

## Otimização Assistida para Comparação entre Poços Convencionais e Inteligentes Considerando Incertezas [Márcio Augusto Sampaio Pinto](#)

**“Os resultados mostram que os PC e PI apresentaram diferenças muito pequenas para cenários determinísticos, quando devidamente otimizados, mas que os PI se destacaram com o aumento do grau de incertezas, devido à flexibilidade operacional.”**

### Interesses especiais:

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

### Links:

- [Unicamp](#)
- [Cepetro](#)
- [Dep. Eng. Petróleo](#)
- [Fac. Eng. Mecânica](#)
- [Ciências e Eng. de Petróleo](#)

### Pós-Graduação:

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

### 1. Introdução

No planejamento do desenvolvimento de um campo deve-se selecionar de forma adequada métodos e equipamentos que serão utilizados durante a produção. Entretanto, nesta fase existem incertezas (características do reservatório, fatores econômicos futuros e fatores operacionais, por exemplo), o que dificulta planejar uma estratégia de produção que seja eficiente em diversos cenários possíveis.

Para vencer essas dificuldades, estratégias mais flexíveis podem ser usadas, entre elas os poços inteligentes (PI) que permite o controle do fluxo ao longo do poço de forma independente através do acionamento de válvulas e de informações enviadas por sensores instalados nas válvulas. Isso torna possível, por exemplo, interromper a produção em um setor específico do poço que apresente alta vazão de água ou gás e permitir a produção em outros setores de maneira independente. Entretanto, este tipo de completação tem um custo mais elevado que o de poços convencionais (PC) e os benefícios podem não ser tão claros, principalmente na fase de planejamento do desenvolvimento.

Para avaliar a viabilidade de implantação de PI em reservatórios, há necessidade de estimar os benefícios econômicos dos PI em relação aos PC, ou seja, estabelecer uma comparação entre estes dois tipos de poços para averiguar qual tipo de completação tem potencial de proporcionar maiores ganhos. Fazer uma boa avaliação de ambos os tipos de poços é, muitas vezes, complexo, pois uma avaliação da operação de válvulas no estágio inicial do campo envolve um elevado número de variáveis de controle para representar a operação futura no simulador, o que acarreta maior dificuldade em resolver o problema.

### 2. Metodologia

Por essas razões, um método de otimização assistido foi proposto por Pinto (2013), para tentar contornar alguns dos problemas encontrados na literatura, uma vez que métodos de otimização automatizados podem muitas vezes inviabilizar a avaliação desses poços.

O método desenvolvido foi testado para diferentes tipos de controle:

- **Controle reativo:** válvulas fecham ao atingir um determinado  $WCUT_{lim}$  (parâmetro otimizado), sem poderem reabrir novamente.
- **Controle proativo 1:** válvulas fecham ao atingir  $WCUT_{lim}$ , otimizados para cada uma das válvulas, sem poderem reabrir novamente. É considerado proativo, pois uma válvula pode antecipar o fechamento para beneficiar a produção em outras válvulas.
- **Controle proativo 2:** válvulas podem abrir ou fechar a cada período de 2 anos durante todo o tempo de produção do poço (válvulas do tipo abre/fecha) até o fecha-

mento obtido pelo  $WCUT_{lim}$ . É considerado proativo porque permite que as válvulas operem proativamente, mas não necessariamente irão atuar dessa forma.

Inicialmente propõe-se a aplicação do “Módulo do Poço” para o primeiro poço do modelo, como mostra a Figura 1. Para os PC, a otimização envolve encontrar a melhor configuração de zonas completadas e do corte de água limite ( $WCUT_{lim}$ ). Para os PI, a otimização envolve o número e posicionamento das válvulas, bem como a melhor forma de operá-las. Esta otimização parte da melhor configuração das zonas completadas para os PC, pois não é interessante testar a colocação de válvulas em regiões não completadas do PC, a fim de estabelecer uma comparação justa. Após essas otimizações, pode-se realizar uma análise de decisão determinística entre colocar válvulas ou não no poço.

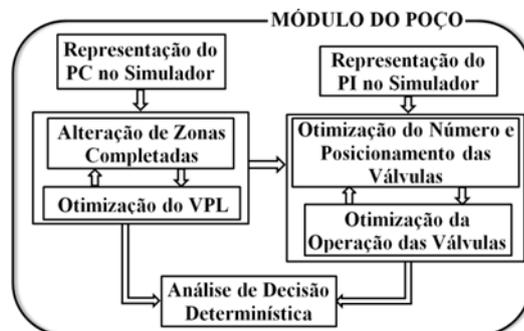


Figura 1: Fluxograma do módulo do poço.

Se o campo tiver vários poços produtores, o trabalho propõe a aplicação do “Módulo do Campo”, que é a aplicação do “Módulo do Poço” a cada poço do modelo de simulação, conforme a Figura 2. Como este processo de otimização envolve várias etapas e pode demandar um elevado custo computacional, este trabalho propõe a aplicação do “Módulo do Campo” apenas para o modelo central ou mais provável, cenário econômico provável e utilizando o controle reativo dos PI. Caso seja possível realizar um processo com maior tempo computacional, isso pode ser feito para diferentes modelos representativos das incertezas do problema.

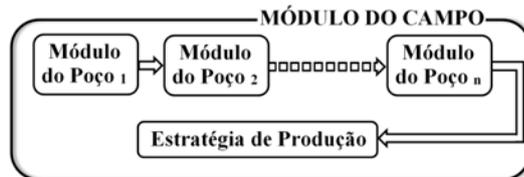


Figura 2: Fluxograma do módulo do campo.

Após a obtenção da melhor estratégia de produção, aplica-se essa estratégia para os outros modelos geológicos e cenários econômicos através do “Módulo de Incertezas”, como mostra a Figura 3, otimizando os poços em todos os cenários. Com os resultados encontrados, executa-se uma avaliação probabilística e uma análise de decisão, feita por meio do cálculo do VME

**“Os PI com controles proativos das válvulas apresentaram retornos econômicos significativos em relação ao valor adicional investido, mas com o controle reativo mostrou que pode, muitas vezes, subestimar o potencial de aplicação desses poços.”**

e da análise das curvas de risco. Posteriormente, o “Módulo de Incertezas” é repetido também para outras formas de operação das válvulas, através de dois tipos de controle proativo.

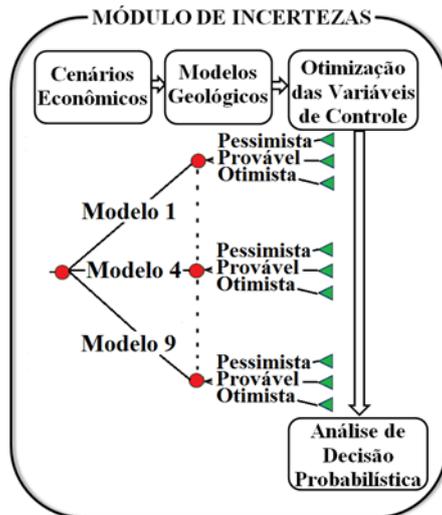


Figura 3: Fluxograma do módulo de incertezas

### 3. Aplicação

Foram selecionados nove modelos geológicos e três cenários econômicos para aplicar a metodologia desenvolvida. Os modelos geológicos diferenciam-se pelas disposições dos canais de alta permeabilidade e de falhas selantes. Os três cenários econômicos variam de acordo com o preço do barril de óleo e do custo da produção de água. Foram utilizados quatro poços produtores e quatro poços injetores, todos horizontais.

Ao aplicar o “Módulo do Poço” no primeiro poço do modelo, o PC ficou completado em 7 blocos e o PI com 2 válvulas. Como o VPL do PI foi maior, a decisão foi deixá-lo como PI. Aplicando-se o “Módulo do Campo”, o segundo poço também ficou como PI com 2 válvulas e os outros dois como PC, um completado em 4 blocos e o outro em 10 blocos. Esta estratégia de produção com dois PI e dois PC foi avaliada nos outros cenários econômicos e outros oito modelos geológicos, através do “Módulo de Incertezas”.

### 4. Resultados

Os resultados mostraram que os PC e PI apresentaram diferenças pequenas para cenários determinísticos, quando devidamente otimizados, mas que os PI se destacaram com o aumento do grau de incertezas, devido à flexibilidade operacional. De modo geral, os PI aumentaram a produção acumulada de óleo e VPL, mas também a produção e injeção acumuladas de água devido ao aumento do tempo de produção (para o mesmo tempo de produção dos PC, os PI foram capazes de reduzir a produção de água).

Os PI com controles proativos das válvulas apresentaram retornos econômicos significativos em relação ao valor adicional investido, mas com o controle reativo mostrou que pode, muitas vezes, subestimar o potencial de aplicação desses poços, conforme a Tabela 1.

Tabela 1: Resultados da árvore de derivação.

|            | $\Delta N_p$<br>( $10^6$ std m $^3$ ) | $\Delta W_p$<br>( $10^6$ std m $^3$ ) | $\Delta W_{inj}$<br>( $10^6$ std m $^3$ ) | $\Delta VME$<br>( $10^6$ USD) | $\Delta VME / \Delta Inv.$ |
|------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|-------------------------------|----------------------------|
| PI         | -0,17                                 | -2,74                                 | -2,97                                     | -2,04                         |                            |
| Reativo    | -0,63%                                | -4,77%                                | -3,15%                                    |                               | -46,36%                    |
| PI         | 0,07                                  | -1,10                                 | -1,04                                     | +8,87                         |                            |
| Proativo 1 | 0,26%                                 | -1,92%                                | -1,10%                                    |                               | +201,59%                   |
| PI         | 0,00                                  | -1,86                                 | -1,88                                     | +13,45                        |                            |
| Proativo 2 | 0,00%                                 | -3,24%                                | -2,00%                                    |                               | +305,68%                   |

A Figura 4 mostra que com o controle reativo, as válvulas apresentaram por volta de 75% de chance de obter prejuízo. Já com o controle proativo 1, cerca de 80% de chance de obter retornos positivos, e com o proativo 2, cerca de 97% de chance de obter retornos positivos.

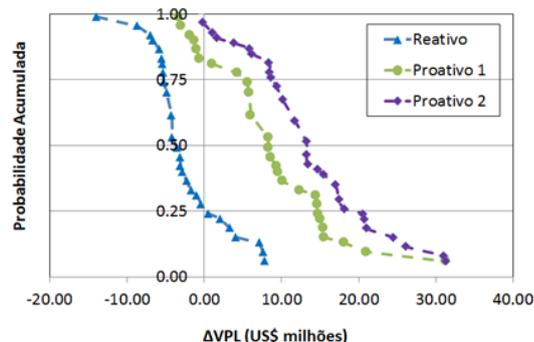


Figura 4: Curvas de risco para os PI com os diferentes tipos de controle.

### 5. Conclusão

O método desenvolvido apresentou uma maneira de mensurar os benefícios dos PI frente aos PC de forma adequada. Os PI mostraram ser capazes de aumentar o VPL e produção de óleo, mas também a produção e injeção de água, devido ao aumento do tempo de produção. Os resultados da análise de incerteza mostraram ampla vantagem em utilizar os PI, principalmente quando se permite controles proativos.

### 6. Referências

PINTO, M. A. S., Método de Otimização Assistido para Comparação entre Poços Convencionais e Inteligentes Considerando Incertezas. Campinas. FEM e IG, UNICAMP, 2013. 160p. Tese de Doutorado.

### Informações sobre o autor:

Márcio Augusto Sampaio Pinto é doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo pela UNICAMP. Atualmente é pesquisador de pós-doutorado no UNISIM com apoio da FAPESP.

## 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.

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



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

Dep. Eng. Petróleo  
Fac. Eng. Mecânica  
Centro de Estudos de Petróleo  
Univ. Estadual de Campinas  
Campinas - SP

Tel.: 55-19-3521-1220  
Fax: 55-19-3289-4916

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

Para maiores informações, visite

<https://www.unisim.cepetro.unicamp.br>

O UNISIM é um grupo de pesquisa da UNICAMP (Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Centro de Estudos de Petróleo - CEPETRO) que tem como objetivo desenvolver trabalhos e projetos na área de simulação e gerenciamento de reservatórios.