

“Foi observada, neste poço, como em todos os outros, uma reprodução muito boa dos resultados do simulador comercial.”



## Simulação por Linhas de Corrente com Compressibilidade e Variação nas Propriedades do Óleo [Valcir Tadeu Beraldo](#)

O artigo publicado na [15ª edição do UNISIM On-Line \(Ano 2, Vol. 4\)](#) apresenta o desenvolvimento de um simulador por linhas de corrente (linhas de fluxo) para sistemas incompressíveis com a opção *API Tracking*. Este artigo apresenta uma extensão daquele simulador a sistemas compressíveis.

### Características

O simulador considera uma fase água e uma fase óleo composta por dois componentes denominados de óleo “leve” e óleo “pesado”. Ambas as fases, assim como o sistema poroso, são compressíveis. Em cada passo de tempo, a pressão é resolvida independentemente das saturações. Em seguida, linhas de corrente são traçadas ao longo do reservatório e a movimentação dos componentes é calculada. A compressibilidade é considerada na solução das linhas de corrente através do uso do divergente do escoamento, o qual é determinado numericamente a partir do campo velocidades. As soluções finais de concentração mássica são transferidas para a malha original e as novas saturações de água e massas específicas de óleo em cada célula são determinadas.

Mais detalhes sobre o método de simulação podem ser encontrados em Beraldo *et al* (2008) e Beraldo (2008).

### Comparação com Simulador Convencional

Para validação do simulador desenvolvido, foram feitas comparações com o simulador comercial Eclipse™, usando-se a opção *API Tracking*. Dois casos relativamente complexos foram estudados: um caso baseado no Campo de Namorado da Petrobras e outro baseado no segundo modelo dos casos comparativos SPE10 ([www.spe.org/csp](http://www.spe.org/csp)). As compressibilidades dos componentes óleo “leve” e óleo “pesado” foram definidas com valores de  $40 \times 10^{-6} \text{ bar}^{-1}$  e  $60 \times 10^{-6} \text{ bar}^{-1}$ , respectivamente. A compressibilidade da água é  $40 \times 10^{-6} \text{ bar}^{-1}$  e a da rocha  $60 \times 10^{-6} \text{ bar}^{-1}$ . Curvas típicas de permeabilidade relativa ao óleo e à água em arenitos foram utilizadas em ambos os modelos.

**Campo de Namorado:** O modelo é heterogêneo, possuindo 43.323 células ativas de  $100 \times 100 \times 1 \text{ m}$ . A morfologia externa do reservatório é representada através de células inativas (Figura 1). Existem 24 poços produtores controlados por pressão de fundo e 14 injetores de água, controlados por vazão. Os poços entram em operação em intervalos de 1 mês. Como a

simulação se inicia com um poço produtor, durante o primeiro mês a produção se deve unicamente à compressibilidade do sistema. Foi simulado um período total de 5.000 dias.

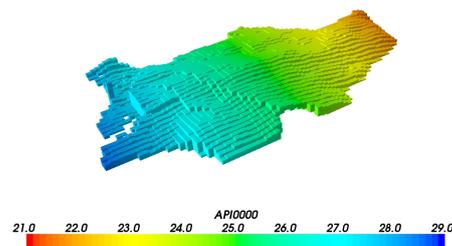


Figura 1: Modelo do Campo de Namorado: Grau API do Óleo.

Como exemplo, a comparação entre as curvas de produção de óleo e produção líquida de um dos poços é apresentada na Figura 2. Foi observada, neste poço em todos os outros, uma reprodução muito boa dos resultados do simulador comercial.

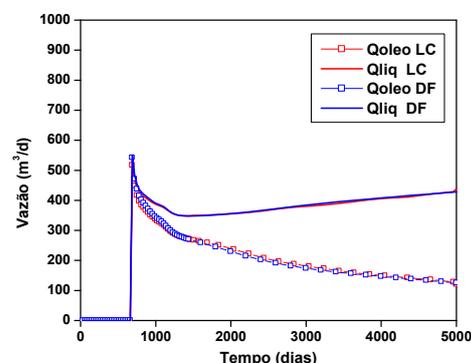


Figura 2: Comparação entre curvas de produção obtidas com o simulador por linhas de corrente (LC) e com o simulador Eclipse™ (DF): Campo de Namorado.

**Caso SPE10:** A malha deste caso extremamente heterogêneo é formada por 1.122.000 células de  $6 \times 3 \times 1 \text{ m}$  (Figura 3). As células com porosidade inferior a 10% foram desativadas. São definidos, no centro do modelo, um poço injetor controlado por vazão e, nos cantos do modelo, 4 poços produtores, controlados por pressão de fundo. A simulação correspondeu a um período de 3.000 dias.

As comparações entre as curvas de produção do poço PROD4 do modelo SPE10 são mostradas Figura 4. Os outros três poços apresentaram o mesmo nível de concordância.

### Pós-Graduação:

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

### Interesses Especiais:

[UNISIM](#)

[Publicações UNISIM](#)

[Portal de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios](#)

[UNIPAR](#)

[STEP](#)

[Edições Anteriores](#)

### Links:

[Unicamp](#)

[Cepetro](#)

[Dep. Eng. Petróleo](#)

[Fac. Eng. Mecânica](#)

[Ciências e Eng. de Petróleo](#)

“No caso SPE10, a velocidade de simulação por linhas de corrente é mais de 7 vezes superior à da simulação tradicional.”

### 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;
- > Pesquisador na área de redes neurais e inteligência artificial.

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



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

## 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)

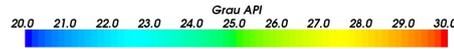
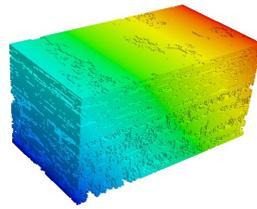


Figura 3: Modelo Baseado no Caso SPE10: Grau API do Óleo.

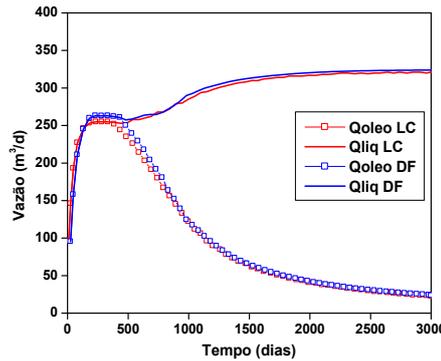


Figura 4: Comparação entre curvas de produção obtidas com o simulador por linhas de corrente (LC) e com o simulador Eclipse™ (DF): Caso SPE10; Poço PROD4.

**Comparação de Desempenho:** Todos os casos foram executados em uma máquina com sistema Linux e processador duplo de 2 GHz. A Tabela 1 compara os tempos de execução entre as simulações.

Tabela 1 — Comparação entre Tempos de Execução

Caso	Linhas de Corrente (min)	Simulador Comercial (min)
Namorado	14,6	1,9
SPE10	646	4636

No primeiro caso o simulador comercial executa a simulação em um tempo menor que o simulador por linhas de corrente. Entretanto, no caso SPE10, que possui um número muito elevado de células e onde os passos de tempo não são limitados por um cronogra-

ma de entrada de poços, a velocidade de simulação por linhas de corrente é mais de 7 vezes superior à da simulação tradicional.

### Conclusões

A formulação proposta para compressibilidade é consistente e a velocidade da simulação por linhas de corrente pode ser bem superior aos métodos convencionais, em malhas com grande número de células, mesmo quando a compressibilidade é considerada.

### Agradecimentos

Agradecemos ao Imperial College London e ao Prof. Martin Blunt pela colaboração no desenvolvimento da formulação e do código computacional.

### Referências

Beraldo, V. T.; Schiozer D. J.; Blunt, M. J. e R. Qi: “Compressible Streamline-Based Simulation with Changes in Oil Composition”, SPE 115983, 2008 ATCE, Setembro 21-24, Denver, EUA, 2008.

Beraldo, V. T.: Simulação por Linhas de Corrente com Compressibilidade e Variação Espacial e Dinâmica de Composição de Óleo. Tese de Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo, FEM e IG, UNICAMP, Campinas, 227 p, 2008.

Beraldo, V. T.: Simulação por Linhas de Fluxo com Opção API Tracking para Reservatórios com Variações nas Propriedades do Óleo. UNISIM On-Line, Ano 2, Vol. 4, 15ª Edição, Abril 2007 (<http://www.unisim.dep.fem.unicamp.br/online/UNISIM-ON-LINE-N15.PDF>).

### Informações sobre o autor:

Valcir Tadeu Beraldo é engenheiro mecânico e mestre em Geo-engenharia de reservatórios pela UNICAMP. Obteve o título de doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo pela UNICAMP em março de 2008. 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.