

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Técnicas conjuntas para recuperação avançada de óleo pesado por irradiação eletromagnética e posicionamento otimizado de poços em unidades de fluxo hidráulico

AUTORES:

Iasmim Cristina da Silva Freitas¹, Moises Dantas dos Santos², Edson de Andrade Araújo³, Waldir Leite Roque⁴, Gustavo Charles Peixoto de Oliveira⁵

INSTITUIÇÃO:

Laboratório de Modelagem em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal da Paraíba^{1,2,4,5} Universidade Federal do Pará³

TÉCNICAS CONJUNTAS PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO PESADO POR IRRADIAÇÃO ELETROMAGNÉTICA E POSICIONAMENTO OTIMIZADO DE POÇOS EM UNIDADES DE FLUXO HIDRÁULICO

Abstract

Most of the existing and production oil reserves are made up of heavy oil. In Brazil, the areas with the highest incidence of heavy oil are located in the layers below the deep waters of Campos Basin - RJ, which account for about 90% of national oil production. In the Northeast, in particular, part of this fraction is recorded by terrestrial wells, mainly in the Recôncavo, Sergipe-Alagoas (SE-AL) and Potiguar basins. This work approved a model for investigating or using a cylindrical antenna as a thermal method of high viscosity petroleum electromagnetic irradiation recovery, coupled with a hydraulic flow hydraulic unit (HFU) technique to determine how best reservoir production conditions, An antenna is positioned in front of this production zone. An antenna has a simple geometry, the adapted dipole type and can be modeled using Maxwell's equations. The energy distribution and temperature produced by the electric field are calculated for analysis of the antenna as electromagnetic heater. Production will be analyzed from field-scale fluid dynamic term simulations using a synthetic heterogeneous model created from SE-AL oilfield data sets using numerical simulations using adaptation in STARS® software (CMG).

Keyword: Advanced recovery method, well positioning, hydraulic flow unit, electromagnetic antenna

1. Introdução

A maior parte das reservas de petróleo existentes e em produção são constituídas de óleo pesado, por esse motivo, empresas do setor não medem esforços na busca de métodos eficientes e economicamente viáveis, a fim de aumentar a produção e melhorar a receita, já que o óleo mais viscoso apresenta um maior custo de produção e um menor preço no mercado em relação a óleos leves. No Brasil, as áreas com maior incidência de óleo pesado localizam-se nas camadas abaixo de águas profundas da Bacia de Campos - RJ, responsável por cerca de 90% da produção nacional de petróleo (ANP, 2019). Na região Nordeste, em particular, parte desta fração é produzida por poços *onshore* localizados principalmente nas bacias do Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Potiguar.

A alta viscosidade é uma grande preocupação para a recuperação em reservatórios de óleo pesado. Óleos de viscosidade muito alta torna um projeto tecnicamente desafiador e provoca impacto no seu retorno financeiro (CARRIZALES et al., 2010). Muitas reservas de hidrocarbonetos mais pesados estão à espera de novas tecnologias que os tornem projetos economicamente viáveis (CURTIS et al., 2002).

Entre as várias técnicas de recuperação de óleo que são utilizadas pela indústria petrolífera, o método térmico por aquecimento eletromagnético (EM) destaca-se como promissor quando comparado com os métodos térmicos mais comuns, a exemplo da injeção de vapor e combustão *in situ*.

O aquecimento eletromagnético (EM) é um método térmico cujo princípio de funcionamento consiste em aquecer o reservatório a fim de converter energia elétrica em térmica, por meio de uma antena alocada no poço produtor, de modo que a antena gere um campo eletromagnético através da interação com as partículas sensíveis do meio, aquecendo o reservatório. Esse calor é transferido para o óleo, reduzindo a sua viscosidade e consequentemente, melhorando o deslocamento e aumentando a produção (SANTOS et al., 2011)

Este trabalho propõe um modelo para investigar o uso de uma antena cilíndrica como método térmico de recuperação por irradiação eletromagnética de petróleo de alta viscosidade, associada com a técnica da unidade de fluxo hidráulico (HFU) e medidas de centralidade de máxima proximidade (uma métrica usada na teoria de grafos), isto é, a partir da técnica HFU determina-se as melhores zonas produtoras no reservatório, posteriormente se posiciona a antena frente a essa zona de produção considerando um reservatório heterogêneo do tipo *shoebox*. O objetivo principal deste trabalho é verificar se as zonas indicadas para aplicação do irradiador eletromagnético acarretam um incremento no fator de recuperação de óleo, fazendo uso de simulações numéricas, através da adaptação no Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator (STARS) da empresa de software Computer Modelling Group (CMG).

2. Formulação do Problema

O problema consiste na recuperação de óleo viscoso por aquecimento, em reservatório heterogêneo, por aquecimento eletromagnético. Para verificar o desempenho do método, o sistema físico analisado é um modelo shoebox contendo hidrocarbonetos pesados e água. Neste caso, a produção resultante do sistema é obtida considerando-se um poço vertical localizado no centro da estrutura, sobre a qual, a fonte de radiação eletromagnética é implantada. O esquema proposto é ilustrado na Figura 1a.

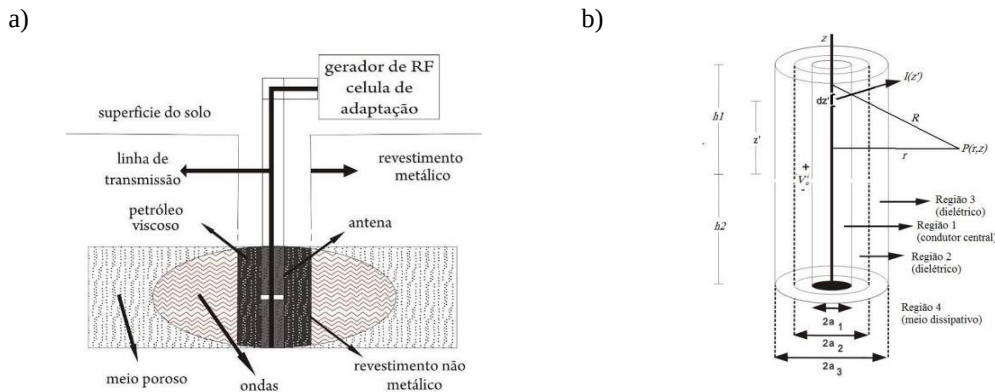


Figura. 1 a) Esquema da antena cilíndrica isolada imersa em um meio dielétrico dissipativo, constituído de água salgada e petróleo pesado.
b) Antena cilíndrica isolada imersa em um meio dielétrico dissipativo

Fonte: Dantas, 2010

A geometria da antena utilizada nessa aplicação é apresentada na Figura 1b e consiste de dois condutores centrais (Região 1), de comprimentos $h1$ e $h2$ e raio $a1$, envolvidos por um cilindro dielétrico constituído por duas camadas (Regiões 2 e 3), com raios externos $a2$ e $3a3$, respectivamente. A região externa ao cilindro dielétrico é formada por petróleo, água e rocha, as quais constituem o meio heterogêneo a ser aquecido (Região 4). O termo z é a componente axial segundo a direção vertical em coordenadas cilíndricas e z' é o eixo tangente à superfície do condutor central da antena paralelo a z .

2.1 Distribuição de Temperatura e Potência

A transferência de calor da fonte de radiação para o meio dissipativo é obtida em função da equação de energia dada por:

$$\rho_{eq} c_{eq} \frac{\partial T}{\partial t} + \left(\rho_o c_o \vec{v}_o + \rho_w c_w \vec{v}_w \right) \frac{\partial T}{\partial t} = W(r) \quad [1]$$

onde, ρ_{eq} e c_{eq} representam, respectivamente, a massa volumétrica equivalente e o calor específico equivalente do sistema óleo-água-rocha, ρ_o representa a massa volumétrica do petróleo, c_o representa o calor específico do óleo e v_o representa o vetor velocidade superficial do óleo. Os termos ρ_w , c_w e v_w são respectivamente, a massa volumétrica da água, o calor específico da água e o vetor velocidade superficial da água. O termo W representa a distribuição de potência ativa dissipada no meio, transmitido pela antena e depende diretamente da condutividade elétrica efetiva do meio (σ) e da intensidade do campo elétrico, podendo ser calculada pela seguinte expressão:

$$W(r) = \frac{\sigma}{2} \vec{E} \vec{E}^* = \frac{\sigma}{2} \left(|E_{4z}(r, z)|^2 + |E_{4r}(r, z)|^2 \right) \quad [2]$$

onde, $\vec{E}$ é o campo elétrico dado por:

$$|E_4(r, z)|^2 = |E_{4z}(r, z)|^2 + |E_{4r}(r, z)|^2 \quad [3]$$

$\vec{E}^*$ é o complexo conjugado do campo elétrico. Finalmente, para calcular a distribuição de temperatura no meio dielétrico dissipativo, considera-se o caso em que não existe fluxo de fluido na direção do poço produtor, consequentemente, a equação reduz-se a:

$$T(r, t) = T_i + \frac{tW(r)}{\rho_{eq} c_{eq}} \quad [4]$$

2.2 Unidade de Fluxo Hidráulico (HFU)

O conhecimento das rochas e dos fluidos que compõem um reservatório é fundamental para compreender os mecanismos de produção e planejar as melhores estratégias para o desenvolvimento dos campos. Porém, um reservatório tem muitas variações, tanto na quantidade de poros (porosidade) quanto na capacidade de escoamento (permeabilidade), e isto é um dos principais problemas enfrentados ao se localizar zonas produtivas ou alocar poços e canhoneios (SIMÕES, 2017).

Através de parâmetros petrofísicos, como permeabilidade e porosidade, é possível identificar zonas produtoras e dessa maneira aumentar o fator de recuperação de óleo. Este trabalho adotou o Modelo de Amaefule (AM) (AMAEFULE et al., 1993) para determinar os alvos de produção do reservatório estudado.

2.2.1 Modelo de Amaefule (AM)

A partir da equação de Kozeny – Carman

$$0,0314 \sqrt{\frac{K}{\varphi_e}} = \frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{Vgs}} \frac{\varphi_e}{1 - \varphi_e} \quad [5]$$

onde φ_e é a porosidade efetiva do meio, é a permeabilidade absoluta da rocha em milidarcy (*mD*). O segundo termo do lado direito é conhecido como porosidade normalizada, φ_z . O termo do lado esquerdo e o primeiro termo do lado direito foram definidos, respectivamente, como Índice de Qualidade do Reservatório (RQI) e Indicador de Zona de Fluxo (FZI). Observe que FZI é uma função da tortuosidade dos poros (τ), fator de forma (F_s) e da área de superfície específica por unidade de volume de grãos (S_{Vgs}), mas esses parâmetros são complicados para se obter tanto por testemunhos quanto por perfilagem.

Assim, na determinação das Unidades de Fluxo Hidráulico (HFU) foram aplicadas as três relações abaixo determinadas pelo modelo de AM, o qual discrimina os diferentes tipos de rocha e os melhores FZI,

$$\varphi_z = \frac{\varphi_e}{1 - \varphi_e} \quad e \quad FZI = \frac{RQI}{\varphi_z} \quad [6]$$

Em um gráfico de $\log(RQI)$ versus $\log(\varphi_z)$, todas as amostras com valores similares de FZI estarão localizadas próximos de uma única reta de inclinação unitária (*s*) e com o coeficiente de correlação linear (R^2) próximo da unidade. Amostras com FZI diferentes ficarão sobre outras retas paralelas. Cada reta identificará uma HFU com um valor de FZI associado. Para agrupamento dos FZI que satisfazem as condições indicadas foi adotado o método de Discretização de Tipagem de Rochas (DRT) e para indicação dos pontos para posicionamento dos poços foi utilizada a métrica de centralidade de máxima proximidade proposta em (OLIVEIRA et al., 2016; ROQUE et al., 2017).

3. Metodologia

Para avaliar o desempenho das técnicas de recuperação avançada de óleo pesado por irradiação eletromagnética e o posicionamento otimizado de poços em unidades de fluxo hidráulico, foi utilizado um reservatório heterogêneo, com características petrofísica da bacia SE-AL. Os casos foram simulados com o simulador comercial STARS do Computer Modelling Group (CMG).

O objeto de estudo foi um reservatório raso, com 26 metros de profundidade, dividido em 23 camadas, saturado com óleo de alta viscosidade e água. Após aplicação do método AM em conjunto com a métrica de centralidade de máxima proximidade para identificar as HFUs de maior fluxo, foram realizadas perfurações nas células resultantes e as colunas as quais estas pertenciam foram avaliadas individualmente, para verificar suas respectivas saturações, pois essas regiões de maior fluidez poderiam estar saturadas de óleo ou água. Em seguida, canhoneios estratégicos foram realizados nos pontos saturados em óleo onde a antena de aquecimento EM foi alocada.

Resultados e Discussões

Para cada zona de fluxo identificada foram alocados poços com canhoneios estratégicos na zona de interesse (óleo) e alocado a antena com 22 metros de comprimento. A escolha da frequência a ser utilizada depende principalmente das dimensões do poço e, conseqüentemente, do volume a ser

aquecido. No caso do nosso objeto de estudo, a temperatura utilizada foi 650°C, valor obtido a partir da equação 4.

Neste modelo, dezoito HFUs de alta performance foram determinadas, os resultados a seguir correspondem aos pontos que apresentaram as maiores produções.

A Figura 2 apresenta os resultados obtidos para o incremento da temperatura no reservatório ao longo do tempo, após um ano (a), cinco anos (b) e dez anos (c), com diferentes modos de exibição, visão 2D, à esquerda e vista superior, à direita. É notório o aumento da temperatura no reservatório ao longo do tempo.

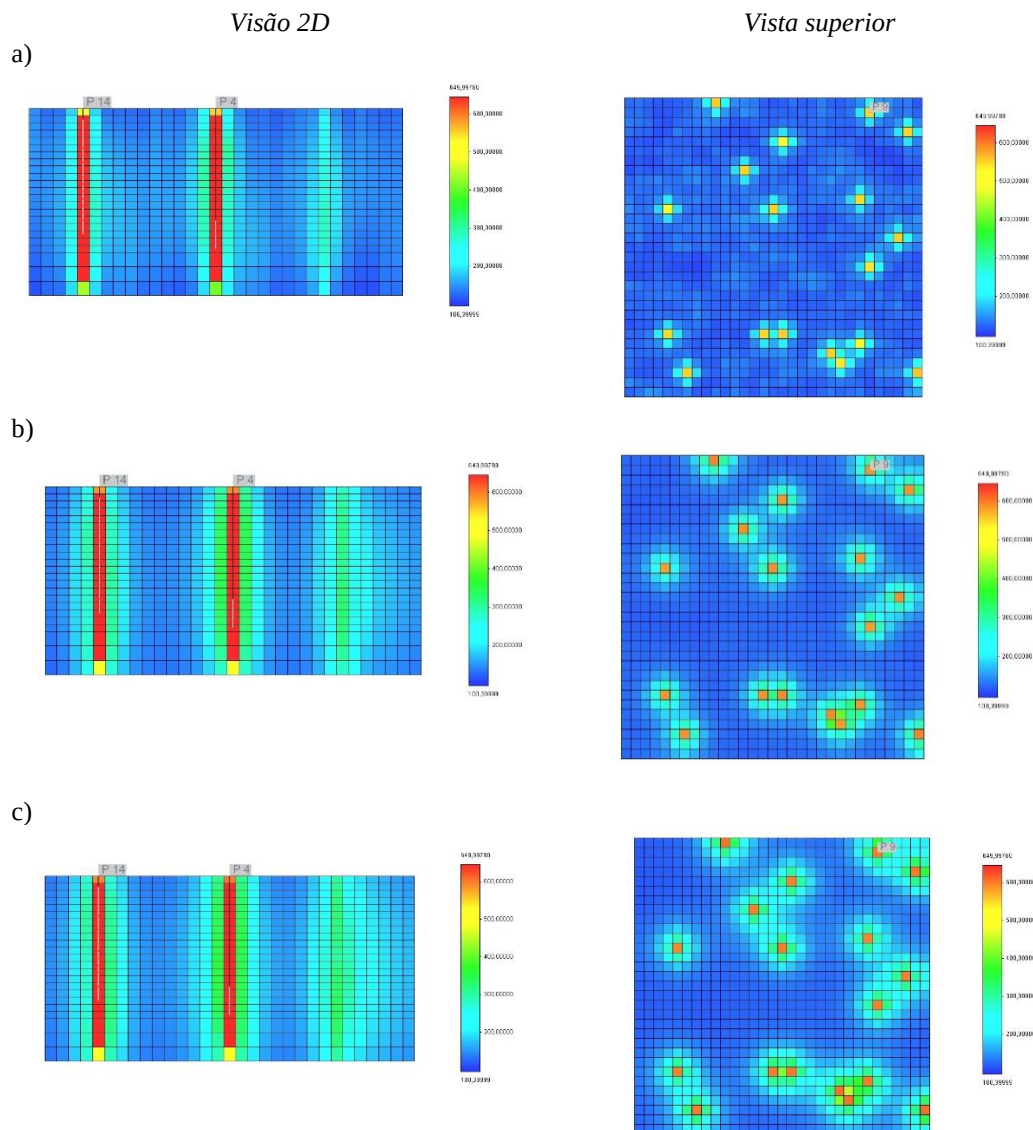


Figura 2- Perfil de temperatura ao longo do tempo em diferentes modos de exibição, vista 2D (à esquerda) e vista superior (à direita) a) Perfil de temperatura após 1 ano b) Perfil de temperatura após 5 anos c) Perfil de temperatura após 10 anos

Fonte: Autores

A temperatura é mais elevada nas regiões próximas às antenas. Mas também é possível observar a elevação na temperatura média do reservatório, como mostra o Gráfico 1.

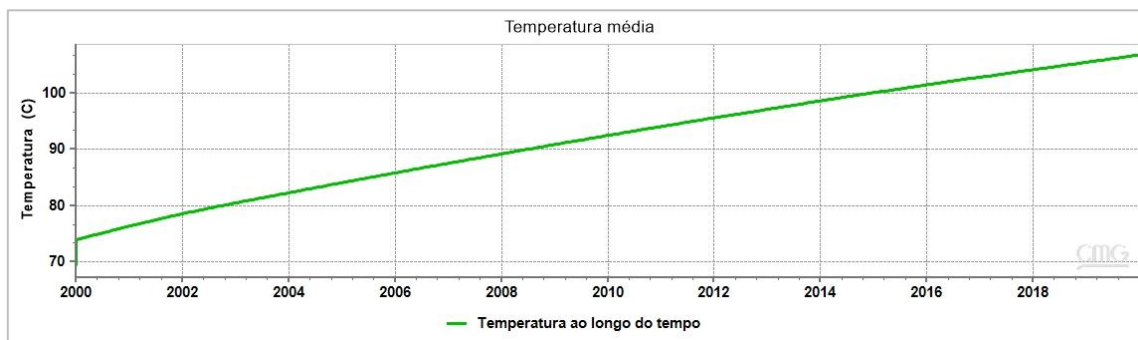


Gráfico 1- Temperatura média do reservatório
Fonte: Autores

O Gráfico 2 mostra a produção no Poço 14, o poço que apresentou a melhor zona de fluxo e maior produção, dentro das 18 zonas de fluxo. Nele as curvas apresentadas mostram o valor da produção acumulada do poço ao longo de 20 anos, uma com aquecimento e a outra curva sem aquecimento, sendo a curva com aquecimento aquela que apresenta valores mais significativos para a produção de óleo.

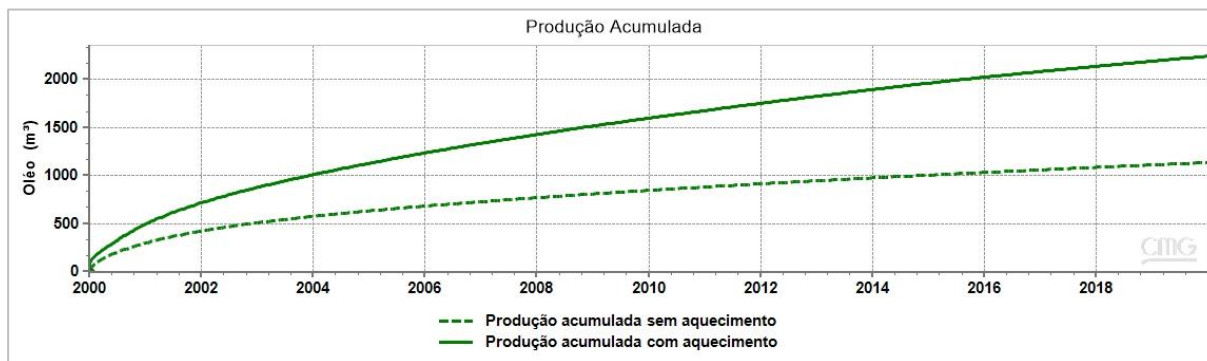


Gráfico 2- Produção acumulada de óleo
Fonte: Autores

Conclusões

Quanto a avaliação da HFU pode-se concluir que identificou zonas com boa capacidade do fluxo e que essas informações são capazes de indicar com acurácia onde devem ser alocados os poços produtores para se obter uma maior produção. Mostrou-se também que é importante avaliar a região indicada pela HFU, pois ela pode estar saturada por outros fluidos presentes no reservatório, que não apresentam valor agregado e trarão apenas custos operacionais desnecessários, como água ou gás.

A escolha do método de aquecimento EM foi bem-sucedida e mostrou-se adequado à aplicação em poços rasos e de alta viscosidade, pois além de apresentar uma redução significativa na viscosidade e antecipar a produção, não apresentou limitações técnicas à sua aplicação nem rejeitos no seu processo, o que o torna ambientalmente amigável.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), à Agência Nacional de Petróleo (ANP) e Petrobras (Projeto P&D 2018-00051-8) pelo apoio financeiro. Freitas I.C.S. agradece ao PPGEM pelo suporte financeiro para participação no evento.

Referências Bibliográficas

AMAEFULE J.O., ALTUNBAY M., TIAB D., KERSEY D. G., KEELAN, D. K. 1993. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, SPE 26436. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3 – 6, August.

ANP- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. BOLETIM DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. 2019. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Circulação Externa**. Número 101, janeiro.

CARRIZALES, M., LAKE, L.W., JOHNS, R. 2010. Two-Dimensional COMSOL Simulation of Heavy-Oil Recovery by Electromagnetic Heating. Excerpt from the **Proceedings of the COMSOL Conference**, Boston.

CURTIS, C.; KOPPER, R.; DECOSTER, E.; GUZMÁN-GARCIA, A.; HUGGINS, C.; KNAUER, L.; MINNER, M.; KUPSCH, N.; LINEARES, L. M.; ROUGH, H.; WAITE, M. 2002. Heavy-oil reservoirs. In: SCHLUMBERGER. **Oilfield Review**, v. 14, n. 2, p. 30-51.

KOZENY, J. 1927. Über Kapillare Leitung des Wassers im Boden. **Royal Academy of Science**, Proc. Class I, v. 136, p. 271 – 306, Vienna.

OLIVEIRA, G. C. P., ROQUE, W. L., ARAÚJO E. A., DINIZ A. A. R., SIMÕES T. A., SANTOS, M. D. 2016. Competitive placement of oil perforation zones in hydraulic flow units from centrality measures. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 147, p. 282–291.

ROQUE W. L., OLIVEIRA G. C. P., SANTOS M. D., SIMÕES T. A. 2017. Production zone placements based on maximum closeness centrality as strategy for oil recovery. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 156, p. 430–441.

SANTOS, M. D. 2010. *Um Modelo Matemático Baseado em Wavelets Para Análise do Método Térmico de Recuperação de Óleo Pesado Aplicando Irradiação Eletromagnética*. Tese de D.Sc. apresentada ao Programa de Pós- Graduação em Ciências e Engenharia do Petróleo – PPGCEP/UFRN- Natal, RN , Brasil.

SANTOS M. D., NETO A. D., MATA W., SILVA J. P. 2011. New antenna modelling using wavelets for heavy oil thermal recovering methods. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 76, p. 63–75.

SIMÕES, T. A. 2017. *Identificação De Zonas De Produção E Recuperação De Óleo Baseadas Em Unidades De Fluxo Hidráulico E Simulações Computacionais*. Tese de D.Sc. apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica – PPGEM/UFPB- João Pessoa, PB, Brasil.