



# UNISIM ON-LINE



## Simulação por Linhas de Fluxo com Opção API Tracking para Reservatórios com Variações nas Propriedades do Óleo

Valcir Tadeu Beraldo

A composição do óleo em reservatórios que englobam grandes áreas pode não ser uniforme e exercer uma contribuição importante na definição de planos de exploração.

Para estudar um reservatório com variação da densidade, e conseqüentemente da composição do óleo sem a necessidade de um simulador composicional, pode-se utilizar a opção *API Tracking* de alguns simuladores comerciais do tipo *Black Oil*. Essa opção permite a definição da densidade do óleo variável e o acompanhamento das modificações da densidade em função do fluxo do óleo. Entretanto, uma opção mais rápida que a simulação por diferenças finitas seria altamente desejável nos estudos de grandes reservatórios.

Os simuladores de linhas de fluxo podem, em muitas circunstâncias, ser mais rápidos que os simuladores convencionais. Entretanto, os simuladores de linha de fluxo existentes atualmente consideram somente distribuição uniforme de densidade de óleo.

O conceito de *API Tracking* foi então aplicado a um simulador de linhas de fluxo tridimensional com duas fases incompressíveis (água+óleo). Para validar os resultados, comparações foram feitas entre simulações por linhas de fluxo e simuladores convencionais com a opção *API Tracking*.

### Simulação por Linhas de Fluxo

Na simulação por linhas de fluxo, a pressão é inicialmente calculada de forma independente da solução de saturação. Conhecendo-se o novo campo de pressões, linhas de fluxo são traçadas ao longo do reservatório e a movimentação das saturações das fases ao longo de cada linha de fluxo é calculada. Após a solução das linhas de fluxo, as novas saturações são mapeadas para a malha original e um próximo passo de tempo é iniciado (Figura 1).

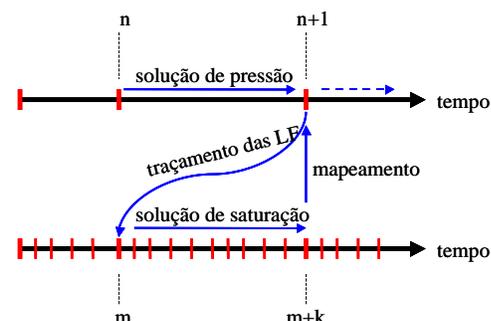


Figura 1: Esquema de simulação por linhas de fluxo.

### Solução de Densidade do Óleo

Dois componentes e seus respectivos conjuntos de propriedades são considerados na fase óleo. Qualquer óleo no reservatório é tratado como uma mistura desses dois componentes, cujas propriedades são adequadamente interpoladas no processo de simulação.

O movimento dos componentes da fase óleo é calculado na solução das linhas de fluxo, juntamente com as novas saturações das fases.

Os efeitos de gravidade também são considerados através da técnica de decomposição do operador.

### Aplicação para Validação do Método

Para validação do método três casos, um dos quais apresentado aqui, foram simulados com o simulador de linhas de fluxo e comparados com um simulador comercial. Todos os casos são baseados no segundo modelo do caso SPE10 (<http://www.spe.org/csp/>). O modelo adotado teve permeabilidades e porosidades reescalados para uma malha de 20x55x85 (93.500) células. A Figura 2 mostra as distribuições de permeabilidade e densidade API. A densidade API varia entre 20 ° API e 30 ° API ao longo do maior comprimento, com uma variação vertical de 3 ° API.

“Os simuladores de linhas de fluxo são mais rápidos que os simuladores convencionais em modelos heterogêneos e com grande número de células.”

### Interesses especiais:

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

### Outros links:

- [Unicamp](#)
- [Cepetro](#)
- [DEP](#)
- [FEM](#)

“A consideração das variações na densidade do óleo em um modelo de simulação pode melhorar a qualidade das previsões e, conseqüentemente, as decisões a serem tomadas.”

### Oportunidade:

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
- Estagiário de Informática

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



Grupo de Simulação de Fluxo em Meios Porosos

### UNISIM

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

Tel: 55-19-3521-3359

Fax: 55-19-3289-4999

Email:

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

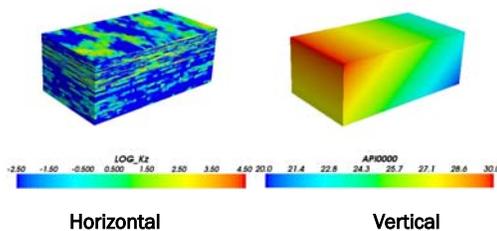


Figura 2: Distribuições de permeabilidade horizontal ( $\text{Log}_{10}$ ) e densidade API do caso “gradual”.

Os modelos possuem um poço injetando  $1.000 \text{ m}^3/\text{d}$  de água no centro e um poço produtor, produzindo a pressão constante, em cada um dos cantos.

### Resultados e Discussões

A Figura 3 compara a distribuição de densidade API ao final de 3000 dias de produção. Pode-se observar a grande concordância entre os resultados dos dois tipos de simulação.

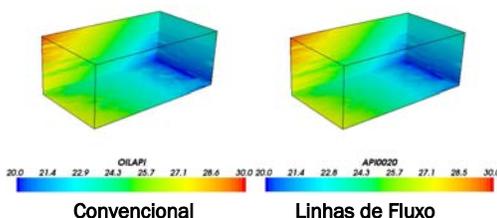


Figura 3: Comparações entre distribuições finais de densidade API obtidas com simulador comercial e por linhas de fluxo.

Outros resultados podem ser observados em Beraldo et al. (2006 e 2007) demonstrando a qualidade da solução. Em todas as simulações realizadas observou-se um tempo de processamento médio de 45 minutos com um processador de 3.0 GHz, tanto no método de linhas de fluxo quanto no de diferenças finitas (simulador comercial). É sabido que o tempo de processamento por linhas de fluxo torna-se relativamente menor, quando comparado com o simulador por diferenças finitas, à medida que se aumenta o número de células.

O próximo passo será estudar a viabilidade de uma formulação bifásica para baixa compressibilidade que possa ser aplicável a reservatórios com variação de densidade de óleo, tais como diversos reservatórios encontrados em campos de água profunda da costa brasileira.

### Agradecimentos

Gostaríamos de agradecer à Petrobras, Unicamp e Imperial College London, por toda a estrutura disponibilizada para realização deste trabalho.

### Referências

- Beraldo, V. T.; Schiozer D. J.; Blunt, M. J. e R Qi,: “Streamline Simulation with an API Tracking Option”, SPE 107496, 2007 EUROPEC, Junho 11-14, Londres, Reino Unido.
- Beraldo, V. T.; Schiozer, D. J. e Blunt, M. J.: “Development of a 2D Streamline Simulator for Incompressible Fluids with Horizontal Variation on Oil Density”, Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006, Setembro 11-14, Rio de Janeiro, Brasil.

### Informações sobre o autor:

Valcir Tadeu Beraldo é engenheiro mecânico, mestre em Geo-engenharia de reservatórios, doutorando em Engenharia de Petróleo e trabalha na Petrobras (UN-RIO) desde fevereiro de 1983.

Para maiores informações, visite  
<http://www.dep.fem.unicamp.br/unisim>

O UNISIM é um grupo de pesquisa do Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP, com apoio do Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) que tem como objetivo desenvolver trabalhos e projetos na área de simulação e gerenciamento de reservatórios. Para maiores informações, visite: <http://www.dep.fem.unicamp.br/unisim>.