

“A vazão ideal de injeção foi buscada para uma adequada comparação entre os modelos com e sem presença de fratura.”



## Estudo com Injeção de Água Acima da Pressão de Propagação de Fratura do Reservatório

[Odair José Costa](#)

**Introdução:** A injeção de água é o método de recuperação suplementar de petróleo mais utilizado no mundo. Porém, esse método pode promover redução da permeabilidade da região ao redor do poço, devido à presença de sólidos em suspensão, partículas de óleo, sais e compostos de cálcio, presentes na água e, assim, acarretar em perda de injetividade, que pode prejudicar a recuperação final do campo.

Dentre as maneiras de lidar com a queda de injetividade pode-se citar a injeção de água acima da pressão de propagação de fratura (IFPP). Nessa linha de pesquisa a IFPP é aplicada não só como restauradora de injetividade, mas também como uma estratégia de produção.

A fratura é representada por meio de um poço horizontal virtual (PHV), onde as completações são abertas em função do avanço da fratura, dada pelo simulador geomecânico utilizado [Propag 3.0](#). (Souza *et al.*, 2005). A perda de injetividade é modelada alterando o índice de poço, por meio de um declínio hiperbólico da permeabilidade da região ao seu redor. Ambas as modelagens foram empregadas por Montoya Moreno (2006).

**Motivação:** Nesse estudo foi observado que para uma comparação adequada entre injeção com e sem propagação de fratura seria necessária uma metodologia específica, pois as condições operacionais ótimas de operação são bem diferentes para os dois casos. Além disso, foi observado que as condições necessárias para a manutenção da fratura podem demandar diferentes condições ótimas de operação.

**Objetivo do trabalho:** Analisar a influência da queda de injetividade na produção do campo e, o uso da IFPP no processo de restauração da injetividade.

**Metodologia:** O comportamento da pressão de fundo do poço injetor é analisado com base no interesse de injetar ou não acima da pressão de fratura. Se a pressão de iniciação de fratura é atingida, no caso onde o objetivo é injetar acima da pressão de propagação, a fratura é iniciada. Esta pressão pode ser atingida devido à perda de injetividade, ou mesmo, devido às condições de operação e às propriedades rocha-fluido. Assim os modelos gerados podem ser: sem perda de injetividade e com presença de fratura (SPCF) ou com perda de injetividade e com presença de fratura (CPCF).

Por outro lado, se a vazão ótima de injeção resulta num valor de pressão inferior à pressão de propagação ou se a pressão de iniciação não é atingida, a fratura não é iniciada, gerando os possíveis modelos: sem perda de injetividade e sem fratura (SPSF) ou com perda de injetividade e sem fratura (CPSF).

**Caso de aplicação:** Modelo sintético de reservatório, com permeabilidade horizontal de 500mD e vertical de 200mD; dimensões de 1510x1510x40m; óleo com 21º API; simulador comercial de fluxo do tipo Black-Oil. A Tabela 1 mostra os dados de entrada no simulador geomecânico (Propag).

Tabela 1: Dados de entrada no simulador geomecânico.

Lamina de água,	1,500 m
Profundidade média	2,700 m
Módulo de Young	999,74 MPa
Resistência tração	0,345 MPa
Pressão estática	27,58 MPa
Gradiente sobrecarga	0,0226 MPa/m
Poisson capa permeável - argila	0,28 - 0,30
Constante de Biot	0,90

A Figura 1 ilustra o esquema de injeção e as camadas que envolvem o reservatório.

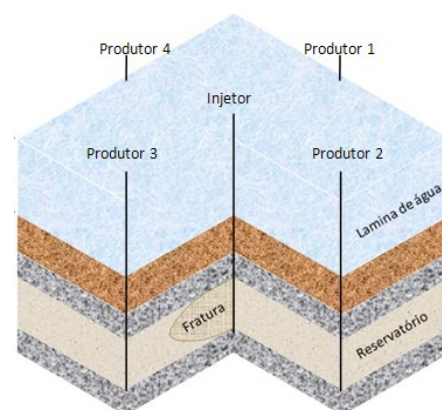


Figura 1: Representação do modelo de reservatório.

### Aplicação e Resultados

**Modelo SPSF:** O primeiro passo foi buscar a vazão ideal de injeção para o modelo SPSF. Dentre as condições operacionais (C.O.) analisadas a que promoveu o melhor VPL foi a vazão máxima de injeção de 1000 m<sup>3</sup>/dia. A pressão permaneceu limitada no valor da pressão de iniciação de fratura (35,77 MPa), porém sem iniciá-la.

**Modelo SPCF/CPCF:** Neste caso, como a pressão de iniciação da fratura foi atingida desde o início, os modelos SPCF e CPCF são idênticos. A vazão ideal de injeção foi buscada para uma comparação adequada entre os modelos com e sem presença de fratura. A Tabela 2 traz as vazões estudadas e os respectivos comprimentos de fratura obtidos pelo Propag.

Tabela 2: Definição das C.O. para o modelo SPCF.

C.O.	Q inj, m <sup>3</sup> /dia	L <sub>f</sub> , m
1	850	110
2	1000	130
3	1200	155
4	1500	190

### 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](#)

“O aumento de VPL se deve principalmente à antecipação na curva de produção de óleo, de modelo com presença de fratura.”

A C.D. número 2 foi a que proporcionou o melhor VPL. Com essa vazão a propagação da fratura foi garantida por todo período de análise. A Figura 2 ilustra a produção acumulada de água e óleo para as vazões de injeção estudadas na definição do modelo com fratura.

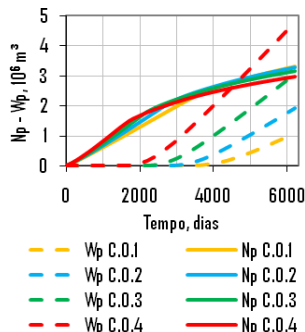


Figura 2: Definição da vazão ideal para o modelo SPCF/CPCF

**Modelo CPSF:** O modelo com perda de injetividade e sem fratura (CPSF) foi gerado com queda de permeabilidade **Suave** (CPSF **S**) e **Brusca** (CPSF **B**). A Figura 3 ilustra o decaimento da permeabilidade onde,  $k_s$  e  $k$  são as permeabilidades da região danificada e a inicial, sem dano, respectivamente.

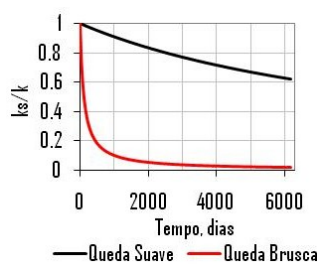


Figura 3: Queda de injetividade ao redor do poço injetor.

**Comparação entre SPSP, SPCF, CPCF, CPSF S e CPSF B:** Uma comparação entre os modelos é apresentada na Figura 4. O índice de comparação foi tomado com relação ao modelo SPSP.

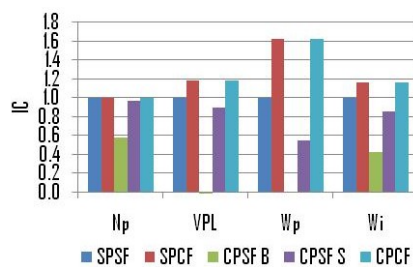


Figura 4: Comparação entre os modelos estudados.

**Conclusões:** Os cenários estudados, considerando queda de injetividade com decaimento brusco e suave, ilustram a necessidade de se utilizar e estudar a injeção acima da pressão de fratura nos projetos de EGP.

Os estudos mostraram que a IFPP afeta fortemente a recuperação do campo para o modelo de queda brusca e retoma os níveis de produção do modelo SPSP. Além disso, repercutiu em um maior VPL e maior produção de água. O aumento de VPL se deve principalmente à antecipação na curva de produção de óleo.

Entretanto, devido às incertezas envolvidas no processo, principalmente modelagem de fratura e da perda de injetividade, influência de parâmetros de rocha e fluido, entre outros, estudos específicos para cada caso devem ser realizados antes da aplicação da metodologia.

**Agradecimentos:** O autor agradece à FAPESP e ao Cepetro pelo apoio financeiro.

**Referências Bibliográficas:**

Montoya Moreno, J. M., “Modelagem de injeção de água acima da pressão de fratura do reservatório através de poço horizontal virtual”. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2006, 116p. Dissertação (Mestrado).

Souza, A. L. S., Fernandes, R. A., Mendes, R. A., Rosa, A. J., Furtado, C. J. A., “The Impact of Injection with Fracture Propagation During Waterflooding Process”. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, June 20-23, 2005.

**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)

**Informações sobre o autor:**

Odair José Costa é engenheiro civil, mestrando em Ciências e Engenharia de Petróleo. Está no Grupo UNISIM desde 2006 e atua na área de gerenciamento de águas e de injeção de água acima da pressão de propagação de fratura.

**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.