

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO EFEITO DA VISCOSIDADE DO FLUIDO RESIDENTE DURANTE A INVASÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO EM MEIOS POROSOS

AUTORES:

Ruth Luna do Nascimento Gonçalves¹, Mônica Larissa Araújo Rocha Arruda¹, Luciana Viana Amorim¹, Tony Herbert Freire de Andrade¹

INSTITUIÇÃO:

¹Universidade Federal de Campina Grande

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO EFEITO DA VISCOSIDADE DO FLUIDO RESIDENTE DURANTE A INVASÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO EM MEIOS POROSOS

Abstract

One of the main functions that a drilling fluid must possess is the ability to form a thin mud cake on the walls of the well in a way that there is no fluid loss to the formation, which would characterize drilling fluid invasion. If the invasion occurs, the invading fluid will force the formation fluids to move away from the drilled well. This problem is known as immiscible or partially miscible displacement. Thus, the aim of this study was to analyze the invasion behavior of a drilling fluid in the porous medium and the influence exerted by the viscosity of a formation fluid through computational fluid dynamics (CFD), using the ANSYS CFX® package. The results showed that when the viscosity of the resident fluid is higher than that of the invading fluid, there is a formation of preferred paths. Also, with the increase of the resident fluid's viscosity, the radius of invasion and the pressure profile decreases.

Introdução

A perda de fluido de perfuração para a formação é propícia em situações de perfuração *overbalanced*, onde a pressão no fundo poço é maior do que a pressão da formação. Em casos onde a formação é molhável ao fluido de perfuração, a invasão também pode ocorrer em condições *underbalanced*, através de um processo de embebição (CIVAN, 2000 *apud* SILVEIRA, 2012). O filtrado pode trazer alguns efeitos adversos na perfuração, como, a obstrução dos poros da formação produtora através do carreamento de sólidos pelo filtrado, inchamento de argilas hidratáveis e desmoronamento de folhelhos hidratáveis, por exemplo (LIMA, 2002 *apud* LOPES, 2012).

A filtração pode ocorrer de forma estática ou dinâmica. O processo de filtração estática ocorre durante os períodos em que o fluido de perfuração está estático dentro do poço, ou seja, quando o fluido de perfuração não está sendo circulado. Nessas condições o reboco continua a crescer à medida que a filtração vai ocorrendo (*ad infinitum*). Já no processo de filtração dinâmica o crescimento do reboco é limitado pela ação erosiva da circulação do fluido de perfuração. Quando a superfície da rocha é primeiramente exposta, a taxa de filtração é muito alta, e o reboco cresce rapidamente. Entretanto, a taxa de crescimento diminui com o tempo, até que, eventualmente, é igual a taxa de erosão; logo, a espessura do reboco é constante. Sendo assim, sob condições de equilíbrio dinâmico, a taxa de filtração será governada pela lei de Darcy e dependerá da espessura e da permeabilidade do reboco (DARLEY; GRAY, 1988).

Variáveis da perfuração, tais como a densidade e a composição do fluido, a pressão de circulação do fluido e o tempo de filtração podem afetar significativamente a extensão espacial de invasão do fluido de perfuração. As propriedades *in-situ* da formação rochosa, como a porosidade, permeabilidade absoluta, pressão capilar e saturações de fluido residual também possuem papel importante quando se fala do controle tanto da formação dinâmica do reboco, quanto do tempo de evolução do processo de invasão (WU et al., 2005).

Após penetrar a formação, o filtrado desloca óleo dos poros maiores, deixando para trás óleo residual e água agarrados aos grãos. Esse fenômeno é conhecido como deslocamento imiscível ou parcialmente miscível. Dessa forma, perto da parede do poço, a saturação em óleo cai para a saturação residual, e longe, sobe para as condições *in-situ* (ALLEN et al., 1991; MARTINS et al., 2007).

O deslocamento dependerá, dentre outros fatores, da mobilidade dos fluidos presentes no reservatório. De acordo com Costa (2014), a mobilidade de um fluido é definida como a razão entre a sua permeabilidade efetiva e a sua viscosidade, e a mesma depende das saturações.

Um dos principais problemas ocasionados pela presença do filtrado em zonas produtoras de óleo e gás é o significativo decréscimo nas suas permeabilidades relativas e a consequente redução da produtividade do poço (MARTINS et al., 2007). A permeabilidade relativa é a permeabilidade efetiva normalizada por um valor característico, sendo a permeabilidade absoluta o mais utilizado (ZAMPIERI, 2012).

Uma maneira de analisar a invasão de um fluido de perfuração em um meio poroso é através da fluidodinâmica computacional. Essa técnica faz uso das equações de conservação de massa, quantidade de movimento (2ª lei de Newton) e energia, que são expressas matematicamente através de equações diferenciais parciais (PEREIRA; BARROZO; ATAÍDE, 2007). Um dos métodos de discretização que podem ser utilizados para a resolução das equações diferenciais parciais é o método dos volumes finitos. Com ele, o domínio de solução é dividido em um número finito de volumes de controle contínuos, e a equação da conservação é aplicada a cada volume de controle. No centroide de cada volume localiza-se um nó computacional, no qual são calculados os valores das variáveis, os quais são obtidos por interpolação em função dos valores nodais (centro do volume de controle). As integrais de volume e de superfície são aproximadas usando fórmulas de quadratura apropriadas. Como resultado, obtém-se uma equação algébrica para cada volume de controle, na qual aparecem os valores das variáveis no nó em estudos e nos nós vizinhos (GONÇALVES, 2007).

Assim, o objetivo deste trabalho é analisar numericamente o comportamento fluidodinâmico de um fluido de perfuração durante o processo de invasão em uma formação rochosa saturada com óleo pesado, quando a viscosidade do fluido residente varia. Para isso, será utilizada a técnica da fluidodinâmica computacional e o método dos volumes finitos como método de discretização.

Metodologia

O modelo geométrico utilizado foi retirado de Martins *et al.* (2007) e foi construído no ICFM CFD® com dimensões de diâmetro do poço de 8,5 polegadas (0,22 metros), diâmetro do reservatório de 2 metros, e altura do reservatório de 1 metro. A malha utilizada para as simulações é hexaédrica e estruturada, com 1.416.000 nós e 1.378.476 e foi gerada no ICFM CFD®. A malha está representada na Figura 1.

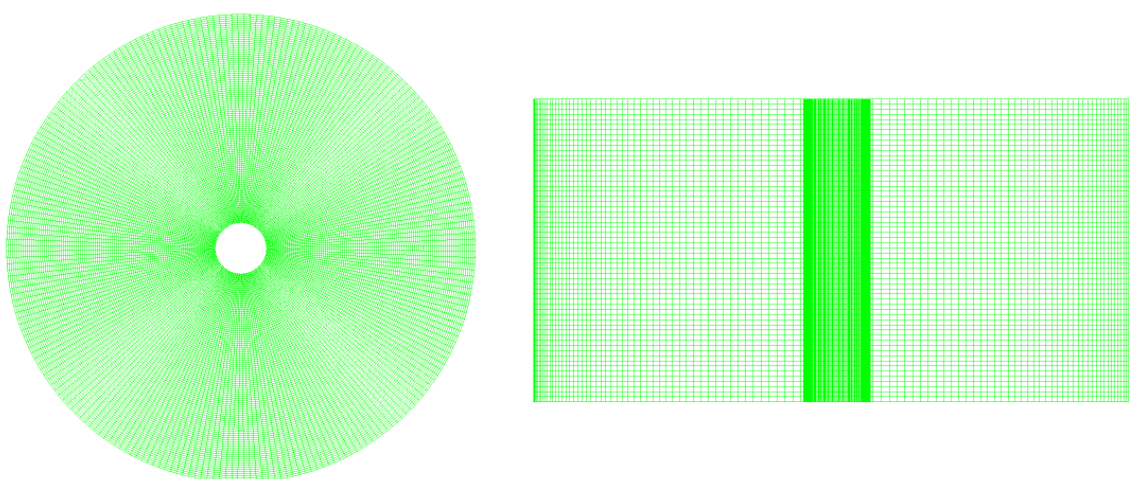


Figura 1. Malha numérica

As condições de contorno adotadas foram:

1. **Entrada:** A pressão na entrada (pressão no poço) foi definida como 560 psi e velocidade como 0,001 m/s, de modo que a invasão ocorra devido ao diferencial de pressão. A fração volumétrica foi de 1 para o fluido invasor e 0 para o fluido residente.

2. **Saída:** A pressão no limite do reservatório foi definida como 0 psi.
3. **Parede:** Todas as componentes de velocidade foram definidas como nulas (condição de não-deslizamento).

Para o fluido invasor foi considerado um fluido de perfuração com viscosidade dinâmica de 20 cP, e para o fluido residente, um óleo pesado com 15° API e viscosidade inicial de 100 cP. Os valores da permeabilidade e porosidade médias utilizadas foram de 750 md e 44%, respectivamente, sendo esses dados retirados de Martins *et al.* (2007).

Foram estudados três casos nos quais foram variados os valores da viscosidade do fluido residente, como pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros variáveis do problema

Parâmetros	Caso 1	Caso 2	Caso 3
μ_{inv} (cP)	20	20	20
μ_{res} (cP)	100	150	200
k (md)	750	750	750
t (s)	3660	3660	3660

Modelagem matemática

O modelo matemático usado corresponde a uma generalização das equações de conservação (massa, energia e movimento), e, por se tratar de um escoamento em meio poroso, a lei de Darcy.

i) Equação de conservação de massa:

$$\frac{\partial}{\partial t} \phi \rho + \nabla(\rho K \cdot \vec{U}) = 0 \quad (1)$$

onde $\vec{U}$ é o vetor velocidade real, t é o tempo, ϕ é a porosidade volumétrica, ρ é a densidade volumétrica e (K^{ij}) é um tensor simétrico de segunda ordem, chamado de tensor porosidade de área. Lembrando que o produto escalar de um tensor simétrico de segunda ordem com um vetor é um vetor.

ii) Equação da transferência de momento linear

A equação de conservação do momento linear para meios porosos é definida pela equação:

$$\frac{\partial(\rho \phi \vec{U})}{\partial t} + \nabla(\rho \phi (K \vec{U}) \otimes \vec{U}) = -\nabla(\mu_e (\nabla \vec{U} + \nabla \vec{U}^T)) + S_1^M \quad (2)$$

onde μ_e é a viscosidade efetiva e S_1^M representa a fonte de quantidade de movimento linear, que no ANSYS CFX® é representada por:

$$S_1^M = -C^{R1} U_1 - C^{R2} |\vec{U}| \vec{U}_1 + S_1^{spec} \quad (3)$$

onde C^{R1} é o coeficiente linear de resistência, C^{R2} é o coeficiente de resistência quadrático, S_1^{spec} outras fontes de quantidade de movimento relacionadas com as espécies presentes e U e U_1 são velocidades superficiais. Sendo assim, a lei de Darcy passa a ser generalizada por:

$$-\frac{\partial P}{\partial x_1} = \frac{\mu}{K} U_1 + K_{loss} \rho |\vec{U}| U_1 \quad (4)$$

onde μ é a viscosidade dinâmica, K_{loss} é o coeficiente empírico de perda (o valor padrão do ANSYS CFX® é nulo, ou seja, $K_{loss} = 0$, e foi adotado neste trabalho), e $\frac{\mu}{K}$ não pode ser zero.

Comparando as Equações (3) e (4) e utilizando as velocidades reais ao invés das velocidades superficiais, os coeficientes onde C^{R1} e C^{R2} são expressos por:

$$C^{R1} = \frac{\mu}{\phi K} \quad (5)$$

$$C^{R2} = \frac{K_{loss}\rho}{\phi^2} \quad (6)$$

Resultados e Discussão

A Figura 2 representa os resultados para a frente de invasão do fluido de perfuração.

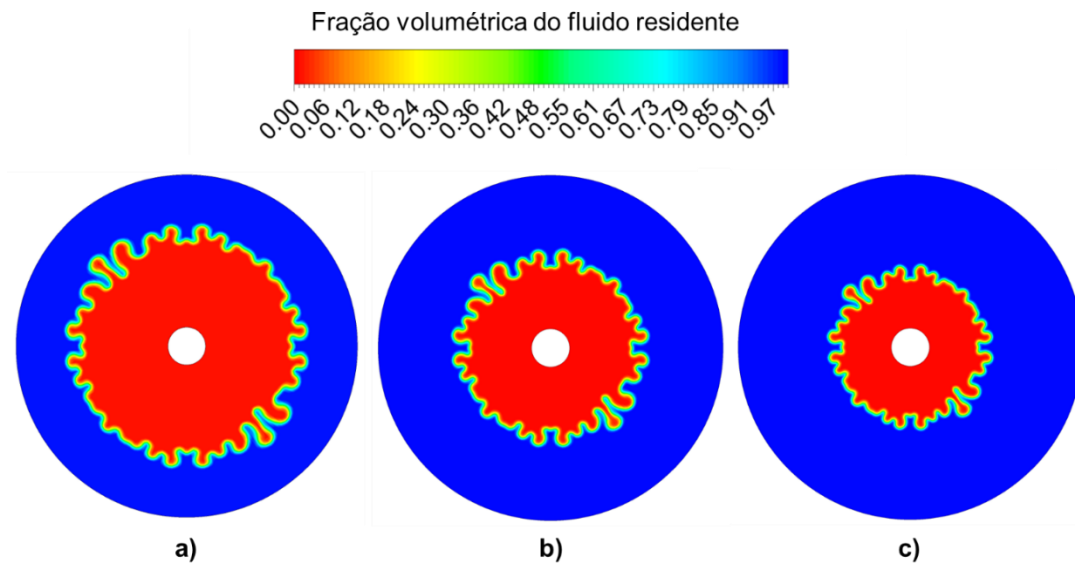


Figura 2. Frente de invasão para o a) caso 1, b) caso 2 e c) caso 3.

Analisando as imagens da Figura 2, percebe-se que ocorreu a formação de caminhos preferenciais. Isto acontece quando a viscosidade do fluido que está saturando a rocha é maior do que a viscosidade do fluido que a invade, pois a mobilidade do invasor é maior do que a do residente.

Os gráficos na Figura 3 representam a fração volumétrica de ambos os fluidos em função do raio do reservatório.

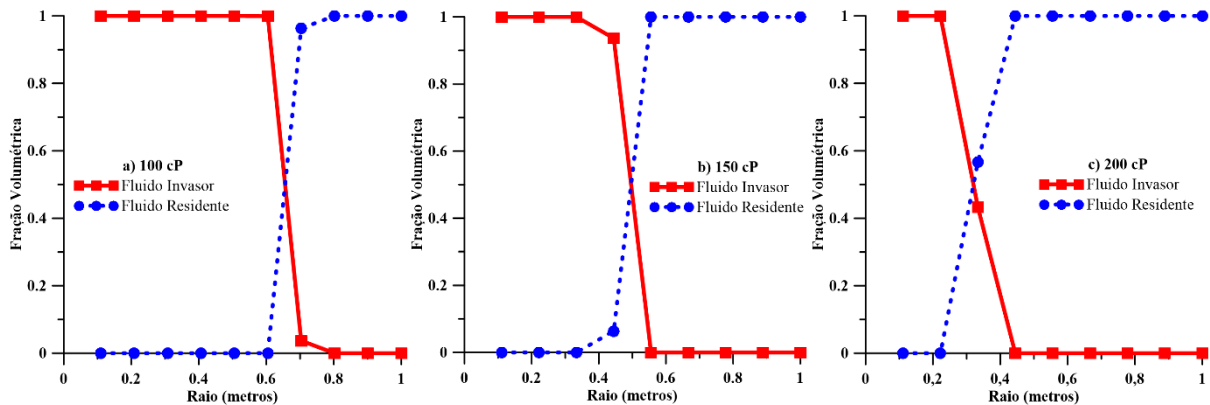


Figura 3. Fração volumétrica em função do raio para a) caso 1, b) caso 2 e c) caso 3 após 1 hora.

Após a invasão, são formadas três zonas no reservatório, que podem ser visualizadas na Figura 4. Há uma zona onde o fluido invasor predomina (Zona I), uma zona onde existe uma “mistura” dos dois fluidos, ou uma zona de interface (Zona II), e uma zona onde o fluido de perfuração não conseguiu invadir, ou seja, onde há predominância do fluido residente (Zona III). A Tabela 2 contém o comprimento de cada zona nos três casos e a fração volumétrica que o fluido residente ocupa na zona de mistura.

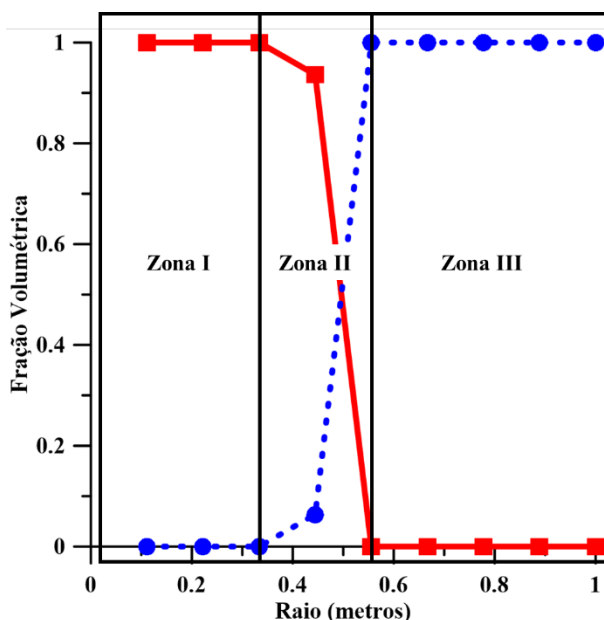


Figura 4. Divisão das zonas de invasão

Tabela 2. Comprimento das zonas formadas no perfil de invasão

Caso	Zona I	Zona II	Zona III	Fração volumétrica do fluido residente na Zona II
1	0,11 – 0,60	0,60 – 0,80	0,80 – 1,00	0,037
2	0,11 – 0,33	0,33 – 0,56	0,56 – 1,00	0,064
3	0,11 – 0,22	0,22 – 0,44	0,44 – 1,00	0,570

Assim, analisando as Figuras 2 e 3 e a Tabela 2, percebe-se que o raio de invasão do fluido de perfuração diminuiu com o aumento da viscosidade do fluido residente, com o caso 1 apresentando o maior raio de invasão (0,49 metros) e o caso 3, o menor (0,22 metros).

A Figura 5 ilustra o comportamento das frações volumétricas em função do tempo de invasão.

Estes resultados correspondem à fração volumétrica em todo o volume dos fluidos presentes no reservatório. A fração volumétrica total do fluido residente foi menor para o caso 1, mediana para o caso 2 e maior para o caso 3, o que ratifica os resultados que o maior raio de invasão foi obtido no caso 1 e o menor no caso 3.

Além disso, o ponto de interseção das duas curvas na Figura 5(a) corresponde ao tempo em que ambos os fluidos apresentam a mesma fração volumétrica no reservatório. Nos outros dois casos as curvas não se interceptaram, logo as frações não se igualaram durante o tempo total do processo.

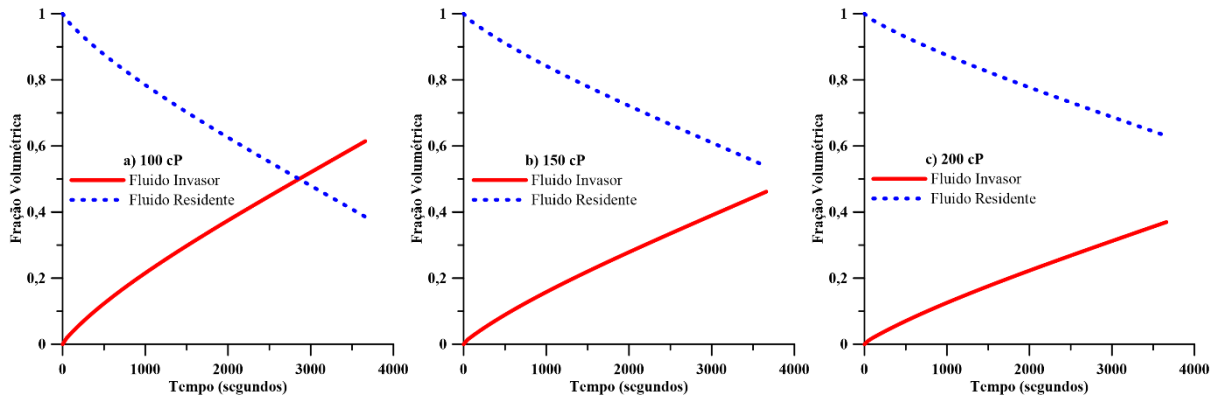


Figura 5. Fração volumétrica em função do tempo para a) caso 1, b) caso 2 e c) caso 3 após 1 hora.

Na Figura 6 está representado o gráfico do perfil de pressão do reservatório para os três casos.

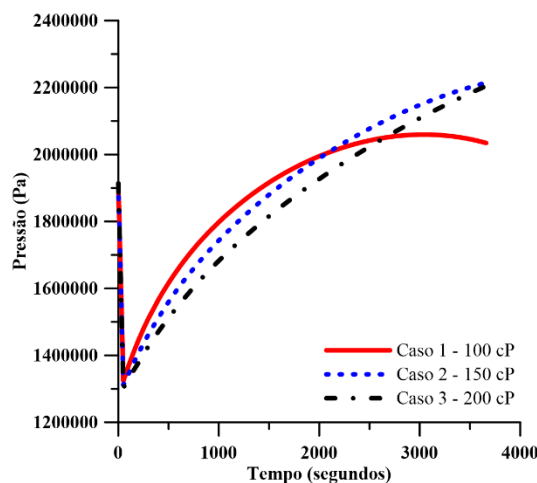


Figura 6. Perfil de pressão em função do tempo no volume poroso após 1 hora.

Para todos os casos há uma queda brusca de pressão nos primeiros segundos. Segundo Costa (2009), isso ocorre devido a invasão inicial do fluido de perfuração. Após isso, a pressão vai aumentando gradativamente à medida que o fluido vai penetrando o meio poroso, apresentando variações de acordo com cada caso.

No início do processo, para os três casos, a pressão é maior para uma frente de invasão maior, porém próximo ao fim do processo o caso 1 apresenta uma queda pressão, que pode significar que o fluido invasor necessitará de uma menor pressão para deslocar o fluido residente, pois sua fração está aumentando. O perfil de pressão tende a se estabilizar à medida que as frações volumétricas do fluido invasor e residente vão se aproximando do mesmo valor no reservatório, como isso não ocorreu para os casos 2 e 3 a pressão continuou a aumentar. Além disso, à medida que o tempo passa, a interface se aproxima do limite do reservatório, onde a pressão é 0, o que também pode influenciar o perfil de pressão.

Conclusões

Constatou-se que quando a viscosidade do fluido invasor é menor do que a do fluido residente, há uma tendência à formação de caminhos preferenciais, devido a mobilidade dos fluidos. Além disso, com o aumento da viscosidade do fluido residente o raio de invasão diminui. A viscosidade também irá influenciar no tempo que os fluidos levam para atingir a mesma fração volumétrica no reservatório, então, quanto maior a viscosidade, maior o tempo para isso acontecer. Por fim, observou-se que quanto maior a viscosidade do fluido residente, menor será o perfil de pressão obtido.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos - LCTF pela utilização da estrutura e à Universidade Federal de Campina Grande – UFCG.

Referências Bibliográficas

ALLEN, D. et al. Invasion Revisited. Oilfield Review, [s. L.], p.10-23, jul. 1991

COSTA, A. P. Simulação Numérica da Penetração de Fluido de Perfuração em Reservatórios de Petróleo. 2009. 111 p. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Química, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

COSTA, S. E. D. Recuperação avançada do petróleo em meio poroso através de soluções poliméricas. 2014. 55 p. TCC (Graduação). Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

DARLEY, H. C. H.; GREY, G. R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. 5. ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 1988. 654 p.

GONÇALVES, N. D. F. Método dos volumes finitos em malhas não-estruturadas. Dissertação (Mestrado) – Universidade do Porto. Faculdade de Ciências. Departamento de Matemática Pura, 2007.

LOPES, L F. Influência da Argila na Invasão de Fluidos de Perfuração em Reservatórios de Petróleo. 2012. 119 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências e Engenharia de Petróleo, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

MARTINS, A. L.; WALDMANN, A. T. A.; RIBEIRO, D.C.; MASSARANI, G. O projeto conceitual de um fluido de perfuração não invasivo isento de sólidos. Boletim Técnico da Produção de Petróleo, v. 2, p. 7-28, 2007.

PEREIRA, F. A. R., BARROZO, M. A. S., ATAÍDE, C. H. CFD predictions of drilling fluid velocity and pressure profiles in laminar helical flow. Brazilian Journal of Chemical Engineering, Brazil, v. 24, n. 4, p.587-595, out. 2007.

SILVEIRA, B. M. de O. Invasão de fluidos de perfuração e fluxo reverso de óleo em reservatórios de arenito e de carbonato. 2012. 105 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

WU, J. et al. The Influence of Water-Base Mud Properties and Petrophysical Parameters on Mudcake Growth, Filtrate Invasion, and Formation Pressure. Petrophysic, [s. L.], v. 46, n. 1, p.14-32, 2005.

ZAMPIERI, M. F. Injeção Contínua e Alternada de Água e de Polímeros para a Recuperação de Petróleo. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.