

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Otimização dos parâmetros operacionais para minimizar a segregação gravitacional em reservatórios heterogêneos durante o processo de injeção de vapor

AUTORES:

Keila Regina Santana
Jennys Lourdes Meneses Barillas
Tarcilio Viana Dutra Junior
Wilson da Mata

INSTITUIÇÃO:

UFRN- Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5ºDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. 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 5ºDPETRO.

Otimização dos parâmetros operacionais para minimizar a segregação gravitacional em reservatórios heterogêneos durante o processo de injeção de vapor

Abstract

Due reservoirs complexity and reserves significantly large, heavy oil recovery has become one of the oil industry major challenges. Thus, thermal methods have been widely used as a strategic method to improve heavy oil recovery. These methods improve oil displacement through a viscosity reduction, enabling oil production in fields which could be considered not commercial by conventional recovery methods. Among thermal processes, steam flooding is most widely used today. One consequence in this process is gravity segregation, given for difference between fluids in reservoir and density of injected fluids. This phenomenon could be influenced by the presence of reservoir heterogeneities. This paper presents an optimization of the operational parameters in order to minimize the gravity segregation in heterogeneous reservoirs during the process of steam injection, and increased the recovery factor. In this study were analyzed some heterogeneous reservoirs with physical characteristics similar to those found in the Brazilian Northeast Basin. To carry out the simulations, it was used the commercial simulator STARS from CMG (Computer Modeling Group) - version 2007.11. Heterogeneities were modeled with lower permeabilities. It was observed that the operational parameters which can contribute for the reduction in the effect of the gravity override in heterogeneous reservoirs are: perforation interval, injection steam rate and steam quality.

Introdução

Um dos grandes desafios da indústria de petróleo nas últimas décadas é a recuperação de óleos pesados, visto que só é possível recuperar uma fração do óleo existente, devido à complexidade dos reservatórios e as reservas de óleo pesado ser significativamente grandes.

Os métodos especiais de recuperação surgem da necessidade de aumentar a recuperação de óleo de um reservatório, e é utilizado quando já não é recomendável a recuperação por métodos convencionais. Dentre esses, destacam-se os métodos térmicos que são utilizados para melhorar o escoamento de óleos viscosos através da redução da viscosidade, melhorando assim a sua mobilidade no meio poroso. Este método tem como princípio básico o aumento da temperatura do reservatório através da utilização de uma fonte de calor, esta é dada através da injeção de um fluido cuja temperatura é maior do que a encontrada no reservatório. A injeção de vapor é o método térmico mais utilizado atualmente e, em grande parte, apresenta bons resultados.

Uma consequência inerente a este processo é a segregação gravitacional, que é dada pela diferença de densidade entre o fluido do reservatório e o vapor, o que pode resultar em uma produção de óleo abaixo do esperado.

O presente trabalho tem como objetivo estudar os parâmetros operacionais que influenciam a segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em reservatórios heterogêneos, analisando algumas configurações de heterogeneidades, próximas as encontradas em reservatórios de petróleo reais. Buscou-se otimizar os parâmetros operacionais, a fim de reduzir a segregação gravitacional e, conseqüentemente, aumentar o fator de recuperação do reservatório.

Metodologia

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. Para a realização das simulações, foi utilizado o simulador comercial STARS – (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) do grupo CMG – Computer Modelling Group – versão 2007.11.

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 de permeabilidade crescentes (50 mD, 250 mD e 500 mD, respectivamente), intercaladas num modelo de permeabilidade 1000 mD (Figura 1) e camadas de baixa permeabilidade (10 mD) posicionadas aleatoriamente no reservatório (Figura 2).

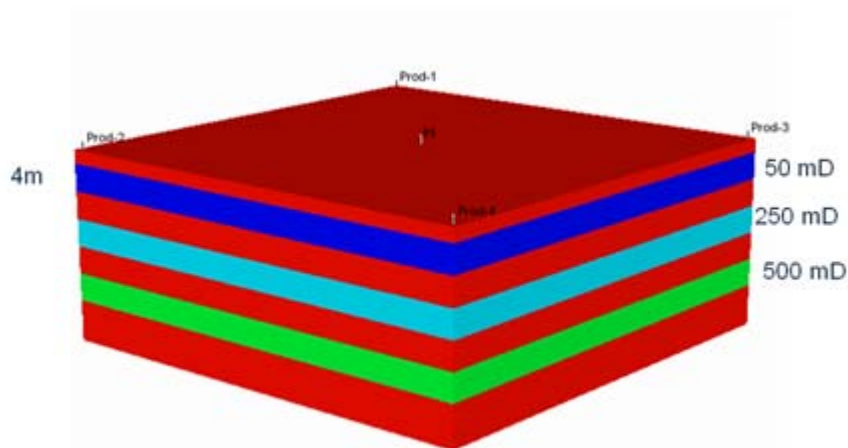


Figura 1. Camadas Horizontais de Permeabilidades Crescentes (Modelo 1)

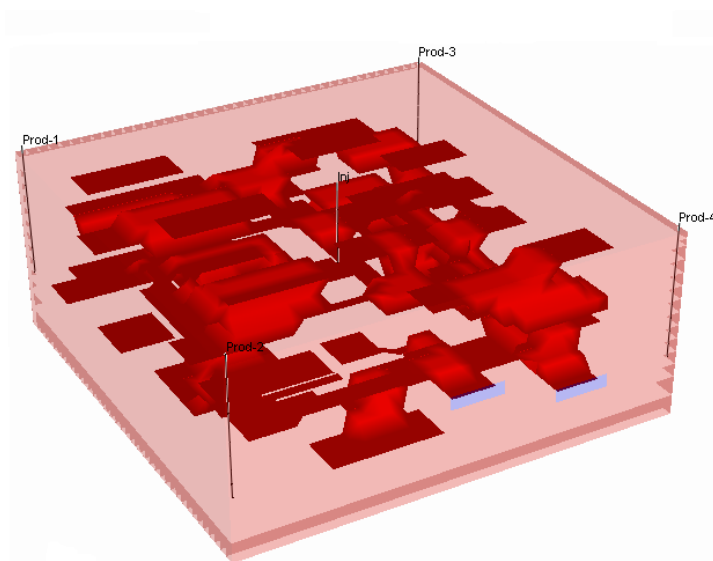


Figura 2. Camadas aleatórias (Modelo 2)

A metodologia de trabalho consistiu em fazer um estudo sobre a segregação gravitacional em reservatórios heterogêneos, para observar como o vapor se comporta no reservatório com a presença de camadas 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 podem estar 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
Modelo 1	Base-Base	Base-Centro	Centro-Centro
Modelo 2	Topo-Completo	Centro- Centro	Base -Base

A escolha do intervalo de completção foi estudada individualmente para cada modelo de heterogeneidade. Foram realizadas simulações com várias possibilidades de completção, e foram escolhidas 3 níveis (mínimo, intermediário e máximo) de acordo com o Fator de Recuperação para cada modelo.

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 das letras:

- 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

Foi realizado uma análise através das Superfícies de Resposta a fim de verificar a região de trabalho que é possível obter um maior fator de recuperação. A Figura 3 apresenta os resultados para o Fator de Recuperação no início e no final do projeto, mantendo o título do vapor fixo em 60%, devido este parâmetro apresentar pouca influência no fator de recuperação. A região vermelha das Superfícies de Resposta mostra a região ótima de trabalho, onde se obtém maiores Fatores de Recuperação para cada período estudado.

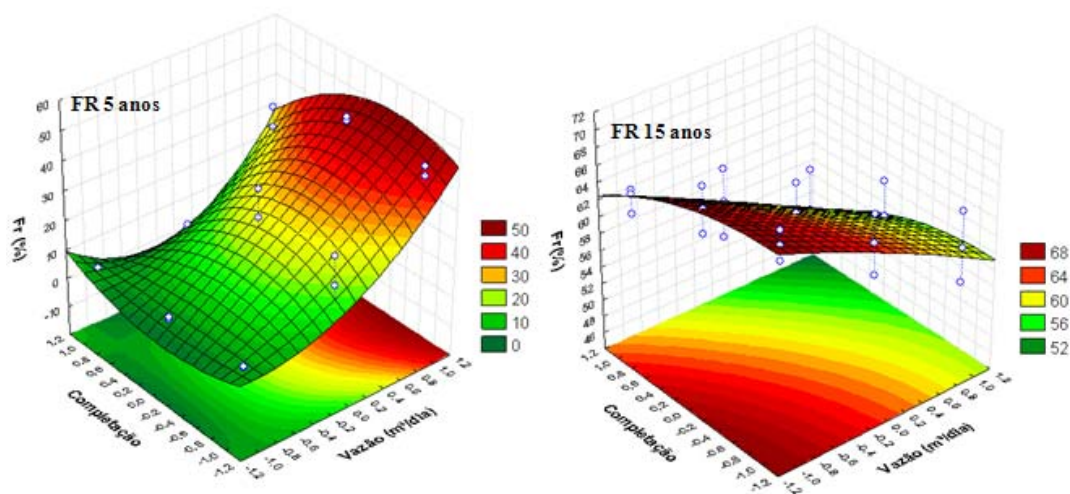


Figura 3. Superfícies de Resposta – 5 e 15 anos

Observa-se que a região ótima de trabalho no 5º ano de produção encontra-se para altas vazões (150 t/dia) e para o nível de completção intermediário (Base-Completo). Isso pode ser explicado porque, para altas vazões o banco de óleo aquecido chega rapidamente aos poços produtores. Por outro lado, no final do projeto (15º ano) observa-se que a região ótima de trabalho encontra-se para baixas vazões de injeção de vapor (75 t/dia) e para o nível mínimo de completção (Centro-Centro). Logo, observa-se que não é necessária uma alta vazão de injeção durante todo o projeto para se obter um alto Fator de Recuperação, minimizando assim os custos do projeto.

Diante do exposto acima, 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 na base do reservatório para o injetor e em toda a zona de óleo para o produtor e título do vapor 60%. A Figura 4 mostra a saturação de gás para o modelo base com segregação gravitacional com grande

intensidade (modelo base) e o modelo otimizado no 8º ano de projeto, tempo onde ocorre o “breakthrough” do modelo base.

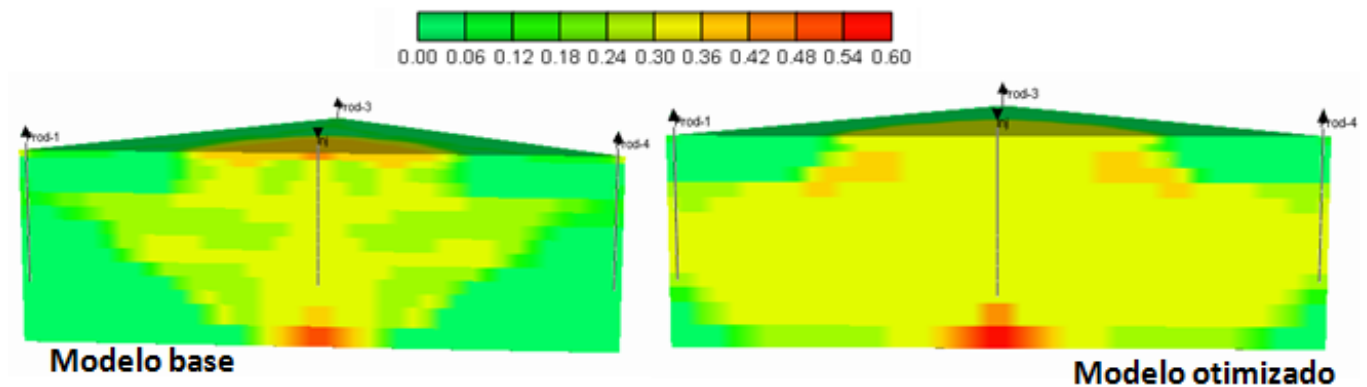


Figura 4. Saturação de Gás no 8º ano – Modelo base e otimizado

Analisando o comportamento do vapor ao final do 8º ano nos dois casos (modelos base e otimizado), percebe-se que para o mesmo período o modelo otimizado apresentou uma maior uniformidade no varrido do vapor, resultando na redução da segregação gravitacional.

A Figura 5 apresenta as curvas da fração de óleo recuperada para o modelo base e o modelo otimizado.

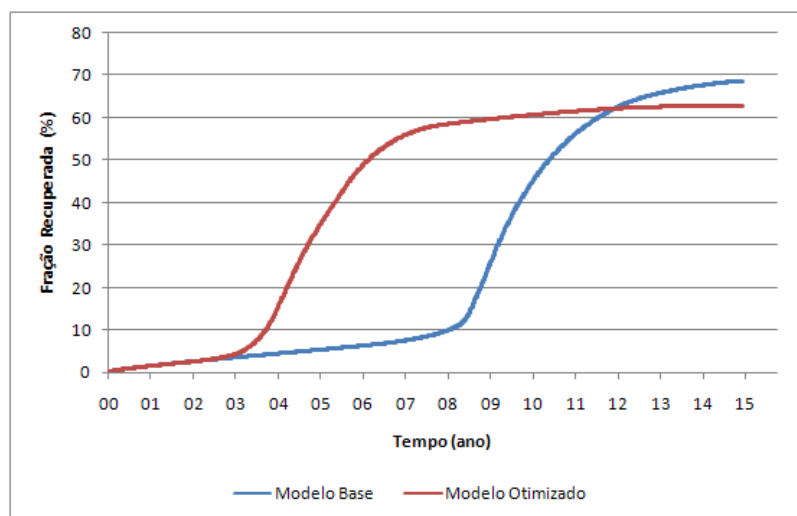


Figura 5. Fração Recuperada de óleo dos Modelos base e otimizado (Modelo 1)

Pode-se observar uma melhora considerável no tempo de chegada do banco de óleo aquecido ao poço produtor no modelo otimizado, apesar de uma fração recuperada um pouco menor que o modelo base.

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 distribuídas aleatoriamente no reservatório. A Figura 6 mostra as Superfícies de Resposta no início e no final do projeto para o modelo 2.

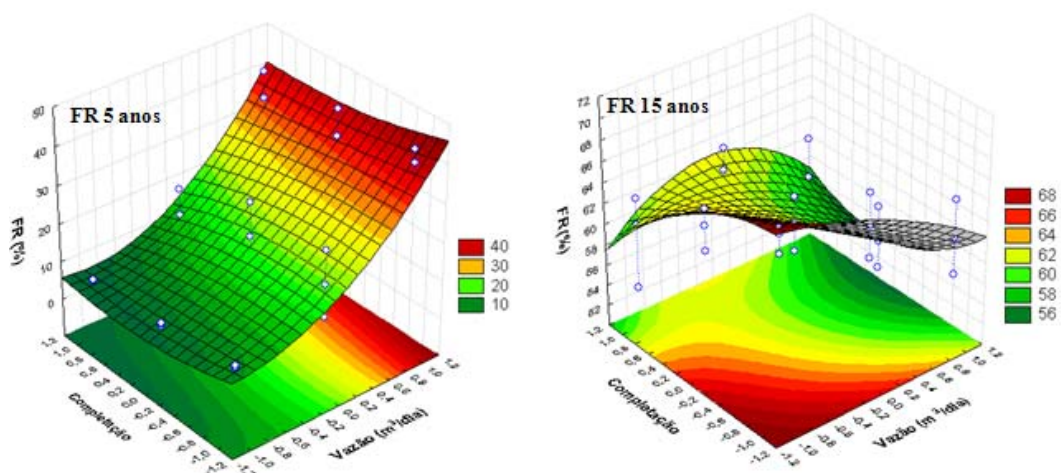


Figura 6. Superfícies de Resposta – 5 e 15 anos (Modelo 2)

Observa-se que a região ótima de trabalho no 5º ano de produção encontra-se para altas vazões (150 t/dia) e para o nível mínimo de completação (Topo-Completo). Por outro lado, no final do projeto, observa-se que a região ótima de trabalho encontra-se para baixas vazões de injeção de vapor (75 t/dia) e para o mesmo nível de completação (mínimo).

Nesse caso, 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 no topo do reservatório para o poço injetor e em toda zona de óleo para os poços produtores e título do vapor de 60%.

A Figura 7 apresenta a Saturação de gás dos modelos base e otimizado no 8º ano de projeto (ano que ocorre a chegada do banco de óleo aos poços produtores).

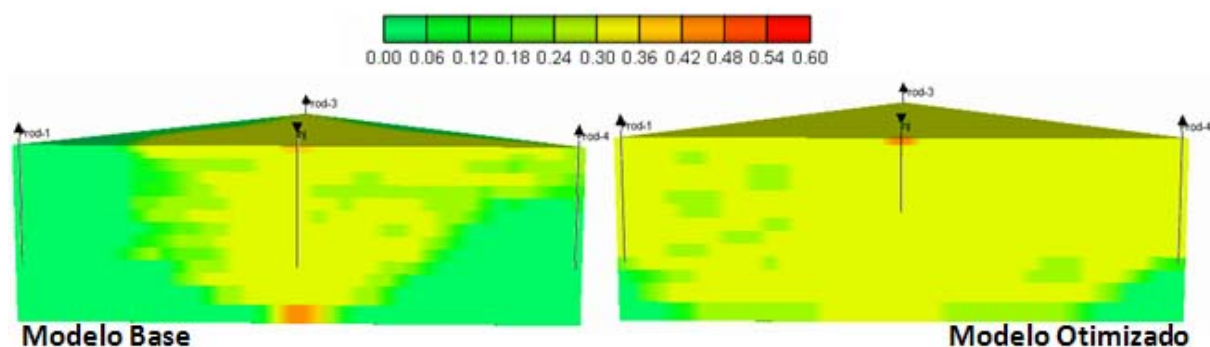


Figura 7. Saturação de gás – Modelos base e otimizado (Modelo 2)

Observa-se no modelo base que a segregação ocorre com elevada intensidade, deixando portanto uma grande quantidade de óleo acumulado no reservatório, esse efeito mostra-se reduzido no modelo otimizado, onde observa-se uma maior área varrida pelo vapor, com um conseqüente aumento da quantidade de óleo produzido.

A Figura 8 mostra as curvas de fração de óleo recuperada para os modelos base e otimizado.

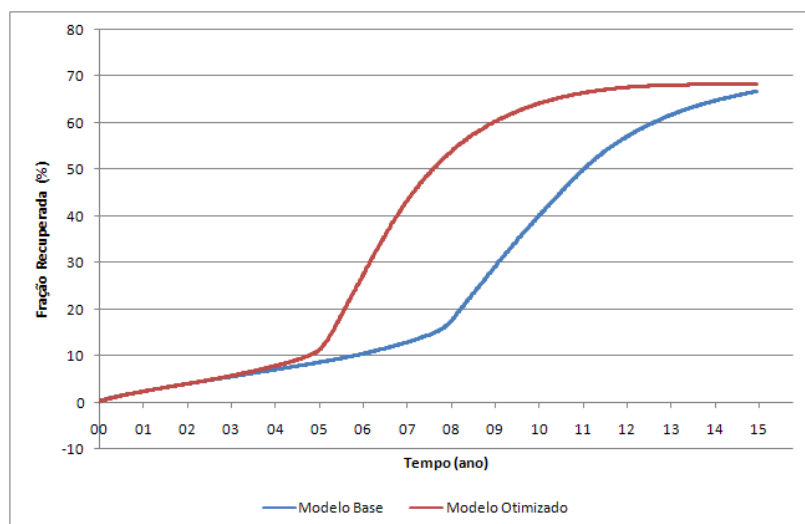


Figura 8. Fração Recuperada de óleo dos Modelos base e otimizado (Modelo 2)

Analisando as curvas, observa-se que o modelo otimizado obteve respostas da Fração Recuperada de óleo próxima ao modelo base mas um tempo de chegada do óleo aquecido aos poços produtores menor.

Conclusões

- As configurações operacionais utilizadas no modelo base resultaram em uma segregação com grande intensidade, visto que o vapor não consegue varrer completamente o reservatório, deixando uma grande quantidade de óleo acumulado;
- Encontrou-se um modelo otimizado para o caso com camadas horizontais crescentes (modelo 1) com intervalo de completação na base do reservatório para o poço injetor, onde a permeabilidade é maior (500mD), e em toda zona de óleo para os poços produtores e uma vazão de injeção de 150 t/dia que antecipou a chegada do banco de óleo;
- O modelo otimizado para o caso com camadas de baixa permeabilidade distribuídas aleatoriamente no reservatório, apresentou como configuração operacional ótima: intervalo de completação no topo do reservatório para o poço injetor e em toda zona de óleo para os produtores, e vazão de injeção de 150 t/dia.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Petrobrás pelo 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