f}{dz} - (\rho_s - \rho_f)\varepsilon_s g} \quad (4)$$

Neste trabalho, a caracterização de um meio poroso estático foi obtida após a completa sedimentação das suspensões aquosas de carbonato de cálcio. Para isso, o sistema foi deixado em repouso por 48 horas para estabilidade da matriz porosa formada. Em seguida, abriu-se a válvula de controle de retirada do fluido e o sedimento formado obteve uma nova acomodação das partículas devido à percolação do líquido no sistema. Uma placa porosa sinterizada de cobre foi utilizada a fim de impedir a passagem dos sólidos e promover a percolação do líquido, resultando na nova condição de estabilidade. Uma vez conhecido o perfil de concentrações ao longo da altura da coluna antes e após percolação de líquido foi possível determinar a tensão nos sólidos e a permeabilidade do meio poroso, a partir das Equações 3 e 4. A concentração volumétrica inicial da suspensão no início dos testes foi a de $\varepsilon_{so} = 13\%$.

A existência de correlações na literatura que expressem a permeabilidade em função da porosidade permite a obtenção da equação constitutiva $k(\varepsilon_f)$ sem a necessidade de determinação experimental. Como exemplo de tais correlações, pode-

se destacar as equações de Ergun (1952) (Equação 5) e Kozeny-Carman (Equação 6). Tais correlações permitem correlacionar a permeabilidade com as propriedades das partículas e a porosidade do meio (MASSARANI, 2002)

$$k = \frac{(D_p \phi)^2 \varepsilon^3}{150(1-\varepsilon)^2} \quad (5)$$

$$k = \frac{(D_p \phi)^2 \varepsilon^3}{180(1-\varepsilon)^2} \quad (6)$$

2.3 A técnica de atenuação de raios gama

A utilização de técnicas não destrutivas para a análise de meios porosos é uma alternativa bastante viável, quando a simples amostragem não pode ser empregada por interferir na configuração e estabilidade do meio. Por isso, neste trabalho, o perfil de concentração no sedimento foi determinado com base na contagem de pulsos de radiação emitida pelo radioisótopo amerício-241. A técnica utilizada se baseia na quantidade de fótons que chega ao detector de radiação por cintilação. A radiação é transformada em pulsos elétricos, que são amplificados e quantificados.

A unidade experimental utilizada para a realização deste trabalho consistia basicamente em uma fonte de radiação (amerício-241), um tubo de vidro de 65 cm de altura e um sistema de detecção por radiação. A mesa que sustentava o aparato radioativo movia-se axialmente, permitindo a realização de medidas por todo meio poroso formado (Figura 4).

O conhecimento da concentração local de sólidos utilizando a técnica de atenuação de radiação gama, foi possível determinando-se uma curva de calibração específica para a suspensão de cada carbonato de cálcio.

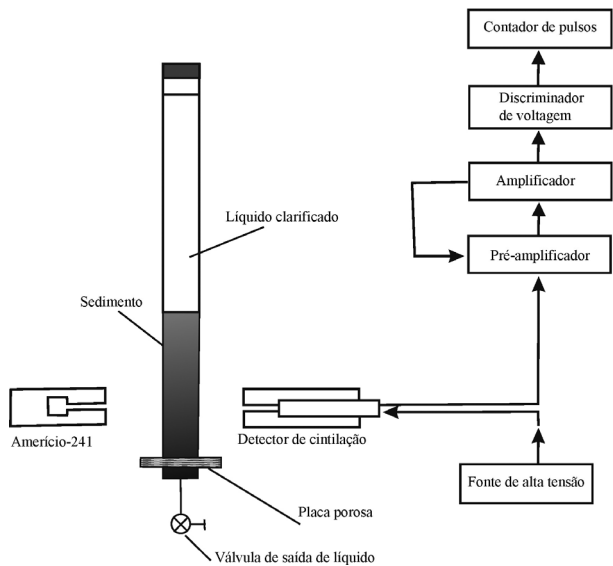


Figura 4: Unidade experimental

3 Resultados

3.1 Distribuição de concentração no sedimento antes e após percolação de líquido no meio poroso

Os resultados da distribuição de concentrações no sedimento para as amostras de carbonatos antes e após a percolação de líquido são mostrados nas Figuras 5 e 6.

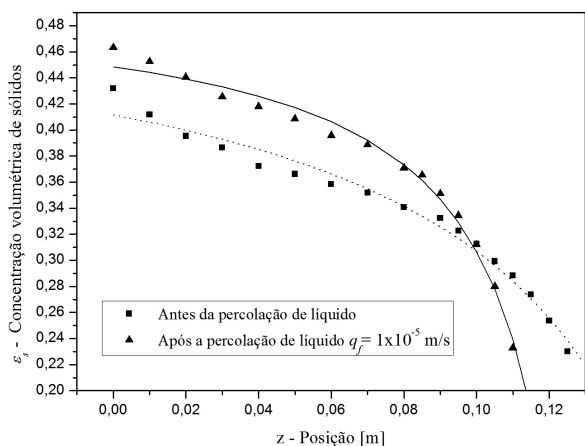


Figura 5: Distribuição de concentração no sedimento ao longo da proveta de testes para o carbonato de cálcio - amostra A

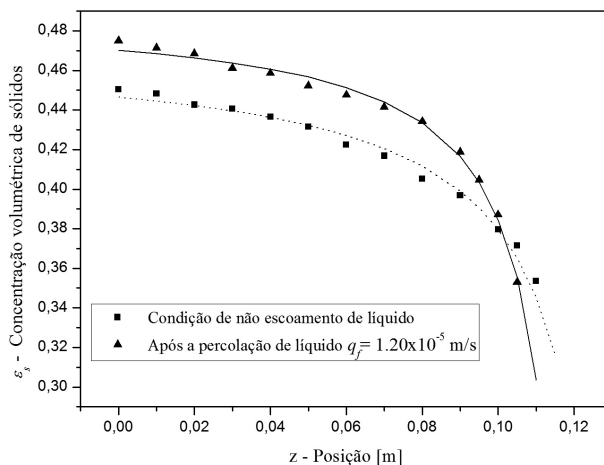


Figura 6: Distribuição de concentração no sedimento ao longo da proveta de testes para o carbonato de cálcio amostra B

Pode-se observar, para os carbonatos estudados (Figuras 5 e 6), que após a percolação do líquido no meio poroso ocorreu a diminuição na porosidade do sedimento formado, como era esperado. Tal fenômeno é característico de meios porosos deformáveis, como acontece nas operações de filtração e espessamento, nas quais partículas menores, ao serem arrastadas pelo fluido percolado, se acomodam entre partículas maiores na matriz porosa formada.

3.2 Determinação da equação constitutiva para permeabilidade do meio poroso - $k(\epsilon_s)$

Com a obtenção do perfil de concentração no sedimento antes e após a percolação de líquido foi possível, com a Equação 4, determinar a permeabilidade do meio poroso como função da concentração volumétrica de sólidos (Figura 7).

Conforme pode ser observado na Figura 7, os resultados mostraram que o carbonato de cálcio (amostra A) apresentou a curva de permeabilidade em função da concentração de sólidos abaixo da curva para o carbonato de cálcio (amostra B). Tal fato pode ser explicado, pois, materiais particulados que possuem dimensões menores formam meios

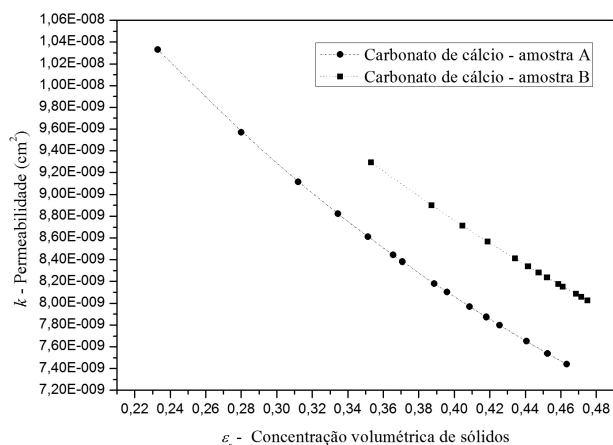


Figura 7: Permeabilidade como função da concentração volumétrica de sólidos

porosos com o grau de empacotamento mais regular e simétrico, dificultando a passagem do fluido no meio poroso, tornando-o menos permeável.

Na Figura 7, a curva que representou a função $k(\epsilon_s)$ foi ajustada pelo clássico modelo proposto por Tiller e Leu (1980).

$$k(\epsilon_s) = k_0 \left(\frac{\epsilon_s}{\epsilon_{sc}} \right)^{-\eta} \tag{7}$$

Os parâmetros estimados para o modelo (k_0 , ϵ_{sc} e η) são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5: Parâmetros estimados para o modelo proposto por Tiller e Leu (1980)

	k_0 (cm ²)	ϵ_{sc}	η	R
Carbonato de cálcio - A	1,67E-8	0,100	0,514	0,99
Carbonato de Cálcio - B	1,74E-8	0,100	0,496	0,99

Os resultados obtidos experimentalmente, mostrados na Figura 7, foram comparados com os valores estimados pela correlação de Kozeny-Carman (Figura 8).

Pode-se observar na Figura 8 que houve uma concordância entre os valores experimentais e os

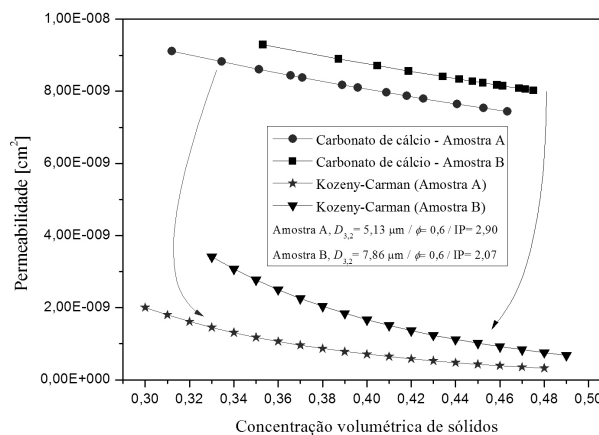


Figura 8: Comparação entre os valores obtidos experimentalmente com os valores estimados pela correlação de Kozeny-Carman

estimados pela correlação de Kozeny-Carman com relação ao parâmetro dimensão característica. Os resultados empíricos e os estimados pela correlação mostraram que a diminuição da dimensão das partículas, resultou na redução da permeabilidade do meio poroso. Verifica-se, também na Figura 8, que os valores obtidos experimentalmente superestimaram os valores teóricos preditos pela correlação de Kozeny-Carman. Esta diferença pode ser explicada, pois, a correlação de Kozeny-Carman foi proposta utilizando-se materiais monodispersos, e, portanto, contemplam apenas os efeitos de dimensão. Os efeitos da polidispersão do material particulado não são considerados.

Para melhor avaliação, a Figura 9 mostra as diferenças existentes entre os pontos experimentais e os valores estimados pela correlação de Kozeny-Carman, a partir do desvio relativo experimental.

É possível notar, na Figura 9, que o desvio relativo foi bastante significativo entre os resultados deste trabalho com os valores estimados pela correlação de Kozeny-Carman. O desvio relativo é mais acentuado na amostra A que possui um índice de polidispersão maior que a amostra B. Uma análise similar foi constatada por Endo et al. (1998). Os autores mostraram que a utilização da correlação de Kozeny-Carman para materiais com

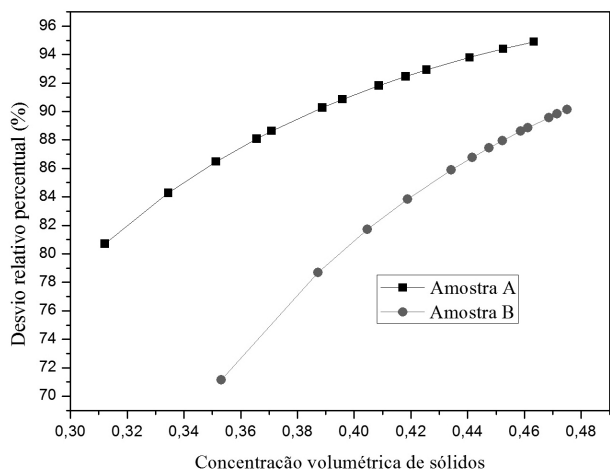


Figura 9: Desvio relativo experimental

alto índice de polidispersão leva a desvios consideráveis dos valores reais.

4 Conclusões

Neste trabalho, foi determinada a equação constitutiva para permeabilidade de meios porosos constituídos por carbonato de cálcio 2-44 μm .

Os valores para a função permeabilidade, obtidos experimentalmente, superestimaram os teóricos preditos pela correlação de Kozeny-Carman.

Observou-se que os desvios relativos calculados para os resultados deste estudo e os valores estimados pela correlação de Kozeny-Carman foram bastante significativos. Tal constatação também foi verificada por Endo et al. (1998). Estes autores constataram que utilizar a correlação de Kozeny-Carman para materiais com alto índice de polidispersão leva a desvios relevantes dos valores reais.

Apesar das diferenças significativas entre os resultados experimentais e os estimados pela correlação de Kozeny-Carman, verificou-se um comportamento similar em relação ao parâmetro dimensão característica. Os valores empíricos obtidos e os estimados pela correlação mostraram que a diminuição da dimensão das partículas resulta na redução da permeabilidade do meio poroso.

Referências

- AROUCA, F. O. *Uma contribuição ao estudo da sedimentação gravitacional em batelada*. 2007. Tese (Doutorado)–Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2007.
- DAMASCENO, J. J. R. *Uma Contribuição ao Estudo do Espessamento Contínuo*. 1992. Tese (Doutorado)–Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 1992.
- ENDO, Y; CHEN, D; PUI, D. Y. H. Effects of particle polydispersity and shape factor during dust cake loading on air filters. *Powder Technology*, v. 98, p. 241-249, 1998.
- MARTINS, L. F. et al. Determinação de parâmetros de filtração e invasão de fluidos de perfuração. In: ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS – ENAHPE. 4, 2011, Foz do Iguaçu. *Anais...* Foz do Iguaçu: ENAHPE, 2011.
- MASSARANI, G. *Fluidodinâmica em sistemas particulados*. Rio de Janeiro: E-Papers Serviços Editoriais, 2002.
- RITTENHOUSE, G. A. A visual method of estimating two-dimensional sphericity. *Journal of Sedimentary Petrology*, v. 13, p. 79-81, 1943.
- TILLER, F.M.; LEU, W. Basic data fitting in filtration. *Journal of the Chinese Institute of Engineers*, v. 1, p. 61-70, 1980.
- THOMAS, J. E. *Fundamentos de engenharia de petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.
- TORRADO, J. J.; ILLUM, L.; DAVIS, S. S. Particle size and size distribution of albumin microspheres produced by heat and chemical stabilization. *International Journal of Pharmaceutics*, v. 51, p. 85-93, 1989.
- WALDMANN, A. T. A. et al. Otimização de agentes obturantes para operações de perfuração. In: ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇO DE PETRÓLEO E GÁS – ENAHPE. 3., 2009, Campos do Jordão. *Anais...* Campos do Jordão: ENAHPE, 2009.

Recebido em 21 set. 2012 / aprovado em 30 nov. 2012

Para referenciar este texto

MOREIRA, B. A.; AROUCA, F. O.; DAMASCENO, J. J. R. Avaliação da permeabilidade de meios porosos constituídos por carbonato de cálcio utilizado como agente obturante em processos de perfuração de poços de petróleo. *Exacta*, São Paulo, v. 10, n. 3, p. 341-348, 2012.