

"O entendimento dos fenômenos físicos e modelos utilizados na recuperação, expressos na FT, formam o alicerce para a caracterização de reservatórios para fins práticos de projetos de recuperação."

### INTERESSES ESPECIAIS:

- [UNISIM](#)
- [Publicações UNISIM](#)
- [Portal de Simulação de Gerenciamento de Reservatórios](#)
- [UNIPAR](#)
- [Edições anteriores](#)

### LINKS:

- [Unicamp](#)
- [Cepetro](#)
- [Dep. Eng. Petróleo](#)
- [Fac. Eng. Mecânica](#)
- [Ciências e Eng. de Petróleo](#)

### PÓS-GRADUAÇÃO:

Ciências e Engenharia de Petróleo: interessados em Mestrado e Doutorado na área de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo [cliquem aqui](#).

## Simulação da Recuperação de Petróleo em Reservatórios Naturalmente Fraturados

[Hernani Petroni Paiva](#)

### Introdução

A recuperação em reservatórios naturalmente fraturados (RNF) apresenta-se com um risco de projeto, especialmente em reservatórios molháveis ao óleo (MO) ou com molhabilidade intermediária (MI), pois nesse caso os resultados da simulação apresentam baixa eficiência da injeção de água, que é um método de recuperação convencional.

A simulação de reservatórios fraturados é geralmente realizada com modelo de dupla porosidade, que está implementado nos principais simuladores comerciais. Neste modelo os processos físicos envolvidos na recuperação são representados pela função de transferência (FT) entre matriz e fratura, que é um modelo simplificado 0-D ou modelo de tanque.

O objetivo deste trabalho é avaliar o comportamento do modelo de dupla porosidade na previsão de recuperação de petróleo através da injeção de água em RNF com MI ou MO, comparando os resultados obtidos com FT distintas, relacionando-se os fenômenos físicos envolvidos e parâmetros de caracterização.

### Metodologia

Neste trabalho foi construído um simulador de dupla porosidade, no qual foram implementadas as funções de transferência de Kazemi et al. (1976) [Kazemi], Sabathier et al. (1998) [IFP] e Lu et al. (2008) [IC] para comparação dos resultados de recuperação utilizando deslocamento por injeção de água em sistemas MO ou MI.

A simulação foi realizada com uma malha simples através de um deslocamento linear com vazão de injeção constante (Neuman) produzindo com pressão constante (Dirichlet), utilizando poços monocompletados, conforme Figura 1.

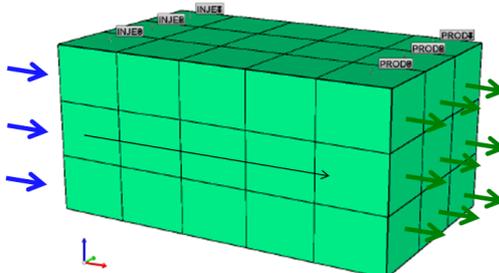


Fig. 1: Malha de Simulação 500x300x30 m

### Continuidade Capilar e Molhabilidade

A continuidade capilar e a molhabilidade são características particularmente importantes na recuperação em RNF. A continuidade capilar é expressa no modelo de dupla porosidade ( $\Phi 2$ ) pela comunicação entre células de matriz e também pelas curvas de pressão capilar (PC) e permeabilidade relativa (KR) nas fraturas, enquanto a molhabilidade é expressa pelas curvas PC e KR na matriz. Os modelos  $\Phi 2$  que possuem comunicação entre blocos de matriz são chamados dupla permeabilidade ( $\Phi 2K2$ ), e os modelos totalmente descontínuos permeabilidade simples ( $\Phi 2K1$ ).

Nos RNF totalmente descontínuos para diferentes sistemas fraturados, valores de densidade de fraturas ( $d_f$ ) e permeabilidade de fraturas ( $k_f$ ) distintos, obtém-se redução de recuperação bastante significativa de sistemas MO ou MI em relação a sistemas fortemente molháveis a água (FMA), identificadas com o índice de Amott  $I_w=0,3$  (MI) e  $I_w=0,9$  (FMA), conforme mostrado na Figura 2.

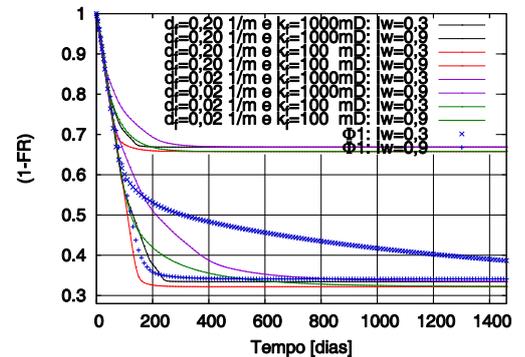


Fig. 2: Reservatório Descontínuo ( $\Phi 2K1$ )

A comparação da recuperação obtida em sistemas com diferentes molhabilidades (Figuras 2 e 4) foi simulada utilizando a FT Kazemi, que considera apenas o mecanismo de embebição, além da expansão de fluidos. O mecanismo de embebição consiste em um deslocamento contracorrente em um processo espontâneo (Figura 3), que se encerra ao alcançar o equilíbrio capilar.

A saturação de equilíbrio capilar em sistemas MO ou MI, entretanto, é obtida com valores de saturação de óleo muito superiores à saturação de óleo residual ( $S_{or}$ ), reduzindo, portanto, a recuperação.

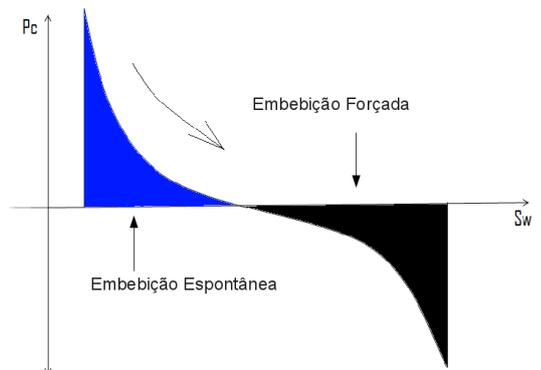


Fig. 3: Curva de Pressão Capilar: Processo Espontâneo e Forçado

Nos RNF com continuidade capilar, entretanto, obtém-se recuperação compatível com o modelo de porosidade simples ( $\Phi 1$ ), embora a recuperação seja mais lenta, conforme mostrado na Figura 4.

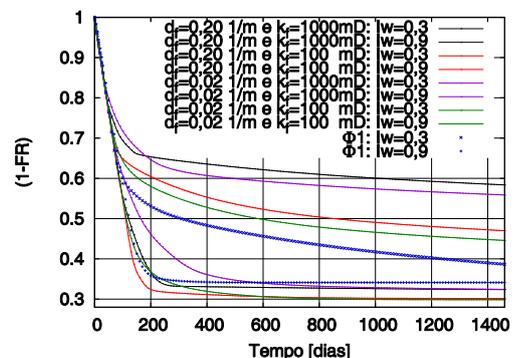


Fig. 4: Reservatório Contínuo ( $\Phi 2K2$ )

A comunicação entre blocos de matriz permite que seja estabelecido um gradiente de pressão ao longo deles, assim a recuperação continua mesmo

"A injeção de água é um método de recuperação efetivo em RNF mesmo em reservatórios totalmente descontínuos com sistemas MO ou MI, mas nesse caso é necessário que haja deslocamento concorrente com gradientes de pressão suficientemente elevados."

## OPORTUNIDADES NO UNISIM:

Se você tem interesse em trabalhar ou desenvolver pesquisas no UNISIM, entre em contato conosco.

Interesse imediato em:

- Pesquisador na área de simulação, gerenciamento e caracterização de reservatórios.

Para mais detalhes, [clique aqui](#).



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

Depto. Eng. Petróleo  
Fac. Eng. Mecânica  
Centro de Estudos de Petróleo  
Univ. Estadual de Campinas  
Campinas-SP

Tel: 55-19-3521-1220

Fax: 55-19-3289-4916

[unisim@dep.fem.unicamp.br](mailto:unisim@dep.fem.unicamp.br)

após alcançado o equilíbrio capilar. Neste caso particular, é possível se obter maior recuperação no sistema MI que FMA.

### Processos de Recuperação e Molhabilidade

Nos sistemas MO ou MI, obtém-se significativo aumento de recuperação, especialmente em reservatórios totalmente descontínuos, se forem adicionados os mecanismos de drenagem gravitacional (Fg) e deslocamento viscoso (Fv), além do mecanismo de embebição (Fc) e expansão de fluidos, ao processo de recuperação, conforme Figura 5.

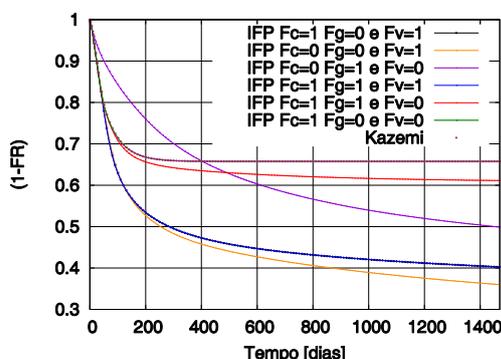


Fig. 5: Mecanismos de Recuperação

As comparações na Figura 5 foram realizadas com FT IFP que se reduz a FT Kazemi quando apenas o mecanismo de embebição, além da expansão de fluidos está presente.

Adicionando-se os mecanismos de drenagem gravitacional e deslocamento viscoso obtém-se significativo aumento de recuperação em relação à FT Kazemi, visto que realiza-se deslocamento concorrente aplicando-se um gradiente de pressão ao longo do bloco de matriz. Dessa forma, realiza-se através do deslocamento concorrente um processo forçado (Figura 3) após alcançado o equilíbrio capilar ao término do processo espontâneo, que proporciona aumento de recuperação.

### Processos de Recuperação e Funções de Transferência

A comparação das FT Kazemi, IFP e IC, implementadas com os simuladores comerciais CMG/IMEX e SCHLUMBERGER/ECLIPSE100, e um modelo de fraturas discretas refinado mostra que resultados distintos são obtidos com diferentes modelos, conforme mostrado na Figura 6.

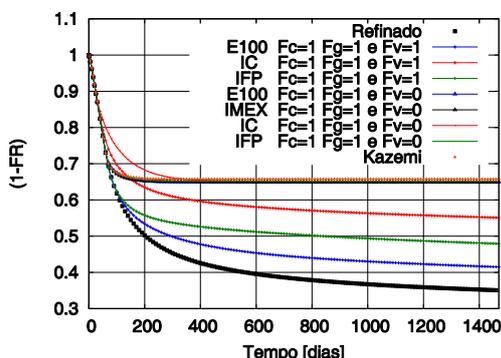


Fig. 6: Comparação do Modelo Refinado

O modelo de fratura discreto refinado obteve a maior recuperação, muito superior à obtida com FT Kazemi. O mecanismo de deslocamento viscoso em todas as FT causou significativo aumento de recuperação, embora os diferentes modelos produzam resultados distintos entre si e também em relação ao modelo de fratura discreta.

O modelo de fraturas discretas reproduz o modelo de fraturas de Warren e Root (1963), sendo as fraturas representadas por células da malha. Contudo, seriam necessárias células extremamente pequenas para representar fisicamente as fraturas, portanto mesmo no modelo de fraturas discretas as propriedades das fraturas são homogeneizadas.

Os resultados do modelo de fraturas discretas são convencionalmente utilizados como referência, no entanto, é uma comparação entre dois modelos e, portanto, deve ser realizada com ressalvas.

A descrição dos modelos e implementações realizadas, bem como discussão da classificação e desempenho dos sistemas fraturados considerando diferentes processos de recuperação podem ser obtidas em Paiva (2012).

### Considerações Finais

A recuperação em RNF obtida através de simulação depende de adequada caracterização do reservatório, que é expressa através dos parâmetros e curvas utilizados no modelo de dupla porosidade ( $\Phi_2$ ). Os parâmetros e curvas obtidos na caracterização, por sua vez, relacionam-se com os mecanismos físicos observados no processo de recuperação alterando a contribuição e ocorrência de cada mecanismo ao processo. Portanto, o entendimento dos fenômenos físicos e modelos utilizados na recuperação, expressos nas FT, formam o alicerce para a caracterização de reservatórios para fins práticos de projetos de recuperação.

A injeção de água é um método de recuperação efetivo em RNF mesmo em reservatórios totalmente descontínuos com sistemas MO ou MI, mas nesse caso é necessário que haja deslocamento concorrente com gradientes de pressão suficientemente elevados.

### Referências

PAIVA, H.P. Simulação da Recuperação de Petróleo em Reservatórios Naturalmente Fraturados. 2012. 177pp. Dissertação (Mestrado) – UNICAMP, Campinas, 2012.

### Agradecimento

Daniel Nunes de Miranda Filho pela ajuda decisiva na realização deste trabalho generosamente oferecida.

### Informações sobre o autor:

Hernani Petroni Paiva é Engenheiro Agrícola formado pela UNICAMP (2005), possui especialização em Engenharia de Petróleo na UFBA (2006) e Pós-Graduação Executiva em Petróleo e Gás na COPPE/UFRJ (2010). Concluiu o curso de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo na UNICAMP, tendo a Dissertação defendida e aprovada em março de 2012. Trabalha na PETROBRAS desde 2005, atuando como Engenheiro de Reservatórios nos projetos de desenvolvimento do Campo de Roncador.

Para maiores informações, visite  
<https://www.unisim.cepetro.unicamp.br>

O UNISIM é um grupo de pesquisa da UNICAMP (Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Centro de Estudos de Petróleo - CEPETRO) que tem como objetivo desenvolver trabalhos e projetos na área de simulação e gerenciamento de reservatórios.