

ESCOAMENTO RADIAL DA INVASÃO DE FLUIDO NO MEIO POROSO SATURADO POR ÓLEO: MODELAGEM MATEMÁTICA E SIMULAÇÃO

Jéssica Lacerda de Oliveira¹, Herusca Hellyca Souza de Medeiros², Adailton Henriques Teixeira de Lima³, Enivaldo Santos Barbosa⁴

¹ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica – jessicalacerda07@hotmail.com

² Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica - herusca@gmail.com

³ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica – adailton.henriques@gmail.com

⁴ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica – enivaldo.sb@gmail.com

RESUMO

O dano à formação pode ocorrer em várias operações relacionadas à exploração de petróleo, entre elas, a invasão do filtrado do fluido de perfuração nos poros da rocha, provoca uma redução na permeabilidade original da formação nas imediações do poço (zona invadida). A redução de permeabilidade provoca um declínio na produtividade do poço, sendo necessários métodos para recuperação da formação danificada, aumentando o custo do processo. Neste trabalho têm-se como objetivos principais avaliar os perfis de invasão do filtrado do fluido de perfuração à base de água e as influências associadas ao tipo de rocha. A modelagem matemática utilizada foi obtida através das equações de conservação de massa e da quantidade de movimento (Lei de Darcy). Os resultados obtidos neste trabalho indicam que o modelo foi capaz de prever de maneira relativamente adequada a variação diária dos níveis de concentração do filtrado de lama.

Palavras chaves: simulação, dano à formação, filtrado de lama.

1. INTRODUÇÃO

A perfuração de poços de petróleo consiste em uma operação de custos elevados, na qual é de fundamental importância a minimização do tempo de perfuração e do dano à formação. À medida que a broca perfura a formação, ocorre a invasão do filtrado do fluido de perfuração devido ao diferencial de pressão entre o mesmo e os

fluidos presentes nos poros da rocha. Com isso, porções da parte líquida do fluido de perfuração e as partículas sólidas também presentes, invadem a formação. Já as partículas maiores que os poros da formação, acumulam-se na parede do poço, iniciando a formação do reboco externo (Figura 1).

Segundo Thomas (2001), a formação de reboco sobre as rochas permeáveis expostas pela broca é de fundamental importância para

o sucesso da perfuração e completação do poço. Para formar o reboco, deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para

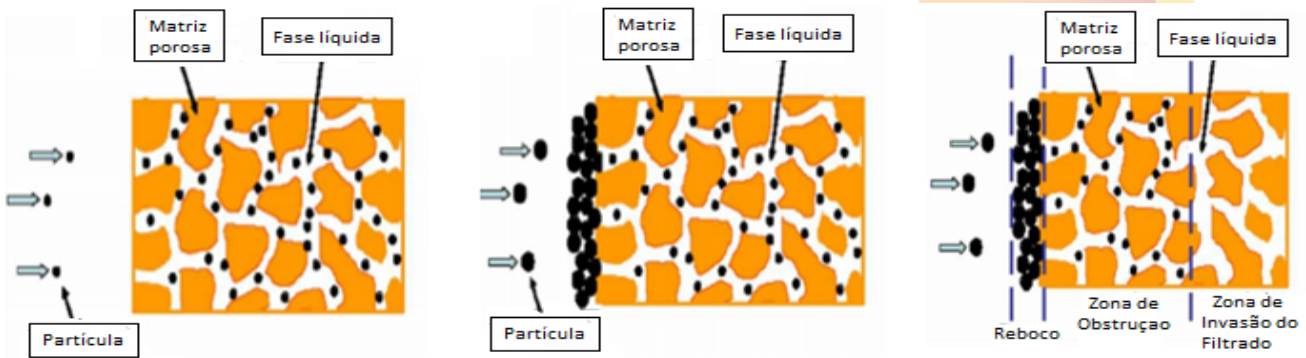
a formação. Este processo é conhecido como filtração.

Figura 1: Formação de reboco. Fonte: MEDEIROS, 2010

As partículas e o filtrado do fluido de perfuração que invadem a formação causam danos na região próxima ao poço. Um dos principais problemas ocasionados pela presença do filtrado em zonas produtoras de óleo e gás, é o significativo decréscimo nas

formação, com isso, é assegurada algumas vantagens, entre elas, a redução dos danos à formação. Dentre as desvantagens desta técnica está o maior risco de ocorrer *blowout*.

Na perfuração *overbalanced*, o poço é mantido a uma pressão acima da pressão da



suas permeabilidades relativas e a conseqüente redução da produtividade do poço. Portanto, o entendimento do mecanismo de dano à formação tornará mais eficaz as ações de prevenção e correção do dano, evitando-se gastos extras (Medeiros, 2010).

Na operação de perfuração, tanto a técnica *overbalanced* quanto a *underbalanced* provocam danos à formação. A perfuração *underbalanced* é utilizada para perfurar um poço de óleo ou gás onde a pressão no poço é mantida mais baixa do que a pressão da

formação para evitar que os fluidos desta entrem no poço, trata-se da perfuração convencional. Esta diferença de pressão entre a lama no espaço anular e a formação de óleo ou gás causa a invasão do filtrado de lama para a formação. O filtrado da lama base água se mistura com a água da formação e desloca o óleo dos poros da formação, causando uma redução da saturação de óleo (Civan, 1994).

O parâmetro utilizado para quantificar o dano à formação é conhecido como fator de película ou fator *skin*. Este fator depende da

redução da permeabilidade efetiva de óleo nas imediações do poço e do raio de invasão do filtrado de lama.

Windarto *et al.* (2012) estudaram numericamente o processo de perfuração de poços de petróleo, apresentando uma modelagem matemática para estimar a invasão do filtrado de lama para a formação de óleo, e avaliar o dano da formação, através da distribuição da concentração volumétrica do fluido de perfuração. A Figura 2 está representando, respectivamente, os perfis de concentração de fluido de perfuração adimensional para os três poços estudados numericamente por Windarto *et al.* (2012). Este valores foram obtidos no gráfico dos resultados do artigo Windarto *et al.* (2012) através de um software *xyExtract* de digitalização de extração de dados.

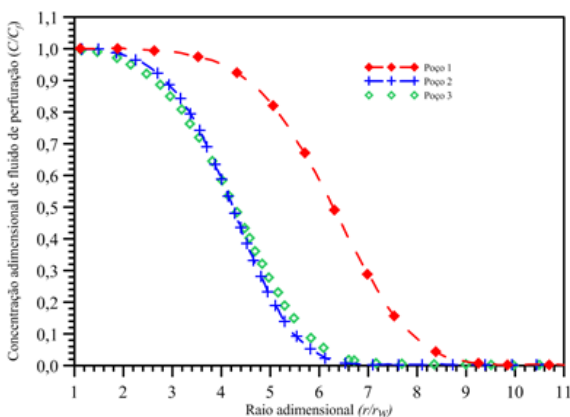


Figura 2: Perfil de invasão do fluido de perfuração adimensional nos diferentes tempos de injeção próximo aos poços 1, 2 e 3.

Fonte: Windarto *et al.* (2012).

A Figura 3 apresenta o diagrama esquemático das diversas regiões e perfis de concentrações de fluidos de perfuração em tempos distintos ao redor do poço. É possível verificar que na primeira região (zona invadida), o fluido original da formação foi totalmente substituído pelo filtrado de lama, por isso a curva apresenta um valor máximo de concentração do filtrado nessa região. Na segunda região com o decorrer do tempo, o filtrado de lama invade mais a formação, formando assim, a zona de transição, onde há uma mistura de fluido original e de filtrado de lama. Em seguida a concentração do filtrado de lama vai diminuindo, até atingir um valor nulo, correspondendo à zona não invadida.

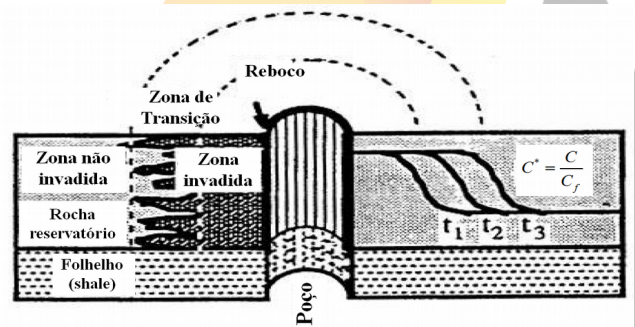


Figura 3: Diagrama esquemático das diversas regiões e o perfil de invasão do fluido de perfuração nos diferentes tempos próximo ao poço. Fonte: ZAHEDZADEH (2004)

Neste contexto, visando dar uma contribuição nesta área de pesquisa, o presente trabalho tem por objetivos:



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

- i. Apresentar uma modelagem matemática, para auxiliar na avaliação do dano de formação causado pela invasão do filtrado de lama, em um sistema de escoamento radial, baseado na modelagem matemática apresentado no artigo por Windarto *et al.* (2012);
- ii. Apresentar uma modelagem matemática unidimensional transiente para prever o escoamento radial da invasão do filtrado de lama no meio poroso; simular a distribuição de concentração de fluido de perfuração ao longo do processo;
- iii. Comparar os resultados numéricos com os experimentais apresentados na literatura, para validar a metodologia.

2. METODOLOGIA

A modelagem matemática utilizada neste trabalho foi obtida através das equações de conservação de massa e da quantidade de movimento (Lei de Darcy). Foram utilizadas hipóteses bastante simplificadoras do modelo físico, de tal forma a obter um modelo simples, mas que capte os principais fenômenos do escoamento em meio poroso. Aproveitando esta modelagem matemática

para introduzir conceitos básicos das teorias matemática e física aplicada a engenharia de petróleo.

A implementação numérica foi realizada utilizando o método de volume finito na discretização das equações governantes, utilizando o software Matlab. Os dados numéricos da concentração adimensional do fluido de perfuração para desenvolvimento desta pesquisa foram obtidos da literatura, mais especificamente do trabalho de Windarto *et al.* (2011).

2.1. Modelos de invasão e distribuição do filtrado de lama

De acordo com Windarto *et al.* [2012], a modelagem matemática para a invasão e distribuição do filtrado de lama em um sistema de escoamento radial segue as seguintes hipóteses simplificadoras:

- i. O fluido de perfuração base água é utilizado na perfuração *overbalanced* em um poço vertical, e a filtração de lama é considerada como um fluxo de fase única;
- ii. A formação é assumida como homogênea e isotrópica;
- iii. A taxa de circulação do fluido de perfuração e a taxa de erosão na superfície do reboco são consideradas constantes;
- iv. O escoamento é isotérmico;
- v. O deslocamento do fluido da formação (óleo) pelo filtrado de lama é imiscível;



vi. Durante o processo de perfuração do poço, a pressão *overbalanced* é assumida como constante;

vii. A variação da densidade, porosidade e permeabilidade do reboco é desconsiderada;

viii. O tamanho das partículas na lama de perfuração é menor do que o tamanho do poro que permitirá a invasão de partículas sólidas para a formação. Neste caso, a massa da invasão de sólidos da lama é modelada para ser proporcional a taxa de filtração e da porosidade da formação;

ix. A permeabilidade absoluta da formação é assumida como constante.

2.2. Modelo de invasão do filtrado de lama

Quando há o escoamento de fluido no sentido formação-poço, as partículas sólidas presentes no fluido de perfuração começam a se depositar nas paredes do poço, formando assim o reboco. No início da deposição das partículas sólidas, a porosidade, permeabilidade e densidade do reboco podem variar com o tempo. Assim, de acordo com Dewan e Chenevert (1993), a porosidade e a permeabilidade do reboco em relação ao tempo podem ser definidas como:

$$\phi_c(t) = \frac{\phi_{c0}}{p_{mc}^{\delta v}(t)} \quad [1]$$

e

$$k_c(t) = \frac{k_{c0}}{p_{mc}^v(t)} \quad [2]$$

Onde p_{mc} é o diferencial de pressão sob o reboco; v e δ , são parâmetros empíricos; k_{c0} corresponde a permeabilidade de referência e ϕ_{c0} é a porosidade de referência (diferencial de pressão de 1psi).

2.3 Modelo da distribuição do filtrado do fluido de perfuração

A distribuição do filtrado de lama em um sistema de escoamento radial varia de acordo com a porosidade, permeabilidade e dispersividade da formação, com a taxa de filtração e com o tempo de invasão. Como o filtrado da lama de perfuração penetra nos poros da formação e conseqüentemente altera a distribuição dos fluidos nela contida, a permeabilidade do meio será danificada. Assim, para estimar a permeabilidade danificada é necessário primeiramente determinar o modelo de distribuição do filtrado de lama. Considerando que a porosidade da formação é constante e o filtrado de lama é incompressível, Civan e Engler (1994) propuseram o seguinte modelo:

$$\frac{d\phi}{dr} = \frac{1}{r} \frac{d\phi}{dD} \frac{dD}{dr} \frac{u}{\phi}, \quad [3]$$

Para $r_w < r < r_e, t > 0$,

Onde C é a concentração do filtrado de lama na formação.

2.4 Avaliação da permeabilidade na zona invadida

A invasão do filtrado do fluido de perfuração a base de água na formação causa uma redução da permeabilidade relativa ao óleo devido ao aumento da saturação de água. Existe uma relação entre a concentração do filtrado de lama (C) na formação e a saturação de água (S_w) definida por:

$$\frac{C}{C_f} = \frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir} - S_{or}} \quad [4]$$

Em que S_{wir} corresponde a saturação de água irreductível e S_{or} a saturação residual de óleo.

Tabela 1: Dados experimentais de poços verticais e saturação de água irreductível (Equação 5)

Poço	r_w (m)	ϕ	t_{inv} (h)	V_f (cm ³)	Δp (Mpa)	k (μm^2)	k_s (μm^2)	S	$S_{wir,p}$
1	0,108	0,161	528	19,2	3,15	0,0273	0,0109	2,15	0,3301
2	0,156	0,198	474	16,4	3,15	0,1127	0,0495	1,40	0,2684
3	0,108	0,222	432	12,5	3,15	0,1533	0,0489	2,61	0,2834

Fonte: Yan *et al.* (1997).

Tabela 2: Propriedades físicas e parâmetros utilizados nas simulações.

Parâmetro	Valor
-----------	-------

r_e	100 m
h	10 m
S_{or}	0,2
ρ_c	2830 kg/m ³

A saturação de água irreductível (S_{wir}) pode ser estimada pelo modelo de permeabilidade de Denoo (Wu *et al.* 2003) definido por:

$$k = \frac{100\phi^2(1 - S_{wir})}{S_{wir}} \quad [5]$$

Onde k e ϕ correspondem a permeabilidade e porosidade da formação, respectivamente.

A modelagem matemática adotada no presente trabalho para descrever a distribuição do filtrado de lama em um sistema de escoamento radial depende das três situações avaliadas, conforme apresentada na Tabela 1. As propriedades físico-químicas utilizadas nas três situações (poços) estão presentes na Tabela 2.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ϕ_c	0,1
C_{solid}	20kg/m ³
C_f	1000 kg/m ³
C_d^*	10 ⁻⁵
$k_{ro,max}$	1
no	2
μ	1 cp

Fonte: (Windartoet *al.*, 2012).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para o estudo numérico do escoamento radial da invasão de fluido de perfuração no

meio poroso saturado por óleo foram utilizadas informações referentes a três poços (Tabela 1 e 2), conforme proposto por Windarto *et al.* (2012).

3.1. Perfis radiais da concentração adimensional de fluido de perfuração no reservatório petrolífero

Na Figura 4 é possível observar o mesmo comportamento descrito na Figura 3, a qual, são apresentadas as diversas regiões: Zonas invadia, transição e não-invadida, representando, desta forma, a distribuição radial da concentração de fluido de perfuração adimensional nas mediações do poço.

A Figura 5 ilustra o efeito do passo de tempo adimensional (Vt_d) no cálculo da concentração adimensional do fluido de perfuração (C_d) em função da distância radial adimensional (r_d) em um tamanho constante de espaçamento na variável espacial adimensional igual 0,005 para todas as simulações realizadas neste trabalho.

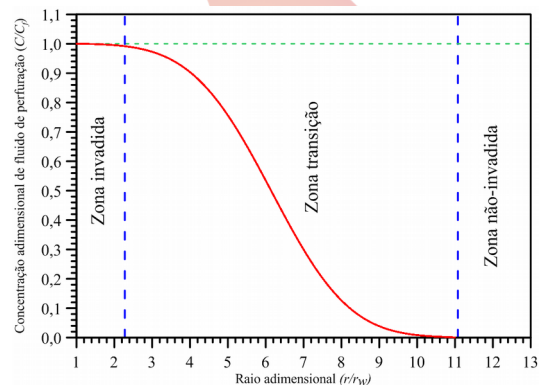


Figura 4: Distribuição radial da concentração adimensional de fluido de perfuração no reservatório petrolífero

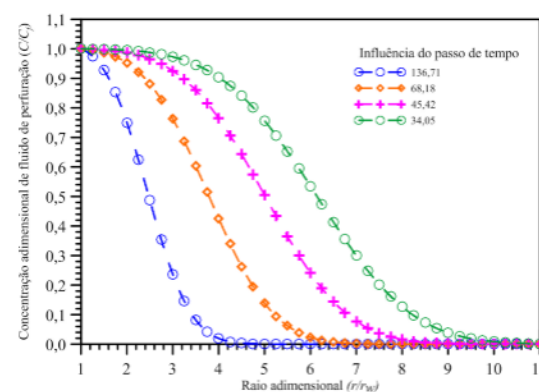


Figura 5: Influência do passo de tempo na obtenção da solução numéricos no presente trabalho da concentração adimensional de fluido de perfuração no poço 1.

Ao observar-se a Figura 5, nota-se que os resultados obtidos das simulações numéricas das equações do problema físico em estudo, com os valores utilizados para o passo no tempo adimensional, apresentam uma forte dependência da solução numérica (Zahedzadeh, 2004).

Os resultados apresentados estão em conformidade com trabalhos reportados na literatura (Zahedzadeh, 2004 e Windarto *et al.*, 2012), os quais apresentam que neste tipo de escoamento, o fluido que está no poço (invasor) penetra o meio poroso saturado por outro fluido (residente). Esta situação simula um caso real, onde o fluido de perfuração invade o reservatório saturado por óleo. Este escoamento é naturalmente transiente, por tratar-se da substituição de um fluido por outro. A propagação da frente de invasão é monitorada através da variável concentração volumétrica do fluido invasor.

Nas Figuras 6, 7 e 8 estão representados, respectivamente, os perfis radiais das concentrações adimensionais dos fluidos de perfuração para os três poços analisados, bem como os valores numéricos disponíveis no trabalho de Windarto *et al.* (2012). Verifica-se que os resultados numéricos mostram uma boa concordância

com os dados numéricos Windarto *et al.* (2012) para os três poços utilizados no presente trabalho.

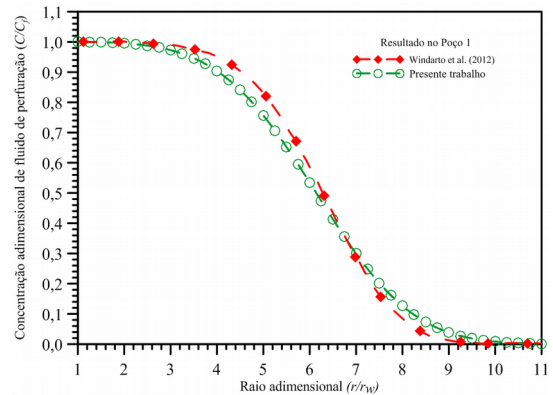


Figura 6: Comparação entre os resultados da simulação numéricos da distribuição radial da concentração de fluido de perfuração adimensional, obtidos por Windarto *et al* (2012) e o presente trabalho para o poço 1.

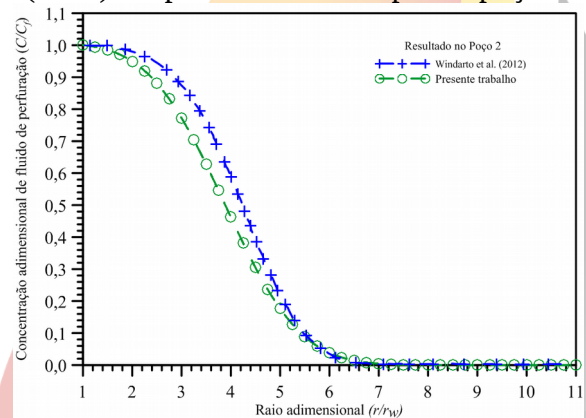


Figura 7: Comparação entre os resultados da simulação numéricos da distribuição radial da concentração de fluido de perfuração adimensional, obtidos por Windarto *et al* (2012) e o presente trabalho para o poço 2.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

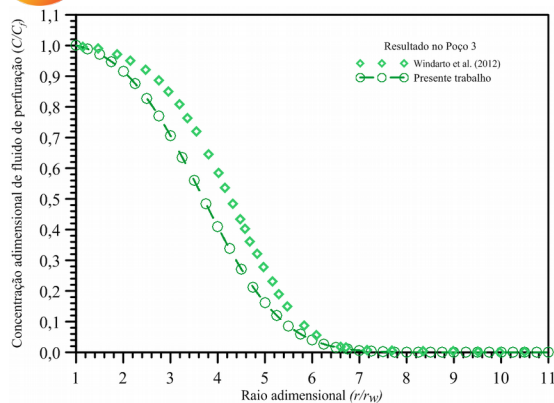


Figura 8: Comparação entre os resultados da simulação numérica da distribuição radial da concentração de fluido de perfuração adimensional, obtidos por Windarto *et al* (2012) e o presente trabalho para o poço 3.

Ao se observar atentamente os perfis radiais da concentração de fluido de perfuração adimensional, obtidos através da simulação numérica, percebe-se que de uma maneira geral, há uma pequena discrepância na zona de transição entre os valores obtidos Windarto *et al* (2012) e o presente trabalho para os poços 1 e 2, e uma maior discrepância dos valores numéricos na zona de transição para o poço 3. Este fato está relacionado a algum ajuste no modelo matemático e nas propriedades físicas do meio.

4. CONCLUSÕES

Ao se comparar os resultados do presente trabalho como os de Windarto *et al* (2012) foi observada uma boa concordância nas

distribuições radial da concentração adimensional do fluido de perfuração na formação. Todavia, apresentou uma discrepância nos resultados na zona de transição.

Verificou-se que o passo de tempo tem influência direta na obtenção da solução numérica da modelagem matemática proposta.

A modelagem matemática proposta, tanto matemática como numérica, dará suporte ao desenvolvimento de um aplicativo computacional, em um trabalho posterior, capaz de prever a distribuição de concentração de um filtrado de lama nas aproximações do poço, e com isto poder fazer uma melhor avaliação da situação física causada por um fenômeno real, que é o dano à formação.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CIVAN, F. **A multiphase mud filtrate invasion and well bore filter cake formation model**. SPE 28709. Society of Petroleum Engineers, 1994.

CIVAN, F.; ENGLER, T. **Drilling mud filtrate invasion- improved model and solution**. J. Pet. Sci. Eng. p. 183-193, 1994.

DEWAN, J. T.; CHENEVERT, M. E. **A model filtration of water-base mud during drilling: determination of mud cake**



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

parameters. *Petrophysics* 42, p.237-250, 1993.

MEDEIROS, B. E. A. **Efeito de viscosificantes na filtração de fluidos de perfuração à base água.** Dissertação (Graduação em Engenharia de Processos em Plantas de Petróleo e Gás Natural), Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN. 2010. 20f.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

WINDARTO; GUNAWAN, A.Y.; SUKARNO, P.; SOEWONO, E. **Modeling of mud filtrate invasion and damage zone formation.** *J. Pet. Sci. Eng.* 77, p. 359–364, 2011.

WINDARTO; GUNAWAN, A.Y.; SUKARNO, P.; SOEWONO, E. **Modeling of formation damage to mud filtrate invasion in a radial system.** *J. Pet. Sci. Eng.* 100, p. 99-105, 2012.

YAN, J.; JIANG, G.; WU, X. **Evaluation of formation damage caused by drilling and completion fluids in horizontal wells.** *J. Can. Pet. Technol.* 36 (5), p. 36–42, 1997.

ZAHEDZADEH, M.; SHADIZADEH S. R.; DADVAR M. **Mathematical investigation of mud (drilling fluid) dispersion through porous**

media. In: Iranian Chemical Engineering Congress, 9. 2004.



www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br