

“A principal influência da perda de carga na estratégia de produção é quanto ao número de poços, sendo as locações definidas mais pelas particularidades do reservatório.”

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](#).

Influência da Perda de Carga na Definição da Estratégia de Produção em Campos de Petróleo

Débora Ferreira Bento

Introdução

As primeiras publicações sobre simulação acoplada entre reservatório e sistema de produção são da época de 1970. Desde então, surgiram inúmeros trabalhos com o objetivo de integrar o sistema de produção e reservatório. Entretanto, não há muitos trabalhos publicados para quantificar o ganho da integração na determinação da estratégia de produção. As restrições operacionais influenciam as curvas de produção e os indicadores financeiros dos projetos, mas existem poucos estudos que quantifiquem a influência dessas restrições na determinação da estratégia de produção ótima.

O principal objetivo deste trabalho é estudar a influência da perda de carga na definição da estratégia de produção, verificando a necessidade de considerá-la desde o início do processo, seja de forma simplificada ou dinâmica.

Metodologia

A metodologia do trabalho consiste nas etapas descritas a seguir:

1. Seleção dos Modelos: seleção de modelos geológicos e de fluxo, nos quais seja possível aplicar a perda de carga e estudar sua influência na determinação da melhor estratégia de produção.
2. Preparação dos Modelos de Simulação para Otimização: elabora-se, para cada caso, dois modelos de simulação de fluxo. O primeiro com perda de carga simplificada e o segundo, com perda de carga dinâmica e que apresenta resultados mais precisos.
3. Otimização da Estratégia de Produção: o processo de otimização consiste em melhorar a estratégia de produção, incrementando a função objetivo até que ocorra o critério de parada previamente determinado. Os dois modelos definidos na Etapa 2 são otimizados separadamente.
4. Preparação para comparação: a Etapa 3 fornece como resultado duas estratégias de produção, uma com perda de carga simplificada e outra dinâmica. Para que as estratégias sejam comparadas, aplica-se a perda de carga dinâmica no modelo otimizado com a simulação simplificada.
5. Comparação: com os resultados da Etapa 4, a comparação é feita com foco nas diferenças das estratégias (número e localização de poços) e de desempenho. O objetivo é avaliar se a perda de carga deve ser considerada de maneira dinâmica desde o início do processo de otimização. Caso contrário, pode-se aplicá-la apenas na estratégia otimizada final.
6. Complementação do Estudo: como as conclusões da Etapa 5 podem estar limitadas pelo modelo selecionado, é necessário o estudo de outros modelos, para que se possa generalizar o nível de influência desta restrição.

Aplicação

Para estudar a influência das perdas de carga nas linhas de produção foram feitos três estudos (A, B e C) que diferem pelas condições de operação e tipo de fluido considerado. Para cada estudo, foram feitas duas otimizações, considerando a perda de carga simplificada e dinâmica e gerando as estratégias de produção definidas nas Tabelas 1 e 2.

Tabela 1: Estudos Desenvolvidos.

Estudo	Otimização	EP Otimizada	Fluido	Perda de Carga	Condição de Operação
A	A1	EPA1 _{OT}	Óleo leve (28,2°API)	Simplificada	BHP ≥ P _{Sat} = 210 × 10 ⁵ Pa
	A2	EPA2 _{OT}		Dinâmica	BHP ≥ P _{Sat} = 210 × 10 ⁵ Pa THP ≥ 7 × 10 ⁵ Pa
B	B1	EPB1 _{OT}		Simplificada	BHP > 155 × 10 ⁵ Pa
	B2	EPB2 _{OT}		Dinâmica	BHP livre THP ≥ 7 × 10 ⁵ Pa
C	C1	EPC1 _{OT}	Óleo pesado (19°API)	Simplificada	BHP > 160 × 10 ⁵ Pa
	C2	EPC2 _{OT}		Dinâmica	BHP livre THP ≥ 7 × 10 ⁵ Pa

A perda de carga simplificada consiste na definição de uma pressão mínima no fundo do poço, que permita a elevação do fluido até a plataforma. Enquanto que ao considerar a perda de carga dinâmica, esta é calculada considerando as variações das condições de produção a cada intervalo de tempo.

O modelo utilizado para simulação no Eclipse 100 foi baseado no Campo de Namorado modificado com propriedades geológicas levemente heterogêneas.

Tabela 2: Sigla das EP otimizadas com Perda de Carga Simplificada e Dinâmica.

Perda de Carga	Simplificada	Dinâmica
	EPA1 _{OT}	EPA1C
	EPB1 _{OT}	EPB1C
	EPC1 _{OT}	EPC1C

Resultados

Estudo A – Óleo Leve e Produção Limitada Acima da Pressão de Saturação

A Figura 1 mostra uma análise das estratégias de produção que compõem as otimizações do Estudo A. As melhores estratégias encontram-se no quadrante superior direito do quadro. As duas EP determinadas pela otimização estão no quadrante superior, representando os melhores resultados. Para a EPA1_{OT}, ao aplicar a restrição operacional, gerando a EPA1C, ainda manteve-se bom resultado, reduzindo a produção de óleo esperada, mas conservando alto VPL.

As diferenças entre as estratégias de produção definidas pelas Otimizações A1 e A2 são principalmente quanto ao número de poços, sendo definidos 16 poços produtores e 11 injetores na EPA1_{OT} e 19 produtores e 10 injetores na EPA2_{OT}.

Embora haja uma diferença quanto ao número de poços, existe uma semelhança na localização dos mesmos. Sendo que 10 poços produtores e 5 injetores possuem a mesma localização para as estratégias de produção. Isso porque as características do reservatório mostraram-se mais influentes na decisão da locação destes poços do que a perda de carga.

Os poços produtores concentram-se na área central do campo, que seria a zona de maior qualidade do reservatório. Os injetores têm melhor desempenho quando localizados a margem do reservatório, permitindo maior distanciamento dos produtores e evitando assim a produção antecipada da água injetada.

Pode-se concluir que para este caso, a influência da perda de carga no processo é baixa, principalmente porque a pressão de controle de fundo de poço ficou grande parte do tempo controlada pelas condições do reservatório para evitar formação de gás.

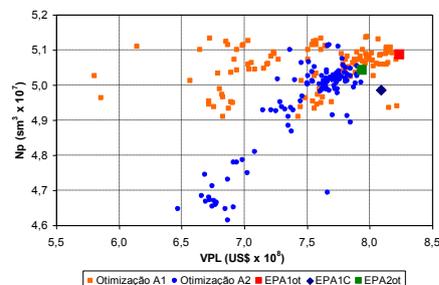


Figura 1: EP das otimizações do Estudo A.

Estudo B – Óleo Leve e Produção Permitida Abaixo da Pressão de Saturação

A Figura 2 mostra uma análise das estratégias de produção que compõem as otimizações do Estudo B. Verifica-se que a EPB1_{OT} está no quadrante superior, assegurando-se retorno financeiro e produção de óleo, enquanto considera



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

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

Tel: 55-19-3521-3359
Fax: 55-19-3289-4999
unisim@dep.fem.unicamp.br



perda de carga simplificada. No entanto, ao simulá-la com perda de carga dinâmica, gerando a EPB1C, nota-se que a estratégia se torna bem menos atrativa, pertencendo ao quadrante inferior do gráfico. Enquanto que a EPB2_{OT} pertence ao quadrante superior.

Portanto, constata-se que a estratégia de produção determinada pela Otimização B2 é mais adequada. Assim, pode-se concluir que há influência significativa da forma de se considerar a restrição operacional e que a forma simplificada leva a resultados inferiores.

Novamente, a principal diferença entre as estratégias de produção otimizadas está na quantidade de poços, sendo que para a EPB1_{OT} definiu-se 14 poços produtores e 11 injetores, enquanto que a EPB2_{OT} obteve 16 produtores e 9 injetores.

Logo, na estratégia de produção otimizada em B1 tem-se menor quantidade de poços produtores e mais poços injetores se comparada a B2. Essa diferença é justificada pela redução de desempenho dos poços produtores ao considerar a perda de carga dinâmica, o que resulta para otimização simplificada em menor número de poços para drenar a mesma área.

O número de poços injetores é proporcional ao desempenho dos poços produtores, pois uma vez que se tenham poços com grande desempenho e depleção rápida do reservatório, necessita de maior número de poços injetores para manter a pressão do reservatório.

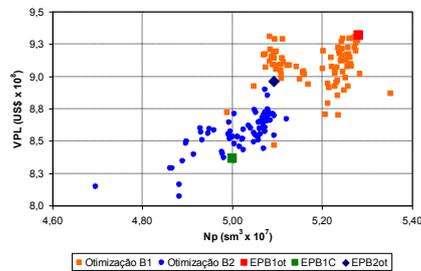


Figura 2: EP das otimizações do Estudo B.

Em ambas as estratégias os poços produtores estão concentrados no centro do campo na área de maior qualidade de reservatório, sendo que existem 6 locações idênticas em ambas as estratégias de produção para poços produtores.

Os injetores estão na periferia do reservatório nas duas estratégias de produção, resultando em locações idênticas para os poços injetores.

Novamente, conclui-se que as particularidades do reservatório são determinantes na decisão da locação dos poços produtores e injetores, mas que a restrição operacional avaliada teve uma influência maior, se comparado ao Estudo A, na determinação da locação de poços, principalmente na região oeste do reservatório.

Estudo C – Óleo Pesado e Produção Permitida Abaixo da Pressão de Saturação

A Figura 3 mostra uma análise das estratégias de produção que compõem as otimizações do Estudo C. Verifica-se que a EPC1_{OT} possui maior VPL, mas ao aplicar as cartas de fluxo, gerando a EPC1C, a estratégia reduz bastante o retorno financeiro, tornando-se menos lucrativa que a EPC2_{OT}.

Quanto aos números de poços produtores e injetores, o padrão estabelecido no Estudo A e B é mantido. A otimização que considera a perda de carga simplificada resulta em um menor número de poços produtores e mais injetores se comparada com a estratégia de produção otimizada com perda de carga dinâmica. Na Otimização C1, a estratégia

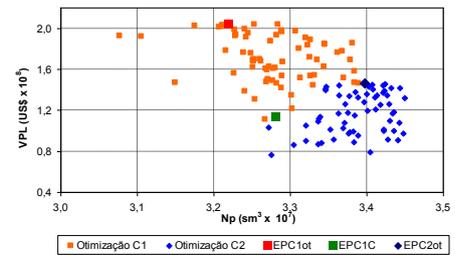


Figura 3: EP das otimizações do Estudo C.

otimizada possui 10 poços produtores e 5 injetores, enquanto que na Otimização C2 obteve-se 13 poços produtores e 4 injetores.

Ao comparar a locação dos poços, verifica-se que existem 5 poços com locações idênticas nas duas estratégias de produção, sendo 4 produtores e 1 injetor. Mesmo considerando a proporção de locações idênticas pelo total de poços, pois a exploração de reservatório com óleo pesado demanda menor quantidade de poços, o número de locações idênticas do Estudo C é inferior aos estudos anteriores, o que nos conduz a deduzir que a perda de carga é mais influente para reservatórios com óleo pesado.

Conclusões

Estudo A – Óleo Leve e Produção Limitada Acima da Pressão de Saturação

- A influência da perda de carga é suavizada pelo limite do reservatório, que consiste na produção acima da pressão de saturação;
- A influência da perda de carga é mais relevante para poços com maior produção de água e localizados em áreas depletadas;
- Neste caso, a influência da perda de carga na definição da estratégia de produção foi pequena.

Estudo B - Óleo Leve e Produção Permitida Abaixo da Pressão de Saturação

- Ao liberar a pressão de controle do poço., a influência da perda de carga na definição da estratégia de produção se torna maior;

Estudo C – Óleo Pesado e Produção Permitida Abaixo da Pressão de Saturação

- A influência da restrição operacional analisada em campos de óleo pesado foi bem maior que em campos de óleo leve. Isso porque esta influi desde o início da produção do campo, mesmo a baixa fração de água, resultando em maiores diferenças de produção e VPL.

Influência da Perda de Carga nos Estudos A, B e C

- Em todos os estudos, a principal diferença entre as estratégias de produção definidas nas otimizações com perda de carga simplificada e dinâmica é o número de poços, sendo as locações influenciadas pelas particularidades do reservatório;
- O menor número de locações idênticas entre as estratégias otimizadas com perda de carga simplificada e dinâmica ocorre no Estudo C, mostrando que o reservatório de óleo pesado sofre maior influência da perda de carga se comparado ao de óleo leve.

Informações sobre o autor:

Débora Ferreira Bento é engenheira civil, mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo pela UNICAMP e trabalha na Petrobras desde julho de 2006.

Teses e Dissertações:

- Olivier Guillou (mestrado)
Título: Análise de Valor da Informação de Sísmica 4D.
Data: 30/04/2010

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](#).

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.