

# ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO LEVE COM CONFIGURAÇÕES EM LINHAS DIRETAS E LINHAS ESCONSAS

Geovanna Cruz Fernandes<sup>1</sup>; Bianca Gabriel de Souza<sup>2</sup>; Douglas Bitencourt Vidal<sup>3</sup>; Karolline Dewanele Santana Rocha<sup>4</sup>; Hariel Udi Santana Mendes<sup>5</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo – geovannafernandes1@hotmail.com

<sup>2</sup> Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo – bianca.sba@hotmail.com

<sup>3</sup>Universidade Federal do Espírito Santo, Pós-Graduação em Energia – bitencourt\_douglas@hotmail.com

<sup>4</sup>Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo – karol\_dewanele@hotmail.com

<sup>5</sup>Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo – harieludi@hotmail.com

## Resumo

Os métodos de recuperação avançada de óleo são utilizados com o objetivo de otimizar o rendimento das reservas petrolíferas, alcançando as maiores taxas de recuperação possíveis. Devido ao baixo custo e maior abundância, o principal método utilizado é a injeção de água, entretanto, este método possui limitação na eficiência de varrido e boa parte do óleo permanece no reservatório. Neste cenário, as malhas de injeção, isto é, a distribuição dos poços injetores e produtores são de fundamental importância quando se deseja aumentar a área do reservatório que é varrida pela água injetada. Este trabalho tem o intuito de analisar o desempenho da injeção de água em um reservatório de óleo leve, comparando duas configurações de injeção, a de linhas diretas e a de linhas esconsas. Para a realização dessas análises, utilizou-se o simulador *ANSYS CFX 18.1*, utilizando o método de recuperação térmico para cada esquema de injeção. Os parâmetros analisados foram saturação de óleo, variação da pressão ao longo do tempo e vazão de injeção, a fim de encontrar dados para eficiência de varrido e fator de recuperação. Dos resultados obtidos, pôde-se concluir que a injeção de água se deu conforme o esperado, além de mostrar que a melhor configuração de injeção foi a de linhas esconsas, já que obteve os melhores valores para eficiência de varrido e fator de recuperação.

**Palavras-chave:** Injeção de água, métodos de recuperação, modelo de injeção, fator de recuperação.

## 1. INTRODUÇÃO

Os reservatórios petrolíferos têm uma energia natural que desloca os fluidos em seu interior através do gradiente de pressão existente no interior do reservatório. Esse deslocamento de fluidos para o poço acontece de forma natural e a produção é conhecida como método de recuperação primária [1].

Porém, com o aumento da produção, a energia do reservatório cai, diminuindo a pressão responsável pelo deslocamento dos fluidos e consequentemente, reduzindo a produção e causando prejuízo econômico. Esses campos são conhecidos como maduros. A fim de manter a produção dos campos, promover um aumento da eficiência de recuperação e consequentemente melhora econômica do processo de exploração do recurso, os engenheiros estudam os métodos de recuperação secundário e terciário. Esses métodos podem ser implementados nos reservatórios antes de a energia primária decair significativamente, afim

de aceleração da produção e prolongar a vida útil do reservatório, adiando o declínio natural do campo [2].

O método de recuperação secundário se baseia na injeção de água ou gás no reservatório. Já o método de recuperação terciário tem como objetivo, além da manutenção da pressão, alterar as propriedades dos fluidos e a interação entre eles e a rocha. Este método pode ser térmico, miscível, químico ou microbiológico e se baseia pela injeção de um fluido “estranho” ao reservatório, a exemplo da injeção de espuma, polímeros, água quente, surfactantes, micro-organismos, gás nitrogênio, gás carbônico e vapor; sendo esses dois últimos os mais utilizados. O método de recuperação terciário é o que apresenta o maior fator de recuperação de petróleo dentre todos os métodos citados [1].

Uma outra maneira de se buscar a eficiência na produção de óleo é definir a distribuição dos poços ao longo do reservatório, que no caso deste estudo é a injeção em malhas [3].

O objeto de estudo deste trabalho é o método térmico, com análise do desempenho de injeção de água em um reservatório de óleo leve ( $^{\circ}$ API 30), comparando e determinando o melhor esquema de injeção. Assim, é necessária a criação de uma malha, isto é, definir a quantidade de poços injetores e produtores e suas localizações no reservatório. A configuração de injeção em linhas diretas, em que há dois poços injetores e dois produtores, consiste em linhas de poços injetores e produtores que são dispostas de forma alternada com distância constante entre essas linhas e entre os poços [4]. Já em linhas esconsas – dois poços produtores e um injetor –, em que as linhas são defasadas de meia distância de poços do mesmo tipo [4]. Ambas as configurações foram utilizadas e posteriormente suas eficiências de recuperação foram analisadas para fins de comparação.

## 2. METODOLOGIA

Para executar a criação da malha e a injeção de fluidos é preciso simular como o reservatório e os fluidos irão reagir, qual será o fator de recuperação desse reservatório, o volume acumulado de óleo, as distribuições volumétricas e a temperatura das fases no reservatório. Para este fim, utilizou-se o pacote comercial *ANSYS CFX 18.1*. Nesta ferramenta são inseridas as características do reservatório, como comprimento e profundidade; o tipo de malha, ou seja, a quantidade de poços e a distância entre eles e a parede do reservatório e, ainda, o fluido a ser injetado.

O modelo utilizado foi de um reservatório homogêneo, cujas dimensões são 300 metros de comprimento, 300 metros de largura e 5 metros de altura. O raio dos poços é de 0,1 metros. Como parte do objetivo deste estudo, foram utilizados dois modelos de injeção, o de linhas

diretas e linhas esconsas. A malha representativa de ambos os modelos está representada na Figura 1.

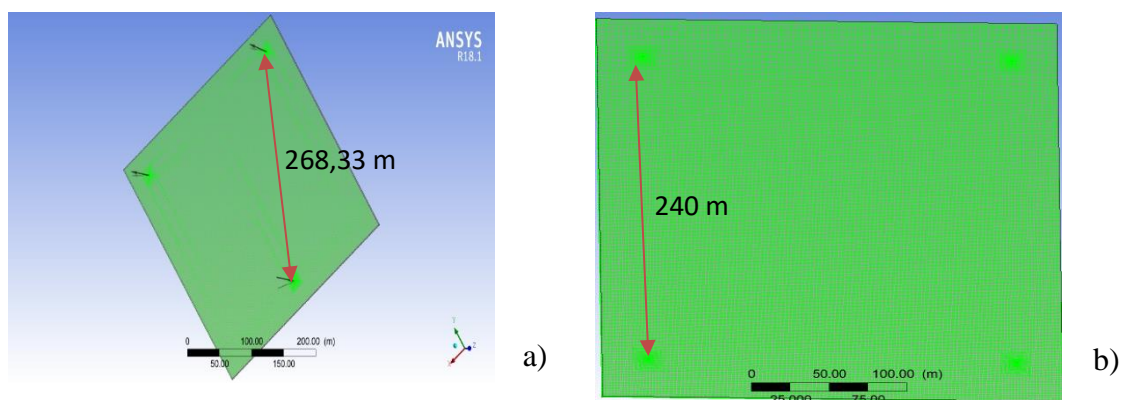


Figura 1 – Malha representativa: a) em linhas esconsas e b) linhas diretas. Próprio autor.

Para a modelagem matemática e a representação do movimento dos fluidos, utiliza-se as equações usuais de conservação de massa, energia e momento, aplicando as propriedades dos fluidos e suas condições iniciais [5]. A viscosidade é uma propriedade que está diretamente relacionada com a temperatura e, conhecer as propriedades da água injetada e do óleo são de suma importância. Para isso, na simulação térmica adotou-se temperatura de 423 K para a água injetada e 385 K para o óleo, de grau API 30, considerado óleo leve e de baixa viscosidade.

As Equações 1 e 2 foram utilizadas para que se pudesse determinar as viscosidades da água e do óleo, assim como a temperatura em graus Fahrenheit (Equação 3).

$$\mu_{\text{água}} = \frac{2,185}{(40,12 + 0,0051547T_f)T_f - 1000} \quad (1)$$

$$\mu_{\text{óleo}} = 10^{-3} \exp\{\exp[11,7613 - 2,099 \ln(T_f)] - 1,05\} \quad (2)$$

$$T_f = 1,8T_K - 459,67 \quad (3)$$

Tem-se que  $T_f$  é em graus Fahrenheit e  $T_K$  é na escala Kelvin. Ambas as equações são aplicadas num intervalo de temperatura de 295 a 500 K [5].

As condições de contorno foram utilizadas para concluir o modelo matemático proposto e inseridas no CFX-PRE 18.1. A Tabela 1 descreve tais condições.

Na simulação térmica, adotou-se condições de superfícies impermeáveis nas faces e nas paredes dos poços injetor e produtores, assim, as componentes de velocidades nas três direções são nulas. O escoamento é laminar e bifásico, em que se aplica uma variação do modelo água-óleo, no qual a fração de gás é muito menor que a de óleo, podendo ser desprezada.

Tabela 1 – Condições de contorno sobre as fronteiras do reservatório.

<b>Propriedades físicas</b>		
Pressão estática (psi)	2000	Poço produtor
Vazão mássica de água (kg/s)	0,577	Entrada do poço injetor
Fração volumétrica	1	Água – Entrada do poço injetor
Fração volumétrica	0	Óleo – Entrada do poço injetor
Pressão do reservatório (psi)	3441,9	
Temperatura (°F)	233,24	Óleo no reservatório
Fração volumétrica inicial	0	Água
Fração volumétrica inicial	1	Óleo leve

As Tabelas 2 e 3 mostram as propriedades dos fluidos e do meio poroso.

Tabela 2 – Propriedades do óleo e da água.

<b>Propriedades físicas</b>	<b>Fase contínua (petróleo)</b>	<b>Fase contínua (água)</b>
Massa molar (kg/kmol)	105,47	18,02
Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	876,16	997,0
Viscosidade dinâmica (cp)	2	0,0008899
Condutividade térmica (W/m.K)	0,143	0,6069
Calor específico (J/kg.K)	2092	4181,7
Pressão	constante	1

Tabela 3 – Propriedades do meio poroso.

<b>Propriedades físicas</b>	<b>Rocha</b>
Permeabilidade (m <sup>2</sup> )	1.10 <sup>-13</sup>
Porosidade	0,20
Coefficiente de perda de resistência ( $K_{loss}$ )	0

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A malha foi gerada a partir do ICFM CFD 18.1 e a simulação foi feita no CFX Solver 18.1 admitindo-se condições térmicas de injeção de água. Os poços possuem raio de 0,1 metro e o intervalo canhoneado equivale a 5 metros.

Para que se pudesse analisar a recuperação de óleos leves, utilizou-se o método de recuperação com injeção contínua de água na temperatura de 422 K. Teoricamente, o principal objetivo da injeção de água quente é reduzir a viscosidade do óleo, facilitando a sua expulsão do reservatório e conseqüentemente, obter uma melhora na eficiência de varrido e de deslocamento [1].

As Figuras 2 e 3 são uma representação da região de altura intermediária do reservatório (2,5 metros), em que se pode observar as saturações de óleo para intervalos de tempo distintos, já que, devido a efeitos gravitacionais, o caminho percorrido pela água tende à base do reservatório, portanto, para se obter valores médios de saturação, o ideal é que se observe o

comportamento no meio do reservatório [6].

É possível observar que, à medida que se injeta água na formação, a imiscibilidade total dos fluidos e o aumento de volume que ocorre dentro do reservatório levaram a água a expulsar o óleo e ocupar o espaço antes ocupado por ele. Assim, pode-se comprovar que o avanço do fluido injetado pelo reservatório está condizente fisicamente com o aumento de água no domínio [1]. Analisando as Figuras 2 e 3, conclui-se que a partir de 9600 horas há um aumento significativo da área horizontal ocupada pela água, assim como um preenchimento maior dos poros e conseqüentemente, aumento da saturação.

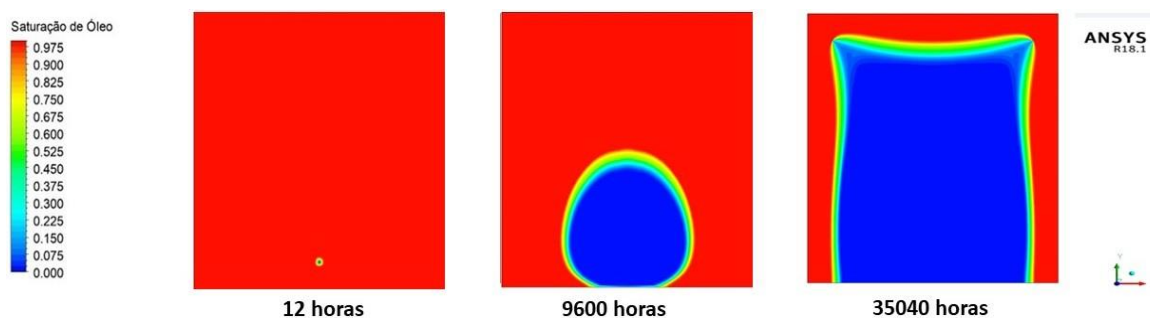


Figura 2 – Saturação de óleo para diferentes tempos na configuração em linhas esconsas. Próprio autor.

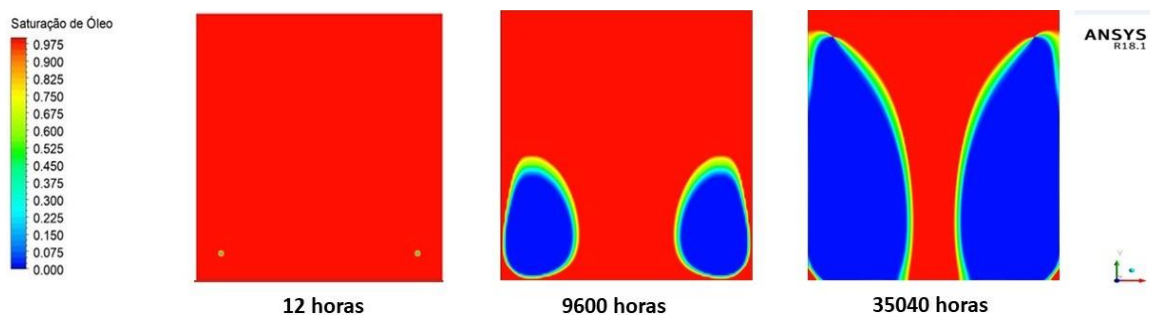


Figura 3 – Saturação de óleo para diferentes tempos na configuração em linhas diretas. Próprio autor.

A água injetada desloca-se de baixo para cima, em direção aos poços produtores. Essa tendência de deslocamento pode estar associada à densidade dos fluidos, ação da gravidade, porosidade e permeabilidade da rocha [6]. Nota-se também que o avanço da água injetada assume perfil simétrico e vai crescendo à medida que o tempo passa. Esse movimento pode ser justificado devido à diferença de pressão – considerada constante –, em que a pressão no poço injetor é maior que nos poços produtores. No tempo  $t = 15000$  horas, o fluxo de água já atinge os poços produtores para ambos modelos, indicando que a saída não é 100% de óleo, havendo uma combinação óleo-água e nas áreas periféricas, existe uma mistura. A saturação de óleo diminui ao final da produção, indicando que o óleo foi produzido e que a água varreu boa parte do reservatório.

No final da simulação, em que  $t = 35040$  horas, nota-se que a maior parte da área do reservatório está cheia de água com saturação de óleo elevada, o que infere que o óleo foi

deslocado da formação devido à imiscibilidade entre estes fluidos. Essa imiscibilidade também é responsável por manter a pressão do reservatório. Observa-se também que há um fluxo contínuo e a água passa a ser a nova ocupante da região porosa. Neste ponto, ocorre o chamado *breakthrough* ou erupção, que é quando a frente de avanço atinge o poço produtor, aumentando a razão água/óleo (RAO). Após o *breakthrough*, a RAO continua a crescer até atingir níveis que inviabilizam economicamente a continuação da produção. Neste ponto, o poço produtor deve ser fechado ou eventualmente transformado em um poço de injeção [1].

A distribuição de pressão ao longo do tempo também foi um parâmetro observado, uma vez que a o aumento da pressão em poços injetores podem resultar em danos no reservatório, como fraturas [7]. A Figura 4 ilustra essa distribuição de pressão.

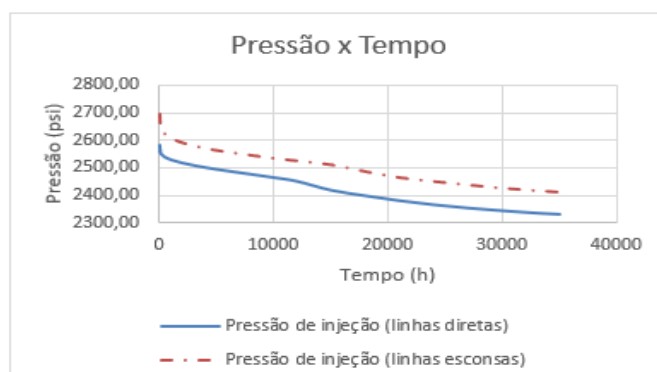


Figura 4 – Distribuição da pressão ao longo do tempo. Próprio autor.

No caso da pressão de injeção (Figura 4), a vazão de injeção foi mantida constante e a pressão foi caindo ao longo do tempo para ambos os casos. O fluido injetado possui viscosidade menor que o fluido presente no reservatório, logo, foi requerido ao longo do tempo valores menores de pressão, o que justifica o comportamento do gráfico.

A eficiência de varrido (%EV) é a relação entre o volume poroso invadido pela água e o volume poroso total, logo, quanto maior a %EV, maior é a área varrida do reservatório pela água e maior a produção de óleo [6]. A Figura 5 mostra o comportamento da eficiência de varrido *versus* volume injetado adimensional para ambos os casos. Até o instante do *breakthrough*, para um volume injetado adimensional até 0,1 a curva comporta-se de forma linear. Isso pode ocorrer porque o volume de água injetado no reservatório possui valor bem próximo ao volume de água no reservatório. Pela Figura 5, na configuração em linhas esconsas, a maior eficiência de varrido é alcançada para um menor volume injetado, em comparação com a configuração em linhas diretas, como por exemplo, para um mesmo volume injetado de 70000, a %EV para linhas esconsas é 61% contra 58% para a configuração em linhas diretas.

Um melhor desempenho é encontrado em relação à fração de óleo recuperada (%FR) para o caso da configuração em linhas esconsas, podendo chegar até 5% a mais para o tempo final de 35040 horas de simulação, do que na configuração em linhas diretas, como mostra a Figura 6.

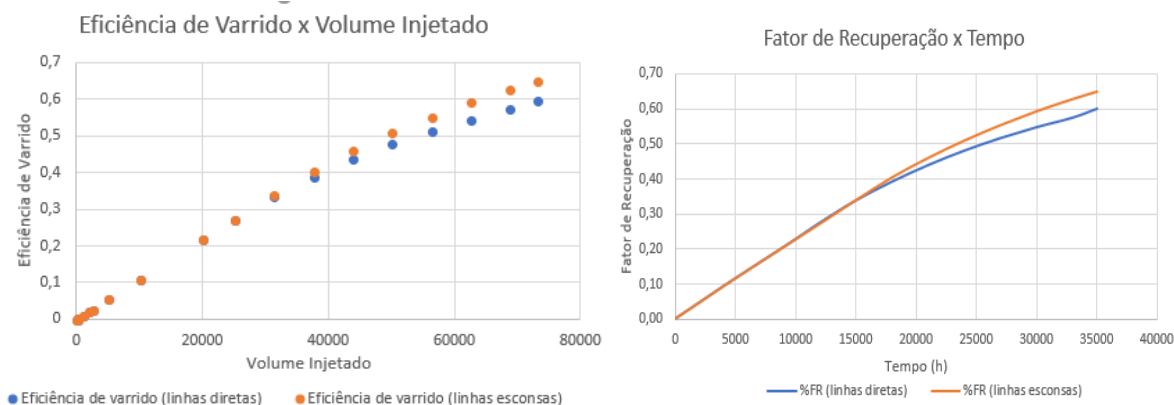


Figura 5 – Eficiência de Varrido. Próprio autor.

Figura 6 – Fração Recuperada. Próprio autor.

O comportamento das vazões de óleo e de água produzidos em função do tempo de injeção foram analisados em cada caso, como mostra a Figura 7. A vazão de água é constante e igual a zero até o instante de *breakthrough* (BT), em que a água começa a ser produzida e conseqüentemente a produção de óleo vai diminuindo. Para a configuração em linhas diretas, o BT acontece mais rapidamente, aproximadamente em um tempo de 12000 horas enquanto que em linhas esconsas, ele acontece por volta de 15000 horas. Observa-se também que o volume de água produzido é maior e tem sua produção mais precoce no caso em que o BT acontece mais rápido. Isso pode ser explicado em conseqüência de uma maior razão de mobilidade [6].

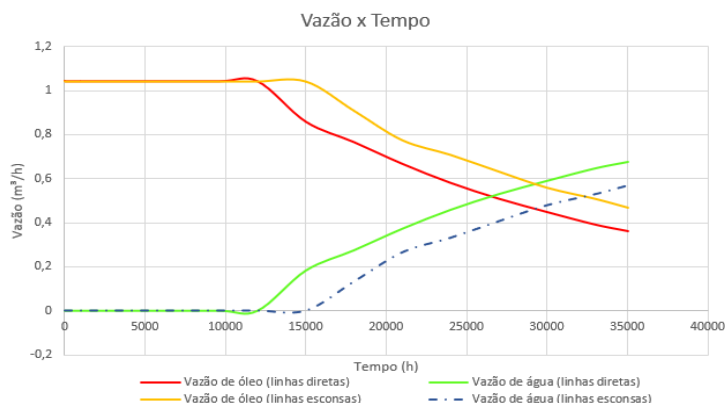


Figura 7 – Comportamento das vazões de água e de óleo em relação ao tempo de injeção. Próprio autor.

#### 4. CONCLUSÕES

Analisando as configurações utilizadas, observa-se que distribuir melhor os poços

injetores em uma malha resultam numa maior eficiência de varrido (aproximadamente 3%) e consequente aumento no fator de recuperação, de 5%, e isso é alcançado quando utiliza-se a injeção em linhas esconsas. Nessa configuração, o óleo leva mais tempo para atingir o BT (3000 horas a mais), o que é positivo para o fator de recuperação do óleo e a eficiência de varrido. Em relação à variação da pressão no decorrer do tempo, nota-se que a pressão média no reservatório decai à medida em que se produz óleo e essa queda é mais acentuada quando se utilizam dois poços injetores.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se fazer a simulação térmica para um óleo de baixo grau API a fim de observar melhor como o método se comporta nesta situação. Também é recomendado utilizar outros fluidos para a recuperação, como água de produção e injeção de vapor.

## 5. REFERÊNCIAS

- [1] NAVEIRA, L. P. **Simulação de Reservatórios de Petróleo Utilizando o Método de Elementos Finitos para a Recuperação de Campos Maduros e Marginais**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COOPE, Rio de Janeiro, 2007.
- [2] AMORIM N.P.; ASSIM D.C.A; SILVA N.S., **Estudo de Predição de Projetos de recuperação de petróleo por injeção contínua de águas e gás: Campo de East Unity, Bacia de Muglad**, HOLOS, Maceió, Alagoas, 2017.
- [3] VALENTIM, P.C.: **Análise econômica de um projeto de injeção de água aplicado a um reservatório com características do nordeste brasileiro**. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015.
- [4] MEDEIROS, K. R. C.: **Análise da Influência do Layout de Malha na Produção de um Reservatório de Óleo Leve Submetido à Injeção de Água**. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015.
- [5] CUNHA, A.L.: **Recuperação avançada não-isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica**. Dissertação de Mestrado, Campina Grande, Paraíba, 2010.
- [6] ROSA, A. J. R. S. CARVALHO e J. A. D. XAVIER: **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- [7] MATTE, A. C.: **Métodos Especiais de Recuperação Avançada de Petróleo Utilizando Injeção de Dióxido de Carbono Gasoso e Seus Processos Derivados**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.