

PEDRO DUARTE DA CONCEIÇÃO MACHADO

Simulação do escoamento em meio poroso utilizando o método *Moving-Particle Semi-Implicit* (MPS)

São Paulo
2015

PEDRO DUARTE DA CONCEIÇÃO MACHADO

Simulação do escoamento em meio poroso utilizando o método *Moving-Particle Semi-Implicit* (MPS)

Trabalho de formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Graduação em Engenharia
de Petróleo

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de
Azevedo

**São Paulo
2015**

Agradecimentos

Agradecimentos a Agência Nacional de Petróleo (ANP) Programa PRH-19, que concedeu uma bolsa de iniciação científica ao primeiro autor do trabalho, e à Petrobras, pelo suporte financeiro no desenvolvimento do sistema de simulação computacional baseado no método MPS.

Ao Professor Doutor Cheng Liang Yee, pelo acompanhamento, pelas discussões e sugestões que foram de enorme ajuda em todas as etapas desse trabalho.

Ao Professor Doutor Ricardo Cabral de Azevedo, pela orientação, pelas críticas construtivas e sugestões concedidas durante a elaboração deste trabalho.

A todos os colegas e funcionários do Departamento de Minas e de Petróleo da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, que contribuíram direta e indiretamente durante o período de graduação.

À minha família, por todo incentivo, paciência, compreensão e conselhos que foram essenciais para a minha formação pessoal e profissional.

E, finalmente, a todos que não fazem mais parte desse mundo mas que sempre tive muito afeto e admiração, em especial, à minha avó Benedita Mangia Duarte da Conceição.

Resumo

Dentro do contexto do desenvolvimento de técnicas de simulação computacional para investigar problemas típicos do setor de óleo e de gás, o objetivo desta pesquisa foi a modelagem e simulação do escoamento monofásico nas interfaces entre poços e reservatórios utilizando uma técnica de simulação baseada no método *Moving-Particle Semi-Implicit* (MPS). Focando na fundamentação da modelagem computacional, o presente trabalho visou ainda a validação desta técnica para a modelagem e a simulação referidas. Neste trabalho, casos tridimensionais de esvaziamento de um tanque, preenchido ou não com esferas, foram analisados e os resultados das simulações usando água ou óleo foram comparados com aqueles obtidos analiticamente e experimentalmente. Os resultados apresentaram certa discrepância nos cálculos da velocidade do fluido na saída do tanque, que provavelmente se deve aos efeitos da viscosidade. No entanto, eles mostraram uma boa concordância entre as previsões analíticas e numéricas com relação à variação do nível dos fluidos e, além disso, a aplicação do método se mostrou viável.

Palavras-chave: Método MPS, Simulação Numérica, Escoamento em Meios Porosos, Engenharia de Reservatórios, Escoamento por Orifício

Abstract

Within the context of the computer simulation techniques development to investigate typical problems in the oil and gas sector, the objective of this research was the modeling and simulation of flow at interfaces between wells and reservoirs using a simulation technique based on the Moving Particle Semi-Implicit (MPS) method. Focusing on the fundamentals of computational modeling, this work also aimed at validating this technique for this mentioned modeling and simulation. Here, three-dimensional cases of emptying a tank, filled or not with balls, were analyzed, and the results of simulations using water or oil are compared with those analytically and experimental obtained. The results showed some discrepancy in the calculations of the fluid velocity at the tank outlet, which was probably due to viscosity effects. However, they showed good agreement between the analytical and numerical predictions with respect to the variation in the fluid level.

Keywords: *MPS Method, Numeric Simulation, Flow Through Media Porous, Reservoir Engineering, Flow Through Orifice*

Sumário

1. Introdução	7
2. Desenvolvimento	9
2.1 Objetivo.....	9
2.2 Revisão Bibliográfica.....	9
2.2.1 Definição de Simulação e Modelagem	9
2.2.2 Método de Recuperação de Petróleo Convencional	10
2.2.2.1 Injeção de Água	10
2.2.3 O Método <i>Moving-Particle Semi-Implicit</i> (MPS).....	12
2.2.3.1 Algoritmo do Método MPS	15
2.2.4 Escoamento em Orifícios.....	16
2.2.4.1 Classificação de Orifícios	16
2.2.4.2 Escoamento em Regime Transiente por um Orifício Pequeno em Parede Delgada	17
2.2.4.3 Coeficiente de Descarga (C_d) e Fenômeno da Inversão de Jato	17
2.3 Metodologia	19
2.3.1 Modelo Físico	21
2.3.2 Modelo Computacional.....	24
2.3.2.1 Modelo Utilizado nos Cenários (i) e (ii)	24
2.3.2.2 Modelo Utilizado no Cenário (iii).....	26
2.4 Resultados e Discussões	28
2.4.1 Resultados das Simulações e Ensaios do Tanque sem e com Esferas Utilizando Água	28
2.4.2 Resultados das Simulações e dos Ensaios do Tanque com e sem Esferas Utilizando Óleo	30
2.4.3 Resultados das Simulações e dos Ensaios de Injeção de Água em Meio Poroso Contendo Óleo	31
3. Conclusões	34
4. Referências.....	35

1. Introdução

Dado o contexto atual da indústria de óleo e gás que vem sofrendo com a queda expressiva do preço do barril de petróleo que acumula perda de mais de 50% desde o ano de 2014 (conforme ilustrado na figura 1), as técnicas de otimização da produção de reservatórios de óleo e de gás, que já possuíam grande relevância para o setor, se tornaram o ainda mais importantes.

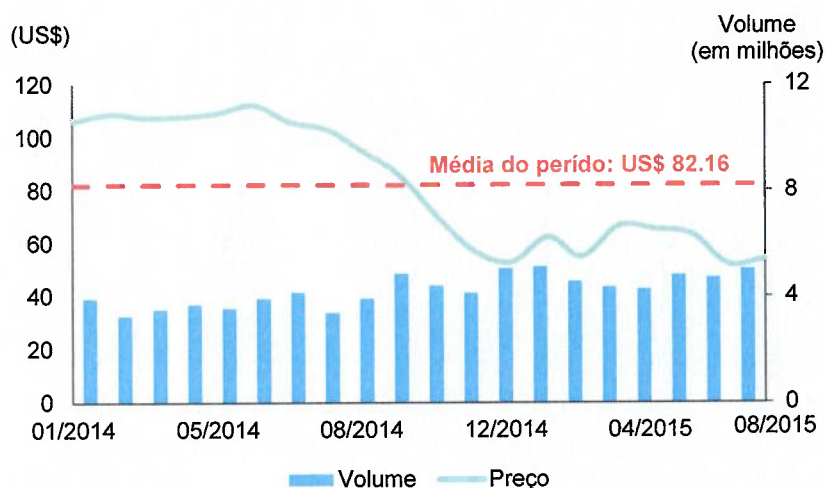


Figura 1: Evolução do preço do barril de petróleo tipo Brent desde janeiro de 2014 até agosto de 2015 (br.investing.com)

Práticas eficientes de gerenciamento de um reservatório petrolífero, como exemplo o uso de técnicas de recuperação de petróleo convencionais (injeção de água, injeção de gás imiscível, etc), especiais (métodos térmicos, método miscíveis, etc) entre outras práticas que objetivam a otimização da curva de produção, garantem uma maior longevidade de campos de óleo e gás e geram um maior retorno aos projetos de Exploração & Produção (E&P).

A engenharia de reservatórios é uma das áreas da engenharia de petróleo responsável pela elaboração de estratégias de desenvolvimento e de gerenciamento de campos produtores petrolíferos a fim de atingir objetivos pré-estabelecidos, considerando variáveis como restrições físicas, operacionais e econômicas (Thomas, 2001).

Definem-se campos maduros todo campo de petróleo em estágio avançado de exploração, cuja produção se encontra em fase declinante. Muitas vezes tais campos são abandonados, embora permaneça um volume considerável de petróleo.

Situação semelhante ocorre com os campos recém-descobertos, que não chegam a produzir, ou produzem com baixa rentabilidade, porque o petróleo ou gás natural que contém não é suficiente para que uma empresa de grande porte possa investir na produção. Esses campos são definidos como campos marginais, isto é, campos que estão próximos de atingir seu limite econômico, por qualquer razão técnica ou econômica (Rosa, 2006).

Dentre as diversas ferramentas disponíveis para estudo do comportamento de reservatórios o método de modelagem computacional se destaca, na medida em que proporciona soluções que não poderiam ser obtidas por nenhuma outra técnica. Desse modo, o uso de modelagem computacional é adequado para o desenvolvimento de estratégias tanto para poços maduros quanto para poços marginais. Assim, a eficácia desta técnica permite ao engenheiro escolher os melhores métodos de recuperação (Mezzono, 2001).

Neste âmbito, o *Moving-Particle Semi-Implicit* (MPS) é um método computacional que tem a finalidade de simular o comportamento dinâmico de um fluido incompressível newtoniano e não newtoniano.

Originalmente desenvolvido por Koshizuka & Oka (1996), o método MPS é uma técnica numérico-computacional que discretiza o domínio em partículas e resolve as equações da continuidade e de *Navier-Stokes* sob o ponto de vista Lagrangeano, aplicando operadores derivados de um modelo de interação entre partículas (Issiki, 2011), denominados de *Differential Operators on Irregular Nodes* (Operadores diferenciais em nós irregulares).

Por ser um método que não requer o uso de malhas, ele apresenta diversas vantagens sobre técnicas numérico-computacionais convencionais, como o Método de Diferenças Finitas (MDF), o Método de Volumes Finitos (MVF) e o Método de Elementos Finitos (MEF). Estas vantagens podem ser vistas na modelagem de fenômenos altamente não lineares, que envolvem superfícies livres com fragmentação e junção, geometrias complexas, contornos móveis e escoamentos multifásicos. Recentemente, estudos dos escoamentos em rochas-reservatório na escala granular (Ovaysi & Piri, 2010; Cheng et. al. 2011 e Domingos & Cheng, 2012) e processo de separação óleo-água (Yamaguchi & Cheng, 2013) foram reportados, demonstrando o potencial do método na investigação dos problemas do setor.

O presente trabalho de formatura tem por objetivo estudar, utilizando como base o método MPS, o escoamento de fluidos em meios porosos. Os resultados obtidos numericamente serão analisados e comparados com os resultados previstos na literatura e nos ensaios físicos.

Vale frisar que o presente trabalho poderá ser de grande interesse para indústria de óleo e gás, uma vez que os modelos utilizados representam uma idealização de um reservatório de petróleo e o método MPS possibilita a simulação da dinâmica de fluidos em condições extremas, tal como ocorre na indústria de óleo e gás onde muitas vezes é extremamente difícil e economicamente inviável a realização de ensaios físicos.

Não obstante, o fato de que a matriz energética brasileira ainda é muito dependente do petróleo como combustível básico (figura 2) reforça a importância para o desenvolvimento de técnicas que possam auxiliar a indústria de óleo e gás.

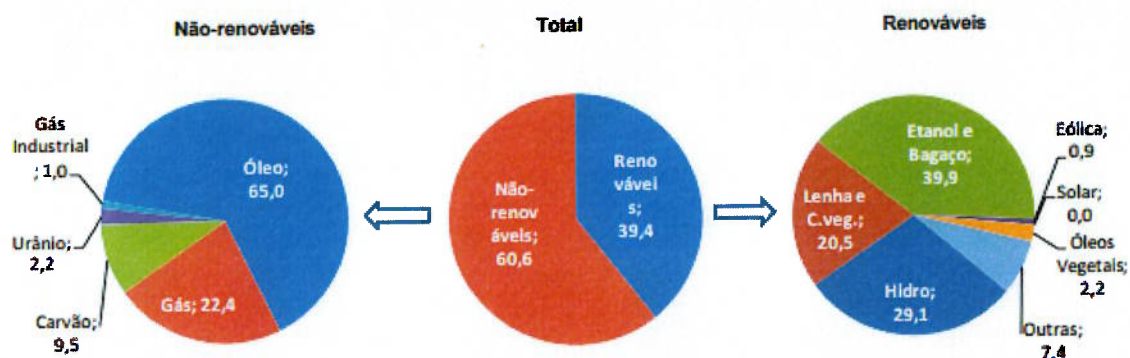


Figura 2: Oferta interna de energia no Brasil – 2014 (%) (Ministério de Minas e Energia)

2. Desenvolvimento

2.1 Objetivo

A importância do setor de óleo e de gás para o mundo contemporâneo, somado ao contexto nacional das grandes descobertas do Pré-Sal, impulsionou o desenvolvimento de técnicas de simulação computacional para tratar problemas típicos desse setor. Isto ocorreu devido às vantagens da abordagem numérico-computacional sobre os métodos analíticos e experimentos físicos no estudo dos fenômenos não lineares. Dentro deste contexto, o objetivo desta pesquisa consiste em estudar o escoamento nas interfaces entre poços e reservatórios por meio de métodos numéricos e computacionais. Tendo em vista o escoamento altamente não linear e a complexidade geométrica, uma técnica de simulação baseada no método Moving-Particle Semi-Implicit (MPS) foi adotada.

Focando na fundamentação da modelagem computacional, o estudo realizado também visou à validação da técnica para a modelagem e simulação de escoamentos em meio poroso. Validações usando escoamentos bidimensionais já foram apresentadas por Lukin & Cheng (2009). Neste trabalho, casos tridimensionais de esvaziamento de um tanque, preenchido ou não com esferas, foram analisados. Os resultados das simulações usando água ou óleo são comparados com aqueles obtidos analiticamente e experimentalmente.

A seguir são apresentados uma breve descrição sobre o método MPS, os casos considerados e os resultados.

2.2 Revisão Bibliográfica

2.2.1 Definição de Simulação e Modelagem

Simulação é uma ferramenta que possibilita a replicação de um processo ou de um sistema real pelo tempo. Por meio do uso de uma simulação e uma metodologia adequada para solução de problemas é possível estudar e analisar casos reais complexos. As etapas de uma

simulação consistem em desenvolver e observar uma situação artificial, a partir de um sistema real, para que se possa correlacionar as variáveis reais com as variáveis do ambiente artificial.

Em outras palavras, simulação é usada para descrever e analisar o comportamento de um sistema, determinar as incógnitas do sistema e auxiliar no sistema real (BANKS et. al., 1998).

A definição de modelagem pode ser entendida como uma descrição, do sistema, pelo uso de um modelo fictício (abstrato). Na etapa que antecede a modelagem, é preciso selecionar elementos do sistema pelos quais se tenha interesse em incluir no modelo.

Dessa forma, deve-se definir um propósito para o modelo a fim de que sejam realizadas tais medidas de seleção. Logo, o primeiro passo para construção de um modelo é desenvolver o propósito para esta modelagem, tendo como base um problema ou um objetivo pré-estabelecido. A partir desse ponto, limites para o sistema e detalhamento do modelo são estabelecidos (PRITSKER, 1998).

2.2.2 Método de Recuperação de Petróleo Convencional

Os métodos de Recuperação Convencionais são usados para aumentar a produção de óleo, bem como para contrabalancear a rápida queda de pressão dos reservatórios naturais, por meio da injeção de água ou gás diretamente no reservatório.

Com a finalidade de deslocar o óleo para fora do reservatório e preencher o espaço deixado vazio, a injeção de fluidos tem sido utilizada mesmo antes do término da recuperação de petróleo utilizando apenas a pressão natural do reservatório (recuperação primária). Antigamente, entretanto, esse método foi comumente utilizado quando a produção atingisse um limite econômico.

Dentre as diversas formas de injeção, podemos citar a injeção periférica, que pode ser projetada perfurando-se um poço injetor no topo ou na base do reservatório de petróleo, dependendo das características do fluido utilizado, como densidade, viscosidade, etc. Normalmente se utiliza injeção de água na base do reservatório e injeção de gás, no topo.

Realizam-se cálculos para estimar a área do reservatório invadida pelo fluido deslocante, em diferentes intervalos de tempo, para avaliar a eficiência da injeção. Para evitar fenômenos indesejados, como “choques salinos” (inchamento de argilas), é necessário avaliar diversos aspectos, como por exemplo, o tipo de rocha, os sedimentos e a salinidade da água de injeção (ROSA, 2006).

2.2.2.1 Injeção de Água

Os projetos de injeção de água, de uma maneira geral, são compostos das seguintes partes: sistema de captação de água, que podem ser poços no caso de se injetar água subterrânea, ou um conjunto de bombas para o caso de se utilizar água de superfície ou água do mar; sistema de tratamento de água de injeção; sistema de injeção de água, que é composto por bombas, linhas, e

poços de injeção; e sistema de tratamento e descarte de água produzida. Em certos casos, algumas dessas partes são dispensáveis (Thomas, 2001).

Naturalmente se utiliza a injeção de água como método de recuperação convencional, já que o mesmo possui menor custo operacional comparados com outros métodos de recuperação avançada ou Enhanced Oil Recovery (EOR) (Castiñeira, 2008). Muitos projetos utilizam a água dos aquíferos devido à similaridade com a água presente na formação. No entanto, dependendo da composição da rocha reservatória e sua reação com a água, poderá ser utilizado outro tipo de fluido, como o gás CO_2 .

Após o início da injeção, a água injetada no reservatório também é produzida junto ao óleo. Dessa forma, os dois fluidos devem ser separados na superfície de modo que o óleo é armazenado e a água é tratada para poder ser reinjetada no reservatório, configurando um circuito fechado.

A proporção água/óleo pode atingir valores de até 99% da produção total, antes mesmo da injeção se tornar economicamente inviável.

A transformação de um poço produtor em um poço injetor é uma prática comum na engenharia de petróleo devido principalmente aos altos custos para perfuração ou fechamento de um poço. A figura 3, abaixo, ilustra de modo simplificado o esquema de um projeto que utiliza poços injetores de água.

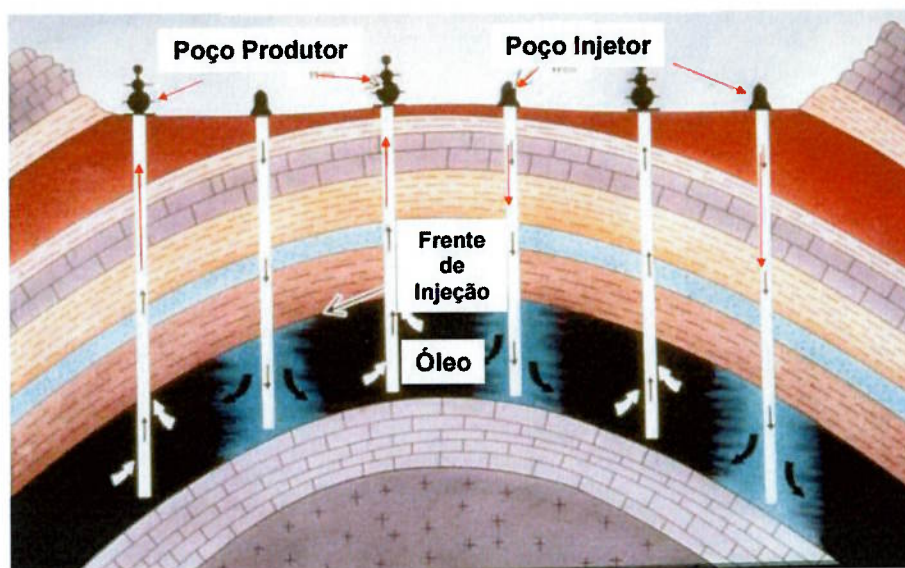


Figura 3: Esquema de um projeto de extração de reservatório com utilização de poços injetores de água (Petrobrás, Recuperação Secundária em Campos de Produção de Petróleo)

2.2.3 O Método MPS (*Moving-Particle Semi-Implicit*)

O método *Moving Particle Semi-Implicit* (MPS) foi originalmente proposto para a simulação do escoamento incompressível com superfície livre. O método consiste em resolver as equações de continuidade (1) e de Navier Stokes (2), sob o ponto de vista Lagrangeano (Koshizuka & Oka, 1996):

$$\frac{D\rho}{Dt} = -\rho(\nabla \cdot \vec{u}) = 0 \quad (1)$$

$$\frac{D\vec{u}}{Dt} = -\frac{1}{\rho} \nabla P + \nu \nabla^2 \vec{u} + \vec{g} + \frac{\vec{\sigma}}{\rho} \quad (2)$$

Aqui a densidade do fluido é representada por ρ , $\vec{u}$ é o vetor velocidade, P é pressão e ν é a viscosidade cinemática. As componentes das forças externas são $\vec{g}$, a aceleração gravitacional, e $\vec{\sigma}$, que é a tensão superficial.

A interação de uma partícula com outras é determinada pela função peso $w(r)$, indicada abaixo:

$$w(r) = \begin{cases} \frac{r_e}{r} - 1, & (r < r_e) \\ 0, & (r > r_e) \end{cases} \quad (3)$$

Aqui r denota a distância entre partículas e r_e representa o raio efetivo, que limita a região em que ocorre interação entre partículas. Como a área coberta pela função peso é limitada pelo raio efetivo, cada partícula interage com um número finito de partículas vizinhas.

A figura 4 ilustra uma representação esquemática de uma partícula i e sua região de influência delimitada pelo raio efetivo:

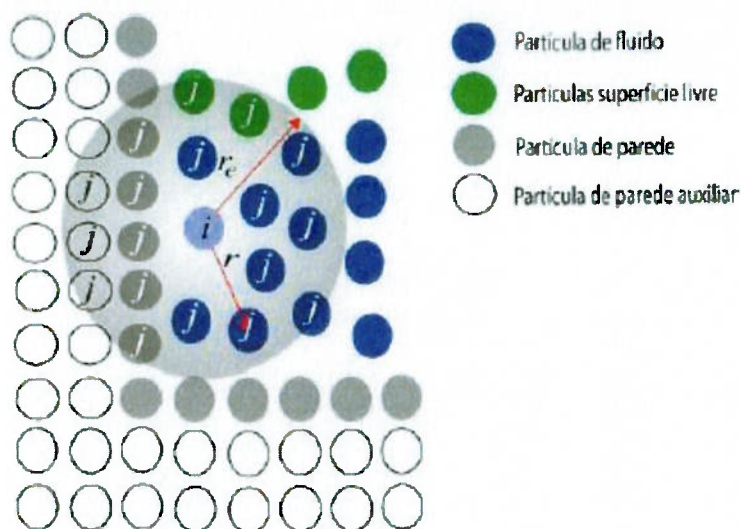


Figura 4: Representação esquemática de partículas delimitadas pela região de influência de uma partícula qualquer (Tsukamoto, 2006)

Considerando uma partícula i , a sua densidade de número de partículas, pnd_i , é definida como a soma da função peso $w(r)$ das partículas vizinhas j localizadas dentro da região delimitada pelo raio efetivo, conforme segue:

$$pnd_i = \sum_{i \neq j} w(|\vec{r}_i - \vec{r}_j|_i) \quad (4)$$

Pode-se demonstrar que a densidade do número de partículas de uma partícula i , definida por (4), é proporcional à densidade do fluido. Portanto, a equação da continuidade é satisfeita se a densidade do número de partículas for constante e igual a um valor inicial denominado de pnd^0 .

O cálculo do vetor gradiente da função escalar ϕ na posição da partícula i pode ser obtido contabilizando a contribuição de cada partícula j vizinha e considerando o respectivo peso:

$$\langle \phi \rangle_i = \frac{d}{pnd^0} \sum_{i \neq j} \left[\frac{(\phi_j - \phi_i)}{|\vec{r}_j - \vec{r}_i|^2} (\vec{r}_j - \vec{r}_i) w(|\vec{r}_j - \vec{r}_i|) \right] \quad (5)$$

Aqui ϕ representa uma quantidade escalar genérica, d é o número de dimensões do problema (2D ou 3D) e r_i e r_j representam, respectivamente, o vetor posição das partículas i e j . Segundo Koshizuka & Oka (1996), o Laplaciano, que é um operador que representa difusão, pode ser definido como:

$$\langle \nabla^2 \phi \rangle_i = \frac{2d}{pnd^0 \lambda} \sum_{i \neq j} [(\phi_j - \phi_i) w(|\vec{r}_j - \vec{r}_i|)] \quad (6)$$

com

$$\lambda = \frac{\sum_{i \neq j} |\vec{r}_j - \vec{r}_i|^2 w(|\vec{r}_j - \vec{r}_i|)}{\sum_{i \neq j} w(|\vec{r}_j - \vec{r}_i|)} \quad (7)$$

O algoritmo básico do método é composto por duas partes: a primeira parte é a estimativa explícita da velocidade e da posição das partículas no instante $t + \Delta t$ usando a Eq. (2), exceto o termo de gradiente de pressão. Quando a densidade do número de uma partícula i calculada explicitamente, pnd_i^* , for diferente de pnd^0 , a fim de satisfazer a condição de incompressibilidade, na segunda parte do algoritmo resolve-se implicitamente o sistema de equação de Poisson de pressão, cujo termo fonte é proporcional à diferença entre pnd_i^* e pnd^0 . A equação de Poisson de pressão é dada por:

$$\langle \nabla^2 P \rangle_i^{t+\Delta t} = -k \frac{\rho}{\Delta t^2} \frac{pnd_i^* - pnd^0}{pnd^0} \quad (8)$$

Onde k é uma constante introduzida visando à suavização das oscilações de pressão. O lado esquerdo da equação (8) é discretizado pelo modelo laplaceano (Eq. (6)). Dessa forma podemos obter um sistema de equações lineares que é simétrico e esparso. Essa equação é do tipo $Ax = b$ da ordem do número total de partículas, em que x é um vetor composto pelas incógnitas $P^{t+\Delta t}$ de cada partícula i . Depois disso, o gradiente de pressão é calculado pelo modelo de gradiente dado por (5), substituindo o escalar por $P^{t+\Delta t}$, e por fim faz-se a correção da velocidade e posição de todas as partículas do fluido.

No MPS as paredes rígidas e fixas são discretizadas em partículas de parede nas quais não há movimento, mas se calcula a pressão da mesma forma que as partículas que representam o fluido. Duas camadas adicionais de partículas *dummies* são colocadas no lado externo em que não há contato com o fluido para garantir que a estimativa do pnd perto das paredes seja correta.

Por outro lado, o método MPS determina se uma partícula de fluido de qualquer tipo se encontra na superfície livre por meio da condição:

$$pnd < \beta \cdot pnd^0 \quad (9)$$

Onde β é um parâmetro que deve ser menor do que 1,0 e determina se a partícula satisfaz a condição de superfície livre. O parâmetro β foi avaliado em Koshizuka & Oka (1996) e pode variar entre 0,80 a 0,99. Para as partículas de superfície livre, é imposta a condição de pressão

zero como condição de contorno necessária para a resolução da equação de Poisson. No presente trabalho foi utilizado um $\beta = 0,85$.

2.2.3.1 Algoritmo do Método MPS

A figura 5 é uma representação do algoritmo usado pelo MPS.

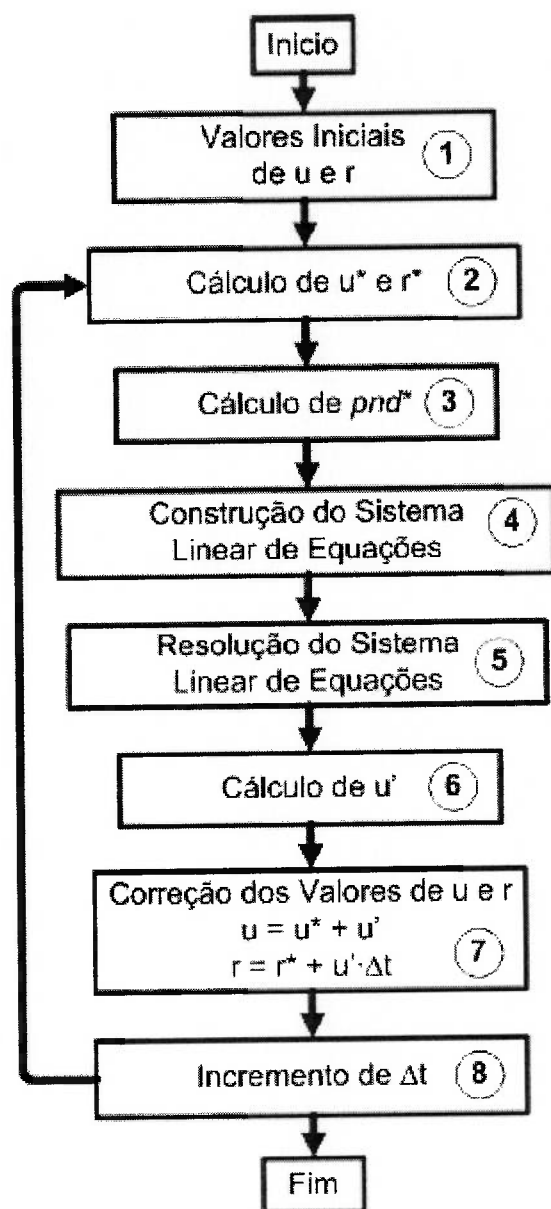


Figura 5: Algoritmo do método de partícula (Tsukamoto, 2006)

Primeiramente, informações das partículas como posições ($\vec{r}_i$), velocidades ($\vec{u}_i$), densidade (ρ) e tempo de simulação são fornecidas ao sistema a ser simulado, representado pela

etapa (1). A seguir, é estimada a posição considerando a ação de apenas as forças externas (etapa (2)). O movimento devido às forças externas é calculado explicitamente da seguinte forma:

$$\vec{u}_i^* = \vec{u}_i + f\Delta t \quad (10)$$

$$\vec{r}_i^* = \vec{r}_i + \vec{u}_i^* \Delta t \quad (11)$$

Onde f representa o efeito das forças externas (gravidade e tensão superficial) e Δt representa o *time-step* ou passo da simulação.

Na etapa (3) é calculado o pnd^* utilizando os valores de u^* e r^* que foram calculados na etapa anterior e a definição de densidade de número de partícula (equação 4). É então construído o sistema linear levando em conta a incompressibilidade (equação 8) (etapa (4)).

Utiliza-se um método de resolução de sistemas lineares esparsos na etapa (5) obtendo os valores de pressão de cada partícula. Calcula-se u' na etapa seguinte e com esse valor é corrigido os valores iniciais de u^* e r^* (etapa (7)). Na etapa (8) o tempo é incrementado e se a simulação não tiver chegado ao fim, reinicia-se a partir da etapa (2) utilizando a velocidade e posição calculadas na etapa anterior (Koshizuka & Oka, 1996).

2.2.4 Escoamento em Orifícios

Para validação dos resultados obtidos utilizando o método MPS, é conveniente compará-los com os resultados previstos por experimentos e pela teoria. Neste trabalho, como base de referência para validação, foi utilizado um caso clássico da hidráulica, de esvaziamento de um tanque com orifício, em que existem equações que permitem descrever este tipo de problema.

2.2.4.1 Classificação de Orifícios

Segundo Pimenta (1997) na classificação de um orifício é levado em consideração sua forma geométrica (circular, triangular, retangular e etc), dimensão relativa e a natureza da parede na qual está fixada.

A classificação quanto às dimensões relativas considera um orifício pequeno aquele que possuir uma dimensão vertical igual ou inferior a 1/3 da profundidade e um orifício grande aquele que possuir uma dimensão vertical maior do que 1/3 da profundidade, que é calculada pela diferença de cotas entre o nível de água e o centro do orifício.

Já, quanto à natureza da parede, podem ser classificados em orifícios em parede delgada e orifícios em parede espessa. No caso em que a parede na qual foi posicionado o orifício apresentar espessura menor ou igual que uma vez e meia a dimensão vertical do furo, será considerado um orifício em parede delgada. Para paredes em que a dimensão vertical for maior do que uma vez e meia a dimensão vertical do furo, se observa que o jato líquido se adere ao interior do orifício. Nesse ultimo caso se considera o orifício em parede espessa (Pimena, 1977).

2.2.4.2 Escoamento em Regime Transiente por um Orifício Pequeno em Parede Delgada

Suponhamos um tanque retangular, com um orifício circular com dimensão vertical menor do que 1/3 de sua profundidade e menor do que uma vez e meia a espessura da parede em que está localizado, preenchido com fluido e em que não haja entrada de água. O nível será variável e a carga sobre o orifício será decrescente. A expressão que permite determinar o tempo teórico gasto para o fluido baixar de um nível h_1 até um nível h_2 é indicada abaixo (Azevedo Netto, 1998):

$$t = \frac{2.A}{C_d.a.\sqrt{2g}} (\sqrt{h_1} - \sqrt{h_2}) \quad (12)$$

Na equação acima, A representa a área da seção horizontal do reservatório, a é a área do orifício, g é a aceleração da gravidade, igual a aproximadamente $9,80665 \text{ m/s}^2$ e C_d é o coeficiente de descarga, que é obtido na literatura.

As expressões (13) e (14) fornecem, respectivamente, a variação do nível de fluido e a variação da vazão em função do tempo (Souza, 2004):

$$h(t) = \left(\frac{C_d^2.a^2.g}{2.A^2} \right) t^2 - \left(\frac{C_d.a.\sqrt{2gh_1}}{A} \right) t + h_1 \quad (13)$$

$$Q(t) = C_d.a.\sqrt{\left(\frac{C_d.a.g.t}{A} \right)^2 - \left(\frac{C_d.a.2.g.\sqrt{2gh_1}}{A} \right) t + 2gh_1} \quad (14)$$

2.2.4.3 Coeficiente de Descarga (C_d) e Fenômeno da Inversão de Jato

Experimentalmente, consta-se que o jato da veia líquida, após passar através do orifício, possui uma área em sua seção transversal sensivelmente menor que a área do orifício. A velocidade de saída do jato, medida em ensaios, apresenta valores também menores do esperado pela teoria, uma vez que a velocidade teórica não leva em conta as perdas sempre existentes.

Utiliza-se para corrigir essa discrepância entre a vazão teórica e a vazão real o coeficiente de descarga, que é obtido segundo a equação (15):

$$Cd = \frac{v_r a_j}{v_t a} \quad (15)$$

As variáveis v_r e v_t da equação (15) são, respectivamente, a velocidade real e a velocidade teórica, sendo $v_r < v_t$, e as variáveis a_j e a são, respectivamente, a área da seção

transversal do jato denominada seção contraída (*vena contracta*) e a área do orifício, sendo $a_j < a$.

Costuma-se designar por coeficiente de contração (C_c) da veia a relação entre a área da seção contraída e a área do orifício, e a relação entre a velocidade real e a velocidade teórica é designada por coeficiente de velocidade (C_v) (equações 16 e 17, respectivamente):

$$C_c = \frac{a_j}{a} \quad (16)$$

$$C_v = \frac{v_r}{v_t} \quad (17)$$

As tabelas 1 e 2 retiradas de Azevedo Netto (1998) apresentam valores de coeficientes de velocidade e de descarga, respectivamente, para diversos diâmetros de orifícios sobre diferentes profundidades:

Tabela 1. Coeficientes de velocidade em diferentes orifícios sob diversas cargas (Azevedo Netto, 1998)

Orifícios circulares em paredes delgadas. Coeficiente de velocidade C_v					
Carga h (m)	Diâmetro do orifício (cm)				
	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00
0,20	0,954	0,964	0,973	0,978	0,984
0,40	0,956	0,967	0,976	0,981	0,986
0,60	0,958	0,971	0,980	0,983	0,988
0,80	0,959	0,972	0,981	0,984	0,988
1,00	0,958	0,974	0,982	0,984	0,988
1,50	0,958	0,976	0,984	0,984	0,988
2,00	0,956	0,978	0,984	0,984	0,988
3,00	0,957	0,979	0,985	0,986	0,988
5,00	0,957	0,980	0,987	0,986	0,990
10,00	0,958	0,981	0,990	0,986	0,992

Tabela 2. Coeficientes de descarga em diferentes orifícios sob diversas cargas (Azevedo Netto, 1998)

Orifícios circulares em paredes delgadas. Coeficiente de descarga C_d					
Carga h (m)	Diâmetro do orifício (cm)				
	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00
0,20	0,653	0,632	0,609	0,607	0,607
0,40	0,651	0,625	0,610	0,607	0,607
0,60	0,648	0,625	0,610	0,607	0,608
0,80	0,645	0,623	0,610	0,607	0,608
1,00	0,642	0,622	0,610	0,607	0,608
1,50	0,638	0,622	0,610	0,607	0,608
2,00	0,636	0,622	0,610	0,607	0,608
3,00	0,634	0,621	0,611	0,607	0,608
5,00	0,634	0,621	0,611	0,607	0,608
10,00	0,634	0,621	0,611	0,607	0,609

Em posições dos orifícios próximos ao fundo ou a paredes laterais, a contração da veia (ou seja, a forma do jato) também é afetada, alterando-se a sua vazão. Esse caso é válido sempre que houver um furo localizado a uma distância do fundo ou das paredes laterais menor do que duas vezes a sua menor dimensão (o diâmetro para um orifício circular). É necessário, portanto, corrigir o coeficiente de descarga quando o orifício se encontrar nestas posições particulares (Azevedo Netto, 1998).

Para orifícios circulares, é obtido o coeficiente de descarga corrigido (C'_d) da seguinte forma:

$$C'_d = C_d (1 + 0,13k_{\text{orifício}}) \quad (18)$$

onde

$$k_{\text{orifício}} = \frac{\text{Perímetro da parte em que há supressão}}{\text{Perímetro total do orifício}} \quad (19)$$

Para orifícios junto a uma parede lateral, $k_{\text{orifício}}=0,25$; para orifícios junto ao fundo, $k_{\text{orifício}}=0,25$; para orifícios junto ao fundo e a uma parede lateral, $k_{\text{orifício}}=0,50$; para orifícios junto ao fundo e a duas paredes laterais, $k_{\text{orifício}}=0,75$.

2.3 Metodologia

Inicialmente, dois cenários foram estudados, a saber: (i) o esvaziamento de um tanque com orifício e (ii) o esvaziamento de um tanque com orifício e preenchido com esferas. O

modelo utilizado nesses cenários foi um pequeno tanque, com dimensões internas de 175 mm de comprimento por 101 mm de largura por 194 mm de altura, que apresenta um orifício, de diâmetro $\phi = 10$ mm, cujo centro está posicionado a 10 mm do fundo da parede lateral. O tanque foi preenchido com fluido até a altura de 174 mm. As Figuras 6 e 7 ilustram, respectivamente, a vista lateral e frontal do tanque utilizado em ambos os casos e suas respectivas dimensões internas:

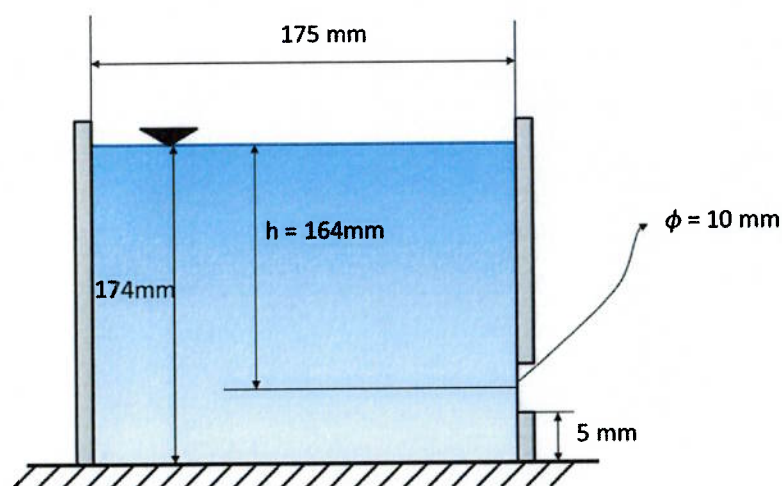


Figura 6. Vista lateral do tanque utilizado nos cenários (i) e (ii) (elaboração própria)

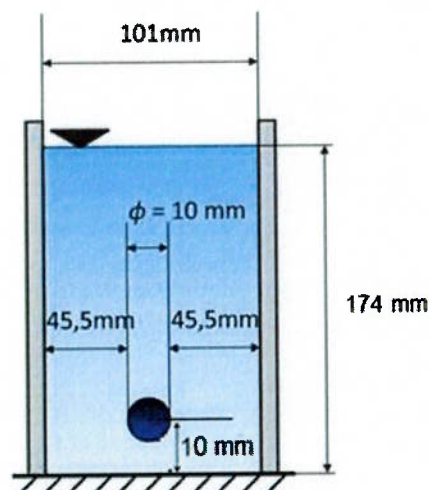


Figura 7. Vista frontal do tanque utilizado nos cenários (i) e (ii) (elaboração própria)

No caso do esvaziamento do tanque contendo esferas, estas são de aço carbono, com 25 mm de diâmetro, e foram posicionadas seguindo um arranjo cúbico, totalizando $7 \times 4 \times 7 = 196$ esferas. Os espaços vazios foram preenchidos com fluido. No outro caso, o tanque foi preenchido apenas por fluido.

Adicionalmente, um terceiro cenário foi analisado (iii) consistindo na injeção de água na base de um tanque contendo esferas e preenchido com óleo. As dimensões internas do modelo utilizado para execução desse cenário foram: 175 mm de comprimento, 100 mm de largura e 175 mm de altura, com um orifício de 10 mm de diâmetro posicionado rente à base em uma de suas paredes laterais. Na face superior do tanque, utilizou-se uma tampa com uma abertura de 20 mm de diâmetro, posicionada em seu meio e com centro a 38,75 mm de sua parede lateral que não possui orifício, por onde foi alocado um cotovelo de 90° com braços de 40 mm que corresponde a uma simplificação de um poço produtor. Tais dimensões do tanque, descritas anteriormente, são detalhadas nas figuras 8 e 9.

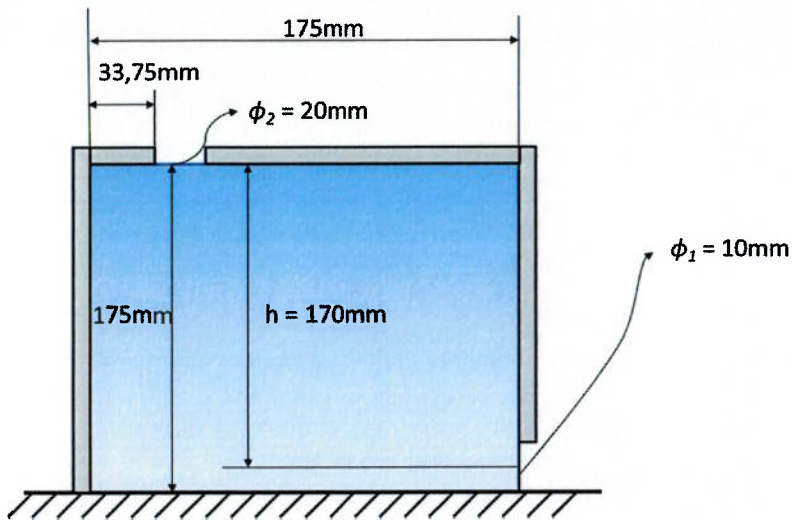


Figura 8. Vista lateral do tanque utilizado no cenário (iii)
(elaboração própria)

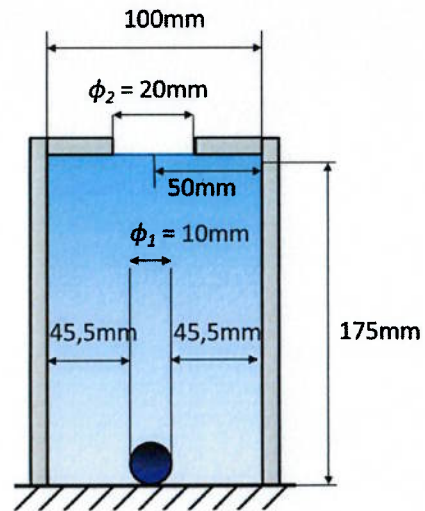


Figura 9. Vista frontal do tanque utilizado no cenário (iii)
(elaboração própria)

Os dois tipos de fluidos considerados foram água e óleo a 20 °C e sob pressão atmosférica (1atm). A densidade e a viscosidade cinemática da água, utilizadas nas simulações são 1000 kg/m³ e 1x10⁻⁶ m²/s, respectivamente. Para a escolha do tipo de óleo se levou em consideração ser um fluido de fácil acesso, uma vez que o modelo computacional permite imputar quaisquer valores de viscosidade e de densidade. Dessa forma, o fluido selecionado foi um óleo que apresenta propriedades físicas descritas na tabela 3, que mostra as propriedades dos fluidos utilizados e a denominação adotada para os quatro casos estudados nos cenários (i) e (ii).

Tabela 3. Propriedades dos fluidos e nomenclatura dos quatro casos analisados neste trabalho (elaboração própria)

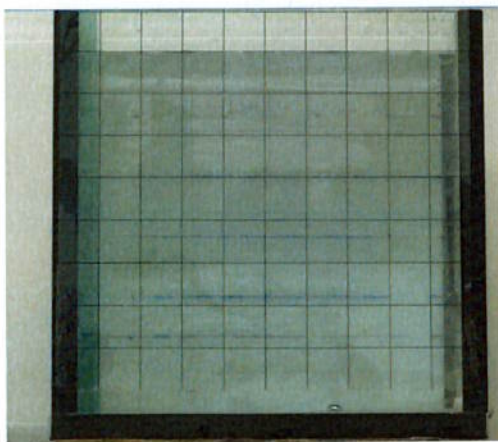
Tipo de Fluido	Propriedade dos fluidos			Nomenclatura dos casos	
	Densidade (kg/m ³)	Viscosidade cinemática (m ² /s)	Tensão superficial (N/m)	Tanque sem esferas	Tanque com esferas
Água	1000	1x10 ⁻⁶	0,072	VA	PA
Óleo	916	5,131x10 ⁻⁵	0,0312	VO	PO

2.3.1 Modelo Físico

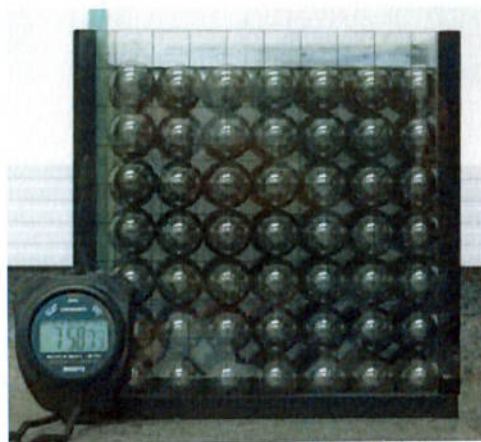
Na realização dos ensaios físicos, foi utilizado um tanque com medidas internas de 101 mm de largura por 175 mm de comprimento por 194 mm de altura, com orifício de 10 mm de diâmetro e centro posicionado a 10 mm do fundo na parede lateral, conforme discutido na seção anterior (2.3) para os cenários (i) e (ii). Segundo a classificação da hidráulica, foi utilizado um orifício circular pequeno em parede delgada.

Foi adicionada ao tanque uma folha de acetato quadriculada com escala de 20 mm para realização da leitura do nível de fluido ao decorrer do experimento. Em todos os casos (PA, PO, VA e VO), foi preenchido fluido até a altura de 174 mm. As figuras 10 e 11, abaixo, são fotografias tiradas do tanque sem e com esferas, respectivamente.

O ensaio consiste na filmagem do esvaziamento do aquário a fim de se obter a curva de variação da altura do nível de fluido em função do tempo, para então comparar com os resultados obtidos nas modelagens computacionais obtidas pelo método MPS. Neste trabalho foram feitas 5 medições para cada um dos quatro tipos de ensaio (VA, PA, VO e PO) e a média dos valores foi utilizada para a construção dos gráficos obtidos no ensaio físico, que serão discutidos na seção de resultados e discussões.



**Figura 10. Tanque sem esferas
(elaboração própria)**



**Figura 11. Tanque com esferas de aço
(elaboração própria)**

As curvas teóricas de carga pelo tempo, e velocidade do jato no orifício pelo tempo, podem ser obtidas pelas equações (13) e (14), respectivamente, substituindo nas equações: $a = 7,854 \times 10^{-5} \text{ m}^2$, $A = 0,0175 \text{ m}^2$, $g = 9,80665 \text{ m/s}^2$, além de $h_l = 0,164 \text{ m}$. Para se determinar a expressão da velocidade, basta dividir a equação (14) pela área do orifício e pelo coeficiente de contração. A razão do coeficiente de descarga pelo coeficiente de contração resulta no coeficiente de velocidade C_v .

A fim de se obter um coeficiente de descarga e de contração para o presente caso, foram feitas interpolações das tabelas 1 e 2 para determinar coeficientes de um orifício com diâmetro de 10 mm e sob uma carga h de 0,164 m. Determinados os coeficientes, é preciso corrigi-los utilizando a equação (18), substituindo C_d por C_v para determinar o C'_v , realizando outra interpolação para estimar o $k_{\text{orifício}}$ apropriado para um orifício posicionado a 5 mm acima do fundo do tanque.

Após os cálculos, foram obtidos um coeficiente de descarga $C'_d = 0,6924$ e um coeficiente de velocidade $C'_v = 0,9703$, que utilizados nas equações (13) e (14), respectivamente, resultam nas seguintes expressões:

$$h(t) = 4,735 \times 10^{-5} t^2 - 3,86 \times 10^{-3} t + 0,164 \quad (20)$$

$$v(t) = \frac{Q(t)}{Cc.a} = 0,9703 \times \sqrt{9,2867 \times 10^{-4} t^2 - 0,1093 t + 3,2166} \quad (21)$$

Para o cenário (iii), foi utilizado um tanque de acrílico com medidas internas de 175 mm de comprimento, 100 mm de largura e 175 mm de altura, contendo esferas de 25 mm de diâmetro em seu interior e um orifício de 10 mm de diâmetro posiciona rente a base de sua parede lateral. O tanque foi totalmente preenchido com óleo e seu orifício foi conectado a um tubo por onde escoará água através de uma válvula esfera. Na sua face superior do tanque, uma abertura de 20 mm de diâmetro foi conectada a um cotovelo de PVC de 90° com braços de 40 mm cada.

A figura 12, ilustra o tanque utilizado no cenário (iii).



Figura 12. Tanque de acrílico utilizado no cenário (iii) (elaboração própria)

Neste caso, o ensaio do cenário (iii) consiste na filmagem da injeção de água pela base do tanque, inicialmente preenchido apenas com óleo, para então comparar as imagens do avanço de água ao longo do tempo com os resultados obtidos nas modelagens computacionais obtidas pelo método MPS.

2.3.2 Modelo Computacional

2.3.2.1 Modelo Utilizado nos Cenários (i) e (ii)

Na modelagem computacional dos tanques sem e com esferas (cenários (i) e (ii)) usando o método de partículas MPS, foram utilizados três tipos distintos de partículas: partículas de fluido, partículas de parede e partículas *dummy* (ou de parede auxiliar).

Para construção do modelo, o pré-processador primeiramente delimita uma região retangular (dimensões 175 mm x 101 mm x 194 mm) e, seguindo um arranjo cúbico simples, aloca partículas de parede nas faces internas do tanque. Para os casos do tanque preenchido com esferas (PA e PO), partículas de parede também foram alocadas nas superfícies externas das esferas. Em seguida o espaço interno e vazio do tanque foi então preenchido com partículas de fluido até a altura de 174 mm acima da base do tanque.

Para que os cálculos no algoritmo do método fossem feitos corretamente, o interior das esferas e o lado exterior das paredes laterais e inferior foram preenchidos com duas camadas de partículas *dummy* (ou de parede auxiliar). Por fim, fez-se o orifício com 10 mm de diâmetro posicionado a 5 mm da base da parede lateral. A modelagem computacional dos casos simulados foi feita de forma análoga à descrita em Domingos e Cheng (2010), e as geometrias dos casos foram geradas automaticamente, por meio de um pré-processador criado especificamente para isso.

As Figuras 13 e 14 mostram, respectivamente, perspectivas em corte dos tanques, sem e com esferas. Na figura 2, a espessura do tanque é composta por 3 camadas de partículas, sendo a mais interna do tipo parede e as 2 mais externas do tipo *dummy*. O mesmo também se observa na figura 3, no entanto, as esferas dentro do tanque possuem uma camada externa de partícula do tipo parede e duas camadas internas de partícula do tipo *dummy*.

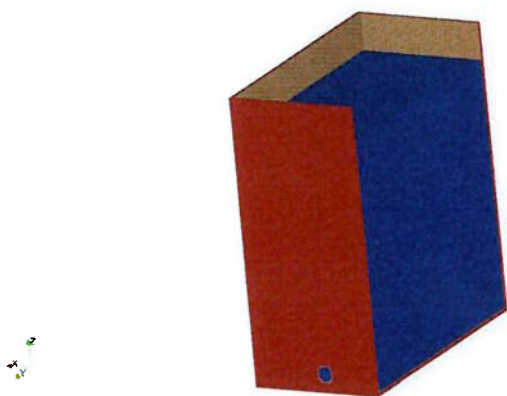


Figura 13. Modelo computacional sem esferas (elaboração própria)

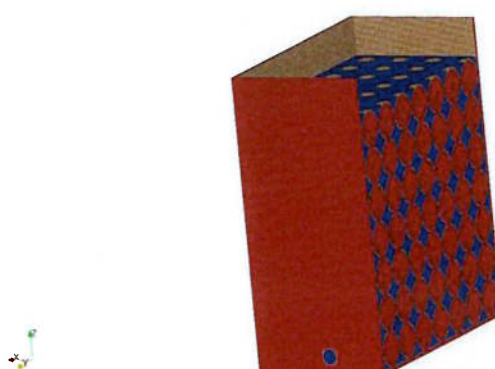


Figura 14. Modelo computacional com esferas (elaboração própria)

Dois tipos de sensores foram utilizados – de altura de nível e de velocidade – a fim de se obter a variação do nível do fluido com o tempo, e a variação da velocidade na saída do orifício

com o tempo, respectivamente. Foram utilizados dezoito sensores de altura, espalhados na base do tanque. A Figura 15 mostra as posições em que foram alocados estes sensores por meio da vista superior do tanque, sendo que cada quadrado na figura, utilizado como escala, possui lado igual ao raio da esfera, ou seja, igual a 12,5 mm.

Cada sensor determina o nível pelo cálculo da média das cotas das partículas de superfície livre, acima de si mesmo, dentro do raio efetivo r_e . Na seção sobre resultados e discussões, foi levada em conta apenas a média aritmética das alturas obtidas nos dezoito sensores.

O sensor de velocidade, por sua vez, calcula o vetor velocidade pela média das velocidades das partículas que atravessam uma determinada área que, no caso de estudo, é à saída do orifício.

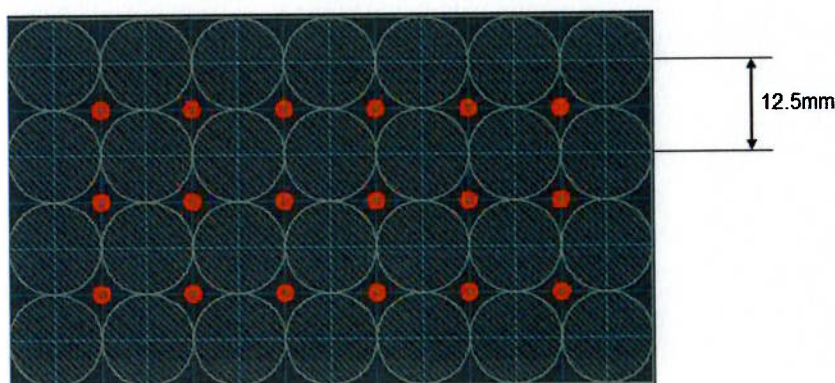


Figura 15. Representação dos sensores de altura vista por cima (elaboração própria)

A distância entre partículas e o incremento de tempo são dois importantes parâmetros de entrada para as simulações computacionais, usando o método MPS. A distância de partículas está relacionada com a resolução do caso, de modo que, quanto menor for a distância entre as partículas, maior será o número de partículas e mais refinados serão os modelos. No entanto, trabalhar com casos com um número muito grande de partículas pode comprometer o tempo de simulação, aumentando-o significativamente. Sendo assim, com um compromisso entre o refinamento do modelo e o custo do processamento, primeiramente foram realizados estudos de convergências para se obter os parâmetros de simulação mais adequados para o modelo estudado. Tais estudos consistiram em múltiplas simulações feitas com base em diferentes valores de distância entre as partículas com o intuito de determinar o valor ótimo para o estudo em questão, o que possibilitou a otimização do tempo computacional ao mesmo tempo em que preservou a fidedignidade do caso. Como resultado, adotou-se a distância entre partículas de 1,0 mm, totalizando 4.432.868 partículas para os casos de tanque sem esferas (VA e VO), e 3.923.648 partículas para os casos com esferas (PA e PO).

Analogamente ao descrito com o teste de convergência da distância entre partícula no parágrafo anterior, foi realizado um teste simular para se determinar o incremento de tempo ótimo. Dessa forma, o valor adotado no presente trabalho foi de $1,0 \times 10^{-4}$ s. Por fim, foi realizado

um outro estudo de convergência para se determinar o valor mais adequado do fator k , uma constante que entra no termo fonte da equação Poisson de Pressão. Foram realizadas simulações com diferentes valores dessa constante e foi analisado o campo de pressão obtido em cada uma dessas simulações. Como resultado, adotou-se $k = 0,12$ neste trabalho, pois apresentou uma distribuição de pressão que foi mais condizente com o esperado. A Figura 16 ilustra a distribuição do campo de pressão para os dois modelos de estudo utilizando o k escolhido no tempo de simulação igual a 1,00 s, sendo que os pontos com pressão igual a zero correspondem às partículas de superfície livre.

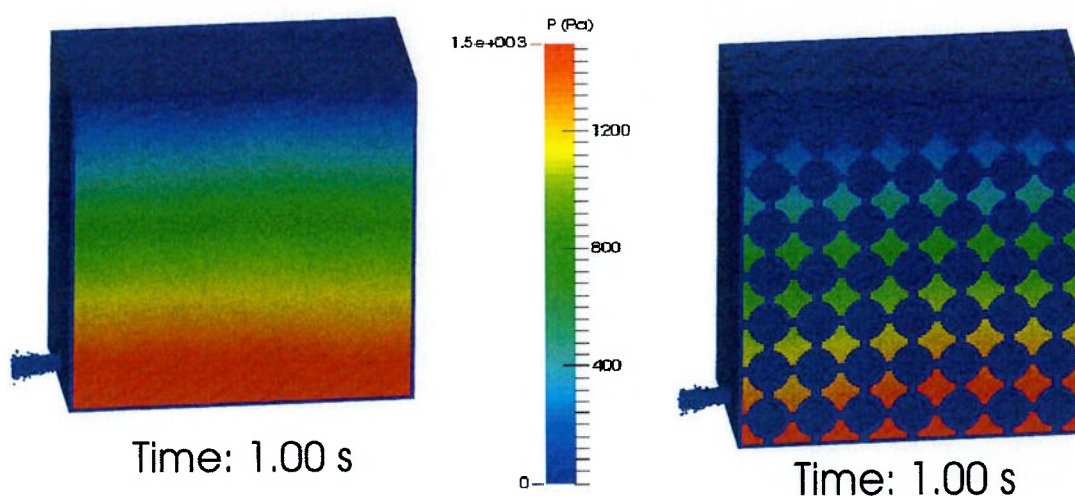


Figura 16. Representação do campo de pressão para um $k=0,12$, tanque sem esferas VA (esquerda) e tanque com esfera PA (direita) (elaboração própria)

No presente caso, focando na validação do escoamento tridimensional monofásico em meios porosos, os efeitos da tensão superficial da equação (2) foram desprezados nos casos de esvaziamento do tanque sem e com esferas.

2.3.2.2 Modelo utilizado no cenário (iii)

Objetivando-se a representação da injeção de água em meios porosos contendo óleo, que corresponde a uma das técnicas de recuperação convencional de petróleo mais utilizada pelo setor petrolífero, foi construído um modelo computacional composto por 5 tipos de partículas: partícula de fluido, partículas de parede, partículas *dummy* (ou de parede auxiliar) e partículas de *inflow*.

As partículas de fluido, parede e *dummy* são descritas de forma análoga à seção anterior (2.3.2.1). As partículas de *inflow*, por sua vez, são utilizadas para impor à simulação a condição de *inflow*, ou seja, para injetar partículas de fluido no domínio da simulação.

O modelo utilizado no cenário (iii) foi elaborado obedecendo o seguinte algoritmo: o pré-processador primeiramente delimita uma região retangular (dimensões 175 mm x 100 mm x 175

mm) e, seguindo um arranjo cúbico simples, aloca partículas de parede nas faces internas do tanque. De forma análoga à descrita nos casos PO e PA, partículas de parede também foram alocadas nas superfícies externas das esferas alocadas no interior do tanque. Em seguida o espaço interno do tanque foi então preenchido com partículas de fluido tipo óleo até a altura de 175 mm acima da base do tanque. O pré-processador considera a partícula de óleo com um ID diferente ao da partícula de água, e as características físicas dos fluidos, como viscosidade e densidade, são imputadas posteriormente. Um cotovelo de 90° com diâmetro interno de 20 mm e braços de 40 mm cada foi adicionado na face superior do tanque.

Para que os cálculos no algoritmo do método fossem feitos corretamente, o interior das esferas, o lado externo do cotovelo e o lado externo das paredes do tanque foram preenchidos com duas camadas de partículas *dummy* (ou de parede auxiliar). Por fim, delimitou-se a região de *inflow*, sendo esta uma área de 10 mm de diâmetro posicionada na base e no centro da parede lateral. As partículas injetadas pelas partículas de *inflow*, neste caso, são partículas de fluido com características físicas iguais a da água.

A figura 17 ilustra o modelo computacional utilizado para a simulação da injeção de água em um meio poroso contendo óleo. A tabela 4, por sua vez, descreve os parâmetros de simulação mais relevantes utilizados no cenário (iii).

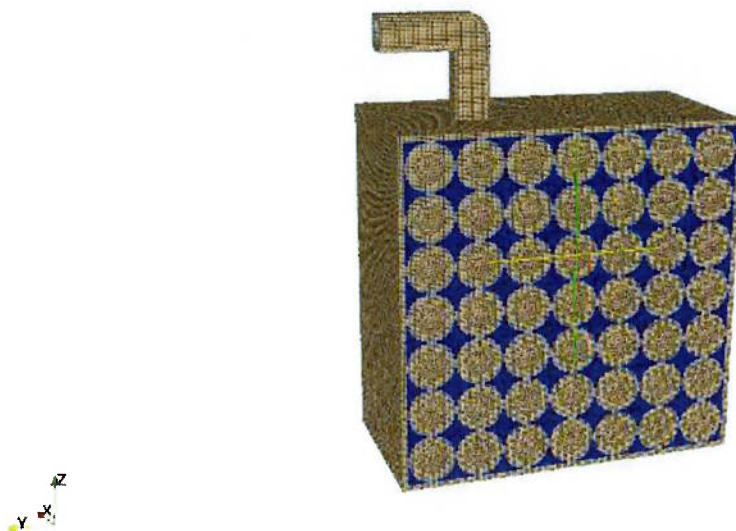


Figura 17. Modelo computacional utilizado no cenário (iii) (elaboração própria)

Tabela 4. Parâmetros de simulação utilizados no cenário (iii) (elaboração própria)

Parâmetros de simulação	
<i>Time-step</i>	$1,0 \times 10^{-4} \text{ s}$
Fator k	0,12
Distância entre partículas	1 mm
Velocidade do <i>inflow</i>	0,3 m/s
Área do <i>inflow</i>	$7,854 \times 10^{-5} \text{ m}^2$
Vazão de <i>inflow</i>	$2,36 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$

No cenário (iii), os efeitos da tensão superficial da equação (2) não foram desprezados, o que acarreta a utilização de um termo adicional, além da gravidade, para o cálculo da componente de forças externas. Dessa forma, tanto para a água quanto para o óleo, os valores da tensão superficial foram utilizados consoante a tabela 3.

2.4 Resultados e Discussões

2.4.1 Resultados das Simulações e Ensaios do Tanque sem e com Esferas Utilizando Água

A Figura 18 apresenta o gráfico da variação do nível em função do tempo, para o caso sem esfera (VA). Os resultados nesse gráfico foram obtidos por meio das simulações baseadas no método MPS e nos ensaios experimentais. O caso VA obtido analiticamente, usando a Eq. (20), também é mostrado. Da Figura 18 pode-se observar uma boa concordância entre as séries temporais do nível do caso VA, obtidas numericamente e analiticamente.

O esvaziamento ligeiramente mais rápido previsto analiticamente, com relação aos resultados simulados, pode ser devido a utilização de uma distância entre partículas considerada levemente elevada. Observa-se também que a série temporal da curva VA (MPS) ficou acima da curva formada pelos pontos do ensaio experimental e abaixo da curva VA (teórica).

A Figura 19 fornece as séries temporais da velocidade do jato no orifício em função do tempo. A comparação entre os resultados do caso VA obtidos usando MPS e aqueles obtidos analiticamente (Eq. 21) indica que a velocidade prevista analiticamente tende a ser ligeiramente mais alta, conforme apontado anteriormente. Com o passar do tempo, com a queda da velocidade, o efeito do amortecimento tende a ser menos perceptível e a diferença entre as curvas teórica e numérica (MPS) tende a diminuir. Vale ressaltar que, como o nível decorre dos efeitos cumulativos, a diferença entre as curvas teórica e numérica (MPS) tende a aumentar com o tempo, tal como mostra Figura 18.

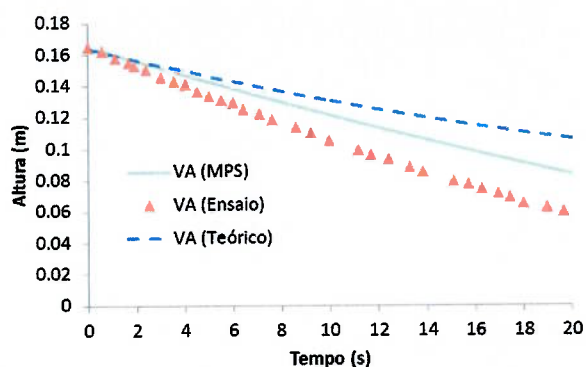


Figura 18. Altura em função do tempo para tanque com água e sem esferas (VA) (elaboração própria)

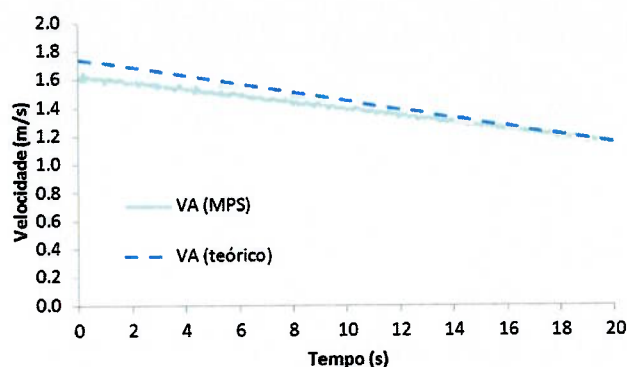


Figura 19. Velocidade do jato no orifício em função do tempo para tanque com água e sem esferas (VA) (elaboração própria)

A figura 20 mostra os pontos experimentais e as séries temporais obtidas nas simulações de nível de água no tanque com esfera (PA), enquanto que a figura 21 fornece as séries temporais da velocidade do jato no orifício em função do tempo, obtida pelo método MPS:

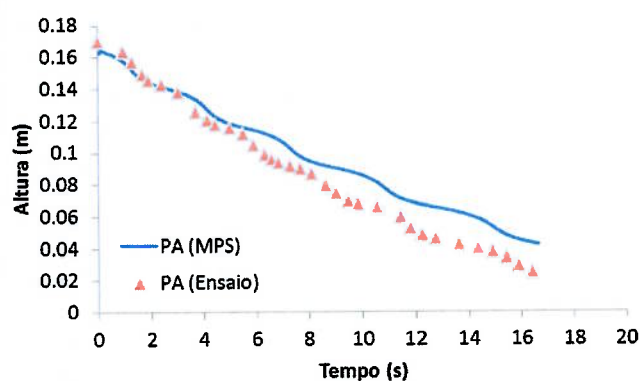


Figura 20. Altura em função do tempo para tanque com água e com esferas (PA) (elaboração própria)

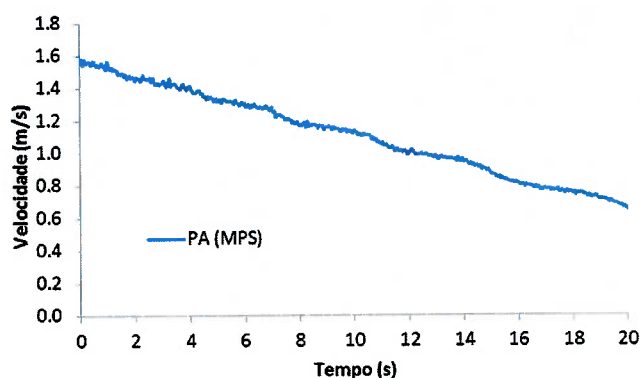


Figura 21. Velocidade do jato no orifício em função do tempo para tanque com água e com esferas (PA) (elaboração própria)

Sobre os efeitos da presença das esferas (caso PA), os resultados numéricos mostram claramente que o meio poroso provoca uma drástica redução da velocidade e, consequentemente, menor vazão na saída com relação à previsão analítica (Eq. 21). No entanto, como a presença das esferas reduz significativamente a área da superfície livre, que varia com a altura, o esvaziamento do caso PA acaba sendo mais rápido.

Pode-se também observar que na figura 20 certa defasagem entre as ondulações da curva PA (MPS) quando comparada com a linha que passa pelos pontos obtidos experimentalmente.

Para avaliar a discrepância entre os resultados numéricos e analíticos, adotou-se como referência o tempo de esvaziamento do reservatório de uma altura $h_1 = 0,16317$ m até $h_2 = 0,08375$ m para o caso VA. Pela simulação computacional, o tempo foi de 20 s. Usando-se a Eq. (12), obtém-se analiticamente o valor de $t = 18,3$ s. A discrepância é então calculada por:

$$\Delta = \left| \frac{t_{MPS} - t_{teórico}}{t_{MPS}} \right| = 0,0849932 \approx 8.5\% \quad (15)$$

2.4.2 Resultados das Simulações e dos Ensaio do Tanque com e sem Esferas Utilizando Óleo

Os resultados do caso sem esferas utilizando fluido tipo óleo estão indicados nos gráficos das Figuras 22 e 23 juntamente com a curva teórica para água, para análise comparativa. A Figura 22 fornece as séries temporais de nível do óleo no tanque sem esfera (VO) obtido pelo método numérico e pelo ensaio experimental. A Figura 23, por sua vez, mostra as velocidades do jato em função do tempo, obtidas analiticamente e numericamente.

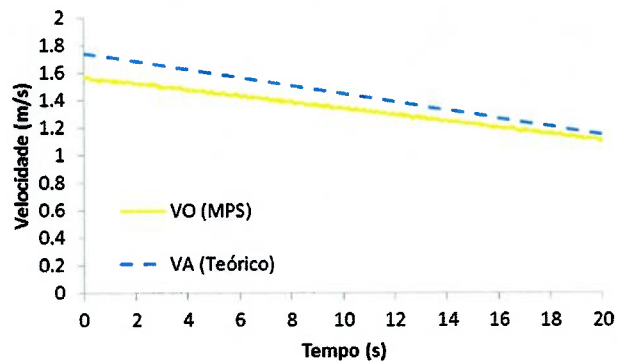
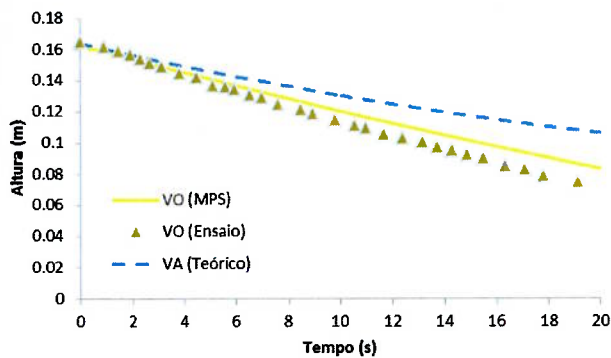


Figura 22. Altura em função do tempo para tanque com óleo e sem esferas (VO) (elaboração própria)

Figura 23. Velocidade na saída em função do tempo para tanque com óleo e sem esferas (VO) (elaboração própria)

Os resultados mostram que as tendências observadas na subseção anterior, para o tanque preenchido com água, podem ser notadas aqui. Os resultados da variação de nível são muito próximos, enquanto que as velocidades obtidas para óleo são ligeiramente menores que as da água, evidenciando os efeitos da viscosidade dos fluidos. Em suma, os gráficos desta subseção mostraram maior convergência em relação às curvas da subseção anterior (figura 18 e 19). Ainda assim, a curva VO (MPS) ficou acima da linha obtida pela junção dos pontos coletados experimentalmente.

Os resultados para o caso com esferas utilizando óleo estão indicados nos gráficos das Figuras 24 e 25, respectivamente. A Figura 24 fornece as séries temporais de nível do óleo no

tanque com esfera (PO) e os pontos do ensaio experimental com esfera (PO). A Figura 25, por sua vez, mostra a curva da velocidade do jato no tanque com esfera (PO) em função do tempo:

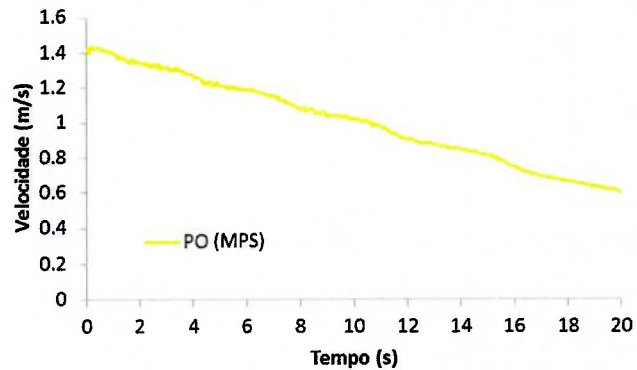
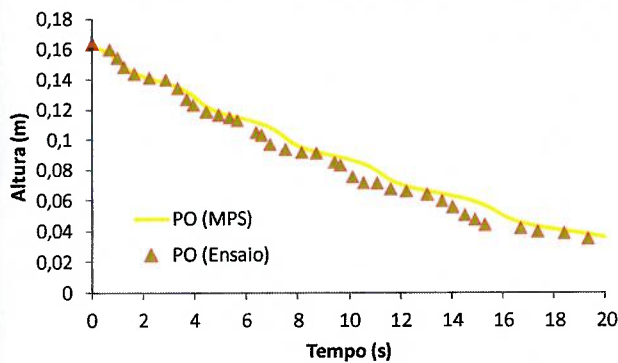


Figura 24. Altura em função do tempo para tanque com esferas (PO) e com óleo obtido pelo método MPS e pelo ensaio (elaboração própria)

Figura 25. Velocidade na saída em função do tempo para tanque com óleo e com esferas (PO) (elaboração própria)

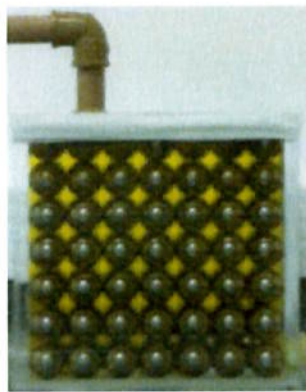
Observa-se pela figura 24 que o efeito de defasagem descrito na figura 20 também é percebido, ainda que menos evidente.

2.4.3 Resultados das Simulações e dos Ensaio de Injeção de Água em Meio Poroso Contendo Óleo

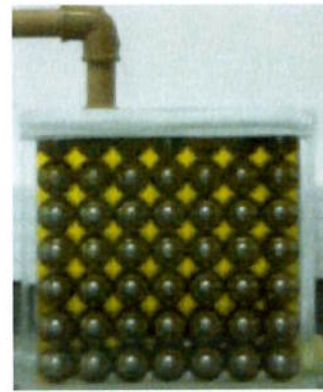
A figura 26 representa o ensaio feito para identificar o comportamento da água quando da sua gradual injeção em um meio poroso contendo óleo (*i.e.* um reservatório de petróleo). Abaixo se encontram registrados os seguintes tempos de mensuração: 2,0 s; 4,0 s; 6,0 s; 8,0 s; 10,0 s; 15,0 s; 20,0 s; 25,0s; 30 s e 40,0 s.



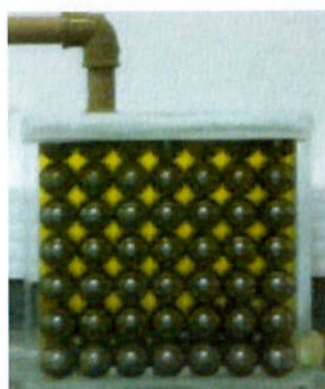
(a) Tempo = 2,0 s



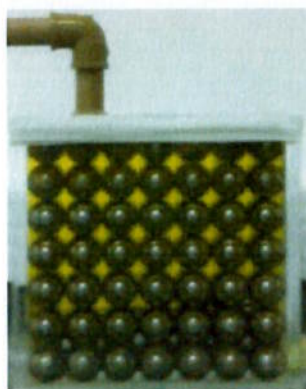
(b) Tempo = 4,0 s



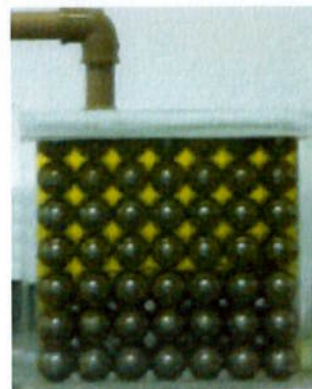
(c) Tempo = 6,0 s



(d) Tempo = 8,0 s



(e) Tempo = 10,0 s



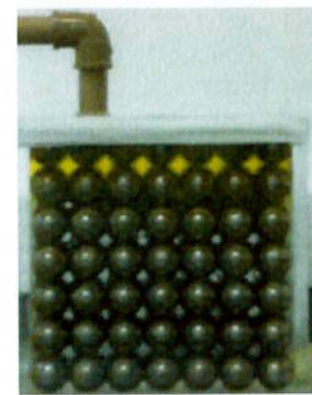
(f) Tempo = 15,0 s



(g) Tempo = 20,0 s



(h) Tempo = 25,0 s



(i) Tempo = 30,0 s



(j) Tempo = 40,0 s

Figura 26. Evolução da frente de injeção de água obtida pelo ensaio experimental (elaboração própria)

Observa-se que a água injetada pelo orifício inferior do tanque transcorreu uma trajetória preferencial orientada à camada inferior do tanque e em direção à abertura de sua face superior. A propagação do fluido injetado seguiu um padrão predominantemente cônico.

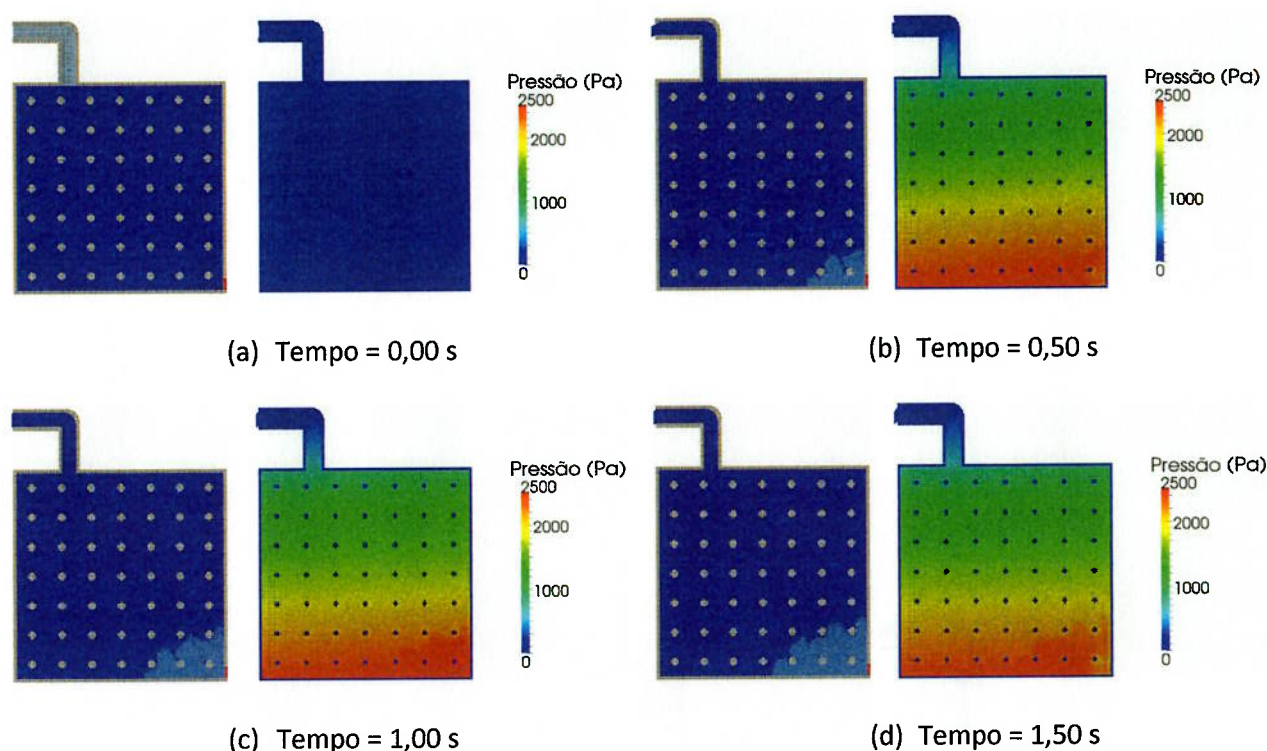
A figura 27 mostra a evolução, em função do tempo, da simulação de injeção de água em meio poroso contendo óleo, onde foram registrados os seguintes tempos de simulação: 0,0s; 0,5s; 1,0s; 1,5s; 2,0s; 3,0s; 4,0s e 5,0s.

Foram utilizadas duas imagens para cada tempo de simulação observado, sendo que uma delas ilustra a distribuição da pressão no modelo (imagem à direita) e a outra representa o avanço da frente de água (imagem à esquerda), de forma que a tonalidade de azul mais escuro representa o fluido tipo óleo e a tonalidade mais clara representa o fluido tipo água.

Cumprе ressaltar que o estudo desenvolvido no cenário (iii) não teve por escopo identificar as últimas consequências de um caso típico de injeção de água, porem limita-se à identificação da tendência do comportamento dos fluidos nas interfaces de um reservatório, bem como validar o método proposto para eventualidade de aplicação em um caso real da indústria de óleo e gás.

Desse modo, no cenário (iii), à semelhança do observado no ensaio físico, verificou-se que o fluido injetado pelo orifício da parede lateral - simplificação de um poço injetor - segue um caminho preferencial para a camada inferior do tanque e em direção à abertura em sua superfície superior, onde se encontra o cotovelo de 90° - simplificação de um poço produtor – de modo a formar um cone de água.

Ademais, pode-se observar que os valores mais elevados de pressão se localizam na região próxima ao orifício injetor.



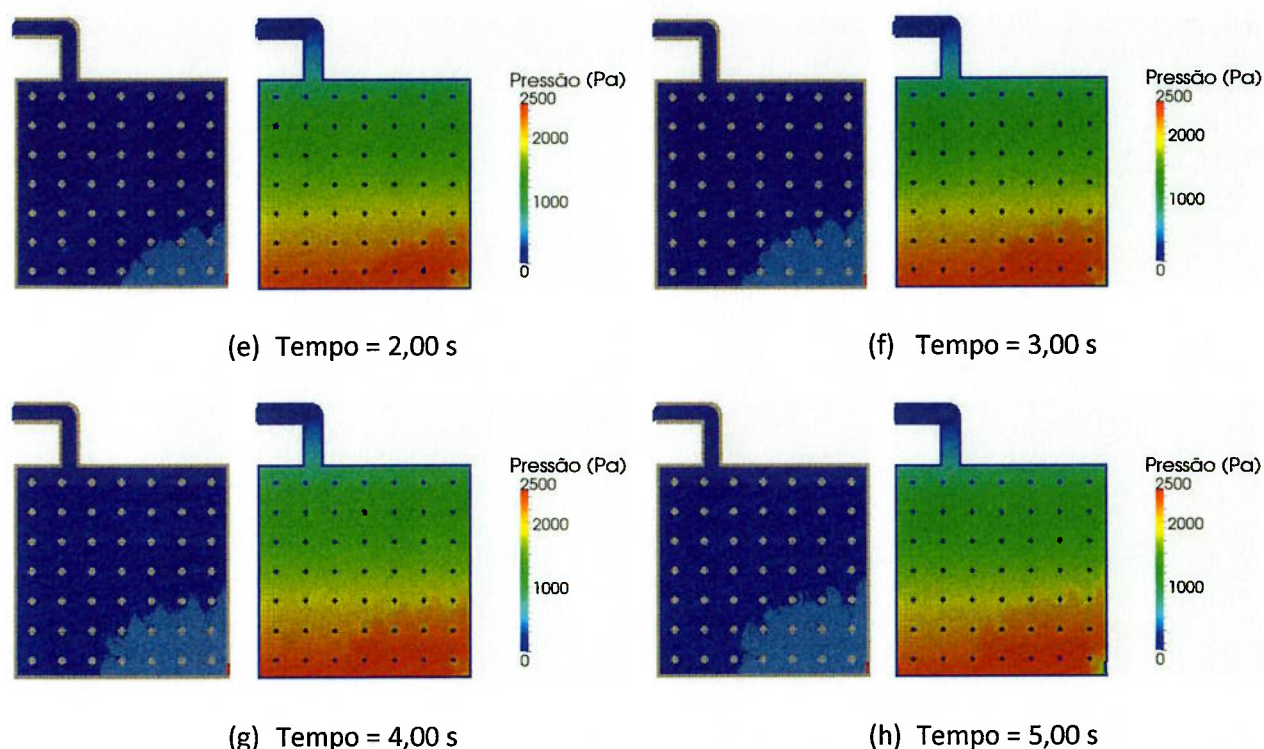


Figura 27. Evolução da frente de injeção de água (representado pela figura à esquerda) e sua distribuição de pressão (representado pela figura à direita) (elaboração própria)

3. Conclusões

Visando a modelagem e simulação do escoamento multifásico nas interfaces entre poços e reservatório, o objetivo deste trabalho foi realizar um estudo de validação de uma técnica numérica baseada em partículas, denominada de *Moving Particle Semi-Implicit* (MPS). Casos do esvaziamento de um pequeno tanque sem e com esferas foram analisados considerando dois fluidos: água e óleo. A análise dos resultados indicou certa diferença entre os resultados numéricos e analíticos, principalmente com relação à variação da velocidade do fluido. A mesma tendência apresentada pelos resultados dos casos com água e com o óleo aponta os efeitos de amortecimento viscoso como provável causa desta diferença.

Entretanto, o método se mostrou uma ferramenta viável para estudos de problemas do setor de óleo e gás, bem como para estudos de casos de engenharia de reservatório.

A partir do estudo deste modelo, definindo-se os parâmetros de simulação mais adequados e validando-se o método, podem ser elaborados outros estudos para investigar melhor as discrepâncias encontradas. Tal possibilidade poderia ser utilizada para solução de problemas envolvendo engenharia de reservatórios com utilização de modelos similares, como, por exemplo, a simulação de injeção de água realizada neste trabalho como forma de representação de um caso de recuperação de petróleo convencional.

Sugere-se, também como continuação dessa pesquisa, a simulação utilizando outro método computacional para validar os resultados obtidos pelo método MPS, bem como a simulação de um poço de petróleo em produção. Não obstante, sugere-se ainda a modelagem com um refinamento ainda maior do que o utilizado neste trabalho, uma vez que o tempo computacional relativo às condições usadas foi bastante elevado – apesar do uso de um *cluster* de alto desempenho e com a paralelização do código, o tempo para simulação de um caso de 20 segundos durou cerca de 5 dias utilizando os parâmetros computacionais usados nesse trabalho. Diante da tendência de acelerado desenvolvimento no setor de computação (*software* e *hardware*), acredita-se que será possível, em um futuro próximo, a modelagem de casos complexos com custos computacionais cada vez menores, o que reforça a importância desta última sugestão.

4. Referências

AZEVEDO NETTO, J. M., et alli. - "Manual de Hidráulica", Ed. Edgard Blucher Ltda, 8ª Edição, São Paulo, 1998.

BANKS, J., ALAN, A., PRITSKER, B. Handbook of Simulation: Principles, Methodology, Advances, Applications, and Practice. Wiley-Interscience, 1998.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Resenha Energética Brasileira. Brasília, DF, 2015

CASTIÑERA, P.P. Estudo da Viabilidade Econômica de Projetos de Recuperação Suplementar para Campos com Alto Grau de Exploração. Monografia (Graduação) – Curso de engenharia de petróleo, UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

CHENG, L. Y.; DOMINGOS, R. G.; TSUKAMOTO, M. M. Grain scale simulation of flow in a sand stone sample by using the Moving Particle Semi-Implicit (MPS) method. The Proceedings of the Second International Conference on Particle-Based Methods (Particles 2011), Oct. 26 –28, 2011, Barcelona, Spain.

DOMINGOS, R. G.; CHENG, L. Y. Modelagem de uma Amostra de Rocha de Reservatório usando o Método de Partículas. Iniciação Científica – Curso de Engenharia de Petróleo, Poli USP, São Paulo, 2010.

DOMINGOS, R. G.; CHENG, L. Y. Simulação em escala granular do escoamento multifásico em meios porosos. In: The Proceedings of Rio Oil & Gas Expo and Conference 2012 (Rio Oil & Gas 2012), Sep. 17 –20, 2012, Rio de Janeiro, Brazil.

ISSHIKI, H., Discrete differential operators on irregular nodes (DDIN), Int. J. Numer. Meth. Engng (2011). DOI: 10.1002/nme.3225.

KOSHIZUKA, S. and OKA, Y. Moving-particle semi-implicit method for fragmentation of incompressible fluid. Nuclear Science and Engineering, 123:421-434 (1996).

LUKIN, N.; CHENG, L. Y. “Análise do escoamento em sistemas porosos usando MPS”. In: The Proceedings of the XXX Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering (CILAMCE2009), Nov. 8 – 11, 2009, Búzios, Brazil.

MEZZONO, C.C. Otimização de estratégias de recuperação para campos de Petróleo, Tese de M. Sc., UNICAMP, Campinas, SP, Brasil, 2001.

OVAYSI, S.; PIRI, M. Direct pore-level modeling of incompressible fluid flow in porous media. *Journal of Computational Physics*, 229, 2010. 7456-7476.

PIMENTA, C. F. Curso de Hidráulica Geral, 3.ed. São Paulo, Laboratório de Hidráulica, 1977.

PETROBRAS. “Recuperação Secundária em Campos de Produção de Petróleo”. Seminário dos Recursos Energéticos do Brasil: Petróleo, Gás, Urânio e Carvão – Clube de Engenharia. 30 de Setembro de 2004, Rio de Janeiro.

PRITSKER, A.A.B. Principles of Simulation Modeling. Handbook of Simulation (Banks, J., ed.). Wiley, New York, 31-51 (1998).

ROSA, A.J., CARVALHO, R.S., XAVIER, J.A.D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

SOUZA, P.A. Experiências de Laboratório – Hidráulica I. São Paulo, Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária, 2004.

THOMAS, J.E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2.ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

TSUKAMATO, M. M. (2006) Desenvolvimento do método de partículas na representação de corpos flutuantes em ondas altamente não-lineares. São Paulo: ESC POLITÉCNICA, Universidade de São Paulo.

YAMAGUCHI, A. J; CHENG, L. Y. Estudo numérico do processo de separação de óleo e água na separação primária de petróleo. In: Anuais do 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (7º PDPETRO), 27 a 30 de Outubro de 2013, Aracaju.

Sites consultados:

<http://br.investing.com/> - acesso em 01/09/2015