



## Influência da vazão de injeção sobre a uniformização do perfil de fluxo em poços horizontais

### *Influence of the injection flow rate on flux profile equalization in horizontal wells*

Isabela Silva Mantegazini<sup>1</sup>, Oldrich Joel Romero<sup>2,\*</sup>

<sup>1</sup> Engenheira de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Mateus, ES, Brasil

<sup>2</sup> Professor do Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Mateus, ES, Brasil

\*Autor para correspondência, E-mail: [oldrich.romero@ufes.br](mailto:oldrich.romero@ufes.br)

Received: 19 November 2021 | Accepted: 17 December 2021 | Published online: 09 January 2022

**Resumo:** Perfis de fluxo não uniformes causados pela perda de pressão no interior de poços horizontais injetores diminuem a injetividade e a eficiência de varrido. Dada a preocupação das empresas em aumentar da recuperação final, diversas técnicas para uniformização de fluxo foram desenvolvidas, dentre elas está a furação diversiva, que consiste na distribuição diferenciada dos furos no *liner* de completção. Este estudo objetiva ilustrar o funcionamento da técnica de furação diversiva e analisar a influência da vazão de injeção sobre a perda de pressão assim como sobre o perfil de fluxo em poços horizontais. Os resultados obtidos mediante simulação numérica com auxílio do *software* Fluent, demonstram que o perfil de fluxo acompanha o comportamento da perda de carga no interior da tubulação, e que uma maior vazão de injeção resulta em uma saída de fluido pelos furos mais uniforme e por consequência mais eficiente, conforme proposto pela técnica de furação diversiva.

Palavras-chave: perfil de fluxo, furação diversiva, reservatórios de petróleo, simulação numérica, Fluent.

**Abstract:** *Non-uniform flux profiles caused by the pressure loss in horizontal wells decreases the injectivity and the sweep efficiency. Several techniques for flow profile equalization were developed, due to companies concern to increase the final recovery, and among them is the divergent perforation, that consists in the differentiated distribution of the holes on the completion liner. This study aimed to illustrate how the described technique works and to determine the influence of the injection flow rate on the pressure loss and, thus, on the flux profile in horizontal wells. It was concluded that the flux profile follows the pressure loss behavior and that the cases with higher injection flow rate resulted in greater profile equalization.*

*Keywords:* flux profile, profile equalization completion; oil reservoir, numerical simulation, Fluent.

## 1. Introdução

O petróleo é uma fonte de energia não-renovável, devido ao tempo necessário para sua formação e também à depleção e ao trapeamento no reservatório, ao mesmo tempo em que constitui a principal fonte da matriz energética mundial (British Petroleum, 2018). Além disso, as fontes renováveis não superam o petróleo em sua versatilidade e sua eficiência, as quais o tornam insubstituível na maioria das aplicações (Rigatto e Romero, 2018; Guidi e Romero, 2018; Araujo e Romero, 2019; Romero e Lima, 2019; Martins et al., 2020; Santos et al., 2020). Estes obstáculos são geralmente superados pelas empresas operadoras através da procura por novos campos e da busca pelo aumento da recuperação. Esta última ação é alvo de discussões, tendo sido definida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) como dever das empresas durante a elaboração do Plano de Desenvolvimento do campo (ANP, 2017).

Neste contexto, a tecnologia de poços horizontais contribui para a melhoria da eficiência, através do aumento da área de contato com o reservatório, em comparação com os poços verticais (Joshi, 1991; Ribeiro e Romero, 2019). Porém, a depender da magnitude das perdas de pressão no interior dos poços horizontais,

pode ocorrer um perfil de fluxo não-uniforme no *liner*, diminuindo a injetividade e o fator de recuperação do campo.

A furação diversiva constitui uma técnica capaz de uniformizar o perfil de fluxo, através da distribuição diferenciada dos furos do *liner*, de forma a aumentar a resistência radial ao fluxo nas regiões que apresentam maior diferencial de pressão entre o poço e o reservatório. Segundo Fernandes, Silva e Bedrikovetsky (2006), a uniformização melhora a eficiência de varrido de poços horizontais injetores e permite que a região de interesse do reservatório seja estimulado em apenas uma operação de acidificação, reduzindo tempo e custos.

O objetivo geral deste estudo é analisar qualitativamente a influência da variação da vazão de injeção, traduzida pela velocidade média de entrada do escoamento, sobre a perda de pressão em poços horizontais completados com a técnica de furação diversiva e, conseqüentemente, sobre o perfil de fluxo.

Como objetivos específicos tem-se:

- estudar o perfil de fluxo em poços horizontais injetores;
- comparar a perda de pressão para os casos considerados; e
- avaliar os efeitos das forças inerciais no perfil de fluxo.

## 2. Fundamentação teórica

A tecnologia de poços horizontais começou a ser bastante difundida a partir dos anos 1970, quando se desenvolveu relevantemente (Brito, 2008). Este fato deve-se às grandes vantagens decorrentes de sua aplicação, dentre as quais pode ser citada como principal o aumento da área em contato com o reservatório produtor de petróleo, que melhora a eficiência dos poços horizontais, em comparação aos poços verticais (Guilhermino, 2013; Joshi, 1991; Ribeiro e Romero, 2019).

No caso dos poços injetores, o aumento da área de contato com o reservatório melhora a injetividade, que é um dos grandes objetivos para a recuperação de petróleo, além do aumento da eficiência de varrido (Guilhermino, 2013). Inglis (1987) e Joshi (1991) relataram a utilização dos poços horizontais em conjunto com os métodos térmicos, químicos e miscíveis de recuperação e injeção de água.

As vantagens observadas tornaram cada vez mais recorrentes os estudos voltados à eficiência dos poços horizontais e à sua viabilidade econômica (Oliveira, 2011). Autores como Dikken (1990), Ozkan et al. (1999), Penmatcha et al. (1999) e Vicente et al. (2003), por exemplo, estudaram os efeitos da perda de pressão sobre a produtividade, discutindo as premissas que originaram os modelos de condutividade finita e infinita.

Ozkan et al. (1999) explicaram que, quando a magnitude do diferencial de pressão no poço é muito menor diante do diferencial no reservatório, seus efeitos podem ser desprezados, adotando-se o modelo de condutividade infinita. Caso contrário, o modelo de condutividade finita deve ser adotado. As características do modelo de condutividade finita foram observadas através do fato de que, em certos casos, a produção ocorre prioritariamente pela região do calcanhar do poço, diminuindo em direção ao dedão, como demonstrado na Figura 1. Essa característica diminui a eficiência do escoamento.

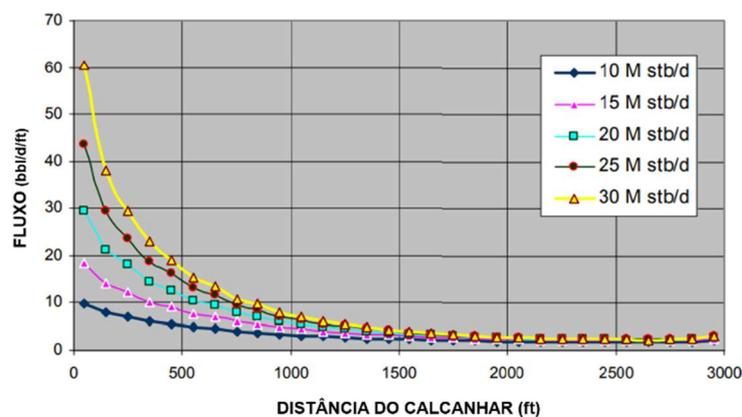


Figura 1. Perfis de fluxo característicos do modelo de condutividade finita em um poço horizontal produtor, para diferentes vazões de produção. Fonte: Vicente et al. (2003).

O efeito descrito ocorre principalmente devido à perda de carga por atrito nas paredes do poço, decorrente do escoamento do fluido, o qual faz com que o diferencial de pressão entre o reservatório e o

poço no calcanhar seja relativamente maior do que o diferencial de pressão no dedão (Brekke e Lien, 1994). Como pode ser visualizado na Figura 1, o aumento da vazão de produção acentua este comportamento.

Os perfis de queda de pressão e os perfis de vazão ao longo do *liner*, respectivamente, são comparados nas Figuras 2a e 2b para ambos os modelos de condutividade. Para a condutividade finita, o perfil da queda de pressão é constante na extensão do poço horizontal, enquanto que, para a condutividade infinita o perfil é maior perto do calcanhar, diminuindo no sentido do dedão. Além disso, o comportamento das curvas para o diferencial de pressão também se intensifica com o aumento da vazão. De acordo com a Figura 2b, o perfil de fluxo para a condutividade infinita possui formato abaulado e é simétrico em relação ao centro longitudinal do poço. Como o calcanhar e o dedão estão mais expostos ao reservatório, o fluxo aumenta consideravelmente, apresentando picos (Ozkan et al., 1999; Rosa, 2017).

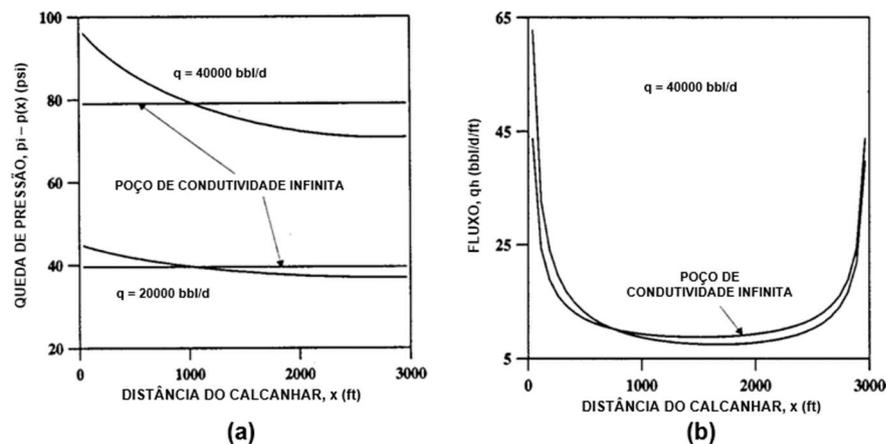


Figura 2. Comparações entre os modelos de condutividade infinita e finita para diferencial de pressão (a) e perfil de fluxo (b). Fonte: Ozkan et al. (1999).

O modelo de condutividade utilizado deve ser adequado à situação estudada, dependendo da ordem de grandeza da queda de pressão. Por outro lado, a não-adequação do modelo de condutividade acarreta na menor confiabilidade da previsão da produtividade e do tempo de irrupção de água ou de gás no poço e na discrepância entre os resultados da simulação e a realidade (Ros, 2017). Penmatcha et al. (1999) relataram que a maioria dos estudos existentes assumia analiticamente a condição de condutividade infinita e desconsideravam os efeitos hidráulicos do poço. Dikken (1990) foi o primeiro a estudar os efeitos da queda de pressão na eficiência dos poços horizontais produtores (Landman e Goldthorpe, 1991). O autor apresentou um modelo semianalítico para definir a produtividade de um poço horizontal com perda de carga resultante de um escoamento turbulento.

Vicente et al. (2003) concluíram que os efeitos da perda de pressão devem ser considerados no projeto da completação a ser utilizada. A não-uniformidade do perfil de fluxo leva o poço injetor horizontal a baixas eficiências de varrido, diminuindo a recuperação do campo (Fernandes et al., 2006).

Diversos autores estudaram técnicas que visam a uniformização do perfil de fluxo em poços horizontais, ocasionada por modificações na completação convencional. Landman e Goldthorpe (1991), Hansen e Nederveen (2002), Fernandes et al. (2006), Oliveira et al. (2006), Santos (2014), Mantegazini e Romero (2019) e Ribeiro e Romero (2019), por exemplo, estudaram a técnica de furação diversiva, que consiste em alterar a área aberta ao fluxo ao longo do *liner* de completação, através da furação diferenciada, aumentando a resistência ao fluxo em áreas de maior diferencial de pressão entre o poço e o reservatório.

Landman e Goldthorpe (1991) investigaram o efeito da distribuição da furação do *liner* sobre a produtividade do poço horizontal, propondo um modelo matemático para a otimização da distribuição da furação, de acordo com diferentes operações. Hansen e Nederveen (2002) relataram que a aplicação da distribuição diferenciada de furos ao longo de um *liner* não-cimentado utilizados em operações de acidificação permitiu a estimulação de toda a extensão de poços horizontais relativamente longos em apenas uma etapa de bombeio, reduzindo a duração e os custos da operação.

A furação diversiva foi desenvolvida em laboratórios da Petrobras, com aplicação bem-sucedida em campos operados pela empresa, cujo intuito principal era retardar a produção de água, aumentando a vida útil do campo (Petrobras, 2013). O projeto dos *liners* foram realizados a partir da formulação obtida por Fernandes et al. (2006) para a distribuição dos furos.

Oliveira et al. (2006) utilizaram a formulação proposta por Fernandes et al. (2006) para estudar a aplicação do *gravel pack* em conjunto com a técnica de furação diversiva, uma vez que a resistência imposta

ao fluxo poderia gerar uma pressão de bombeio crítica do *gravel*, especialmente em cenários onde a janela operacional é estreita, arriscando a integridade do poço ou das paredes do reservatório. Santos (2014) concluiu que a formulação apresentada por Fernandes et al. (2006) não se adequa a escoamentos de alta magnitude, através de comparação com estudos experimentais. A autora ainda relatou a necessidade da incorporação de um termo capaz de representar os efeitos de aceleração do fluido ao equacionamento.

Nos poços horizontais injetores, o escoamento ocorre no sentido do calcanhar para o dedão, gerando um diferencial de pressão neste mesmo sentido, como apresentado na Figura 3. A pressão é maior no calcanhar e diminui no sentido do dedão, assim como o diferencial de pressão ao longo do *liner*, que é idêntico ao dos poços horizontais produtores, visualizado na Figura 2a.

Segundo Amaral et al. (2008) o fluido segue o caminho de menor resistência para o reservatório. Então, o fluido tende a ser injetado prioritariamente pela região do calcanhar, como representado na curva “Convencional” da Figura 4. A resistência radialmente imposta nas paredes do *liner* pela diferenciação da distribuição dos furos causa a uniformização do fluxo através dos furos, como observado na curva “Diversiva”. O efeito descrito aumenta a eficiência de varrido, permitindo que reservatório seja atingido uniformemente em toda sua extensão. A injetividade também é positivamente afetada, de forma que mais fluido será injetado. Ambos os parâmetros são desejados para aumentar a recuperação, constituindo preocupação para a indústria do petróleo.

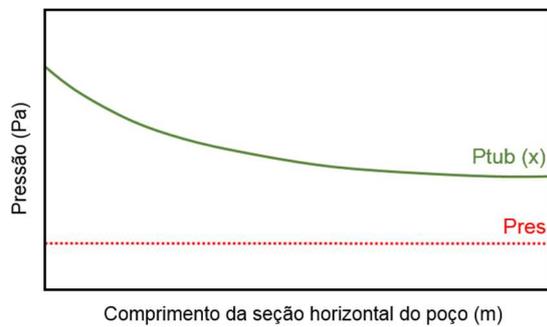


Figura 3. Variação da pressão no interior de um poço horizontal injetor  $P_{tub}(x)$ , e pressão média no reservatório  $Pres$ , tal que o escoamento ocorre no sentido crescente do comprimento.

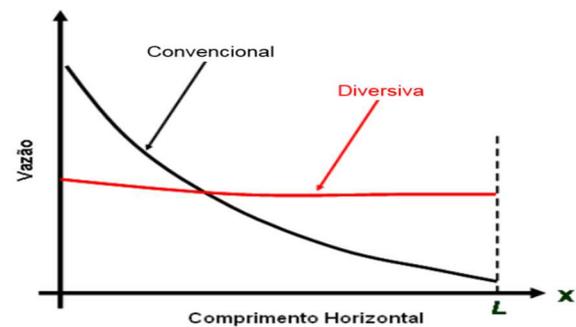


Figura 4. Perfis de fluxo através de um *liner* sem e com furação diversiva aplicada a um poço produtor, cuja distribuição é idêntica à de um poço injetor. Fonte: adaptado de Oliveira et al. (2006).

Assim, a furação diversiva como técnica para uniformizar o fluxo ao longo da seção horizontal do poço, motivou a realização do presente estudo.

### 3. Especificação do problema

A furação diversiva é uma das alternativas disponíveis para a uniformização do perfil de fluxo, sendo fundamentada na distribuição diferenciada de furos ao longo do *liner*, aumentando sua densidade à medida que a posição fica mais distante do calcanhar do poço horizontal injetor.

O domínio de interesse adotado neste estudo consiste em uma tubulação de comprimento  $L = 1,5$  m, diâmetro  $D = 6$  cm e espessura de 0,8 cm com diversos furos de diâmetro  $D_{furo} = 1$  cm alocados na sua superfície, tal que o fluido injetado no plano esquerdo se desloca pelo interior e escoar através dos furos para o ambiente externo, que viria a ser o meio poroso. A geometria descrita é apresentada na Figura 5.

O comprimento  $L = 1,5$  m da tubulação é dividido em três segmentos, sendo o primeiro  $L_{perf} = 0,4L$ , o segundo  $L_f = 0,2L$ , que é onde os furos são posicionados, e o terceiro  $L_{posf}$  igual ao primeiro. Para facilitar a análise, tais segmentos foram denominados como região A, região B e região C, respectivamente. Os segmentos inicial e final foram projetados para reduzir os efeitos da imposição das condições de contorno, as quais serão detalhadas nas seções seguintes.

As dimensões utilizadas foram escolhidas buscando sua adequação com os dados reais, entretanto, não representam a realidade de campo, pois os fins deste estudo são acadêmicos, objetivando-se ilustrar e estudar a aplicação da técnica de furação diversiva a poços horizontais injetores.

A partir da geometria descrita, foram realizadas duas comparações. A primeira baseou-se em ilustrar o funcionamento da técnica. Foram utilizados dois padrões de furação com seis furos cada caso para representar as furações convencional e diversiva. Os furos estão distribuídos na superfície de 6 planos transversais posicionados a partir da entrada da tubulação, como descrito na Tabela 1, observando-se que, para a furação diversiva, a densidade dos furos aumenta com a posição.

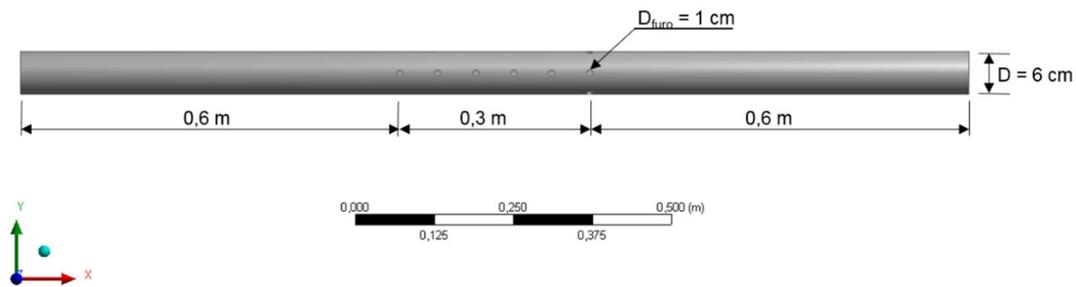


Figura 5. Geometria do problema com as dimensões da tubulação e dos furos, observando-se os segmentos  $L_{perf} = 0,6$  m,  $L_f = 0,3$  m com os furos e  $L_{posf} = 0,6$  m, respectivamente. Fonte: adaptado de Mantegazini e Romero (2019).

Tabela 1. Posição dos seis planos ao longo do segmento intermediário  $L_f = 0,3$  m. A posição é medida a partir da entrada da tubulação. Primeira comparação com seis furos ao todo.

Plano	Posição, m		Número de furos
	Convencional	Diversiva	
1	0,60	0,60	1
2	0,66	0,75	1
3	0,72	0,825	1
4	0,78	0,8625	1
5	0,84	0,88125	1
6	0,90	0,90	1

O padrão da distribuição da segunda comparação, a qual visa analisar a influência da vazão de injeção sobre o perfil de fluxo, foi baseado no primeiro caso estudado por Oliveira et al. (2006), um *liner* produtor com comprimento de 494 m e 496 furos, que consideraram os dados apresentados por Fernandes et al. (2006). No presente trabalho têm-se 16 furos em planos transversais, como exposto na Tabela 2. Os furos, em cada plano, estão distribuídos equidistantemente ao redor da tubulação.

Tabela 2. Distribuição da furação em seis planos ao longo do segmento intermediário  $L_f = 0,3$  m. A posição dos planos é medida a partir da entrada da tubulação. Segunda comparação com 16 furos ao todo.

Plano	Posição, m	Número de furos
1	0,60	1
2	0,66	1
3	0,72	3
4	0,78	3
5	0,84	3
6	0,90	5

Foram simulados seis casos que consideram a velocidade média na entrada crescente para a análise de sensibilidade da influência da vazão de injeção sobre a magnitude da perda de pressão e, portanto, sobre o perfil de fluxo. Ainda são incluídos dois casos para ilustrar o funcionamento da técnica de furação diversiva.

### 3.1 Casos estudados

Os casos simulados se encontram detalhados na Tabela 3.

Tabela 3. Detalhamento dos casos considerados na análise.

Caso	Número de furos	Velocidade média na entrada, m/s	Número de Reynolds
1	16	0,001	59,89
2	16	0,0025	149,73
3	16	0,005	299,46
4	16	0,01	598,92
5	0	0,01	598,92
6	0	0,0025	149,73
7-Convencional	6	0,02	1197,84
8-Diversiva	6	0,02	1197,84

A seleção dos dados foi feita para garantir o escoamento laminar de um fluido incompressível com viscosidade igual a 1 mPa.s e massa específica igual a 998,2 kg/m<sup>3</sup>.

A velocidade média do fluido na entrada da tubulação foi variada para análise da influência das forças inerciais no escoamento. Para os casos 5 e 6 foram adotados os mesmos dados dos casos 4 e 2, respectivamente, porém, para um tubo sem furos. Os dois últimos casos descritos visam ilustrar o funcionamento da técnica estudada.

#### 4. Modelagem matemática

O escoamento é tridimensional, permanente e isotérmico, fluido monofásico e incompressível em uma tubulação horizontal de seção circular constante. O regime adotado para o escoamento foi o laminar. O efeito do meio poroso, que contém a tubulação, é traduzido implementando as pressões constantes externamente ao *liner*.

O principal mecanismo responsável pela diminuição da pressão de um escoamento completamente desenvolvido ao longo de uma tubulação circular horizontal de diâmetro constante é o atrito. Para o escoamento laminar de um fluido com massa específica  $\rho$ , a perda de carga  $\Delta P$  pode ser calculada analiticamente de acordo com a Eq. (1) (Fox, Pritchard e McDonald, 2010).

$$\Delta P = \frac{32\rho LV_{med}^2}{Re D}, \quad (1)$$

onde  $L$  e  $D$  são, respectivamente, o comprimento e o diâmetro da tubulação,  $V_{med}$  é a velocidade média do fluido na entrada e  $Re$  é o número de Reynolds do escoamento. Este último definido como a razão entre as forças inerciais e viscosas que regem um escoamento, Eq. (2).

$$Re = \frac{\rho V_{med} D}{\mu}. \quad (2)$$

Para escoamento permanente, incompressível com viscosidade  $\mu$  constante as equações que governam o escoamento no interior do domínio são a equação continuidade, Eq. (3), e da conservação da quantidade de movimento, Eq. (4).

$$\nabla \cdot (\rho \vec{V}) = 0, \quad (3)$$

$$\nabla \cdot (\rho \vec{V} \vec{V}) = \rho \vec{g} - \nabla p + \mu (\nabla^2 \vec{V}), \quad (4)$$

os campos de velocidade e pressão são, respectivamente,  $\vec{V}$  e  $p$ , e  $\vec{g}$  é o vetor gravidade.

Como a massa é conservada, a vazão de injeção é igual à soma da vazão do fluido através dos planos de furos e da seção transversal do plano de saída.

##### 4.1 Condições de contorno

As condições de contorno para o escoamento são do tipo Dirichlet, com prescrição da velocidade no plano de entrada e da pressão no plano de saída da tubulação e dos furos, de acordo com a Figura 6. Na entrada ( $x = 0$ ) a velocidade  $V_{med}$  depende de cada caso, enquanto que, na saída principal ( $x = L$ ), a qual representa o dedão do *liner*, e nos furos, têm-se as pressões  $P_{tub}(x = L) = 0$  e  $P_{furos}(x) = 0$ , respectivamente.

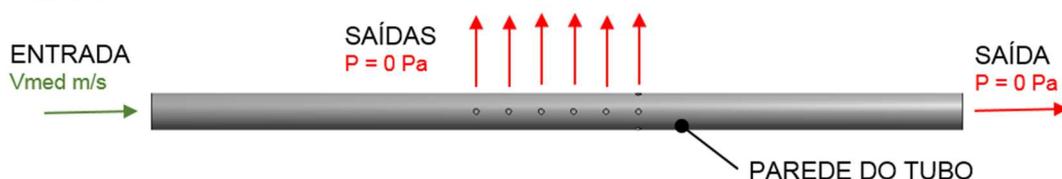


Figura 6. Condições de contorno utilizadas no problema.

O perfil de velocidades completamente desenvolvido na entrada da tubulação foi implementada de acordo com equação  $u(r) = U[1 - (r/R)^2]$ , onde  $U = 2V_{med}$  (Fox et al., 2010) cuja versão codificada é mostrada na Figura 7 (CFD online, 2013).

Na parede interna da tubulação, os princípios de não-deslizamento e de impenetrabilidade, garantem a velocidade nula do escoamento no contato com a parede e que nenhuma quantidade de fluido a atravessa.

## 5. Abordagem numérica

As simulações foram conduzidas nos *softwares* comerciais da família Ansys 15.0 instalados no Laboratório de Simulação Numérica da Engenharia de Petróleo (Labsim) da Universidade Federal do Espírito Santo (Ufes). A discretização da geometria exposta na Figura 5 foi realizada no módulo Mesh.

Para o teste de independência de malha considerou-se quatro níveis de refinamento com número de elementos e tempo de simulação descritos na Tabela 4.

Tabela 4. Número de elementos e tempo de simulação para cada uma das quatro malhas testadas.

Malha	Número de elementos	Tempo, min
1	203.860	4,83
2	486.840	18,00
3	653.506	29,07
4	839.446	48,28

O método de solução baseado na pressão, utilizado para a resolução das equações no Fluent, foi desenvolvido para escoamentos incompressíveis e com baixas velocidades (Ansys, 2013). A velocidade média de 0,001 m/s do caso 1, foi selecionada para esta etapa. O campo de velocidade foi obtido das equações de movimento, enquanto o campo de pressão foi extraído da manipulação das equações de continuidade e de movimento.

O perfil de velocidades completamente desenvolvido na entrada da tubulação foi imposto mediante a opção *user-defined function* (UDF), desenvolvida em linguagem C (Figura 7), a qual requer como dados a velocidade média do escoamento na entrada e o diâmetro da tubulação.

O algoritmo SIMPLE foi escolhido para o acoplamento pressão e velocidade, o qual relaciona as correções de pressão e de velocidade nos elementos para garantir a continuidade e para obter o campo de pressões (Ansys, 2013). A continuidade foi garantida em cada elemento da malha do domínio estudado, até que se atingisse o resíduo definido como sendo igual a  $10^{-4}$ .

A inicialização híbrida foi adoptada para a solução. Esta consiste de um conjunto de fórmulas e métodos de interpolação utilizados para produzir campos de velocidade e de pressão em conformidade com geometrias de domínio complexo, através da resolução da equação de Laplace (Ansys, 2013).

```
#include "udf.h"
#define vmed 1e-3 //unit m/sec2
#define Diameter 6e-2 //unit m
DEFINE_PROFILE(axialvelocity,t,i)
{
    real x[ND_ND];
    real r;
    face_t f;
    begin_f_loop(f,t)
    {
        F_CENTROID(x,f,t);
        r=sqrt(pow(x[0],2)+pow(x[1],2)+pow(x[2],2));
        F_PROFILE(f,t,i)=(2.0*vmed)*(1-pow(2.0*r/Diameter,2));
    }
    end_f_loop(f,t)
}
```

Figura 7. Imposição, mediante a UDF, da condição de escoamento completamente desenvolvido na entrada da tubulação. Fonte: adaptado de CFD Online (2011).

O parâmetro avaliado no teste de independência de malha foi a variação da vazão ao longo do comprimento da tubulação. Os resultados obtidos com cada nível de refinamento são apresentados na Figura 8.

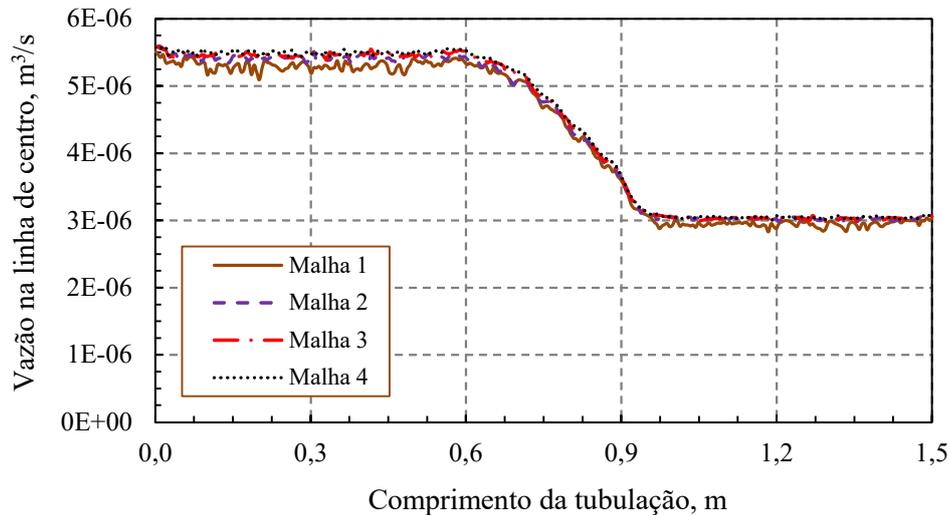


Figura 8. Vazão ao longo da tubulação para as quatro malhas testadas.

A vazão oriunda da malha 2 apresentou semelhança com os resultados obtidos para as malhas 3 e 4. É, portanto, a mais adequada para a realização das simulações referentes a este estudo, uma vez que o tempo de simulação e resultados de vazão são satisfatórios.

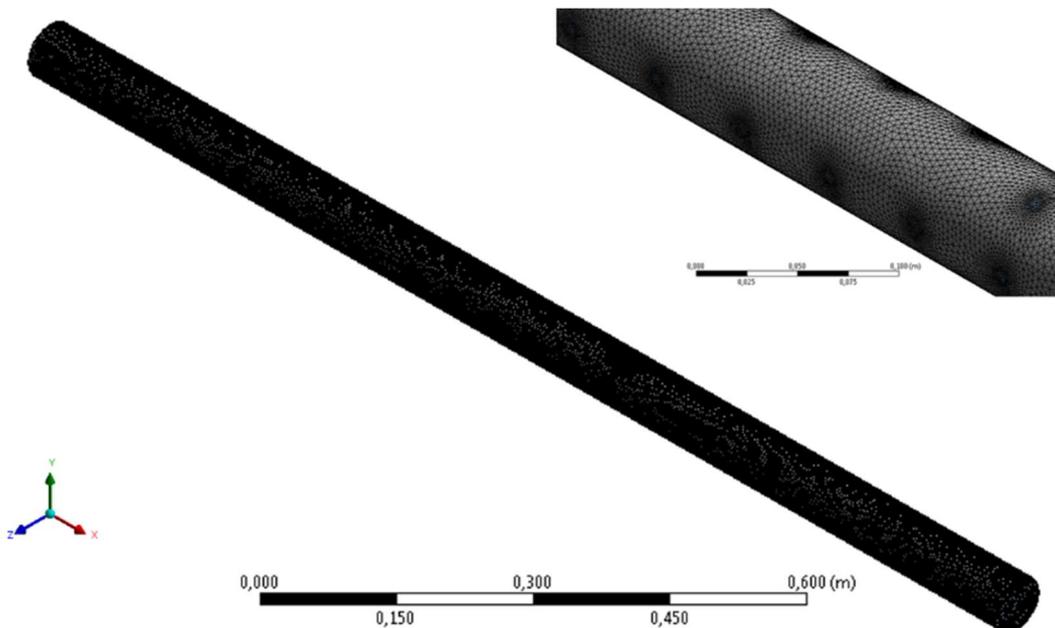


Figura 9. Malha selecionada para as simulações com detalhamento do refinamento na região dos furos.

## 6. Resultados e comentários

A primeira comparação realizada visou ilustrar o funcionamento da técnica objeto deste estudo. Na Figura 10, são apresentados os perfis de pressão no interior da tubulação para a furação convencional e para a furação diversiva. Nas regiões A e C a redução da pressão é linear, como previsto pela Eq. (1). Este comportamento se altera na região B (intermediária), onde os furos estão localizados. Devido à saída de fluido pelos furos, o perfil de pressão se modifica. Para a furação convencional, com os furos uniformemente distribuídos nesse trecho B, a pressão decresce linearmente, mas com perfil menos inclinado em relação às regiões A e C, indicando a diminuição da energia necessária para a movimentação do fluido. Nota-se também algumas flutuações na curva do trecho B, as quais denotam a localização dos furos.

Por outro lado, para a furação diversiva, o aumento do número de furos na parte final da região B faz com que a pressão diminua mais acentuadamente, recuperando-se na saída desta região. Na parte inicial, devido ao reduzido número de furos, o efeito desejado não ocorreu para a geometria utilizada. Na saída da tubulação de comprimento 1,5m, a pressão é 0 atendendo o valor prescrito.

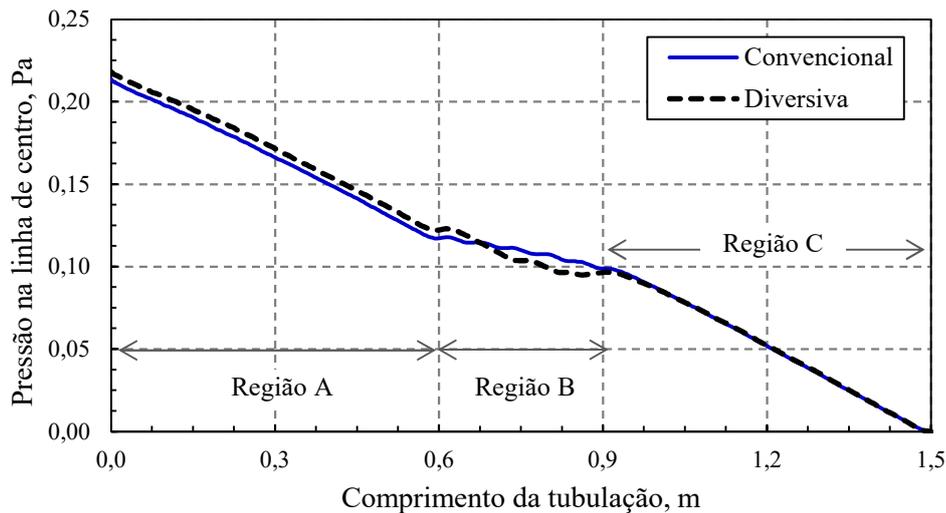


Figura 10: Comparação entre os perfis de pressão no interior da tubulação com furação convencional e com furação diversiva.

Conforme mostrado na Figura 11, o perfil de fluxo para a furação convencional decresce constantemente ao longo da região B. Para a furação diversiva o perfil decresce nos primeiros furos, não se diferenciando muito da furação convencional, mas se modifica na parte final desta região. Nos últimos furos, que estão mais próximos, o perfil tende a ser uniforme, conforme esperado pela aplicação da furação diversiva. O aumento do número de furos diminui a resistência radial à saída do fluido e faz com que mais fluido seja injetado aliviando a queda de pressão na parte final da região B.

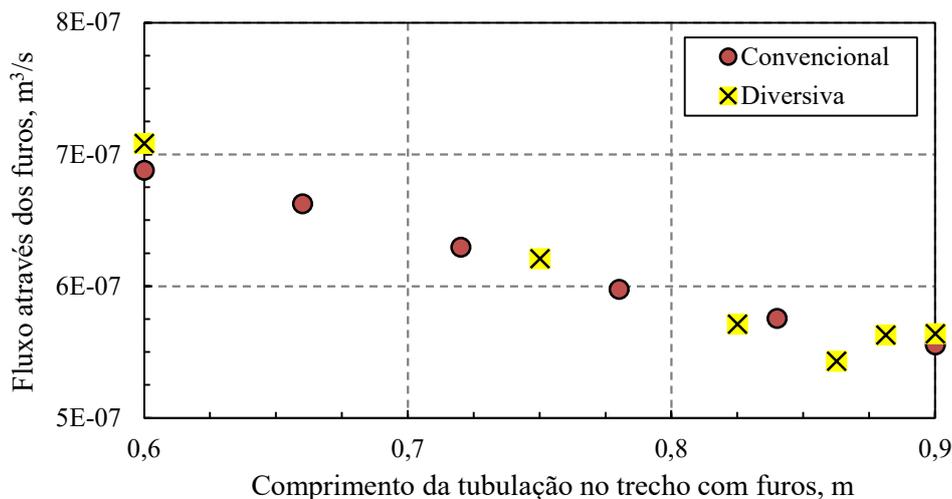


Figura 11. Comparação entre os perfis de fluxo através dos furos para a furação convencional e para a furação diversiva.

A pressão ao longo da tubulação para os casos 1 a 5 (Tabela 3) são exibidos na Figura 12. O aumento da vazão de injeção do fluido nos casos 1 a 4, para igual configuração de furos na região B, resulta em aumento da queda de pressão. As pressões nas regiões A e C, sem furos, decrescem de forma constante para todos os casos. Este perfil se altera na região B, na qual os furos estão posicionados, com exceção do caso 5, para o qual, dada a ausência de furos, o perfil de pressão teve uma redução constante ao longo da tubulação. Para esse mesmo caso, a pressão na entrada obtida mediante o Fluent é igual a 0,13 Pa, correspondente com o resultado analítico. Nos demais casos, as alterações se acentuam com o aumento das forças inerciais, Eq. (2), as quais conferem o formato abaulado ao perfil de pressão.

A saída de fluido através dos furos na região B da Figura 12 diminui a vazão na região C para o caso 2, em comparação ao caso 6, com a mesma velocidade média na entrada, como pode ser visualizado na Figura 13.

Essa diminuição da vazão causada pela injeção explica a discrepância entre as inclinações das curvas da Figura 12 para os casos 4 e 5 na região C. Observa-se, também, que ambas as curvas apresentam a mesma vazão na entrada da tubulação, como esperado, aproximadamente igual a  $1,40 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$ . Na saída, o fluxo através dos furos diminuiu a vazão em 35,8%.

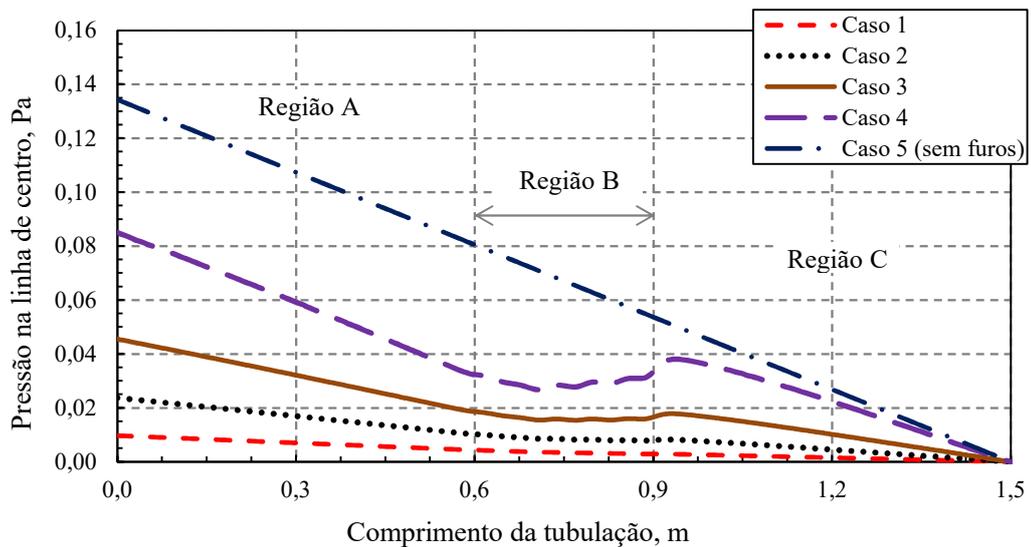


Figura 12. Variação da pressão na linha de centro da tubulação horizontal para diversas vazões de injeção, que implica em aumento do número de Reynolds.

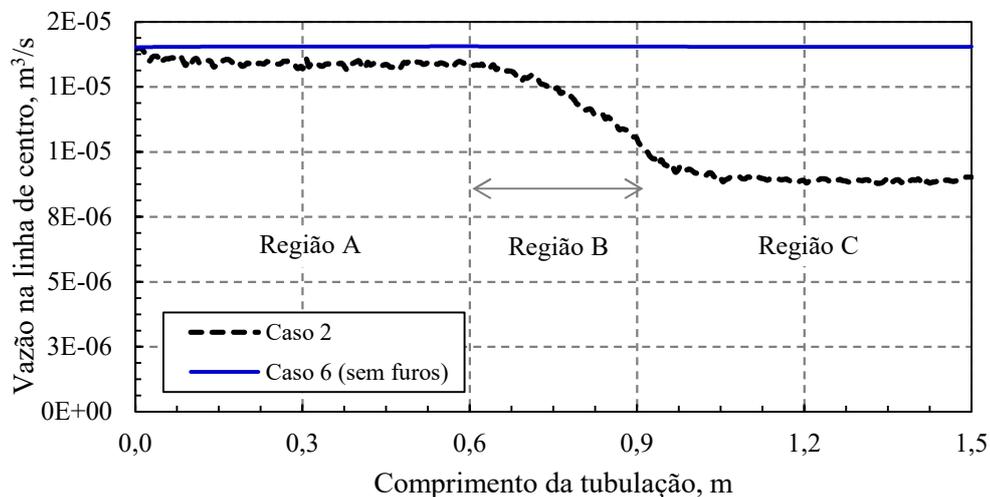


Figura 13. Variação da vazão na linha de centro da tubulação horizontal.

O perfil de fluxo através dos furos para os casos 1 a 4 pode ser visualizado na Figura 14, confeccionado a partir da média da velocidade para cada plano com furos, obtida no menu *Reports* do Fluent. O aumento da vazão de injeção modifica o perfil de fluxo. No caso 1 com a menor velocidade na entrada, a variação foi praticamente linear, enquanto que nos casos de 2 a 4 em que a velocidade na entrada aumenta gradualmente, a vazão de injeção para o meio poroso também aumenta, entretanto o perfil adquire um formato cada vez mais abaulado. Este fenômeno está ligado ao aumento das forças inerciais evidenciadas pelo aumento do número de Reynolds. Ozkan et al. (1999) relataram que os efeitos hidráulicos do poço se acentuam à medida que esse parâmetro adimensional aumenta.

Além disso, se o perfil de pressão do tubo sem furos na região B for considerado semelhante ao de um tubo com furação convencional, responsável por um perfil de fluxo com a mesma tendência, o perfil de pressão apresenta maior uniformidade para o caso 4 do que para o caso 5, com semelhança ao efeito descrito por Fernandes et al. (2006), visualizado nas curvas “Diversiva” e “Convencional”, respectivamente, da Figura 4.

O perfil de fluxo da Figura 14 pode ser identificado nos vetores de velocidade ao longo do tubo e nos furos, apresentados na Figura 15 em escalas iguais, para os casos de 1 a 4, nos quais a velocidade do escoamento é crescente. A cor vermelha corresponde aos valores maiores de velocidade.

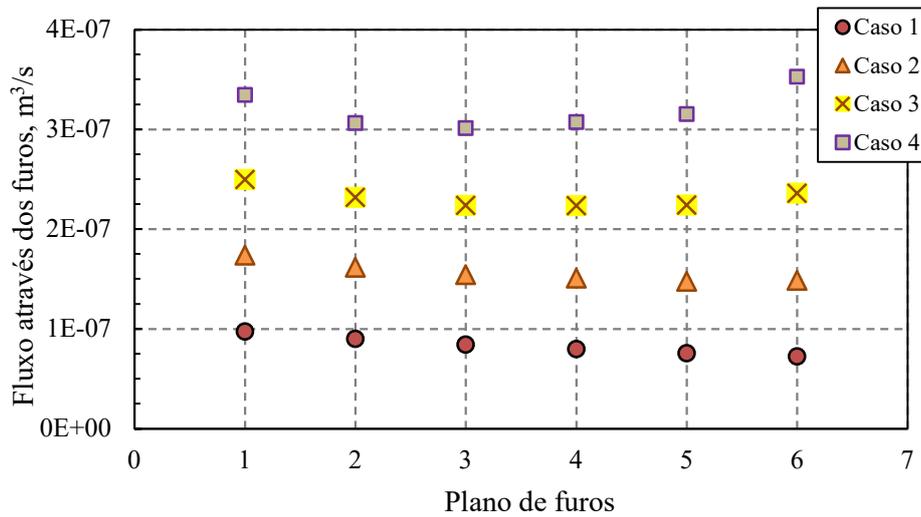


Figura 14. Fluxo através dos furos, o qual evidencia o perfil de fluxo ao longo da tubulação com furação diversiva, para os casos 1 a 4, com a variação da vazão de injeção.

No caso 1, a magnitude da velocidade praticamente não variou, tanto ao longo do tubo quanto nos furos. Com o aumento da vazão de injeção, casos 2 a 4, a velocidade é crescente em ambas as áreas. O aumento das forças inerciais também fez com que o fluido tendesse cada vez mais ao fluxo reverso nos furos. Além disso, foi possível observar que o fluxo através dos furos se mostrou cada vez mais uniforme, pois o perfil de pressão tende a se recuperar, conforme visualizado na Figura 12, com o aumento da velocidade ao longo da tubulação.

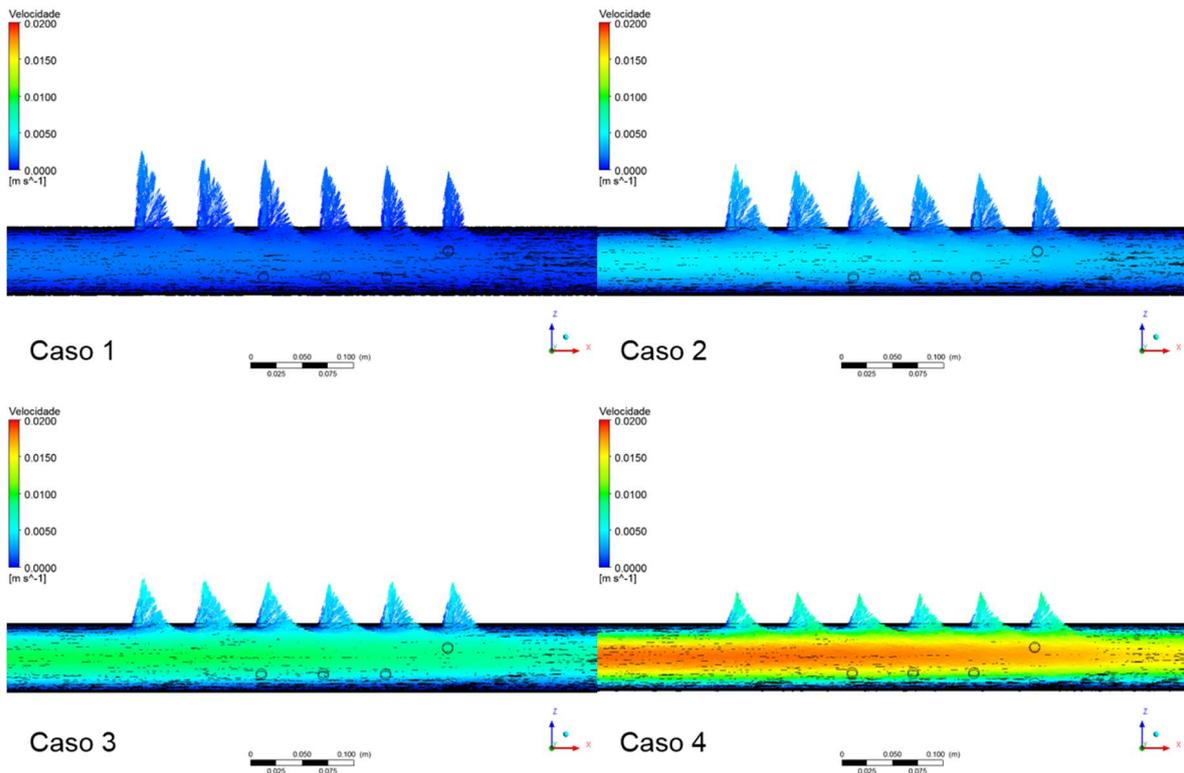


Figura 15. Vetores velocidade na tubulação incluindo os furos para os casos 1 a 4.

## 7. Conclusões

Este estudo visou ilustrar o funcionamento da técnica de furação diversiva e analisar os perfis de fluxo em poços horizontais injetores através da simulação do escoamento laminar em uma tubulação de diâmetro constante com furação diferenciada. As análises realizadas para os casos simulados permitem destacar as seguintes conclusões:

- a) o perfil de fluxo nos poços horizontais injetores segue a tendência da perda de pressão no interior do *liner*, uma vez que a pressão em seu interior é sempre maior que a pressão constante no reservatório, o que está de acordo com as Figuras 12 e 14;
- b) o aumento do número de furos alivia a pressão no interior da tubulação, devido à diminuição da energia necessária para movimentar o fluido, tornando o perfil de fluxo menos inclinado;
- c) o alívio da pressão na região dos furos se acentua com o aumento da velocidade média do escoamento na entrada da tubulação;
- d) a perda de pressão aumenta de acordo com o aumento da velocidade média do escoamento, como previsto na Eq. (1) e visualizado na Figura 12;
- e) o domínio das forças inerciais, nos casos com números de Reynolds mais altos, acarretam em perfis de fluxo mais uniformes e, por consequência, melhoria da injetividade; e
- f) apesar da utilização de geometrias reduzidas, os resultados apresentam coerência com que se encontra na literatura, ou seja, a uniformização promovida pela furação diversiva foi demonstrada.

## Agradecimentos

Professor Oldrich Joel Romero agradece o apoio financeiro da FAPES – Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Espírito Santo, pela bolsa de pesquisa concedida mediante Termo de Outorga 556/2018, Processo 84.057.769, Edital FAPES N° 18/2018.

## Referências bibliográficas

- Amaral, AS, Augustine, JR, Henriksen, KH, Rodrigues, VF, Steagall, DE, Paixão, LC e Barbosa, VP (2008) ‘Equalization of the water injection profile of a subsea horizontal well: a case history’ (Paper 112283), *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, Lafayette.
- ANP (2017) Relatório do seminário sobre aumento do fator de recuperação no Brasil. <[http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Aumento\\_Fator\\_Recuperacao/Relatorio\\_do\\_Seminario\\_sobre\\_Aumento\\_do\\_Fator\\_de\\_Recuperacao\\_ANP.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Aumento_Fator_Recuperacao/Relatorio_do_Seminario_sobre_Aumento_do_Fator_de_Recuperacao_ANP.pdf)>. (acesso 30 janeiro 2019).
- Ansys (2013) Ansys Fluent Theory Guide.
- Araujo, SSL e Romero, OJ (2019) ‘A CFD study of steam injection tubing heat losses’, *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, v. 27, n. 4. <<http://dx.doi.org/10.4067/S0718-33052019000400600>>.
- Brekke, K e Lien, SC (1992) ‘New, simple completion methods for horizontal wells improve production performance in high-permeability thin oil zones’ (Paper 24762), *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Washington.
- British Petroleum (2018) ‘BP Statistical Review of World Energy’, 67 ed. <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>>. (acesso 4 outubro 2018).
- Brito, EEF (2008) ‘Análise da trajetória de poços horizontais em reservatório de óleo pesado’, Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- CFD online (2011) ‘(Ask) how to create UDF for inlet velocity profile’. <<https://www.cfd-online.com/Forums/fluent-udf/86275-ask-how-create-udf-inlet-velocity-profile.html>>. (acesso 22 fevereiro 2019).
- Dikken, BJ (1989) ‘Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance’ (Paper 19824), *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio.
- Fernandes, PD, Silva, MGF e Bedrikovetsky, P (2006) ‘Uniformização de escoamento em poços horizontais’, *Boletim técnico da produção de petróleo*, v. 1, pp. 139-156.
- Fox, RW, Pritchard, PJ e McDonald, AT (2010) ‘Introdução à mecânica dos fluidos’, Rio de Janeiro, LTC.
- Guidi, MC e Romero, OJ (2018) ‘Numerical Simulation of Surfactant Flooding in Petroleum Reservoirs’, *IEEE Latin America Transactions*, v. 16, n. 6. <<http://dx.doi.org/10.1109/TLA.2018.8444389>>.
- Guilhermino, BA (2013) ‘Estudo da produtividade de poços horizontais’, Monografia de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense.

- Hansen, JH e Nederveen, N (2002) ‘Controlled acid jet (CAJ) technique for effective single operation stimulation of 14000+ ft long reservoir sections’ (Paper 78318), *13<sup>th</sup> SPE European Petroleum Conference*, Aberdeen.
- Inglis, TA (1987) ‘Directional drilling’, Londres, Graham & Trotman.
- Joshi, SD (1991) ‘Horizontal well technology’, Oklahoma, Pennwell.
- Landman, MJ e Goldthorpe, WH (1991) ‘Optimization of perforation distribution for horizontal wells’ (Paper 23005), *SPE Asia-Pacific Conference*, Perth.
- Mantegazini, IS e Romero, OJ (2019) ‘Análise do escoamento em poços horizontais injetores completados com a técnica de furação diversiva’, *Research, Society and Development*, v. 8, n. 9. <<http://dx.doi.org/10.33448/rsd-v8i9.1327>>.
- Martins, JR, Ribeiro, DC, Pereira, FAR, Ribeiro, MP e Romero, OJ (2020) ‘Heat dissipation of the Electrical Submersible Pump (ESP) installed in a subsea skid’, *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*, v. 75, n. 13. <<https://doi.org/10.2516/ogst/2020009>>.
- Oliveira, R (2011) ‘Study of the horizontal wellbore and reservoir coupling’ (Paper 1152372), *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver.
- Oliveira, TJJ, Magalhães, JVM e Martins, AL (2006) ‘Aplicação de um simulador computacional de gravel pack em poços horizontais equipados com telas diversivas’, *11<sup>th</sup> Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering*, Curitiba.
- Ozkan, E, Sarica, C e Haci, M (1993) ‘Influence of pressure drop along the wellbore on horizontal-well productivity’ (Paper 57687), *SPE Production Operations Symposium*, Oklahoma.
- Penmatcha, VR, Arbabi, S e Aziz, K (1997) ‘Effects of pressure drop in horizontal wells and optimum well length’ (Paper 57193), *SPE Production Operations Symposium*, Oklahoma.
- Petrobras (2013) ‘Relatório de tecnologia Petrobras 2013’. <<http://www.petrobras.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A8B2D164F32A6C1014FF50A6A817AB9>>. (acesso 15 abril 2018).
- Ribeiro, HLS e Romero, OJ (2019) ‘Estudo da furação diversiva em poços horizontais produtores de petróleo’, *Research, Society and Development*, v. 8, n. 10. <<http://dx.doi.org/10.33448/rsd-v8i10.1362>>.
- Rigatto, SF e Romero, OJ (2018) ‘Deslocamento de óleo por água em um microcanal com cavidade de quinas arredondadas’, *Holos*, v. 34, n. 8. <<http://dx.doi.org/10.15628/holos.2018.5234>>.
- Romero, OJ e Lima, TP (2019) ‘Fundamentos dos testes de pressão em reservatórios de gás: determinação do absolute open flow a partir do teste isócrono’, *Holos*, v. 35, n. 2. <<http://dx.doi.org/10.15628/holos.2019.5265>>.
- Rosa, JV (2017) ‘Análise dos efeitos da queda de pressão em poços horizontais na produção de campos de petróleo’, Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.
- Santos, LA (2014) ‘Investigação das perdas de carga na técnica de furação diversiva para poços horizontais’, Monografia de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo.
- Santos, LA, Ribeiro, DC e Romero, OJ (2020) ‘Heavy oil transportation through steam heating: an analytical and numerical approach’, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 195, 107932. <<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107932>>.
- Vicente, R, Sarica, C e Ertekin, T (2003) ‘Horizontal well design optimization: a study of the parameters affecting the productivity and flux distribution of a horizontal well’ (Paper 84194), *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver.