

# 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:



## TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DOS MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA  
DE PETRÓLEO UTILIZANDO A INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR, EM  
POÇOS HORIZONTAIS (SAGD)

## AUTORES:

Nilson Torres Soares Júnior, Flávia Catharinny de Oliveira, Glydianne Mara Diógenes Fernandes

## INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Alagoas

*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.*

## **ANÁLISE DOS MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO UTILIZANDO A INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR, EM POÇOS HORIZONTAIS (SAGD)**

### **Abstract**

In the heavy oil reservoirs, after the primary recovery, some of the oil remains retained in the pores of the rock due to its high viscosity. New techniques emerged, therefore, to make feasible the production of fields considered to be uneconomical without the use of these methods of supplementing their energy. One of the widely used techniques in the industry considers the insertion of heat into the reservoir, as is the case of continuous injection of steam, increasing the temperature, promoting the reduction of the viscosity of the oil, facilitating its displacement to the producing wells, culminating in the increase of Oil Recovery Factor, making it an interesting economical alternative for the oil industries, especially when the reservoir features high viscosity oil. On the other hand, computational tools are gradually occupying a prominent place in the analysis of advanced oil recovery projects, due to the large number of computational models and equations. In this way, this work aims to analyze the oil behavior of a reservoir after being submitted to the advanced recovery by thermal method with the continuous injection of steam, in a thermal simulation, where the numerical simulations referring to the production will be realized through the thermal simulator STARS of the CMG (Computer Modeling Group). For the economic analysis, the net present value (NPV) equation was used. It was observed in the present work that the continuous injection of steam provided an increment in the accumulated oil production. The alternating steam and water injection scheme also provided a reduction in steam generation costs, thus reducing overall project costs. A technical economic analysis was also performed based on the Net Present Value of the projects (NPV).

Keywords: Advanced oil recovery, Continuous steam injection, economic analysis.

### **Introdução**

A matriz energética brasileira tem o petróleo como seu principal componente e é por este motivo que se torna fundamental manter a produção deste hidrocarboneto em níveis suficientes para suprir a demanda interna. A exploração do petróleo não pode ficar restrita a novas reservas, mas também extrair de reservatórios inicialmente considerados antieconômicos, através do desenvolvimento de novas tecnologias, como acontece na exploração de óleo que apresenta alta viscosidade.

Normalmente, uma grande quantidade de hidrocarbonetos permanece retida no meio poroso de reservatórios que apresentam mecanismos de recuperação primária pouco eficientes. Devido à produção, pode ocorrer um rápido declínio de sua energia natural (depleção), fazendo com que seja necessário utilizar determinados processos para manter essa produção a níveis econômicos ou, até, incrementá-la (THOMAS, 2001).

Os métodos convencionais retiram o óleo da rocha de forma mecânica, através da injeção de água ou injeção imiscível de gás. Quando há o uso de interações térmicas, químicas, miscíveis, entre outras, classifica-se em métodos avançados de recuperação.

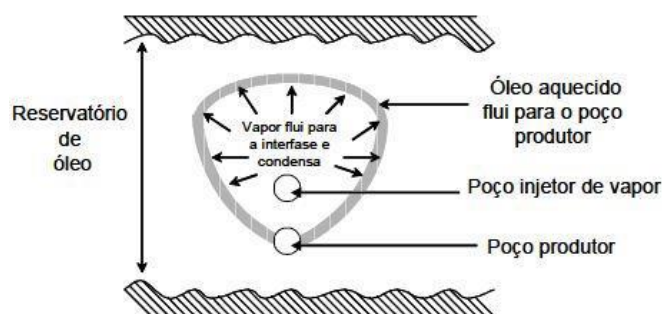
Para o sucesso da exploração do óleo é imprescindível o conhecimento dos reservatórios, por meio de estudos, análises e simulações do comportamento do reservatório, a fim de garantir a produção economicamente viável de poços de óleo pesado, principalmente quando da aplicação de métodos de recuperação secundária, para o aumento da eficiência de recuperação e aceleração da produção de petróleo (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Os métodos térmicos são aqueles mecanismos que levam em consideração as mudanças de propriedade dos fluidos de acordo com a variação de temperatura. É indicado para este modelo trabalhar com pseudo-componentes, que traduz melhor o efeito diferenciado da alta temperatura nas diferentes porções do óleo. O modelo térmico é normalmente aplicado em reservatórios de óleo pesado (NAVEIRA, 2007).

O método térmico pelo processo de injeção contínua de vapor consiste, basicamente, na injeção de água a uma altíssima temperatura (acima do ponto de ebulição), para que o calor latente do vapor seja transferido ao reservatório no intuito de melhorar a recuperação de petróleo, através, principalmente, da redução da viscosidade do petróleo, expansão e destilação do óleo, e auxílio na pressurização do reservatório, de forma a conseguir um escoamento mais eficiente até o poço produtor, aumentando a recuperação dos hidrocarbonetos.

O processo de *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD), ou drenagem gravitacional assistida por vapor, é um método efetivo para a produção de óleo pesado e betume, e consiste em perfurar dois poços horizontais dispostos paralelamente, um em cima do outro, a uma determinada distância que deve ser previamente calculada, de forma que o injetor de vapor se localize na parte superior e o produtor na parte inferior recolhendo a água da formação, a água condensada e o óleo aquecido (BUTLER, 1991).

Figura 1: Esquema do Processo SAGD



Fonte: BUTLER, 1991.

Percebe-se que o vapor é injetado através do poço superior e ao chegar no reservatório, sobe, por ser menos denso que os fluidos encontrados nele, devido à diferença gravitacional. Os fluidos do reservatório trocam calor com o vapor, o qual condensa e descem juntamente com o petróleo aquecido, também por diferença gravitacional, sendo drenados no poço inferior. A medida que mais vapor é injetado, começa a formar-se uma câmara de vapor em volta do poço injetor que cresce para cima e para os lados (BARILLAS, 2008).

A utilização de poços horizontais favorece a recuperação do óleo, uma vez que o método SAGD se beneficia das forças gravitacionais na drenagem do óleo. Um outro benefício é o alcance de uma maior área através do reservatório devido à utilização de poços horizontais (FERNANDES, 2016).

Desta forma, o objetivo é destacar a utilização da injeção contínua de vapor com o método SAGD no aumento da produtividade de reservatórios de óleos pesados e extrapesados através da utilização desse mecanismo em poços horizontais e a sua análise técnico econômica com base no Valor presente líquidos dos projetos (VPL).

## **Metodologia**

As simulações foram realizadas através do simulador STARS que compõem o programa da CMG (*Computer Modelling Group*). As simulações buscam analisar a influência do método de recuperação avançado utilizado com a produção acumulada de óleo ao longo dos anos, comparando

assim a produtividade a partir do uso do SAGD com Injeção de vapor ou a partir do uso de injeção alternada a cada ano de água e vapor.

Os simuladores modelam o escoamento em meios porosos, auxilia na caracterização de reservatórios e identificação de barreiras e de propriedades próximas aos poços. Assim, pode-se obter um ajuste de histórico e uma previsão de produção para o campo.

Este modelo tem como características o equilíbrio instantâneo entre as fases e a não existência de reações químicas. As propriedades da rocha reservatório são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Propriedades da rocha reservatório.

| Propriedades da rocha reservatório                   | Valor |
|------------------------------------------------------|-------|
| Permeabilidade horizontal, Kh (mD)                   | 1000  |
| Permeabilidade vertical, Kv (mD)                     | 100   |
| Porosidade (%)                                       | 30    |
| Temperatura inicial do reservatório (°C)             | 37,8  |
| Média da Saturação inicial de água conata, Swcon (%) | 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.

As condições de operação do modelo base consistem em: temperatura do vapor de 187,7 °C, com 50% de título de vapor, sendo 7198,1 KPa (1043,9 psi) a pressão máxima do poço injetor e 196,5 KPa (28,5 psi) a pressão mínima do poço produtor, utilizando 100, 150 e 200 ton/dia como vazão máxima de vapor e 1500 como vazão máxima de produção de óleo, bem como a distância entre o poço injetor e o produtor de 5 m e o comprimento dos poços de 510 m.

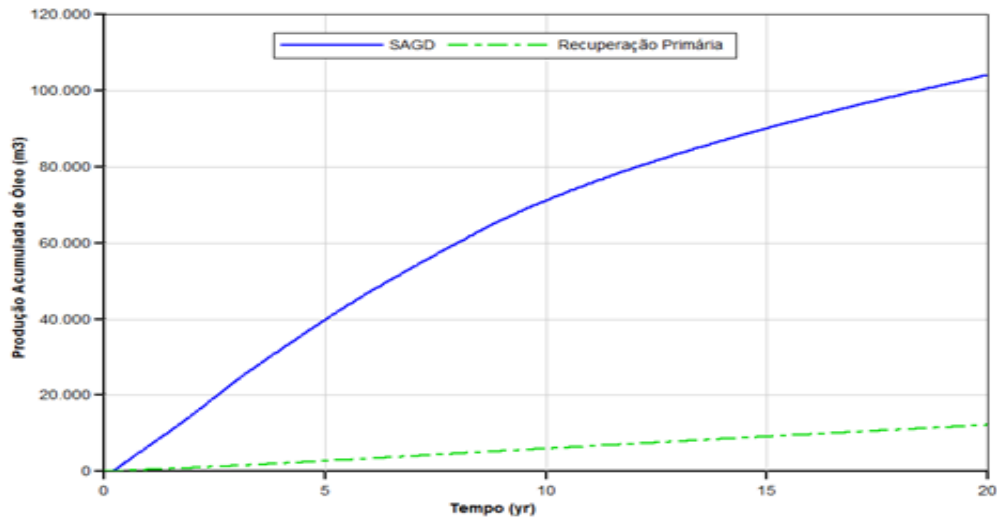
Portanto, a metodologia do trabalho se baseou na comparação entre diferentes cenários de produção de óleo. Primeiramente, foi realizada uma comparação entre a recuperação primária e a injeção de vapor. Foi analisado também o fator de recuperação entre o modelo SAGD e o modelo com injeção alternada de água e vapor. Finalmente, foi realizada uma análise técnico-econômica para diferentes vazões de injeção de vapor.

## Resultados e discussões

- Recuperação primária e Injeção de vapor (SAGD):

Foi realizada uma comparação entre o método de recuperação por drenagem gravitacional (SAGD) e a recuperação primária, com o objetivo de verificar o impacto de se utilizar a injeção de vapor neste processo. A vazão de injeção foi mantida em 100 ton/dia por ser considerada a ótima vazão de injeção obtida no estudo realizado por (FERNANDES, 2011). Na Figura 2 se observa a produção acumulada de óleo ao longo de 20 anos, onde no SAGD há o vapor injetado, e para o modelo com recuperação primária há apenas a energia natural do reservatório sendo utilizada para a recuperação do fluido.

Figura 2: Produção acumulada de óleo versus tempo – comparando Recuperação primária e Injeção de vapor (SAGD)



O fator de recuperação obtido na recuperação primária é muito baixo, pois quando os poços produtores são abertos, a pressão do reservatório, responsável por expulsar o óleo, declina rapidamente, além da baixa mobilidade do petróleo. Porém, quando se injeta vapor, há acréscimo devido ao fato de que o vapor injetado promove o aumento da temperatura no local, reduz a viscosidade do óleo, e à medida que o óleo vai sendo produzido o vapor passa a ocupar o espaço dos poros vazios, evitando que a queda de pressão seja tão rápida como acontece no modelo sem injeção de vapor. A produção acumulada de óleo na recuperação primária é muito lenta ao longo dos anos, pois ela utiliza apenas a energia natural do reservatório até quando ocorre a depleção.

Constatando-se que o óleo tinha a sua viscosidade substancialmente reduzida ao ser aquecido foi o ponto de partida para o desenvolvimento dos métodos térmicos. O desenvolvimento inicial dos métodos térmicos buscava a redução da viscosidade do óleo através de seu aquecimento para aumentar a recuperação do petróleo. À medida que outros efeitos igualmente benéficos foram aparecendo, os processos foram se modificando, resultando nos diversos tipos de métodos que se tem atualmente (SANTANA, 2009).

Concluída a comparação entre a recuperação primária e o modelo com injeção de vapor, verifica-se que suplementar a energia do reservatório, através da injeção de vapor, em poços horizontais (SAGD) maximiza a produção acumulada de óleo, justificando o investimento econômico.

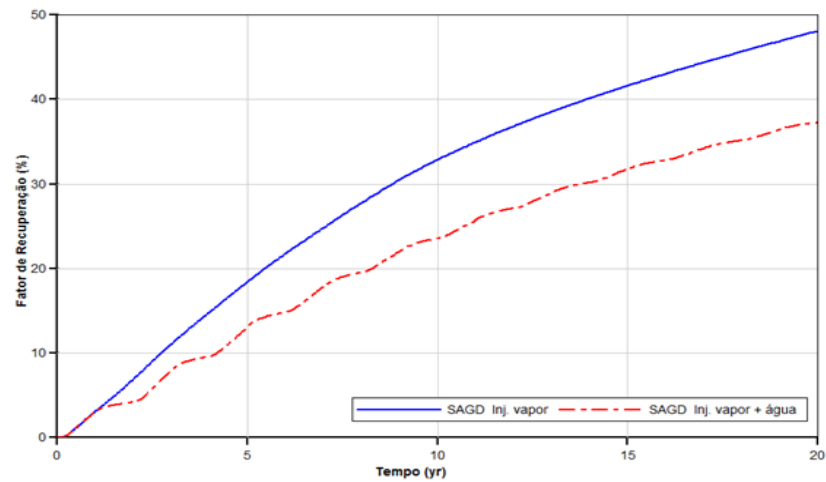
- SAGD com injeção de vapor e SAGD com injeção alternada de vapor e água:

Foi realizada uma comparação entre o método SAGD apenas com injeção de vapor e com injeção alternada de vapor e água, sendo um ano de injeção para cada fluido, com o objetivo de verificar o fator recuperação do óleo nos dois cenários. A vazão de injeção foi mantida em 100 ton/dia.

Na Figura 3 se observa a produção acumulada de óleo ao longo de 20 anos, onde há o SAGD com vapor injetado e alternando ano a ano vapor e água, onde a injeção exclusivamente de vapor (SAGD) promove um maior fator de recuperação, onde ao longo de 20 anos chega a atingir um patamar de aproximadamente 50% de recuperação.

Por outro lado, quando a simulação está utilizando injeção alternada de vapor e água encontramos o mesmo fator de recuperação no primeiro ano de injeção, onde em ambos os casos foi o vapor, porém quando na injeção alternada há injeção de água, começam a surgir a redução no fator de recuperação que só se recupera no ano seguinte quando ocorre o retorno da utilização do vapor. Como metade dos 20 anos da estimulação do reservatório é através de injeção de vapor só há uma redução de 10% de fator de recuperação quando comparado ao período de exclusiva injeção de vapor.

Figura 3: Produção acumulada de óleo versus tempo – comparando Injeção de vapor (SAGD) e Injeção alternada vapor e água



A discreta redução do fator de recuperação quando ocorre injeção de água é explicada pelo fato do óleo ainda está aquecido à frente da água no caso da injeção de água, mas com o passar do tempo a água troca calor com o fluido presente no meio poroso e vai perdendo o seu fator de recuperação (RODRIGUES, 2012).

Nas Figuras 4 e 5 comparamos a maior distribuição de temperatura no modelo SAGD em relação a injeção alternada de vapor e água a 100 ton/dia, considerando o período de 2005, 2010 e 2020, caracterizando um forte argumento para a utilização da SGAD no projeto e restando a análise econômica para avaliar sua viabilidade.

Figura 4: Distribuição da temperatura no modelo SAGD nos anos de 2005, 2010 e 2020, respectivamente.

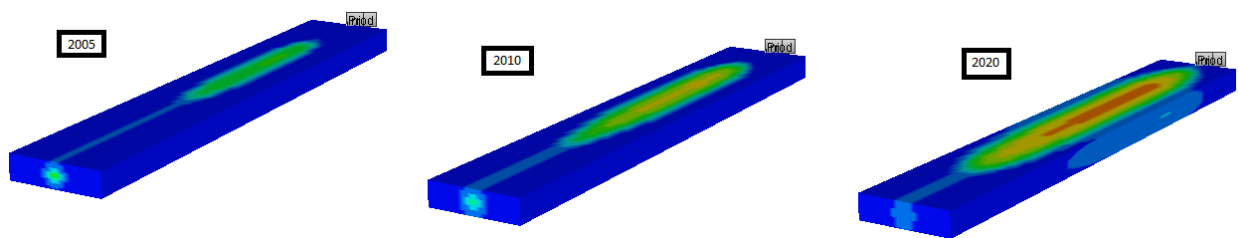
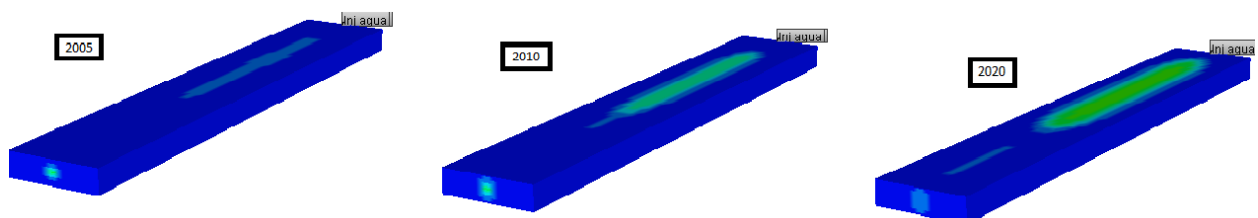


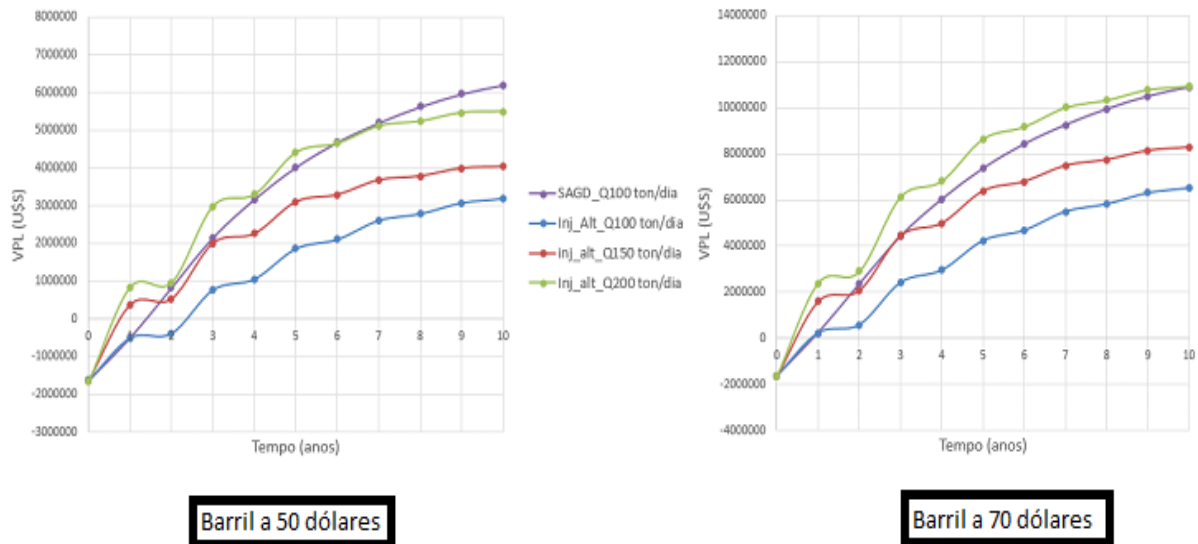
Figura 5: Distribuição da temperatura com a utilização da injeção alternada de vapor e água, a 100 ton/dia, nos anos de 2005, 2010 e 2020, respectivamente.



Desta forma, a injeção alternada de vapor e água faz com que o vapor aumente o fator de recuperação de tal modo que quando há água sendo injetada durante um ano, parte da energia do reservatório seja mantida e o óleo residual seja varrido, porém economicamente o período de utilização da água promove uma expressiva redução de custos da operação.

A viabilidade econômica do projeto, a partir do cálculo do VPL, considerou dois cenários para 10 anos de projeto: Barril a 50 e a 70 dólares, adotando duas possibilidades de métodos térmicos de recuperação avançada: SAGD e injeção alternada de vapor e água em quantidades de 100, 150 e 200 ton/dia. Conforme apresentado na Figura 6, em todos os cenários há início negativo devido aos custos iniciais para colocar o reservatório em produção e ao longo dos 10 anos de análise do projeto verificamos que o SAGD é o método que apresenta maior linearidade e lucratividade, destacando que com o barril a 70 dólares há praticamente o dobro da lucratividade com o barril a 50 dólares.

Figura 6: VPL obtido ao longo de 10 anos de projeto com SAGD e injeção alternada de vapor e água a 100, 150 e 200 ton/dia, com barril a 50 dólares e 70 dólares, respectivamente.



Portanto, a injeção alternada de vapor e água só se torna competitiva frente a SAGD quando há um incremento na quantidade de substância injetada, principalmente nos anos iniciais do projeto e dependendo do valor cobrado pelo barril, ou seja, só quando chega a 200 ton/dia e o barril a 70 dólares é que o VPL se aproxima ao obtido com a SAGD.

## Conclusões

Os estudos de simulação sobre a recuperação térmica através da injeção contínua de vapor e SAGD através de poço horizontal nos levam a apontar as seguintes conclusões:

- O desenvolvimento do método em poços horizontais oferece grande vantagem na recuperação do óleo, visto que o método SAGD se beneficia das forças gravitacionais na drenagem do óleo, bem como alcança uma maior área de atuação;
- A produção acumulada de óleo é muito baixa quando há a utilização apenas da recuperação primária, visto que a energia natural de surgência do reservatório é mínima para garantir uma boa vazão e produtividade do óleo, ou seja, em pouco tempo que o reservatório é colocado em produção há a sua depleção, com a ligeira queda de pressão;
- Utilizando a SAGD como método avançado de recuperação, a produção demonstra a eficiência do processo, ou seja, a temperatura interferindo na viscosidade do óleo, aumentando a sua eficiência de varrido;
- Na SAGD com injeção alternada há uma elevação no fator de recuperação do óleo quando utilizamos vapor e uma discreta redução quando utilizamos água;

- Óleos pesados e extrapesados que inicialmente seriam de pouco ou nenhum interesse para indústria de exploração de hidrocarboneto, a partir da utilização de métodos térmicos de recuperação, garantem uma maior quantidade de óleo extraído do reservatório, compensando os esforços técnicos e econômicos adotados;
- O VPL da injeção alternada de vapor e água só se torna competitiva ao método SAGD quando há aumento da vazão de injeção e nos anos iniciais, principalmente quando o valor do barril está em alta.

## **Agradecimentos**

Os autores gostariam de agradecer a UFAL e a empresa CMG (*Computer Modelling Group*) pela contribuição para realização da pesquisa.

## **Referências Bibliográficas**

BARILLAS, J. L. M. Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

BUTLER, R. M., Thermal Recovery of Oil as Bitumen, Department of Chemical and Petroleum Engineering. Prentice Hall: New Jersey, 1991.

FERNANDES, G. M. D. Estudo da perda de carga e calor no poço injetor no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD). Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

FERNANDES, G. M. D. Estudo da configuração de poços no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) em reservatório do nordeste brasileiro. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

NAVEIRA, P. N. Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método de elementos finitos para recuperação de campos maduro e marginais. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 114 p., Rio de Janeiro, 2007.

RODRIGUES, M. A. F. Análise de viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado. 2012. 207f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro. Ed. Interciência, 2006.

SANTANA, K. R. Estudo da Segregação Gravitacional no Processo de Injeção de Vapor em Reservatórios Heterogêneos. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009.

THOMAS, J. E. et al. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2ª ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.