

ESTUDO EXPERIMENTAL PARA AVALIAÇÃO DA PRESSÃO CAPILAR EM FOLHELHOS

Eudes S. Muniz¹ (PUC-Rio), Sérgio A. B. da Fontoura¹ (PUC-Rio), Cyntia S. Muniz¹ (PUC-Rio), Rosana F. T. Lomba² (Petrobras)

¹Rua Marquês de São Vicente 225, GTEP, Ed. Padre Leonel Franca 6º andar – Gávea, Rio de Janeiro, Brasil, CEP 22453 900 eudes@civ.puc-rio.br, fontoura@civ.puc-rio.br, cyntiasmuniz@hotmail.com.br

²Ilha do Fundão, quadra 7, prédio 20, Cenpes, Cidade Universitária, CEP 21949 900, rlomba@petrobras.com.br

Neste trabalho são apresentadas e comparadas duas metodologias para estimativa da pressão capilar (de entrada) de fluidos em contato com folhelhos provenientes da Bacia de Campos. A primeira metodologia utiliza as propriedades do fluido (tensão superficial e ângulo de contato) e do folhelho (raio dos poros) para estimativa da pressão capilar. Os valores obtidos pela primeira metodologia são comparados aos obtidos em ensaios de transmissão de pressão realizados na célula de difusão.

A comparação entre os valores obtidos, mostra que um cuidado muito grande deve ser tomado na determinação da tensão interfacial do fluido visto sua grande influência na equação de pressão capilar. Verifica-se também que para folhelhos que apresentam uma grande variação de tamanho de poros a utilização de um valor médio do raio de poros para o cálculo da pressão capilar pode levar a valores inconsistentes. Por fim, conclui-se que é recomendável a estimativa da pressão capilar de um fluido através da realização de ensaios de transmissão de pressão na célula de difusão toda vez que necessitar deste parâmetro para estudos de estabilidade de poços.

Folhelhos, Pressão Capilar, Ensaios de Laboratório.

1. INTRODUÇÃO

Durante a perfuração de um poço os engenheiros buscam desenvolver um fluido de perfuração que transmita efetivamente pressão à parede do poço e que não penetre nas formações atravessadas. Os fluidos à base de óleo são muitas vezes utilizados visto a grande pressão capilar gerada no contato rocha/fluido. Para o cálculo de estabilidade de poços normalmente não se possui a pressão capilar ou de entrada de um determinado fluido sendo simplesmente admitido que o mesmo seja penetrante ou não-penetrante.

Na indústria do petróleo, poucos trabalhos dizem respeito à determinação da pressão capilar para estudos de estabilidade de poços e transmissão de pressão em folhelhos. A maioria dos trabalhos publicados é direcionada a fluxo bifásico ou trifásico em reservatórios, através de estudos de alteração de molhabilidade, pressão capilar e permeabilidade relativa. Como exemplo tem-se os trabalhos de Chattopadhyay *et al.* (2002), Zhang *et al.* (1996), Mulyadi e Amin (2001), Li e Firoozabadi (2000), Anderson (1987), Cline *et al.* (1989) e Ballard e Dawe (1988).

Quando dois fluidos imiscíveis estão em contato e contidos em uma estrutura porosa, gera-se uma descontinuidade na pressão ao longo da interface que separa os dois fluidos. A grandeza dessa descontinuidade depende da curvatura da interface em determinada região do espaço poroso. A essa diferença de pressão na interface é dado o nome de pressão capilar.

Segundo Bear (1975), a pressão capilar depende da geometria dos espaços vazios do meio poroso (distribuição do tamanho dos poros), da natureza do sólido e dos líquidos em termos do ângulo de contato (θ) e do grau de saturação do meio, pois o grau de saturação (S) do fluido molhante irá determinar o volume de fluido acumulado como água pelicular. Em meios porosos naturais, a geometria dos espaços vazios é extremamente complexa e irregular, não sendo possível sua descrição analítica. Desta forma, um modelo idealizado de meio poroso considerando os vazios como sendo tubos capilares de raio r (raio médio dos poros) é adotado:

$$P_c = \left(\frac{2 \cdot s_{m,nm}}{r} \right) \cdot \cos \theta \quad (1)$$

onde: P_c = pressão capilar, $s_{m,nm}$ = tensão interfacial entre o fluido molhante e o não-molhante e θ = ângulo entre a interface de contato do fluido molhante e do não-molhante com a parede do tubo capilar.

Quando o raio de poros é mínimo, a pressão capilar é máxima, e quando o raio de poros é máximo, a pressão capilar imposta é mínima.

A pressão do fluido não-molhante pode promover o deslocamento do fluido molhante, ou seja, uma certa pressão deve ser alcançada no fluido não-molhante para que este penetre no meio deslocando o fluido molhante. A mínima pressão para iniciar esse deslocamento é chamada de pressão de limiar (threshold pressure) (Bear, 1975). Neste estudo essa pressão está sendo chamada de pressão capilar.

Neste trabalho as propriedades individuais da rocha e dos fluidos foram determinadas experimentalmente para o cálculo da pressão capilar utilizando-se a equação 1 e, posteriormente, este valor foi comparado aos valores obtidos em ensaios de transmissão de pressão na célula de difusão.

2. CARACTERIZAÇÃO DOS FOLHELHOS

Os folhelhos B-L e B são provenientes da Bacia de Campos localizada na plataforma marítima brasileira. A análise granulométrica realizada mostra que o folhelho B-L é composto por 12,1 % de partículas dimensão areia, 48,2 % de silte e 39,7 % de argila. Esse folhelho pode ser classificado como silto-argiloso, diferentemente do folhelho B que é considerado silto-arenoso, composto por 27 % de areia, 49 % de silte e 24 % de argila. A caracterização completa destes folhelhos pode ser encontrada nos trabalhos de (Muniz, 2005, Muniz *et al.* 2005, Muniz, 1998, Rabe, 2003).

De forma a caracterizar o espaço poroso dos folhelhos em estudo, ensaios de porosimetria por injeção de mercúrio foram realizados num porosímetro Autopore III, pertencente ao núcleo de catalisadores do Centro de Pesquisas da Petrobrás (CENPES). Da curva de volume acumulativo de mercúrio intrudido (% de Vp) (Figura. 1a), pode-se avaliar a mediana dos diâmetros dos poros (D_{50}) que representa o diâmetro de poros correspondente a 50 % do volume total intrudido. Os valores obtidos correspondem, respectivamente, a 0,0177 μm e 0,0444 μm para o folhelho B-L e B. Observa-se também que o folhelho B-L possui uma distribuição de poros uniforme com cerca de 80 % destes compreendidos entre 0,009 a 0,035 μm . O que não acontece com o folhelho B que apresenta uma grande variação no tamanho de poros. A Figura 1b apresenta a distribuição de diâmetro de poros em função da intrusão incremental.

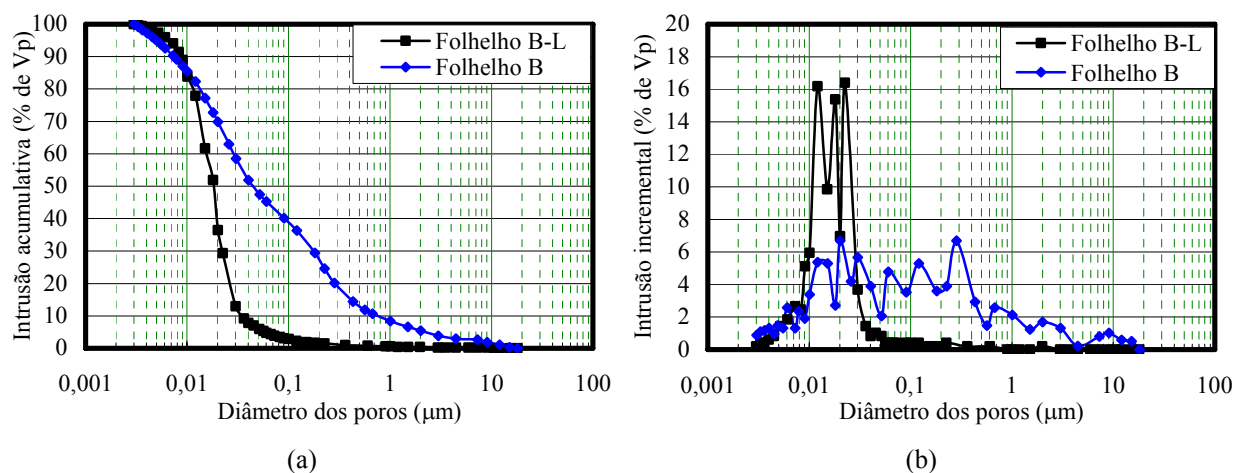


Figura 1. (a) Intrusão acumulativa de mercúrio dos folhelhos (b) Intrusão incremental dos folhelhos

3. CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS

Os ensaios de caracterização dos fluidos foram realizados com apoio do CENPES. A seguir são apresentados os equipamentos, métodos utilizados e resultados obtidos.

3.1 Tensão Superficial e Interfacial

A tensão superficial está presente nas interfaces entre um gás e um líquido ou entre um sólido e um gás, enquanto que a tensão interfacial está presente entre dois líquidos ou dois gases imiscíveis. A tensão superficial/interfacial pode ser obtida experimentalmente por vários métodos como o do peso da bolha, o da ascensão capilar, placa de Wilhelmy, do anel, dentre outros (Adamson, 1990).

Para a determinação experimental da tensão superficial e interfacial dos fluidos em estudo foi adotado o método do anel utilizando um Tensiômetro Sigma 70 (KSV Instruments). Este equipamento é capaz de medir a densidade da água e dos fluidos estudados e utiliza uma Probe (uma esfera) de massa e volume conhecidos.

O método do anel consiste em colocar o fluido de interesse no béquer e baixar o anel (Figura 2) até que este atravesse completamente a superfície do fluido. O ensaio se inicia quando um “parafuso sem-fim” é acionado

mecanicamente fazendo com que o béquer com a amostra se desloque para baixo. Com a suspensão do anel, surge uma força na interface fluido/ar que é lida por um transdutor de força. O valor máximo da força na iminência do rompimento da interface é utilizado para o cálculo da tensão superficial.

Todos os ensaios foram realizados três vezes de forma a confirmar a repetibilidade dos resultados, sendo que no caso da tensão interfacial (fluido/água), os fluidos são mantidos em contato por 10 minutos até que haja a estabilização das fases. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 1. O valor obtido para a tensão superficial da água a temperatura de 22,6 °C foi de 72,31 mN/m, valor este similar aos apresentados na literatura.

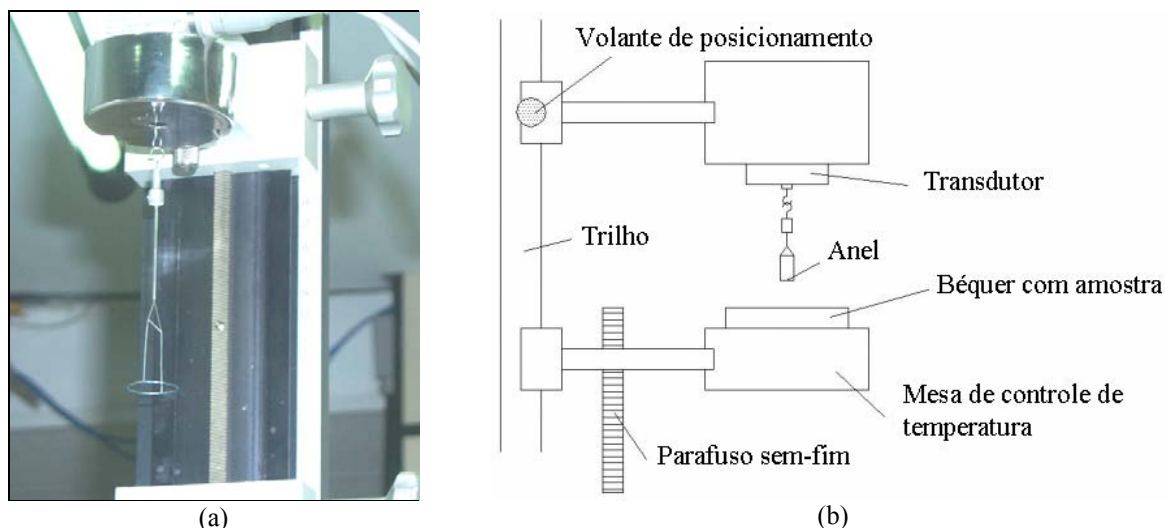


Figura 2. Detalhe do anel do tensiômetro

Tabela 1. Valores obtidos a 22 °C

Fluido	Tensão Superficial (mN/m)	Tensão Interfacial (mN/m)	Densidade (g/ml)
Óleo Mineral	30,8	12,82	0,868
Parafina	26,4	21,46	0,760

3.2 Ângulo de Contato

O ângulo de contato (também conhecido como ângulo de molhabilidade) entre uma gota de um líquido com uma tensão superficial conhecida e uma superfície sólida, depende da relação entre as forças adesivas, que fariam a gota se espalhar sobre a superfície e as forças coesivas do líquido que querem contrair a gota a uma esfera com uma superfície mínima. Se a gota repousa sobre uma superfície homogênea perfeitamente nivelada, se forma um ângulo de contato (θ) de equilíbrio entre o líquido e a superfície sólida. Este ângulo é o mesmo em qualquer ponto da linha de três fases, onde se encontram o sólido, o líquido e a fase de vapor. Um fluido é considerado molhante (tende a molhar a superfície) quando $0^\circ < \theta < 90^\circ$ e não-molhante quando $90^\circ < \theta < 180^\circ$ (Figura 3).



Figura 3. Ângulo de contato e molhabilidade

Medidas de ângulos de contato podem ser realizadas diretamente da imagem da bolha sobre a superfície, utilizando-se microscópios ou goniômetros. Na tentativa de se medir este ângulo dos fluidos em contato com o folhelho, o método da bolha séssil foi adotado utilizando-se um goniômetro Ramé-Hart, Inc. (Modelo 100-00).

Para realização do ensaio, inicialmente, a amostra do folhelho B-L é retirada do óleo mineral, seca com papel toalha, e lavada por meio de um piscete com uma solução 50 % em volume de metanol. Em seguida, esta amostra é colocada na base do equipamento sendo aplicada sobre ela uma gota do fluido em estudo. Por falta de amostra estes testes não foram realizados com o folhelho B.

Várias tentativas foram realizadas com os diferentes fluidos sem que nenhum ângulo de contato fosse observado. Desta forma, decidiu-se seguir um procedimento comumente adotado na literatura (van Oort, 1994 e Schlemmer *et al.* 2002) que consiste em considerar como zero o ângulo de contato no sistema fluido/folhelho para o cálculo da pressão capilar de entrada.

4. ENSAIOS NA CÉLULA DE DIFUSÃO

Estes ensaios foram realizados no intuito de definir uma metodologia adequada de ensaio e determinar experimentalmente o valor da pressão capilar. Três ensaios utilizando duas metodologias foram realizados na célula de difusão (Muniz, 2003). Na primeira, a pressão no topo do corpo de prova foi elevada em estágios e na segunda, o gradiente de pressão foi imposto em um único estágio. No ensaio do folhelho B foi utilizado óleo mineral e no folhelho B-L a parafina linear hidrogenada.

A densidade dos grãos (G) foi obtida pelo método do picnômetro, seguindo as normas da ABNT, fornecendo um valor de 2,74 e 2,70 para o folhelho B-L e B, respectivamente. O teor de umidade natural de 8,22 % e 12,72 % para o folhelho B-L e B, respectivamente, foi medido utilizando a metodologia da ASTM, que consiste na secagem da amostra preservada em estufa a 105°C por um período de 24h. O grau de saturação (S), índice de vazios (e) e a porosidade (n) foram determinados utilizando as equações para cálculo dos índices físicos em meios porosos (Lambe e Whitman, 1969) e apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Dados iniciais dos corpos de prova

	Folhelho B-L		Folhelho B
	CP01	CP04	CP16
H (mm)	17,12	15,47	16,41
D (mm)	38,05	38,01	38,13
e	0,235	0,245	0,380
S (%)	95,53	92,07	90,34
n (%)	19,07	19,65	27,55

Obs.: H = altura do CP, D = diâmetro do CP

Observa-se que o folhelho B-L apresenta valores médios de índices de vazios (0,24) e porosidade (19,36 %) muito inferiores aos folhelhos já estudados por Muniz (2004) e Duarte (2004), que têm em média índices de vazios de 0,69 (B-S), 0,86 (N) e porosidades de, 41 % (B-S), 46 % (N). Esta estrutura mais fechada pode representar uma maior dificuldade de fluxo tanto de água quanto de íons através do folhelho B-L.

As fases preliminares de saturação e consolidação seguiram metodologia proposta por Muniz (2003). A técnica de saturação por contrapressão foi utilizada em todos os ensaios aplicando-se contrapressão somente pela base do corpo de prova. O valor médio do parâmetro B (Skempton, 1954) obtido na fase de saturação foi de 0,93. Finalizada a saturação, os corpos de prova foram permitidos adensar por períodos de tempo não inferior a 18 horas.

Finalizado o adensamento, iniciou-se a fase de transmissão de pressão para estimativa da pressão capilar. As Figuras 4 e 5 apresentam as variações da pressão confinante (P. Confinante), da pressão na base (PP. Base) e da pressão no topo do corpo de prova (PP. Topo) ao longo dos ensaios realizados nos CPs 01 e 16, respectivamente, do folhelho B-L e B. Estes ensaios foram realizados aplicando-se o gradiente de pressão em estágios.

Observa-se na Figura 4 que no momento em que a pressão no topo é elevada de 5,5 MPa para 6,5 MPa inicia-se uma transmissão da pressão para a base. Neste ponto a diferença de pressão é de 2,1 MPa. Mesmo com o aumento da poropressão na base, dois novos estágios foram aplicados até a pressão no topo atingir 8 MPa. Após 8 dias verificou-se que a pressão na base se estabilizou com uma diferença de 2 MPa entre PP. Topo e PP. Base, sendo este considerado o valor experimental para a pressão capilar.

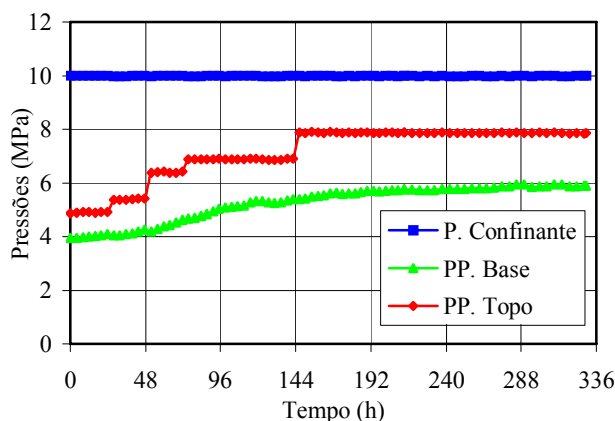


Figura 4. Transmissão de pressão do CP16 (Folhelho B)

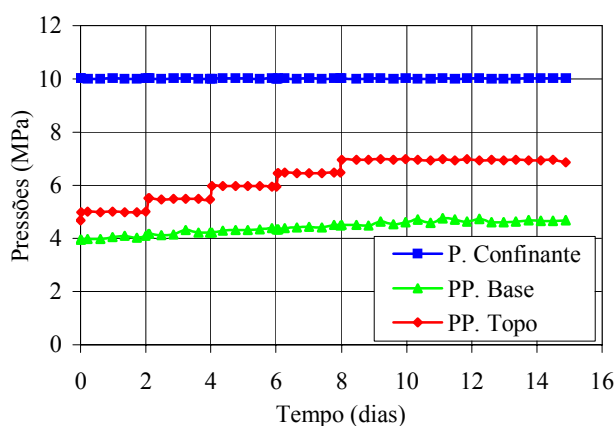


Figura 5. Transmissão de pressão do CP01 (Folhelho B-L).

Na Figura 5 observa-se que durante os primeiros 8 dias de ensaio, a pressão no topo do corpo de prova foi elevada em estágios de modo a identificar o início da transmissão de pressão que, como pode ser visto, é muito lento. A partir o oitavo dia, notando-se este crescimento lento da pressão na base, decidiu-se manter a pressão no topo em 7 MPa e esperar a estabilização na base, o que ocorreu após 7 dias. Neste ensaio não é perceptível o momento exato em que o fluido invade o folhelho, mas pode-se verificar uma diferença de 2,3 MPa após a estabilização das pressões, o que está se chamando de pressão capilar.

Aplicando-se o gradiente em um único estágio (Figura 6) verifica-se que a transmissão de pressão para a base do corpo de prova se processou por aproximadamente 96 h de ensaio, ou seja, 4 dias, quando se percebeu a estabilização. Neste ponto, verifica-se uma diferença entre a pressão do topo e da base, de 1,4 MPa.

Destes ensaios pode-se concluir que quando se deseja obter a pressão capilar que um determinado fluido gera em contato com um folhelho, a imposição de um único estágio de gradiente de pressão é mais adequada visto o menor tempo para realização do mesmo.

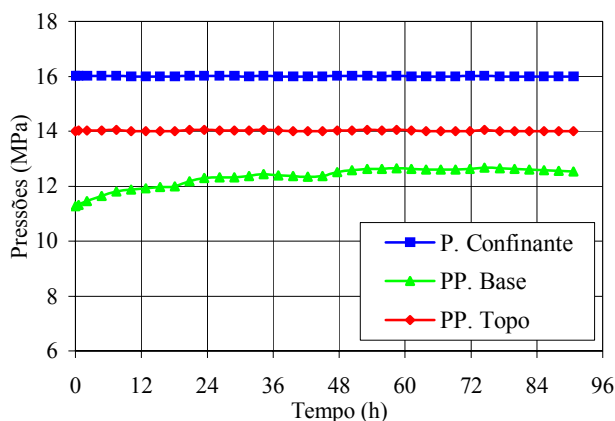


Figura 6. Transmissão de pressão do CP04 (Folhelho B-L).

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A partir dos resultados de tensão interfacial, ângulo de contato e diâmetro de poros (D_{50}) apresentados, e utilizando a equação 1, pode-se então estimar a pressão capilar esperada quando do contato dos fluidos com os folhelhos.

Os valores das pressões capilares calculados e obtidos experimentalmente são apresentados na Tabela 3. Verifica-se nos ensaios onde se utilizou a parafina (CP01 e CP04) que as pressões capilares calculadas são muito superiores aos valores obtidos nos ensaios. Já no CP16 onde se utilizou o óleo mineral obteve-se até um resultado inferior ao experimental.

Tabela 3. Pressões capilares calculadas

	Pc (Experimental)	Pc (calculada)
CP01	2,3	4,85
CP04	1,4	4,85
CP16	2,1	1,15

Obs.: Pc = Pressão Capilar em MPa.

A diferença entre os valores calculados e experimentais está relacionada diretamente aos parâmetros utilizados no cálculo da pressão capilar e à equação 1 propriamente dita.

A Figura 7 apresenta a variação da pressão capilar em função do raio dos poros e de dois valores de tensão interfacial ($\sigma = 12,82$ e $21,46$ mN/m) e de ângulo de contato ($\theta = 0^\circ$ e 20°), considerando os valores do raio de poros do folhelho B. Verifica-se que o ângulo de contato não influencia significativamente os valores de pressão capilar calculados, mostrando que um esforço adicional para se determinar precisamente este parâmetro não se justifica. Já em relação à tensão interfacial, verifica-se que para valores de raios de poros inferiores a $0,02 \mu\text{m}$, uma pequena variação na tensão interfacial pode representar uma variação acentuada na pressão capilar. Este gráfico mostra que a determinação adequada da tensão interfacial do fluido é primordial para uma estimativa correta da pressão capilar.

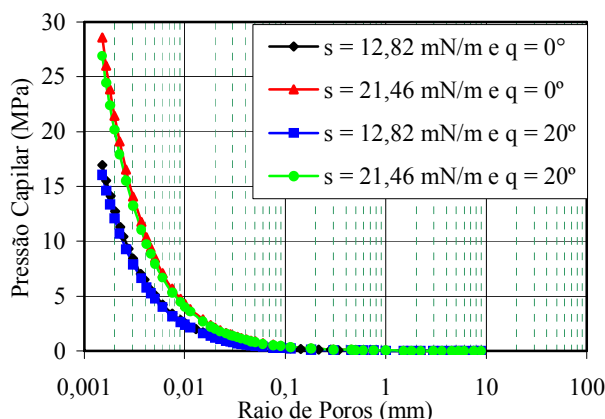


Figura 7. Variação da pressão capilar supondo diferentes tensões interfaciais e ângulos de contato para o folhelho B-L

Outro ponto a ser levado em consideração é a forma simplista da equação 1 que admite o raio dos poros como sendo tubos capilares uniformes, sendo utilizado um raio médio de tamanho de poros para o cálculo da pressão capilar. Entretanto, como pode ser visto pela porosimetria do material, existem uma quantidade considerável de poros com diâmetro maior que o valor médio. Acredita-se que a transmissão de pressão se dê preferencialmente por estes poros onde a pressão capilar é menor fazendo com que o valor calculado dificilmente se compare ao obtido experimentalmente.

6. CONCLUSÃO

Neste trabalho investigaram-se duas metodologias para estimativa da pressão capilar de um determinado fluido em contato com folhelhos e mais uma vez mostrou-se a versatilidade da célula de difusão na realização de ensaios de interação rocha-fluido. As principais conclusões são resumidas abaixo:

- A determinação da tensão interfacial deve ser cuidadosa visto sua influencia significativa nos valores de pressão capilar calculados, o que não acontece com o ângulo de contato.
- A utilização da equação 1 não é adequada para a estimativa da pressão capilar de meios porosos que apresentem uma variação acentuada no tamanho dos poros como é o caso dos folhelhos.
- Em relação à metodologia de ensaio de transmissão de pressão verifica-se que a imposição de um gradiente de pressão em um único estágio diminui consideravelmente o tempo do ensaio e deve ser adotada. Novos ensaios estão em andamento de forma a ratificar a metodologia proposta.

7. AGRADECIMENTOS

Os resultados aqui apresentados fazem parte de um projeto financiado com recursos do programa MCT/FINEP/CTPETRO e da PETROBRAS. Os autores gostariam de registrar os seus agradecimentos à ANP pelo apoio financeiro ao longo do mestrado da Eng. Cyntia S. Muniz e aos membros integrantes da equipe do Laboratório de Interação Rocha-Fluido do GTEP que de alguma forma contribuíram para realização deste trabalho.

8. REFERÊNCIAS

- CHATTOPADHYAY, S., SHARMA, M.M., JAIN, V. Effect of Capillary Pressure, Salinity, and Aging on Wettability Alteration in Sandstones and Limestones. SPE 75189, **Improved Oil Recovery Symposium**, Oklahoma, 2002
- ZHANG, X., MORROW, N.R., MA, S. Experimental Verification of a Modified Scaling Group for Spontaneous Imbibition. **Annual Technical Conference and Exhibition**, 1996, SPE 30762, Dallas, p. 280-285.
- MULYADI, H., AMIN, R. A New Approach to 3D Reservoir Simulation: Effect of Interfacial Tension on Improving Oil Recovery. SPE 68733. **Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition**, Indonésia, Abril 2001.
- LI, K., FIROOZABADI, A. Experimental Study of Wettability Alteration to Preferential Gas-Wetting in Porous Media and Its Effects. **SPE Reservoir Eval. & Eng.** 3 (2), Abril 2000.

- ANDERSON, W.G. Wettability Literature Survey – Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure. **Journal of Petroleum Technology**, Outubro 1987, 17p.
- CLINE, J.T., TEETERS, D.C., ANDERSEN, M.A. Wettability Preferences of Minerals Used in oil-Based Drilling Fluids. **International Symposium on Oilfield Chemistry**, 1989, SPE 18476, Houston.
- BALLARD, T.J., DAWE, R.A. Wettability Alteration Induced by Oil-Based Drilling Fluid. SPE 17160. **Formation Damage Control Symposium**, 1988, Califórnia.
- BEAR, J. **Dynamics of Fluids in Porous Media**. American Elsevier Publishing Company, 1975, Inc. 2º ed.
- MUNIZ, S.C. **Interação Fluidos Sintéticos Base Óleo e Base Água e Folhelhos**. Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Geotecnia, Departamento de Engenharia Civil, PUC-Rio, 2005, 97 p.
- MUNIZ E.S., FONTOURA, S. A. B., DUARTE, R. G. E LOMBA, R. F. T. Evaluation of the Shale-Drilling Fluid Interaction for Studies of Wellbore Stability, In: **The 40th U.S. Symposium on Rock Mechanics**, Anchorage – Alaska, 2005, 8 p.
- MUNIZ, E. S. **Nova Metodologia para Ensaios Triaxiais de Folhelhos**. Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Geotecnia, Departamento de Engenharia Civil, PUC-Rio, 1998, 103 p.
- RABE, C. **Estudo Experimental da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração Através de Ensaios de Imersão**. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Geotecnia, Departamento de Engenharia Civil, PUC-Rio, 2003, 290 p.
- ADAMSON, A. **Physical Chemistry of Surfaces**. John Wiley & Sons. 1990.
- VAN OORT, E. A novel technique for the investigation of drilling fluid induced borehole instability in shales. **EUROCK'94**, 1994, SPE 28064, p. 293-308.
- SCHLEMMER, R., FRIEDHEIM, J.E., GROWCOCK, F.B., BLOYS, J.B., HEADLEY, J.A., POLNASZEK, S.C. Membrane Efficiency in Shale – An Empirical Evaluation of Drilling Fluid Chemistries and Implications for Fluid Design. **IADC/SPE Drilling Conference**, 2002, SPE 74557, Dallas, 12 p.
- MUNIZ, E.S. **Desenvolvimento de equipamento e metodologia de testes para avaliação da interação folhelho-fluido de perfuração**. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Geotecnia, Departamento de Engenharia Civil, PUC-Rio, 2003, 175 p.
- LAMBE, T.W. E WHITMAN, R.V. **Soil Mechanics**. John Wiley & Sons Inc., 1979, 553 p.
- MUNIZ, E.S., FONTOURA, S.A.B. E LOMBA, R.F.T. Development of equipment and testing methodology to evaluate rock-drilling fluid interaction. **GulfRocks04, The 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS)**; 5 a 9 de Junho 2004, Houston, Texas, Paper 599, 8 p.
- DUARTE, R.G. **Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para Estudo de Estabilidade de Poços**. Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Geotecnia, Departamento de Engenharia Civil, PUC-Rio, 2004, 121 p.
- SKEMPTON, A. W. The Pore-Pressure Coefficients A and B. **Geotechnique**, 1954, 4, p. 143-147.

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.