

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo do Método Avançado de Recuperação por Drenagem Gravitacional
Assistida por Vapor (SAGD) em Reservatórios de Óleo Pesado

AUTORES:

Flávia Catharinny de Oliveira
Nilson Torres Soares Junior
Glydianne Mara Diógenes Fernandes

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Alagoas
Centro de Tecnologia

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. 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 9º PDPETRO.

ESTUDO DO MÉTODO AVANÇADO DE RECUPERAÇÃO POR DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR VAPOR (SAGD) EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO

Abstract

The increase in global energy demand coupled with the decline in conventional hydrocarbon reserves has raised interest in the development of new technologies capable of recovering heavy oil reserves. For such reservoirs, the advanced recovery thermal methods are the most indicated, since they act to reduce the viscosity of the oil through the use of thermal energy. The steam assisted gravitational drainage process (SAGD) represents one of the innovative promises and has achieved high rates of recovery in fields in Canada and Venezuela. This method uses two parallel horizontal wells: one producer at the base of the reservoir and one injector, positioned a few meters above. Its operation consists of the injection of steam, through the upper horizontal well, with the objective of creating a vapor chamber that heats the reservoir promoting a better sweep of its fluids and, by the action of the gravitational forces, this oil is drained down where finds the producing well. The present work aims to perform a study of different configurations of injector wells in the SAGD process. An analysis of different injection rates was also performed for the proposed model. For this purpose, it is considered a homogeneous reservoir of heavy oil. A work methodology involved numerical simulations using thermal simulator STARS from the Computer Modeling Group. The results showed that the application of the SAGD method generated a significant increase in the accumulated oil production in relation to the primary recovery. It was also observed that the configuration with injector wells displaced in relation to the producing well (W-SAGD) led to the formation of a larger and more efficient steam chamber compared to the standard configuration of the method.

SAGD, W-SAGD, Reservoirs Simulation, Thermal Recovery

Introdução

A recuperação de óleos pesados representa, no cenário atual, um dos grandes desafios da indústria petrolífera, em virtude das dificuldades técnicas, complexidade dos reservatórios e grandes reservas existentes (RODRIGUES, 2012). Para tornar o processo economicamente viável, é necessário o uso de métodos de recuperação avançada, dentre os quais, destacam-se os métodos térmicos. Esses são os mais indicados para a recuperação de óleos pesados, uma vez que o aquecimento torna o óleo menos viscoso, mais móvel e, conseqüentemente, mais fácil de ser produzido (QUEIROZ, 2006).

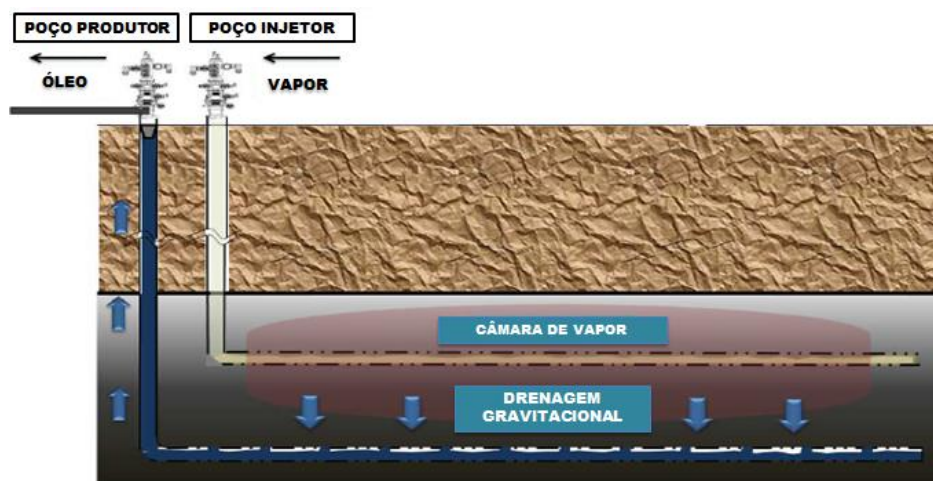
Dentre os vários métodos térmicos existentes, os mais utilizados envolvem injeção de vapor, por ser mais seguro e eficiente que outros processos (BARILLAS, 2008). O processo de drenagem gravitacional assistida por vapor, também conhecido como SAGD (“Steam Assisted Gravitational Drainage”), é uma variação da injeção contínua de vapor cujo conceito foi introduzido por Roger Butler em 1978. Esse método térmico é indicado para óleos pesados e betume, sendo sua tecnologia muito utilizada devido ao alto fator de recuperação (FERNANDES, 2016).

O SAGD utiliza dois poços horizontais perfurados paralelos e verticalmente: um produtor na base do reservatório e um injetor, posicionado de 5 a 7 metros acima. A utilização de poços horizontais deve-se à busca por uma maior área de contato com os fluidos do reservatório, proporcionando uma maior recuperação do óleo (PERDOMO, 2009).

O processo se inicia com a injeção contínua de vapor, através do poço superior, formando uma câmara de vapor que cresce para cima até o topo do reservatório e depois se estende até os seus limites laterais (BUTLER, 1991). Ao ser aquecido, o óleo tem sua viscosidade reduzida e é drenado por gravidade, descendo até o poço produtor, enquanto o vapor continua se expandindo dentro da

formação, mantendo a pressão da câmara constante (FERNANDES, 2016). A Figura 1 mostra o processo SAGD em duas dimensões.

Figura 1 – Processo SAGD



Fonte: Fernandes, 2016

O presente trabalho tem como objetivo estudar a aplicação do método SAGD em reservatórios de óleo pesado através de simulações, visando analisar diferentes vazões de injeção de vapor e diferentes configurações de poços injetores. Para isso utilizou-se o simulador comercial STARS da empresa “Computer Modelling Group”.

Metodologia

Para a realização das simulações, foi utilizado, como ferramenta numérica computacional, o programa STARS da CMG. Trata-se de um simulador trifásico, tridimensional e de múltiplos componentes, desenvolvido para simular métodos térmicos de recuperação de óleo.

O modelo estudado corresponde a um reservatório homogêneo com 600 metros de comprimento, 100 metros de largura e 26 metros de espessura. Seus limites são considerados fechados ao fluxo de fluidos e são feitas as seguintes considerações: só existem as fases aquosa, oleica e gasosa; só existem três componentes (óleo, água e gás); as reações químicas não foram consideradas neste modelo; não existem sólidos nos fluidos a serem considerados.

O modelo de fluido “composicional” utilizado neste estudo foi implementado com base em um modelo com características similares aos encontrados no nordeste brasileiro. A composição dos pseudocomponentes para a viscosidade do óleo de 714 cP é mostrada na Tabela 5.

Tabela 5 – Composição do Modelo de fluido

Pseudo-componente	Mol (%)
CO ₂ -N ₂	0,72
C ₁ -C ₃	10,35
IC ₄ -C ₆	0,37
C ₇ -C ₂₀	20,59
C ₂₁ -C ₃₉	42,55
C ₄₀ +	25,42

Fonte: Fernandes, 2016

Na Tabela 2 são descritas as propriedades da rocha reservatório utilizadas no modelo base.

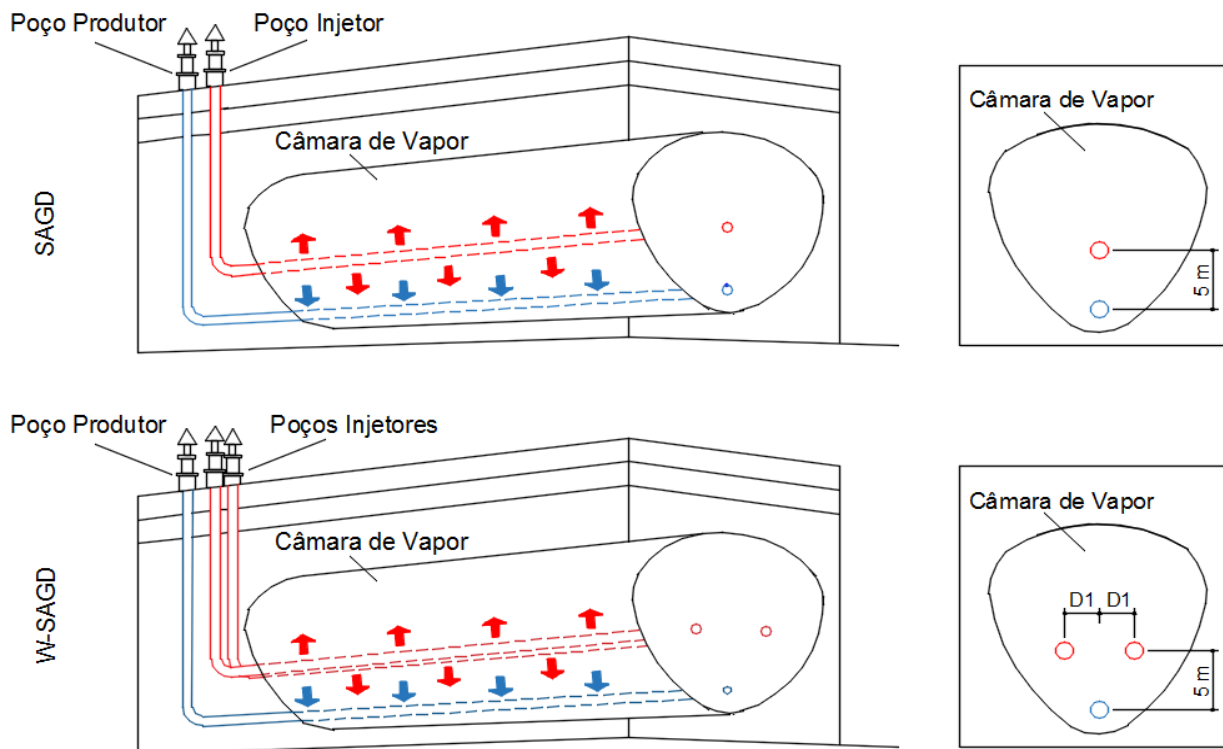
Tabela 2 – Propriedades da rocha reservatório

Propriedade	Valor
Permeabilidade horizontal, K_h (Md)	1000
Permeabilidade vertical, K_v (Md)	100
Porosidade (%)	30
Temperatura inicial do reservatório (°C)	37,8
Média da saturação inicial de água conata, Sw_{con} (%)	36,0
Contato água-óleo (m)	220
Profundidade do reservatório (m)	200
Condutividade térmica da rocha (W/mk)	1,72
Condutividade térmica da água (W/mk)	0,63
Condutividade térmica do óleo (W/mk)	0,13
Condutividade térmica do gás (W/mk)	0,043

Fonte: Fernandes, 2016

Foram analisadas duas configurações de poços para o SAGD: a configuração padrão e a configuração com injetores de vapor deslocados em relação ao poço produtor (W-SAGD). A primeira conta com dois poços horizontais e paralelos, um injetor localizado na parte superior e outro produtor, localizado abaixo. Já a configuração W-SAGD, apresenta dois poços injetores de vapor deslocados em relação ao poço produtor. As configurações analisadas podem ser observadas na Figura 2, onde o “D1” representa a distância de separação entre os poços injetores.

Figura 2 – Configuração dos poços do processo SAGD



A Tabela 3 apresenta as distâncias entre os poços injetores e a nomenclatura utilizada nas configurações. O SAGD convencional representa a configuração com 0 metros de deslocamento entre os poços injetores, ou seja, eles são paralelos.

Tabela 3 – Configurações de poços

Configuração	Distância de Separação (m)
SAGD	0
W-SAGD-7	7
W-SAGD-15	15
W-SAGD-25	25
W-SAGD-37	37
W-SAGD-50	50

Fonte: Fernandes, 2016

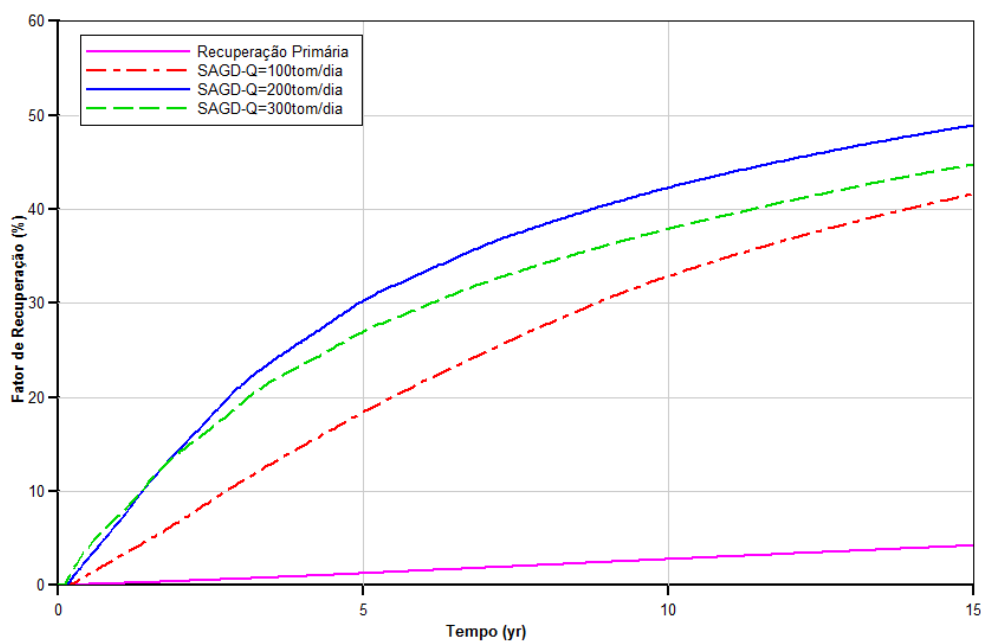
As condições de operação para o processo de simulação foram: pressão máxima no poço injetor de 7198,1 kPa e a mínima pressão no poço produtor de 196,5 kPa. A temperatura de vapor foi fixada em 287,7 °C, o título de vapor em 50%, as vazões máximas de vapor foram 100 ton/d, 200 ton/d e 300 ton/d e a vazão máxima de produção de óleo foi de 1500 m³std/dia. A distância entre o injetor e o produtor foi de 5 m e o comprimento dos poços 510m (FERNANDES, 2016).

A partir do modelo apresentado, foi realizado um estudo da influência da vazão de injeção de vapor no fator de recuperação do processo SAGD. Foi feita também uma comparação entre o modelo com injeção de vapor e o modelo com recuperação primária. Por fim, foi realizado um estudo das configurações de poços no processo SAGD, onde foram analisados seu modelo padrão e o W-SAGD, considerando a produção acumulada. Todas as simulações foram realizadas para um período de 15 anos.

Resultados e Discussões

Inicialmente foi realizada uma análise da influência da vazão de injeção de vapor no processo SAGD considerando o fator de recuperação. As vazões de injeção de vapor utilizadas foram de 100t/dia, 200ton/dia e 300ton/dia. Para esta análise, a temperatura do vapor injetado foi mantida constante em 287,7 °C. A Figura 2 mostra o gráfico do fator de recuperação do óleo em função do tempo, para diferentes vazões de injeção do método SAGD, bem como para a recuperação primária.

Figura 2 – Fator de recuperação de óleo para o SAGD para diferentes vazões de injeção de vapor e para recuperação primária

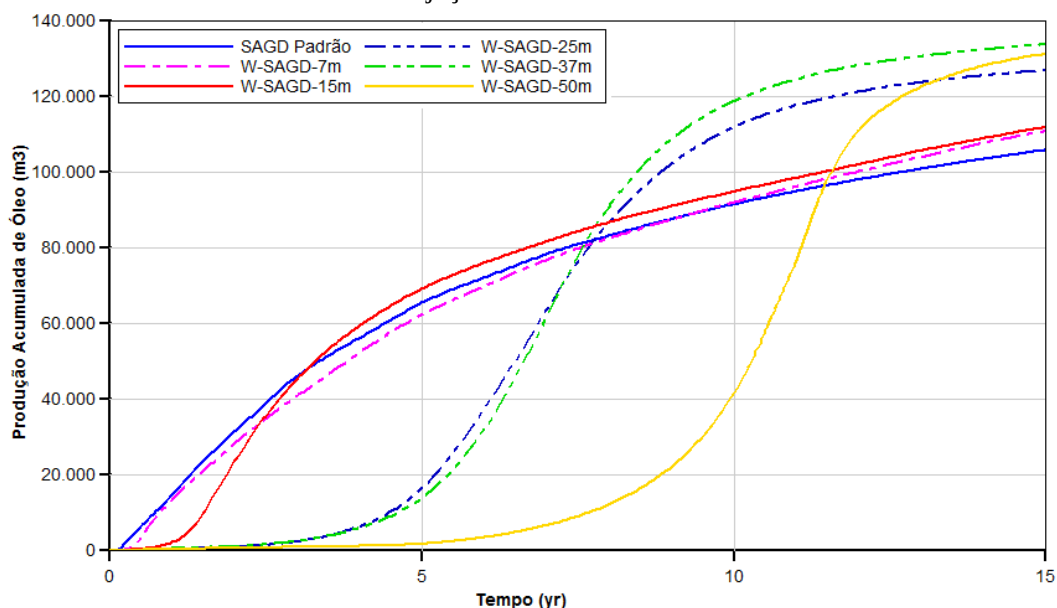


Observa-se que o aumento da vazão de injeção de 100ton/dia para 200ton/dia provoca um incremento significativo no fator de recuperação do óleo, pois, à medida que se injeta mais vapor, esse se expande, transferindo mais calor e massa ao reservatório, e, conseqüentemente, reduzindo a viscosidade de um volume maior de óleo. Contudo, o mesmo comportamento não é observado quando se aplicada uma vazão de injeção de 300ton/dia, pois uma maior vazão faz com que o vapor aqueça regiões do reservatório já aquecidas anteriormente, provocando a chegada mais rápida do vapor no poço produtor.

Ainda na Figura 2, pode ser observado que o modelo com injeção de vapor apresenta uma recuperação de óleo significativamente maior, se comparado ao modelo sem injeção (recuperação primária), onde apenas a energia natural do reservatório é utilizada para produzir o fluido. Isso acontece porque, ao se injetar vapor, a viscosidade do óleo é reduzida, aumentando sua mobilidade e, conseqüentemente, sua recuperação. Além disso, à medida que o óleo vai sendo produzido, o vapor ocupa os espaços dos poros, contribuindo para manter a pressão do reservatório.

Realizou-se ainda um estudo das configurações de poços no processo SAGD através da análise do modelo padrão e do W-SAGD para diferentes deslocamentos horizontais. Para tanto, após algumas análises iniciais, a vazão de injeção de vapor foi definida em 200ton/dia. A Figura 3 mostra a produção acumulada de óleo para diferentes configurações de poços para uma vazão de injeção de 200ton/dia.

Figura 3 – Produção acumulada de óleo para diferentes configurações de poços para uma vazão de injeção de 200ton/dia



Observa-se que os melhores resultados de produção acumulada de óleo foram obtidos para as configurações com maior distância entre os poços (W-SAGD-25, W-SAGD-37 e W-SAGD-50), pois suas câmaras de vapor apresentam uma maior extensão, entrando em contato com uma maior área do reservatório e, conseqüentemente, promovendo um maior varrido do óleo.

A configuração W-SAGD-50, por apresentar um distanciamento maior entre os poços, fez com que as câmaras de vapor não se desenvolvessem totalmente no período de 15 anos. Logo, a produção acumulada de óleo obteve um melhor resultado para a configuração W-SAGD-37.

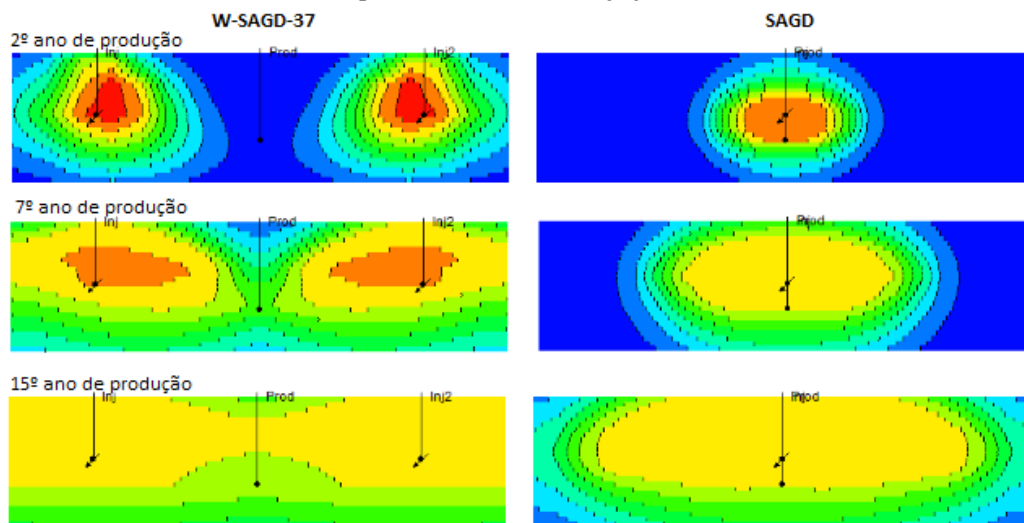
As configurações W-SAGD-7 E W-SAGD-15 apresentaram uma maior antecipação da produção de óleo, se comparadas com as outras configurações com deslocamentos horizontais maiores entre os poços injetores. Tal fato deve-se à maior proximidade com o poço produtor, uma

vez que as câmaras de vapor levarão menos tempo para se aproximarem. Por outro lado, por essas configurações apresentarem um menor distanciamento entre os poços, fizeram com que uma menor área do reservatório fosse varrida pela câmara de vapor, resultando em valores menores de produção acumulada. Na análise técnico-econômica de projetos de recuperação, muitas vezes, a antecipação da produção representa um ganho econômico.

A produção acumulada do SAGD padrão obteve um resultado semelhante aos resultados das configurações W-SAGD-7 e W-SAGD-15, tendo em vista que a pequena proximidade entre os poços se assemelha ao próprio SAGD padrão.

A Figura 4 mostra a comparação do mapa de temperatura ao longo do reservatório para as configurações SAGD padrão e W-SAGD-37 durante o segundo, sétimo e décimo quinto ano de produção.

Figura 4 – Comparação da distribuição de temperatura entre o modelo padrão do SAGD e o modelo W-SAGD-37 para uma vazão de injeção de 200ton/dia



Observa-se que durante os primeiros anos de produção a configuração W-SAGD-37 apresenta suas câmaras de vapor ainda distantes do poço produtor, devido a maior separação entre os poços. Contudo, a partir do sétimo ano de produção, a câmara de vapor formada apresenta um maior alcance ao longo do reservatório, se comparado com o modelo SAGD padrão.

Conclusões

De acordo com as simulações realizadas neste estudo, pode-se concluir que o processo SAGD demonstrou ter uma grande influência no fator de recuperação do óleo, se comparado ao modelo sem injeção de vapor, uma vez que o aquecimento do reservatório aumenta a mobilidade do óleo, tornando sua produção significativamente maior.

O estudo da análise da vazão de injeção no processo SAGD demonstrou que a vazão de 200ton/dia apresentou o maior fator de recuperação do óleo, uma vez que uma vazão maior, de 300ton/dia, faz com que o vapor aqueça regiões do reservatório já aquecidas anteriormente, fazendo com que o mesmo chegue mais rápido ao poço produtor.

Na análise das configurações dos poços no processo SAGD, foi observado que as configurações com poços injetores deslocados (W-SAGD), com separações de 7 e 15 metros entre eles, apresentaram uma maior antecipação da produção acumulada de óleo até o sétimo ano de produção. A partir desse período, as configurações com maior distância entre os poços apresentaram os melhores resultados de produção acumulada, pois suas câmaras de vapor atingem uma maior área do reservatório, varrendo um maior volume de óleo.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Universidade Federal de Alagoas e a CMG por possibilitarem o desenvolvimento desta pesquisa.

Referências Bibliográficas

BARILAS, Jennys Lourdes Meneses. Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo Com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais. 2008. 163 f. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 2008.

BUTLER, R. M. Thermal Recovery of Oil & Bitumen. Prentice Hall: New Jersey, 1991.

FERNANDES, Glydianne Mara Diógenes. Estudo da Configuração de Poços no Processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Vapor (SAGD) em reservatórios do nordeste brasileiro. 2016. 155 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia do Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte. 2016.

PERDOMO, Paul Richard Ramírez. Estudo Integrado de Sísmica 4D, Geomecânica e Simulação de Reservatórios Aplicado a Processos de Recuperação Térmica SAGD. 2009. 176 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro. 2009.

QUEIROZ, Gertrudes Oliveira de. Otimização da Injeção Cíclica de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado. 2006. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 2006.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe. Análise de Viabilidade de Injeção de Fluidos Alternativos ao Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado. 2012. 231 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte. 2012.