

“Quanto maior a incerteza envolvida na produção de um poço maior a vantagem de ter uma operação flexível.”

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](#)

Pós-Graduação:

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

Aplicação de poços inteligentes para flexibilização da operação de poços de petróleo

Carlos Eduardo Andrade Gomes Barreto

Introdução

Os projetos de desenvolvimento de campos de petróleo estão sujeitos a várias incertezas. Apesar da quantidade de estudos envolvidos para diminuir as incertezas associadas aos projetos e de complexas análises de decisão para apontar a melhor estratégia de produção a ser implementada, nem sempre a estratégia escolhida se mostra a melhor opção ao longo do tempo.

Uma opção para diminuir o impacto das incertezas na eficiência da produção do campo é utilizar estratégias mais flexíveis que possibilitem ajustes no funcionamento dos equipamentos para melhor se adaptar às condições impostas.

Neste contexto, poços inteligentes (PI) têm sido utilizados na indústria do petróleo para flexibilizar a operação de produtores e injetores. Através do ajuste de fechamento e abertura das válvulas em uma completação, é possível regular a produção de cada completação de um poço para se adequar a situações que não foram previstas.

Vantagens da operação de Poços Inteligentes

PI têm sido assim chamados pela alta tecnologia envolvida na sua operação que, através de uma rede de monitoramento e controle da abertura de válvulas a partir da superfície, possibilita o controle de forma mais eficiente da vazão em cada completação.

A ação das válvulas de um PI pode trazer benefícios para o desempenho financeiro do poço. Em reservatórios de óleo, o acionamento de uma válvula pode trazer, entre outras, as seguintes vantagens (Ebadi e Davies, 2006; Rodriguez e Schiozer, 2006; Pari et al., 2009):

- reduzir a produção de fluidos indesejáveis na válvula acionada;
- favorecer a produção em zonas mais vantajosas com a redução da produção em zonas menos vantajosas;
- aumentar a vida útil do poço;
- diminuir o pico de produção de água e/ou gás;
- reativar completações fechadas com a melhora do cenário econômico.

Dependendo da situação, PI podem se adaptar para operar de maneira mais vantajosa. A situação menos favorável para um PI é operar da mesma forma que um poço convencional (PC). Considerando que um PI opera as válvulas sem problemas técnicos, a desvantagem de um PI está no seu maior investimento inicial.

Portanto, é importante quantificar o acréscimo financeiro de uma operação de válvulas independentes para comparar com o investimento adicional necessário para implantar as válvulas de controle. Além disso, é importante lembrar que o investimento é feito antes do início da operação do poço e que os ganhos adicionais só serão realizados quando as válvulas precisarem ser acionadas, o que pode levar até alguns anos.

Operação de Poços Inteligentes

Considerando uma situação hipotética, em que o modelo geológico é bem conhecido, é possível completar um PC para que este produza da melhor forma possível. Sendo assim, zonas em que a água ou gás chegam rapidamente não seriam completadas ou teriam uma completação que impedisse a evolução rápida dos fluidos indesejáveis para o poço produtor. Neste caso, seria difícil que a operação do poço de forma inteligente conseguisse um aumento significativo no fluxo de caixa e dificilmente seria vantajoso investir na completação inteligente, já que as produções do PC e PI seriam bem parecidas. Silva e Schiozer (2010) mostraram que a melhora na produção de PI pode não ser vantajosa economicamente em alguns casos.

Na presença de incertezas, principalmente ligadas a heterogeneidades críticas, é difícil prever com precisão a

produção do poço ao longo do tempo. Fraturas, canais e barreiras muitas vezes não são identificados nos estudos iniciais. Nessas condições, é difícil otimizar a completação de um PC devido à dificuldade de prever o corte de água ou gás ao longo do poço. O uso de PI ajuda a operar o poço de forma mais adequada através do acionamento das válvulas, podendo aumentar a produção de óleo (Emerick e Portella, 2009) e reduzindo o fluxo em completações com chegada prematura de fluidos indesejados (Yeten et al., 2004; Ebadi e Davies, 2006).

Silva e Schiozer (2010) mostraram que o fechamento de válvulas permite reduzir a vazão de água produzida, porém pode reduzir a produtividade dos poços. Portanto, os ganhos são maiores quando restrições operacionais mais severas acontecem, como é o caso de produção marítima.

Os PI ainda apresentam vantagens com outras incertezas, principalmente em parâmetros econômicos, já que é possível avaliar as condições de viabilidade em um período de tempo e regular as válvulas para melhor atuarem nessas condições, repetindo o processo para cada período.

Portanto, ter a opção de flexibilizar a operação do poço é uma forma de garantir uma melhor adequação da produção às condições reais, quando sujeita a incertezas geológicas e econômicas na época de projeto do poço.

Seleção de Poços Inteligentes

Mesmo que uma operação flexível seja mais vantajosa do que uma operação mais rígida no decorrer da produção de um poço, essa vantagem deve ser superior ao investimento inicial feito para tornar a operação flexível. Estimar os ganhos reais de uma operação flexível, descontado o investimento, exige tempo e recursos computacionais.

Para selecionar se o poço deve ou não ser completado com válvulas de controle de vazão seria necessária uma análise de risco, considerando as duas opções, a atribuição de probabilidade de ocorrência para os cenários e o estabelecimento claro dos objetivos do projeto para escolher a melhor opção. Deve-se então avaliar o incremento financeiro do uso de PI em um projeto e identificar se esta é a melhor opção para executar no desenvolvimento do campo (Yeten et al., 2004; Silva e Schiozer, 2009).

Exemplo Ilustrativo

Como exemplo de comparação entre PC e PI foi proposta a avaliação de um caso simples contendo um poço produtor e dois injetores de água. A ideia do caso simples é demonstrar claramente as diferenças entre os poços.

O método de avaliação consiste das seguintes etapas:

1. definição de duas estratégias de produção, uma com PC e outra com PI;
2. otimização do tempo de fechamento do poço e completações em função do VPL.

Foram elaborados 4 casos para o estudo:

1. Caso 1: reservatório completamente homogêneo com permeabilidade de 200mD em todo o reservatório;
2. Caso 2: reservatório com um canal com 3000mD, numa faixa de 60m na horizontal do reservatório, e 200mD no restante do reservatório. O canal não é identificado nos estudos e os poços são completados como se o reservatório fosse homogêneo;
3. Caso 3: idem às características de reservatório do Caso 2, sendo que a completação cortada pelo canal é fechada 5 anos após o início da produção;
4. Caso 4: idem às características de reservatório do Caso 2, sendo que o canal é identificado no início da completação do poço e o PC não é completado nessa região.

O reservatório tem 560m x 1140m x 60m, com um poço produtor horizontal centralizado e perpendicular à



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

Depto Eng. Petróleo
Fac. Eng. Mecânica
Centro de Estudos de Petróleo
Univ. Estadual de Campinas
Campinas, SP

Tel: 55-19-3521-1184
Fax: 55-19-3289-4999

unisim@dep.fem.unicamp.br

“Com o modelo geológico conhecido, aplicar poços inteligentes pode não ser vantajoso, pois é possível alocar e completar o poço convencional de forma mais eficiente.”

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](#).

direção de maior comprimento do reservatório, com 2 poços injetores nos cantos (simulando uma parte de um reservatório). O PI é modelado para ter 5 válvulas igualmente distribuídas ao longo do poço. Foi utilizado o simulador ECLIPSE na avaliação.

O cenário econômico escolhido tem o preço do óleo igual a US\$ 50,00/bbl e o custo da água produzida e injetada igual a US\$ 1,00/bbl. O investimento inicial não foi inserido no cálculo do VPL.

Resultados

Para o Caso 1, o VPL encontrado para ambas as estratégias foi igual a US\$ 320 milhões. A Figura 1 mostra a produção do poço ao longo do tempo. No PI começa o fechamento de completações menos vantajosas e o poço passa a produzir menos óleo e água. Enquanto o poço convencional fechou no ano 13, o PI começou a fechar as válvulas no ano 12 e fechou completamente no ano 13. Entretanto, esta vantagem se mostra insignificante quando se analisa o VPL. Neste caso, a operação flexível não geraria ganhos suficientes para pagar um investimento inicial.

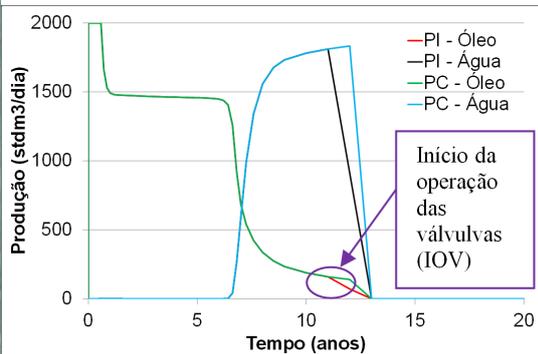


Figura 1: Produção de óleo e água para o caso com reservatório homogêneo (Caso 1).

Para o Caso 2, em que existe um canal não identificado inicialmente, o VPL para a estratégia otimizada com PC foi de US\$ 257 milhões e o VPL para a estratégia otimizada com PI US\$ 302 milhões. A Figura 2 mostra a produção do poço ao longo do tempo.

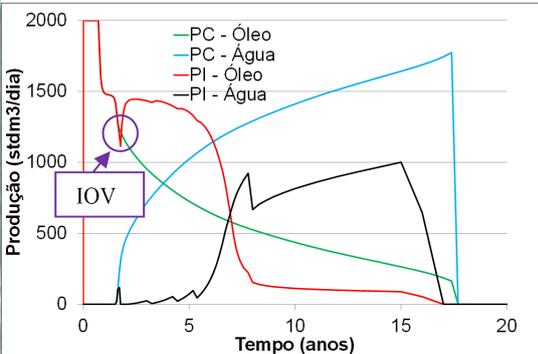


Figura 2: Produção de óleo e água para o caso com reservatório com canal (Caso 2).

O PI inicia a operação das válvulas mais cedo. A produção de óleo aumenta nas completações mais vantajosas e a produção de água se mantém bem abaixo da produção de água no PC. Portanto, existe uma grande vantagem econômica

a favor do PI. Neste caso, a operação flexível gera ganhos suficientes para pagar um investimento inicial.

O VPL para a estratégia com PC do Caso 3 foi de US\$ 261 milhões e para PI US\$ 302 milhões. Com o fechamento da pior completação mais cedo, o PC ganha valor em relação ao PC no Caso 2. Entretanto, é necessário avaliar o investimento para fechar a completação.

O VPL para a estratégia com PC do Caso 4 foi de US\$ 302 milhões, o mesmo do PI. Portanto, os ganhos do PI são insignificantes quando o modelo geológico possui poucas incertezas, assim como no Caso 1.

Conclusões

A flexibilização da operação dos poços produtores, com a implantação de válvulas de controle, pode trazer vantagens econômicas quando a geologia se mostra diferente das expectativas. Entretanto, quando o modelo geológico é bem caracterizado, o uso de PI pode não ser vantajoso, pois é possível prever o comportamento do PC e projetá-lo de maneira mais eficiente. É preciso estudar bem as incertezas envolvidas no processo e incluí-las no processo de otimização.

Referências

EBADI, F., DAVIES, D. R., Should “Proactive” or “Reactive” Control Be Chosen for Intelligent Well Management? SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, Holanda, 2006.
EMERICK, A. A., PORTELLA, R. C. M., Production Optimization with Intelligent Wells. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 2007.
RODRIGUEZ, P. J.; SCHIOZER, D. J. Controle da produção de água na produção de reservatórios usando poço inteligente. Rio Oil&Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, 2006.
SILVA, J. P. Q. da; SCHIOZER, D. J. Comparison Between Smart and Conventional Wells considering Uncertainties. SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Amsterdam, Holanda, 2009.
YETEN, B., BROUWER, D. R., DURLOFSKY, L. J., AZIZ, K., Decision Analysis under Uncertainty for Smart Well Deployment, Journal of Petroleum Science & Engineering, 43 (2004) 183 -199.
PARI, M. N.; KABIR, A. H.; MOTAHHARI, S. M. Smart Well-Benefits, Types of Sensor, Challenges, Economic Consideration and Application in Fractured Reservoir. SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, AlKhobar, Arábia Saudita, 2009.

Agradecimentos

O autor agradece à FAPESP pela bolsa de estudos concedida e à Baker Hughes pelo financiamento da pesquisa.

Informações sobre o autor:

Carlos Barreto é mestre em Engenharia Civil, pesquisador do Grupo UNISIM desde 2010 e aluno de doutorado do curso de Ciências e Engenharia de Petróleo da UNICAMP, atuando na área de seleção de estratégias de produção de petróleo.

Para mais informações, visite

<http://www.dep.fem.unicamp.br/unisim>

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.