

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Simulação Numérica da Penetração de Fluido de Perfuração em Reservatórios de Petróleo

AUTORES:

Aldir Pimentel da Costa, Ricardo de Andrade Medronho, Silvia Maria Cruzeiro da Silva

INSTITUIÇÃO:

UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro & ANP – Agência Nacional do Petróleo/PRH13

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. 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 5ºPDPETRO.

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA PENETRAÇÃO DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Abstract

The drilling of wells is a quite common operation in the oil industry for the discovering of new reservoirs. This activity requires the knowledge of operational parameters in order to reduce the drilling costs, which are high in nature. Through this knowledge, it is possible to minimize accidents and prevent damage to reservoir, such as excessive invasion of the drilling fluid used in the process. Therefore, it is important to know the parameters related to the reservoir and also know the rheology of the fluids used in the process.

Due to lack of experimental data and the complexity of well drillings, numerical simulation becomes an attractive option, since they costs are extremely low when compared to experimental results and bring satisfactory results when predicting phenomena associated to drilling.

In this work, the software used in the simulations was the ANSYS CFX 11.0. It was employed to analyze the behavior of the front of invasion of two different drilling fluids and to monitor parameters such as pressure, flow rate and shear stress at specific control points into the reservoir.

The simulated results showed that the injection flux of drilling fluid has no influence on the saturation time and in the front of invasion profile. Based on a reservoir with isotropic permeability and in a simple model of permeability drop with time, it was possible to observe that the drilling fluids invade the reservoir with a well defined profile. It was also observed that, as expected, the invasion front of the drilling fluid with lower apparent viscosity (turbulent flow) advances faster than the fluid with higher apparent viscosity (laminar flow). It was also confirmed that an increase in permeability and porosity decreases the saturation time, i.e., the complete invasion of the studied reservoir portion occurs more rapidly.

Introdução

A perfuração de poços é uma operação bastante comum na indústria do petróleo em tempos de descobertas de novos reservatórios. Esta etapa envolve o conhecimento de parâmetros operacionais, com o intuito de reduzir os custos de perfuração, elevados por natureza, minimizar a possibilidade de acidentes e evitar danos ao reservatório, como a invasão do fluido de perfuração utilizado no processo. Por isto, é extremamente importante o conhecimento dos parâmetros relacionados à formação (reservatório) e a reologia dos fluidos utilizados no processo.

Mediante a escassez de dados experimentais e a complexidade dos problemas envolvendo a perfuração de poços, torna-se atrativa o uso de técnicas envolvendo simulações numéricas, que apresentam custos sensivelmente menores e trazem resultados satisfatórios na previsão dos fenômenos presentes quando da perfuração.

O problema abordado neste texto foi simulado através do uso de um software de simulação (CFX 11.0, da ANSYS) para analisar o comportamento da frente de invasão de dois fluidos de perfuração distintos e monitorar parâmetros inerentes ao reservatório, como pressão, velocidades e tensões de cisalhamento, em pontos de controle localizados em regiões específicas da formação.

Para tornar o problema abrangente, foram analisadas duas vazões características de injeção de fluidos de perfuração pela broca e quatro reservatórios com propriedades diferentes, totalizando dezesseis simulações. Os resultados obtidos permitem concluir que a vazão de injeção de lama de perfuração tem influência desprezível no tempo de saturação e no perfil da frente de invasão de fluido

na formação. Considerando reservatório com permeabilidade isotrópica e baseando-se em um modelo simples de queda de permeabilidade com o tempo, pode-se observar que os fluidos de perfuração invadem a formação com um perfil bem definido e coerente. Além disso, constatou-se, como esperado, que a frente de invasão do fluido de perfuração de menor viscosidade aparente, que escoar em regime turbulento, avança mais rapidamente na formação que a frente do fluido mais viscoso, que escoar em regime laminar, e também que o aumento da permeabilidade e da porosidade proporciona tempos de saturação da formação menores, isto é a invasão completa da porção de formação analisada ocorre mais rapidamente.

Metodologia

O estudo baseou-se na invasão de dois fluidos de perfuração, à formação, cuja tinha permeabilidade e porosidades variáveis. Além disto, foram testadas duas vazões de injeção de fluido pela broca, totalizando-se dezesseis simulações, que são nomeadas de acordo como suas propriedades (por exemplo, SIMT111: significa escoamento turbulento, do fluido de perfuração I, injetado a velocidade I, menor velocidade de injeção, relativa à formação tipo I, menos permeável. Valores crescentes dos respectivos valores contidos no TAG significam aumento das variáveis.).

Os fluidos de perfuração foram tratados como fluidos de potência, com os parâmetros reológicos (k e n) definidos por dados experimentais, onde a viscosidade aparente pode ser definida pelas expressões abaixo:

$$\begin{aligned} \text{Para o fluido de perfuração I: } \mu_{ap} &= 0,162\gamma^{-0,446} \\ R^2 &= 0,947 \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \text{Para o fluido de perfuração II: } \mu_{ap} &= 5,100\gamma^{-0,853} \\ R^2 &= 1,000 \end{aligned} \quad (2)$$

Neste contexto, como base no Número de Reynolds, foram definidas as características do escoamento: turbulento para o fluido de perfuração I e laminar para o fluido de perfuração II.

Após testes de sensibilidade de malha, utilizou-se uma malha pentaédrica, com 430155 nós e 285246 elementos, contemplando os três domínios da geometria: anular, reboco e formação. Todas as considerações adotadas neste estudo, condições de contorno, aspectos inerentes à modelagem detalhada dos domínios e dos fluidos de perfuração encontram-se disponíveis em <http://www.eq.ufrj.br/prh13/producao-cientifica/>.

Resultados e Discussão

Neste capítulo são descritos os principais resultados obtidos com as simulações, analisando-se a influência das variáveis estudadas no avanço da frente de invasão dos fluidos de perfuração.

A influência do fluido de perfuração (reologia) na invasão à formação pode ser visualizada através dos gráficos abaixo (Figura 1), onde a única diferença entre estes é justamente o fluido de perfuração analisado, mantida a velocidade de injeção constante e as propriedades da formação também. Os perfis de fração volumétrica, expostos na Figura 2 e Figura 3, mostram os resultados em questão.

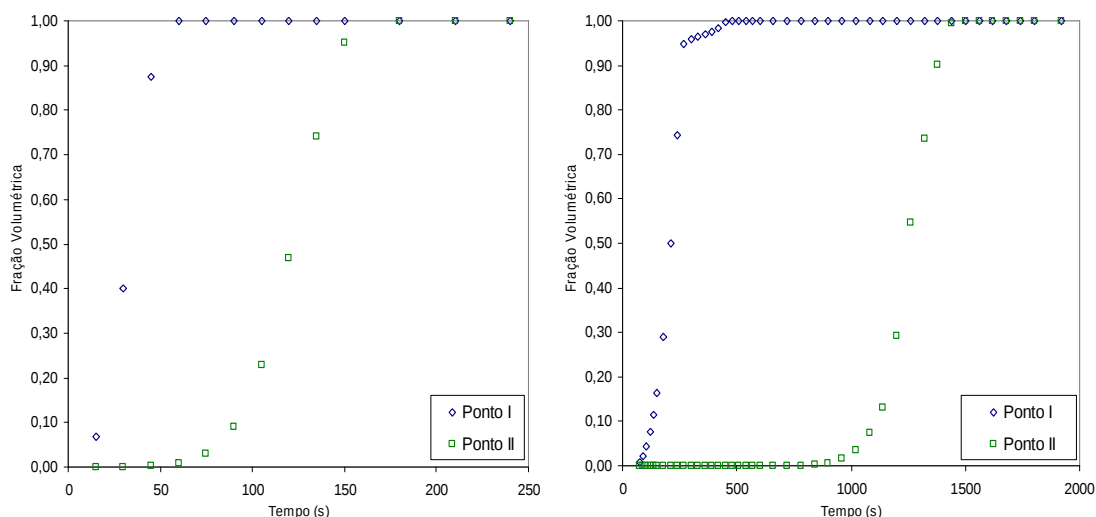


Figura 1. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido de perfuração I, à esquerda, e para o fluido de perfuração II, à direita.

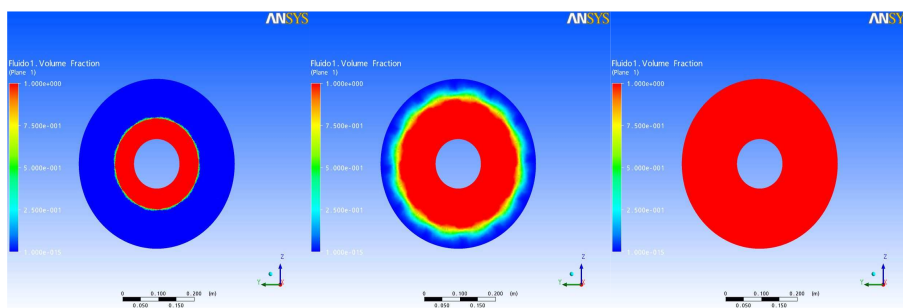


Figura 2. Frações volumétricas do fluido de perfuração I, nos tempos 0s, 60s e 180s, respectivamente.

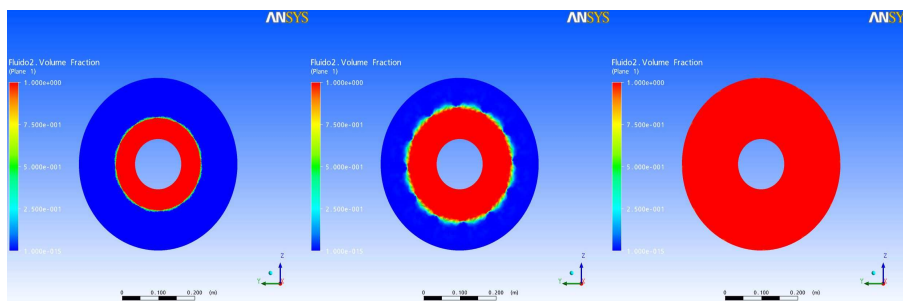


Figura 3. Frações volumétricas do fluido de perfuração II, nos tempos 0s, 60s e 1500s, respectivamente.

Pelas figuras acima, é possível notar que a invasão completa do fluido de perfuração I (180s) ocorre em tempos bastante menores quando comparada ao fluido de perfuração II (1500s). Como o fluido I, regime turbulento, possui viscosidade aparente menor que o fluido II, regime laminar, era esperado que o primeiro apresentasse maior tendência a escoar pela formação, atingindo o fim da porção analisada mais rapidamente. Este foi o resultado obtido nas simulações. Note que a cor azul caracteriza frações volumétricas de fluido de perfuração tendendo a zero e vermelho ao limite máximo, um. Frações intermediárias são representadas pelos gradientes das cores, ou seja, quanto mais próximo do vermelho, mais próxima da unidade corresponde à fração volumétrica.

O comportamento da frente de invasão, em relação a mudanças nas propriedades da formação (porosidade e permeabilidade) são mostrados para dois casos típicos, um em cada regime de escoamento (fluido I e fluido II), onde as simulações são indicadas pelo respectivo TAG. A Figura 4 analisa a invasão, frente a quatro tipos de formação, indicando os tempos de saturação para cada caso.

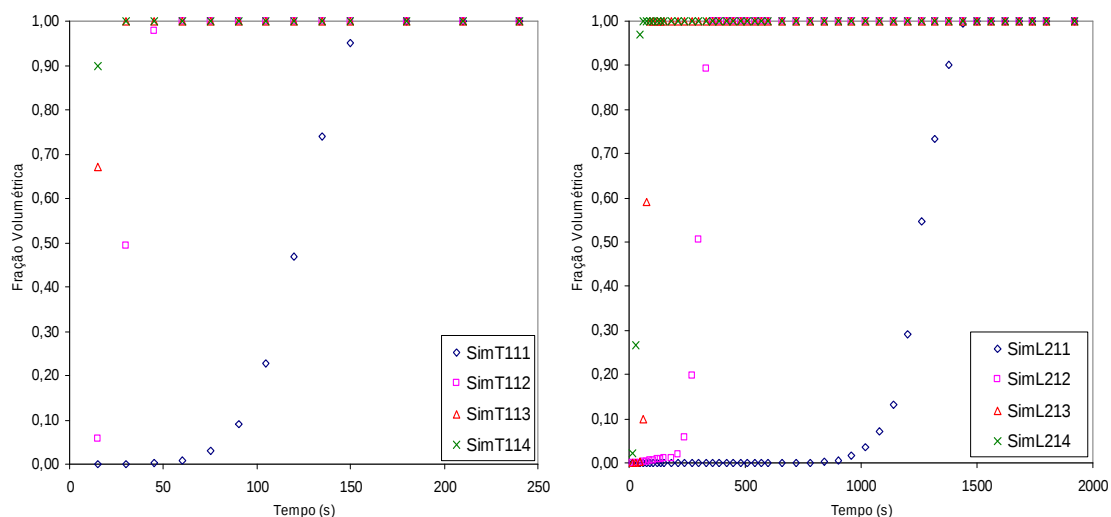


Figura 4. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, à esquerda, e para o fluido II, à direita, para os quatro diferentes tipos de formação.

Analisando-se as figuras acima, verifica-se para ambos os fluidos que, como esperado, a formação tende a ser mais facilmente invadida quanto maior for sua permeabilidade e porosidade. Isto se deve ao fato da permeabilidade ser uma medida da resistência à passagem do fluido pelos interstícios (poros) da rocha. Quando mais permeável for a formação, maior será a facilidade de escoamento e, conseqüentemente, menores serão os tempos de saturação nos pontos analisados. De posse dos resultados provenientes das simulações, pode-se analisar a influência da variação da permeabilidade no tempo de saturação (Figura 5), para ambos os fluidos.

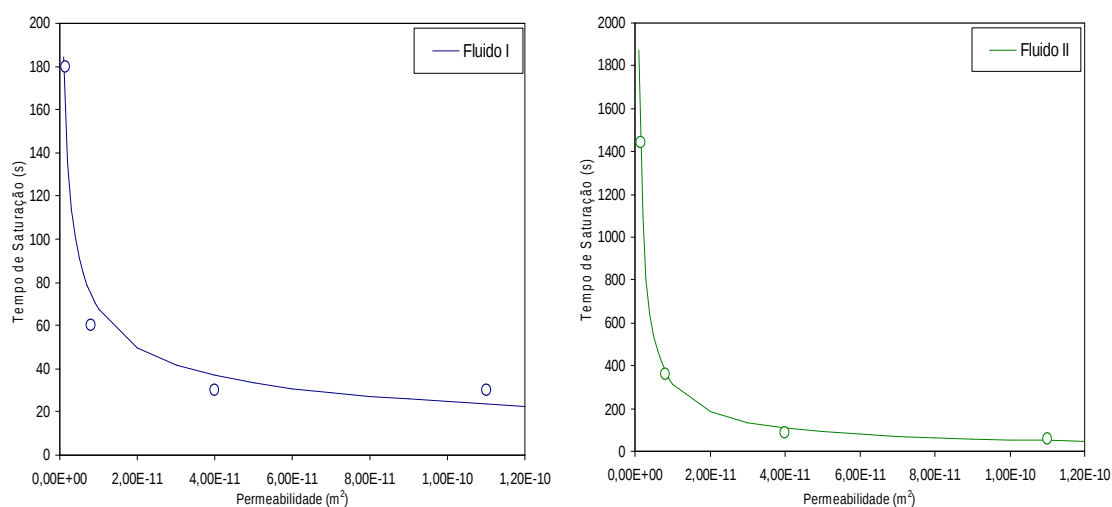


Figura 5. Influência da permeabilidade no tempo de saturação, para o fluido de perfuração I, à esquerda, e para o fluido de perfuração II, à direita.

Pelo exposto, obtêm-se expressões para o tempo de saturação em função da permeabilidade da formação, pelas quais, é possível prever tempos de saturação menores para formações mais permeáveis:

$$\text{Para o fluido de perfuração I: } t_{sat} = 1,56 \times 10^{-7} K^{-2,288} \quad (3)$$

$$R^2 = 0,918$$

Para o fluido de perfuração II:

$$t_{sat} = 1,73 \times 10^{-8} K^{-1,294}$$

$$R^2 = 0,987$$

(4)

Duas vazões de injeção foram contempladas neste trabalho. A influência desse parâmetro para o caso de menor vazão, em ambos os fluidos de perfuração, podem ser vistos nos gráficos a seguir, através da Figura 6.:

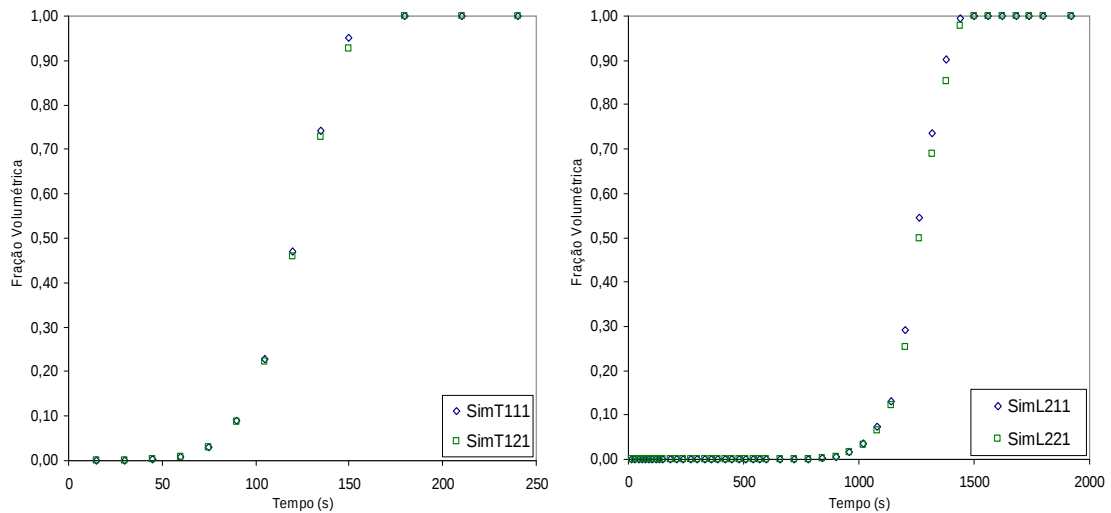


Figura 6. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido de perfuração I, à esquerda, e para o fluido de perfuração II, à direita, para a formação menos permeável.

Tendo por base as figuras acima, relativas à formação menos permeável, não foi possível identificar discrepâncias significativas no perfil de fração volumétrica para, ambos os fluidos, o que mostra a não sensibilidade do problema à velocidade de injeção, dentro dos limites analisados.

O comportamento da pressão (Figura 7) e velocidade do fluido de perfuração (Figura 8) no interior da formação também foi monitorado e os resultados, para os dois regimes de escoamento, no meio menos permeável, estão apresentados a seguir.

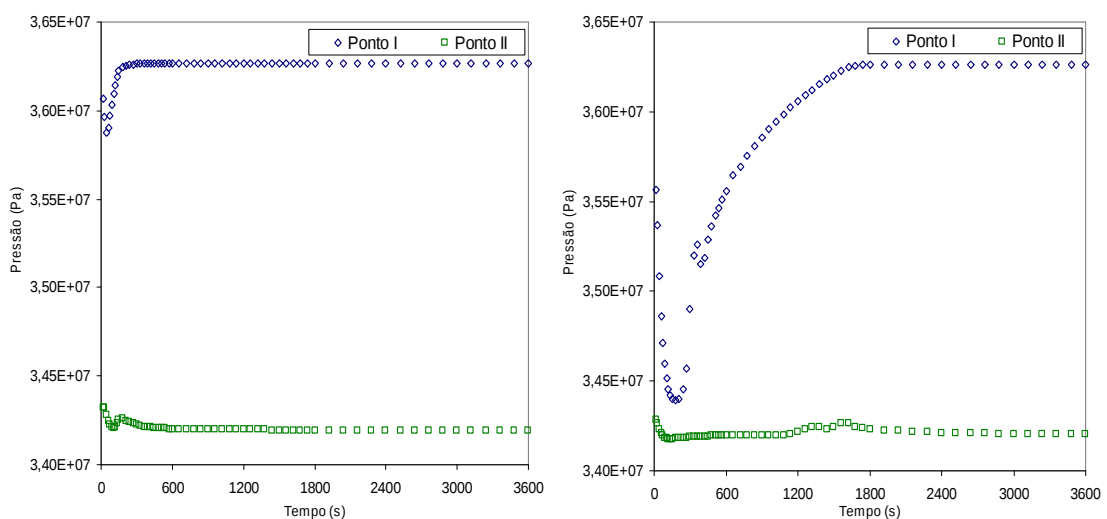


Figura 7. Pressão em função do tempo para o fluido de perfuração I, à esquerda, e para o fluido de perfuração II, à direita, em relação à formação menos permeável.

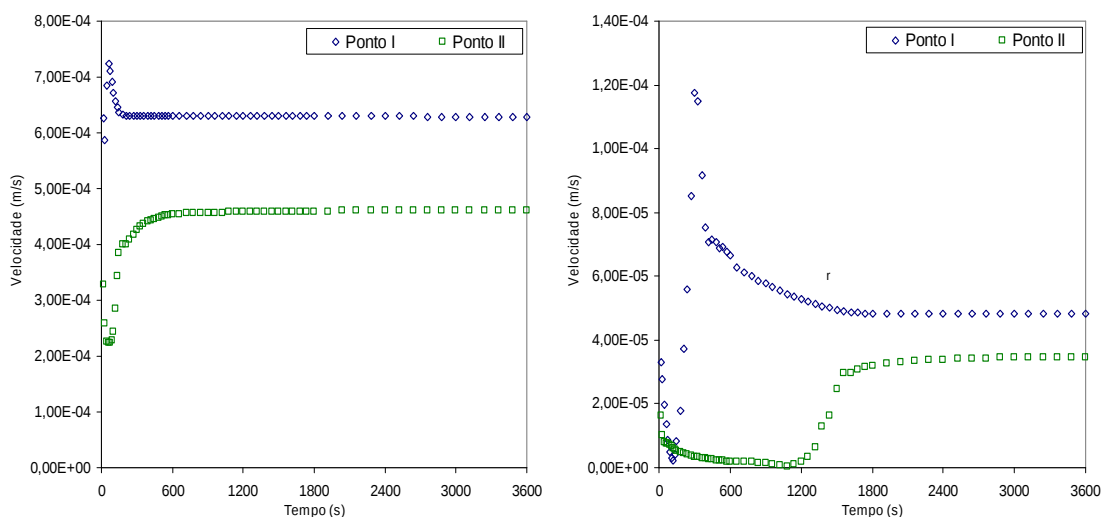


Figura 8. Velocidade em função do tempo para o fluido de perfuração I, à esquerda, e para o fluido de perfuração II, à direita, em relação à formação menos permeável.

Nas figuras acima é possível notar que após o tempo de saturação, a pressão é estabilizada em um valor próximo a pressão do anular, menor, para o ponto I. O ponto II, não apresentou variações na pressão, ficando praticamente igual a do início do processo (condições iniciais da formação). Pode-se perceber a existência de um nítido gradiente de pressão radial, na região da formação. A velocidade apresenta comportamento similar à pressão, por serem variáveis relacionadas. No caso do regime laminar, há variações no início do processo, que tendem a ser minimizadas em tempos próximos à saturação, até a chegada do patamar de estabilização.

Conclusões

Com base nos resultados obtidos no presente estudo, pode-se concluir que:

- A influência da vazão de injeção de lama de perfuração no tempo de saturação e no perfil da frente de invasão de fluido na formação é desprezível.
- Para formações isotrópicas e baseando-se em um modelo simples de queda de permeabilidade com o tempo, os fluidos de perfuração invadem a formação com um perfil bem definido e coerente.
- A frente de invasão do fluido de perfuração de menor viscosidade aparente, que escoar em regime turbulento, avança mais rapidamente na formação que a frente do fluido mais viscoso, que escoar em regime laminar.
- No que diz respeito à formação, o aumento da permeabilidade e da porosidade proporciona tempos de saturação da formação menores, isto é a invasão completa da porção de formação analisada ocorre mais rapidamente.
- Através do comportamento da velocidade no interior da formação, é possível notar que a permeabilidade do reboco pouco influencia na dinâmica do processo, já que a permeabilidade da formação possui valores menores que esta, dificultando o fluxo de fluido proveniente do reboco.
- Foi possível obter, neste estudo, expressões capazes de correlacionar a permeabilidade da formação e o tempo de saturação, para ambos os fluidos de perfuração, bem ajustadas aos valores simulados.

Agradecimentos

A toda minha família, pelo grande apoio e confiança. Aos meus orientadores, professor Ricardo de Andrade Medronho, por todo conhecimento compartilhado e à imensa vontade em ensinar, desde as disciplinas de graduação; pela amizade, disponibilidade e comprometimento; à professora Silvia Maria Cruzeiro da Silva, pelo estímulo, conversas e coragem transmitida durante as etapas deste estudo. Ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo – ANP – e da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP.

Referências Bibliográficas

Alves, J.L.D., Coutinho, A.L.G.A., Elias, R.N., Landu, L., Martins, A.L., *Modelagem Computacional da Prisão Diferencial da Coluna de Perfuração em Poços não Convencionais*, Universidade Federal do Rio de Janeiro & CENPES – Petrobras.

ANSYS CFX; (2005); CFX-11 Solver Theory & Solver Modelling. Ansys Inc. Canonsburg, USA.

Barbosa, F.A., Fontoura, S.A.B., Romanel, C., *Estudo Numérico de Declínio da Injetividade em Rocha*, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2002.

Bird, R.B., Lightfoot, E.N., Stewart, W.E., *Transport Phenomena*, 2ªed. John Wiley & Sons, Inc, 2002.

Brondani, W.M., Coradin, H.T., Franco, A.L., Mattiussi, E.M., *Escoamento Laminar de Fluidos Não-newtonianos em Tubos de Seção Transversal Elíptica*, 4ª PDPETRO, Campinas – SP, 2007.

Calçada, L.A., Leal, A.B, Pereira, T.C., Santos D.S., Scheid, C.M., *Estudo do Escoamento de Fluidos Não-newtonianos em Dutos*, VI Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica, 2005.

Carneiro, D.G.P. (2004), *Injeção de Esferas de Baixa Densidade na Base do Riser no Processo de Perfuração com Duplo Gradiente: um Estudo com o Auxílio de Fluidodinâmica Computacional (CFD)*. Dissertação (Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Dados Técnicos, Agência Nacional do Petróleo, <http://www.anp.gov.br>, acessado em 02/02/2009.

Euriclides, G.T., Lacerda, I.S., Santana, W.S.S., *Ajuste de Equações para Viscosidade Cinemática de Produtos de Petróleo em Função da Temperatura*, 3º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás, Salvador, 2005.

Forchheimer, P., Wasserbewegung durch Boden, Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure, 45, 1782-1788, 1901.

Maliska, C.R., *Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional*, 2ª ed., LTC Editora, 2004.

Massarani, G., *Fluidodinâmica em Sistemas Particulados*, 2ªed., Rio de Janeiro, e-papers, 2002.

Seed, A Extração de Petróleo, <http://199.6.131.12/pt/scictr/watch/makingoi/birth>, acessado em 15/03/2009.

Spizzirri, M.T.A., *Relações entre Atributos Sísmicos e Parâmetros Petrofísicos na Formação Açú*, Campinas, São Paulo, 1998.