



# UNISIM ON-LINE



## Efeito da Modelagem de Fraturas por Poços Horizontais Virtuais na Pressão de Propagação

Juan Manuel Montoya Moreno

Na edição do [UNISIM ON-LINE número 7 \(Junho de 2006\)](#), mostrou-se que é possível modelar o processo de injeção a pressões acima da pressão de fratura com poços horizontais virtuais. A modelagem, entretanto, é dependente dos fatores geométricos do poço virtual. Nesta edição, analisa-se a influência destes na pressão de propagação da fratura.

### Fatores Geométricos e Pressão de Propagação

A base para o desenvolvimento do poço horizontal virtual é o cálculo dos fatores geométricos das perfurações do poço,  $WI$  (ver equação 1, [edição número 7](#)). Observou-se que é importante verificar o comportamento da pressão como função do  $WI$  devido ao efeito deste na propagação da fratura, ou seja, se a pressão resultante é suficiente para o avanço da fratura no reservatório. Assim, foram definidos três casos para o cálculo do  $WI$  do poço, para que uma análise entre o  $WI$  e a pressão de propagação pudesse ser realizada:

#### Caso 1: Fator geométrico igual ao inicial

O fator geométrico usado para representar a fratura é igual ao calculado pelo simulador (Equação 1, [edição 7](#)) em cada um dos blocos.

#### Caso 2: Fator geométrico como função de $L_f$

O comprimento da fratura,  $L_f$ , é usado para calcular o fator de dano da fratura  $s_f$ .

#### Caso 3: Fator geométrico em função do $s_f$ de cada bloco

O fator geométrico calculado para cada bloco do poço virtual inclui o efeito da presença da fratura.

### Modelo de Simulação

Como exemplo, a modelagem da fratura é feita através de um modelo sintético de reservatório 2D, bifásico (óleo leve e água), representado por duas malhas (fina,  $F$ , e grosseira,  $G$ ), com um esquema de injeção de cinco pontos, com propriedades petrofísicas constantes (Figura 1).

A perda de injetividade (caso com perda, CP) é simulada no modelo ([edição número 7](#)). Depois que a pressão atinge a pressão de fratura, a fratura é introduzida (caso com fratura, CF). Para avaliar os três casos citados para o poço virtual (H), uma fratura de referência é representada na malha fina, modelada com modificadores de transmissibilidade (T). O  $WI$  deste modelo é calculado pelo simulador.

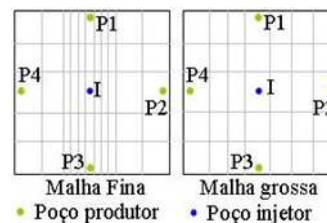


Figura 1: Modelos de simulação base.

### Resultados

Os resultados obtidos para o modelo de fratura de referência (F-CP-CF-T) são apresentados na Figura 2. A pressão de injeção,  $P_{inj}$ , aumenta inicialmente devido à perda de injetividade para manter a vazão de injeção constante,  $Q_w$ .

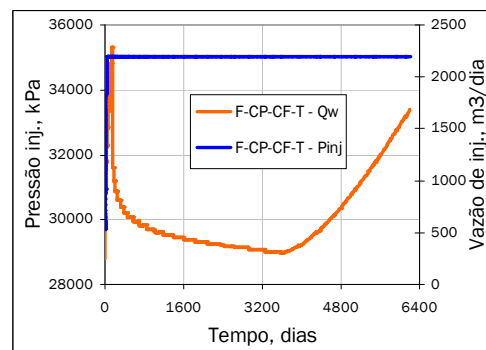


Figura 2: Pressão e vazão de injeção do modelo de referência

Na Figura 3, o modelo de fratura de referência é comparado com os três casos propostos para o poço horizontal virtual. A pressão inicial de injeção é de 27580 kPa, e se incrementa até 35497 kPa para compensar a perda de injetividade.

No momento em que a pressão de injeção se iguala com a pressão de fratura, a pressão de injeção apresenta uma queda devido à restauração da injetividade no poço. Observa-se comportamento similar nos três casos, indicando que a pressão calculada é independente dos métodos citados.

Segundo a literatura sobre fraturamento, uma pressão mínima menor que a pressão de fratura deve existir no poço para assegurar a propagação. Assim, é necessário verificar se a pressão de injeção calculada é compatível com a teoria, pois os casos citados apresentam

“A base para o desenvolvimento do poço horizontal virtual é o cálculo dos fatores geométricos das perfurações do poço,  $WI$ .”

### Interesses especiais:

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

### Outros links:

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

“A determinação do WI do poço virtual ainda é um ponto que deve ser investigado com cuidado e, preferencialmente, ajustado com dados reais.”

**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
- Gerente Executivo para Rede Temática de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios
- Estagiário de Informática

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

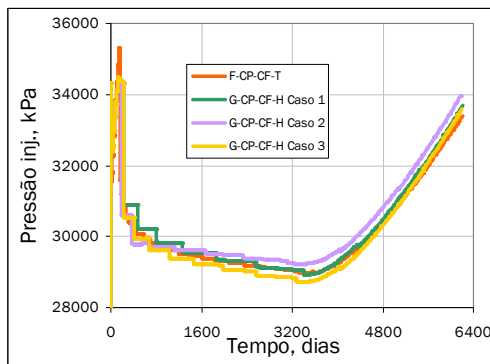


Grupo de Simulação de Fluxo em Meios Porosos

**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)

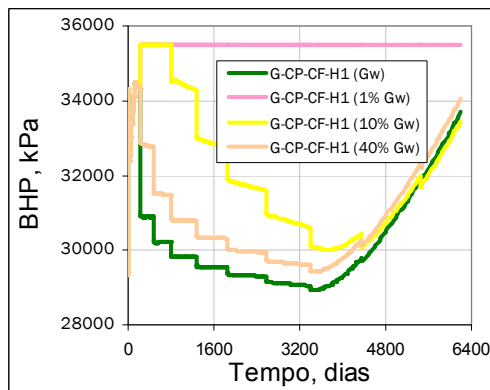


**Figura 3: Comparação do modelo de referência com os três casos de poço horizontal virtual.**

uma queda significativa na pressão de injeção e que possivelmente não assegura a pressão de propagação da fratura (34000 kPa).

Devido à impossibilidade de comparação com dados reais, para conferir a pressão de injeção, realizou-se uma análise de sensibilidade para o WI. A Figura 4 apresenta os resultados. As três curvas representam frações de 1, 10 e 40% do valor inicial do fator geométrico do poço horizontal virtual (linha verde na Figura 3).

Observa-se que somente com valores em torno de 10% (linha amarela) do valor inicial calculado é que se pode garantir que a pressão de injeção calculada durante os primeiros 1600 dias seja a adequada para assegurar a propagação da fratura. Dessa forma, a determi-



**Figura 4: Análise de sensibilidade para o fator geométrico do poço horizontal virtual.**

nação do WI do poço virtual ainda é um ponto que deve ser investigado com cuidado e, preferencialmente, ajustado com dados reais.

**Conclusões**

Foram apresentadas três formas de utilização do fator geométrico do poço virtual. As três formas apresentam efeitos semelhantes na modelagem.

Foram detectadas condições particulares nos exemplos de óleos leves onde o processo de fraturamento acarreta uma rápida diminuição de pressão, que levaria a uma condição insuficiente para manutenção da propagação da fratura. Em casos deste tipo, a modelagem do poço virtual é importante e deve ser melhor estudada e calibrada com dados reais.

**Referências**

- Mazo, E. O. M., Montoya M., J. M., Ligerio, E. L., Schiozer, D. J.: “Efeito do Acoplamento da Geomecânica À Simulação Numérica de Reservatórios com Injeção de Água a Pressão Acima da Pressão de Fratura,” artigo apresentado no 2006 Rio Oil & Gás Conference and Exhibition, Setembro 11-14 2006, Rio de Janeiro, Brazil.
- Montoya M., J. M., Mazo, E. O. M., Ligerio, E., Schiozer, D. J.: “Well Impairment Up Scaling Applied to Water Injection Above Fracture Pressure Simulation,” paper accepted for presentation at XXVII CILAMCE, September 3-6 2006, Belém, Brazil.
- Schechter, R. S. Oil Well Stimulation. Prentice Hall Inc., 1992. p. 246-270.

**Informações sobre o autor:**

Juan Manuel Montoya Moreno é Engenheiro de Petróleo formado pela Universidade Nacional de Colômbia, mestrando em Ciências e Engenharia do Petróleo e membro do grupo UNISIM desde Setembro de 2004.



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>.