

UM ESTUDO SOBRE A MODELAGEM DO MEIO POROSO USANDO MÉTODO DE PARTÍCULAS MOVING PARTICLE SEMI-IMPLICIT (MPS).

Marc Yves Robert Normand^a, F.A. Marcus^b, Muriel Guerreiro^a, Liang-Yee Cheng^c e
Kazuo Nishimoto^b

^a*Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, Universidade de São Paulo, 05508-030 - São Paulo, SP, Brasil, magnus.normand@gmail.com*

^b*Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, Universidade de São Paulo, 05508-970 - São Paulo, SP, Brasil, albertus@if.usp.br*

^c*Departamento de Engenharia de Construção Civil, Universidade de São Paulo, 05508-900 - São Paulo, SP, Brasil, cheng@poli.usp.br*

Palavras Chave: Método de partículas, Mecânica computacional, percolação, meios porosos.

Resumo. O MPS (Moving Particle Semi-implicit) foi desenvolvido como uma ferramenta para resolver problemas ligados à engenharia. Baseado na descrição Lagrangeana de um sistema físico através do uso de partículas, a principal vantagem do método sem o uso de malhas é a flexibilidade na modelagem de sistemas com contornos complexos. Nos últimos anos, o MPS tem mostrado sua importância no estudo de superfícies livres e de fenômenos não-lineares como sloshing e green water. As modelagens numérica de fluidos multifásicos também têm sido propostas por diversos autores. Um novo desafio à aplicação do MPS destina-se aos problemas ligados à percolação e à extração de petróleo das rochas. O principal problema é a escolha do número de partículas utilizado para descrever um meio poroso, além da maneira correta para obter a estrutura que preserve a relação entre a porosidade e a permeabilidade. Neste trabalho apresentamos um estudo preliminar para construir um meio poroso com o método de partículas e seus limites para que a porosidade e a permeabilidade estejam de acordo com os dados experimentais.

1 INTRODUÇÃO

A modelagem do meio poroso é muito importante na indústria de petróleo na análise do comportamento do reservatório para aperfeiçoar a recuperação dos hidrocarbonetos. A análise do impacto da vazão de produção e vazões de injeção, da otimização da localização dos poços e suas interferências, da determinação das vazões críticas para cortar problemas de cone de água e gás, da escolha e desenvolvimento de métodos de recuperação secundária são diferentes estudos sobre aqueles a simulação numérica do meio poroso pode contribuir efetivamente.

Na indústria de petróleo, atualmente, os simuladores de fluxo diferem no tratamento matemático utilizado para o número de dimensões consideradas e do número de fases desempenhadas. Assim, pode-se ver diferentes modelos como o modelo tipo Beta ou volumétrico (Black oil) que se apoia sobre funções de pressão e de temperatura caracterizando cada fase (água, óleo, gás) por um único constituinte (???) , o modelo composicional que além das considerações do primeiro modelo considera também as composições de cada fase complexificando o problema (??).

Geralmente os simuladores utilizam três leis básicas que são a lei da conservação da massa, a lei da conservação da energia, a lei de conservação de momento. Além disso, os fenômenos de transportes e equação de estado para cada fase têm que ser considerados (para líquido: a definição geral da compressibilidade ou algumas relações da massa específica para o gás a relação dos gases real ou ideal, para os sólidos, a equação da compressibilidade efetiva). Os fenômenos de transporte considerados são o fluxo viscoso através do meio poroso (lei de Darcy para um fluxo laminar, ou lei de Forcheimer para um fluxo turbulento, estudados por Whitaker em ??), e a transferência de calor por condução e convecção (?). Obtemos um sistema de equações diferenciais que são atualmente nos simuladores numéricos comerciais resolvidos pela técnica das diferenças finitas. Essa técnica, que data do início dos anos cinquenta, é atualmente utilizada no caso de simulação do meio poroso que gera sistemas de equações diferenciais parciais não lineares que não podem ser resolvidos analiticamente (?).

Os métodos numéricos começaram a surgir na simulação dos meios porosos, quando os pesquisadores começaram a se interessar aos fluxos de fluidos multifásicos. ? tratou de fluxos de fluidos bifásicos, e depois surgiu um avanço marcante nos fluxos multifásicos em 1973 com ?.

Para resolver esses problemas foram utilizados os métodos SS (Simultaneous Simulation), estudados nos trabalhos de ???, IMPES (implicit pressure-explicit saturation method), estudados nos trabalhos de ?????, e ultimamente o SEQ (sequential method) por ??? com objetivo de melhorar a estabilidade do método.

A outra etapa em simulação numérica foi de passar de simulações unidimensionais para bidimensionais. Os modelos bidimensionais são mais utilizados por serem mais simples e mais baratos que os modelos tridimensionais. Além disso, na natureza existem vários reservatórios que tem espessuras desprezíveis em respeito de suas áreas, como apresentado em ?. Esses métodos numéricos foram também generalizados para modelos tridimensionais otimizados por método de correção aditivo por ?, por exemplo.

Uns dos últimos desafios da simulação dos meios poros foram a modelagem das estruturas fraturadas. As fraturas são geologicamente consideradas como uma segunda fonte de porosidade, além da porosidade original primária, própria da natureza da rocha do reservatório e afeta consideravelmente o fluxo por criar zonas de grandes perdas de pressão. Esses modelos de dual-porosidade foram abordados por ?????.

Outro desafio é a modelagem do fenômeno de 'fingering' que ocorreu com os desenvolvimentos dos métodos de recuperação secundária e injeção de fluidos surfactantes de viscosidades

menores que aqueles dos fluidos de formação. A caracterização do processo de expansão do fenômeno 'fingering' foi abordada por ?? e a integração desse fenômeno aos simuladores pelo seu conhecimento estatístico avançado foram estudados por ???.

Mais recentemente, também, várias técnicas numéricas foram desenvolvidas para reduzir o tempo de simulação. Dentro desses trabalhos podemos citar o trabalho de ? sobre método Multigrid, a malha adaptativa por refinamento local (?), técnicas de paralelização para o processamento numérico por ???, e com destaque para as técnicas avançadas de visualização dos resultados numéricos como em ?.

Neste trabalho apresentamos uma abordagem alternativa, ainda em desenvolvimento, para simular meios porosos utilizando o método de partículas denominado MPS (Moving Particle Semi-implicit). Na seção ?? apresentamos uma introdução ao modelo matemático do MPS, na seção ?? discutimos o desenvolvimento que adotamos e as dificuldades para a modelagem de meios porosos por partículas, seguindo para a seção ?? onde apresentamos os resultados obtidos, e por fim esboçamos algumas conclusões na seção ??.

2 MODELO MATEMÁTICO DO MPS

O método matemático MPS (Moving Particle Semi-implicit) é aquele onde os problemas termohidráulicos são resolvidos através da interação entre as partículas sem o uso de malhas, no qual o meio contínuo é discretizado em partículas Lagrangeanas. Detalhes da descrição do MPS encontram-se em ?. O cálculo dos termos convectivos é dispensado porque a descrição Lagrangiana do sistema é completa, assim a convecção é diretamente calculada pelo deslocamento das partículas.

As equações utilizadas que governam um sistema contínuo são as da conservação de massa, momento (Navier-Stokes) e energia.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla(\rho \vec{v}) = 0 \quad (1)$$

$$\rho \frac{d\vec{v}}{dt} = -\nabla p + \nu \nabla^2 \vec{v} + \vec{F}_e \quad (2)$$

$$\rho c_p \frac{dT}{dt} = \alpha \nabla^2 T - q \quad (3)$$

Portanto, a difusão numérica é facilmente determinada, o que é um grande problema no método numérico que utiliza a descrição de Euler, e as interfaces entre os sistemas de diferentes estados são sempre visíveis mesmo que ocorra a fragmentação ou a interpenetração dos meios. No método MPS, os operadores diferenciais, como o gradiente, o divergente e o Laplaciano nas equações constituintes do sistema, são modelados com base num modelo de interação entre as partículas. Uma partícula interage com seus vizinhos através de uma função peso $w(r)$ delimitada por um raio efetivo de interação, normalmente definida por

$$w(r) = \begin{cases} \frac{r_e}{r} - 1, & \text{se } 0 \leq r < r_e \\ 0, & \text{se } r_e \leq r \end{cases} \quad (4)$$

onde r_e o raio efetivo e $r = |\vec{r}_j - \vec{r}_i|$.

Deste modo, os operadores gradiente e laplaciano para uma grandeza ϕ são definidos como

$$\langle \nabla \phi \rangle_i = \frac{D_s}{n_0} \sum_{j \neq i} \frac{\phi_j - \phi_i}{|\vec{r}_j - \vec{r}_i|^2} (\vec{r}_j - \vec{r}_i) w(|\vec{r}_j - \vec{r}_i|) \quad (5)$$

$$\langle \nabla^2 \phi \rangle_i = \frac{2D_s}{\lambda n_0} \sum_{j \neq i} (\phi_j - \phi_i) w(|\vec{r}_j - \vec{r}_i|) \quad (6)$$

onde D_s é o número de dimensões do sistema, n_0 é a densidade de partículas definida na inicialização da simulação e λ é o parâmetro usado para que o aumento do desvio quadrático médio na equação de difusão seja o mesmo da solução analítica, definido conforme a Eq.??.

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

A cada passo de tempo, o MPS separa o cálculo em duas etapas, explícita e implícita.

Na etapa explícita, as partículas são movidas com as forças viscosas e externas, tal que sua posição e velocidade são calculadas por:

$$\vec{u}_i^* = \vec{u}_i^n + \Delta t \left(\nu \nabla^2 \vec{u}_i^n + \vec{F}_i \right) \quad (8)$$

$$\vec{r}_i^* = \vec{r}_i^n + \Delta t \vec{u}_i^* \quad (9)$$

Na etapa implícita, o MPS assegura a incompressibilidade do modelo mantendo a densidade do número de partículas em cada partícula n^* igual a n^0 tal que

$$n^* + n' = n^0 \quad (10)$$

onde n' é a correção da densidade do número de partículas.

Usando a condição ??, podemos determinar a equação de Poisson (Eq.??) e a pressão é calculada através desta equação por meio de métodos iterativos.

$$\langle \nabla^2 p^{n+1} \rangle_i = -\frac{\rho}{\Delta t^2} \frac{\langle n^* \rangle_i - n^0}{n^0} \quad (11)$$

Maiores detalhes são apresentados nas referências (???)

3 MODELO PARA MEIO POROSO

Pode-se definir um meio poroso como um meio sólido que contém poros, e estes são espaços "vazios", que podem ser distribuídos de diversas maneiras no meio. Como exemplos de meios porosos temos leitos, rochas porosas, agregados fibrosos como tecidos e filtros, e partículas catalíticas contendo micro-poros extremamente pequenos.

O grande desafio de modelar a fase sólida de um meio poroso utilizando MPS consiste na quantidade do número de partículas necessárias para definir a fase sólida. A primeira ideia consiste em associar o tamanho médio do menor grão a uma partículas. Ao modelar a fase sólida na escala granular, utiliza-se um número muito grande de partículas, o que compromete o tempo de processamento inviabilizando experimentos entre os fluidos em meios porosos em uma escala real. Por outro lado, não se pode esperar bons resultados se definimos o menor grão com a mesma dimensão de uma partícula de fluido, e desta maneira a solução seria compor os

O bloco composto é mostrado na figura ???. Esta figura é uma representação esquemática que exemplifica como estruturamos o bloco composto que chamamos de $L/2$, já que o bloco padrão utilizado em nossos experimentos é tridimensional formado por caminhos que são sorteados aleatoriamente conforme a probabilidade selecionada. Um cuidado especial foi tomado para garantir que não tivéssemos poros isolados, que não estivessem interconectados. Além disso, verificamos também se a permeabilidade do bloco composto não variava muito conforme o sentido do fluxo.

A partir do bloco composto estudamos a permeabilidade em relação à porosidade, apresentado na seção seguinte.

4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

4.1 Teste inicial

Realizamos um teste qualitativo preliminar para verificar se a abordagem proposta poderia funcionar a contento do ponto de vista da estabilidade numérica. Construímos uma caixa (Figura ???) e, a meia altura desta, colocamos um bloco preenchendo as laterais da caixa formado por partículas de pressão distribuídas aleatoriamente com 25% de espaços vazios, que foram preenchidos com fluido. Trata-se de um sistema saturado. Acima do bloco colocamos uma camada de partículas de fluido.

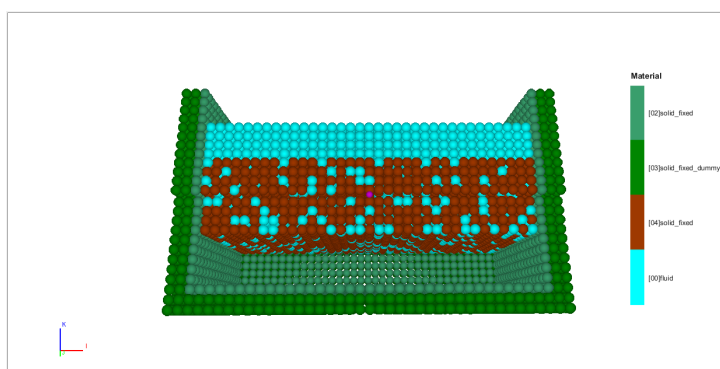


Figura 3: Seção da caixa com meio poroso. Condição inicial do fluido (partículas em azul) acima e no meio poroso (partículas em marrom).

O teste consistiu em observar se ocorre o escoamento de cima para baixo através do bloco, e se as partículas de fluido ao caírem no fundo da caixa não provocam erro ou instabilidade numérica que comprometem a simulação. Os resultados obtidos foram satisfatórios e o passo seguinte foi aplicar esta abordagem para um caso experimental que permite a validação. Assim, seguimos para realizar o ensaio do permeâmetro com o método de partículas.

4.2 PERMEÂMETRO DE CARGA VARIÁVEL

O estudo do fluxo de água em um permeâmetro é o método empregado para a determinação do coeficiente de permeabilidade da rocha. O procedimento de carga variável é normalmente utilizado usado por ser o mais preciso, além disso foi o método mais prático para modelar no MPS e para efetuar os cálculos para a validação. O ensaio realizado segue o experimento de Darcy.

4.2.1 Lei de Darcy

Henry Darcy, verificou experimentalmente a influência de alguns parâmetros geométricos na vazão da água que escoar através de um corpo de prova poroso e permeável. A equação ?? abaixo expressa as variáveis utilizadas para determinar o coeficiente de permeabilidade do meio poroso.

$$Q = k \frac{h}{L} A \quad (12)$$

onde Q é a vazão medida, k o coeficiente de permeabilidade, diferente para cada tipo de meio poroso, A a área do permeâmetro, h a carga que dissipa na percolação e L a distância ao longo da qual a carga se dissipa (tamanho do corpo de prova).

A relação h/L é chamada de gradiente hidráulico e pode ser expresso pela variável i . Dividindo-se a vazão pela área do permeâmetro temos a velocidade v da água que sai do corpo de prova, chamada de velocidade de percolação. Portanto a Lei de Darcy é expressa também pela seguinte equação ??.

$$v = ki \quad (13)$$

Os parâmetros geométricos são ilustrados na Figura ?? para um permeâmetro de carga variável.

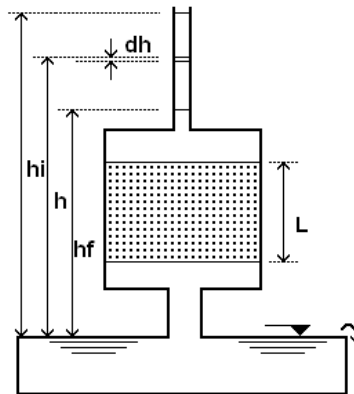


Figura 4: Esquema do permeâmetro de carga variável.

A vazão de água na bureta é a mesma que passa pelo corpo de prova e sendo a a área da bureta, pode-se dizer que

$$Q = -a \frac{dh}{dt} \quad (14)$$

Substituindo ?? em ?? e rearranjando tem-se:

$$\frac{dh}{h} = -k \frac{A}{aL} dt \quad (15)$$

Integrando e transformando ln em log tem-se a fórmula usada para obtenção do coeficiente de permeabilidade

$$k = 2,3 \frac{aL}{At} \log \left(\frac{h_i}{h_f} \right) \quad (16)$$

O coeficiente de permeabilidade é dado em m/s. Para escrever o coeficiente de permeabilidade em permeabilidade intrínseca (k_0), ou seja, independente do tipo de fluido que passa pelo meio poroso e obter em unidade de darcy (D) ou milidarcies (mD), usa-se

$$k = k_0 \frac{\rho g}{\mu}$$

onde ρ é a densidade, μ a viscosidade e g a aceleração da gravidade.

4.2.2 Construção do modelo no MPS

O modelo adotado no estudo possui no total 30000 partículas e estabelecemos uma porcentagem de 50% de espaços vazios aleatoriamente distribuídos de forma que o corpo de prova estivesse dentro dos padrões normalmente utilizados para ensaios deste tipo. As medidas do permeâmetro usado para a simulação numérica são apresentadas na Tabela ??.

Diâmetro da bureta	0,5in (12,7mm)
Diâmetro do permeâmetro	1,0in (25,4mm)
Altura do corpo de prova	2,0in (50,8mm)
Porosidade	50%
Distancia entre partículas	0,05in (1,27mm)
time step	0,01ms
Numero de partículas	30053

Tabela 1: Parâmetros usados para o modelo numérico do permeâmetro.

Mostramos na Figura ?? o modelo construído no MPS e uma seção transversal onde observamos a distribuição das partículas de rocha do meio poroso na cor marrom como sólido fixo e as de fluido na cor azul. O experimento foi executado incluindo os termos de viscosidade e de tensão superficial na equação de Navier-Stokes.

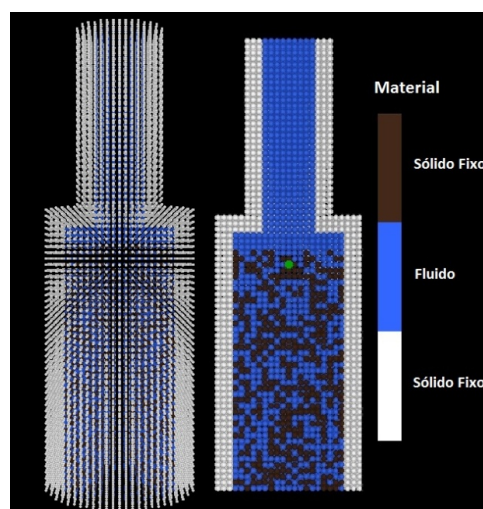


Figura 5: Modelo de permeâmetro de carga variável para o MPS.

Tomamos uma diferença de altura de 1,0in e o tempo de escoamento de 9,5s, e de acordo com a equação de Darcy (Eq.??), a permeabilidade resultante do experimento é 0,01739in/s ou

$6,85 \times 10^{-5}$ m/s. Em valores de permeabilidade intrínseca, considerando o fluido como água, em condições de temperatura de 20°C , temos $6,99 \times 10^{-9}$ mD.

De acordo com a Tabela ??, apresentamos alguns valores típicos de coeficiente de permeabilidade ?, e pelo cálculo da permeabilidade o modelo estaria entre areias finas e médias.

Tipo de rocha	Coef. de permeabilidade
Argilas	$< 10^{-9}$ m/s
Siltes	10^{-6} a 10^{-9} m/s
Areias argilosas	10^{-7} m/s
Areias finas	10^{-5} m/s
Areias medias	10^{-4} m/s
Areias grossas	10^{-3} m/s

Tabela 2: Coeficiente de permeabilidade para alguns tipos de rocha (?).

Tomamos o tamanho das partículas utilizada no experimento que foi de 0,05in (1,27mm) e comparamos com a Tabela simplificada da escala de Wentworth de granulometria (Tabela ??), reproduzida abaixo, e verificamos que o valor obtido de permeabilidade obtido no experimento numérico está em acordo para uma partícula do tamanho aproximado de um grão de areia.

Nome	Intervalo granulométrico (mm)
Matacão	> 256
Bloco ou Calhao	256 a 64
Seixo	64 a 4
Granulo	4 a 2
Areia	2 a 0,062
Silte	0,062 a 0,004
Argila	$< 0,004$

Tabela 3: Tamanhos dos grãos e classificação (?).

Da permeabilidade, obtivemos que o modelo construído está relacionado às areias finas e médias, o que corrobora com o valor adotado para a distância entre partículas, entendendo que esta se refere ao diâmetro médio dos grãos, e conforme apresentamos na Tabela ??, verificamos que a porosidade está próxima do valor adotado para a porcentagem de espaços vazios, que foi de 50%.

Granulação	Porosidade (%)
Areia grossa	39 - 41
Areia media	41 - 48
Areia fina	44 - 49
Silte	50 - 54

Tabela 4: Relação granulação-porosidade.

Apesar do importantes resultados obtidos para o experimento do permeâmetro, existe um problema ligado ao tamanho do sistema (número de partículas) e ao sorteio probabilístico para construção da porosidade. Na condição em que o sistema poroso é montado com um número

pequeno de partículas, a probabilidade de percolação não muito afetada com a escolha de um meio em que o sorteio das partículas é pequeno (meio pouco poroso). Conforme o sistema é preenchido com um número maior de partículas com estas cada vez menores, a relação entre a percolação e a porosidade fica limitada a um evento crítico (??). Isto significa que só haverá percolação no meio descrito com um número elevado de partículas quando a probabilidade do sorteio do poro for maior que 55%.

Confirmamos este fato ao realizamos ensaios com o permeâmetro dobrando o número de partículas e diminuindo a porosidade para 30% e efetivamente o fluido não percolou. Na caso em que a porosidade foi de 40%, com o dobro do número de partículas do ensaio inicial, a relação entre a porosidade, o tamanho da partícula e a permeabilidade deixou de valer.

4.3 ESTUDO POROSIDADE E PERMEABILIDADE

Um fato importante a ser considerado é que no sorteio dos poros, uma parcela pode não estar interconectada e portanto não poderia ser considerada um poro. Realizamos um teste preliminar para verificar se este efeito pode ser observado para diferentes sorteios (para diferentes porosidades, ainda associando a probabilidade do sorteio com a porosidade).

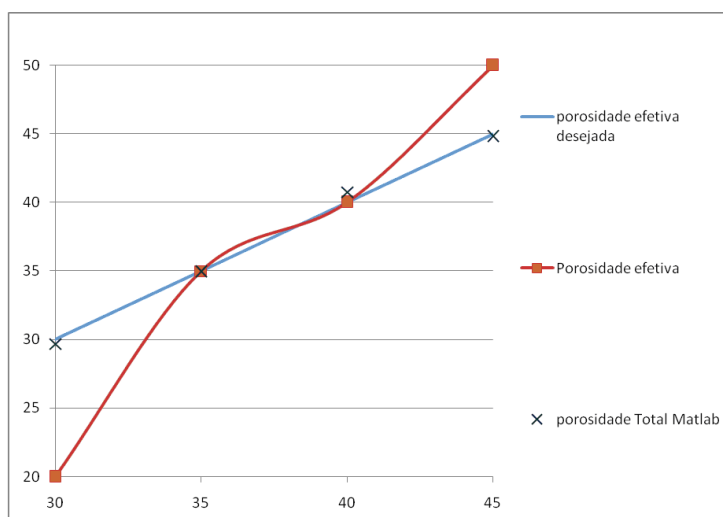


Figura 6: Porosidade efetiva em função da porosidade desejada.

Observamos na Figura ?? a relação entre o sorteio e a porosidade efetiva, e constatamos que o sistema não ofereceu variação significativa para o sorteio entre 35 e 40%. Por outro lado o sistema com 30% se mostrou muito diferente, assim como para 45%. Deste modo, acrescentamos no programa que cria o meio poroso uma rotina que verifica se os poros estão conectados.

Garantindo a interconexão dos espaços vazios, analisamos eventuais discrepâncias na permeabilidade em relação ao sentido do fluxo, e para isso realizamos o experimento do permeâmetro com os mesmos parâmetros usados da Tabela ?? alterando apenas a porcentagem do sorteio. Comparamos os resultados de cada bloco padrão de partículas que chamamos de $L/4$, e verificamos que a permeabilidade do sistema muda significativamente com o sentido do fluxo, conforme podemos observar na Tabela ??.

Da mesma forma, verificamos para executamos o mesmo experimento para o bloco composto, no qual denominamos $L/2$ (conforme esquema apresentado na Figura ??), e os resultados são apresentados na Tabela ??.

Porosidade (%)	desvio absoluto (%)
30	13
35	3,4
40	14
45	2,5

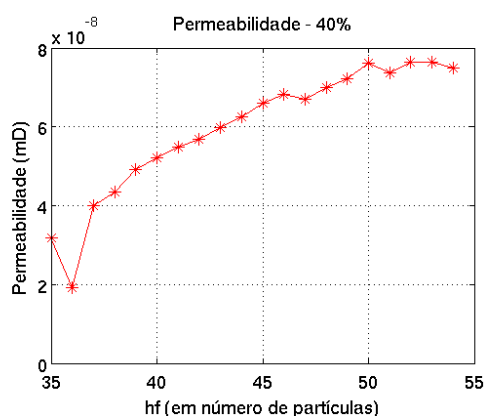
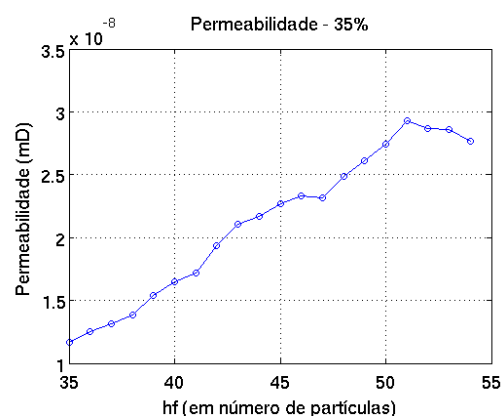
Tabela 5: Relação entre a porosidade e o desvio relativo entre os sentidos dos fluxos, para o bloco padrão $L/4$.

bloco padrão para formar o bloco composto torna a permeabilidade deste mais homogênea em relação ao sentido do fluxo.

Porosidade (%)	desvio absoluto (%)
30	5,0
35	2,2
40	3,0
45	3,0

Tabela 6: Relação entre a porosidade e o desvio relativo entre os sentidos dos fluxos, para o bloco padrão $L/2$.

Além da homogeneidade do bloco composto, é muito importante avaliar a estabilidade do escoamento para que não seja medido valores errados de permeabilidade. No processo inicial do escoamento, o método de partículas tem um intervalo de tempo para ajustes internos de pressão e velocidade, que não é significativo para problemas onde a velocidade de escoamento é alta.

Figura 7: Permeabilidade (mD) da amostra inversa $L/2$ de porosidade 40% em função da altura hf (em números de partículas).Figura 8: Permeabilidade (mD) da amostra inversa $L/2$ de porosidade 35% em função da altura hf (em números de partículas).

No caso de baixas velocidades, que inclui nosso experimento com o permeâmetro, este intervalo de tempo não pode ser desprezado, e portanto devemos fazer uma estimativa inicial para termos uma referência quanto a estabilidade do escoamento. Nas Figuras ?? e ??, apresentamos os gráficos da permeabilidade em função da altura medida em número de partículas para as porosidades de 40 e 35% respectivamente. Notamos que a permeabilidade já se estabiliza para uma altura em torno de 50 partículas.

Apresentamos na Tabela ?? os resultados do cálculo da permeabilidade para as diferentes porosidades do bloco composto $L/2$. Lembramos que neste caso já não é mais válida a relação

Probabilidade de espaços vazios	Permeabilidade (mD)
45%	$1,66 \times 10^{-7}$
40%	$7,36 \times 10^{-8}$
35%	$2,83 \times 10^{-8}$
30%	$4,47 \times 10^{-9}$

Tabela 7: Valores da permeabilidade calculada em função da porosidade para o bloco composto $L/2$.

assumida entre a distância entre partículas e o tamanho do grão. O que é de fato importante é a relação entre a taxa de espaços vazios sorteados aleatoriamente e a permeabilidade.

Tipo de rocha	Permeabilidade (mD)
argilas	$< 10^{-12}$
siltos	$[10^{-9}, 10^{-12}]$
areias argilosas	10^{-10}
areias finas	10^{-8}
areias médias	10^{-7}
areias grossas	10^{-6}

Tabela 8: Tabela com a permeabilidade em função do tipos de grão, calculada a partir da Tabela ??.

Comparando a Tabela ?? com a Tabela ??, observamos que para uma taxa de 45% de espaços vazios no bloco composto $L/2$, o sistema equivale às areias médias, entre 40% e 35% às areias finas e menor que 30% aos siltos. Deste modo, temos uma boa referência entre a taxa de espaços vazios e o tipo de rocha ao qual podemos associar.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho apresentamos uma abordagem para a modelagem de meios porosos utilizando o método de partículas MPS. Apresentamos um estudo preliminar que teve por base para os experimentos a simulação de um permeâmetro de carga variável. O meio poroso foi modelado por meio de uma distribuição aleatória de espaços vazios, que a princípio, pudemos relacionar diretamente com a porosidade do meio e obtivemos importante resultado para o caso em que a porosidade de 50% representava as areias médias.

A limitação ficou por conta do problema em se modelar um meio com um número grande de partículas que além de apresentar um limite crítico à percolação, exige uma demanda muito grande na capacidade de processamento.

Neste contexto, utilizamos um número reduzido de partículas para compor um bloco padrão de modo que a distribuição aleatória garantisse a percolação na vertical, e a partir deste construímos um bloco composto formado por dois blocos padrão espelhados. A abordagem simplificada permitiu-nos avaliar a possibilidade de construir modelos de rochas com predominância de areias e siltos através do cálculo da permeabilidade, sem relacionar diretamente o tamanho do grão com o tamanho da partícula.

O trabalho exige um aprofundamento da abordagem apresentada para capacitar o MPS a simular sistemas multi-fásicos em meios porosos, solos compostos por diferentes tipos de rochas. Ao que os resultados indicam, o método utilizado neste trabalho mostra-se bastante promissor.