

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Simulação Numérica da Fuga de Fluido em Canal Parcialmente Poroso e Fraturado

AUTORES:

Guilherme H. de Lima, Fernando C. De Lai, Silvio L. M. Junqueira

INSTITUIÇÃO:

Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais, Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba-PR. 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 8ºPDPETRO.

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA FUGA DE FLUIDO EM CANAL PARCIALMENTE POROSO E FRATURADO

Abstract

During the perforation process of a petroleum well, it is common the natural presence or the induced generation of fractures in the rock formation. The fractures form preferential paths to the fluid flow, which may be prejudicial to the perforation, once the perforation fluid may invade the porous substrates, whether the pressure in the well is superior to the porous pressure in the formation. This fugue of fluid to the formation is referred as invasion phenomenon, being one of the main causes of loss circulation in perforation processes. In this work, it is proposed to model and simulate numerically the flow in a partially porous and fractured channel. This channel represents the annular space between the perforation column and the porous formation, which possesses a discrete fracture. This way, the group channel-formation is idealized by a microscopic approach of the order of magnitude of the fracture, being delimited by a porous-fluid interface, characterizing a medium with double permeability. For this, the porous medium is represented by a homogeneous model (or porous-continuum), which considers the solid and fluid phases in one single continuum phase, treating the porous medium as a macroscopic scale of the order of magnitude of the pores. The numerical solution of the conservation equations, for both the fluid phase (Navier-Stokes), as well as for the porous phase (Darcy-Brinkman-Forchheimer), is obtained through the finite volume method. The characterization of the invasion phenomenon is done through the variation of parameters relative to the porous medium (Darcy number and porosity) and to the flow regime in the group channel-formation (Reynolds number and the flow escaping through the fracture). Results are investigated as function of velocity and pressure fields of the group channel-formation, as well of the pressures in the channel entry (bottom of the well) and in the outlet of the fracture (porous pressure). With the characterization of these parameters is possible to foresee the intensity and the extension of the fluid invasion through porous formations, assisting in operating conditions for the solution of loss circulation in perforation processes.

Introdução

O escoamento de um fluido em um meio com interface fluido-porosa pode ser comumente observado na natureza e em diversas aplicações industriais, sendo a perfuração de poços de petróleo em formações rochosas o problema de interesse para o presente trabalho. Neste tipo de escoamento, os fenômenos físicos envolvidos entre as fases são diversos, o que faz com que o estudo e a modelagem numérica deste tipo de escoamento sejam tarefas de grande complexidade. A investigação destes fenômenos proporciona o desenvolvimento de trabalhos em áreas como a física, engenharias mecânica, civil, nuclear, química, petrolífera, ambiental e aeroespacial (FALCONE et al. 2009).

Durante a perfuração de poços de petróleo em formações rochosas, é possível observar a presença de diferentes fases sólidas, líquidas ou gasosas, sendo a interação do fluido de perfuração com o conjunto poço-formação rochosa (domínio com interface fluido-porosa) o problema de interesse para o presente trabalho. O fluido de perfuração é injetado pela coluna de perfuração, sendo responsável por, além de outras funções, arrefecer a broca de perfuração e carregar os cascalhos provenientes da perfuração com a broca rotativa, retornando pelo espaço anular compreendido entre a coluna de perfuração e a parede do poço.

Um dos problemas comuns neste tipo de operação é a perda de circulação do fluido de perfuração, quando a quantidade de fluido que retorna pelo espaço anular é menor do que a quantidade injetada pela coluna de perfuração. Esta fuga de fluido é denominada como fenômeno de invasão, efeito que pode ser intensificado na presença de fraturas no interior da formação e que pode vir a causar instabilidades locais e dificuldades de controle do poço (ADACHI et al., 2004). As fraturas podem existir naturalmente na formação, mas também podem ser originadas por forças aplicadas sobre a broca durante o processo de perfuração, podendo atuar como condutores ou obstáculos hidráulicos, de acordo com as características geométricas da formação (DIETRICH et al., 2005).

A situação descrita compromete a produtividade do poço, bem como os tempos de recuperação. Por isso, diversas técnicas são utilizadas para controlar o fluxo de fluido que escoar entre o conjunto composto pelo poço e pela formação, sendo uma delas o controle da vazão de fluido injetado na coluna de perfuração. A análise deste tipo de problema é útil na redução de eventuais perdas de circulação em situações de perfuração, uma vez que a mudança na velocidade do fluido de perfuração pode modificar a forma com que este fluido interage com o domínio parcialmente poroso, de acordo com as propriedades do fluido e do meio poroso (THOMAS, 1999).

A complexidade geométrica observada em formações porosas implica na busca de modelos que sejam capazes de representar as propriedades físicas referentes à interface entre os domínios sólido e fluido. O meio poroso a ser utilizado neste trabalho é descrito como um domínio composto por uma fase contínua, em que descontinuidades (fraturas) representadas por uma região fluida estão presentes. Desta forma, tem-se um domínio onde a região porosa é representada por um modelo homogêneo ou poro-contínuo, através de uma escala macroscópica que permite determinar as propriedades médias do meio (NIELD e BEJAN, 2006). Nesse sentido, o domínio do fluido pode ser considerado como sendo fraturas introduzidas no meio poroso, em que a ordem de grandeza microscópica das fraturas permite observar a interface entre o meio poroso e o fluido.

O escoamento através de um meio com interface fluido-porosa foi investigado por Betchen et al. (2006), em um trabalho em que foram apresentados os efeitos da direção de incidência do escoamento sobre a interface. O meio poroso foi abordado através de um modelo homogêneo, em que diferentes parâmetros referentes às propriedades hidráulicas do domínio poroso foram variados. Resultados mostram os perfis de velocidade e de queda de pressão para configurações com diferentes permeabilidades.

Chandesris e Jamet (2007) investigaram o escoamento em um canal parcialmente poroso, para diferentes escalas de interface fluido-porosa, através de comparações entre os modelos macro, meso e microscópicos para o meio poroso. Uma boa concordância entre os resultados foi obtida, mostrando ser possível correlacionar diferentes escalas para representar o escoamento em um meio parcialmente poroso. Os resultados mostram uma diferença significativa na interface para os perfis de velocidade entre o modelo microscópico e os modelos meso e macroscópicos, indicando que a região de interface é mais sensível aos parâmetros geométricos do meio poroso para o modelo heterogêneo.

O canal parcialmente poroso fraturado foi investigado por diferentes autores (e.g., DIAS, 2010, ANDREATTA, 2011), apresentando uma análise da fuga de fluido pela fratura através da variação de propriedades do fluido e do meio poroso. As variações nos parâmetros do escoamento e nas condições do contorno também tiveram sua influência analisada, apresentando resultados através de perfis de velocidade do fluido e da vazão na saída da fratura. Através destes resultados foi possível identificar os parâmetros que desfavorecem o escoamento do fluido pela fratura.

O presente estudo tem como objetivo apresentar resultados preliminares de verificação para os problemas do canal parcialmente poroso e canal com plugue poroso. Além disso, pretende-se

apresentar resultados preliminares para o canal parcialmente poroso fraturado, com geometria e condições de contorno que representam o fenômeno de invasão. Os resultados apresentados se concentram na variação de propriedades referentes à intensidade do escoamento (número de Reynolds) e propriedades hidráulicas do meio poroso (e.g., número de Darcy, porosidade).

Formulação do Problema

O problema proposto é definido pela perda de circulação de fluido de perfuração durante uma operação de perfuração, associada ao fenômeno de invasão em formações porosas fraturadas. As fraturas atuam como condutores hidráulicos, fazendo com que o escoamento de fluido de perfuração para o interior da formação seja facilitado. Com isto, pretende-se investigar diferentes configurações do escoamento e do meio poroso, de forma a obter os casos que desfavoreçam a ocorrência do fenômeno de invasão, através do monitoramento da vazão de fuga de fluido pela fratura.

A Figura 1 mostra a representação do conjunto poço-formação, em uma operação de perfuração vertical, em que um plano de fratura horizontal está inserido. Na Figura 1(a) é possível observar um plano de corte longitudinal, pelo qual pode ser vista a espessura da fratura e_{FR} , que representa a descontinuidade na direção axial do poço. Um plano de corte axial é representado na Figura 1(b), pelo qual é possível observar a profundidade da fratura (z_{FR}).

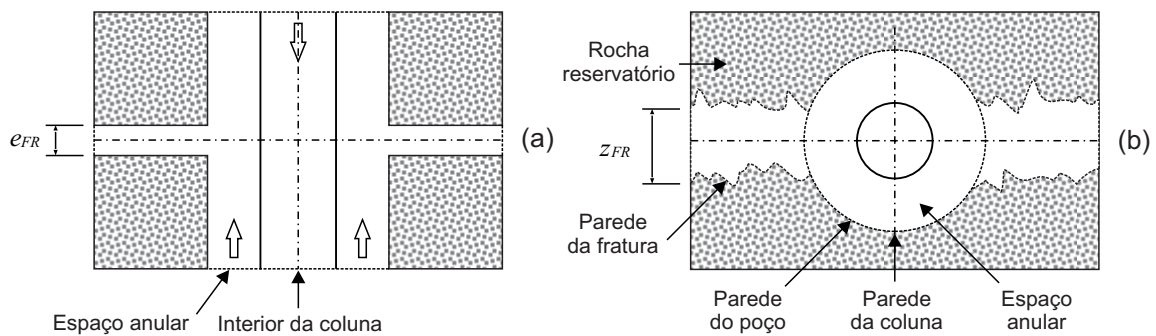


Figura 1 – Representação geométrica do conjunto poço-formação com uma fratura: (a) corte longitudinal; (b) corte transversal.

Neste problema, fluido de perfuração escoia pela coluna de perfuração e retorna pelo espaço anular. A região fraturada possui um gradiente de pressão, em relação ao canal livre, suficiente para que haja fuga do escoamento para o interior da formação. O fluido é considerado incompressível e newtoniano. O escoamento é considerado monofásico, em regime permanente, isotérmico e bidimensional. As propriedades são constantes tanto para o domínio poroso quanto para o fluido. As forças gravitacionais são desprezíveis em relação aos demais termos da equação do balanço da quantidade de movimento.

Formulação Matemática

Tendo em vista que o problema do escoamento em meios porosos é complexo de ser descrito devido à aleatoriedade geométrica do domínio, modelos capazes de representar os fenômenos de

transporte através destes meios são utilizados. Na abordagem homogênea, ou poro-contínua, as fronteiras entre sólido e fluido em um meio poroso saturado são descritas através de propriedades médias, fazendo uso de um modelo que considera o meio como composto por uma única fase. O escoamento para o domínio fluido é resolvido através da equação Navier-Stokes.

O modelo fundamental proposto pela Lei de Darcy é investigado em diversos trabalhos experimentais e teóricos, em que se aborda o escoamento através de meios porosos. Uma boa revisão destes trabalhos é apresentada por Lage (1998). A Lei de Darcy expressa a relação entre a velocidade média do escoamento e o gradiente de pressão, para uma direção do meio poroso. As principais extensões do modelo de Darcy (1856) são a adição do efeito viscoso, proposta por Brinkman (1947), e a do efeito inercial, proposta por Forchheimer (1901), de acordo com a expressão (VAFAI e TIEN, 1981):

$$\frac{\rho_\beta}{\phi} \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + \frac{\rho_\beta}{\phi^2} \mathbf{v} \cdot \nabla \mathbf{v} = -\nabla P + \frac{\mu}{\phi} \nabla^2 \mathbf{v} - \frac{\mu}{K} \mathbf{v} - \frac{c_F \rho_\beta}{K^{1/2}} |\mathbf{v}| \mathbf{v} + \rho_\beta \mathbf{g} \quad (1)$$

sendo t o tempo, ϕ a porosidade e c_F o coeficiente de Forchheimer, expresso por:

$$c_F = \frac{1,75}{(150\phi^5)^{1/2}} \quad (2)$$

Modelagem Numérica

Neste trabalho, a equação generalizada para o domínio poroso é resolvida através de dois programas computacionais. Dito isto, é importante ressaltar que o modelo utilizado por estes programas implica em diferenças com relação à equação geral do meio poroso. No modelo adotado por ambos os programas, a resistência inercial e viscosa relativa ao meio poroso é acrescida à equação da conservação da quantidade de movimento para o fluido através de um termo fonte $\vec{F}$, de acordo com a expressão:

$$\rho_\beta \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + \rho_\beta \mathbf{v} \cdot \nabla \mathbf{v} = -\nabla P + \mu \nabla^2 \mathbf{v} + \rho_\beta \mathbf{g} + \vec{F} \quad (3)$$

sendo $\vec{F}$ o termo fonte composto pelas resistências viscosas (termo de Darcy) e inerciais (termo de Forchheimer), respectivamente, dado pela expressão:

$$\vec{F} = -\left(\frac{\mu}{K} \mathbf{v} + \frac{c_F \rho_\beta}{K^{1/2}} |\mathbf{v}| \mathbf{v} \right) \quad (4)$$

É possível observar que existe uma diferença entre a equação presente na literatura e a equação geral dos programas CFD. Esta diferença está nos coeficientes dos termos convectivo e difusivo, C_1 e C_2 , respectivamente, que podem ser considerados pela expressão:

$$C_2 \rho_\beta \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + C_1 \rho_\beta \mathbf{v} \cdot \nabla \mathbf{v} = -\nabla P + C_2 \mu \nabla^2 \mathbf{v} + \rho_\beta \mathbf{g} + \vec{F} \quad (5)$$

sendo que os coeficientes devem ser $C_1 = 1/\phi^2$ e $C_2 = 1/\phi$ para que a equação dos programas se iguale a equação da literatura. Além disso, existe um coeficiente C_2 no termo transiente, que não exerce influência sobre a resolução do problema proposto, pois o problema é em regime permanente e o termo transiente é desconsiderado.

Devido a esta diferença entre a equação da literatura e a equação resolvida pelos programas, é necessária a implementação destes coeficientes de maneira adequada, de forma a fazer com que os programas resolvam a equação geral para o meio poroso.

Resultados para o Canal Parcialmente Poroso e Canal com Plugue Poroso

O canal parcialmente poroso representa a região entre a coluna de perfuração e a formação rochosa, em que é possível observar a presença de uma interface fluido-porosa. A metade superior do canal é composta pela região fluida, enquanto a metade inferior representa o domínio poroso, sendo possível observar as diferenças nos perfis de velocidade entre as duas regiões. A compreensão do escoamento através desse tipo de domínio é de grande importância para a investigação do problema de invasão em um canal parcialmente poroso fraturado. Por isso, a comparação dos perfis de velocidade entre a literatura e os programas CFD é apresentada na Figura 2. A velocidade é adimensionalizada pela velocidade média na região livre em condições de escoamento completamente desenvolvido.

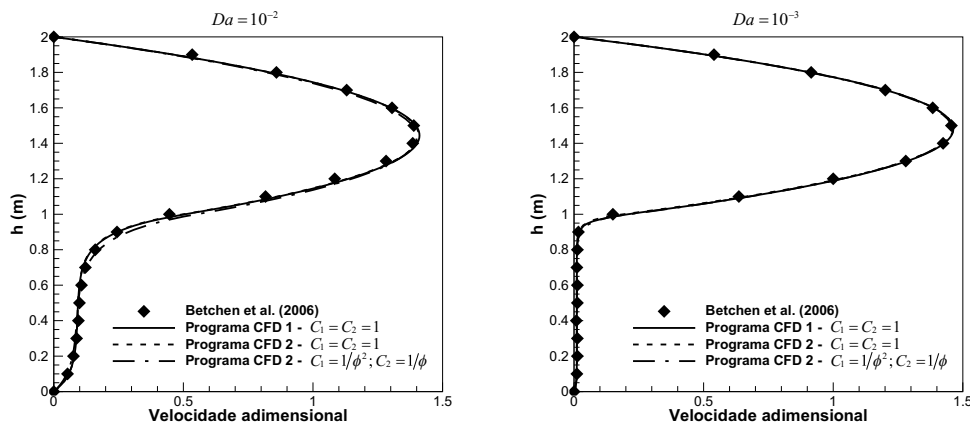


Figura 2 – Comparação dos perfis de velocidade entre a literatura e os programas CFD para o canal parcialmente poroso para $Da = 10^{-2}$ e $Da = 10^{-3}$.

Nesta figura é possível observar que existe pouca diferença nos perfis de velocidade para os dois programas, com ou sem os coeficientes C_1 e C_2 implementados de maneira adequada. Isto indica que, para o escoamento paralelo à interface fluido-porosa, a implementação dos coeficientes não influi de maneira significativa sobre os resultados encontrados e os presentes na literatura. Além disso, os perfis de velocidade para $Da = 10^{-3}$ no canal parcialmente poroso são muito semelhantes para todos os casos, devido à baixa permeabilidade do meio poroso e à pequena influência dos termos de porosidade por haver pouco escoamento na região porosa.

As Figuras 3 e 4 mostram os resultados de perfis de velocidade e pressão, respectivamente, para o problema do canal com plugue poroso. Este problema consiste de um canal com uma região porosa no meio do domínio, pela qual há queda de pressão e de velocidade do escoamento. É possível observar na Figura 3 que para $Da = 10^{-2}$, caso mais permeável, a velocidade dentro do meio poroso é maior do que para $Da = 10^{-3}$, caso com menor permeabilidade. Além disso, é possível observar que, para ambos os casos, houve melhora nos perfis de velocidade no programa CFD em que foi possível realizar a implementação dos coeficientes $C_1 = 1/\phi^2$ e $C_2 = 1/\phi$, em comparação com os resultados de Betchen et al. (2006).

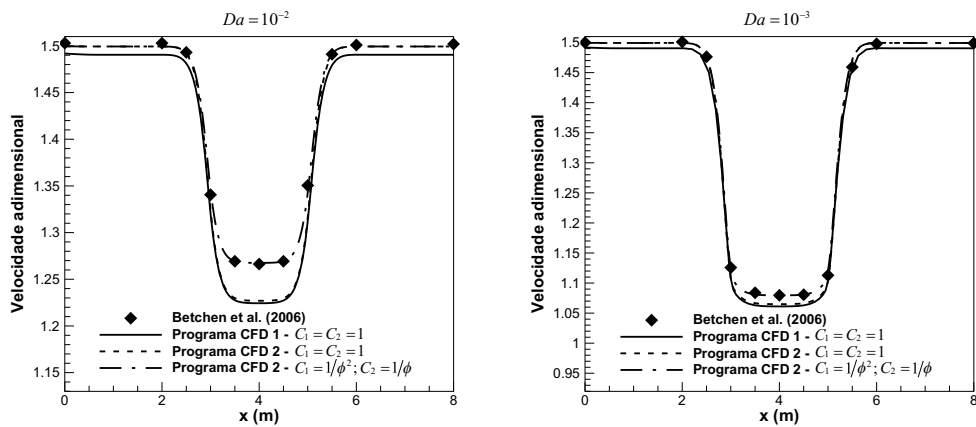


Figura 3 - Comparação dos perfis de velocidade entre a literatura e os programas CFD para o canal com plugue poroso para $Da = 10^{-2}$ e $Da = 10^{-3}$.

Na Figura 4 é possível observar os perfis de queda de pressão ao longo do canal com plugue poroso. Os erros associados à queda de pressão são menos significativos dos que os erros para os perfis de velocidade, no entanto, pode ser visto que houve melhora para o caso em que foi possível implementar os coeficientes $C_1 = 1/\phi^2$ e $C_2 = 1/\phi$. Para todos os casos apresentados, os maiores erros encontrados foram para os casos menos permeáveis, em que a influência do escoamento através do meio poroso é mais significativa, uma vez que os casos menos permeáveis se aproximam de um sólido e o escoamento dentro do meio poroso é dificultado.

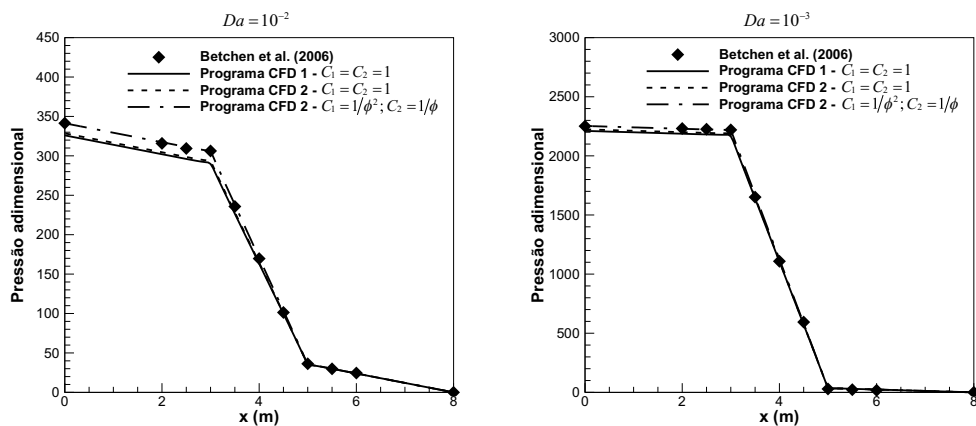


Figura 4 - Comparação dos perfis de pressão entre a literatura e os programas CFD para o canal com plugue poroso para $Da = 10^{-2}$ e $Da = 10^{-3}$.

Resultados para o Canal Parcialmente Poroso Fraturado

O canal parcialmente poroso fraturado apresenta uma geometria simplificada para o conjunto poço-formação, sendo de grande importância o entendimento do escoamento através deste tipo de domínio para a investigação do problema de invasão.

Na Figura 5 é possível observar a geometria e condições de contorno utilizadas para representar o fenômeno de invasão em um canal parcialmente poroso fraturado. Para esta geometria, o

fluido é injetado com velocidade inicial média em (1), saindo em (5) e em (7), considerando a pressão nula na saída da fratura ($P_f = 0$), igual à pressão na saída do canal pelas regiões fluida e porosa ($P_o = 0$). As paredes (2), (3) e (4) representam superfícies impermeáveis, apresentando condições de não deslizamento. A superfície (6) representa a interface entre o meio poroso e o fluido, em que existe o escoamento de fluido através dessa interface.

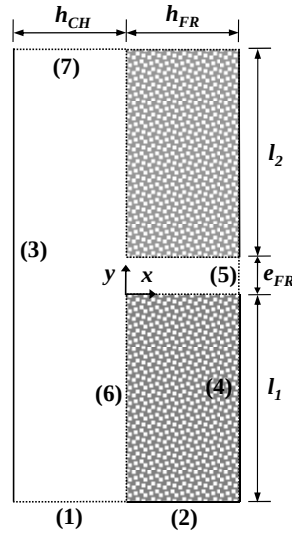


Figura 5 – Geometria e condições de contorno utilizadas para representar o fenômeno de invasão.

Na Figura 6 é possível observar a influência da variação de parâmetros do escoamento e do meio poroso sobre a vazão na saída da fratura, sendo eles o número de Reynolds (Re), o número de Darcy (Da) e a porosidade (ϕ). A vazão adimensional pela saída da fratura é adimensionalizada pela relação entre a vazão mássica na saída da fratura e a vazão mássica que entra no canal ($Q_f = q_f / q_{in}$). As simulações para o canal parcialmente poroso foram realizadas com o programa CFD 2, sendo os coeficientes $C_1 = 1$ e $C_2 = 1$, ou seja, sem a correção da equação resolvida pelo programa.

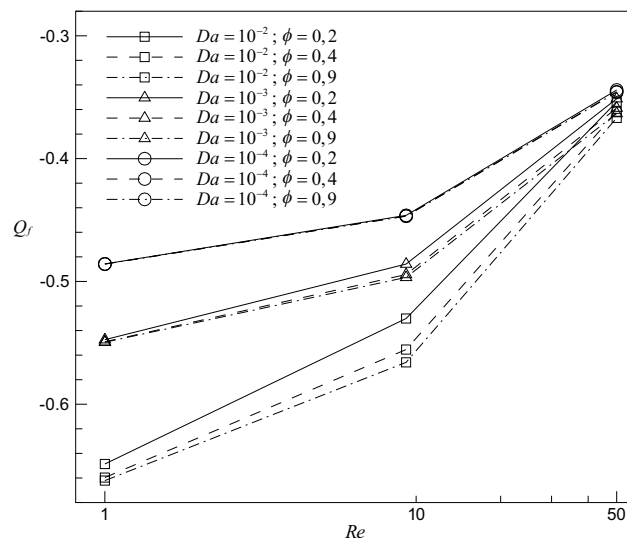


Figura 6 – Vazão adimensional na saída da fratura para a variação de Re , Da e ϕ .

O aumento no número de Reynolds (Re) exerce influência sobre a velocidade de entrada do fluido no canal, o que faz com que o fluido apresente maior inércia na direção perpendicular à fratura com este acréscimo, dificultando uma mudança na direção preferencial do escoamento. Esta maior inércia ocorre em menos fluido entrando pela fratura, sendo observado um decréscimo na vazão adimensional do fluido pela saída da fratura (Q_f).

Como pode ser visto na Figura 6, para os casos em que o meio poroso apresenta um mesmo Da , o aumento de ϕ implica em um aumento da vazão adimensional na saída da fratura Q_f . Este acréscimo de vazão na saída da fratura com o aumento da porosidade é devido à maior facilidade de penetração do escoamento através do domínio poroso. Este efeito também pode ser observado nas equações que modelam o meio poroso, em que o aumento da porosidade implica na redução do coeficiente de Forchheimer, que representa a força de arrasto sobre o fluido e as interfaces do meio poroso.

A influência de Da sobre o escoamento através do meio poroso está diretamente relacionada com a permeabilidade do meio, i.e., quanto maior o Da , maior a permeabilidade. Meios mais permeáveis tendem a permitir a passagem de fluido através do domínio com mais facilidade, logo, para o problema em questão, o aumento de Da implica no aumento da vazão de fluido proveniente do meio poroso para o interior da fratura. Este efeito pode ser observado pelo aumento da vazão adimensional de fluido Q_f na saída da fratura, como mostrado na Figura 6, de forma geral ao se manter os parâmetros Re e ϕ constantes.

Na Figura 6 também é possível observar que o número de Darcy é o parâmetro que mais exerce influência sobre a vazão adimensional na saída do canal para um mesmo número de Reynolds. Este efeito pode ser visto pois a permeabilidade é o parâmetro que quantifica a facilidade com que o fluido escoar pelo meio poroso, existindo basicamente um nível de vazão adimensional para cada Da , nos quais a variação da porosidade não influencia de maneira significativa sobre a vazão na saída do canal. Para os casos em que $Da = 10^{-4}$, ou seja, a configuração menos permeável, o meio se aproxima da permeabilidade de um meio sólido, tornando os efeitos da porosidade ainda menos pronunciáveis.

Conclusões

Uma revisão a respeito de conceitos teóricos e de trabalhos fundamentais foi apresentada, referentes ao escoamento em meios porosos, identificando problemas utilizados para a verificação do modelo. Para o escoamento em um canal parcialmente poroso, em que se verificam as condições de interface entre o fluido e o meio poroso, os resultados obtidos se mostram confiáveis, pois apresentam tendências concordantes com as esperadas ao analisar a influência dos parâmetros adimensionais nas equações que modelam o escoamento. Também houve boa concordância dos resultados para o canal com plugue poroso, sendo possível observar que a mudança nos coeficientes proveu melhora nos resultados em que $C_1 = 1/\phi^2$ e $C_2 = 1/\phi$, para todas as configurações.

Com esta modelagem foi possível investigar o fenômeno de invasão no conjunto poço-formação rochosa, apresentando os parâmetros de escoamento e do meio poroso que mais desfavorecem a fuga de fluido pela fratura. A melhora nos resultados comparados com a literatura sugere ainda que a correção dos coeficientes C_1 e C_2 deve ser implementada para o problema do canal parcialmente poroso fraturado, de forma a fazer com que os programas CFD resolvam a equação geral para o meio poroso presente na literatura. Além disso, existe o interesse em verificar resultados que serão obtidos experimentalmente através de um aparato localizado no laboratório do CERNN.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio do IRF/CENPES/PETROBRAS, ao programa PRH-ANP/MCT (PRH10-UTFPR), ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e à Fundação de Apoio à Educação, Pesquisa e Desenvolvimento Científico e Tecnológico da UTFPR (FUNTEF-PR).

Referências Bibliográficas

ADACHI, J.; BAILEY, L.; HOUWEN, O.; MEETEN, G.; WAY, P.; GROWCOCK, F.; SCHLEMMER, R. Depleted zone drilling: Reducing mud losses into fractures. In: IADC/SPE Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers, 2004. p. –. ISSN 978-1-55563-975-4.

ANDREATTA, L. Escoamento em canal parcialmente poroso e fraturado. 2011. Trabalho de Conclusão de Curso, Engenharia Industrial Mecânica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

BETCHEN, L.; STRAATMAN, A. G.; THOMPSON, B. E. A nonequilibrium finite-volume model for conjugate fluid/porous/solid domains. Numerical Heat Transfer, Part A: Applications, Taylor & Francis, v. 49, n. 6, p. 543–565, 2006.

BRINKMAN, H. A calculation of the viscosity and the sedimentation constant for solutions of large chain molecules taking into account the hampered flow of the solvent through these molecules. Physica, North-Holland, v. 13, n. 8, p. 447–448, 1947.

DARCY, H. Les fontaines publiques de la ville de Dijon. [S.l.: s.n.], 1856.

DIAS, R. Análise de escoamento em canais parcialmente porosos e fraturados. Trabalho de Conclusão de Curso, Engenharia Industrial Mecânica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2010.

FALCONE, G.; HEWITT, G. F.; ALIMONTI, C. Multiphase flow metering. Elsevier, 2009.

FORCHHEIMER, P. Wasserbewegung durch boden. Z. Ver. Deutsch. Ing, v. 45, n. 1782, p. 1788, 1901.

LAGE, J. The fundamental theory of flow through permeable media from darcy to turbulence. Transport phenomena in porous media, Elsevier Science, Oxford, v. 2, 1998.

NIELD, D. A.; BEJAN, A. Convection in Porous Media. 3. ed. Nova York: Springer Science + Business Media, Inc., 2006.

VAFAI, K.; TIEN, C. Boundary and inertia effects on flow and heat transfer in porous media. International Journal of Heat and Mass Transfer, Elsevier, v. 24, n. 2, p. 195–203, 1981.