

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



Realização



## TÍTULO DO TRABALHO:

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIO UTILIZANDO MÉTODO TÉRMICO E ISOTÉRMICO

## AUTORES:

VICTÓRIA ALLES SANTANA DE JESUS<sup>1</sup>, MARIA FERNANDA OLIVEIRA SANTOS<sup>2</sup>, ACTO DE LIMA CUNHA<sup>3</sup>

## INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE

## **Modelagem e Simulação de Reservatório Utilizando Método Térmico e Isotérmico**

### **Abstract**

The main objective of the reservoir engineering study is to predict the future performance of the oil field, that is, to define methods to avoid accidents as well as to define the most economical way of the end oil recovery. Therefore, in this work was made the modeling of four straight line wells, two producers and two injectors using the Icem ANSYS CFX 18.1 software, whose diameters are 10 cm. The mesh is 12 m thick, 250 m long and 250 m wide. In addition, it was made a numerical simulation of the flow of fluids in the porous medium by water injection (isothermal method) and hot water (thermal method) in the 25°API oil reservoir for 4 years. The mathematical model used to represent the flow in the porous medium corresponds to the conservation equations of mass, amount of motion, amount of energy and Darcy's law. The main objective of this work was to perform a comparative analysis of sweeping efficiencies, accumulated oil volumes, required pressures and recovery factors. In addition, for the thermal method was made an analysis of the temperature variation in different time intervals. The isothermal method showed to be more efficient due to the sudden drop in oil saturation in the region invaded by the injected water, causing a higher oil production. In addition, because the oil is considered moderate and the viscosity is relatively low, the thermal method did not show longer suitable for the simulations evaluated. This happens because this method reduces viscosity of oil through temperature distribution in the porous medium and it is suitable for heavy oils. Therefore, since the oil already has low viscosity, the efficiency of the hot water injection method becomes inefficient when compared to water injection under isothermal conditions.

Keywords: Modeling, Simulation, Reservoir.

## 1. Introdução

Algumas circunstâncias a níveis mundiais referente ao declínio de reservas petrolíferas observado nos últimos anos evidenciam a necessidade de melhores estudos sobre o comportamento dos reservatórios e sobre os mecanismos para melhor aproveitamento e recuperação do óleo. Existem três formas de se recuperar o óleo: recuperação primária, secundária e terciária.

Denomina-se recuperação primária quando há produção de óleo de forma espontânea, ou seja, quando pressão no interior do reservatório for suficiente para elevar o fluido. A recuperação secundária refere-se à necessidade de injeção de água ou gás através de um poço injetor e a recuperação terciária trata-se de um meio mais avançado na recuperação, subdividindo-se em três métodos: térmico, miscíveis e químicos [ROSA, 2016].

É de suma importância realizar uma análise das estratégias de produção pois isto reflete diretamente na economia e produtividade de cada projeto. Para aprimorar os estudos referente aos métodos de recuperação a indústria petrolífera utiliza a modelagem e simulação de reservatório não só para ampliar as estratégias de produção, mas também para prevenir os riscos inerente a exploração e exploração [OLIVEIRA, 2015].

A Simulação computacional permite análise detalhada do reservatório pois possibilita a sua divisão em inúmeros blocos e malhas o que facilita a interpretação do estudo geomecânico assim como previne paradas de produção ocasionadas por comportamentos não previstos. Isso faz com que empresas reduzam custos gerados por paradas de produção ou mesmo perdas de equipamentos, plataformas e/ou até mesmo vidas [NASCIMENTO, 2012].

Portanto, o objetivo deste trabalho foi desenvolver a modelagem de um reservatório hipotético contendo quatro poços com distribuição de malha tipo linhas diretas, sendo dois produtores e dois injetores. Assim como, realizar uma análise comparativa entre as eficiências de varrido, os fatores de recuperação, os volumes acumulados de óleo e as pressões requeridas através de dois métodos: térmico e isotérmico. Dessa forma definiu-se o método mais adequado para o reservatório com características pré-definidas.

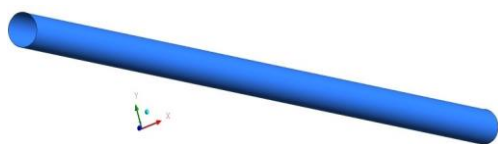
## 2. Metodologia

### 2.1 Domínio Físico

Utilizou-se o ICEM ANSYS CFX 18.1 para modelagem do poço e do reservatório. A malha estruturada foi confeccionada utilizando a estratégia de blocagem predefinida empregando elementos hexaédricos. Após diferentes refinamentos foi obtida uma malha estruturada formada por 203588 elementos hexaédricos. A geometria do poço pode ser vista na figura 1 e a geometria do reservatório pode ser vista na figura 2, onde o arranjo dos poços consiste em: 2 poços produtores e 2 poços injetores.

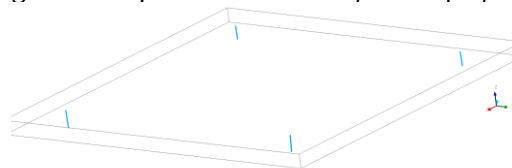
Os poços possuem diâmetros de 10 cm e a malha do reservatório executada, possui 12 m de espessura, 250 m de comprimento e 250 m largura. Além disso, foi realizado uma simulação numérica do escoamento de fluidos no meio poroso via injeção de água (método isotérmico) e de água quente (método térmico) no reservatório de petróleo de 25°API durante 4 anos.

Figura 1: Modelo do poço



Fonte : Próprio Autor

Figura 2: Esquema de distribuição dos poços



Fonte : Próprio Autor

## 2.2 Modelo Matemático

A modelagem matemática utilizada descreve o escoamento no meio poroso e corresponde as equações de conservação da massa, quantidade de movimento, quantidade de energia e lei de Darcy. A generalização dessas equações permite representar os fenômenos físicos envolvidos no processo de simulação e consequentemente simplifica o comportamento do fluxo de fluidos no reservatório [ALVES, 2017].

Para simulação considerou-se as seguintes hipóteses simplificadoras: não houve reações químicas, fluido incompressível, escoamento viscoso e laminar e tempo do processo de injeção de água de 35040 horas em regime transiente. Além disso, foram utilizadas as seguintes propriedades dos fluidos:

O óleo foi caracterizado como substância pura e com o estado termodinâmico líquido, onde possui as seguintes propriedades : densidade de  $930 \text{ Kg kmol}^{-3}$ , massa molar de  $105,47 \text{ Kg kmol}^{-1}$ , capacidade calorífica de  $2092 \text{ J kg}^{-1} \text{ K}^{-1}$ , viscosidade dinâmica de  $105,066 \cdot 10^{-5} \text{ Pa.s}$  e condutividade térmica de  $0,143 \text{ W.m}^{-1}\text{K}^{-1}$ .

A água foi caracterizada como substância pura e com o estado termodinâmico líquido, onde possui as seguintes propriedades : densidade de  $997 \text{ Kg kmol}^{-3}$ , massa molar de  $18,02 \text{ Kg kmol}^{-1}$ , capacidade calorífica de  $4181,7 \text{ J kg}^{-1} \text{ K}^{-1}$ , viscosidade dinâmica de  $8,899\text{E}^{-4} \text{ Pa.s}$ , condutividade térmica de  $0,6069 \text{ W.m}^{-1}\text{K}^{-1}$ , expansividade térmica de  $2,57\text{E}^{-4}$ .

Ademais, foi utilizado como propriedades do meio poroso: permeabilidade de  $1 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$  e volume poroso de 0,2 para ambos metodos.

As condições de contorno para ambos métodos foram definidas conforme apresentado na tabela 1 e as condições iniciais conforme a tabela 2.

Tabela 1 : Condições de Contorno para método térmico e isotérmico

| Condições de Contorno                        | Método Isotérmico                                       | Método Térmico                                          |
|----------------------------------------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|
| Fluxo de Mássico de água nos poços injetores | $0,578 \text{ kg. s}^{-1}$                              | $0,578 \text{ kg. s}^{-1}$                              |
| Paredes do reservatório                      | Paredes lisas e estão na condição de não escorregamento | Paredes lisas e estão na condição de não escorregamento |
| Temperatura de Injeção                       | -                                                       | 438,706 K                                               |
| Pressão relativa dos poços produtores        | 2000 psi                                                | 2000 psi                                                |

Fonte: Próprio Autor

Tabela 2 : Condições iniciais para método térmico e isotérmico

| Condições Iniciais                | Método Isotérmico | Método Térmico |
|-----------------------------------|-------------------|----------------|
| Pressão do Reservatório           | 3441,9 psi        | 3441,9 psi     |
| Temperatura do Reservatório       | -                 | 233,24 F       |
| Saturação de óleo no Reservatório | 1                 | 1              |

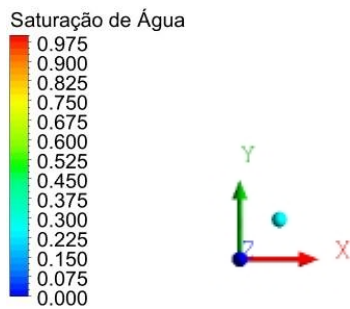
Fonte: Próprio Autor

## 3. Resultados e Discussão

Este tópico tem como objetivo analisar e discutir os resultados da simulação do escoamento de fluidos no meio poroso através do método convencional (isotérmico) e método especial (térmico) de injeção de água.

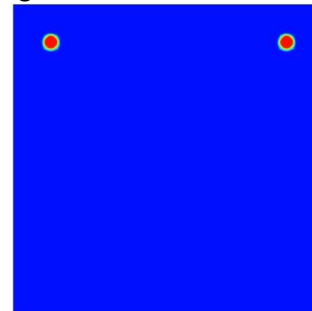
- **Método Convencional: Isotérmico**

**Saturação de Água:** Nas figuras 3,4,5 e 6 são apresentados os campos de saturação de água ( $S_w$ ) em um plano horizontal passando pelos poços produtores e injetores em vários instantes de tempo. Pode-se observar a invasão de água injetada no reservatório, sendo que a saturação de água aumenta nas regiões dos poços injetores e se expande ao longo do tempo de injeção. Além disso, verifica-se que na região invadida pela água existe um gradiente de saturação de água mais acentuado do que nas regiões mais distantes do poço injetor conforme relatado no modelo de Buckley- Leverett. Nota-se também que a redução da saturação de óleo na região invadida é gradativa, sendo reduzida à medida que um volume de água injetada cada vez maior varre ou passe em toda região já invadida.



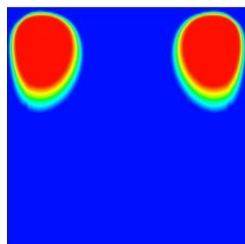
Fonte : Próprio Autor

Figura 3:  $S_w$  em 120 horas



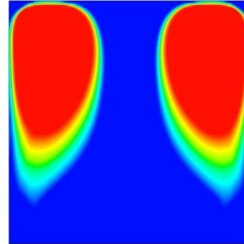
Fonte : Próprio Autor

Figura 4:  $S_w$  em 4800 horas



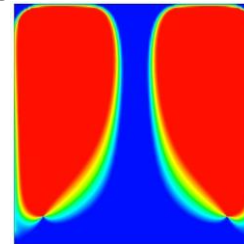
Fonte : Próprio Autor

Figura 5:  $S_w$  em 12000 horas



Fonte : Próprio Autor

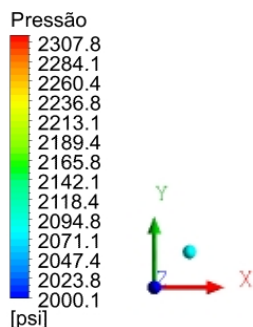
Figura 6:  $S_w$  em 24000 horas



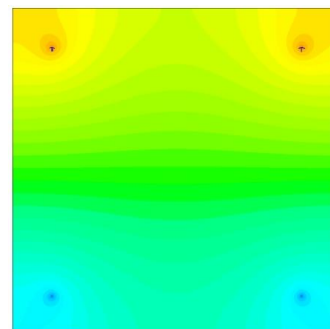
Fonte : Próprio Autor

**Evolução temporal de pressão:** Nas figuras 7,8,9 e 10 são apresentados os campos de pressão ( $P$ ) em um plano horizontal passando pelos poços produtores e injetores. Pode-se observar que os maiores valores de pressão se encontram nos poços injetores e os menores valores de pressão nos poços produtores, com intermediárias distribuídas pelo reservatório, conforme esperado. Ainda nessas figuras é possível observar que o comportamento das linhas de fluxo revela o caminho percorrido pela água injetada, sendo que, nas linhas de fluxo de menor comprimento são observados os maiores gradientes médios de pressão, ou seja, a água injetada percorre o reservatório com maior velocidades nessas regiões. Isso explica o comportamento da distribuição da saturação de água na região invadida no instante de tempo de 120 horas (figura 3), onde possui um comportamento radial e com o passar do tempo apresenta um formato de gota, ou seja, com uma região invadida pela água mais avançada entre os poços injetores e produtores

Figura 7: ( $P$ ) em 120 horas

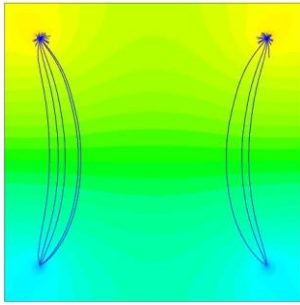


Fonte : Próprio Autor



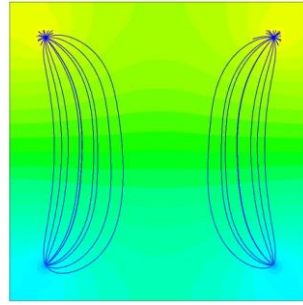
Fonte : Próprio Autor

Figura 8: (P) em 4800 horas



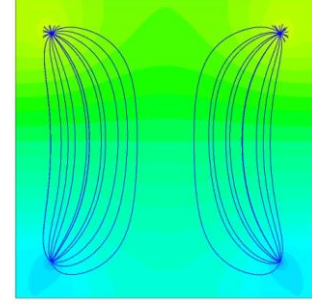
Fonte : Próprio Autor

Figura 9: (P) em 12000 horas



Fonte : Próprio Autor

Figura 10: (P) em 24000 horas

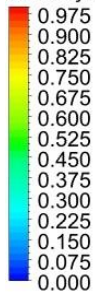


Fonte : Próprio Autor

- **Método Especial: Térmico**

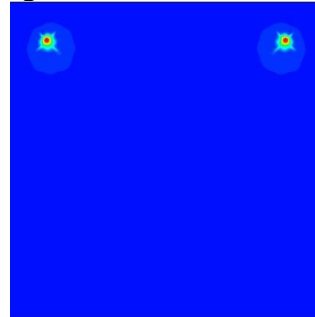
**Saturação de água:** Nas figuras 11,12,13,14 estão ilustrados os campos de saturação de água aquecida. Pode-se perceber que esta percorre uma distância maior entre os poços produtores e injetores quando comparado ao método isotérmico o que pode resultar em um início de produção de água antecipada.

Saturação de Água



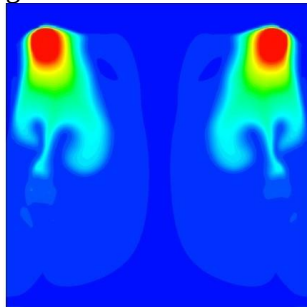
Fonte : Próprio Autor

Figura 11: Sw em 120 horas



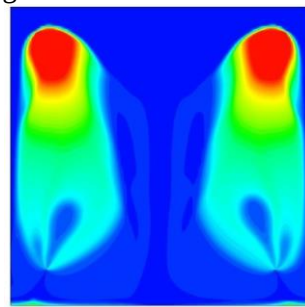
Fonte : Próprio Autor

Figura 12: Sw em 4800 horas



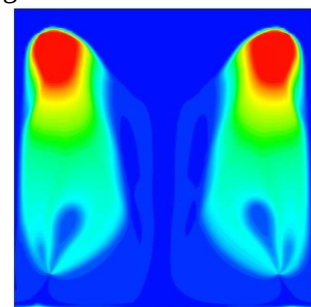
Fonte : Próprio Autor

Figura 13: Sw em 12000 horas



Fonte : Próprio Autor

Figura 14: Sw em 24000 horas

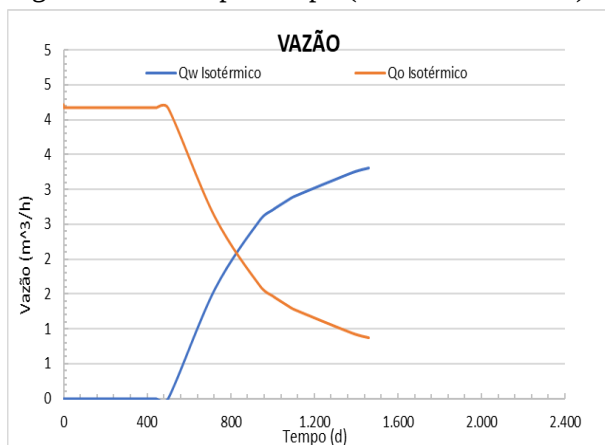


Fonte : Próprio Autor

- **Análise Comparativa entre o método convencional e método térmico**

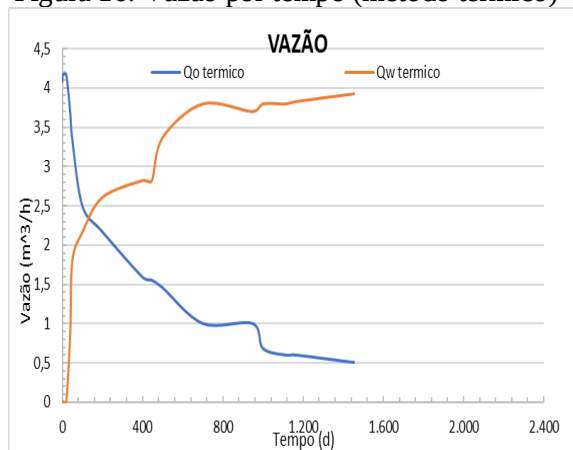
Nas figuras 15 e 16 são apresentadas as vazões de produção de água ( $Q_w$ ) e do óleo ( $Q_o$ ) para os dois métodos estudados. Observa-se que no método térmico a produção de água ocorreu nos primeiros dias, enquanto no método isotérmico o início de produção de água ocorreu após 400 dias. Isso ocorreu devido ao óleo ser de 25 °API, ou seja, um óleo intermediário e com baixa viscosidade. Portanto, a eficiência do método térmico tende a reduzir, já que o óleo pelas suas características possui baixa viscosidade e pode fluir sem a necessidade de reduzir ainda mais a viscosidade para facilitar o escoamento.

Figura 15: Vazão por tempo (método isotérmico)



Fonte: Próprio autor

Figura 16: Vazão por tempo (método térmico)

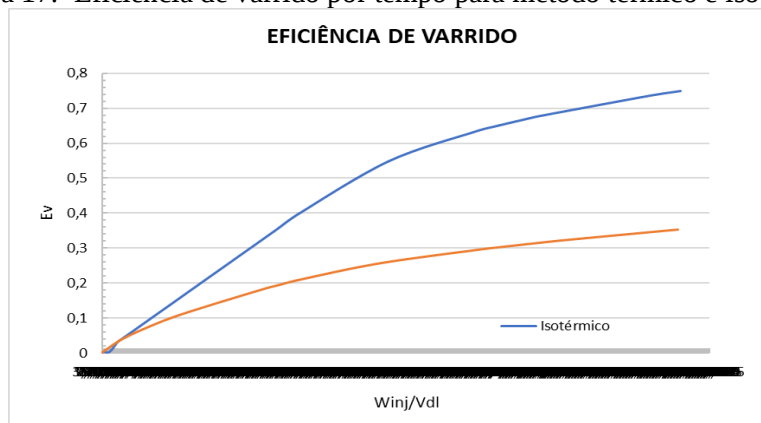


Fonte: Próprio autor

A figura 17 relaciona a eficiência de varrido do método térmico e isotérmico com o volume de água injetado adimensional ( $W_{inj}/V_{dl}$ ). O comportamento linear nos gráficos mostram que no método térmico o volume de água injetado adimensional foi muito próximo a 0,1 e o método isotérmico foi muito próximo a 0,5. Isso ocorreu devido ao volume de água injetado no reservatório ser igual ao volume de óleo que chega no poço produtor. No momento em que as curvas mudam do comportamento linear indica o momento do “breakthrough”, ou seja, a água injetada atingiu o poço produtor e começou a ser produzida, nesse instante se inicia o declínio das vazões de produção de óleo, conforme observado nas figuras 15 e 16.

Vale salientar que devido a eficiência de varrido no método isotérmico ser maior que a do método térmico, indica que para o isotérmico há uma maior área do reservatório invadida pela água injetada em um mesmo volume de água injetada adimensional. Provavelmente isso ocorreu devido a baixa eficiência do método térmico quando aplicado a óleos com baixa viscosidade e leves ou intermediários. Além disso, essa característica do óleo provoca um aumento da razão de mobilidade devido a redução da viscosidade da água com elevada temperatura de injeção em uma proporção maior do que a redução da viscosidade do óleo que já é baixa.

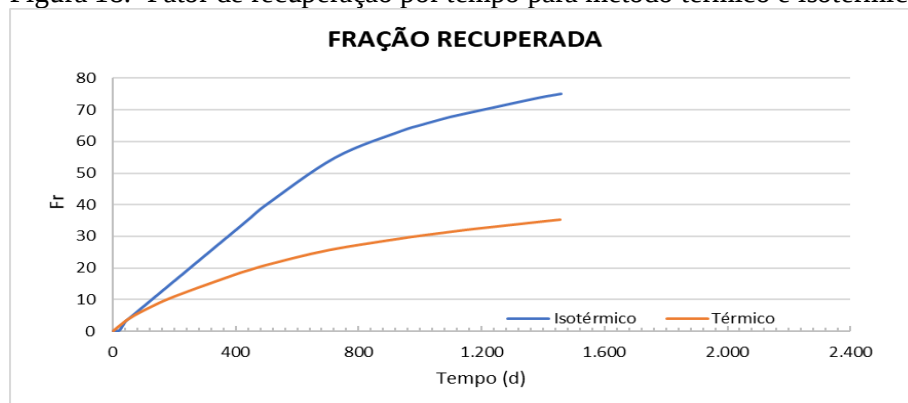
Figura 17: Eficiência de varrido por tempo para método térmico e isotérmico



Fonte: Próprio autor

A figura 18 mostra o fator de recuperação ( $Fr$ ) do óleo de ambos os métodos em relação ao tempo de produção. Pode-se notar que a recuperação é semelhante no início da injeção em ambos os modelos, devido a pressão de injeção serem muito próximas no início. Entretanto, como consequência de uma maior eficiência de varrido, o método isotérmico apresentou um fator de recuperação superior ao método térmico de injeção de água, quase o dobro, consubstanciando que método térmico deve ser utilizado para óleos viscosos e de baixo  $^{\circ}API$ .

Figura 18: Fator de recuperação por tempo para método térmico e isotérmico



Fonte: Próprio autor

#### 4. CONCLUSÃO

Obteve-se que o método isotérmico se mostrou mais eficiente, devido à queda brusca na saturação de óleo na região invadida pela água injetada, causando uma maior produção de óleo. Além disso, pelo fato de o óleo ser considerado leve e a viscosidade ser relativamente baixa, o método térmico não se mostrou mais adequado para as simulações avaliadas. Isso porque este método reduz a viscosidade do óleo através da distribuição da temperatura no meio poroso sendo mais indicado para óleos pesados. Logo, como o óleo já possui baixa viscosidade, a eficiência do método de injeção de água quente se torna ineficiente quando comparado a injeção de água em condições isotérmicas.

#### 5. Referências Bibliográficas

- ALVES, H. G. Influência da vazão de injeção contínua de água no processo de recuperação de óleos: modelagem e simulação. Artigo Científico, II Congresso Nacional de Pesquisa e Ensino em Ciências, UFCG, Campina Grande/ PB, Brasil, 2017.
- ROSA, K.R.S.A. Recuperação Avançada de Petróleo: Potencialidades da injeção WAG (Water Alternating Gas). Artigo Científico, Revista Virtual de Química, 2016.
- NASCIMENTO, R. A. Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional do Óleo Assistido com Injeção de Vapor e Solvente, Dissertação de mestrado, UFRN, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Petróleo, Natal/RN, Brasil, 2012.
- OLIVEIRA, L. M. T. M. Modelagem e Simulação da Recuperação Secundária em Reservatório de Petróleo utilizando configuração *five-spots*. Dissertação de mestrado, UFAL, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Maceió/ AL, Brasil 2015