

“Fechar um poço que ainda possui um fluxo de caixa positivo pode ser vantajoso.”



## Estudo de Caso sobre Corte de Água Ótimo

[Carlos Eduardo Andrade Gomes Barreto](#)

O corte de água é um importante parâmetro na operação de campos de petróleo e pode ser usado como critério de fechamento de poços produtores. A decisão de fechar um produtor influencia diretamente o desempenho econômico do campo e de outros poços. Num processo de escolha de estratégia de produção, a escolha inadequada do valor do corte de água pode subavaliar a estratégia, podendo desfavorecê-la quando comparada a outras.

Em uma análise simples, o corte de água de fechamento de um poço ( $WCUT_{lim}^i$ ) dependeria somente de parâmetros econômicos pois o limite de operação pelo corte de água poderia ser dado pelo balanço financeiro do próprio poço, acrescido de uma divisão de custos indiretos ao poço. Entretanto, pode ser interessante fechar um poço, ainda economicamente viável, devido à melhoria que o seu fechamento pode causar no balanço financeiro do campo. Assim, o valor do corte de água ótimo de fechamento de um poço ( $WCUT_{opt}^i$ ) depende também da estratégia de produção como um todo e de parâmetros de rocha e fluido do reservatório. O  $WCUT_{opt}^i$  é sempre menor que  $WCUT_{lim}^i$  pois há um acréscimo na produtividade de outros produtores quando se fecha um produtor com alto corte de água mais cedo.

Enquanto o  $WCUT_{lim}^i$  pode ser estimado de forma simples, o  $WCUT_{opt}^i$  deve ser calculado através de um processo de otimização que envolve simulação de reservatórios. O presente trabalho tem como objetivo mostrar um exemplo de cálculo do  $WCUT_{opt}^i$ .

### Fatores Econômicos

Observando apenas a influência dos parâmetros econômicos na determinação do corte de água de fechamento de poços produtores, este pode escrever-se de forma genérica:

$$WCUT_{lim}^i = f(FCL_i, \theta) \quad (I)$$

onde:

$$WCUT_{lim}^i \rightarrow \text{corte de água limite econômico do poço } i;$$

$$FCL_i \rightarrow \text{fluxo de caixa líquido do poço } i (\$);$$

$$\theta \rightarrow \text{função que depende da divisão dos custos indiretamente ligados a produção do poço.}$$

Neste trabalho, os custos indiretos são definidos como os custos que não estão relacionados com a operação de um único poço isolado e sim de todo o campo, como manutenção da plataforma, custos de injeção, etc.

Os custos indiretos à produção do poço precisam ser divididos entre todos os poços. Esta divisão pode ser feita tanto através da divisão equitativa entre todos os poços ou através de alguma ponderação específica.

Ao se analisar isoladamente o fluxo de caixa de um poço, este deveria ser fechado quando a receita gerada pelo poço, descontada dos impostos e taxas incidentes, não pagasse os custos operacionais, diretos e indiretos. Então, o poço deveria ser fechado quando  $FCL_i$  fosse igual a zero.

Um exemplo de cálculo do processo de estimativa do  $WCUT_{lim}^i$  de um poço está descrito a seguir. Este exemplo apresenta apenas uma forma de estimar o  $WCUT_{lim}^i$ , que poderia ser estimado de diferentes formas. Em campos onde a venda e os custos relativos à produção de gás possam ser desprezados, pode-se usar a seguinte equação para o  $FCL_i$ :

$$FCL_i = P_o * Q_o - C_{oi} * Q_o - C_{ai} * Q_{ai} - \theta \quad (II)$$

onde:

$$P_o \rightarrow \text{preço do óleo por volume } (\$/L^3);$$

$$C_o \rightarrow \text{custo da produção de óleo simplificado, custos operacionais adicionados aos custos relativos aos impostos e taxas, do poço } i (\$/L^3);$$

$$C_{ai} \rightarrow \text{custo da água produzida por volume do poço } i (\$/L^3);$$

$$Q_{oi} \rightarrow \text{vazão de óleo do poço } i (L^3/T);$$

$$Q_{ai} \rightarrow \text{vazão de água do poço } i (L^3/T);$$

$$\theta \rightarrow \text{custos indiretos em determinado período de tempo } (\$/T).$$

Se existe uma relação entre a vazão de injeção e a produção de líquidos de um campo, pode-se então escrever a seguinte equação:

$$Q_{inj} = n * (Q_o + Q_a) \quad (III)$$

$$Q_{inj} \rightarrow \text{vazão de injeção total do campo, } (L^3/T);$$

$$Q_o \rightarrow \text{vazão de óleo total do campo, } (L^3/T);$$

$$Q_a \rightarrow \text{vazão de água total do campo, } (L^3/T);$$

$$n \rightarrow \text{razão entre a injeção e a produção de líquidos.}$$

Dividindo o custo total da injeção entre os produtores através de uma ponderação pela vazão de líquidos de cada produtor, tem-se:

$$\theta = C_{inj} * Q_{inj} * (Q_{oi} + Q_{ai}) / (Q_o + Q_a) \quad (IV)$$

onde:

$$C_{inj} \rightarrow \text{custo da água injetada por volume produzido no campo } (\$/L^3).$$

Substituindo (III) em (IV) resulta em:

$$\theta = C_{inj} * n * (Q_{oi} + Q_{ai}) \quad (V)$$

Substituindo (V) em (II) pode-se então escrever que

$$FCL_i = (P_o - C_{oi}) * Q_{oi} - C_{ai} * Q_{ai} - C_{inj} * n * (Q_{oi} + Q_{ai}) \quad (VI)$$

O corte de água pode ser calculado da seguinte forma:

$$WCUT_{lim}^i = \frac{Q_{ai}}{(Q_{oi} + Q_{ai})} \quad (VII)$$

Isolando a vazão de óleo em (VI), sendo o  $FCL_i$  igual a zero e substituindo em (VII), o corte de água limite para este fluxo de caixa seria o seguinte:

$$WCUT_{lim}^i = \frac{(P_o - C_{oi} - n * C_{inj})}{P_o - C_{oi} + C_{ai}} \quad (VIII)$$

O mesmo raciocínio pode ser aplicado para equações mais completas de cálculo do  $FCL_i$  e para divisões diferentes dos custos indiretos.

### Fatores Geológicos e Distribuição dos Poços

Fechar um poço que ainda é economicamente viável se calculado isoladamente é uma decisão que deve levar em conta o aumento da receita devido à maior produção dos demais poços. Esta melhoria pode ocorrer através de duas formas: aumento na pressão do reservatório e na eficiência de varrido.

Sendo o poço de desempenho inferior aos demais fechado, o

### 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](#)

“Os dados mostram que em todos os casos o corte de água ótimo esteve abaixo do corte de água limite de um poço isolado.”

### 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 de 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)

aumento ou o prolongamento da produção em poços, através do aumento ou manutenção da pressão do campo, com desempenho superior pode favorecer as receitas do campo.

Em campos com injeção de água, as linhas de fluxo do campo têm direção e sentido do injetor para o produtor. O fechamento de um poço muda o comportamento das linhas de fluxo do reservatório, podendo favorecer a eficiência de varrido.

Entretanto, para prever a pressão do reservatório e as mudanças no varrido horizontal e vertical do reservatório é necessário usar simulação numérica para a determinação do corte de água ótimo a partir de um modelo econômico pré-estabelecido. Portanto a influência de fatores geológicos (rocha e fluido) e de distribuição dos poços precisa ser considerada através de um processo de otimização.

#### Estudo de Caso

Para ilustrar de maneira simples o conceito acima, foi usado um reservatório sintético com injeção de água, cujas características geométricas do reservatório são: comprimento igual a 3050m, largura igual a 3050m e profundidade igual a 305m. Propriedades do fluido e rocha-fluido foram retiradas de um modelo do campo de Namorado.

A estratégia de exploração consiste em um esquema *Five-Spot* com 16 produtores e 12 injetores, todos os poços são horizontais. Não há restrição para a produção de líquidos na plataforma. Os poços produtores foram operados por uma pressão de fundo de 100bar e os injetores foram operados por uma limitação na vazão de 2000bbl/d.

A avaliação econômica foi realizada a partir de dois modelos econômicos. Os modelos econômicos utilizados diferem apenas no preço do óleo, que foi de US\$35,00 e US\$50,00. Não há venda do gás, nem custos diretamente ligados a produção de gás. Foi utilizado um modelo econômico simplificado (Tabela 1).

Tabela 1: Dados da modelo econômica.

Custos de produção (US\$/bbl)	TA	13%
Óleo	F/ Brent	1
Água	Custos de injeção (US\$/bbl)	
Gás	Água	1

Para a simulação de reservatórios foi utilizado o simulador comercial ECLIPSE. O processo de avaliação consiste em simular o reservatório alterando o corte de água dos poços e calcular o VPL de cada caso simulado. Neste estudo de caso, todos os poços são simulados com o mesmo valor para o corte de água de fechamento; o método poderia ser mais completo se otimizasse cada poço com um valor diferente, mas o número de simulações também seria maior devido ao grande número de variáveis no processo de otimização.

Uma avaliação do  $WCUT_{lim}$  foi realizada através de uma fórmula desenvolvida a partir do fluxo de caixa utilizado no modelo econômico do estudo de caso e descontando os custos de injeção do campo igualmente entre os poços. Os valores para o  $WCUT_{lim}$  encontrados foram 89,54% e 93,07%, para preços do óleo de US\$35,00 e US\$50,00, respectivamente. Caso os custos com injeção fossem desprezados, os valores para o  $WCUT_{lim}$  seriam 91,76% e 94,50%, para preços do óleo de US\$35,00 e US\$50,00, respectivamente, resultado em valores muito altos. A Figura 1 mostra os resultados

encontrados com a simulação numérica para o VPL (US\$50 e US\$35), produção total de óleo (NP) e produção total de água (WP); na nomenclatura adotada as variáveis possuindo os números 50 e 35 pertencem a cada modelo econômico.

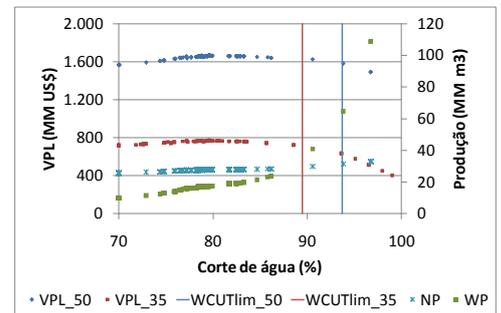


Figura 1: Resultados da avaliação do corte de água de fechamento dos poços pela VPL.

Os dados mostram que em todos os casos  $WCUT_{lim}$  esteve abaixo do  $WCUT_{lim}$ . Os cortes de água ótimos encontrados foram 79,62% e 79,63%, para os casos com preços do óleo de US\$35,00 e US\$50,00, respectivamente. A Tabela 2 resume os valores estimados para os casos ótimos e os casos limite econômicos e os casos com corte de água igual a 99% para o VPL, NP e WP. A estimativa foi feita a partir de linhas de tendência polinomiais.

Tabela 2: Estimativas da VPL e das produções para os casos simulados.

	VPL (MM US\$)	NP (MM m3)	WP (MM m3)
WCUTlim_50	1571	31	58
WCUTotm_50	1661	28	17
WCUTlim_35	710	29	34
WCUTotm_35	766	28	17
99%_50	1440	35	160
99%_35	405	35	160

Os valores do  $WCUT_{lim}$  seriam até menores se houvesse restrições significativas de vazões de líquido na plataforma, como será mostrado em trabalhos futuros.

#### Conclusão

Os resultados apresentados mostram que o corte de água ótimo não depende exclusivamente do balanço do fluxo de caixa, mas é influenciado também por outros fatores. O corte de água ótimo para fechamento de poços é sempre menor do que o valor calculado para um poço. A utilização de um mesmo valor para corte de água de fechamento de todos os poços significa que o corte de água ótimo encontrado é uma simplificação, mas permite encontrar valores que produzem melhores resultados para o desempenho do campo.

#### Informações sobre o autor:

Carlos Barreto é mestre em Engenharia Civil e aluno de doutorado do curso de Ciências e Engenharia de Petróleo da UNICAMP.

O autor agradece à FAPESP pela bolsa de estudos concedida e à Petrobras pelo financiamento do grupo de pesquisa UNISIM.

Para mais 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.