

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Influência de heterogeneidades na segregação gravitacional durante o processo de injeção de vapor

AUTORES:

Keila Regina Santana
Antonio Robson Gurgel
Tarcilio Viana Dutra Junior
Wilson da Mata

INSTITUIÇÃO:

UFRN- Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

Influência de heterogeneidades na segregação gravitacional durante o processo de injeção de vapor

Abstract

The numerical simulation of oil reservoirs has attracted great interest, in part made possible for the continuous technological advance and development of specific software, thus allowing, faster and reliable analysis of the strategies of production in the oil fields. Due to complexity of the reservoirs and the significantly great reserves, the heavy oil recovery has become one of the major challenges of the oils industry. Ahead of this, thermal recovery processes have been widely used as a strategic method to improve the oil recovery, these improve the viscous oil draining through the reduction of viscosity, enabling the production of oil in fields considered not commercial for the conventional methods of recovery. Among the thermal methods, the steam injection is most used currently. An inherent consequence to this process is the gravity segregation, given for the difference of densities of fluids of the reservoir and the injected one. This phenomenon is strongly influenced by the presence of heterogeneities. This paper presents a study of the presence of heterogeneities influence in the gravity segregation during the steam injection continuous process. The models studied represent heterogeneous reservoirs with similar characteristics to found in the Brazilian northeast Basin. To carry out the simulations, was used the commercial simulator STARS - (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) of CMG group - Computer Modelling Group - version 2007.11. The results showed that the presence of permeability barriers can improve the oil recovery significantly, and reduce the effects of the gravity segregation, depending on the localization of the heterogeneity.

Introdução

Os processos de recuperação térmica têm sido largamente empregados como um método estratégico na recuperação de óleo pesado, pois melhoram o escoamento de óleos através da redução da viscosidade, viabilizando a produção de petróleo em campos considerados inviáveis comercialmente pelos métodos convencionais de recuperação. Este método tem como princípio o aumento da temperatura do reservatório através da utilização de uma fonte de calor, a qual é fornecida através da injeção de um fluido cuja temperatura é maior do que a encontrada no reservatório.

A maior parte dos estudos utiliza equações para representar a vazão em um meio poroso baseadas na hipótese de que a permeabilidade possui um valor uniforme em todo o sistema. Na maioria das rochas porosas, no entanto, há variação da permeabilidade com a posição considerada. O sistema poroso pode então, de maneira aproximada, ser considerado com se fosse formado de leitos, blocos ou anéis concêntricos de permeabilidades distintas, a depender da situação específica. Com essas hipóteses, que pelo menos se aproximam mais da realidade do que a consideração de um valor uniforme, pode ser calculado um valor médio para a permeabilidade do sistema.

Os modelos computacionais usados na simulação de reservatórios de petróleo têm se tornado cada vez mais complexos, a fim de se tentar reproduzir com mais precisão as características geológicas e a interação entre o meio poroso e os fluidos nele presentes, já que descontinuidades provocadas por falhas ou barreiras de permeabilidade são muito comuns em reservatórios de petróleo e estas influenciam na segregação gravitacional durante o processo de injeção de vapor.

A segregação gravitacional pode reduzir bastante a eficiência de varrido vertical. Esta acontece uma vez que a alta permeabilidade relativa dos fluidos leves os conduz para o topo do

reservatório, resultando em uma grande quantidade de óleo da parcela abaixo do reservatório não deslocada.

A mobilidade desfavorável devido às heterogeneidades dos poros pode causar o aprisionamento do óleo. Além disso, com baixas taxas de deslocamento, as forças gravitacionais que segregam o fluido menos denso do mais denso, pode dominar as outras forças, podendo levar à segregação gravitacional do óleo pela injeção do fluido, e reduzir a eficiência de varrido. Porém, Stone (1982) concluiu que barreiras de fluxo vertical, tal como zonas de baixa permeabilidade podem reduzir os efeitos da segregação gravitacional, visto que estas melhoram a eficiência de varrido vertical e consequentemente aumentam a recuperação do óleo, isso depende também da distribuição de saturação inicial, pressão capilar, permeabilidade horizontal e permeabilidades relativas ao gás e a água.

A importância e os efeitos das heterogeneidades no estudo do desempenho dos processos de injeção de vapor em sistemas altamente estratificados têm sido reconhecidos. Os tempos de chegada de vapor no poço produtor, a eficiência de aquecimento e o desempenho do projeto são afetados pela ocorrência e distribuição de grandes heterogeneidades horizontais e verticais nos reservatórios. Além disso, a localização e o tamanho relativo das barreiras de permeabilidade e/ou variações de permeabilidade também interferem no processo.

Metodologia

O processo foi realizado através do simulador comercial, STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) – versão 2007, um simulador numérico trifásico de múltiplos componentes da CMG (*Computer Modelling Group*) desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo.

O modelo físico adotado consiste em um modelo retangular tridimensional, de malha cartesiana 200m X 200m X 28m. O reservatório estudado apresenta uma capa de gás de 2 m e uma zona de água de 6 m.

Os valores das propriedades da rocha-reservatório e as configurações operacionais do modelo base utilizados são apresentados nas Tabelas 1 e 2, respectivamente.

Tabela 1. Propriedades da rocha - reservatório

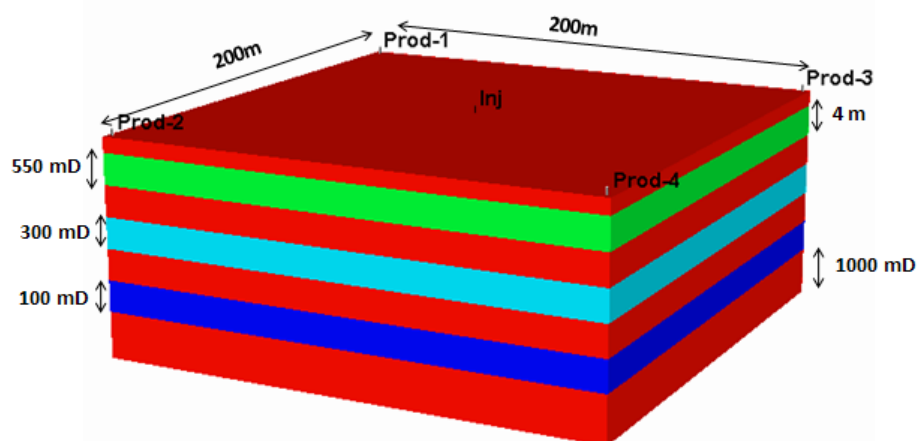
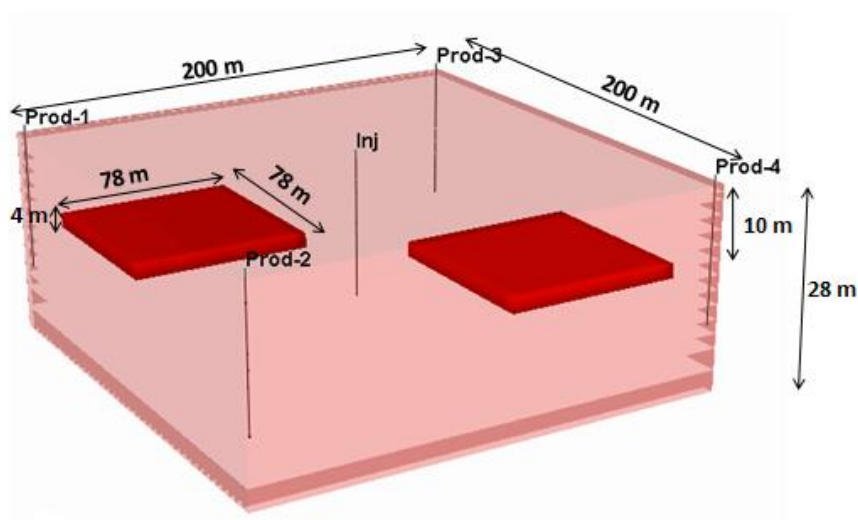
Propriedade	Valor
Profundidade (m)	200
Comprimento (m)	200
Largura (m)	200
Espessura (m)	28
Temperatura inicial (°F)	100
Saturação inicial de óleo, S_o (%)	0,64
Saturação inicial de água irreduzível, S_{wi} (%)	0,36
Volume de Óleo “in Place” (m^3)	119.570
Permeabilidade Horizontal (mD)	1000
Porosidade (%)	24
Relação K_v/K_h	0,1
Capa de gás (m)	2
Zona de água (m)	6
Viscosidade do óleo (cP)	1000

Tabela 2. Configurações operacionais – modelo base

Parâmetros	Valor
Distância entre poços (m)	140
Temperatura de injeção (F)	550
Vazão de injeção (t/dia)	100
Título do vapor	0,50
Tempo de projeto (anos)	15

As Figuras 1 e 2 apresentam a localização das heterogeneidades (camadas de baixa permeabilidade) dos modelos estudados. Estas barreiras foram posicionadas apenas na zona de óleo, de forma que não entra em contato com a zona de água e com a capa de gás e apresentam a mesma espessura (4 m).

Os modelos estudados foram os seguintes: Camadas horizontais contínuas de permeabilidades decrescentes (550 mD, 300 mD e 100 mD, respectivamente), inseridas num modelo de permeabilidade 1000 mD (Modelo 1) e barreiras de baixa permeabilidade (10 mD) opostas no centro do reservatório (Figuras 1 e 2, respectivamente).

**Figura 1.** Camadas Horizontais de Permeabilidades Decrescentes (Modelo 1)**Figura 2.** Camadas opostas no centro (Modelo 2)

A metodologia de trabalho consistiu em avaliar a influência das heterogeneidades na segregação gravitacional durante o processo de injeção de vapor, ou seja, observar como o vapor se comporta no reservatório com a presença de uma camada de baixa permeabilidade e logo após fez-se uma otimização dos parâmetros operacionais a fim de aumentar o fator de recuperação para esses modelos, reduzindo o efeito da segregação gravitacional.

Os níveis (mínimo, intermediário e máximo) dos parâmetros operacionais (vazão de injeção e título do vapor) comum aos dois modelos estudados estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Intervalos de análise dos parâmetros operacionais

Parâmetro	Valor mínimo	Valor intermediário	Valor máximo
Vazão de injeção (t/dia)	75	112,5	150
Título do vapor	0,4	0,6	0,8

A escolha do intervalo de completação foi avaliada individualmente para cada modelo de heterogeneidade. Foram realizadas simulações com todas as possibilidades de completação, e foram escolhidas 3 níveis (mínimo, intermediário e máximo) de acordo com o Fator de Recuperação para cada modelo. Os níveis para os modelos estudados são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4. Intervalos de análise dos parâmetros operacionais

Modelo	Valor mínimo	Valor intermediário	Valor máximo
Modelo 1	Centro-Base	Centro-Centro	Topo-Topo
Modelo 2	Base-Topo	Topo-Base	Completo-Completo

A palavra correspondente à direita, significa o intervalo completado na zona de óleo do poço injetor. E a da esquerda, o intervalo do poço produtor. A nomenclatura abaixo exhibe o significado de cada uma:

- Base - Injetar, produzir na base da zona de óleo;
- Topo – Injetar, produzir no topo da zona de óleo;
- Centro- Injetar, produzir no centro da zona de óleo;
- Completo – Injetar, produzir em todo intervalo da zona de óleo.

Resultados e Discussão

Realizou-se um estudo através dos gráficos de Pareto (Figuras 3) para se observar a sensibilidade do Fator de Recuperação em relação aos parâmetros operacionais analisados. Um valor positivo ao lado da barra indica que, quanto maior o parâmetro, maior o Fator de Recuperação. Por outro lado, um valor negativo indica que com um aumento do parâmetro, ocorre uma diminuição do Fator de Recuperação. Os efeitos cujos retângulos estiverem à direita da linha divisória ($p=0,05$) são estatisticamente significativos ao nível de 95% de confiança sobre a resposta. Os retângulos que se encontram sem a identificação do parâmetro não foram estatisticamente significantes, portanto foram retirados por efeito visual.

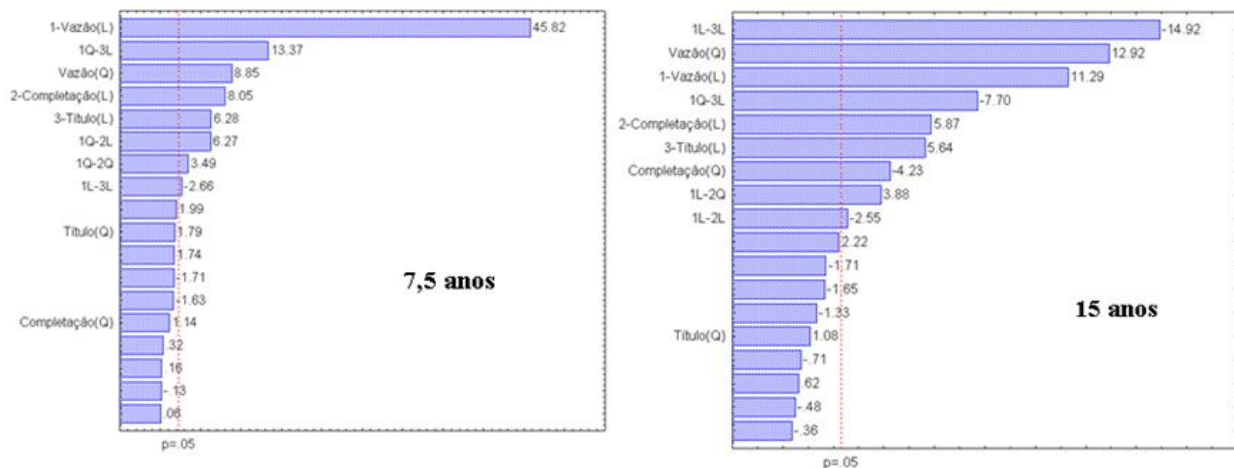


Figura 3. Diagramas de Pareto – 7,5 e 15 anos

Observa-se que os efeitos principais estatisticamente relevantes são: (1) Vazão de injeção: o efeito foi significativo na forma linear e quadrática. Um aumento deste parâmetro provoca um incremento no Fator de Recuperação. Como este efeito teve uma influência quadrática significativa pode mostrar um valor máximo na superfície de resposta nos períodos analisados (7,5 e 15 anos); (2) Intervalo de completção: o efeito foi significativo na forma linear, logo para o nível máximo do intervalo de completção, para os dois modelos estudados, tem-se um aumento no fator de recuperação nos períodos analisados (7,5 e 15 anos) e (3) Título do vapor: o efeito foi significativo estatisticamente na forma linear, de modo que um aumento deste parâmetro causa um incremento no Fator de Recuperação. Porém de acordo com a produção acumulada, se observa que a chegada do banco de óleo também influencia no comportamento do Fator de Recuperação, visto que depende significativamente da interação com a vazão de injeção (ver interação 1-3 no Diagrama de Pareto).

As interações entre parâmetros significantes na primeira metade do projeto (7,5 anos) foram a vazão de injeção com efeito quadrático e o título do vapor com efeito linear; e a vazão de injeção e o intervalo de completção com efeitos lineares. No final do projeto (15º ano) as interações entre parâmetros relevantes estatisticamente foram vazão de injeção e título do vapor com efeitos lineares; vazão com efeito quadrático e título com efeito linear; e vazão com efeito linear e intervalo de completção com efeito quadrático.

Realizou-se uma otimização dos parâmetros operacionais de cada modelo estudado, avaliando o comportamento da segregação gravitacional e os fatores de recuperação, comparando com um modelo base (vazão de injeção: 75 t/dia, título do vapor: 50% e intervalo de completção: completo-completo).

Analisando o modelo 1 (camadas horizontais contínuas de permeabilidades decrescentes), o modelo que apresenta condições operacionais ótimas no sentido de minimizar a segregação gravitacional são: vazão de injeção de 150 t/dia, intervalo de completção no centro do reservatório para o injetor e para os produtores e título do vapor 60%. A Figura 4 apresenta a saturação de gás para o modelo com grande intensidade da segregação gravitacional (modelo base) e o modelo otimizado no final do projeto (15º ano).

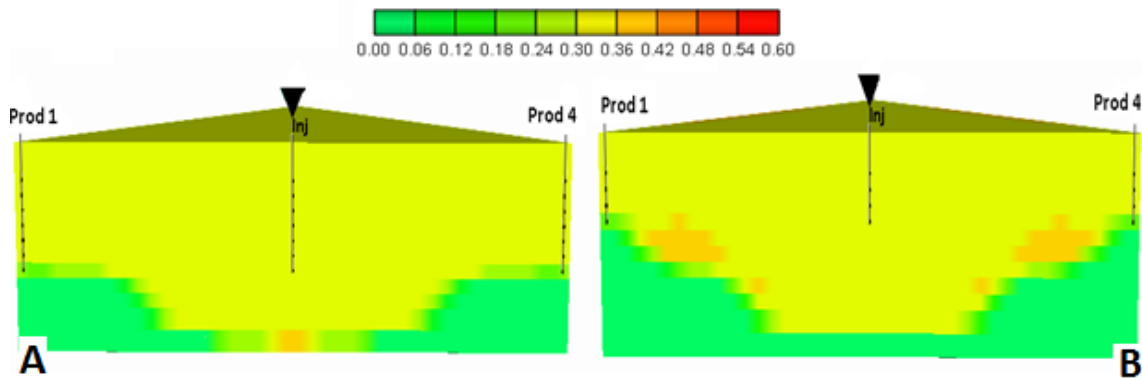


Figura 4. Saturação de gás no final do projeto – Modelo base (A) e otimizado (B) (Modelo1)

Observa-se que o vapor teve comportamento semelhante nos dois casos analisados (A e B), não varrendo completamente a base do reservatório, onde se encontram as camadas de permeabilidades menores.

Para o modelo 2, as configurações que minimizaram a segregação gravitacional, e consequentemente aumentaram o fator de recuperação foram: vazão de injeção de 150 t/dia, intervalo de completação em toda zona de óleo (completo) para o poço injetor e para os poços produtores e título do vapor de 60%.

De forma semelhante realizou-se uma otimização dos parâmetros operacionais (vazão de injeção, intervalo de completação e título do vapor) para o modelo com camadas de baixa permeabilidade opostas no centro do reservatório. A Figura 5 apresenta a Saturação de gás dos modelos base e otimizado no final do projeto.

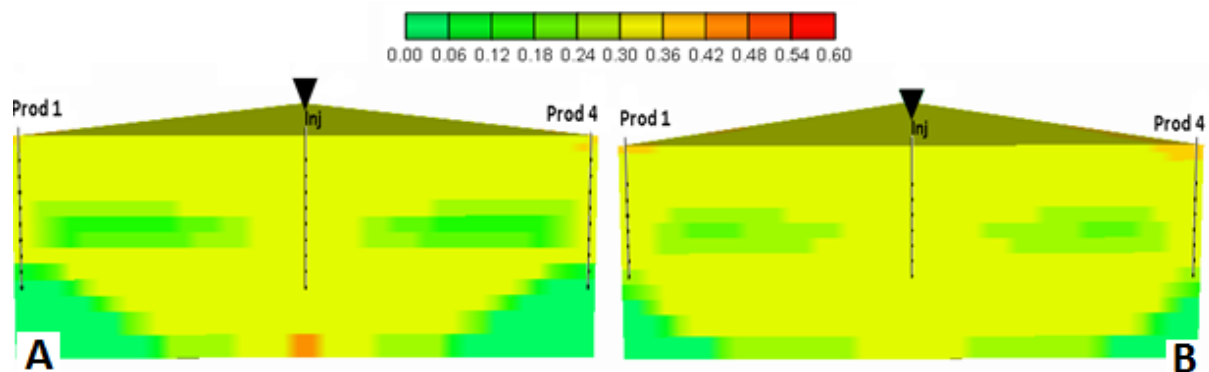


Figura 5. Saturação de gás no final do projeto – Modelos base (A) e otimizado (B) (Modelo 2)

Analisando a Figura 5 percebe-se que no modelo base (A) a segregação gravitacional ocorre com maior intensidade, e que este efeito é minimizado no modelo otimizado (B), onde pode-se observar uma maior área varrida pelo vapor.

Pode-se observar também que a barreira de permeabilidade no centro do reservatório atuou no sentido de reduzir a velocidade propagação do vapor, possibilitando um melhor varrido do reservatório por esse fluido, com o conseqüente aumento do Fator de Recuperação.

Conclusões

- A interação da vazão de injeção e o título do vapor se mostraram influentes estatisticamente de modo que valores maiores do título do vapor antecipam a chegada do banco de óleo aquecido, porém com uma menor fração recuperada de óleo, e valores menores apesar de provocarem um atraso na chegada do banco de óleo, fornecem uma fração recuperada final maior.
- O modelo 2 (camadas opostas no centro do reservatório) apresentou maior fração recuperada de óleo devido a presença das barreiras de baixa permeabilidade quando comparado com o modelo homogêneo.
- A posição das barreiras de permeabilidade no reservatório influencia no comportamento do vapor neste, podendo, em alguns casos, reduzir o efeito da segregação gravitacional, aumentando assim a recuperação de óleo.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Petrobrás o apoio financeiro e ao PPGCEP pelo apoio na execução desse trabalho.

Referências Bibliográficas

BARILLAS, J.L.M., DUTRA Jr.T.V., MATA, W. *Reservoir and operational parameters influence in SAGD process*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 54 34-42, 2006 .

RODRIGUES, M.A.F. *Estudo Paramétrico da Segregação Gravitacional na Injeção Contínua de Vapor*. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

SPIVAK, A. Gravity Segregation in Two-Phase Displacement Processes. Society of Petroleum Engineers-4630, 1974

STONE H. L. *Vertical conformance in an alternating water-miscible gas flood*. Society of Petroleum Engineers- 11130: Setembro, 1982.