

**Estudo da furação diversiva em poços horizontais produtores de petróleo**  
**Study of fluid flow in pre drilled liners in producing horizontal wells**  
**Estudio de la técnica de agujeros pre perforados en pozos horizontales productores de petróleo**

Recebido: 30/06/2019 | Revisado: 24/07/2019 | Aceito: 06/08/2019 | Publicado: 23/08/2019

**Heitor Lopes de Souza Ribeiro**

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6175-6958>

Engenharia de Petróleo

Universidade Federal do Espírito Santo, campus São Mateus, Brasil

[heitorlopes2009@hotmail.com](mailto:heitorlopes2009@hotmail.com)

**Oldrich Joel Romero**

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5774-6987>

Engenharia de Petróleo / Programa de pós-graduação em Energia

Universidade Federal do Espírito Santo, campus São Mateus, Brasil

[oldrich.romero@ufes.br](mailto:oldrich.romero@ufes.br)

**Resumo**

Poços horizontais de produção de petróleo, quando comparados com poços verticais, apresentam uma maior área aberta ao fluxo. O óleo que escoar do meio poroso ingressa no interior do duto horizontal por diversos furos de pequeno diâmetro efetuados na parede do duto. O escoamento radial nos furos torna-se axial ao longo do duto, causando o aumento da perda de carga. Logo, este efeito indesejado deve ser minimizado, tal que a vazão não seja prejudicada. Com esse objetivo, neste trabalho foi investigado a interferência do influxo radial no perfil de pressão e velocidade de fluxo axial, variando a viscosidade do fluido produzido e a quantidade de furos por plano. A modelagem numérica de escoamento monofásico em uma tubulação com furos foi realizada através do *software* ANSYS FLUENT 15.0, com pós-processamento no CFD-Post. Os resultados mostram que a entrada de fluido radial gera um aumento no diferencial de pressão ao longo da tubulação, devido à restrição ao fluxo axial. Tal restrição é gerada pelo aparecimento de uma barreira hidrodinâmica proveniente do influxo radial. Também foi observado que fluidos mais viscosos demandam de maiores gradientes de pressão para escoar, entretanto, estes, sofrem menores quedas de pressão quando expostos a

influxos radiais. Já para os perfis de velocidade, o aumento da viscosidade do fluido escoante resultou na intensificação da velocidade axial após o influxo radial até um certo ponto, de maneira que, para fluidos muito viscosos este comportamento não se sustenta. Por fim, o aumento da velocidade do escoamento axial também ocorre com a maior a quantidade de furos por plano no tubo.

**Palavras-chave:** Fluidos viscosos; Produção de petróleo; Influxo radial; Escoamento turbulento; Ansys Fluent.

### **Abstract**

Horizontal oil wells, when compared to vertical wells, have the main advantage of a larger area open to flow. The oil flowing from the porous medium enters the interior of the horizontal duct by means of several holes of small diameter, made in the metallic wall of the duct. The radial flow in the bore becomes axial along the duct, causing increased pressure drop. Therefore, this undesirable effect must be minimized, such that the flow is not impaired. That is the purpose of this work. The influence of the radial inflow on the pressure profile and axial flow velocity was investigated when the viscosity values of the fluid and the number of holes per plane were varied. The flow under analysis is characterized by a monophasic, incompressible, turbulent and permanent regime, occurring in a horizontal pipe 3 meters long and 10 cm in diameter. The 1 cm diameter holes in the tubing allow the ingress of fluid radially. Numerical modeling was performed using the ANSYS FLUENT 15.0 software, with post-processing and data collection through CFD-Post. Preliminary results show that the presence of radial fluid inlet generates an increase in pressure differential along the pipe due to the restriction to axial flow. Such a restriction is generated by the appearance of a hydrodynamic barrier from radial inflow. It has also been observed that more viscous fluids require higher pressure gradients to flow, however, they suffer smaller pressure drops when exposed to radial inflows. As for the velocity profiles, increasing the viscosity of the flowing fluid resulted in the intensification of the axial velocity after the radial inflow to a certain extent, so that for very viscous fluids this behavior is not conserved. Finally, the increase in axial flow velocity also occurs, the greater the number of holes per plane in the tube.

**Keywords:** Viscous fluids; Oil production; Radial inflow; Turbulent flow; Ansys Fluent.

### **Resumen**

Los pozos horizontales de producción de petróleo, cuando se comparan con pozos verticales, presentan como ventaja principal una mayor área abierta al flujo. El aceite que fluye del medio poroso ingresa en el interior del conducto horizontal por diversos agujeros de pequeño diámetro, efectuados en la pared metálica del conducto. El flujo radial en el agujero se vuelve axial a lo largo del conducto, causando el aumento de la pérdida de carga. Por lo tanto, este efecto indeseado debe ser minimizado, tal que el caudal no sea perjudicial. Este es el objetivo de este trabajo. Se investigó la interferencia del influjo radial en el perfil de presión y velocidad de flujo axial, cuando varía los valores de viscosidad del fluido y la cantidad de agujeros por plano. El flujo en análisis es caracterizado monofásico, incompresible, de régimen turbulento y permanente, ocurriendo en una tubería horizontal de 3 m de longitud y 10 cm de diámetro. Los agujeros, de diámetro de 1 cm en la tubería, permiten el ingreso de fluido radialmente. El modelado numérico fue realizado a través del software ANSYS FLUENT 15.0, con post-procesamiento y recolección de datos por medio del CFD-Post. Los resultados preliminares muestran que la presencia de entrada de fluido radial genera un aumento en el diferencial de presión a lo largo de la tubería debido a la restricción del flujo axial. Esta restricción es generada por la aparición de una barrera hidrodinámica proveniente del influjo radial. También se observó que los fluidos más viscosos demandan de mayores gradientes de presión para fluir, sin embargo, estos, sufren menores caídas de presión cuando expuestos a influjos radiales. En cuanto a los perfiles de velocidad, el aumento de la viscosidad del fluido escoante resultó en la intensificación de la velocidad axial después del influjo radial hasta cierto punto, de manera que, para fluidos muy viscosos este comportamiento no se conserva. Por último, el aumento de la velocidad del flujo axial también ocurre, cuanto mayor es la cantidad de agujeros por plano en el tubo.

**Palabras clave:** Fluidos viscosos; Producción de crudo; Influjo radial; Flujo turbulento; Ansys Fluent.

## 1. Introdução

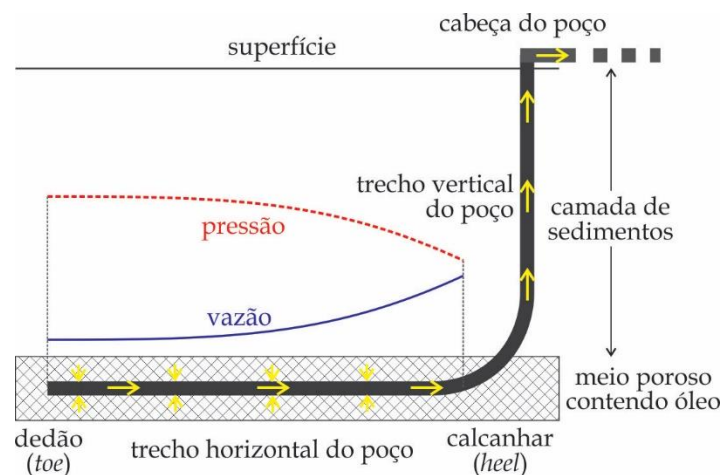
A indústria petrolífera investe cada vez mais em estudos e desenvolvimento de tecnologias que aumentam e/ou auxiliam na otimização da produção do petróleo. Neste contexto, de acordo com Joshi (1991), poços direcionais e/ou horizontais são amplamente utilizados por apresentar elevados índices de produção quando comparados com poços verticais, principalmente em reservatórios delgados. Um único poço horizontal pode equivaler a vários poços verticais em termos de área exposta ao fluxo da formação para o interior do poço.

Segundo Rosa, Carvalho & Xavier (2006), devido a sua maior produtividade, os poços horizontais podem produzir com menores diferenciais de pressão, especialmente nas imediações do poço, minimizando, ou ao menos retardando, a formação de cones de água ou de gás.

Um importante fator a ser considerado é o acoplamento poço/reservatório, no que tange a perda de carga no escoamento interno ao poço horizontal. De acordo com o estudo realizado por Sansoni Junior (2015), com o aumento da extensão do poço as perdas de carga em seu interior tendem a se agravar. Logo, o diferencial de pressão é mais elevado próximo ao calcanhar do poço (*heel*), do que na outra extremidade do poço ou dedão (*toe*) (Figura 1). O resultado é a geração de um perfil de escoamento de caráter heterogêneo.

O aumento da perda de carga ao longo do poço promove uma maior concentração de fluxo junto à sapata do último revestimento (calcanhar), enquanto que na extremidade do poço (dedão) o fluxo tende a apresentar patamares cada vez menores (Figura 1). Esta diferença de vazão de produção ao longo do poço horizontal acarreta na formação de cones de água e/ou gás quando há acumulações adjacentes à reserva de óleo que está sendo produzida. Adicionalmente, tende a antecipar o *breakthrough* reduzindo de forma significativa a vida produtiva do poço.

Figura 1 – Representação dos trechos vertical e horizontal do poço produtor destacando os perfis de pressão e vazão não uniforme na região de acoplamento poço-reservatório para situações sem uso da furação diversiva.



Fonte: Adaptado pelos autores a partir de Sansoni Junior (2015).

A perda de carga no acoplamento poço-reservatório deve-se ao atrito entre o fluido e a parede da tubulação, assim como à presença dos furos ao longo da tubulação. Estes furos permitem o ingresso de fluido proveniente do reservatório para o interior da tubulação e sua posterior movimentação em direção à superfície ao longo da coluna de produção.

Com relação às perdas de carga geradas por atrito, Dikken (1990) propôs um modelo semi-analítico o qual avalia o comportamento da produção de um poço horizontal em função da perda de carga devido ao atrito entre o fluido e a tubulação para um escoamento monofásico, turbulento de regime permanente para o reservatório homogêneo, com índice de produtividade (IP) não dependente da posição ao longo do poço. O autor menciona a heterogeneidade da distribuição de vazão ao longo do poço devido a diminuição do potencial de escoamento do fluido à medida que se caminha do *toe* para o *heel*.

Na redução de pressão promovida pelo influxo radial nos furos, deve-se considerar que, os furos promovem um tipo de constrição geométrica ao fluxo, restringindo a passagem do fluido do reservatório para dentro da coluna de produção. Assim, havendo uma diminuição da área aberta ao fluxo promovida por cada furo, tem-se como resultado um aumento considerável da velocidade de fluxo radial, elevando as perdas de carga por atrito nesta região e conseqüentemente reduzindo a pressão do fluido que entra na coluna de produção. Schulkes & Utvik. (1997) relatam que o aumento da velocidade de influxo radial leva a uma obstrução significativa do fluxo axial, resultando em um aumento na queda de pressão axial.

A literatura contempla estudos relacionados a perda de carga em poços horizontais em função de seu comprimento. Ozkan et al. (1999) e Penmatcha et al. (1999), apresentam análises que visam definir um comprimento ótimo de poço em função do gradiente de pressão interno ao poço. Já autores como Schulkes & Utvik. (1997) e Ouyang et al. (1998), abordam o tema perda de carga em poços horizontais referente a perturbações promovidas por influxos radiais e seus efeitos no escoamento interno ao poço. Ouyang et al. (1998) mencionam que o escoamento de óleo não se apresenta de forma uniforme ao longo do trecho de poço aberto horizontal, principalmente quando se trata de interferência devido à presença de influxos radiais provenientes dos furos.

Estudos realizados por Fernandes & Silva (2006) e Landman & Goldthorpe (1991) propõem abordagens de homogeneização do perfil de pressão ao longo de poços horizontais utilizando o conceito da furação diversiva de *liners* ou telas de contenção de areia que propiciam resistência diferenciada ao escoamento radial do óleo através da coluna de produção ao longo de sua extensão horizontal em poço aberto. Fernandes & Silva (2006) apresentaram a formulação matemática para a distribuição de furos ao longo de um *liner*. A proposta foi aplicada em poços das bacias de Campos e Solimões. Os resultados obtidos comprovaram a eficácia da proposta na uniformização de fluxo, tanto para reduzir o tempo de operação nas estimulações por acidificação, quanto para retardar a formação de cones de água e gás durante

a produção. A furação diversiva é também utilizada para injeção de fluidos no reservatório, conforme relatado por Mantegazini & Romero (2019).

Santos (2014) comparou a formulação desenvolvida por Fernandes e Silva (2006) com resultados provenientes de estudos experimentais existentes na literatura. A autora relatou que o modelo matemático não reporta resultados favoráveis para fluxos de grande magnitude. Portanto, propôs que a formulação deveria sofrer alterações de maneira a se obter expressões válidas voltadas para faixas distintas de magnitude de escoamento.

Schulkes & Utvik (1997) relatam a extrema complexidade da modelagem analítica deste fenômeno em tubulações com diversos furos como, por exemplo, o fato de não se ter um fluxo totalmente desenvolvido em casos reais, a geometria do poço não ser verdadeiramente horizontal e a presença de mais de uma fase fluida escoando no *liner*. Deve-se considerar também que, em alguns casos, ocorre a produção sólidos junto ao escoamento de fluido, o que dificulta ainda mais o estudo da produção de hidrocarbonetos em poços horizontais.

Este trabalho tem como objetivo quantificar e avaliar a interferência do influxo radial no escoamento axial em uma porção horizontal de coluna de produção na região de acoplamento poço-reservatório. Utilizando a ferramenta de modelagem numérica 3D, denominada dinâmica de fluidos computacional (em inglês *Computational Fluid Dynamics* — CFD). Será avaliado o comportamento dos perfis de pressão e velocidade de fluxo axial alterando a viscosidade do fluido assim como a densidade de furos ao longo do tubo.

## 2. Metodologia

A perda de carga, oriunda da interferência de um influxo radial proveniente dos furos na tubulação, no fluxo axial foi estudada em uma tubulação horizontal contendo quatro planos de furos. O escoamento permanente turbulento 3-D é abordado no ambiente da dinâmica de fluidos computacional por meio do *software* Ansys Fluent 15.0.

Foi utilizado um óleo com viscosidade e massa específica similares aos da água. Três cenários foram considerados: cenário 1 em uma tubulação horizontal sem a presença de influxo radial; cenário 2 em uma tubulação horizontal com dezesseis furos, variando a viscosidade do fluido escoante a fim de determinar como esta característica afeta a hidrodinâmica do escoamento axial; e cenário 3 com oito furos na tubulação.

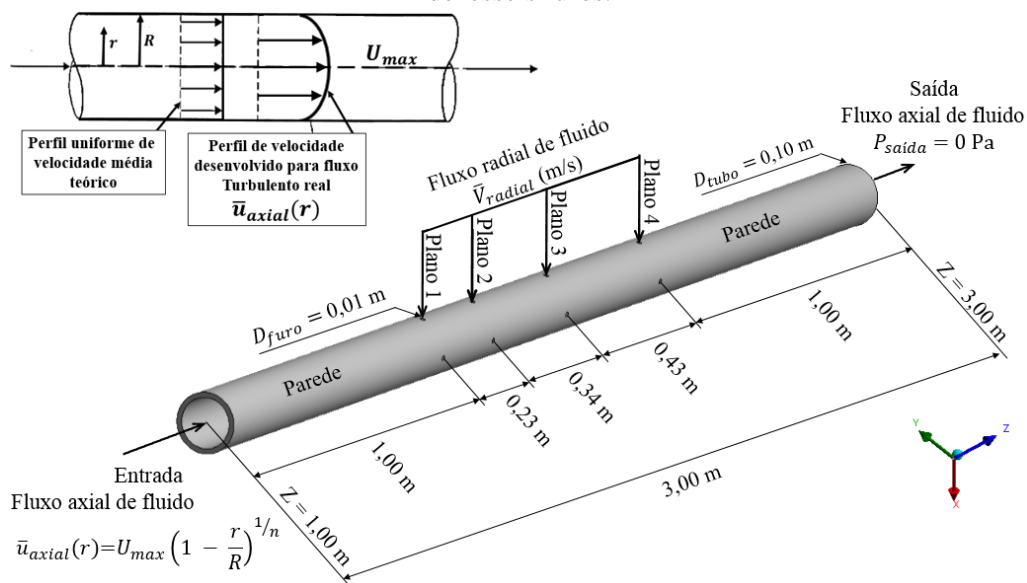
As velocidades de fluxo radial e axial, para as análises de comparação de densidade de furos por plano e variação de viscosidade de fluidos escoando, foram mantidas fixas a fim de se obter uma análise isenta de erros gerados por condições de contorno distintas.

A adoção de modelagem numérica em dinâmica de fluidos computacional auxilia no processo de otimização da produção de petróleo e, neste caso, vem com intuito de prevenir alguns problemas recorrentes em poços horizontais como, *breakthrough* precoce por formação de cones de água e/ou gás, baixas vazões de produção, e perfis de pressão e vazão heterogêneos ao longo de poços produtores, entre outros problemas.

### 2.1 Definição do problema e casos estudados

A dinâmica do processo ocorre em uma tubulação horizontal de 3 m de comprimento ( $L$ ), diâmetro interno ( $D$ ) de 10 cm e vários furos com diâmetro ( $d$ ) de 1 cm. Na Figura 2 é representada a geometria de dezesseis furos e parâmetros geométricos utilizados. O posicionamento dos planos de furos também é representado, sendo idêntico para as duas geometrias utilizadas, porém uma geometria tem 4 furos por plano e outra apenas dois furos por plano, como explicitado na Tabela 1.

Figura 2 - Representação esquemática do problema de uma tubulação perfurada com o sistema de coordenadas e designações de entrada e saída de fluido e seus respectivos sentidos para a geometria de dezesseis furos.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Segundo o site da empresa Tecvix <[tecvix.com.br](http://tecvix.com.br)>, que produz e comercializa tubos utilizados em colunas de produção, os dutos perfurados podem variar seu diâmetro interno de 2,375" (6,032 cm) a 7" (17,78 cm), e o diâmetro das perfurações entre 0,375" (0,952 cm) e 0,75" (1,905 cm). Logo, os valores adotados neste trabalho se encontram dentro da faixa de medidas de diâmetros de tubos comercializados para este tipo de aplicação.

O fluido é homogêneo, incompressível, e possui temperatura de escoamento no interior da tubulação de 25°C, com massa específica de 998,20 kg/m<sup>3</sup> e viscosidade dinâmica variando entre 0,001003 a 0,02 kg/(m.s), conforme Tabela 1.

O parâmetro que classifica o escoamento como laminar ou turbulento é o número de Reynolds ( $R_e$ ), e é descrito por

$$R_e = \frac{\rho D \bar{u}_{axial}}{\mu}. \quad (1)$$

Os valores de velocidade de fluxo axial ( $\bar{u}_{axial}$ ) e radial ( $\bar{V}_{radial}$ ) utilizados, viscosidades ( $\mu_{\acute{o}leo}$ ), número de Reynolds e número de furos por planos que envolvem cada caso, estão detalhados na Tabela 1. Em todos os casos estudados o escoamento é turbulento com  $R_e > 2.300$  (Fox et al., 2011).

Tabela 1 - Velocidade média axial e radial, viscosidade, número de Reynolds, número de furos por plano e total de furos na tubulação.

Caso	$\bar{u}_{axial}$ , m/s	$\bar{V}_{radial}$ , m/s	$\mu_{\acute{o}leo}$ , kg/m.s x 10 <sup>-4</sup>	$R_e$	Furos por plano	Total de furos
1	4,00	0,00	10	398.085	0	0
2	4,00	4,00	2	1.996.400	4	16
3	4,00	4,00	10	398.085	4	16
4	4,00	4,00	95	42.029	4	16
5	4,00	4,00	200	19.964	4	16
6	4,00	4,00	10	398.085	2	8

Fonte: Elaborado pelos autores.

O caso 1 não apresenta furos, isto é o influxo radial é nulo, foi incluído no estudo como base de comparação para os outros cenários.

## 2.2 Formulação matemática do escoamento turbulento

De acordo com Fox et al. (2011) pode-se calcular a perda de pressão em tubulações, através da equação da continuidade para um fluido incompressível

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

onde  $\rho$  representa a massa específica. Também necessária a equação de Navier-Stokes

$$\frac{\partial(\rho \vec{u})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{u} \vec{u}) = -\nabla \cdot p + \nabla \cdot \underline{\tau} + \rho \vec{g} + \vec{F}, \quad (4)$$

sendo  $p$  a pressão termodinâmica local,  $\underline{\tau}$  o tensor de tensão,  $\rho \vec{g}$  as forças de corpo gravitacionais desprezíveis nesta análise, e  $\vec{F}$  as forças de corpo externas. O tensor de tensão  $\underline{\tau}$  é obtido de

$$\underline{\tau} = \mu_{eff} [\nabla \vec{u} + (\nabla \vec{u})^T], \quad (5)$$

onde  $\nabla \vec{u}$  representa o gradiente de velocidade e  $\mu_{meff}$  a viscosidade efetiva do fluido

$$\mu_{eff} = \mu_f + \mu_t, \quad (6)$$



$\mu_f$  é a viscosidade do fluido e  $\mu_t$  viscosidade devido a turbulência dada como

$$\mu_t = \frac{\rho C_\mu k^2}{\varepsilon}. \quad (7)$$

O parâmetro  $C_\mu$  é uma constante de fechamento igual a 0,09 para altos valores de Reynolds. Os valores de  $k$  e de  $\varepsilon$  são determinados através da modelagem da turbulência abordada na sequência.

O número de Reynolds apresentados na Tabela 1 indica que o escoamento é turbulento e é, portanto, necessária a modelagem deste fenômeno. É selecionado o modelo  $k - \varepsilon$  padrão (Ansys Fluent, 2013) baseado em duas equações, uma para a energia cinética turbulenta,  $k$ , em função das flutuações do campo de velocidade das partículas

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \bar{u} k) = \nabla \cdot \left[ \left( \frac{\mu_{eff}}{\sigma_k} \right) \nabla k \right] + P_k - \rho \varepsilon, \quad (8)$$

e outra para a dissipação da energia cinética turbulenta por unidade de massa,  $\varepsilon$ ,

$$\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \bar{u} \varepsilon) = \nabla \cdot \left[ \left( \frac{\mu_{eff}}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right] + C_{\varepsilon 1} \frac{\varepsilon}{k} (P_k + C_{\varepsilon 3} P_b) - C_{\varepsilon 2} \rho \frac{\varepsilon^2}{k}. \quad (9)$$

Estas equações dependem da viscosidade efetiva  $\mu_{eff}$ , definida na Equação 6 e dos seguintes coeficientes de fechamento

$$C_{\varepsilon 1} = 1,44; C_{\varepsilon 2} = 1,92; \sigma_k = 1,0; \sigma_\varepsilon = 1,30. \quad (10)$$

As condições de contorno adotadas tanto no cenário em que se tem oito furos quanto no cenário de dezesseis furos são representada na Figura 2 e descritas a seguir:

(a) Entrada: o escoamento foi considerado completamente desenvolvido de maneira que o perfil de velocidade axial,  $u_{axial}(r)$ , é definido em função da posição de raio,  $r$ , da seção do duto, da velocidade máxima,  $U_{max}$ , do raio máximo,  $R$ , do duto e do expoente  $n$ , por meio da equação de Leis de Potência para escoamentos turbulentos em tubos, (Fox *et al.* 2011), descrita como:

$$\bar{u}_{axial}(r) = U_{max} \left( 1 - \frac{r}{R} \right)^{1/n}, \quad (11)$$

o expoente  $n$ , por sua vez, depende do número de Reynolds,  $Re$ , através da equação

$$n = 1,7 + 1,8 \log Re. \quad (12)$$

Com a energia cinética turbulenta  $k = 0,75$  e a taxa de dissipação turbulenta  $\varepsilon = 0,75$  (Fluent, 2013);

(b) Saída: a pressão de saída da tubulação se manteve constante, sendo adotado o valor de pressão manométrica atmosférica,  $P_{saída} = 0 Pa$ ;

(c) Parede: a parede é estacionária, sem deslizamento e impenetrável;

(d) Furos: a velocidade de influxo radial de fluido foi fixada em 0,0 m/s para o Caso 1, (no qual não existe influxo radial), e para os demais casos se manteve constante no valor de 4,0 m/s.

### 2.3 Abordagem numérica

As equações são resolvidas de forma acoplada com auxílio do *software* Ansys Fluent 15.0. O *solver* utilizado é baseado na pressão, de maneira que o campo de pressão é extraído através da resolução de equação de correção de pressão por meio da manipulação de equações de continuidade e momentum. A solução é obtida através do regime de estado estacionário uma vez que o interesse não é a análise do escoamento durante o período transiente.

A geometria da tubulação é representada utilizando o *Design Modeler* do *Workbench*, envolvendo zonas de entrada, saída e domínio de parede. A discretização espacial da geometria é obtida através da ferramenta *Mesh* gerando uma certa quantidade de elementos em todo o volume. A definição da quantidade de elementos é guiada pelo teste de independência de malha detalhado na próxima subseção.

Com o intuito de diminuir o esforço computacional, no plano de entrada do domínio de interesse foi prescrito um perfil de velocidade desenvolvido regido pelas Equações 11 e 12. Esta solução analítica foi implementada mediante a opção *User-Defined Function* (UDF) do simulador através da ferramenta *Setup* do *Workbench*, a qual compila o código em linguagem C e a interpreta tal que possa ser resolvida de forma acoplada pelo *software*.

### 2.4 Teste de independência de malha

O teste de malha abrange o uso de quatro tipos de malha para ambas as geometrias. Foi realizada a partir do Caso 3 para a geometria 1 que contempla o tubo com dezesseis furos e Caso 8 para a geometria 2 com oito furos. Nos dois casos o valor de velocidade média de fluxo radial adotado foi de 4 m/s. Os valores de velocidade média de fluxo axial e pressão de saída são respectivamente 4 m/s e 0 Pa para ambos os casos. Os dados referentes às malhas estão dispostos na Tabela 2.

Tabela 2 - Informações das malhas testadas para a geometria 1 (de dezesseis furos) e 2 (de oito furos) e seus respectivos tempos de simulação.

Malha	Número de elementos da geometria 1	Tempo de simulação, min	Número de elementos para geometria 2	Tempo de simulação, min
1	460.473	27,46	429.964	24,00
2	712.463	54,00	714.674	50,86
3	1.071.821	104,46	1.078.001	99,76
4	1.336.646	141,98	1.337.950	138,53

Fonte: Elaborado pelos autores.

O refinamento de malha foi realizado na ferramenta *Mesh* do *software* Ansys Fluent 15.0, em que os parâmetros *relevance*, *relevance center*, *smoothing*, *transition*, *use advanced size*

*fun*, *span angle center*, *inflation*, *proximity min size*, *min size*, *max face size*, *max size*, foram variados. A análise dos resultados de pressão e velocidade axial gerados nas duas geometrias, permite notar que existe uma maior diferença entre a Malha 1 e as outras três malhas para as duas geometrias. O maior valor de erro encontrado foi entre dados da Malha 2 e Malha 4, o qual se apresentou próximo aos 2%, tanto para valores de pressão quanto de velocidade axial nas duas geometrias. A Malha 2 foi escolhida para as duas geometrias, uma vez que esta representa uma malha de qualidade razoável e possui valores de dados muito próximos aos da Malha 4, e por demandar de menor esforço computacional se comparado com as Malhas 3 e 4. Logo, para a geometria com dezesseis furos tem-se uma malha de 712.463 elementos e, para a geometria com oito furos tem-se 714.674 elementos.

### 3. Resultados e discussão

Os resultados para os seis casos (Tabela 1) estudados foram processados através da ferramenta *CFD-Post*, sendo os dados coletados em 300 pontos ao longo da linha de centro da tubulação.

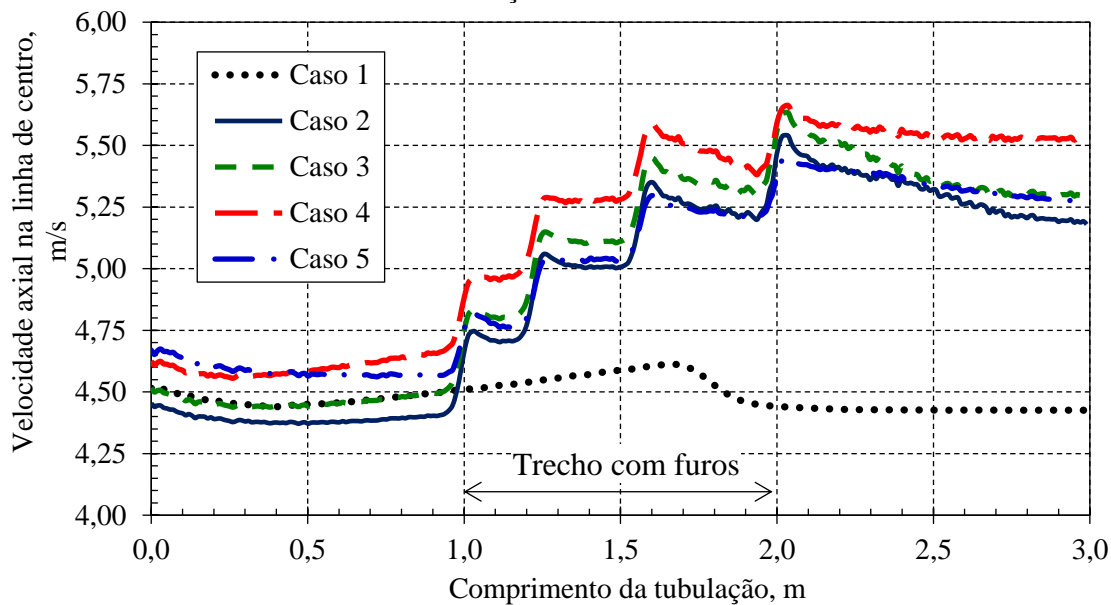
A velocidade axial para os casos 2, 3, 4 e 5 com 16 furos na tubulação são apresentados na Figura 3. A condição sem furos, caso 1, mostra que a velocidade apresenta uma leve variação ao longo do comprimento do tubo. Este comportamento deve-se ao escoamento ser turbulento, no qual pequenas variações na velocidade coletados na linha de centro são decorrentes do movimento caótico das partículas e das flutuações do campo tridimensional de velocidades característico deste tipo de escoamento (Fox et al., 2011).

Para os casos 2 a 5 com influxo radial, como fluido incompressível ingressa na tubulação pelos furos tem-se que a conservação de massa pós-furos (*pf*) é a soma da massa antes dos furos (*af*) com a massa que ingressa pelos furos (*f*), isto é:  $q_{pf} = q_{af} + q_f$ , que em termos de velocidade é  $v_{pf} = v_{af} + v_f \left(\frac{d}{D}\right)^2$ . Como cada plano tem quatro furos tem-se que a velocidade axial aumenta no termo  $4v_f \left(\frac{d}{D}\right)^2$  por cada plano ou  $16v_f \left(\frac{d}{D}\right)^2$  para todos os furos.

Na Figura 3 também se observa que a velocidade axial é menor quando a inércia é dominante, o qual ocorre quando a viscosidade é baixa ou o número de Reynolds é elevado. O termo  $4v_f \left(\frac{d}{D}\right)^2$  é responsável pelo aumento em forma de degraus da velocidade axial. Entretanto, em cada patamar a velocidade axial é maior quando maior é a viscosidade. Por exemplo, o caso 4 do fluido mais viscoso tem a maior velocidade axial do que o caso 3. Após um valor crítico de viscosidade, entre os casos 4 e 5, a velocidade axial é menos sensível e torna

o escoamento mais lento, como mostra a curva do caso 5. Isso é explicado pelas maiores perdas de carga associadas a este tipo de fluido (Figura 4).

Figura 3 - Velocidade axial ao longo da linha de centro da geometria com dezesseis furos. Dados referente a variação dos valores de viscosidade.



Fonte: Elaborado pelos autores.

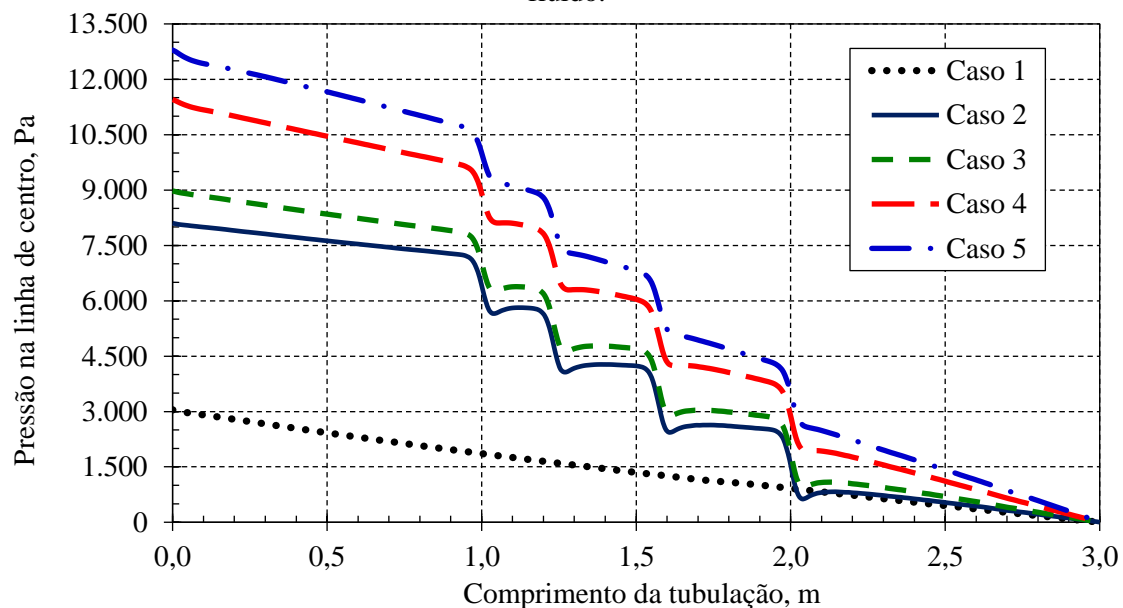
Segundo Ozkan et al. (1999) o aumento do valor de  $R_e$  resulta em um aumento das perdas por atrito, que por sua vez acarretam na diminuição da velocidade axial. Logo, é justificável que o Caso 5 com  $\mu_{oleo} = 200 \times 10^{-4} \text{ kg/m.s}$  apresente menores velocidade axiais do que o Caso 2 com  $\mu_{oleo} = 2 \times 10^{-4} \text{ kg/m.s}$ .

Na Figura 4, nota-se que, quanto maior a viscosidade do fluido, maior é a pressão de entrada necessário para que o fluido escoe até o fim do tubo. Entretanto, a interferência do influxo na queda de pressão (mostrada como degraus na Figura 3) decresce com o aumento da viscosidade, o que está relacionado ao com o aumento da importância das forças viscosas, acarretando em uma maior resistência à formação de barreiras hidrodinâmicas no escoamento nos pontos onde se localizam os planos de furos. Tal resistência também se faz presente no escoamento axial através dos maiores valores de perdas por atrito, devido a que fluidos mais viscosos apresentarem maior tensão de cisalhamento. Considerando uma análise simplificada do fenômeno para um escoamento bidimensional, a tensão de cisalhamento de um escoamento turbulento completamente desenvolvido pode ser descrita por (Fox et al., 2011):

$$\tau = \tau_{lam} + \tau_{turb} = \mu_{oleo} \frac{d\bar{v}}{dy} - \rho \overline{u'v'} \quad (14)$$

onde  $u'$  e  $v'$  representam as parcelas de flutuações aleatórias de velocidade e  $\bar{v}$  a velocidade média de escoamento. Como as componentes  $u'$  e  $v'$  são negativas  $\tau_{turb}$  será positivo. As flutuações  $u'$  e  $v'$  transferem movimento para as camadas de fluido adjacentes tendendo a reduzir o gradiente de velocidade existente (Fox et al., 2011). Portanto, da Equação 24 percebe-se que, quanto maior é a viscosidade do óleo ( $\mu_{oleo}$ ) maior será a tensão de cisalhamento. Assim, a resistência ao fluxo será intensificada em casos de fluidos de alta viscosidade, o que também justifica a necessidade de maiores gradientes de pressão para fluidos mais viscosos.

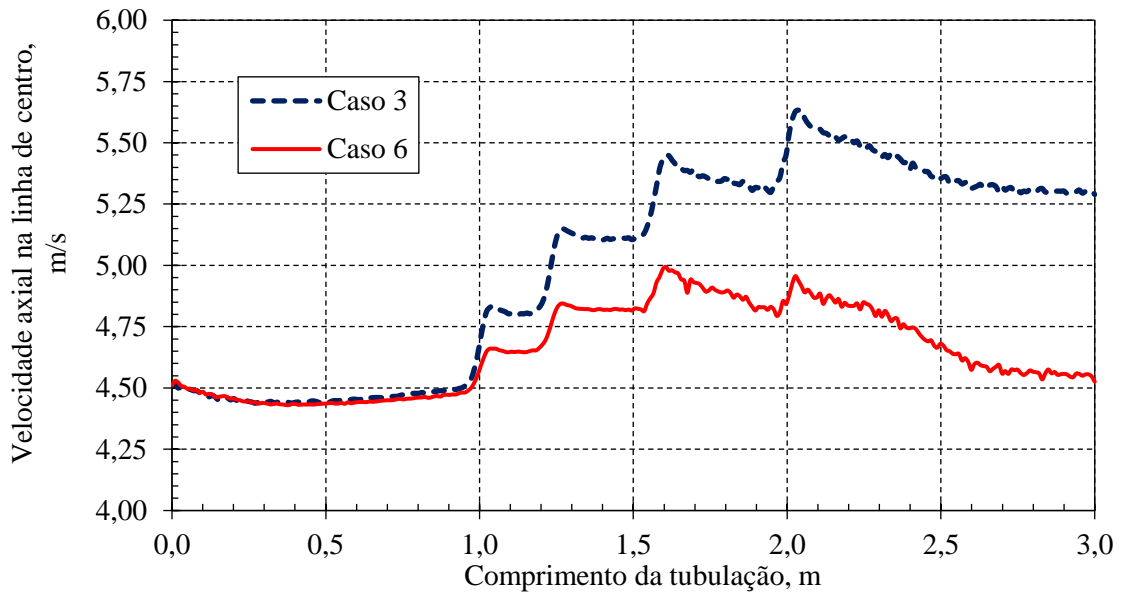
Figura 4 - Pressão na linha de centro da tubulação com dezesseis furos para diferentes viscosidades do fluido.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Na Figura 5 compara-se a velocidade axial para 16 furos (caso 3) e 8 furos (caso 6). A diminuição da quantidade de furos acarretou em menores valores de velocidade axial, o qual é explicado porquê de acordo com a Lei de Conservação da Massa, tem-se que, o acréscimo de massa, promovido pelo aumento da densidade de furos, resulta em uma maior velocidade de escoamento axial. Hansen e Nederveen (2002), relatam que a distribuição diferenciada de furos ao longo de uma tubulação em poços horizontais é usada para compensar a queda de pressão ao longo do poço no sentido *toe-heel*, gerando assim, um efeito choque. Logo, em áreas de maior concentração de furos, ter-se-ia uma maior área exposta ao fluxo e, conseqüentemente uma maior vazão de fluxo radial. Esta análise vai de encontro com a literatura, e corrobora com a teoria da furação diversiva (Fernandes et al., 2006; Santos, 2014; Mantegazini & Romero, 2019).

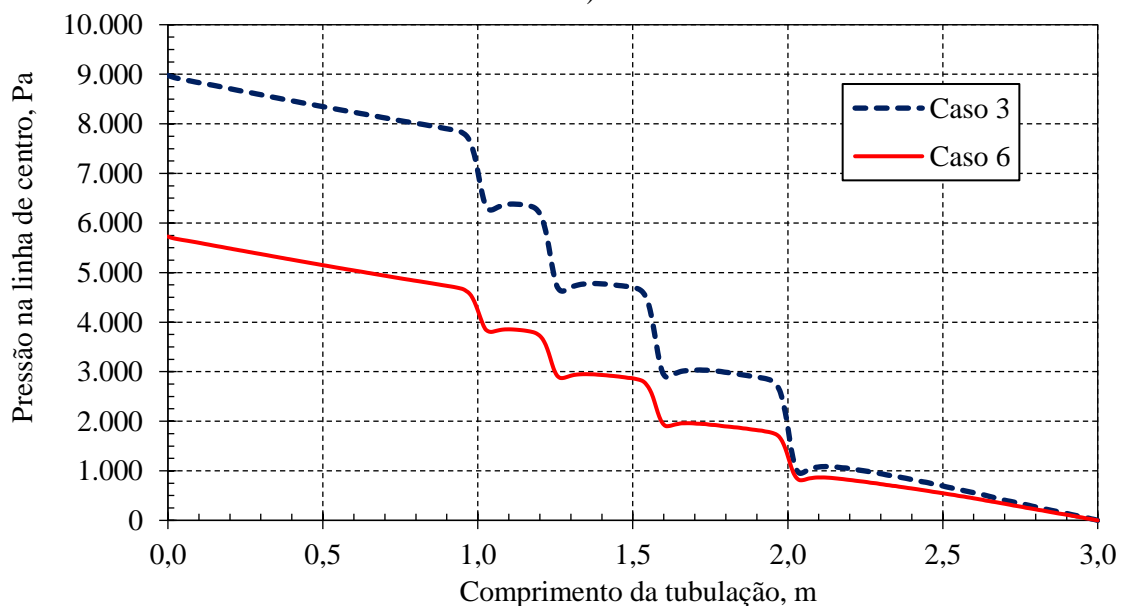
Figura 5 - Velocidade axial na linha de centro da tubulação para os casos 3 (dezesesseis furos) e 6 (oito furos).



Fonte: Elaborado pelos autores.

A influência do número de furos na pressão ao longo do duto é apresentado na Figura 6. O aumento da quantidade de furos origina uma perda de carga mais acentuada. Um maior número de furos permite ingresso de maior volume de fluido na tubulação, o qual acentua a barreira hidrodinâmica gerada pelo influxo radial perpendicular ao escoamento axial obstruindo parcialmente a região aberta ao fluxo (Schulkes & Utvik, 1997). Como o caso 3 possui o dobro de furos do caso 6, então, tal obstrução será maior, gerando então uma maior a perda de pressão.

Figura 6: Valores de pressão ao longo da linha de centro da tubulação referentes a geometrias 1, representada pelo Caso 3 (com dezesseis furos) e a geometria 2, representada pelo Caso 6 (com oito furos).



Fonte: Elaborado pelos autores.

Adicionalmente, com o aumento da densidade de furos tem-se um aumento da velocidade axial logo após os planos de furos e, conseqüentemente um aumento de vazão, como evidenciado pelos perfis de velocidade axial do caso 3 da Figura 5. Como a velocidade média axial sofre um incremento, ocorrerão maiores perdas de carga (Ozkan et al., 1999) e dado que a pressão na saída é fixada pela condição de contorno em  $P_{saída} = 0 Pa$ , a necessidade de aumento do diferencial de pressão é atendida mediante uma maior pressão na entrada da tubulação, conforme mostra a Figura 6.

#### 4. Conclusões

Com base nos resultados obtidos e de acordo com os objetivos propostos, conclui-se que:

- a) O influxo radial promove uma interferência tanto no perfil de pressão, quanto no perfil de velocidade do fluxo axial;
- b) A viscosidade afeta os perfis de pressão e velocidade axial de escoamentos com influxo radial. Neste caso, fluidos com menores viscosidades são mais sensíveis à perturbação promovida pelo influxo radial, de maneira que quanto menor a viscosidade maior será a queda de pressão pontual na localidade dos planos de furos;
- c) Para fluidos de baixa viscosidade o aumento da velocidade axial do escoamento é maior, porém a desaceleração do fluxo logo após o furo se torna tão intensa quanto maior for o acréscimo de velocidade no escoamento axial;
- d) Notou-se também que a relação entre forças inerciais e viscosas possuem uma região de desempenho ótimo, uma vez que o caso 4 apresentou os maiores valores de velocidade de fluxo axial na saída do tubo, se comparado com os casos 2, 3, e 5, correspondendo assim em uma menor desaceleração do fluxo tanto pelo aumento da viscosidade quanto pelo acréscimo de velocidade de fluxo axial gerado pelos influxos radiais;
- e) Através das Figuras 3 e 4 observou-se que, para viscosidades elevadas como no caso 5, o escoamento axial sofre menores interferências em função do influxo radial, porém, por ser mais viscoso depende de maiores diferenciais de pressão para escoar devido a maiores valores de tensão de cisalhamento e, conseqüentemente maiores perdas por atrito;
- f) Na comparação dos casos 3 e 6 percebeu-se que o aumento na densidade de furos em um mesmo plano gera um aumento significativo nos valores de velocidade do escoamento axial;

- g) Constatou-se também que, o aumento da densidade de furos gera uma maior queda de pressão devido a maior restrição ao fluxo. Logo se faz necessário um maior diferencial de pressão para manter o escoamento, indo de encontro com a teoria do método de Furação Diversiva;
- h) Por fim, é notável que o uso de ferramentas de modelagem e simulação de fluido dinâmica computacional são extremamente importantes para o melhor entendimento dos fenômenos que envolvem a produção de petróleo em poços horizontais, bem como para trazer opções de otimização das tecnologias já existentes.

## Referências

Anslys Fluent – Solver Theory Guide. (2013) Ansys FLUENT Release 15.0. [Software].

Dikken, B. J. (1990, Novembro). *Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance* 8. Journal of Petroleum Technology. 42(11) 1426-1433.

Fernandes, P. D., Silva, M. G. F., & Bedrikovetsky, P. A. (2006, abril). *A new IOR technology to homogenized horizontal well injectivity/productivity profile*. 8 SPE/DOE Symposium of Improved Oil Recovery, SPE 99343-SPE 99353. Tulsa, Oklahoma, USA. DOI: <https://doi.org/10.2118/99343-MS>

Fox, R. W., Pritchard, P. J., & McDonald, A. T. (2011). *Introdução à mecânica dos fluidos* (7ª ed.) Rio de Janeiro: editora LTC.

Hansen, J. H., & Nederveen, N. (2002, outubro). *Controlled acid jet (CAJ) technique for effective single operation simulation of 14000+ ft long reservoir section*. 11 SPE European Petroleum Conference, Aberdeen, United Kingdom. DOI: <https://doi.org/10.2118/78318-MS>

Joshi, S. D. (1991). *Horizontal well technology*. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, U.S.A., pp 535.

Junior, U. S. (2015). *Simulação do escoamento em poços horizontais com completção não convencional* (Tese doutorado). Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Florianópolis.

Landman, M. J., & Goldthorpe, W. H. (1991, novembro). *Optimization of perforation distribution for horizontal wells*. SPE Asia-Pacific Conference. SPE-23005-MS, 567 - 576. Perth. Australia. DOI: 10.2118/23005-MS.

Mantegazini, I. S., & Romero, O. J. (2019). *Análise do escoamento em poços horizontais injetores completados com a técnica de furação diversiva*. Research, Society and Development, v. 8. DOI: 10.33448/rsd-v8i9.1327.

Ouyang, L. B., Arbabi, S., & Aziz, K. (1998, junho) *A single-phase wellbore-flow model for horizontal, vertical, and slanted wells*. SPE Journal. 3 (2), 124-133.



Ozkan, E., Sarica, C., & Haci, M. (1999, setembro). *Influence of pressure drop along the wellbore on horizontal-well productivity*. SPE Journal. 4 (3) 288-301.

Penmatcha, V. R., Arbabi, S., & Aziz, K. (1999, setembro). *Effects of pressure drop in horizontal wells and optimum well length*. SPE Journal. 4 (3), 215-223

Resende, A. L. T. (2009). *Análise numérica da bolha de separação do escoamento turbulento sobre placa plana fina inclinada*. (Tese de doutorado). PUC – Rio. Rio de Janeiro, Brasil. DOI: <https://doi.org/10.17771/PUCRio.acad.14607>

Rosa, A. J., Carvalho, R. S. & Xavier, A. J. D.(2006), *Engenharia de reservatório de petróleo*, Brasil: editora Interciência.

Santos, L. A. (2014). *Investigação das perdas de carga na técnica de furação diversiva em poços*. (Trabalho de conclusão de curso). Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo, São Mateus, Espírito Santo, Brasil.

Schulkes, M. S., & Utvik, O. H. (1997, dezembro). *Pressure drop in a perforated pipe with radial inflow: single-phase flow*. SPE Journal. 3 (1), 77-84. DOI: <https://doi.org/10.2118/38448-PA>.

Tecvix Planejamento e Serviços. Tecvix International, (2019). *Produtos: filtros para controle de areia: tubos perfurado*. Recuperado em 05 de jun. de 2019 de <<http://www.tecvix.com.br/produtos-single.php?produto=filtrosAreia>>.

#### **Porcentagem de contribuição de cada autor no manuscrito**

Heitor Lopes de Souza Ribeiro – 50%

Oldrich Joel Romero – 50%