



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO  
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO  
CENTRO DE ENGENHARIAS  
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TALLES ANDRÉ MORAIS ALBUQUERQUE

**ANALISE ECONÔMICA DA INJEÇÃO DE ÁGUA EM CAMPOS MADUROS NA  
REGIÃO DA BACIA POTIGUAR UTILIZANDO UM MODELO BIDIMENSIONAL**

MOSSORÓ

2018

TALLES ANDRÉ MORAIS ALBUQUERQUE

**ANALISE ECONÔMICA DA INJEÇÃO DE ÁGUA EM CAMPOS MADUROS NA  
REGIÃO DA BACIA POTIGUAR UTILIZANDO UM MODELO BIDIMENSIONAL**

Monografia apresentada a Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Antônio Robson Gurgel

MOSSORÓ

2018

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

A345     Albuquerque, Talles André Moraes.  
a         ANÁLISE ECONÔMICA DA INJEÇÃO DE ÁGUA EM CAMPOS  
           MADUROS NA REGIÃO DA BACIA POTIGUAR UTILIZANDO UM  
           MODELO BIDIMENSIONAL / Talles André Moraes  
           Albuquerque. - 2018.  
           45 f. : il.

           Orientador: Antônio Robson Gurgel.  
           Monografia (graduação) - Universidade Federal  
Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia de  
Petróleo, 2018.

           1. Fator de Recuperação. 2. Simulação Numérica.  
3. Recuperação Secundária. I. Gurgel, Antônio  
Robson, orient. II. Título.

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

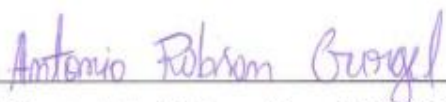
TALLES ANDRÉ MORAIS ALBUQUERQUE

**ANALISE ECONÔMICA DA INJEÇÃO DE ÁGUA EM CAMPOS MADUROS NA  
REGIÃO DA BACIA POTIGUAR UTILIZANDO UM MODELO BIDIMENSIONAL**

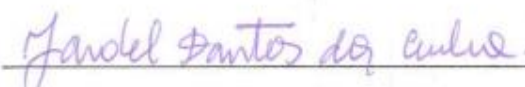
Monografia apresentada a Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Defendida em: 03/ 09 / 2018.

**BANCA EXAMINADORA**

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Antônio Robson Gurgel (UFERSA)  
Presidente

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dra. Keila Regina Santana Fagundes (UFERSA)  
Membro Examinador

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Jardel Dantas da Cunha (UFERSA)  
Membro Examinador

“Pois um mago nunca se atrasa Frodo Bolseiro, nem se adianta, ele chega exatamente quando pretende chegar.” –

*Gandalf, o cinzento.*

## RESUMO

O estado do Rio Grande do Norte tem se destacado nacionalmente por várias décadas como um dos grandes produtores de petróleo. Em regiões produtoras de petróleo, a viabilidade técnica e econômica de um reservatório pode ser definida a partir do método de recuperação. Estes métodos podem ser classificados em recuperação natural, na qual a própria energia presente na rocha reservatório é suficiente para produção de fluidos, convencionais por meio da injeção de água ou gás e especiais que compreendem os métodos térmicos, químicos e miscíveis para recuperação dos hidrocarbonetos. Durante a etapa de análise de recuperação de um campo, uma das ferramentas mais importantes para realização desta análise é a simulação numérica. Desta forma, este trabalho compreende um estudo de simulação numérica de recuperação de petróleo através da injeção de água em campos *onshore* da região da Bacia Potiguar. Foram analisados quatro reservatórios com parâmetros de permeabilidade, porosidade, saturação de fluidos, viscosidades e vazões de injeção distintos. Os estudos realizados compreenderam análises de refinamento de malha, variação das vazões e da viscosidade da água de injeção, um estudo de sensibilidade do Fator de Recuperação em função dos parâmetros de reservatório e, por último, um estudo de viabilidade financeira através da análise do VPL e TIR. A partir das simulações realizadas, os resultados mostraram melhorias no Fator de Recuperação com o aumento da vazão de injeção e da viscosidade da água injetada para todos os casos analisados. Os resultados da análise de sensibilidade indicaram que os parâmetros mais relevantes na melhoria do Fator de Recuperação foram a porosidade da formação e a saturação inicial de óleo. Foi analisado como os projetos de injeção se comportariam financeiramente através do estudo do VPL e TIR, e constatou-se que para as condições analisadas os projetos de injeção não apresentariam viabilidade financeira.

**Palavras-chave:** Fator de Recuperação, Simulação Numérica, Recuperação Secundária.

## ABSTRACT

The Rio Grande do Norte state has been nationally prominent for several decades as one of the major petroleum producers. In oil producing regions, the technical and economic viability of a reservoir can be defined from the recovery method. These methods can be classified into natural recovery, in which the proper and energy present in the reservoir stone is sufficient for the production of fluids, conventional through the injection of water or gas and special which comprise the thermal, chemical and recoverable hydrocarbons. During the field recovery analysis step, one of the most important tools to perform the analysis is the numerical simulation. In this way, this work compromises a numeric simulation study of petroleum recovery through the injection of water in onshore fields of the Bacia Potiguar region. Four reservoirs with permeability, porosity, fluid saturation, viscosity and injection flow parameters were analyzed. These studies included the design and grid refining, variation of viscosity and flow of the injected water, a sensitivity analysis of the Recovery Factor in function of reservoir parameters and, finally, a financial feasibility study through the analysis of the VPL and TIR. From the simulations carried out, the results showed improvements in the Recovery Factor with the increase of the injection rate and the viscosity of the injected water for all cases analyzed. The results of the sensitivity analysis indicated that the most relevant parameters in the improvement of the Recovery Factor were porosity of the formation and initial petroleum saturation. It was analyzed how the injection projects would behave financially through the study of the VPL e TIR, and it was verified that for the analyzed conditions the injection projects would not present financial viability.

**Keywords:** Recovery Factor, Numerical Simulation, Secondary Recovery.

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                            |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 - Esquema de um sistema petrolífero .....                                         | 15 |
| Figura 2 - Distribuição de produção de óleo por estado para o mês de janeiro de 2018.....  | 16 |
| Figura 3 - Distribuição de fluidos durante a injeção de água .....                         | 20 |
| Figura 4 - Métodos de recuperação suplementar.....                                         | 21 |
| Figura 5 - Processo de injeção de água.....                                                | 23 |
| Figura 6 - Fluxo de caixa na exploração de um campo de petróleo .....                      | 26 |
| Figura 7 - Exemplo das curvas de permeabilidade relativa geradas pelo Modelo Corey .....   | 29 |
| Figura 8 - Representação do modelo base .....                                              | 31 |
| Figura 9 - Produção acumulada em função da área da malha de simulação .....                | 35 |
| Figura 10 - Fração de óleo recuperado para 10 vazões .....                                 | 36 |
| Figura 11 - Diagrama de Pareto para o modelo base.....                                     | 38 |
| Figura 12 - Superfície de resposta: Saturação de óleo x Porosidade para o modelo base..... | 39 |
| Figura 13 - VPL para o Reservatório A.....                                                 | 40 |
| Figura 14 - VPL para o Reservatório B.....                                                 | 41 |
| Figura 15 - VPL para o Reservatório C.....                                                 | 42 |
| Figura 16 - VPL para o Reservatório D.....                                                 | 42 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                             |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1 - Propriedades do modelo base. ....                                                | 30 |
| Tabela 2 - Dados para cálculo da viscosidade .....                                          | 30 |
| Tabela 3 - Parâmetros operacionais do modelo base.....                                      | 30 |
| Tabela 4 – Variação dos parâmetros rocha-fluido para a análise de sensibilidade .....       | 32 |
| Tabela 5 - Parâmetros rocha-fluidos para os reservatórios A, B, C e D.....                  | 32 |
| Tabela 6 - Dados para análise de VPL .....                                                  | 33 |
| Tabela 7 - Preço do barril de óleo para cada cenário considerado .....                      | 34 |
| Tabela 8 - FR (%) versus $q_{inj}$ para os quatro reservatórios. ....                       | 37 |
| Tabela 9 - Fator de recuperação em função da variação de viscosidade da água injetada ..... | 37 |

## SUMARIO

|                                              |    |
|----------------------------------------------|----|
| <b>1. INTRODUÇÃO</b>                         | 12 |
| <b>2. OBJETIVOS</b>                          | 13 |
| 2.1. Objetivo geral                          | 13 |
| 2.2. Objetivos específicos                   | 13 |
| <b>3. GESTÃO DO CONHECIMENTO</b>             | 14 |
| 3.1. Petróleo                                | 14 |
| 3.1.1 Sistema Petrolífero                    | 14 |
| 3.2. Produção de óleo do Rio Grande do Norte | 15 |
| 3.3. Propriedades de fluidos e das rochas    | 16 |
| a) Viscosidade                               | 16 |
| b) Porosidade                                | 16 |
| c) Permeabilidade                            | 17 |
| d) Saturação                                 | 18 |
| e) Razão de Mobilidade                       | 19 |
| f) Molhabilidade                             | 19 |
| 3.4. Métodos de recuperação                  | 20 |
| 3.4.1. Recuperação natural                   | 21 |
| 3.4.2. Métodos convencionais                 | 22 |
| 3.4.2.1. Injeção de água                     | 22 |
| 3.4.3. Métodos especiais                     | 23 |
| 3.5. Simulação numérica de reservatórios     | 24 |
| 3.6. Análise de investimento                 | 24 |
| <b>4. MATERIAIS E MÉTODOS</b>                | 26 |
| 4.1. Simulador Griffin                       | 28 |
| 4.1.1. Modelo de Corey                       | 28 |
| 4.2. Modelo Base                             | 29 |
| 4.3. Refinamento da malha                    | 31 |
| 4.4. Estudo de vazões                        | 31 |
| 4.5. Análise de sensibilidade                | 32 |
| 4.6. Influência da Viscosidade de Injeção    | 32 |

|                                                                       |           |
|-----------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>4.7. Analise de investimentos.....</b>                             | <b>33</b> |
| <b>5. RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>                                | <b>35</b> |
| <b>5.1. Estudo de sensibilidade.....</b>                              | <b>35</b> |
| <b>5.2. Estudo de vazões .....</b>                                    | <b>35</b> |
| <b>5.3. Analise da viscosidade de injeção .....</b>                   | <b>36</b> |
| <b>5.4. Estudo de sensibilidade: parâmetros de reservatório .....</b> | <b>38</b> |
| <b>5.5. Analise de VPL .....</b>                                      | <b>39</b> |
| <b>6. CONCLUSÕES.....</b>                                             | <b>44</b> |
| <b>7. REFERENCIAS .....</b>                                           | <b>45</b> |

## 1. INTRODUÇÃO

Uma vez constatada a insuficiência energética da produção de petróleo por meio da energia natural (ou primária), uma série de estudos são realizados para se definir formas de se extrair o restante dos fluidos existentes no subsolo (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006). Estes estudos são necessários, por exemplo, para avaliar a possível utilização dos métodos suplementares de recuperação de hidrocarbonetos com o objetivo de aumentar a quantidade de óleo produzido do reservatório. De acordo com Craig Jr. (1971) a popularidade da injeção de água entre os métodos de recuperação é explicada por (1) a disponibilidade geral de água, (2) a relativa facilidade com que a água é injetada, (3) a capacidade da água se espalhar através de uma formação contendo óleo (4) a eficiência da água em deslocar o óleo.

Sobre a simulação de reservatórios Aziz e Settari (1979) relatam que a simulação permite um estudo mais detalhado do reservatório dividindo-o em blocos e aplicando equações fundamentais para o fluxo em meios porosos em cada bloco. Ainda segundo o mesmo autor devido aos avanços tecnológicos, alcançados desde o início dos anos 50 agora é possível escrever alguns modelos sofisticados para simular alguns processos muito complexos que ocorrem em reservatórios durante a implementação de esquemas de recuperação.

A necessidade da simulação, na indústria de petróleo, vem do fato que um projeto de recuperação de um campo demanda um investimento, muitas vezes, de muitos milhões de dólares (Silva, 2014).

Tendo que um projeto de recuperação demanda um alto investimento Valentin (2015) ressalta que a análise do desempenho da produção do reservatório nas suas condições atuais e futuras é fundamental para o julgamento da viabilidade econômica de um dado projeto de recuperação de petróleo. Deste modo, avaliar o histórico de desempenho de um reservatório, bem como a sua desenvoltura na atualidade e sua previsão futura de comportamento é essencial para que se faça o seu gerenciamento. Isso se justifica pela preocupação com a quantidade produzida e com o preço do óleo que apresenta constante oscilação, devido a fatores técnicos, econômicos e políticos, que interferem em sua oferta e demanda.

Neste trabalho, simulações numéricas 2D de reservatórios serão utilizadas com a finalidade de se gerenciar a produção de petróleo provenientes de reservatórios com características semelhantes a Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro. Isto será realizado através da análise do Fator de Recuperação e do volume de óleo produzido ao se injetar água nestes reservatórios em sistemas de malhas de injeção e produção do tipo *five-spot*.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. Objetivo geral**

Este trabalho tem como meta estudar a recuperação de petróleo através da injeção de água em reservatórios de petróleo com características da região da Bacia Potiguar brasileira utilizando a simulação numérica de reservatórios em 2D.

### **2.2. Objetivos específicos**

- Estudar melhorias na produção de óleo através da análise das variáveis-respostas tais como:
  - Refinamento da malha;
  - Estudo da vazão de injeção;
  - Influência da viscosidade de injeção;
  - Análise de sensibilidade;
- Analisar a viabilidade do investimento pelo VPL e TIR.

### **3. GESTÃO DO CONHECIMENTO**

#### **3.1. Petróleo**

Segundo Thomas et al (2004), do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho-claro. O petróleo é composto basicamente de carbono e hidrogênio que formam os chamados compostos orgânicos. Dependendo do tamanho das cadeias carbônicas podem ser encontrados na forma gasosa e líquida.

Acredita-se que o petróleo provém da matéria orgânica que foi depositada com sedimentos. Segundo Thomas et al (2004) a interação entre os fatores – matéria, orgânica, sedimento e condições termoquímicas apropriadas – é fundamental para o início da cadeia de processos que leva a formação do petróleo.

##### **3.1.1 Sistema Petrolífero**

A rocha mais importante rocha-fonte de óleo e gás é formada por sedimentos finos, ricos em matéria orgânica, soterrados, onde a rocha se comprime, diminuindo sua porosidade e, com a alta temperatura, induz os hidrocarbonetos a migrarem para cima, para um ambiente de menor pressão e maior porosidade (Teixeira et al., 2001). A migração do óleo da rocha geradora até a rocha reservatório (rocha com menor pressão e maior porosidade), recebe o nome de migração primária.

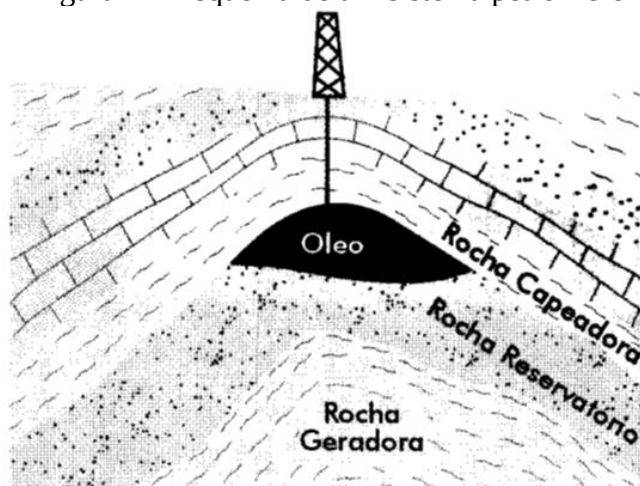
Para Thomas et al (2004) ao percurso ao longo de uma rocha porosa e permeável até ser interceptado e contido por uma armadilha geológica dá-se o nome de migração secundária. A essas armadilhas geológicas é dado o nome de rochas capeadoras. Uma das características mais marcantes dessas rochas é a baixa permeabilidade, visto que sem essas armadilhas o petróleo tenderia a subir e ocasionalmente se exsudar.

Caso esse sistema (rocha reservatório mais rocha capeadora) forme uma estrutura que bloqueia o movimento ascendente do hidrocarboneto este se acumulará formando assim uma estrutura armazenadora de hidrocarboneto (Teixeira et al., 2001).

É devido ao sincronismo entre as rochas geradora, reservatório e capeadora que é possível de acontecer a geração e conseqüentemente a devida exploração do óleo.

A figura 1, representa o esquema para um sistema petrolífero convencional.

Figura 1 - Esquema de um sistema petrolífero



Fonte: (Teixeira et al., 2001).

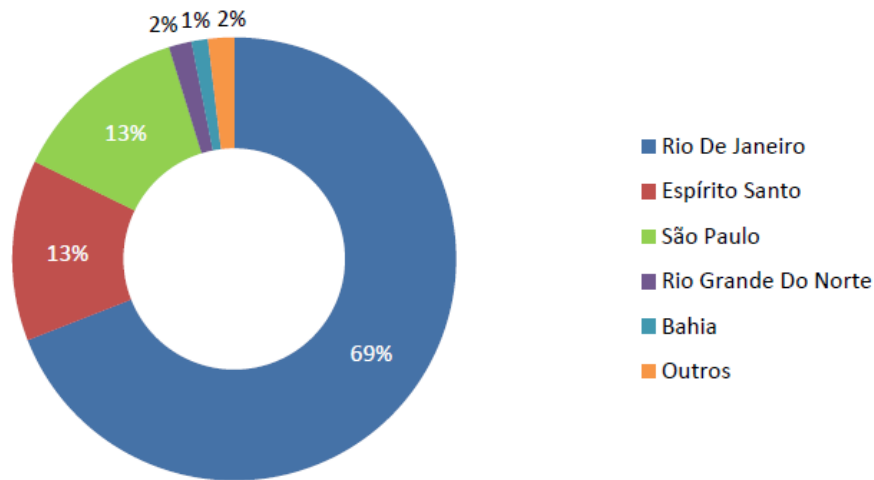
### 3.2. *Produção de óleo do Rio Grande do Norte*

Segundo Femenick (2014) em publicação *online* da Tribuna do Norte a bacia potiguar trata-se de uma bacia marginal, oriunda de uma subsidência ponderável, efetuada em fins do período mesozoico (tempo durante o qual as rochas foram formadas), comportando camadas marinhas que alcançam mais de mil metros. Essa bacia aflora em toda a porção norte do estado do Rio Grande do Norte, estendendo-se (pequena porção) ao estado do Ceará, abrangendo uma área de aproximadamente 48.000 km<sup>2</sup>. Deste total, 21.500 km<sup>2</sup> (45%) correspondem à porção emersa, enquanto que 26.500 km<sup>2</sup> (55%) correspondem a plataforma e talude continentais (Pfaltzgraff e Torres, 2010, apud BERTANI et al., 1990).

A Bacia Potiguar como produtora de petróleo ainda tem uma grande importância no cenário nacional. Até poucos anos essa bacia se destacava como a maior produtora de petróleo em terra no âmbito nacional, superando a produção da Bacia do Recôncavo e Bacia Sergipe-Alagoas (Dias, 2016).

Segundo o boletim de produção da ANP para o mês de janeiro de 2018, a produção de óleo no Rio Grande do Norte foi a 4ª maior de todo o Brasil tendo assim uma representação de 2% no total de óleo produzido no país para o mês de janeiro de 2018. A figura 2 representa a distribuição de produção de óleo por estado no Brasil.

Figura 2 - Distribuição de produção de óleo por estado para o mês de janeiro de 2018



Fonte: (ANP, 2018).

### 3.3. *Propriedades de fluidos e das rochas*

Thomas et al (2004) ressalta a importância do entendimento das propriedades dos fluidos e das rochas, isso porque no estudo de um reservatório de petróleo é fundamental o conhecimento de propriedades básicas da rocha e dos fluidos nelas contidos. São essas propriedades que determinam as quantidades de fluidos existentes no meio poroso, a sua distribuição, a capacidade desses fluidos se moverem e mais importante de todas, a quantidade de fluido que pode ser extraída.

#### a) *Viscosidade*

A viscosidade é, basicamente, a propriedade física que representa a resistência de um fluido ao escoamento (Spínola, 2014).

A viscosidade de um líquido é afetada pelas variações de temperatura e pressão. Ao contrário do comportamento de um gás ideal, nos líquidos a viscosidade decresce com a temperatura e cresce com a pressão (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006).

#### b) *Porosidade*

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, já que ela mede a capacidade de armazenamento de fluidos (Rosa, Carvalho e

Xavier, 2006). A porosidade pode ser expressa como a relação entre o volume de vazios da rocha e seu volume total, como proposto na equação (1).

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad (1)$$

Onde:  $V_v$  é o volume de vazios;

$V_t$  é o volume total da rocha.

Ahmed (2000) traz que a porosidade pode ser dividida em dois tipos: porosidade absoluta e efetiva. Onde a porosidade absoluta é definida como a relação entre os espaços totais de poros na rocha e o seu volume total. Assim a porosidade absoluta é expressa pela equação (2).

$$\phi = \frac{\text{Volume total de poros}}{\text{Volume total}} \quad (2)$$

Já a porosidade efetiva é a porcentagem de espaço de poro interconectado em relação ao volume total da rocha, mostrada na equação (3).

$$\phi = \frac{\text{Volume de poros conectados}}{\text{Volume total}} \quad (3)$$

Ainda segundo o mesmo autor a porosidade pode ser classificada de acordo com o modo o seu modo de origem. Onde a porosidade original é aquela desenvolvida na deposição do material, enquanto a porosidade induzida é aquela desenvolvida por algum processo geológico posterior à deposição da rocha.

### **c) Permeabilidade**

A permeabilidade é uma propriedade do meio poroso que mede a capacidade e a habilidade da formação de transmitir fluidos. A permeabilidade da rocha,  $k$ , é uma propriedade rochosa muito importante porque controla o movimento direcional e a taxa de fluxo dos fluidos do reservatório na formação (Ahmed, 2000).

Schon (2015), relata que a permeabilidade das rochas abrange várias ordens de magnitude, desde rochas quase impermeáveis e folhelhos de permeabilidade muito baixa, a carbonatos, areia/arenito e cascalho altamente permeáveis e calcário carstico. Ainda o mesmo autor, a permeabilidade por ser diferenciada como:

- Permeabilidade absoluta (fluxo laminar de um único fluido não reativo);

- Permeabilidade efetiva (fluxo de um fluido, na presença de outro fluido, quando ambos forem imiscíveis);
- Permeabilidade relativa (razão entre a permeabilidade efetiva e a absoluta).

#### **d) Saturação**

A saturação é definida como a fração ou porcentagem do volume de poros ocupado por um determinado fluido (óleo, gás ou água) (Ahmed, 2000). Assim, a saturação para cada fluido presente no reservatório pode ser expressa pelas equações (4), (5) e (6).

Saturação de Óleo:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (4)$$

Saturação de Gás:

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (5)$$

Saturação de Água:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (6)$$

É estimado que as somas das saturações em um reservatório sejam iguais a 1, demonstrado pela equação (7):

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (7)$$

Onde:  $S_o$  é a saturação de óleo;

$S_g$  é a saturação de gás;

$S_w$  é a saturação de água;

$V_o$  é o volume de óleo;

$V_g$  é o volume de gás;

$V_w$  é o volume de água;

$V_p$  é o volume poroso.

### **e) Razão de Mobilidade**

A razão de mobilidade (M) é a relação entre a mobilidade do fluido deslocante ( $\lambda_D$ ) atrás da frente de avanço do mesmo e a mobilidade do fluido deslocado no banco deste fluido ( $\lambda_o$ ) (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006). Expresso pela equação (8).

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_o} \quad (8)$$

Assim, sendo o fluido deslocante água e o deslocado o óleo, a mobilidade pode ser calculada pela equação (9):

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_o}{\mu_o}} \quad (9)$$

Onde:  $k_w$  é a permeabilidade efetiva a água;

$\mu_w$  é a viscosidade da água;

$k_o$  é a permeabilidade efetiva ao óleo;

$\mu_o$  é a viscosidade do óleo.

### **f) Molhabilidade**

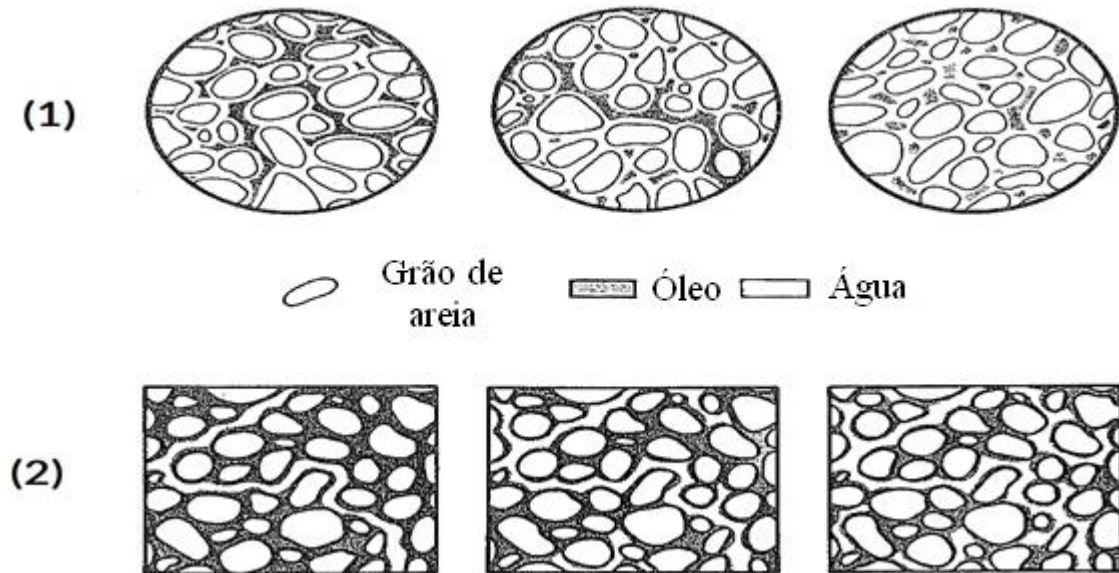
A molhabilidade é definida por Ahmed (2000) como a tendência de um fluido se espalhar ou aderir a uma superfície sólida na presença de outros fluidos imiscíveis.

Segundo Faerstein (2010) a água sendo o fluido que molha preferencialmente a rocha, ela estará nos poros pequenos não invadidos pelo óleo e cobrindo a superfície dos grãos. Quando submetida a injeção de água, a saturação de água aumentará inicialmente nos poros menores e regiões próximas às superfícies dos poros. Na medida em que vai deslocando o óleo, a água vai ocupando os poros maiores e gargantas de poros. Alguns poros contendo óleo podem ficar isolados do restante do óleo se a pressão de deslocamento não for suficiente para deslocar este óleo pelas gargantas de poro, agora saturadas com água.

Ainda segundo o mesmo autor o óleo sendo o fluido que molha preferencialmente a rocha, ele poderá estar nos poros menores e aderido na superfície dos grãos. Quando submetida à injeção de água, a saturação de água aumentará inicialmente nos poros maiores. Na medida em que vai deslocando o óleo, a água vai ocupando os poros maiores e gargantas de poros.

A figura 3 representa como se dá o caminho da água injetada em um reservatório molhável a água (1) e em um reservatório molhável a óleo (2).

Figura 3 - Distribuição de fluidos durante a injeção de água



Fonte: (Craig Jr.,1971)

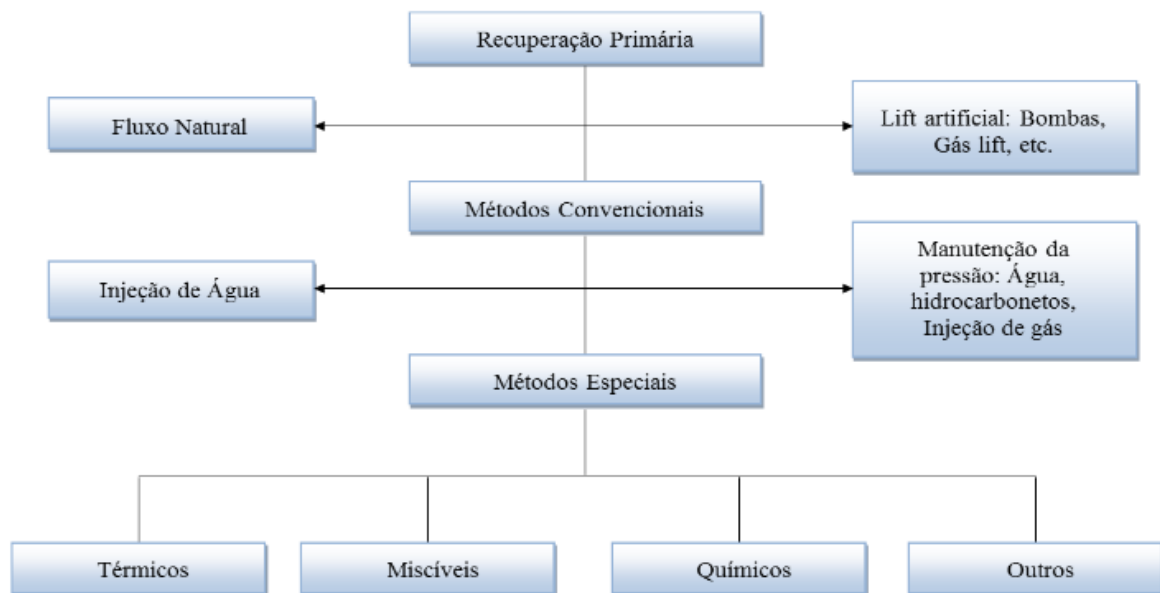
### 3.4. Métodos de recuperação

As acumulações de petróleo, no início da vida produtiva de um reservatório, apresentam uma determinada quantidade de energia, designada de energia primária (Nascimento, 2012).

O consumo de energia primaria refrete-se principalmente no decréscimo da pressão do reservatório durante sua vida produtiva, e consequente redução da produtividade dos poços (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006). Assim, os objetivos básicos dos métodos de recuperação secundária de petróleo segundo Nascimento (2012) são: o aumento da eficiência de recuperação e a aceleração da produção ou pelo menos a redução da velocidade do seu declínio natural.

A figura 4 mostra um esquema sobre os métodos de recuperação que podem ser empregados em um reservatório de petróleo.

Figura 4 - Métodos de recuperação suplementar



Fonte: Nascimento, 2012.

### 3.4.1. *Recuperação natural*

A medida que os fluidos vão sendo produzidos de um reservatório a energia natural do reservatório vai se esvaindo, essa energia recebe o nome de *energia natural*.

Os fluidos contidos em uma rocha-reservatório devem dispor de uma certa quantidade de energia para que possam ser produzidos. Essa energia, que recebe o nome de energia natural ou primária, é o resultado de todas as situações e circunstâncias pelas quais a jazida passou até se formar completamente (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006). Existem 3 tipos de mecanismos de energia natural, entre eles estão os mecanismos de: gás em solução, capa de gás, influxo de água. Quando mais de um mecanismo atua simultaneamente no reservatório essa ação recebe o nome de mecanismo combinado, ainda temos a presença constante da gravidade sobre os outros mecanismos, essa ação da gravidade recebe o nome de mecanismo de segregação gravitacional.

Sobre os métodos de elevação artificial, Rosa, Carvalho e Xavier (2006), dizem que esses métodos não afetam diretamente as energias expulsivas do reservatório, mas que sua aplicação economiza essa energia, sendo assim técnicas que estão ligadas ao comportamento do poço produtor do que ao comportamento do reservatório.

### **3.4.2. Métodos convencionais**

Sobre os métodos convencionais de recuperação Camilo (2017) diz que esses têm por objetivo injetar água ou gás para aumentar ou manter a pressão no reservatório, na prática conhecido como “manutenção de pressão”, aumentando sua energia interna e consequentemente conseguindo impulsionar os hidrocarbonetos que estavam aprisionados até o poço produtor, atingindo um maior índice de óleo recuperado, por suplementação de energia primária com energia secundária.

A eficiência de recuperação dos projetos de recuperação secundária bem-sucedidos pode ser superior a 60%, embora o valor mais frequente seja de 30 a 50%, para os métodos convencionais (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006).

Os métodos convencionais podem ser divididos em injeção de água e a injeção imiscível de gás.

#### **3.4.2.1. Injeção de água**

Sobre a injeção de água Rosa, Carvalho e Xavier (2006), trazem que ela tem como objetivo o deslocamento do óleo existente no reservatório em direção aos poços produtores, obtendo-se assim um aumento, em relação a recuperação primária, do percentual recuperável e consequentemente das reservas.

Para Latil (1980), além de objetivar o aumento na recuperação de óleo a injeção de água também serve para:

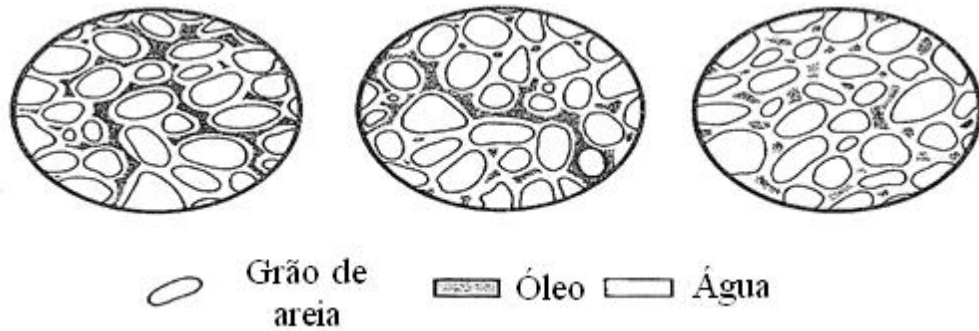
(1) Manter a pressão do reservatório quando a expansão do aquífero ou da capa de gás for insuficiente para o propósito. Neste caso, o processo deve ser considerado como de manutenção de pressão, e não de recuperação.

(2) Eliminação da salmoura produzida com o óleo se a descarga na superfície não for possível (por exemplo, em lagos ou fontes de água doce).

Sobre o processo de expulsão do petróleo dos poros das rochas, Paulino (2007) relata que o fluido injetado (água), que também recebe o nome de fluido deslocante, deve empurrar o óleo, chamado de fluido deslocado, para fora dos poros da rocha e ao mesmo tempo ir ocupando o espaço deixado à medida que este vai sendo expulso. Contudo a água não consegue expulsar todo o óleo presente nos poros, restando ainda no final do processo de injeção uma saturação residual de óleo.

A figura 5 exemplifica como se dá o processo de expulsão do óleo dos poros das rochas pela injeção de água.

Figura 5 - Processo de injeção de água.



Fonte: (Craig Jr.,1971)

### 3.4.3. Métodos especiais

Os métodos de especiais de recuperação são usados para recuperar o óleo que os métodos convencionais não conseguiram produzir ou quando a injeção convencional não traria resultados eficientes.

As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a dois aspectos principais: alta viscosidade de óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (Thomas et al, 2004).

Os Métodos de Recuperação Especiais são bastante utilizados no mundo todo, visto que no futuro do projeto, pode ser uma alternativa para aumentar o Fator de Recuperação das jazidas, mesmo que o reservatório esteja quase todo depletado (Silva, 2016).

Os métodos especiais podem se dividir em 4 grandes grupos:

- a) Métodos térmicos – Esses métodos se baseiam na diminuição da viscosidade do óleo a partir do aquecimento do reservatório: Injeção de fluidos quentes, combustão *in-situ*.
- b) Métodos miscíveis – Esses métodos têm como base a diminuição das tensões interfaciais a partir da injeção de fluidos miscíveis com o óleo: Injeção de banco de GLP, Injeção de gás enriquecido, Injeção de gás seco.
- c) Métodos químicos – Baseiam se na interação de produtos químicos misturados ao fluido injetado com os fluidos presentes no reservatório: Injeção de polímeros, Injeção de solução micelar, Injeção de solução ASP.

- d) Outros métodos – Os métodos que não se classificam como nenhum dos outros citados acima são postos na categoria de *outros*: Injeção de vapor com solvente, SAGD, Aquecimento eletromagnético, MEOR.

### 3.5. *Simulação numérica de reservatórios*

Sobre a definição de simulação Shannon (1998) diz que a simulação é como o processo de criação do modelo de um sistema real e realização de experimentos com este modelo com o objetivo de compreender o comportamento de um sistema. Sobre as vantagens da simulação o mesmo autor ressalta que a simulação pode ser usada para explorar novos procedimentos operacionais, fluxos de informações, etc., sem interromper as operações em andamento, nos permitindo testar hipóteses sobre como ou por quê alguns fenômenos ocorrem no sistema.

Assim, podemos dizer que a simulação é uma importante ferramenta para previsão de comportamentos futuros, simular situações possíveis, ajudar no monitoramento de pressão e produção de um campo, entre outros.

Com o recente avanço das ferramentas computacionais, podemos simular um reservatório por meio da modelagem de cada elemento infinitesimal, como no caso do uso de métodos finitos para cálculo estrutural. Tipicamente, um modelo simula como as ações de uma sonda combinada com outras sondas que podem injetar gás ou água fazem fluir o óleo (com maior pressão) pela sonda até a superfície. (Saito, Castro, Schiozer, 2000).

Geralmente a classificação dos simuladores é feita pelo tratamento matemático que dão aos dados ou pelo número de dimensões. Com relação ao número de dimensões os simuladores podem ser, unidimensionais, bidimensionais e tridimensionais. Já para os classificados conforme o tratamento matemático, Rosa, Carvalho e Xavier (2006) os subclassificam em três tipos: *Modelo tipo beta ou volumétrico* que é mais comumente conhecido como *black oil* nesse tipo o tratamento dos dados envolve funções de pressão e temperatura do reservatório; *modelo composicional* esse simulador não leva em consideração somente a pressão e temperatura do reservatório, mas também as composições dos fluidos presentes no meio poroso; *modelo térmico* esse tipo de modelo é utilizado quando se faz necessário considerar efeitos de variação de temperatura no interior do reservatório.

### 3.6. *Análise de investimento*

Para a implementação de um projeto de injeção faz-se necessário além de simular o processo para entender seu comportamento, analisarmos se esse projeto é economicamente

viável, uma vez que o investimento para esse tipo projeto é considerado de alto valor e alto risco, assim deve-se utilizar meios para analisar o retorno e viabilidade do investimento.

Sobre a avaliação econômica de projetos petrolíferos Ravagnani (2008) relata que ela é feita por meio do fluxo de caixa descontado, do qual são obtidos os principais indicadores econômicos dos quais se destaca o valor presente líquido (VPL) que é definido como o somatório dos valores das entradas e saídas do fluxo de caixa, descontados a uma taxa mínima de atratividade e a uma determinada data.

O VPL pode ser expresso pela equação (10):

$$VPL = \sum_{i=1}^n \frac{FC}{(1+i)^t} - C \quad (10)$$

Onde,  $FC$  = fluxo de caixa para o ano 1, 2, ... n;

$n$  = Vida do projeto;

$i$  = Taxa de desconto;

$C$  = Custo inicial.

Onde, o fluxo de caixa pode ser estimado pela equação (11):

$$FC = Io + R - Ct \quad (11)$$

Onde,  $Io$  = Investimento inicial;

$R$  = Receita;

$Ct$  = Custo totais com a produção de óleo.

O cálculo da receita é feito pela equação (12):

$$R = \text{produção de óleo (bbl)} * \text{Preço do barril} \left( \frac{US\$}{bbl} \right) \quad (12)$$

O cálculo dos custos totais é dado pela equação (13):

$$Ct = Copexo + Copexw + Cinjw + Cgov \quad (13)$$

Onde  $Copexo$  corresponde ao custo com a produção de óleo, calculado pela equação (14):

$$Copexo = Voil (bbl) * \text{preço opex oleo} \left( \frac{US\$}{bbl} \right) \quad (14)$$

$Copexw$  designa o custo com a produção de água e é estimado pela equação (15):

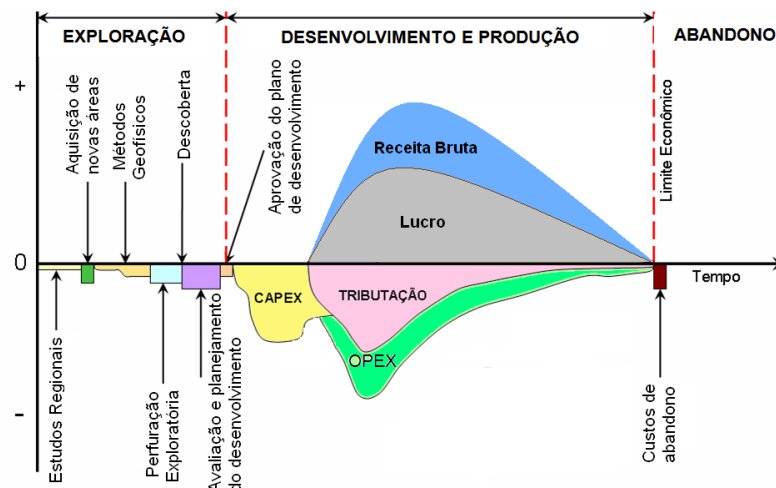
$$Copexw = Vw (m^3) * \text{preço opex água} \left( \frac{US\$}{m^3} \right) \quad (15)$$

O custo com injeção de água ( $Cinjw$ ) é dado pela equação (16):

$$C_{injw} = V_{injw} (m^3) * \text{preço opex agua inj.} \left( \frac{US\$}{m^3} \right) \quad (16)$$

A figura 6 mostra como se dá o fluxo de caixa na produção e exploração de um campo de petróleo.

Figura 6 - Fluxo de caixa na exploração de um campo de petróleo



Fonte: (Ravagnani, 2008)

Entre os principais custos decorrentes da exploração e produção de petróleo, Ravagnani (2008) destaca os:

- **Custos operacionais (OpEx)** ocorrem durante a vida útil do projeto, por exemplo, gastos com seguros de instalações, aluguéis, custos associados à produção, compreendem a mão de obra, materiais, suprimentos e insumos consumidos no processo produtivo.
- **CapEx (Capital Expenditures)** é atribuído às despesas realizadas desde o início do projeto, antes do início da produção.
- **Fatia governamental**, ou *Government Take*, inclui tributos, contribuições sociais e as participações governamentais.

Além do VPL, outro indicador de viabilidade de investimento foi utilizado, a Taxa interna de retorno (TIR). Silva (2009), define a TIR como a taxa de retorno percentual de um investimento com base no montante de capital investido inicialmente e nas posteriores receitas geradas.

Matematicamente a TIR é calculada conforme a equação (17) igualando o VPL a zero:

$$VPL = 0 = I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1 + TIR)^t} \quad (17)$$

Onde,  $FC$  = fluxo de caixa;

$n$  = Vida do projeto;

$I_o$  = Investimento inicial;

$VPL$  = Valor presente líquido.

## 4. MATERIAIS E MÉTODOS

### 4.1. Simulador Griffin

Esse software foi desenvolvido no Laboratório de Simulação Numérica em Mecânica dos Fluidos e Transferência de Calor na Universidade Federal de Santa Catarina (SINMEC/UFSC). É um aplicativo com intuito didático visando ajudar estudantes que estejam se iniciando na simulação de reservatórios.

Segundo o manual teórico do Griffin, trata-se de um simulador de bidimensional (2D), onde a base da formulação numérica se baseia no método dos volumes finitos baseado em elementos (EbFVM). Usando a formulação numérica em EbFVM o Griffin emprega malhas não-estruturadas em triângulos.

Consiste em um aplicativo com uma interface bem amigável, onde pode-se realizar pré e pós-processamento de dados. Nesse aplicativo pode-se ter uma representação em duas dimensões do reservatório simulado; deslocamento bifásico (água/óleo) imiscível e incompressível; reservatório homogêneo e anisotrópico.

#### 4.1.1. Modelo de Corey

Entre os possíveis modelos que o Griffin usa para a determinação da permeabilidade relativa o escolhido foi o Modelo de Corey, isso porque esse modelo apresentou melhor ajuste para os dados trabalhados. Segundo o manual teórico do Griffin disponibilizado juntamente com o programa a parametrização do Modelo de Corey é dada pelas equações (18) e (19).

$$k_{rw} = \alpha_1 \bar{s}^{\alpha_2} \quad (18)$$

$$k_{ro} = \alpha_3 (1 - \bar{s})^{\alpha_4} \quad (19)$$

Onde os parâmetros  $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$  e  $\alpha_4$  são usados para determinar o formato específico das curvas.

A saturação normalizada é dada pela equação (20):

$$\bar{s} = \frac{s - s_{min}}{s_{max} - s_{min}} \quad (20)$$

Onde:  $k_{rw}$  é a permeabilidade relativa a água;

$k_{ro}$  é a permeabilidade relativa ao óleo;

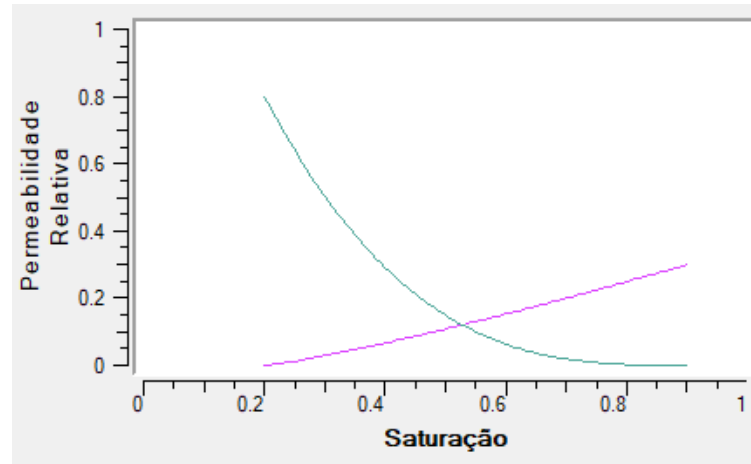
$\bar{s}$  é a saturação normalizada;

$s$  é a saturação de fluido;

$s_{min}$  e  $s_{max}$  são os valores extremos correspondentes a saturação de água.

Um exemplo das curvas de permeabilidade relativa geradas por esse modelo pode ser encontrado na figura 7.

Figura 7 - Exemplo das curvas de permeabilidade relativa geradas pelo Modelo Corey



Fonte: (Autor, 2018.).

#### 4.2. Modelo Base

Ao todo, foram realizadas 154 simulações numéricas. Foi escolhida uma malha com comprimento entre os poços de produção de 200 m de lado (direções x, y) e distância entre os poços de injeção e produção de 140 m. Por se tratar de um sistema bidimensional (2D), considerou-se a espessura do reservatório como sendo de 1 m correspondente um 1 bloco na direção vertical (z). O sistema de malha de injeção utilizado foi o *five-spot*. Os dados rocha-fluidos utilizados nas simulações foram obtidos a partir de relatórios disponibilizados no site da ANP (Agencia Nacional de Petróleo).

No simulador, foram inseridos, de início, os dados de um campo *onshore* com características rocha-fluidos da região da Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro para a geração de um modelo base (Tabela 1).

Tabela 1 - Propriedades do modelo base.

| <b>Propriedades</b>                                           | <b>Valores</b> |
|---------------------------------------------------------------|----------------|
| <b>Porosidade (<math>\phi</math>) - %</b>                     | 29             |
| <b>Permeabilidade (k) - mD</b>                                | 350            |
| <b>S<sub>oi</sub> (%)</b>                                     | 67             |
| <b>S<sub>wi</sub> (%)</b>                                     | 33             |
| <b>°API</b>                                                   | 38             |
| <b>Viscosidade da água (<math>\mu_w</math>) – cP @ P, T</b>   | 1              |
| <b>Viscosidade do óleo (<math>\mu_o</math>) – cP * @ P, T</b> | 1,39           |

A viscosidade do óleo foi estimada com base no °API através da correlação de Glaso (1980) para óleo considerando isento de gás dissolvido para todos os reservatórios (A, B, C e D). Por não se dispor de análises completas para os quatro reservatórios, adotou-se a hipótese de que os valores de viscosidade neste trabalho estejam conforme a Tabela 2.

Tabela 2 - Dados para cálculo da viscosidade

| <b>Propriedades</b>     | <b>Valores</b> |
|-------------------------|----------------|
| <b>Temperatura (T)</b>  | 72 °C          |
| <b>Pressão (P)</b>      | 4800 psi       |
| <b>Profundidade (h)</b> | 500 m          |

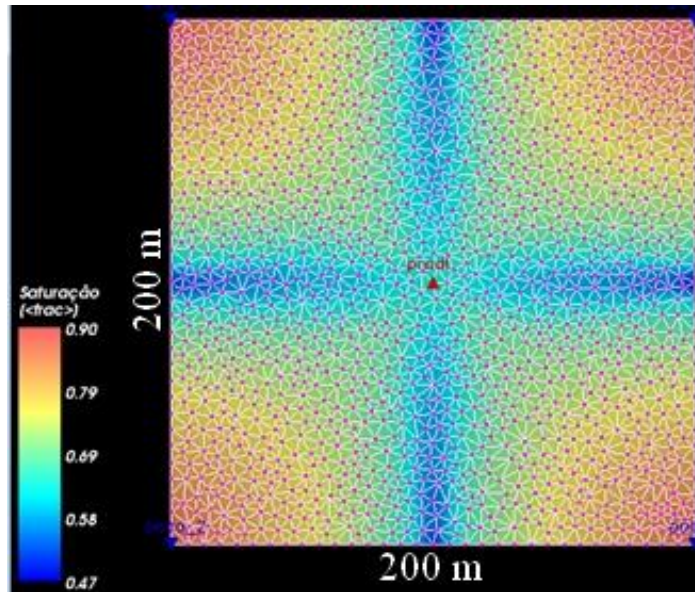
Os parâmetros operacionais usados no modelo base estão dispostos na Tabela 3.

Tabela 3 - Parâmetros operacionais do modelo base

| <b>Propriedade</b>                                 | <b>Valor</b>          |
|----------------------------------------------------|-----------------------|
| <b>Distância entre poços de injeção e produção</b> | 140 m                 |
| <b>Vazão de injeção</b>                            | 10 m <sup>3</sup> /d. |

A representação do reservatório criado pelo modelo base pode ser observada na figura 8.

Figura 8 - Representação do modelo base



Fonte: (Autor, 2018.).

#### 4.3. Refinamento da malha

Refinamentos foram realizados a partir do modelo base para estudar a influência do tamanho das malhas do reservatório no volume de óleo recuperado ( $N_p$ ) e no tempo de simulação. Este modelo foi composto por malhas com dimensões cartesianas (x,y) que variaram do menos refinado ao mais refinado com o objetivo de analisar ganhos na produção acumulada com base no critério maior refinamento malha e menor tempo simulação. O tempo de simulação para esse estudo foi de 10 anos.

#### 4.4. Estudo de vazões

Foi realizado um estudo de vazões de injeção para o modelo base sendo variadas em intervalos de  $2\text{m}^3/\text{d}$  para a obtenção das máximas vazões em termos de Fator de Recuperação de acordo com o limite operacional de ganho no Fator de Recuperação ( $\Delta FR(\%)$ ) mínimo, intermediário e máximo de 0,4%, 0,6% e 1% respectivamente. As vazões encontradas para este reservatório foram adotadas para os demais casos (B, C e D). O tempo de simulação para esse estudo foi de 10 anos.

As vazões encontradas para este reservatório foram adotadas para os demais casos (B, C e D).

O valor de  $\Delta FR(\%)$  é calculado pela equação (21):

$$\Delta FR(\%) = FR(\%)_{qinj} - FR(\%)_{qinj-1} \quad (21)$$

Onde:  $FR_{qinj}$  é o Fator de Recuperação para a vazão atual.

$FR_{qinj-1}$  é o Fator de Recuperação para a vazão anterior.

#### 4.5. Análise de sensibilidade

Uma análise de sensibilidade do volume de óleo produzido ( $N_p$ ) em função dos parâmetros de reservatório foi realizada no modelo base para estudar quais os parâmetros de reservatório influenciaram mais na produção de óleo deste reservatório. Nessa etapa de análise utilizou-se também o programa *Statistica 7.0* para a análise estatística dos dados. A Tabela 4 apresenta os valores dos parâmetros rocha-fluidos utilizados.

Tabela 4 – Variação dos parâmetros rocha-fluido para a análise de sensibilidade

| Parâmetros | Valor mínimo<br>(-1) | Valor intermediário<br>(0) | Valor máximo<br>(+1) |
|------------|----------------------|----------------------------|----------------------|
| $\phi$ (%) | 24                   | 29                         | 34                   |
| $k$ (md)   | 150                  | 350                        | 550                  |
| $S_{oi}$   | 62                   | 67                         | 72                   |

#### 4.6. Influência da Viscosidade de Injeção

Essa etapa consistiu-se de uma análise da influência da viscosidade da água de injeção na melhoria do Fator de Recuperação de óleo. Nesta análise, foi escolhida a vazão que forneceu o maior Fator de Recuperação para cada um dos quatro campos de petróleo estudados conforme podem ser visualizados as suas propriedades rocha-fluidos na Tabela 5. O tempo de simulação para esse estudo foi de 15 anos.

Tabela 5 - Parâmetros rocha-fluidos para os reservatórios A, B, C e D

| Propriedade   | Reservatório A | Reservatório B | Reservatório C | Reservatório D |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| $\Phi$ (%)    | 29,0           | 30,0           | 17,8           | 20,0           |
| $K$ (mD)      | 350,0          | 263,0          | 75,0           | 5,11           |
| $S_{oi}$ (%)  | 67,0           | 64,5           | 55,0           | 73,0           |
| $S_{wi}$ (%)  | 33,0           | 35,5           | 45,0           | 27,0           |
| $^{\circ}API$ | 38,0           | 32,0           | 31,0           | 34,1           |
| $\mu_w$ (cP)  | 1,0            | 1,0            | 1,0            | 1,0            |
| $\mu_o$ (cP)  | 1,39           | 2,68           | 3,03           | 2,1            |

As viscosidades escolhidas para a água de injeção dos quatro reservatórios variam em 1 cP, 2 cP e 4 cP, para cada um dos quatro reservatórios. Esse aumento da viscosidade da água pode ser conseguido pelo adensamento da água de injeção com polímeros.

#### 4.7. Análise de investimentos

A análise de investimento serviu como ferramenta auxiliar para assim determinarmos a viabilidade dos projetos de injeção estudados anteriormente. Para essa etapa dados de valores de custos de OPEX, CAPEX, impostos, como também dados de lucratividade foram alimentados em uma planilha com o intuito de obtermos o VPL, para assim analisar-se a viabilidade financeira do projeto. Os dados utilizados, foram retirados de Valentim (2015) e Rodrigues (2012) e estão dispostos na Tabela 6.

Tabela 6 - Dados para análise de VPL

| <b>Insumos</b>                                     |              |
|----------------------------------------------------|--------------|
| <b>Taxa de atratividade (%)</b>                    | 15           |
| <b>Custo de Perfuração e Completação dos Poços</b> | 400.000,00   |
| <b>Verticais onshore (US\$/Poço)</b>               |              |
| <b>OPEX/Produção de óleo (US\$/BBL)</b>            | 6            |
| <b>OPEX/Produção de água (US\$/m<sup>3</sup>)</b>  | 3            |
| <b>OPEX/Injeção de água (US\$/m<sup>3</sup>)</b>   | 3            |
| <b>Taxas Governamentais (%)</b>                    | 20           |
| <b>Total de Poços</b>                              | 5            |
| <b>Vazão de Injeção (m<sup>3</sup>/d)</b>          | 8, 16        |
| <b>TOTAL CAPEX (US\$)</b>                          | 2.000.000,00 |

Os cálculos para a obtenção do VPL, foram feitos conforme as formulas citadas anteriormente para os quatro reservatórios (A, B, C e D). O investimento inicial foi estimado como sendo o custo de perfuração e completação dos 5 poços perfurados. Afim de facilitar os cálculos, os impostos e taxas governamentais (*Cgov*) foram estimados como um único desconto de 20% sobre a receita da produção de óleo.

Nesse estudo também foi feita a consideração de que como os poços estão localizados na extremidade do reservatório, mais precisamente em cima de um nó, a vazão de injeção efetiva seria de um quarto da vazão de injeção inserida no simulador, isso porque apenas um quarto do poço está efetivamente no reservatório.

O ensaio do VPL também considerou três cenários para o preço de barril de óleo, dispostos na tabela 7:

Tabela 7 - Preço do barril de óleo para cada cenário considerado

| <b>Cenário</b>          | <b>Pessimista</b> | <b>Referencia</b> | <b>Otimista</b> |
|-------------------------|-------------------|-------------------|-----------------|
| <b>Preço (US\$/BBL)</b> | 50,00             | 72,34             | 100,00          |

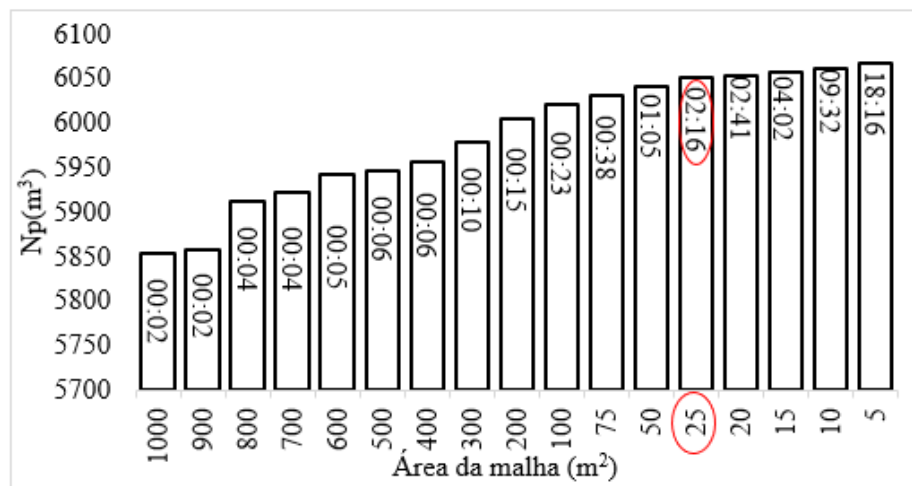
A Taxa Interna de Retorno foi calculada com a ajuda do software *Excel* 2016, para a vazão de injeção que apresentou maior margem de lucro para cada determinado reservatório com a finalidade de averiguarmos a rentabilidade para o determinado projeto.

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 5.1. Estudo de sensibilidade

A Figura 9 apresenta a produção acumulada de óleo em função do tamanho da área dos triângulos na malha *five spot* e do tempo de simulação.

Figura 9 - Produção acumulada em função da área da malha de simulação



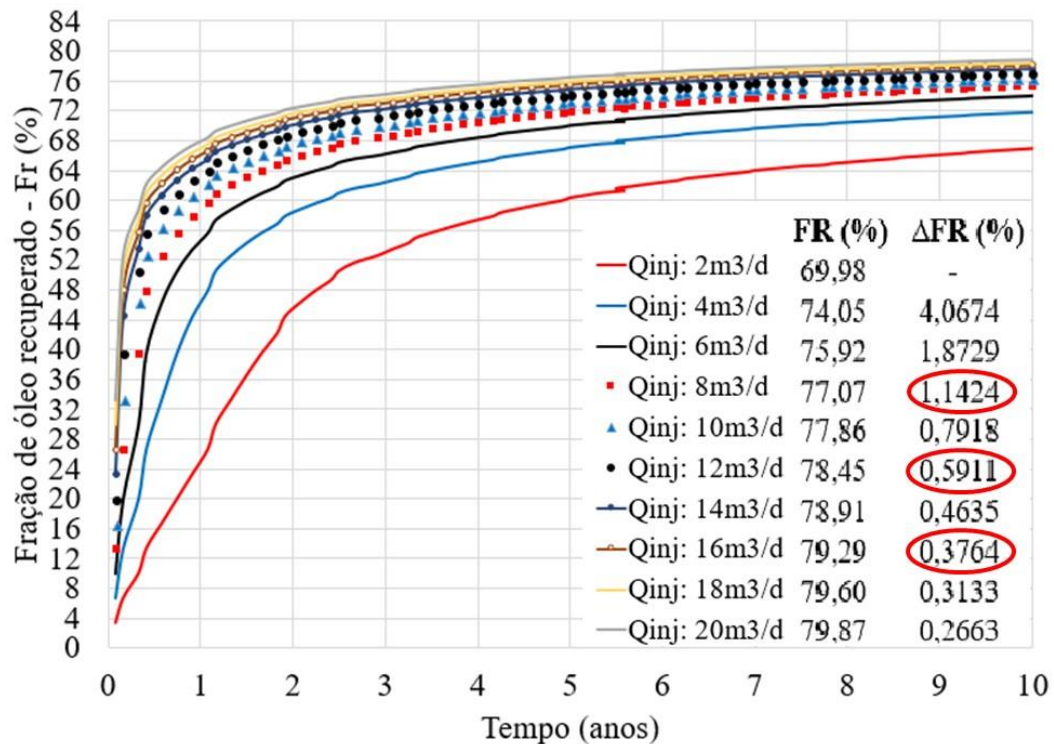
Fonte: (Autor, 2018.).

Conforme pode ser observado na Figura 9 com valores de área de malha menores que 25 m² o tempo de simulação aumentou de 2 min e 16 s para 2 min e 41 s enquanto que o aumento de ganho em relação ao original foi de  $\Delta N_p (\%) = 0,060631$ . Ainda de acordo com a Figura 9, maiores refinamentos provocariam aumentos no tempo de simulação sem que houvesse melhorias significativas no acréscimo do volume de óleo produzido. Desta forma, foi escolhida a malha com 25 m² de área para este trabalho.

### 5.2. Estudo de vazões

A Figura 10 apresenta os resultados do estudo do Fator de Recuperação em função do tempo para as vazões de injeção variando de 2 m³/d (em intervalos de 2 m³/d) até 20 m³/d para o modelo base.

Figura 10 - Fração de óleo recuperado para 10 vazões



Fonte: (Autor, 2018.).

A partir do critério descrito na metodologia para a determinação das vazões e conforme a Figura 10 as vazões encontradas foram 8, 12 e 16 m<sup>3</sup>/d respectivamente. Pode ser observado através da Figura 10, que o Fator de Recuperação aumenta em função da quantidade de água injetada. Isto pode ser explicado porque uma vez que mais água foi injetada no reservatório, a sua frente de avanço também foi maior, e a quantidade de óleo recuperada aumentou. Entretanto, de acordo com resultados obtidos foi possível observar que ao se continuar aumentando a vazão de injeção de água, não se observou acréscimos significativos no Fator de Recuperação de óleo conforme visualizado na Figura 10, isso porque as maiores vazões de injeção criariam mais rapidamente caminhos preferenciais não conseguindo empurrar o óleo contido nos poros.

### 5.3. Análise da viscosidade de injeção

A Tabela 8 apresenta um resumo dos valores do Fator de Recuperação (FR) para cada um dos quatro reservatórios estudados (A, B, C e D) a partir das vazões de injeção ( $Q_{inj}$ ) escolhidas na etapa anterior para os quatro reservatórios para 15 anos de injeção de água.

Tabela 8 - FR (%) versus  $q_{inj}$  para os quatro reservatórios.

| FR(%) – Reservatório | $q_{inj}$ (m <sup>3</sup> /d) |       |       | $\Delta FR(\%)$                   |
|----------------------|-------------------------------|-------|-------|-----------------------------------|
|                      | 8                             | 12    | 16    | $\Delta$ (16-8) m <sup>3</sup> /d |
| FR (%) – A           | 78,45                         | 79,60 | 80,30 | 1,85                              |
| FR(%) - B            | 74,98                         | 76,61 | 77,60 | 2,62                              |
| FR (%) – C           | 72,59                         | 74,18 | 75,15 | 2,56                              |
| FR(%) – D            | 80,10                         | 81,18 | 81,83 | 1,73                              |

Fonte: (Autor, 2018.).

De acordo com os resultados obtidos na Tabela 8, pode-se verificar que para todos os quatro reservatórios analisados houve melhorias no Fator de Recuperação com o aumento da vazão de injeção de água. Ainda de acordo com a Tabela 8, a melhoria mais significativa foi para o reservatório B, foi observado que ao se dobrar a vazão de injeção de água (de 8 m<sup>3</sup>/dia para 16 m<sup>3</sup>/dia) houve um aumento de 2,62 pp (pontos percentuais) no Fator de Recuperação, fato que pode ter se dado por esse reservatório apresentar propriedades rocha-fluido (porosidade, saturação de óleo, viscosidade do óleo) que favorecem a recuperação de óleo pela injeção de água.

Os resultados para a análise do Fator de Recuperação em função da viscosidade alterada da água injetada estão presentes na Tabela 9.

Tabela 9 - Fator de recuperação em função da variação de viscosidade da água injetada

| Reservatório | $\mu_w$ (cP) |       |       | $\Delta FR(\%)$   |
|--------------|--------------|-------|-------|-------------------|
|              | 1            | 2     | 4     | $\Delta$ (4-1) cP |
| A            | 80,3         | 81,65 | 82,62 | 2,32              |
| B            | 77,60        | 79,52 | 80,92 | 3,32              |
| C            | 75,15        | 77,02 | 78,38 | 3,23              |
| D            | 81,83        | 83,09 | 84,00 | 2,17              |

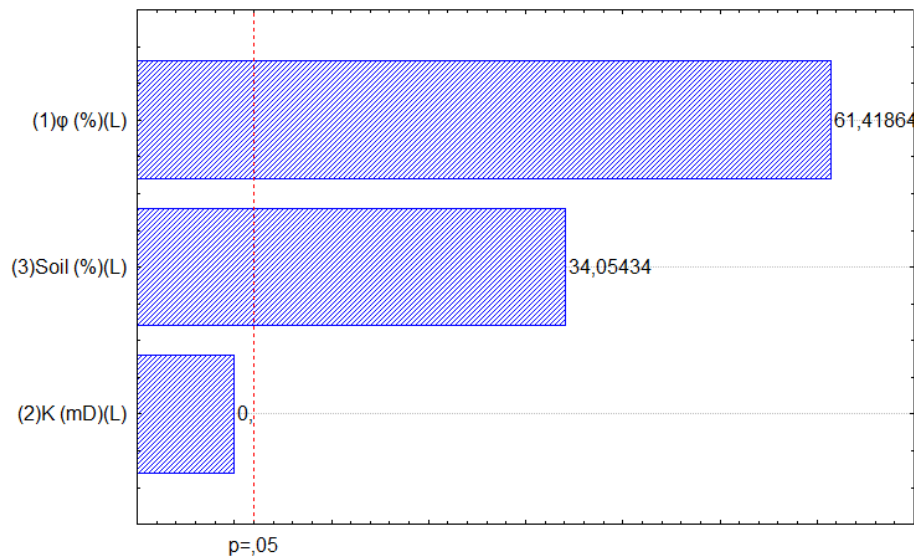
Fonte: (Autor, 2018.).

Ao se analisar os resultados obtidos na Tabela 9, verifica-se que para todos os quatro reservatórios o aumento na viscosidade do fluido de injeção melhorou o Fator de Recuperação de óleo corroborando com resultados de trabalhos de Silva (2014). A melhoria mais significativa foi para o reservatório B ( $\Delta FR(\%)=3,32$  pp). Neste caso, esta melhoria pode estar relacionada ao fato de que a alteração da viscosidade para um valor mais próximo ao do óleo contribuiu para a redução da razão de mobilidade entre o fluido deslocante e o deslocado proporcionando uma melhoria a eficiência de deslocamento do óleo pela água de injeção.

#### 5.4. Estudo de sensibilidade: parâmetros de reservatório

As Figuras 11 e 12 apresentam os resultados da análise de sensibilidade do volume de óleo produzido em função dos parâmetros de reservatório para o modelo base (reservatório A).

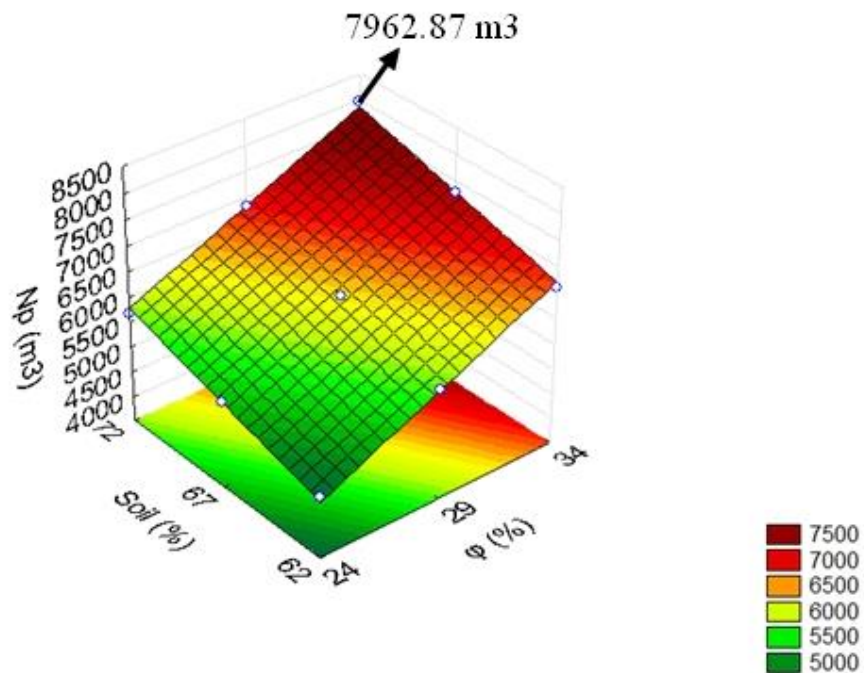
Figura 11 - Diagrama de Pareto para o modelo base.



Fonte: (Autor, 2018.).

De acordo com os resultados apresentados na Figura 11, observa-se que as variáveis que estatisticamente exerceram influências mais relevantes na produção de óleo foram a porosidade da formação e a saturação de óleo inicial. Desta forma, reservatórios que são mais porosos e que possuem uma maior quantidade de volume de óleo presente na formação poderão fornecer uma maior quantidade de óleo produzida através da injeção de água. A permeabilidade neste trabalho não exerceu influência estatisticamente relevante. Isto pode estar associado ao próprio simulador que não foi capaz de apresentar resultados satisfatórios para esta análise.

Figura 12 - Superfície de resposta: Saturação de óleo x Porosidade para o modelo base



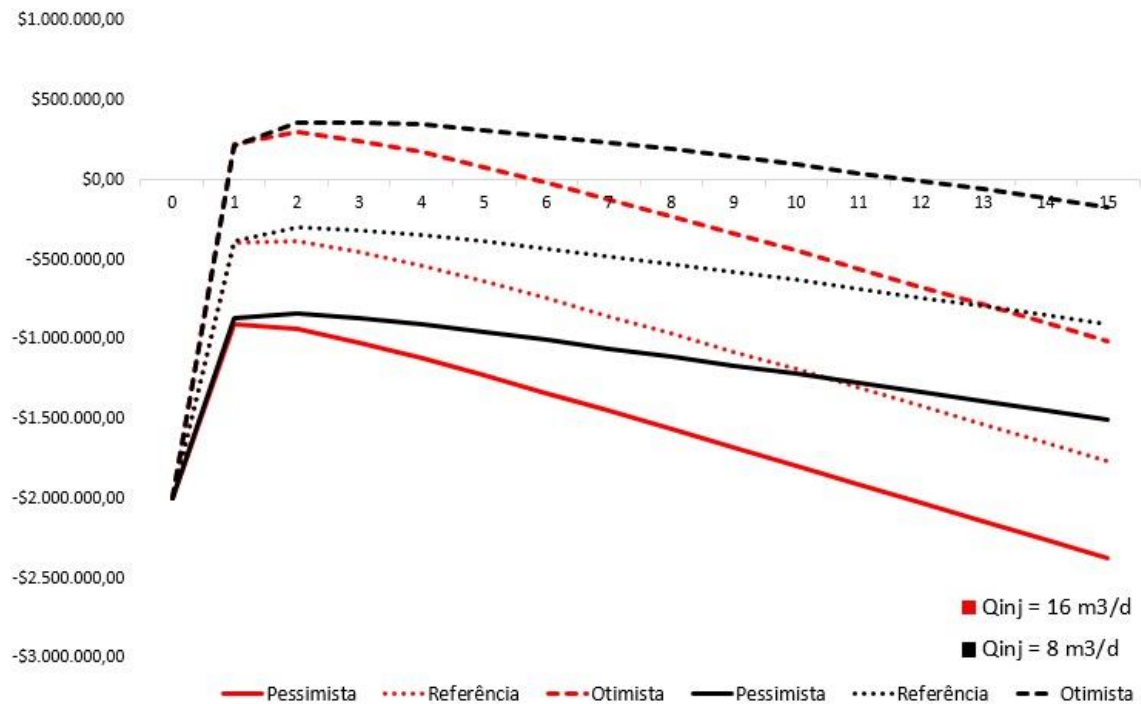
Fonte: (Autor, 2018.).

Ao se analisar a influência da porosidade e da saturação de óleo inicial no volume de óleo produzido, verificou-se que, de acordo com a Figura 12, a região de maior influência estatística na produção de óleo foi aquela onde a porosidade consistia em valores iguais ou próximos a 34%. A combinação entre a porosidade da formação e a saturação de óleo forneceu melhorias significativas no volume de óleo produzido para o modelo base estudado.

### 5.5. *Análise de VPL*

As figuras 13, 14, 15 e 16 apresentam o VPL em função do tempo para os reservatórios A, B, C e D anteriormente estudados nesse trabalho.

Figura 13 - VPL para o Reservatório A

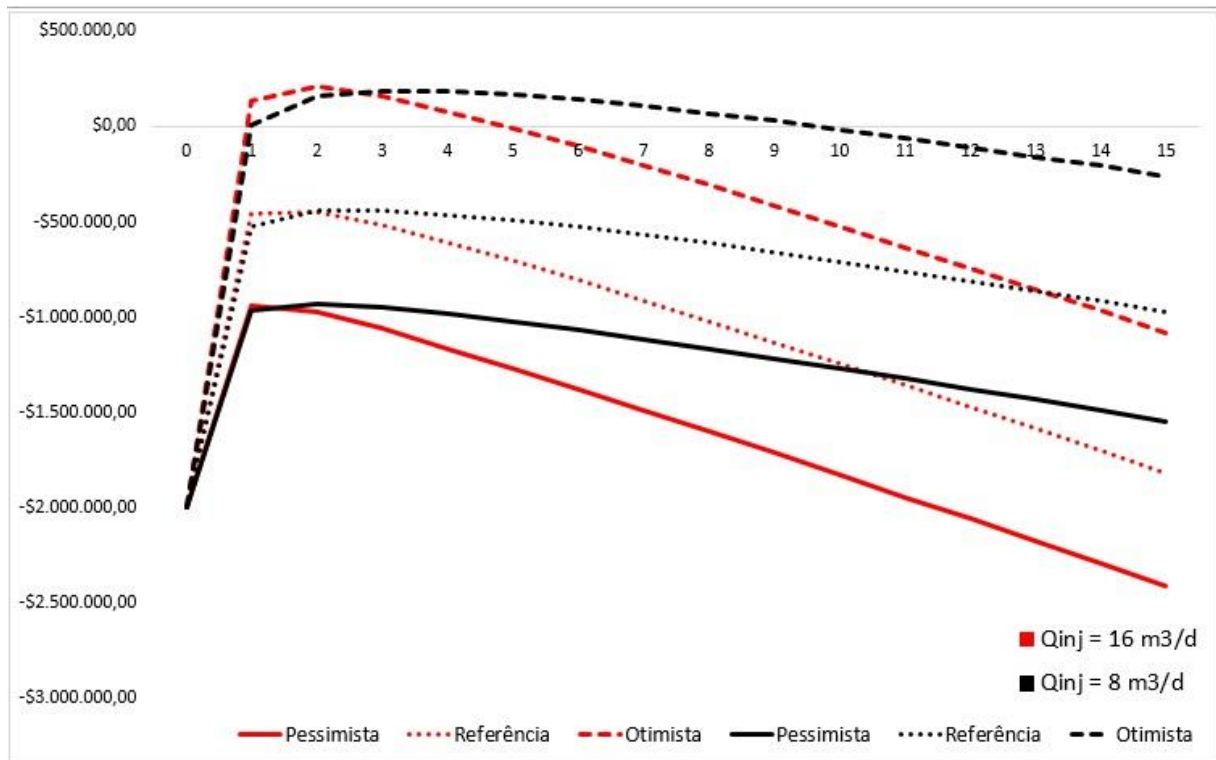


Fonte: (Autor, 2018.).

Para o reservatório A e de acordo com a figura 13, cujo cenário mais otimista foi o preço do barril de petróleo com valor de U\$ 100, os valores do VPL máximo para as vazões de 8 m<sup>3</sup>/dia e 16 m<sup>3</sup>/dia foram de U\$363.839,10 e U\$296.887,49, respectivamente. Ambos estão, portanto, com valores muito próximos entre si. Entretanto, os resultados mostraram também que ao se manter a vazão de injeção em 8m<sup>3</sup>/d conseguiu-se uma maior margem de lucro proveniente da diminuição dos custos envolvidos com a injeção e o tratamento da água produzida durante o projeto. Os cenários pessimista e de referência não resultaram em retornos econômicos atrativos durante todo o período de simulação.

Ao analisarmos a TIR para o projeto de 8m<sup>3</sup>/d obtemos o valor de 3,34%, o que demonstra que o projeto mesmo com uma margem de lucro não seria viável.

Figura 14 - VPL para o Reservatório B

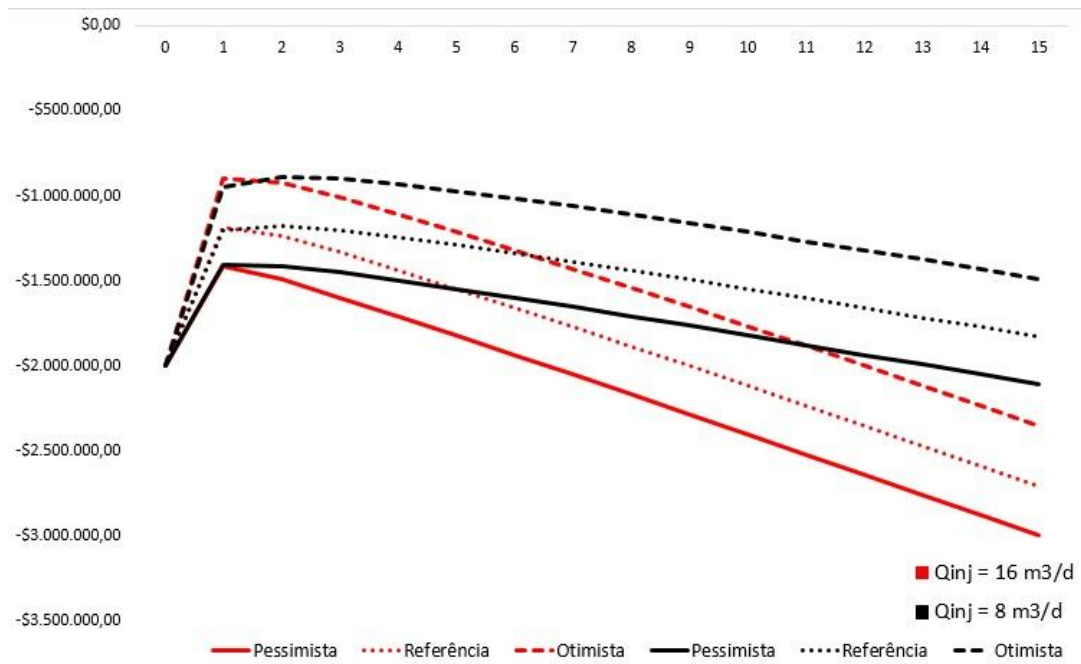


Fonte: (Autor, 2018.).

Ao se analisar a Figura 14 também para o reservatório B, foi possível observar que para a vazão de 16 m³/dia o VPL máximo obtido foi de U\$206.493,75. Enquanto que para a vazão de 8 m³/dia o resultado foi de U\$187.227,14. Ainda de acordo com esta figura, ao se dobra a vazão de 8 m³/d para 16 m³/d houve uma antecipação no VPL máximo, ainda que um pouco discreta. Esta antecipação ocorreu no primeiro ano de projeto. Entretanto, para o caso da vazão de 16 m³/dia o projeto atingiu valores negativos acima do quinto ano de simulação, indicando, neste caso, sua pouca rentabilidade quando comparada com aquele onde a vazão manteve-se em 8 m³/dia. Também neste caso, os cenários pessimista e de referência não forneceram bons resultados em termos de atratividade econômica para o projeto.

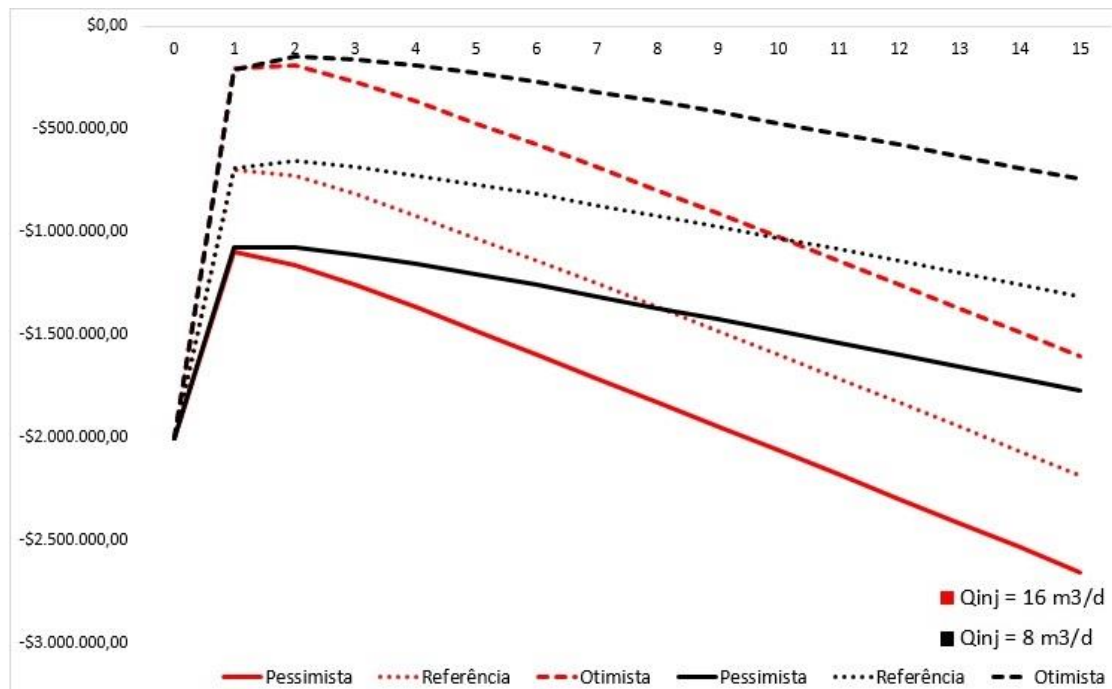
Não foi possível se realizar o cálculo da TIR para o reservatório B, uma vez que mesmo para o projeto de 8 m³/d que apresentou maior lucratividade esse lucro foi considerado relativamente baixo.

Figura 15 - VPL para o Reservatório C



Fonte: (Autor, 2018.).

Figura 16 - VPL para o Reservatório D



Fonte:

(Autor, 2018.).

As figuras 15 e 16 nos mostram que os projetos de injeção para os Reservatórios C e D não se pagam e nem geram lucro para nenhuma das situações analisadas. Situação que se deu pelo fato desses reservatórios produzirem menos óleo que os reservatórios A e B.

Essa produção menor de óleo no reservatórios C e D pode ser explicada de uma forma geral pela baixa porosidade que os mesmos apresentam em relação aos reservatórios A e B, conforme pode ser observado na Tabela 5. É importante destacar que a combinação de baixos valores de saturação média de óleo e permeabilidades podem também ter contribuídos para menores produções de óleo e, desta forma, influenciarem de forma negativa no VPL dos reservatórios B e C. Por fim, de acordo com o diagrama de Pareto para a análise de sensibilidade realizada para o reservatório A mostrou que entre as 3 propriedades de reservatório analisadas a porosidade foi a que mais influenciou a produção acumulada de óleo.

O cálculo da TIR não foi possível de ser realizado para os dois reservatórios uma vez que eles não apresentaram lucratividade.

## 6. CONCLUSÕES

- Neste trabalho, foi possível obter um ajuste ideal de malha de simulação para uma malha de  $25m^2$ , cujo tempo de simulação foi de 2min e 16 s. Foi possível também verificar um aumento no Fator de Recuperação através do aumento da vazão de injeção. Entretanto, de acordo com resultados obtidos foi possível observar que maiores aumentos de vazão não resultaram em acréscimos significativos no Fator de Recuperação de óleo.
- Com o aumento da viscosidade da água de injeção, melhorias no Fator de Recuperação foram observadas, destacando-se um acréscimo de 3,32% pontos percentuais observado no reservatório B. Entretanto, é importante destacar que uma análise econômica se faz necessária para comprovar a possível viabilidade de um projeto de injeção avançada com este tipo de método.
- No estudo de sensibilidade foi observado que os parâmetros que mais influenciaram na produção acumulada foram a porosidade e a saturação inicial de óleo. As mudanças de permeabilidade do reservatório nas simulações realizadas não foram estatisticamente relevantes na melhoria do Fator de Recuperação para este estudo.
- Na análise de viabilidade de investimento foi possível analisar a performance financeira dos projetos de injeção estudados anteriormente. Observou-se que o projeto com a maior margem de lucro foi o proposto para o Reservatório A para a vazão de injeção de  $8m^3/d$ , considerando a situação mais otimista com o barril de petróleo a 100 US\$, contudo a análise de TIR (3,34%) nos permitiu verificar que mesmo apresentando a maior lucratividade o projeto não apresenta uma boa taxa de retorno. Observou-se lucro para o Reservatório B, onde a maior margem foi dada pelo projeto com injeção de  $8m^3/d$  também para a situação de preço de barril de petróleo mais otimista, contudo o lucro observado no Reservatório B foi muito baixo se comparado com o Reservatório A. Já os projetos propostos para os Reservatórios C e D não pagaram nem o investimento inicial para nenhuma das situações analisadas.

## 7. REFERENCIAS

ANP. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural** – janeiro 2018/ Numero 89. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim\\_Mensal-Producao\\_Petroleo\\_Gas\\_Natural/Boletim-Producao\\_janeiro-2018.pdf](http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim-Producao_janeiro-2018.pdf)>. Acesso em: 10/05/2018.

AHMED, T. **Reservoir engineering handbook**. Gulf Professional Publishing, 2ª Edition, 2000.

AZIZ, K; SETTARI, A. **Petroleum reservoir simulation**. Applied Science Publishers. Londres, 1979.

CAMILO, D. L. G. **Estudo do processo de injeção de água e co2 aplicado a um reservatório de óleo leve**. UFRN, Natal, RN, 2017.

CRAIG JR., F. F. **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**. Society of Petroleum Engineers AIME. New York, 1971.

DIAS, G. **Operadoras independentes e campos maduros da Bacia Potiguar**. Coluna do Herzog, 2016. Disponível em: < <http://blogcarlossantos.com.br/operadoras-independentes-e-os-campos-maduros-da-bacia-potiguar/>> Acesso em: 20/06/2018.

FAERSTEIN, M. **Impactos da Molhabilidade da Rocha na Produção e Recuperação de Petróleo** - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010.

FEMENICK, T. R. **Uma história do petróleo potiguar**. TRIBUNA DO NORTE, 2014. Disponível em: <<http://www.tribunadonorte.com.br/noticia/uma-historia-do-petroleo-potiguar/279717%3E>>. Acesso em: 20/06/2018.

GLASO, O. “Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations.” *Journal of Petroleum Technology* (May 1980): 785–795.

LATIL, M. **Enhanced Oil Recovery**. Editions TECHNIP, Paris, 1980.

MALISKA, C. R.; SILVA, A. F. C.; HURTADO, F. S. V.; DONATTI, N. C.; AMBRUS, J.; KARPINSKI. **Manual Teórico. Griffin 1.0. Aplicativo didático para simulação de reservatórios de petróleo**. Laboratório de Simulação Numérica em Mecânica dos Fluidos e Transferência de Calor. Universidade Federal de Santa Catarina, 2008, 38 p

NASCIMENTO, R. A. **Estudo do processo de drenagem gravitacional do óleo assistido com injeção de vapor e solvente**. UFRN, Natal, RN, 2012.

PAULINO, L. C. **Estudo de sistemas microemulsionados utilizando água do mar na recuperação avançada de petróleo**. UFRN, Natal – RN, 2007.

PFALTZGRAFF, P. A. dos S.; TORRES, F. S. de M. **Geodiversidade do estado do Rio Grande do Norte**. -- Recife: CPRM, 2010.

SAITO, R.; SCHIOZER, D. J.; CASTRO, G. N. de; **Simulação de técnicas de engenharia de reservatórios: exemplo de utilização de opções reais**. RAE – Revista de Administração de Empresas. Abr/Jun, 2000. São Paulo – SP. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/rae/v40n2/v40n2a07.pdf>> Acesso em: 20/03/18.

SCHON, J. H. **Propriedades físicas das rochas aplicadas à engenharia: Fundamentos teóricos e práticos**. 1 ed – Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

SHANNON, R. E. **Introduction to the art and science of simulation**. Winter Simulation Conference, 1998.

SILVA, C. H. da. **Análise de Investimentos**. UNICAMP. Campinas – SP, 2009.

SILVA, M. do S. da. **Estudo paramétrico da injeção de polímeros em reservatórios de petróleo**. Natal – RN, 2014.

SILVA, M. V. A. **Desenvolvimento de um campo de petróleo utilizando a injeção de água como método de recuperação suplementar**. Natal – RN, 2016.

SPÍNOLA, D. C. S. **Análise da injeção de água quente após o vapor na recuperação de óleos pesados do nordeste brasileiro**. UFRN, Natal, 2014.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G. **Avaliação Econômica de Projetos de E&P**. Unisim on-line, 23<sup>a</sup> Edição, Ano 3, Volume 2, 2008. Disponível em: <<https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/online/UNISIM-ON-LINE-N23.PDF>>. Acesso em: 14/05/2018.

RODRIGUES, M. A. F. **Análise da viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado**. UFRN, Natal – RN, 2012.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. 1 ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

TEIXEIRA, Wilson et. al. **Decifrando a Terra**. Oficina de textos. São Paulo. 2001.

THOMAS, J. E.; TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C. A.; FILHO, C. V.; XAVIER, J. A. D.; MACHADO, J. C. V.; FILHO, J. E. S.; PAULA, J. L.; ROSSI, N. C. M.; PITOMBO, N. E. S.; GOUVEA, P. C. V. M.; CARVALHO, R. S.; BARRAGAM, R. V. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2<sup>o</sup> ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

VALENTIM, P. C. **Análise econômica de um projeto de injeção de água aplicado a um reservatório com características do nordeste brasileiro**. UFRN, Natal, 2015.