

Universidade Estadual do Norte Fluminense - Darcy Ribeiro - UENF

Centro de Ciências e Tecnologia - CCT

Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo - LENEP

Laboratório de Desenvolvimento de Software Científico - LDSC

Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo

*Desenvolvimento de Modelos, Métodos e Algoritmos Computacionais para
Determinação da Permeabilidade Relativa de Rochas Reservatório com Uso de
Métodos de Análise de Imagem: Aplicação em Plataformas Computacionais com uso
de Múltiplas-Threads e Múltiplos-Processos*

Dessafo científico e tecnológico - tema para tese de doutorado

Orientador: Prof: André Duarte Bueno

Co-orientador: Nivaldo Silveira Ferreira

Proposta N^o 1

Aluno: _____

19 de dezembro de 2023

Resumo

Vários modelos e algoritmos para a determinação da permeabilidade de rochas são encontrados na bibliografia, [Bear, 1972, Koplik et al., 1984, Dullien, 1992, Ioannidis et al., 1996], entretanto, ainda são poucos os trabalhos que utilizam análise de imagens de rochas reservatório, [Santos et al., 2002, Singh and K.Mohanty, 2000, Berryman and Blair., 1986], e um número ainda menor de trabalhos que enfoquem a determinação da permeabilidade relativa de rochas reservatório utilizando análise de imagens, [Bueno et al., 2002, Bueno and Philippi, 2002b].

Para determinação da permeabilidade relativa de rochas reservatório com uso da análise de imagens são necessários modelos para¹: i) a simulação do fluxo bifásico dentro das estruturas tridimensionais reconstruídas (obtendo as regiões ocupadas por cada fluido) e ii) determinação da permeabilidade de cada fase, a cada valor de saturação.

O presente projeto objetiva dar continuidade a dissertação de mestrado do Aluno Leandro Puerari, com o título "DETERMINAÇÃO DA PERMEABILIDADE RELATIVA DE ROCHAS RESERVATÓRIO COM USO DE MÉTODOS DA ANÁLISE DE IMAGENS " defendida no LENEP em fevereiro de 2010.

[?, ?] desenvolveu uma metodologia, algoritmos e o programa LVP - Laboratório Virtual de Petrofísica, para a determinação da permeabilidade relativa de rochas reservatório, utilizando-se para tal o modelo de determinação das configurações de equilíbrio de [Magnani et al., 2000, Philippi et al., 2000] e o modelo do grafo de conexão serial para determinação das permeabilidades intrínsecas de [Bueno and Philippi, 2002a]. A validação dos modelos e algoritmos desenvolvidos foi realizada comparando-se os resultados simulados com dados experimentais (fornecidos pelo CENPES-PETROBRAS), ampliando-se os trabalhos apresentados em [Bueno et al., 2002, Bueno and Philippi, 2002b, ?, ?].

O presente projeto amplia o trabalho de [?, ?], incluindo, uma melhor organização das bibliotecas existentes, análise com novas imagens, organização do LVP, otimização dos algoritmos e, principalmente, o desenvolvimento de um conjunto de novos modelos, métodos e algoritmos que façam uso de processamento paralelo e/ou distribuído.

Palavras Chaves: Petrofísica, Permeabilidade Relativa, Rocha Reservatório, Análise de Imagens, Processamento Paralelo e Distribuído, Multiplas Threads e Múltiplos Processos.

¹A metodologia global utilizada para determinação das propriedades petrofísicas utilizando análise de imagens é descrita em [Bueno, 2001] e os conceitos da área de análise de imagem, são descritos em [Cocquerez and Philippi, 1995, Coster and Chermant, 1989, Facon, 1996, Gomes and Velho, 1994, Gonzales and Woods, 1993].

Proposta

Objetivos do presente tema:

1. Identificar as modificações nos equipamentos de aquisição de imagens e impactos sobre os algoritmos (incluindo microtomógrafos). Analisar novos métodos de caracterização de imagens. Fazer um levantamento bibliográfico atualizado, de bibliotecas e métodos de processamento paralelo.
2. Atualizar a base de dados de imagens do LENEP/UENF.
3. Desenvolver novos modelos, métodos e algoritmos aplicados a determinação da permeabilidade relativa de rochas reservatório com uso de técnicas de processamento e análise de imagens.
4. Pesquisar e atualizar bibliotecas científicas que utilizem processamento paralelo e distribuído (atualizar a lib_ldsc).
5. Desenvolver um conjunto de algoritmos, paralelizados, para solução de problemas com análise de imagens; incluindo reconstrução 3D e determinação da permeabilidade relativa.
6. Desenvolver um conjunto de simulações e comparar os resultados obtidos com dados experimentais.

Etapas do trabalho do aluno

1. Revisão Bibliográfica:

Identificar as modificações nos equipamentos de aquisição de imagens e impactos sobre os algoritmos (analisar por exemplo tipos de informações obtidas com novos microtomógrafos e a viabilidade de seu uso). Identificar e analisar novos métodos de caracterização de imagens de rochas reservatório. Fazer um levantamento bibliográfico atualizado, identificando e analisando novos métodos de determinação da permeabilidade intrínseca e relativa de rochas reservatório. Estudar as recentes inovações de C++0x e das bibliotecas de processamento paralelo e distribuído. Pesquisar bibliotecas de processamento científico em C++. Atualizar conhecimentos práticos de desenvolvimento de software, incluindo novas versões do compilador C++ (gcc), do kdevelop e das bibliotecas Qt e QWT.

2. Dados:

Obter e cadastrar um conjunto novo de imagens de rochas reservatório localizadas na bacia de campos (dados fornecidos pelo CENPES-PETROBRAS.). Atualizar a base de dados de imagens do LENEP/UENF incluindo imagens que possibilitem o estudo das rochas reservatório localizadas nas áreas do Pré-Sal. Além das imagens, serão necessários dados de porosidade e permeabilidade intrínseca e relativa das rochas a serem estudadas.

3. Metodologia:

Desenvolver novos modelos, métodos e algoritmos aplicados a determinação da permeabilidade

relativa de rochas reservatório com uso de técnicas de processamento e análise de imagens. Desenvolver uma metodologia de trabalho que viabilize o uso prático dos métodos para caracterização, reconstrução e simulação de propriedades petrofísicas, incluindo a determinação das configurações de equilíbrio, a permeabilidade intrínseca e a permeabilidade relativa em um software amigável, multiplataforma, e que utilize extensivamente novas tecnologias de processamento paralelo. Isto inclui a remodelação do software LVP - "*Laboratório Virtual de Petrofísica*".

4. Desenvolvimento:

Revisão, detalhamento e documentação dos métodos existentes, principalmente os relacionados a solução do sistema de equações. Pesquisar e atualizar bibliotecas científicas em C++ que utilizem processamento paralelo e distribuído, analisar sua inclusão na lib_dsc.

Reescrever os algoritmos da lib_ldsc considerando a nova versão da linguagem C++, conhecida como C++0x. O objetivo é incorporar novas tecnologias como o uso das novas bibliotecas computacionais de C++ (a serem incluídas no padrão C++) e técnicas de processamento paralelo como o pacote para o desenvolvimento de programas com threads.

Estudo e análise de bibliotecas de paralelização existentes, incluindo múltiplas-threads, múltiplos processos, e MPI.

Desenvolvimento de novos algoritmos para determinação da permeabilidade relativa utilizando:

i) múltiplas-threads (rodam numa mesma máquina com memória compartilhada). ii) múltiplos processos (rodam em máquinas separadas) e iii) MPI.

Desenvolver modelos de reconstrução para rochas do pré-sal.

Desenvolver adaptações nos modelos existentes de forma a incluir parâmetros dinâmicos.

5. Testes e validações:

Desenvolver um conjunto de simulações de permeabilidade relativa e comparar os resultados obtidos com dados experimentais, avaliando-se desta forma os métodos desenvolvidos, sua capacidade de resolver o problema proposto e as alterações que se fazem necessárias para obtenção de melhores resultados (valores simulados, tempos de processamento, capacidades do sistema computacional). Problemas específicos, como os efeitos de borda, o uso do método com meios não isotrópicos, e a simulação de representações com grande dimensão, precisam ser avaliados.

6. Análise dos resultados, conclusões.

7. Desenvolvimento da tese, de pelo menos dois artigos nacionais e um artigo em revista.

Observação: A inovação e a maior dificuldade do trabalho estão na identificação dos problemas dos métodos existentes e na definição dos limites em que os mesmos podem ser utilizados. No desenvolvimento de novos modelos conceituais para determinação da permeabilidade relativa, e no desenvolvimento de novos métodos de reconstrução 3D aplicados a rochas do pré-sal.

Dados

Os dados a serem utilizados são imagens de rochas reservatório e curvas de permeabilidade relativa a serem obtidos junto ao CENPES-PETROBRAS.

Demandas instrumentais

O trabalho com análise de imagens de rocha reservatório envolve a utilização de equipamentos de impregnação e polimento de amostras de calha, microscópios (ótico e/ou eletrônico) e estações de trabalho. No presente trabalho, os dados serão fornecidos pelo CENPES-PETROBRAS, sendo necessário apenas a disponibilização de uma estação de trabalho para o aluno. Também serão disponibilizadas duas workstations com 8 núcleos de processamento e 64 GB para teste dos modelos paralelizados a serem desenvolvidos.

Recursos financeiros

Será elaborado um projeto de pesquisa com o objetivo de alavancar os recursos necessários junto ao CNPQ/CTPETRO ou Petrobras ou FAPERJ ou outro meio de financiamento.

Referências

- [Bear, 1972] Bear, J. (1972). *Dinamics of Fluids in Porous Media*. series. American Elsevier, New York, 1rd edition.
- [Berryman and Blair., 1986] Berryman, J. G. and Blair., S. (1986). Use of digital image analysis to estimate fluid permeability of porous material: Application of two-point correlation functions. *J.Appl.Phys*, 60(pp.1930-1938).
- [Bueno, 2001] Bueno, A. D. (2001). *Estudo Geométrico das Representações Tridimensionais da Estrutura Porosa e Grafo de Conexão Serial Para a Determinação da Permeabilidade Intrínseca de Rochas-Reservatório de Petróleo*. PhD thesis, UFSC.
- [Bueno et al., 2002] Bueno, A. D., Magnani, F. S., and Philippi, P. C. (2002). Método para determinação da permeabilidade relativa de rochas reservatório de petróleo através da análise de imagens reconstruídas. page 12, Caxambú - MG - Brasil. IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - ENCIT 2002. CIT02-0672.
- [Bueno and Philippi, 2002a] Bueno, A. D. and Philippi, P. C. (2002a). Modelo do grafo de conexão serial para determinação da permeabilidade de rochas reservatório de petróleo. page 12, Caxambú - MG - Brasil. IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - ENCIT 2002. CIT02-0668.

- [Bueno and Philippi, 2002b] Bueno, A. D. and Philippi, P. C. (2002b). Utilização do grafo de conexão serial para determinação da permeabilidade relativa de rochas reservatório. page 6, Rio de Janeiro, Brasil. 2 Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás.
- [Cocquerez and Philippi, 1995] Cocquerez, J. P. and Philippi, S. (1995). *Analyse D Images: Filtrage et Segmentation*, volume 1. MASSON, Paris.
- [Coster and Chermant, 1989] Coster, M. and Chermant, J. L. (1989). *Precis D Analyse D Images*, volume 1. PRESSES DU CNRS, Paris.
- [Dullien, 1992] Dullien, F. A. L. (1992). *Porous Media - Fluid Transport and Pore Structure*. Academic Press, San Diego, 1rd edition.
- [Facon, 1996] Facon, J. (1996). *Morfologia Matemática: Teoria e Exemplos*. PUC PR, Curitiba, 1rd edition. ISBN.
- [Gomes and Velho, 1994] Gomes, J. and Velho, L. (1994). *Computação Gráfica :Imagem*. INPA-SBM, Rio de Janeiro, 1rd edition. ISBN.
- [Gonzales and Woods, 1993] Gonzales, R. and Woods, R. (1993). *Digital Image Processing*. Addison-Wesley, 1rd edition. ISBN.
- [Ioannidis et al., 1996] Ioannidis, M. A., Kwiecien, M., and Chatzis, I. (1996). Statistical analysis of the porous microstructure as a method for estimating reservoir permeability. *J.Pet.Sci.Eng*, 16:pp.251–261.
- [Koplik et al., 1984] Koplik, J., Lin, C., and Vermette, M. (1984). Conductivity and permeability from microgeometry. *J. Appl. Phys*, 56:3127–3131.
- [Magnani et al., 2000] Magnani, F. S., Philippi, P. C., Zhirong, L., and Fernandes, C. P. (2000). Modelling two-phase equilibrium in three-dimensional porous microstructures. *Int. J. Multiphase Flow*, 26:99–123.
- [Philippi et al., 2000] Philippi, P. C., Magnani, F. S., and Bueno, A. D. (2000). Two phase equilibrium distribution in three-dimensional porous microstructures. Produccion 2000 - Aplicaciones de la ciencia en la ingeniería de petróleo. Produccion 2000 - Aplicaciones de la Ciencia en la Ingeniería de Petróleo.
- [Santos et al., 2002] Santos, L. O. E., Philippi, P. C., Damiani, M. C., and Fernandes, C. P. (2002). Using three-dimensional reconstructed microstructures for predicting intrinsic permeability of reservoir- rocks based on a boolean lattice gas method. volume 35, pages p109–124. Journal of Petroleum Science and Engineering-JPSE.
- [Singh and K.Mohanty, 2000] Singh, P. and K.Mohanty (2000). Permeability of spatially correlated porous media. *Chemical Engineering Science*, 55:p5393–5403.