

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:

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DOS MÉTODOS AVANÇADOS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO EM CAMPOS ONSHORE

AUTORES:

Thayse Camila Souza de Lima

Mariana Barbosa Monteiro de Carvalho

Glydianne Mara Diógenes Fernandes

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Alagoas - UFAL

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 TÉCNICO-ECONÔMICA DOS MÉTODOS AVANÇADOS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO EM CAMPOS ONSHORE

Abstract

Since the beginning of the use of petroleum as a raw material in the industry sector its economic value changed the world's relation and the methods to exploration and exploitation this oil were intensely realized. New technologies were needed that could reach the material in challenging reservoirs, like in deep waters, and technologies to produce heavier oil and recover reservoirs with low productivity index.

In some cases, oil reservoirs are not able to propel the oil to the surface, mainly due to the loss of primary energy, or because it is a non-rising well; however, it is necessary to make oil production economically viable, so advanced recovery methods are applied. Advanced recovery methods are used to increase reservoir oil production, thereby increasing the recovery factor. SAGD is a method of gravitational drainage by steam, which uses a thermal interaction with the oil to be produced to produce a reduction in its viscosity and increases its displacement capacity.

The SAGD method is performed by drilling two horizontal wells parallel to each other, the upper one will act as the injector and the lower the producer. When the steam is being continuously injected through the injector well, it raises the oil temperature and some properties of oil are modified, such as viscosity, and this makes the oil move to the producing well, with help of gravitational forces of the system. This method is most efficiently used for heavy oils or for bitumen.

This paper will provide a better understanding about the parameters of onshore reservoirs, once the mainly objectives of this research are to analyze the behavior of fluid flows, vapor injection flow, injector wells configuration and results obtained as recovery factor, accumulated oil and water production, then this data will be used for the SAGD technical-economic analysis. This study used numerical simulations to observe the costs and revenues generated from the initial explorations to the abandonment of the well, and by calculating the Net Present Value (NPV) to obtain the most viable parameters for each type of reservoir.

The results showed that SAGD increases the recovery factor when related to the primary recovery. Different configurations of injector wells were also analyzed to optimize the process and obtain higher reservoir productivity. Finally, the economic viability was analyzed according to the productivity of parameters such as: oil barrel cost, well drilling cost and steam injection flow.

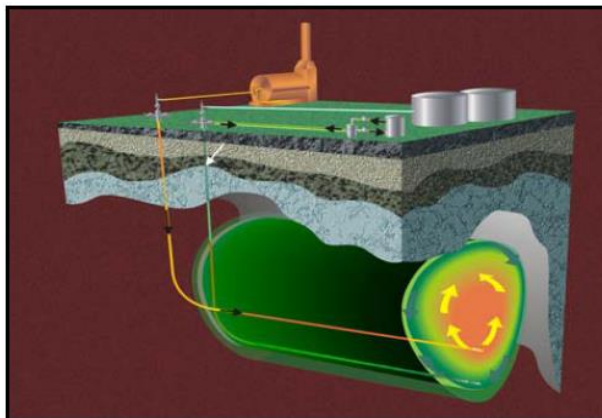
Introdução

Os reservatórios de petróleo nem sempre conseguem produzir o petróleo de forma econômica, isso pode ocorrer em casos que já houve grande perda de sua energia primária, ou ainda por se tratar de um poço não surgente, dessa forma, é preciso intervir para que a produção de petróleo seja viável economicamente, assim, podem ser aplicados os métodos de recuperação avançada, que por sua vez são utilizados para aumentar a produção do óleo, aumentando assim o fator de recuperação do mesmo. (FERNANDES, 2011). O SAGD é um método de drenagem gravitacional assistida por vapor que representa uma interação térmica com o óleo que se deseja produzir, promovendo uma redução na viscosidade, aumentando sua capacidade de deslocamento, e também o fator de recuperação.

No processo SAGD ocorre à injeção contínua de vapor através de poços injetores, que podem apresentar diferentes configurações, desde o convencional, horizontal, aos inclinados e verticais. Nesse método é formada uma câmara de vapor que cresce pelas laterais e para cima, expandindo-se à

medida que mais vapor é continuamente injetado. No processo SAGD convencional, como representado na Figura 1, são perfurados dois poços horizontais paralelos entre si, sendo o superior o poço injetor e o inferior o poço produtor. Nesse processo, à medida que o vapor é injetado continuamente através do poço injetor, ele interage com o óleo e o aquece modificando algumas de suas propriedades, como redução da viscosidade, fazendo com que o óleo se desloque em direção ao poço produtor, facilitado pelas forças gravitacionais que regem o sistema. Esse método é utilizado com mais eficiência para óleos pesados com alta viscosidade, ou para betume, como as areias betuminosas no Canadá, e sua forte característica econômica se dá pelo sucesso do método devido ao alto fator de recuperação, sendo viável para reservatórios de baixa profundidade. (FERNANDES, 2016).

Figura 1 - Processo SAGD.



Fonte: Akinboyewa, 2010.

Para maior compreensão de parâmetros de reservatórios e métodos aplicáveis em campos *onshore*, o trabalho tem como objetivos analisar o comportamento comparativo das vazões de injeção de vapor para diferentes configurações de poços injetores verticais (V-SAGD) e horizontal (SAGD), assim como obter resultados como o fator de recuperação, produção acumulada de óleo e de água, para com isso, realizar uma análise técnico-econômica do método SAGD, através de simulações numéricas e cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), obtendo assim os parâmetros e métodos mais viáveis para determinados reservatórios, observando os custos específicos gerados pelo projeto.

Metodologia

O trabalho teve como metodologia a análise de duas distintas configurações de poços no processo SAGD para óleos pesados, com poços injetores verticais (VSAGD), simulando dois e três poços injetores verticais e o modelo de configuração padrão SAGD, com poço injetor horizontal, baseando-se na comparação entre as duas configurações de poços verticais e a configuração convencional do processo SAGD, considerando a pressão e distribuição de temperatura para as diferentes configurações, simulando vazões de injeção de vapor de 100 ton/dia e 200 ton/dia.

Identificou-se a influência dos parâmetros do reservatório no fator de recuperação em função do tempo, com o objetivo de analisar o aumento da recuperação final do óleo a partir das posições dos poços analisados. Algumas propriedades foram pré-determinadas, por um modelo composicional, o modelo de fluido construído apresenta características bem próximas aos encontrados no nordeste brasileiro, considerando a integração das diferentes fases presentes no meio poroso, para obtenção de dados utilizados na composição e análise da viscosidade e para a construção de um modelo mais representativo do modelo de fluido presente no reservatório.

Para observar o comportamento da curva do fator de recuperação em relação ao tempo dinâmico em que ocorre o processo foram realizadas simulações numéricas, através de um modelo físico pré-determinado, facilitando assim o entendimento do sistema e da escolha do método de recuperação mais viável para um determinado reservatório. Através do simulador STARS, da empresa CMG (*Computer Modelling Group*), com modelo numérico com função de simular recuperações térmicas, foram observados os resultados de parâmetros para caracterização do reservatório para as diferentes configurações de poços, a partir das duas vazões de injeção de vapor consideradas para as diferentes configurações de poços, a fim de encontrar a vazão de produção mais adequada, e assim prever o comportamento de produção do campo. (BARILLAS, 2008) (FERNANDES, 2016).

A partir das informações descritas foi realizada uma análise técnico-econômica em função de analisar os custos específicos gerados pelo projeto, relacionando principalmente o preço do petróleo com o custo do vapor, o balanço dessas informações são bases para o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), dada pela Equação 1, que por sua vez é o método mais utilizado para esses casos, analisando a partir desse a configuração mais adequada, lucrativa, para ser aplicada no processo de exploração, entre os custos estão o custo médio de perfuração de um poço vertical e horizontal; custo da aquisição do gerador de vapor; custo de operação e manutenção do vapor; custo de separação, transporte e tratamento do óleo; custo do tratamento e descarte da água produzida; e custo de elevação de fluidos.

Equação 1 – Definição do VPL, onde FC_t representa o fluxo de caixa no t-ésimo período, I é o investimento inicial e K é o custo do capital.

$$VPL = I - \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + K)^t}$$

Fonte: Samanez, 2005.

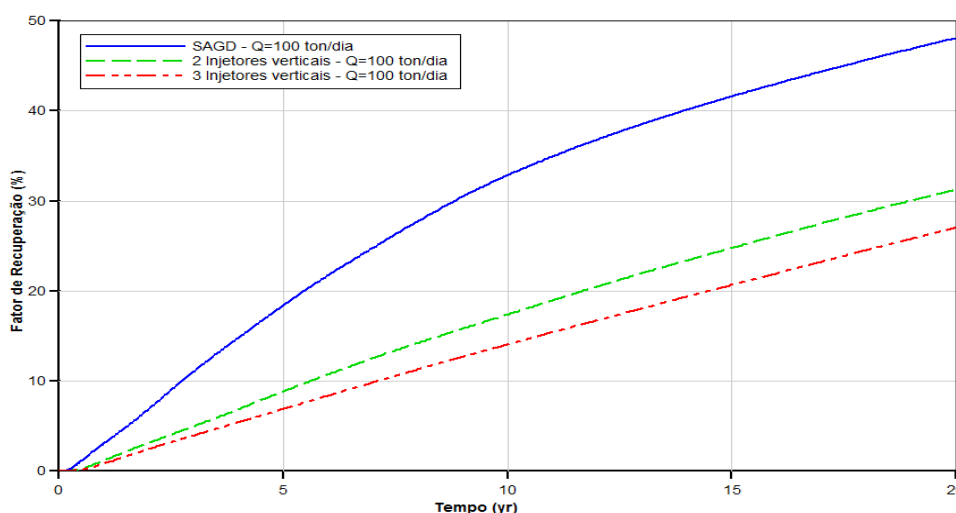
O presente trabalho analisou os custos e receitas apresentados para determinação de um método de recuperação avançada em reservatório em campos *onshore*, que possibilitem uma viabilidade econômica do projeto, do ponto de vista produtivo, o que é financeiramente decisivo nesse setor. Finalmente, realizou-se uma análise sobre a viabilidade econômica, conforme a produtividade, de parâmetros como: custo do barril de petróleo, custo de perfuração de poços e vazão de injeção de vapor.

Resultados e Discussão

As configurações distintas apresentadas para o método SAGD padrão e poços injetores verticais foram comparadas para um estudo de viabilidade econômica, para a análise de uma possível substituição do poço injetor horizontal por dois ou três poços injetores verticais, a fim de obter os comportamentos e eficiência de ambos, visando à redução de custo do projeto. As configurações foram estudadas a partir de duas vazões estipuladas para injeção de vapor, a primeira para uma vazão de 100 ton/dia, e a segunda para 200 ton/dia.

A fim de analisar as eficiências dos métodos de injeção de vapor, observou-se o Fator de recuperação a uma vazão de 100 ton/dia, a partir da correlação do comportamento das curvas do Fator de recuperação para as configurações V-SAGD e SAGD, conforme mostrado na Figura 1. Onde o V-SAGD representa o método de injeção contínua de vapor por meio de poços injetores verticais, como o V-SAGD-2, constituído por dois poços injetores, e o V-SAGD-3 por três poços injetores.

Figura 1 – Fator de Recuperação Óleo das configurações SAGD, V-SAGD-2 e VSAGD-3 para a vazão de injeção de vapor de 100 ton/dia.

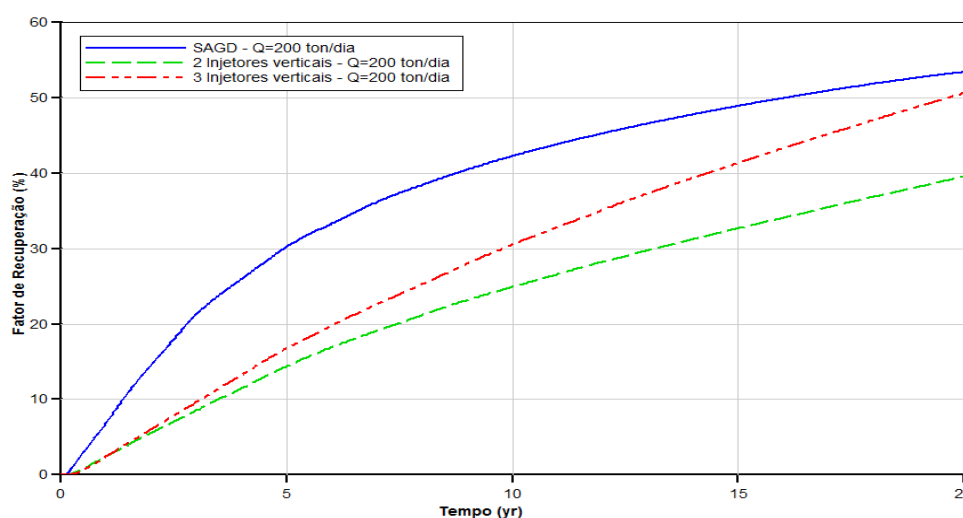


Fonte: Autores, 2017.

O modelo SAGD convencional apresenta um fator de recuperação consideravelmente maior que o V-SAGD, sob mesma vazão, pois devido à utilização de poço injetor horizontal a área de alcance do vapor no reservatório aumenta, maximizando dessa forma o fator de recuperação final do óleo. Considerando também a mesma vazão de injeção de vapor, o método V-SAGD-3 apresentou o menor fator de recuperação em relação às configurações SAGD e V-SAGD-2, pois a quantidade de vapor é dividida entre os poços, não sendo suficiente para aquecer a área do reservatório aquecida nas outras demais configurações.

Também foram analisadas as curvas do fator de recuperação para as diferentes configurações de poços injetores admitindo uma vazão de 200 ton/dia, analisou-se que aumentando a vazão de injeção de vapor dos poços verticais há um aumento do V-SAGD-3 em relação ao V-SAGD-2, conforme observado na figura 2.

Figura 2 – Fator de Recuperação de Óleo das configurações SAGD, V-SAGD-2 e VSAGD-3 para a vazão de injeção de vapor de 200 ton/dia.

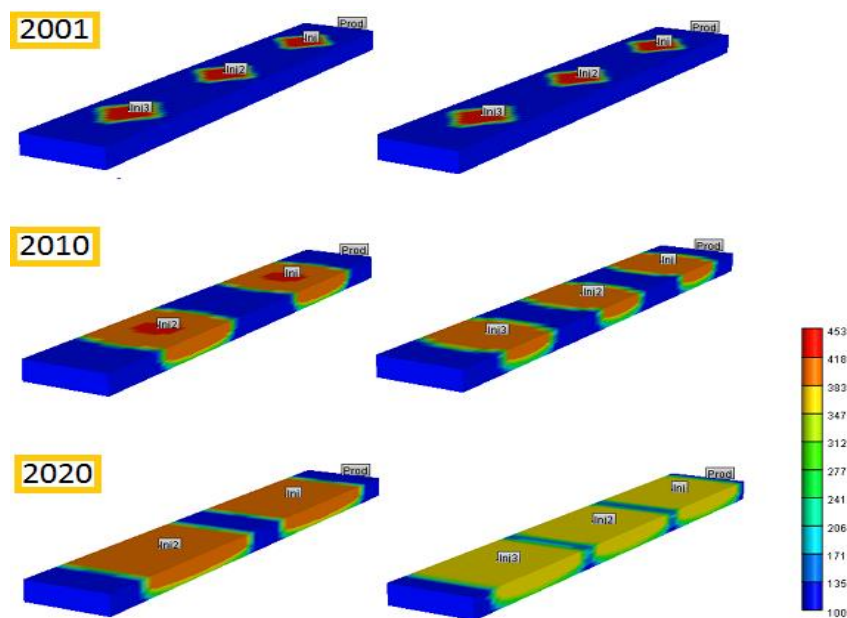


Fonte: Autores, 2017.

Observa-se que para maiores vazões de injeção o método V-SAGD-3 se torna mais eficiente que o método V-SAGD-2, em relação ao fator recuperação, pois a produção acumulada de óleo torna-se mais eficiente à medida que mais vapor é injetado nos poços, visto que para maiores vazões a distribuição de calor é mais uniforme entre os três poços, exercendo uma maior transferência de calor, o que possibilita uma maior drenagem do óleo do reservatório. Nota-se ainda que a diferença entre as curvas dos métodos SAGD e V-SAGD-3 é menor, o que nos leva a perceber um comportamento de que à maiores vazões esses fatores de recuperação se aproximam.

Na simulação da distribuição da temperatura para os três modelos estudados, com poços injetores verticais (V-SAGD-2 e V-SAGD-3) e injetor horizontal (SAGD), observou-se na configuração V-SAGD, como mostrado na Figura 3, à formação de duas e três câmaras de vapor ao longo do reservatório, para o V-SAGD-2 e V-SAGD-3, respectivamente, provenientes da própria injeção de vapor através dos poços injetores verticais.

Figura 3 – Comparação da distribuição da temperatura para entre o modelo padrão do V-SAGD-2 e o modelo V-SAGD-3.



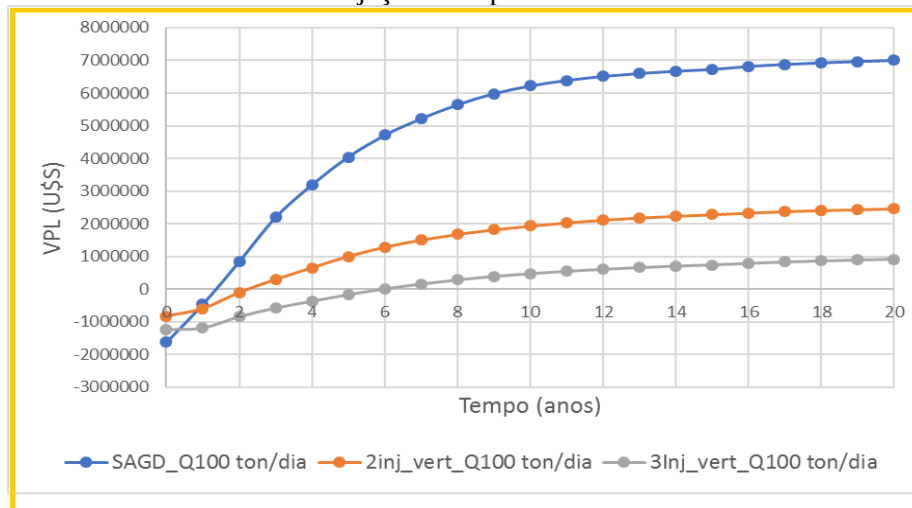
Fonte: Autores, 2017.

As câmaras de vapor alcançam ao longo do intervalo de tempo simulado, nove anos, boa parte do reservatório, permitindo que no contato interfacial com o óleo presente no meio, desenvolva um processo térmico de transferência de calor por condução e convecção, acarretando um aumento da eficiência de deslocamento do óleo pelo efeito da redução da viscosidade, proporcionando assim uma maior produção de óleo.

Na configuração com dois poços verticais (V-SAGD-2) há duas fontes de injeção de vapor através da qual o vapor é injetado até chegar ao reservatório, isso faz com que a câmara de vapor seja “reduzida” a duas câmaras menores, que por percorrerem uma menor área do reservatório devido à disposição inicial dos seus poços injetores, resultará em menores perdas de energia do sistema, permanecendo com altas temperaturas. De forma similar ocorre para a configuração V-SAGD-3, como são três as fontes de injeção de vapor, ocorre à formação de três câmaras de vapor, no entanto, com o tempo a expansão das câmaras de vapor se distribui uniformemente melhor, quando comparada ao V-SAGD-2, permitindo um maior alcance da área do reservatório pelo vapor.

O valor presente bruto (VPL) é utilizado na indústria do petróleo para realizar uma avaliação econômica se a produção de óleo será promissora ou deverá ser abandonada. Nesse intuito, foram observados os comportamentos de parâmetros relacionados ao VPL como o custo do vapor e o preço do petróleo, nas três configurações de poços, SAGD, V-SAGD-2 e V-SAGD-3. Fazendo uma análise do gráfico que relaciona as configurações de poços com seus respectivos VPLs para uma vazão de injeção de 100 ton/dia, conforme apresentada na Figura 5.

Figura 5 – Valor Presente Líquido (VPL) das configurações SAGD, V-SAGD-2 e V-SAGD-3 para a vazão de injeção de vapor de 100 ton/dia.



Fonte: Autores, 2017.

Percebe-se que inicialmente as configurações V-SAGD-2 e V-SAGD-3 apresentam maior VPL do que o SAGD, que ocorre devido aos custos para implantação de poços verticais serem menos custosos do que os direcionais, para um dado preço do barril e custo do vapor, mas ainda assim, todas as configurações apresentam VPL negativo, ou seja, o valor presente dos investimentos é maior do que os fluxos de caixa incrementais do projeto descontados a uma taxa adequada ao risco, assinalando inviabilidade dos projetos, pois não gera valor a firma.

Por volta de um ano e meio esse cenário começa a mudar e os valores de VPL para o SAGD passam a ser positivos e crescentes com passar do tempo, devido ao fator de recuperação do óleo que é atingido por este método, como foi apresentado na Figura 1. Após certo tempo, dois anos para o V-SAGD-2 e seis anos para o V-SAGD-3, essas configurações também começam a apresentar VPLs positivos, o que os tornam viáveis, porém ainda são menos rentáveis do que o SAGD. Os valores encontrados podem variar caso os parâmetros sejam alterados, um aumento na vazão analisada pode gerar aumento do VPL, assim como o aumento do preço do barril. Já a custo elevado do vapor pode causar impacto diminuindo esse valor presente líquido, por fim é preciso combinar os fatores ao se fazer uma análise definitiva do comportamento do poço.

Conclusões

Para uma vazão de injeção de 100 ton/dia o SAGD convencional apresenta um fator de recuperação consideravelmente maior que o V-SAGD, uma vez que o poço injetor horizontal atinge uma maior área; considerando a mesma vazão de 100 ton/dia o V-SAGD-3 apresentou o menor fator de recuperação, pois a área aquecida do reservatório é menor, já que o vapor é dividido entre os poços.

Para uma vazão de 200 ton/dia o V-SAGD-3 se torna mais eficiente que o método V-SAGD-2, uma vez que para maiores vazões a distribuição de calor é mais uniforme entre os três poços, possibilitando uma maior drenagem do óleo do reservatório; considerando ainda uma vazão de 200

ton/dia o SAGD e V-SAGD-3 tem comportamento mais próximos, o que nos leva a perceber que à maiores vazões esses fatores de recuperação aumentam consideravelmente.

O valor presente líquido (VPL) mostra que levando em conta a configuração do poço, inicialmente o SAGD será menos rentável, devido os custos elevados de investimento. Ao passar do tempo o VPL do SAGD e dos V-SAGD crescem com o aumento da produção, porém os altos valores do SAGD o tornam mais interessantes do ponto de vista econômico.

Agradecimentos

Agradecemos a Deus, pela capacidade de adquirir novos conhecimentos. À nossa professora e orientadora, Glydianne Fernandes, pela disposição e colaboração no desenvolvimento do trabalho, e por todo conhecimento despendido. Ao PIBIC, por contribuir para nossa formação científica e à UFAL, por nos proporcionar a vivência de aprendizado através do corpo docente, e da estrutura de ensino.

Referências Bibliográficas

AKINBOYEWA, J. ET AL. Simulation of Expanding Solvent – Steam Assisted Gravity Drainage in a Field Case Study of a Bitumen Oil Reservoir. SPE 129963-MS. Abril, 2010.

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.

CASTIÑEIRA, P. P. Estudo da viabilidade econômica de projetos de recuperação suplementar para campos com alto grau de exploração. Monografia. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2008.

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.

FERRAZ, R.S.B.; BAIDYA, T. K. N.; AIUBE, F.A.L. Análise de projeto na indústria de Petróleo sob condições de incerteza. Artigo Científico. XXVII Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Foz do Iguaçu, PR, Brasil, 2007.

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

SAMANEZ, Carlos P. Matemática Financeira: Aplicações à Análise de Investimentos. São Paulo: Makron Books, 2005.