



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE -  
UFRN**

**CENTRO DE TECNOLOGIA – CT  
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**DESENVOLVIMENTO DE UMA ÁREA PETROLÍFERA COM  
CARACTERÍSTICAS SEMELHANTES COM A DO NORDESTE  
BRASILEIRO DE ÓLEOS PESADOS**

**Danielle Alves Ribeiro da Silva**

**Orientador(a):** Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal/RN, Dezembro de 2013

DANIELLE ALVES RIBEIRO DA SILVA

**DESENVOLVIMENTO DE UMA ÁREA PETROLÍFERA COM  
CARACTERÍSTICAS SEMELHANTES COM A DO NORDESTE  
BRASILEIRO DE ÓLEOS PESADOS**

Tendo em vista um desenvolvimento de um campo de petróleo com características semelhantes ao Nordeste brasileiro, para obter maiores índices de produtividade utilizando o método de injeção de vapor.

Natal/RN, Dezembro de 2013

DANIELLE ALVES RIBEIRO DA SILVA

**DESENVOLVIMENTO DE UMA ÁREA PETROLÍFERA COM  
CARACTERÍSTICAS SEMELHANTES COM A DO NORDESTE  
BRASILEIRO DE ÓLEOS PESADOS**

“Projeto Final apresentado para avaliação de Trabalho de Conclusão de Curso, como segunda parte do requisito para a Graduação em Engenharia de Petróleo, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.”

Banca Examinadora

---

Profa Dra Jennys Lourdes Meneses Barillas  
Orientadora - UFRN

---

Prof Dra Vanessa Cristina Santanna  
Membro interno - UFRN

---

Prof. MSc. Célio Gurgel Amorim  
Membro externo à instituição - ANP

Natal/RN, Dezembro de 2013

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a toda  
minha família, em especial aos meus  
pais, **Erite Ribeiro da Silva e Dalvina  
Alves de Sousa**, por toda forma de  
amor e confiança em mim depositado.  
Essa conquista é de vocês!

## AGRADECIMENTOS

A Deus, por todas as bênçãos sobre mim derramadas.

Aos meus pais, seres humanos de corações enormes. Os maiores realizadores de sonhos. Eles nunca mediram esforços e sempre disponibilizaram tudo o que me fosse necessário para meu aprendizado escolar. Além de me apoiarem e me conduzirem para o melhor caminho. Eu os agradeço eternamente.

Ao meu irmão, **Raniere**. Que apesar da distância sei que torceu muito por mim. E acima de tudo acreditou no meu potencial, sempre deixando meu ego elevado e meus pensamentos positivos. Afinal, positividade é com ele mesmo. Deixo aqui meu agradecimento cheio de saudade.

Aos amigos de curso: **Rafael, Juan, Carlos Dyego, Felipe, Lucas, Zé Bruno e Gabriel** que sempre me acompanharam e conviveram comigo nos últimos anos. Eu os agradeço por toda forma de aprendizado e pelos inúmeros momentos de descontração.

À minha grande amiga **Juli**, que o curso Ciências e Tecnologia me deu e a Engenharia de Petróleo concretizou. Pelas mais diversas razões não temos mais convivido tanto como no início do curso, mas sei, no entanto, que posso contar com ela porque é assim que são os verdadeiros amigos, e tenho certeza que somos.

Às amigas de infância: **Lorena, Alexsandra, Rafaela e Mariana** por me proporcionaram momentos de descontração e alegria. Agradeço a Deus todos os dias por ter vocês.

Grata à **CMG** pela licença do simulador de reservatório concedida.

Agradeço a toda equipe de professores, pelo conhecimento passado.

Agradeço à minha orientadora do TCC, **Profª Jennys Lourdes Meneses Barillas** por toda a amizade, confiança, paciência e disponibilidade para me ajudar a concluir esse trabalho.

Ao **PRH-PB 221** pela bolsa concebida.

Ao meu orientador do PRH-PB 221, **Profº Dr Flavio Medeiros Junior**, meu primeiro orientador na Engenharia de Petróleo. Que sempre fez de tudo para que eu seguisse o melhor caminho e aprendesse pelo menos um pouco do muito que ele nos passava em sala de aula.

Enfim, agradeço a todos que de uma forma ou de outra contribuíram para a realização desse sonho. Obrigada.

*Trabalho de Conclusão de Curso*

**Silva, Danielle Alves Ribeiro da** – “Desenvolvimento de uma área petrolífera com características semelhantes com a do Nordeste Brasileiro de óleos pesados”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

**Orientadora:** Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

### RESUMO

No Brasil, em especial no Nordeste, há grande ocorrência de reservatório contendo óleos pesados. A injeção contínua de vapor é um método bastante utilizado na recuperação desses óleos muito viscosos. Com base nesse contexto, esta pesquisa objetivou estudar o desenvolvimento de uma área petrolífera de óleo pesado, submetido ao referido método de recuperação. A metodologia do trabalho envolveu a simulação de reservatórios através da utilização de um simulador comercial “STARS” (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator), versão 2012.1 da “CMG (Computer Modeling Group)”. Foram realizadas comparações entre os modelos de injeção (“five-spot” normal, “five-spot” invertido, “five-spot” normal mais dois poços injetores nas extremidades e “five-spot” invertido mais dois poços produtores nas extremidades ) e vazões de injeção (0, 50, 100, 150, 200 e 250 m<sup>3</sup> std/dia). Uma vez selecionado o modelo que obteve maiores resultados de produção acumulada de óleo e fator de recuperação (“five-spot normal mais dois poços injetores nas extremidades”), testou-se a eficiência deste, mediante modificações nas vazões de injeção, acima listadas. Pôde-se observar que a partir da vazão de 150 m<sup>3</sup> std/dia de vapor não há mais aumento nem na produção acumulada de óleo nem no fator de recuperação. Concluindo que a mesma apresentou um resultado mais satisfatório para a produção de óleo

**Palavras-Chave:** Injeção de vapor, desenvolvimento de um campo de petróleo, óleos pesados, simulação numérica, vazão de injeção.

*Trabalho de Conclusão de Curso*

**Silva, Danielle Alves Ribeiro da** – “Desenvolvimento de uma área petrolífera com características semelhantes com a do Nordeste Brasileiro de óleos pesados”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

**Orientadora:** Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

### ABSTRACT

In Brazil, especially in the Northeast, there is a high occurrence of reservoir containing heavy oil. Continuous steam injection is a method widely used in the recovery of very viscous oils. Based on this context, this research aimed to study the development of an area of heavy oil, subjected to said recovery method. The methodology involved the work of reservoir simulation using a process simulator "stars" (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator), 2012.1 version of "CMG (Computer Modeling Group)". Comparisons between models were made of injection ( "five - spot " normal , "five - spot" inverted "five - spot " normal two injection wells at the ends and "five - spot" inverted two producing wells at the end) and flow injection (0, 50 , 100, 150 , 200 and 250 std m<sup>3</sup> / day). Once you have selected the model that had the highest results accumulated oil production and recovery factor ( "normal five- spot two injection wells at the ends " ), we tested the efficiency of this by changes in flow rates of injection, listed above. It was observed that as the flow of 150 std m<sup>3</sup> / day of steam no more nor increase in cumulative oil production or the recovery factor. Concluding that it presented a more satisfactory result for the production of oil.

**Keywords:** Steam injection, development of an oil field, heavy oils, numerical simulation, flow injection.



---

**SUMÁRIO**

|                                         |           |
|-----------------------------------------|-----------|
| <b>CAPÍTULO I:</b>                      | <b>14</b> |
| <b>1 INTRODUÇÃO</b>                     | <b>15</b> |
| 1.1 OBJETIVO GERAL                      | 16        |
| 1.2 OBJETIVO ESPECÍFICO                 | 16        |
| <b>CAPÍTULO II:</b>                     | <b>17</b> |
| <b>2 ASPECTOS TEÓRICOS</b>              | <b>18</b> |
| 2.1 OLÉOS PESADOS                       | 18        |
| 2.2 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA     | 18        |
| 2.2.1 MÉTODOS TÉRMICOS                  | 20        |
| 2.3 SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS | 22        |
| <b>CAPÍTULO III:</b>                    | <b>23</b> |
| <b>3 MATERIAIS E MÉTODOS</b>            | <b>24</b> |
| 3.1 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS          | 24        |
| 3.1.1 WINPROP – CMG                     | 24        |
| 3.1.2 STARS – CMG                       | 24        |
| 3.1.3 BUILDER – CMG                     | 25        |
| 3.2 MODELO FÍSICO DO RESERVATÓRIO       | 25        |
| 3.3 MODELAGEM DOS FLUIDOS               | 29        |
| 3.4 INTERAÇÃO ROCHA-FLUIDO              | 32        |
| 3.5 CONDIÇÕES OPERACIONAIS              | 38        |
| 3.6 METODOLOGIA DO TRABALHO             | 39        |
| <b>CAPÍTULO IV:</b>                     | <b>40</b> |
| <b>4 RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>        | <b>41</b> |
| 4.1 ANÁLISE DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS | 41        |
| 4.1.1 MODELO DE INJEÇÃO                 | 41        |
| 4.1.2 VAZÃO DE INJEÇÃO DE VAPOR         | 43        |
| <b>CAPÍTULO V:</b>                      | <b>48</b> |
| <b>5 CONCLUSÕES</b>                     | <b>49</b> |
| 5.1 CONCLUSÕES                          | 49        |

|                          |                                         |           |
|--------------------------|-----------------------------------------|-----------|
| 5.2                      | RECOMENDAÇÕES .....                     | 49        |
| <b>CAPÍTULO VI:.....</b> |                                         | <b>50</b> |
| 6                        | <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b> | <b>51</b> |

**LISTA DE FIGURAS**

|                                                                                                                           |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| FIGURA 1: FLUXOGRAMA DOS MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA.....                                                             | 19 |
| FIGURA 2: INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR. ....                                                                                 | 21 |
| FIGURA 3: CONFIGURAÇÃO DA MALHA DE INJEÇÃO. ....                                                                          | 26 |
| FIGURA 4: RESERVATÓRIO NA VISTA 3D. ....                                                                                  | 27 |
| FIGURA 5: SATURAÇÃO DO ÓLEO DO RESERVATÓRIO NO RESULTS 3D NA VISTA IK-2D.....                                             | 29 |
| FIGURA 6: VISCOSIDADE DO ÓLEO E VISCOSIDADE DO GÁS VERSUS PRESSÃO. ....                                                   | 32 |
| FIGURA 7: CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA À ÁGUA E AO ÓLEO <i>VERSUS</i> SATURAÇÃO DE ÁGUA.....                         | 34 |
| FIGURA 8: CURVA DE PRESSÃO CAPILAR ÁGUA-ÓLEO VERSUS SATURAÇÃO DE ÁGUA. ....                                               | 35 |
| FIGURA 9: CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA AO GÁS E AO ÓLEO VERSUS SATURAÇÃO DE LÍQUIDO.....                             | 37 |
| FIGURA 10: CURVA DE PRESSÃO CAPILAR GÁS-ÓLEO VERSUS SATURAÇÃO DE LÍQUIDO. ....                                            | 38 |
| FIGURA 11: MODELO DE INJEÇÃO “FIVE-SPOT” NORMAL NA VISTA IJ-2D AREAL. ....                                                | 42 |
| FIGURA 12: MODELO DE INJEÇÃO “FIVE-SPOT” NORMAL MAIS DOIS POÇOS INJETORES NAS EXTREMIDADES NA VISTA IJ-2D AREAL .....     | 42 |
| FIGURA 13: MODELO DE INJEÇÃO “FIVE-SPOT” INVERTIDONA VISTA IJ-2D AREAL .....                                              | 43 |
| FIGURA 14: MODELO DE INJEÇÃO “FIVE-SPOT” INVERTIDO MAIS DOIS POÇOS PRODUTORES NAS EXTREMIDADES NA VISTA IJ-2D AREAL ..... | 43 |
| FIGURA 15: COMPARANDO O ÓLEO ACUMULADO DE TODOS OS MODELOS ESTUDADOS. ....                                                | 44 |
| FIGURA 16: COMPARANDO O FATOR DE RECUPERAÇÃO DE TODOS OS MODELOS ESTUDADOS. ....                                          | 45 |
| FIGURA 17: ÓLEO ACUMULADO DO MODELO OTIMIZADO PARA DIFERENTES VAZÕES. ....                                                | 46 |
| FIGURA 18: FATOR DE RECUPERAÇÃO DO MODELO OTIMIZADO PARA DIFERENTES VAZÕES.....                                           | 47 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                          |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| TABELA 1: CARACTERÍSTICAS DO RESERVATÓRIO E PROPRIEDADES DAS ROCHAS.....                 | 28 |
| TABELA 2: COMPOSIÇÃO ORIGINAL DO ÓLEO. ....                                              | 30 |
| TABELA 3: CARACTERÍSTICAS ORIGINAIS DO ÓLEO. ....                                        | 31 |
| TABELA 4: PSEUDOCOMPONENTES DO ÓLEO. ....                                                | 31 |
| TABELA 5: DADOS DA PERMEABILIDADE RELATIVA E PRESSÃO CAPILAR NO SISTEMA ÁGUA-ÓLEO. ....  | 33 |
| TABELA 6: DADOS DA PERMEABILIDADE RELATIVA E PRESSÃO CAPILAR NO SISTEMA LÍQUIDO-GÁS..... | 36 |
| TABELA 7: CONDIÇÕES OPERACIONAIS DOS POÇOS PRODUTORES. ....                              | 38 |
| TABELA 8: CONDIÇÕES OPERACIONAIS DOS POÇOS INJETORES. ....                               | 39 |
| TABELA 9: PARÂMETROS OPERACIONAIS ANALISADOS. ....                                       | 41 |

## SIMBOLOGIA

°API – Grau API do óleo

STARS – Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator

CMG – Computer Modelling Group

cP – Centipoise

IOR – Improved Oil Recovery

Kr- Permeabilidade Relativa

Krw – Permeabilidade Relativa à água

Krow – Permeabilidade Relativa ao óleo no sistema água – óleo

Krg – Permeabilidade Relativa ao gás

Krog – Permeabilidade Relativa ao gás no sistema gás-óleo.

Sw – Saturação de água (%)

Sl- Saturação de líquido (%)

°C – Grau Celsius

m – metros

Np – Produção acumulada de óleo (m<sup>3</sup> std)

Fr – Fator de recuperação do óleo (%)

Std – Condição Padrão

---

# **CAPÍTULO I:**

## **Introdução**

---

## 1 INTRODUÇÃO

O petróleo é uma das principais fontes de energia do planeta, ocupando, no Brasil, o primeiro lugar da matriz energética. Assim, tecnologias que envolvam o desenvolvimento e a aplicação de técnicas capazes de aumentar a rentabilidade de campos petrolíferos são importantes e necessitam de estudos mais aprofundados. Por isso, através da simulação numérica de reservatórios, pode-se fazer um estudo mais detalhado e ainda fornecer resultados convincentes. Em nível regional, o Rio Grande do Norte tem grandes reservas de petróleo pesado. Apesar de uma parte significativa dessas reservas já tenham sido produzidas (campos maduros), há sempre busca de novas tecnologias e métodos de recuperação suplementar sendo estudados, testados e implantados com o intuito de maximizar a quantidade de óleo recuperado do reservatório.

O desenvolvimento de uma área petrolífera abrange vários aspectos da engenharia, muito deles intrinsecamente atrelados à localização do campo, tais como o fluxograma da perfuração, o dimensionamento do sistema que suportará a produção e a escolha do método de recuperação do óleo. Estabelece-se um artifício essencial no projeto à correta análise das características do reservatório produtor para a definição do programa de produção do hidrocarboneto. O desenvolvimento de uma área petrolífera visa maximização da recuperação do óleo e um custo mínimo operacional e de investimento do capital.

Com o declínio das reservas de “óleo convencional”, as atenções da indústria petrolífera se voltam para a recuperação avançada de óleos pesados ( $^{\circ}\text{API}$  entre 10 e 20), sendo os métodos térmicos, em especial a injeção de vapor, os mais aplicados (GALVÃO, 2008).

A Injeção de Vapor é um método especial de recuperação aplicado geralmente em reservatórios de óleos muito viscosos. Este método consiste em injetar calor para reduzir a viscosidade e, deste modo aumentar a mobilidade do óleo, resultando em incremento na produção dos poços, conforme definido por Hong (1994).

O presente trabalho tem como objetivo desenvolver um campo de petróleo com características semelhantes ao do nordeste brasileiro de óleos pesados. E nele estudar o

efeito da injeção contínua de vapor, através de simulações, visando analisar a influência dos modelos de injeção e vazões de injeção.

As simulações foram feitas com base num modelo de reservatório sintético homogêneo em coordenadas cartesianas. Com isso, utilizou-se o programa *Launcher* do simulador da empresa *Computer Modelling Group LTDA- CMG*.

### **1.1 OBJETIVO GERAL**

O presente trabalho tem como objetivo geral desenvolver um campo de petróleo com características semelhantes ao do nordeste brasileiro de óleos pesados, utilizando o método de injeção contínua de vapor.

### **1.2 OBJETIVO ESPECÍFICO**

Analisar os parâmetros operacionais, como: as vazões de injeção e os modelos de injeção, para constatar a eficácia do método no aumento da recuperação do óleo.



---

## **CAPÍTULO II:**

# **Aspectos Teóricos**

---

## 2 ASPECTOS TEÓRICOS

Neste capítulo, são apresentados os principais aspectos teóricos que fundamentam a compreensão do método proposto.

### 2.1 OLÉOS PESADOS

Ao contrário dos óleos convencionais, os óleos pesados apresentam porcentagens maiores de materiais residuais não destiláveis. As altas proporções de hidrocarbonetos pesados existentes nesses resíduos tornam o óleo altamente viscoso e apropriado para a manufatura de asfalto. No entanto reduzem fortemente a sua aplicabilidade para a maioria dos outros propósitos (GALVÃO, 2008)

O desafio da produção para estes tipos de óleos é a sua recuperação e conversão do reservatório em derivados úteis. Alguns órgãos sugerem sua classificação baseada no °API (QUEIROZ, 2006):

- Para UNITAR, óleo pesado:  $10 < ^\circ\text{API} < 20$ ;
- Para o Governo do Canadá, óleo pesado:  $^\circ\text{API} < 27,5$ ;
- Para ANP, óleo pesado:  $^\circ\text{API} < 22$ ; óleo extra-pesado:  $^\circ\text{API} < 10$ ;
- Para a Petrobras *offshore*, óleo pesado:  $^\circ\text{API} < 19$  e  $\mu\text{res} > 10$  cP; óleo extra pesado:  $^\circ\text{API} < 14$  e  $\mu\text{res} > 100$  cP; *Onshore*, óleo pesado:  $^\circ\text{API} < 18$  e  $\mu\text{res} > 500$  cP.

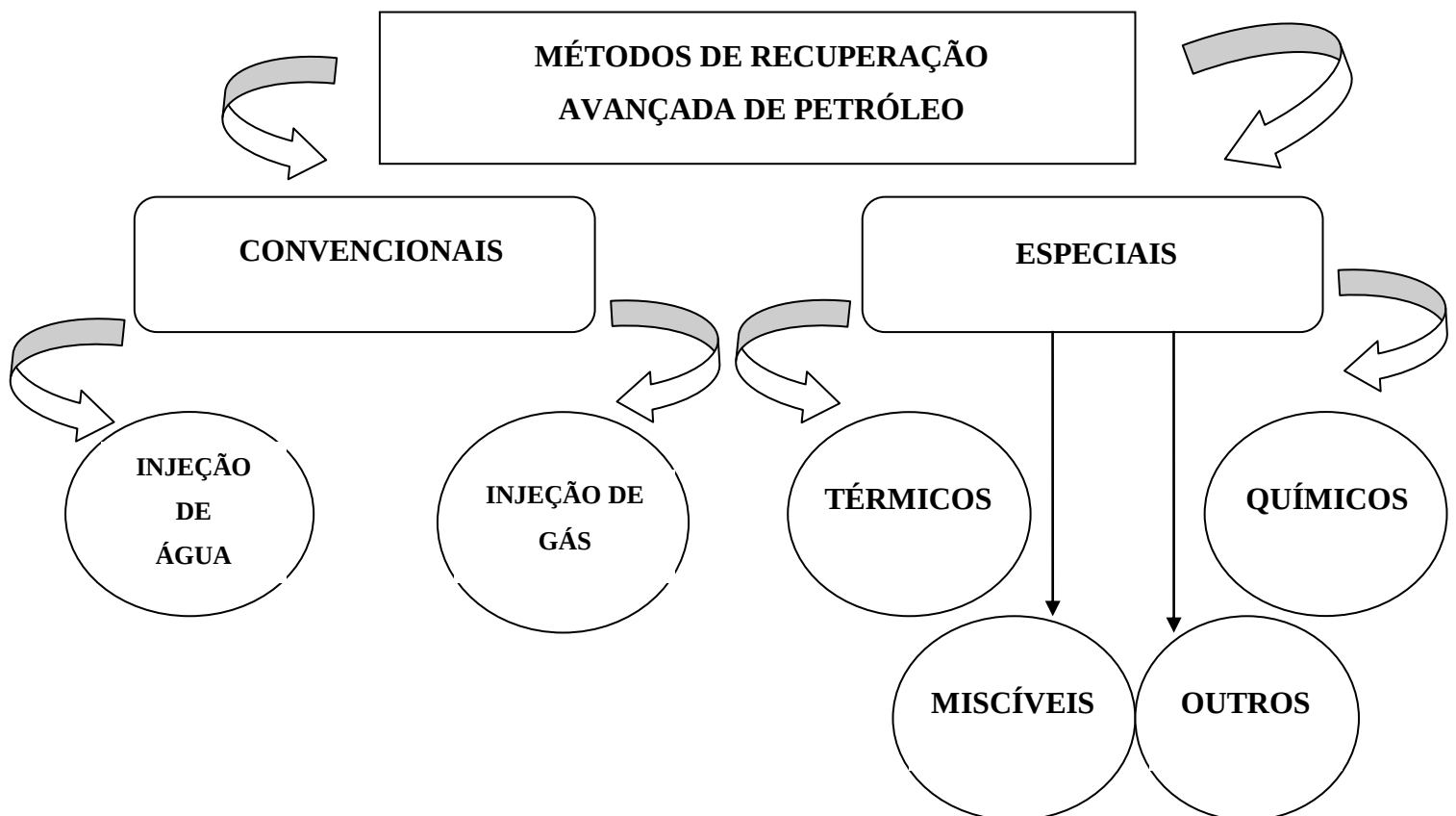
### 2.2 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA

Por muitos anos, a indústria petrolífera considerou três etapas de recuperação: primária, secundária e terciária. No entanto, a inconveniência de se utilizar essa classificação como uma sequência cronológica é que muitas operações de produção em reservatórios não são conduzidas nessa ordem específica. Um exemplo bem conhecido é a produção de óleos pesados que ocorre em muitas partes do mundo. Se o óleo bruto é suficientemente viscoso, ele pode não fluir a vazões econômicas submetido apenas à energia natural do reservatório, de tal sorte que a energia primária seria negligenciada (GALVÃO, 2008).

De acordo com AIRES (2013), é necessária a utilização de processos IOR (*Improved Oil Recovery*) que envolvem a injeção de um ou mais fluidos, de certas características no reservatório. O fluido injetado e o seu processo provocam um acréscimo na pressão do reservatório e interagem com o sistema rocha-reservatório a fim de criar condições favoráveis para uma melhor recuperação de óleo. Essas interações são devidas a mecanismos físicos e químicos, e à injeção de energia térmica pode resultar, por exemplo, em:

- Baixas tensões interfaciais;
- Expansão do óleo;
- Redução da viscosidade do óleo;
- Modificação da molhabilidade.

A Figura 1 a seguir mostra o fluxograma dos métodos de recuperação avançada de petróleo existente:



**Figura 1:** Fluxograma dos métodos de recuperação avançada.

### 2.2.1 MÉTODOS TÉRMICOS

Em reservatórios com óleos pesados ou extra pesados que são muito viscosos, não é muito apropriada a utilização de métodos convencionais de recuperação, já que a alta viscosidade do óleo pode impedir o movimento do óleo dentro do meio poroso deixando passar só o fluido injetado, resultando em baixas eficiências de varridos.

O óleo ao ser aquecido diminui a viscosidade e este é o princípio básico do método térmico de recuperação de óleo. Inicialmente a busca dessa diminuição de viscosidade era feita com o aquecimento do óleo para aumentar a produção. Os processos foram evoluindo no tempo até os métodos atuais. Nos métodos térmicos têm-se duas categorias: a combustão *in-situ*, no qual o calor é gerado no próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente e a injeção de fluidos aquecidos, que é a origem de calor na superfície e transferida para um fluido que logo é injetado no poço (BARILLAS, 2005).

Na injeção de fluidos aquecidos usa-se água como meio de conduzir o calor desde a superfície até a zona de óleo, e que pode ser injetada na forma de vapor ou a uma temperatura bem elevada, entretanto ainda no estado líquido, tendo-se então dois procedimentos: injeção de vapor e injeção de água quente.

Os métodos de recuperação térmica de óleo são na maioria das vezes bem sucedidos já que a viscosidade é diminuída em alta proporção. No entanto não se tem um método excelente de recuperação de óleo. O método selecionado deve ser avaliado com extremo cuidado e vai depender das condições físicas dos reservatórios, dos resultados encontrados em reservatórios análogos, do conhecimento da equipe de trabalho e dos resultados das simulações realizadas.

#### 2.2.1.1 INJEÇÃO DE VAPOR

O método consiste na injeção de vapor superaquecido no reservatório, formando um banco de vapor que se condensa e transfere calor para o óleo, para a água e para a própria rocha, inclusive as das camadas adjacentes. Apresentam dois modos de operação: cíclico e contínuo. O modo cíclico alterna fases de injeção e produção num mesmo poço, enquanto que no modo contínuo a injeção permanece num mesmo poço injetor até os poços

produtores vizinhos serem atingidos pelo banco de alta temperatura. Normalmente, a fase cíclica precede a contínua, sendo considerada apenas uma coadjuvante no processo de aumentar a recuperação de petróleo (LACERDA, 2000).

A injeção de vapor é um processo bastante apropriado para formações muito permeáveis e espessas, portadoras de óleo viscoso, apesar de nas formações espessas o mecanismo de segregação gravitacional e eficiência de varrido (relação entre o volume da zona invadida pelo fluido injetado e o volume do reservatório) serem relevantes. O método não é recomendado para formações muito profundas, já que se torna grande a perda de calor no poço, nem para os reservatórios com altas saturações de água, já que grande parte da energia seria destinada a aquecer a água, sem qualquer benefício para a recuperação (QUEIROZ, 2006).

#### 2.2.1.1.1 INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR

Na injeção contínua de vapor o mesmo é injetado continuamente em um ou mais poços chamados poços injetores, e o óleo é empurrado para poços de produção (Figura 2).

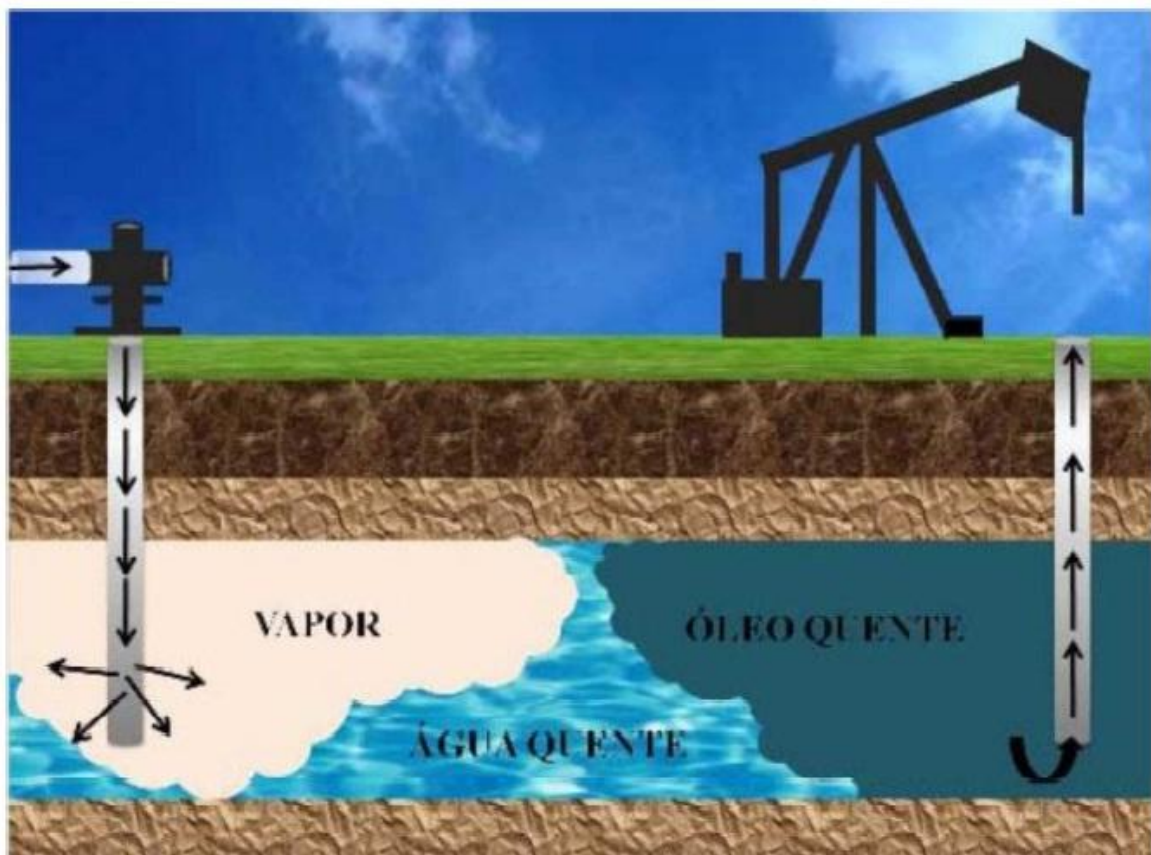


Figura 2: Injeção contínua de vapor.

Como esse processo requer poços injetores e produtores, uma maior área dentro do reservatório é compreendida, obtendo-se altas recuperações do óleo, maiores que na injeção cíclica de vapor. Os fatores de recuperação de óleo neste processo são capazes de chegar a 50% ou mais.

### **2.3 SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS**

Nessa categoria, estão classificadas as ferramentas numérico-computacionais desenvolvidas para auxiliar nos estudos de reservatórios. Nesses métodos o reservatório é representado de forma mais ampla, considerando-se a distribuição espacial da rocha; do fluido; e das propriedades rocha-fluido. A representação do reservatório é feita por meio de um modelo de fluxo, que o subdivide em células, denominadas “grid” de simulação. Os procedimentos que o simulador utiliza são semelhantes aos da Equação de Balanço de Materiais, sendo ainda introduzidas informações geológicas e geofísicas, dados de rocha, dados de fluido, propriedades rocha-fluido, etc. (MORSE, 2006).

De acordo com COTIA (2012), a simulação de reservatório é uma técnica capaz de prever o comportamento de um reservatório de petróleo sob vários cenários de operações diferentes, sendo assim, muito útil da perspectiva do gerenciamento de reservatórios. Através desta técnica é possível, entre outras coisas:

- Prever a produção de água, óleo e gás do reservatório;
- Determinar o impacto da perfuração de novos poços na produção do campo;
- Prever a recuperação de óleo adicional decorrente da aplicação de um método de recuperação secundária ou especial;
- Determinar as melhores locações para poços produtores e injetores;
- Entender os mecanismos de escoamento;
- Melhorar o modelo do reservatório através do ajuste de histórico.

---

## **CAPÍTULO III:**

# **Materiais e Métodos**

---

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo, são tratados aspectos relacionados às ferramentas computacionais utilizadas, ao modelo físico do reservatório, à modelagem dos fluidos, à interação rocha-fluido, às condições operacionais e à metodologia do trabalho.

#### 3.1 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

##### 3.1.1 WINPROP – CMG

Segundo BAUTISTA (2010), o sistema Winprop da empresa Modelling Computer Group (CMG) é uma ferramenta que usa as propriedades de equilíbrio multifásico da equação de estado para:

- Modelar Fluidos;
- Agrupamento (“Lumping”) de componentes;
- Ajuste de dados de laboratório através da regressão;
- Simulação de processos de contato múltiplo;
- Construção do diagrama de fases;
- Simulação de experimentos de laboratório (Liberação diferencial, teste do separador óleo – gás, etc.)

##### 3.1.2 STARS – CMG

As simulações foram feitas no programa STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da CMG (“Computer Modelling Group”) - versão 2012.1. Trata-se de um simulador trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com o intuito de simular recuperações avançadas de petróleo, tais como, **métodos térmicos** e **métodos químicos**, utilizando uma ampla variedade de características físicas e químicas.



Os sistemas de malha podem ser cartesianos, cilíndricos ou de profundidade e espessura variáveis, sendo possível utilizar configurações bidimensionais e tridimensionais para qualquer sistema de malha.

### **3.1.3 BUILDER – CMG**

A construção do modelo representativo do reservatório na linguagem do simulador leva em consideração, os dados geológicos, as características dos fluidos, as interações rocha-fluido e as características do processo.

Dados requeridos:

- Modelo físico;
- Modelo de reservatório;
- Caracterização dos fluidos;
- Propriedades rocha-fluido;
- Modelo numérico;
- Condições operacionais.

## **3.2 MODELO FÍSICO DO RESERVATÓRIO**

O modelo físico estudado trata-se de um sistema de malhas cartesiano. A malha escolhida foi a “five-spot” normal, que consiste em um poço produtor cercado por quatro poços injetores. Na Figura 3, mostra-se a proposta da configuração da malha de injeção.

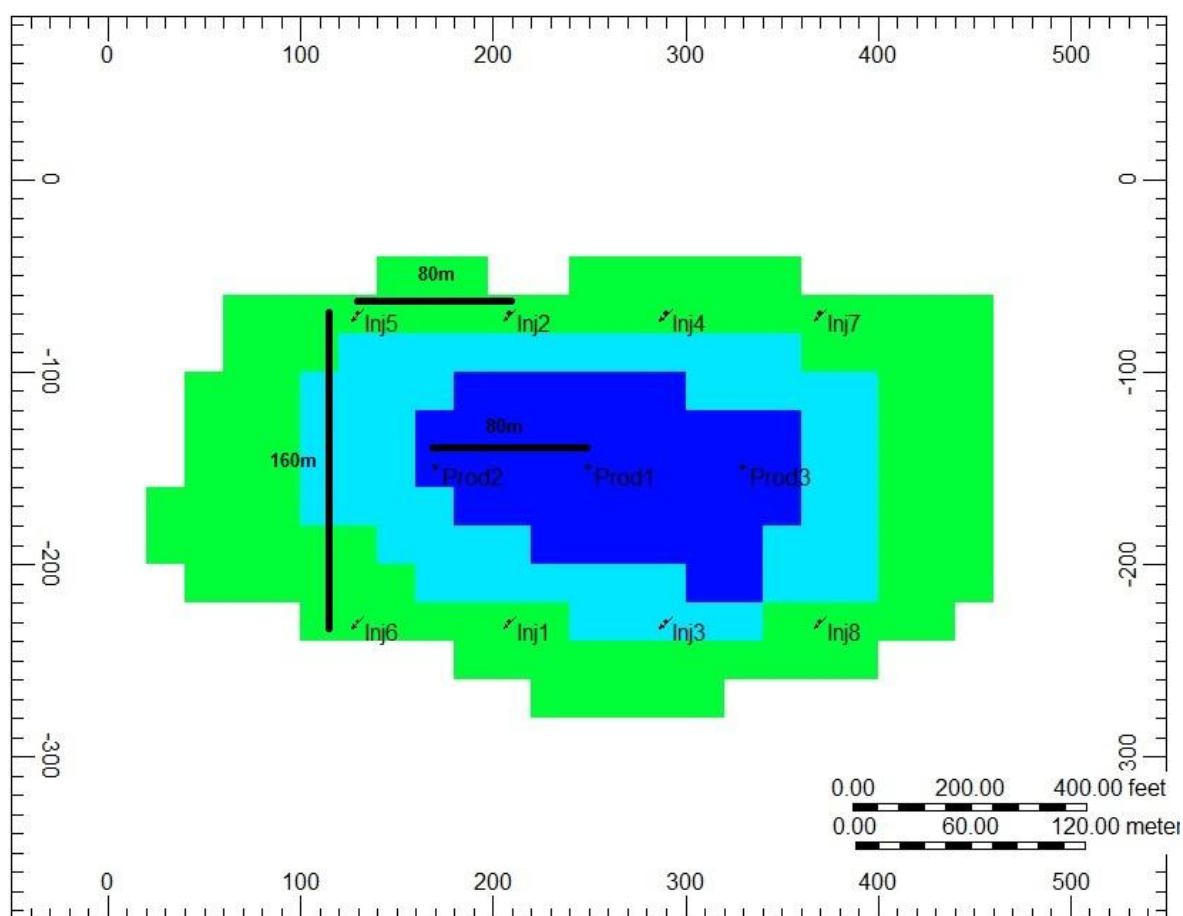


Figura 3: Configuração da malha de injeção.

As dimensões e direções do modelo escolhido em 3D, criadas no Builder, estão ilustradas na Figura 4.

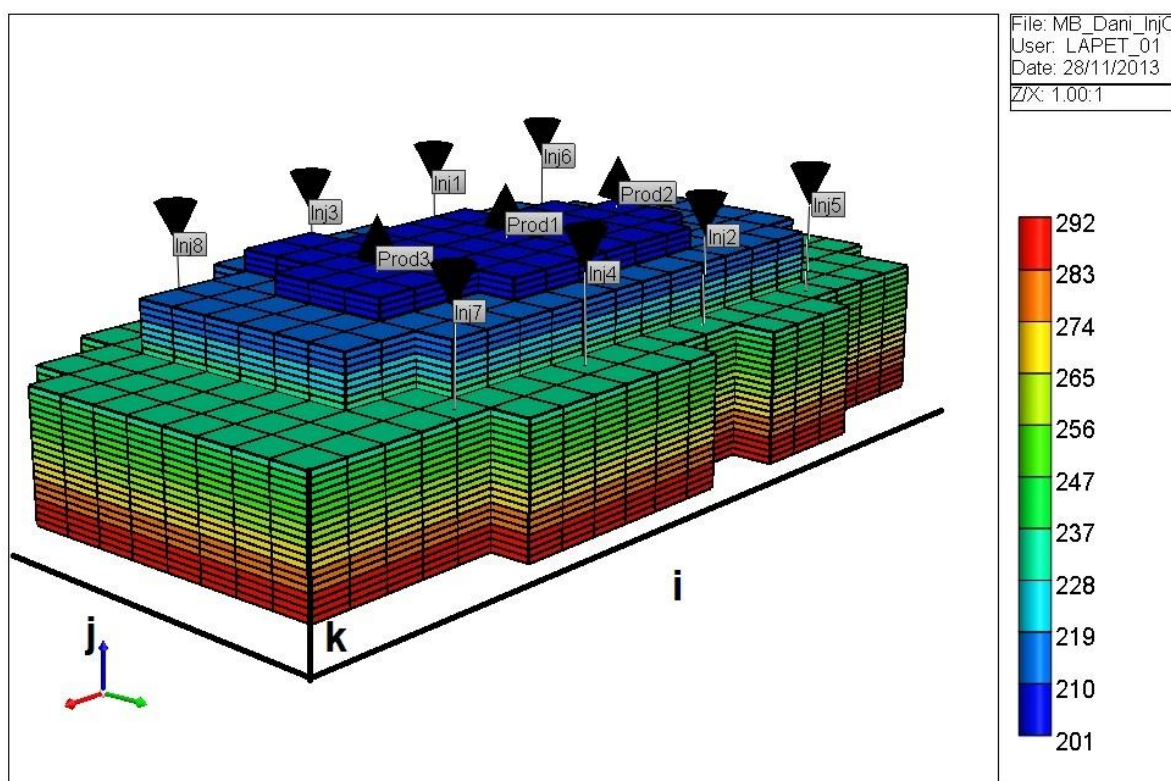


Figura 4: Reservatório na vista 3D.

O refinamento foi estabelecido da seguinte maneira:

- Direção i: 25 blocos de 20 m;
- Direção j: 15 blocos de 20 m;
- Direção k: 20 blocos de 3 m;
- Total de blocos: 7500.

Na Tabela 1 encontram-se as características do reservatório e as propriedades das rochas.

Tabela 1: Características do reservatório e propriedades das rochas.

| Características do reservatório e Propriedades das rochas |                                              |
|-----------------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Espessura do reservatório                                 | 60 m                                         |
| Espessura máxima da zona de óleo                          | 51 m                                         |
| Profundidade de referência                                | 201 m                                        |
| Contato água-óleo                                         | 275 m                                        |
| Pressão na profundidade de referência                     | 287 psi                                      |
| Porosidade                                                | 28%                                          |
| Permeabilidade horizontal                                 | 900 mD                                       |
| Permeabilidade vertical                                   | 135 mD                                       |
| Temperatura inicial do reservatório                       | 38 °C                                        |
| Volume de óleo in place                                   | 566348 m <sup>3</sup> std                    |
| Capacidade calorífica volumétrica da formação             | 2,347 x 10 <sup>6</sup> J/m <sup>3</sup> *°C |
| Condutividade térmica da rocha                            | 2,740 x 10 <sup>5</sup> J/m*dia*°C           |
| Condutividade térmica da água                             | 5,350 x 10 <sup>4</sup> J/m*dia*°C           |
| Condutividade térmica do óleo                             | 1,150 x 10 <sup>4</sup> J/m*dia*°C           |
| Condutividade térmica do gás                              | 3900 J/m*dia*°C                              |
| Capacidade calorífica volumétrica da formação             | 2,347 x 10 <sup>6</sup> J/m <sup>3</sup> *°C |
| <i>Overburden e Underburden</i>                           |                                              |
| Condutividades térmicas <i>Overburden e Underburden</i>   | 1,496 x 10 <sup>5</sup> J/m <sup>3</sup> *°C |
| Compressibilidade da formação                             | 15 x 10 <sup>-7</sup> 1/psi                  |

O reservatório tem as seguintes dimensões:

- Comprimento aproximado: 500 m
- Largura: 300 m
- Espessura: 60 m

A Figura 5 ilustra a saturação de óleo do reservatório na vista IK-2D, mostrando a zona de óleo, a zona de água, o contato água-óleo e que o mesmo possui formato irregular, por isso suas espessuras são variáveis dependendo do ponto escolhido.

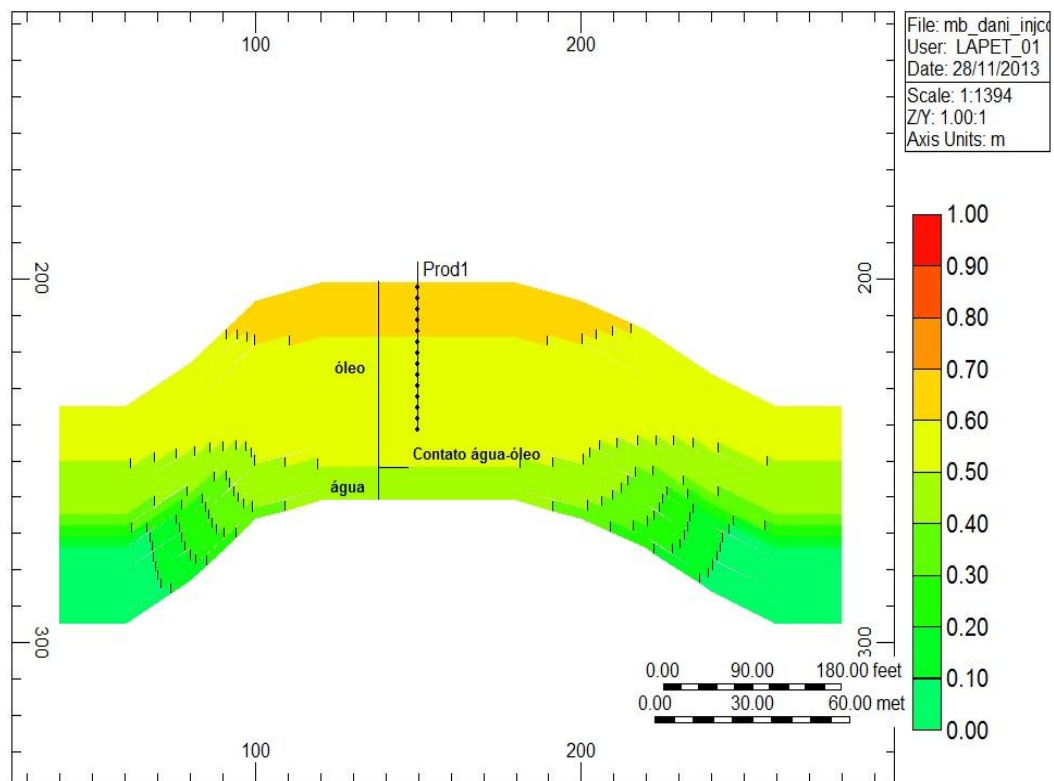


Figura 5: Saturação do óleo do reservatório no Results 3D na vista IK-2D

### 3.3 MODELAGEM DOS FLUIDOS

O modelo de fluidos utilizado neste trabalho foi ajustado no simulador WinProp da CMG e apresenta características similares aos encontrados no Nordeste Brasileiro. A Tabela 2 mostra a composição do óleo original, e as características do mesmo pode ser observadas na Tabela 3.

Tabela 2: Composição original do óleo.

| Componentes                   | Fluido do reservatório |
|-------------------------------|------------------------|
| CO <sub>2</sub>               | 0,45                   |
| N <sub>2</sub>                | 0,27                   |
| CH <sub>4</sub>               | 9,91                   |
| C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | 0,18                   |
| C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | 0,27                   |
| IC <sub>4</sub>               | 0,10                   |
| NC <sub>4</sub>               | 0,13                   |
| NC <sub>5</sub>               | 0,05                   |
| FC <sub>6</sub>               | 0,05                   |
| FC <sub>7</sub>               | 0,07                   |
| FC <sub>8</sub>               | 0,10                   |
| FC <sub>9</sub>               | 0,04                   |
| FC <sub>10</sub>              | 0,12                   |
| FC <sub>11</sub>              | 0,63                   |
| FC <sub>12</sub>              | 0,73                   |
| FC <sub>13</sub>              | 1,39                   |
| FC <sub>14</sub>              | 2,06                   |
| FC <sub>15</sub>              | 2,73                   |
| FC <sub>16</sub>              | 1,41                   |
| FC <sub>17</sub>              | 2,15                   |
| FC <sub>18</sub>              | 1,53                   |
| FC <sub>19</sub>              | 4,03                   |
| C <sub>20</sub> +             | 71,58                  |
| Soma                          | 100,00                 |

Tabela 3: Características originais do óleo.

|                   | Oléo Morto | Gás de superfície                          | Fluido de reservatório |
|-------------------|------------|--------------------------------------------|------------------------|
| Densidade do gás  |            | 0,7010                                     |                        |
| Massa Molar Total | 482        | 20,30                                      | 428                    |
| Massa Molar C20+  |            | 543                                        |                        |
| Densidade C20+    |            | 0,9763                                     |                        |
| RGO               |            | 6,09 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std |                        |
| Grau °API         |            | 16,76                                      |                        |

Na Tabela 4 é mostrado o ajuste do modelo original para seis pseudocomponentes.

Tabela 4: Pseudocomponentes do óleo.

| Pseudocomponentes | Fração Molar |
|-------------------|--------------|
| CO2-N2            | 0,0072       |
| CH4-C3H           | 0,1035       |
| IC4-NC5           | 0,0032       |
| C6-C10            | 0,0038       |
| C11-C39           | 0,6281       |
| C40+              | 0,2542       |
| Soma              | 1            |

O ajuste da viscosidade do óleo do modelo original com o modelo de fluido proposto pode ser observado na Figura 6.

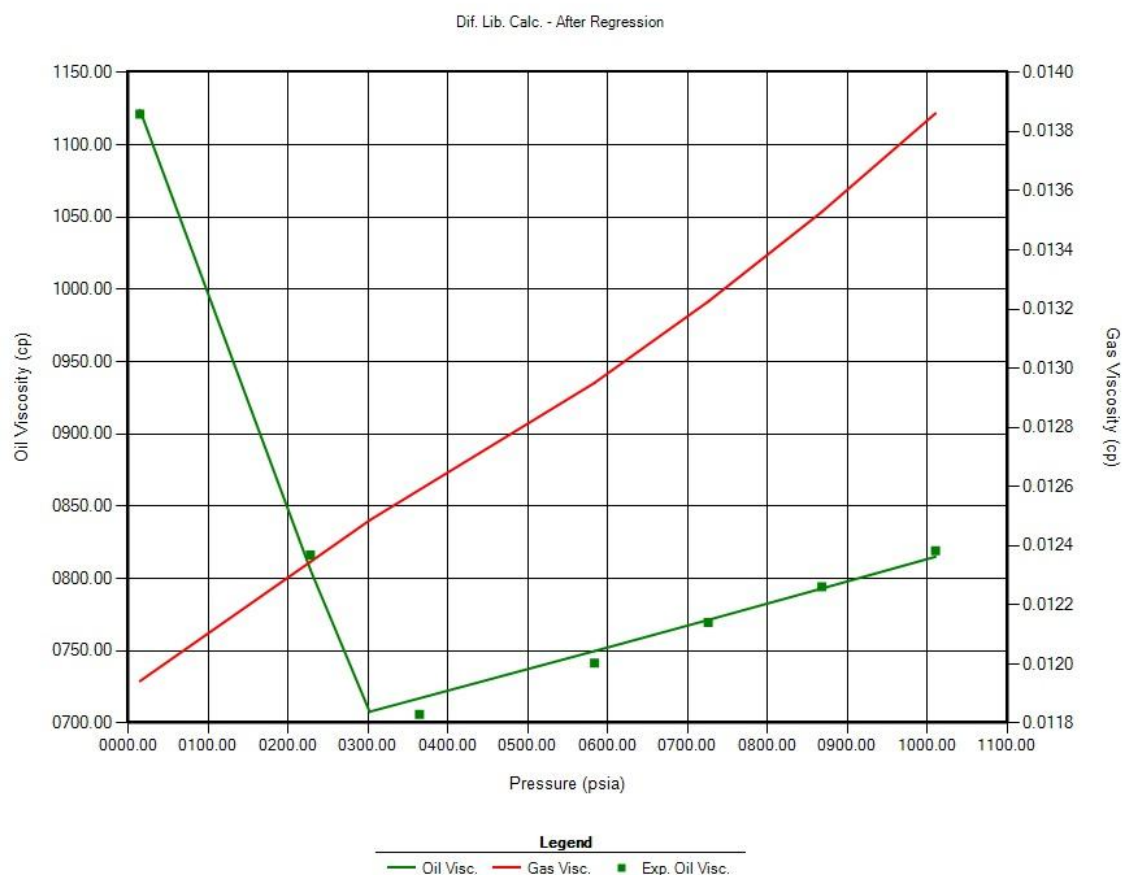


Figura 6: Viscosidade do óleo e viscosidade do gás versus pressão.

### 3.4 INTERAÇÃO ROCHA-FLUIDO

Na Tabela 5, Figuras 7 e Figura 8, mostram-se os dados da permeabilidade relativa e pressão capilar do sistema água-óleo e as curvas das mesmas respectivamente.



Tabela 5: Dados da permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema água-óleo.

| Sw    | Krw    | Krow   | Pc      |
|-------|--------|--------|---------|
| 0,280 | 0,0000 | 0,8000 | 16,6570 |
| 0,308 | 0,0052 | 0,7364 | 11,7000 |
| 0,336 | 0,0146 | 6,7380 | 8,4736  |
| 0,364 | 0,0268 | 0,6121 | 6,2949  |
| 0,392 | 0,0413 | 0,5514 | 4,7850  |
| 0,420 | 0,0577 | 0,4918 | 3,7025  |
| 0,448 | 0,0759 | 0,4334 | 2,9165  |
| 0,476 | 0,0956 | 0,3763 | 2,3304  |
| 0,504 | 0,1168 | 0,3206 | 1,8823  |
| 0,532 | 0,1394 | 0,2664 | 1,5444  |
| 0,560 | 0,1633 | 0,2141 | 1,2755  |
| 0,588 | 0,1884 | 0,1638 | 1,0618  |
| 0,616 | 0,2147 | 0,1160 | 0,8963  |
| 0,644 | 0,2420 | 0,0713 | 0,7584  |
| 0,672 | 0,2705 | 0,0310 | 0,6481  |
| 0,700 | 0,3000 | 0,0000 | 0,5585  |
| 1,000 | 1,0000 | 0,0000 | 0,1517  |

A Figura 7 mostra que a permeabilidade relativa à água aumenta com o aumento da saturação de água, enquanto que a permeabilidade relativa ao óleo diminui com o aumento da saturação de água.

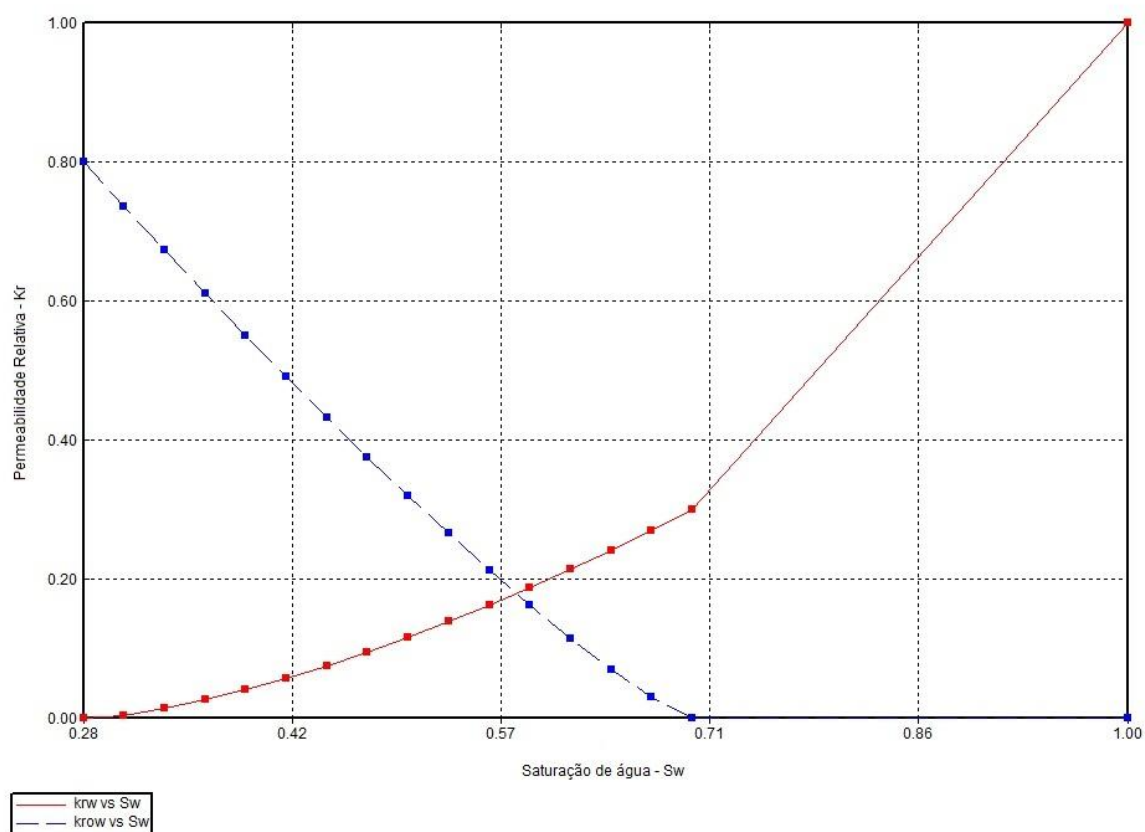


Figura 7: Curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo *versus* saturação de água.

Figura 8 mostra a pressão capilar água-óleo caindo em relação ao aumento da saturação de água.

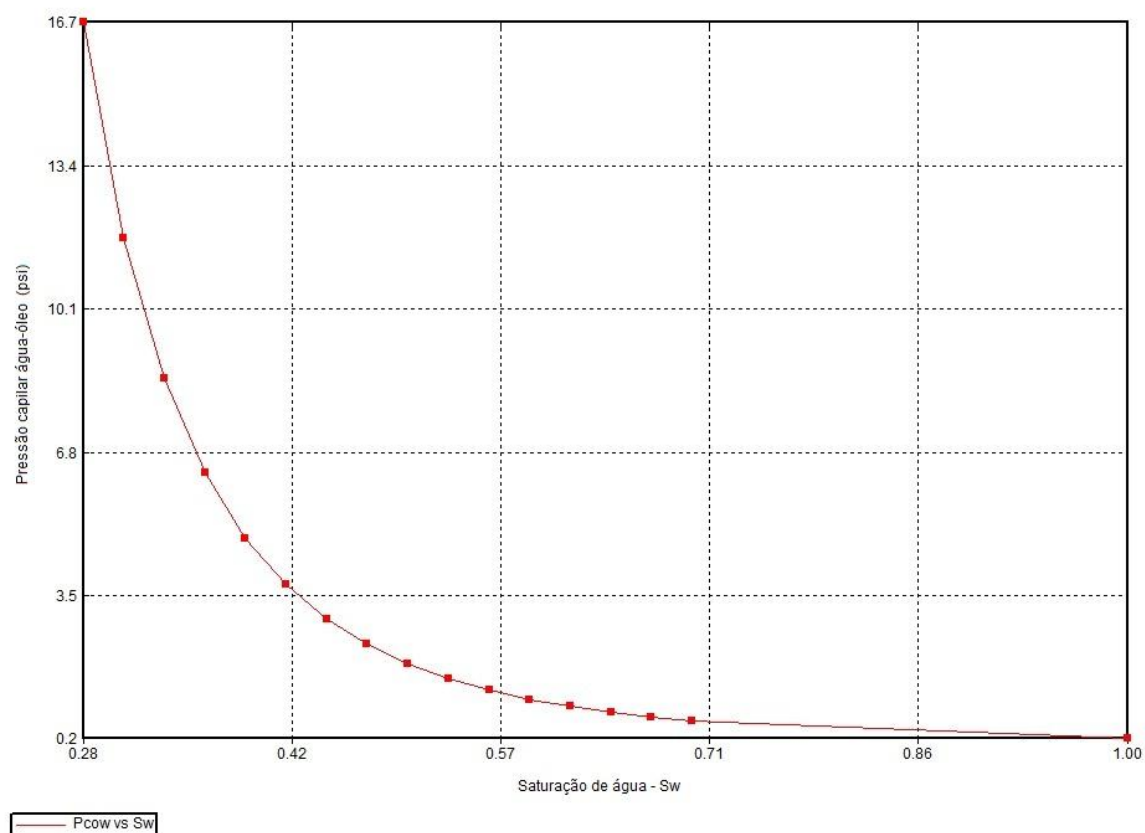


Figura 8: Curva de pressão capilar água-óleo versus saturação de água.

Na Tabela 6, Figura 9 e Figura 10, mostram-se os dados da permeabilidade relativa e pressão capilar do sistema líquido-gás e as curvas das mesmas respectivamente.

Tabela 6: Dados da permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema líquido-gás.

| SI   | Krg    | Krog   | Pcog   |
|------|--------|--------|--------|
| 0,70 | 0,4500 | 0,0000 | 0,9935 |
| 0,72 | 0,4060 | 0,0124 | 0,9011 |
| 0,74 | 0,3630 | 0,0351 | 0,8191 |
| 0,76 | 0,3220 | 0,0645 | 0,7467 |
| 0,77 | 0,2830 | 0,0993 | 0,6819 |
| 0,79 | 0,2450 | 0,1390 | 0,6247 |
| 0,81 | 0,2090 | 0,1820 | 0,5729 |
| 0,83 | 0,1750 | 0,2300 | 0,5268 |
| 0,85 | 0,1430 | 0,2810 | 0,4847 |
| 0,87 | 0,1140 | 0,3350 | 0,4475 |
| 0,89 | 0,0866 | 0,3930 | 0,4137 |
| 0,91 | 0,0620 | 0,4530 | 0,3826 |
| 0,92 | 0,0402 | 0,5160 | 0,3551 |
| 0,94 | 0,0219 | 0,5820 | 0,3296 |
| 0,96 | 0,0078 | 0,6500 | 0,3061 |
| 0,98 | 0,0000 | 0,7210 | 0,2854 |
| 1,00 | 0,0000 | 0,8000 | 0,2648 |

Figura 9 ilustra que a permeabilidade relativa ao gás diminui com o aumento da saturação de líquido, no entanto, a permeabilidade relativa gás-óleo aumenta com o aumento da saturação de líquido.

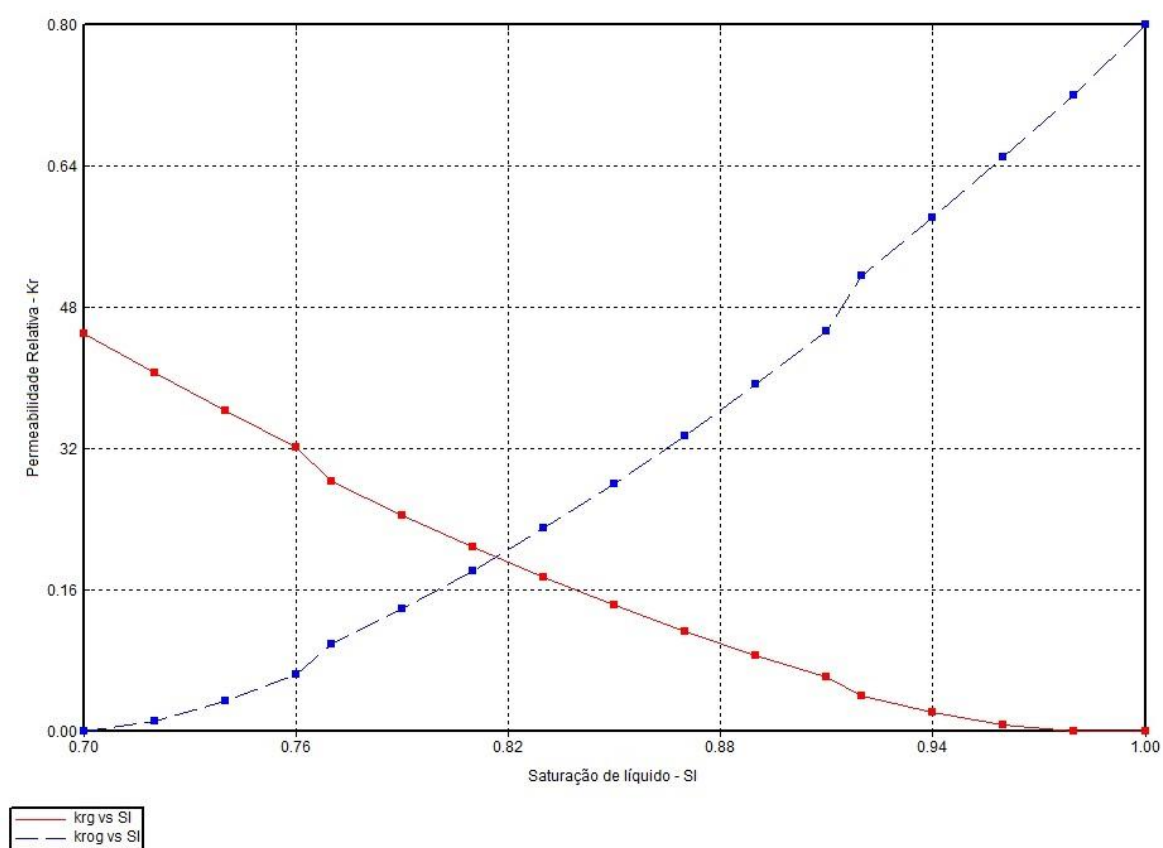


Figura 9: Curvas de permeabilidade relativa ao gás e ao óleo versus saturação de líquido.

E a Figura 10 mostra que a pressão capilar gás-óleo diminui com o aumento da saturação de líquido.

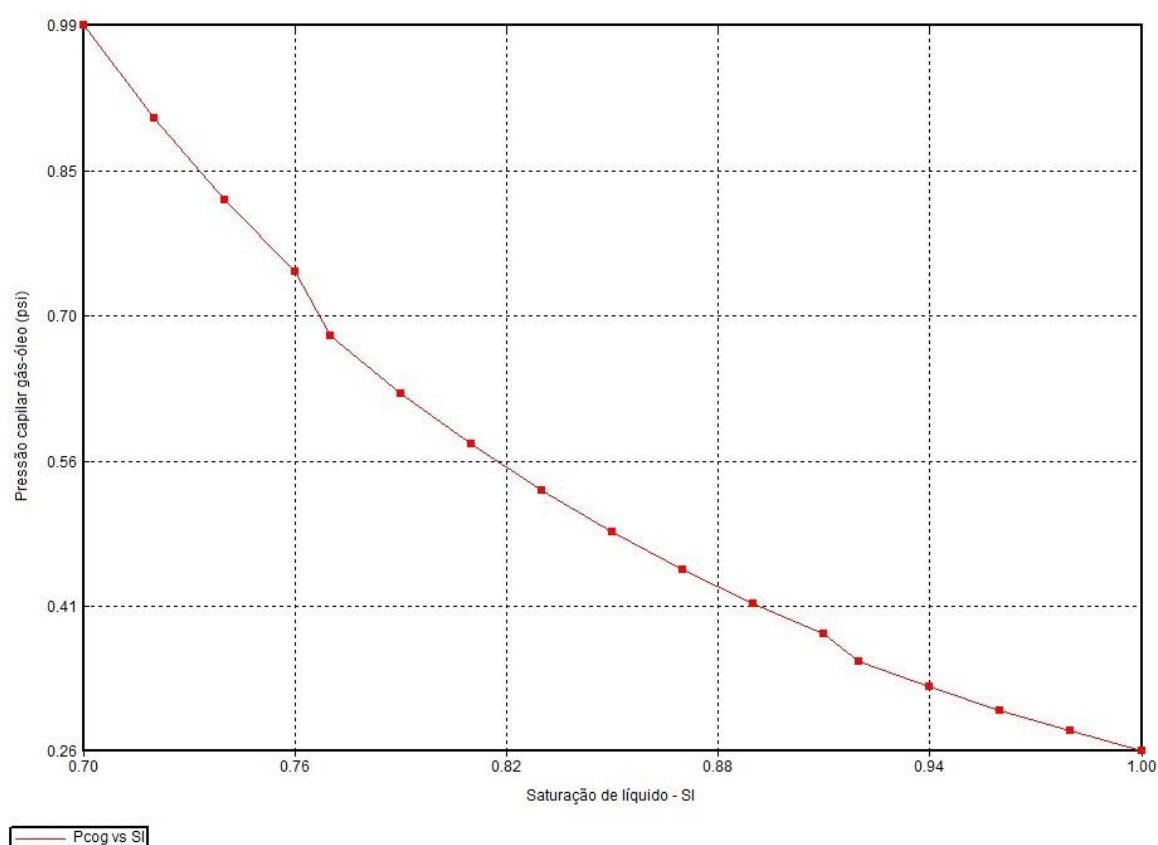


Figura 10: Curva de pressão capilar gás-óleo versus saturação de líquido.

### 3.5 CONDIÇÕES OPERACIONAIS

As condições operacionais dos poços produtores e injetores estão nas Tabelas 7 e 8.

Tabela 7: Condições operacionais dos poços produtores.

| Poços Produtores                          |                         |
|-------------------------------------------|-------------------------|
| Pressão mínima no poço produtor (BHP)     | 28.5 psi                |
| Vazão máxima de produção de líquido (STL) | 500 m <sup>3</sup> /dia |

Tabela 8: Condições operacionais dos poços injetores.

| Poços Injetores                      |                |
|--------------------------------------|----------------|
| Temperatura do vapor                 | 287.87 °C      |
| Qualidade do vapor                   | 60%            |
| Pressão máxima no poço injetor (BHP) | 1044 psi       |
| Vazão máxima de vapor (STW)          | 100 m³ std/dia |

### 3.6 METODOLOGIA DO TRABALHO

No presente estudo, foi analisada a sensibilidade de alguns parâmetros operacionais (vazão de injeção e modelo de injeção) sobre a produção acumulada do óleo e o fator de recuperação do óleo.

- Primeiramente foi feito quatro modelos de injeção diferentes:
  - ✓ “five-spot” normal (8 injetores+ 3 produtores);
  - ✓ “five-spot” normal mais dois poços injetores nas extremidades;
  - ✓ “five-spot” invertido (8 produtores + 3 injetores);
  - ✓ “five-spot” invertido mais dois poços produtores nas extremidades.
- Seleção do modelo que obteve melhores resultados de produção acumulada de óleo e fator de recuperação de óleo;
- Modificação nas vazões de injeção do melhor modelo apresentado de 100 m³ std/dia para 0, 50, 150, 200 e 250 m³ std/dia.

---

## **CAPÍTULO IV:**

# **Resultados e discussões**

---



## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, são abordados os resultados e discussões referentes às modificações realizadas nos parâmetros operacionais, tais como: modelos de injeção e vazões de injeção, buscando dessa forma, um aumento na produção de óleo.

### 4.1 ANALISE DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS

Os parâmetros operacionais são importantes características que necessitam ser modificados antes ou durante a operação de produção de um reservatório de óleo. Na Tabela 91 acima a seguir, estão mostrados todos os parâmetros alterados nesse estudo:

**Tabela 9: Parâmetros operacionais analisados.**

| <b>Modelo de injeção</b>                   | <b>Vazão de injeção de vapor (m<sup>3</sup> std/dia)</b> |    |     |     |     |     |
|--------------------------------------------|----------------------------------------------------------|----|-----|-----|-----|-----|
| Five – spot normal                         |                                                          |    |     |     |     | 100 |
| Five – spot normal + 2 poços injetores     | 0                                                        | 50 | 100 | 150 | 200 | 250 |
| Five – spot invertido                      |                                                          |    |     |     |     | 100 |
| Five – spot invertido + 2 poços produtores |                                                          |    |     |     |     | 100 |

#### 4.1.1 MODELO DE INJEÇÃO

Os modelos de injeção são parâmetros operacionais eficientes na recuperação do óleo no reservatório.

Diante disto, quatro tipos de modelos de injeção foram aplicados no reservatório estudado: modelo “five-spot” normal (Figura 11), “five-spot” normal mais dois poços injetores nas extremidades (Figura 12), “five-spot” invertido (Figura 13) e “five-spot” invertido mais dois poços produtores nas extremidades (Figura 14).

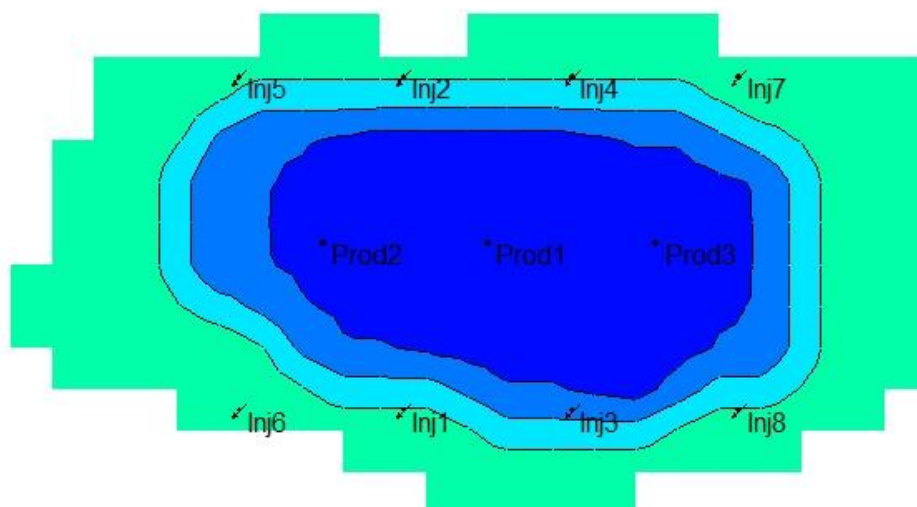


Figura 11: Modelo de injeção “Five-spot” normal na vista IJ-2D areal.

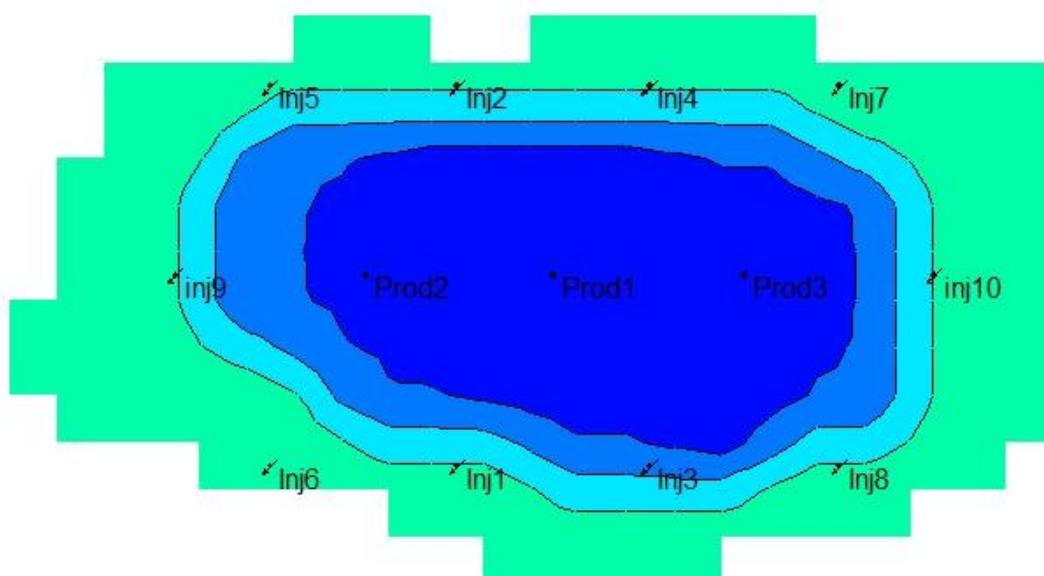


Figura 12: Modelo de injeção “Five-spot” normal mais dois poços injetores nas extremidades na vista IJ-2D areal

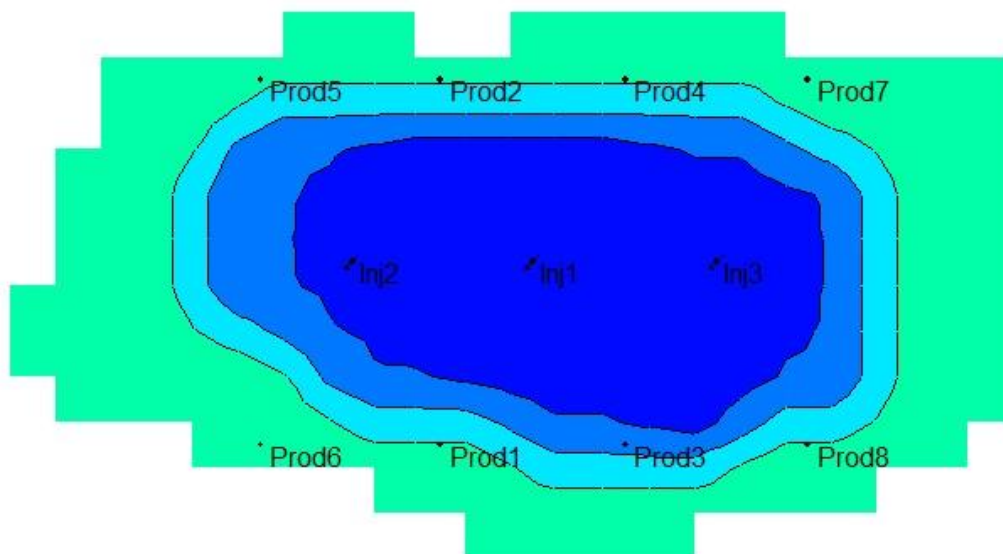


Figura 13: Modelo de injeção “Five-spot” invertido na vista IJ-2D areal

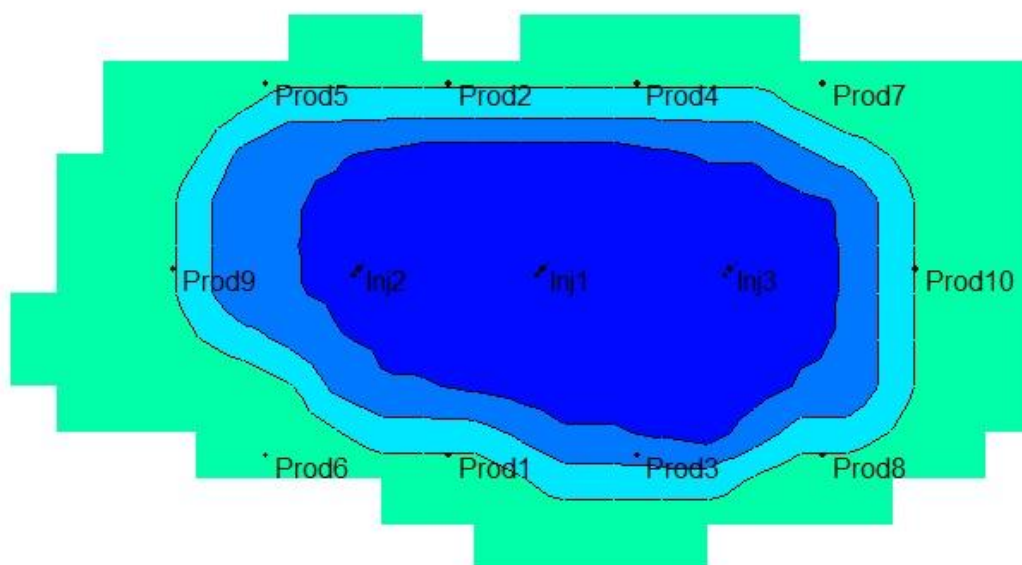


Figura 14: Modelo de injeção “Five-spot” invertido mais dois poços produtores nas extremidades na vista IJ-2D areal

#### 4.1.2 VAZÃO DE INJEÇÃO DE VAPOR

Um dos métodos mais utilizado para elevar a temperatura do reservatório é a injeção de vapor. Pois aumenta a temperatura, diminui a viscosidade, melhorando a mobilidade do óleo e a sua vazão.

Comparando todos os modelos de injeção, através do gráfico de óleo acumulado (Np) e Fator de recuperação (Fr). Observa-se nas Figuras 15 e 16 que o modelo que apresentou maiores valores tanto no Np quanto no Fr foi o “five-spot” normal mais dois poços injetores na extremidade.

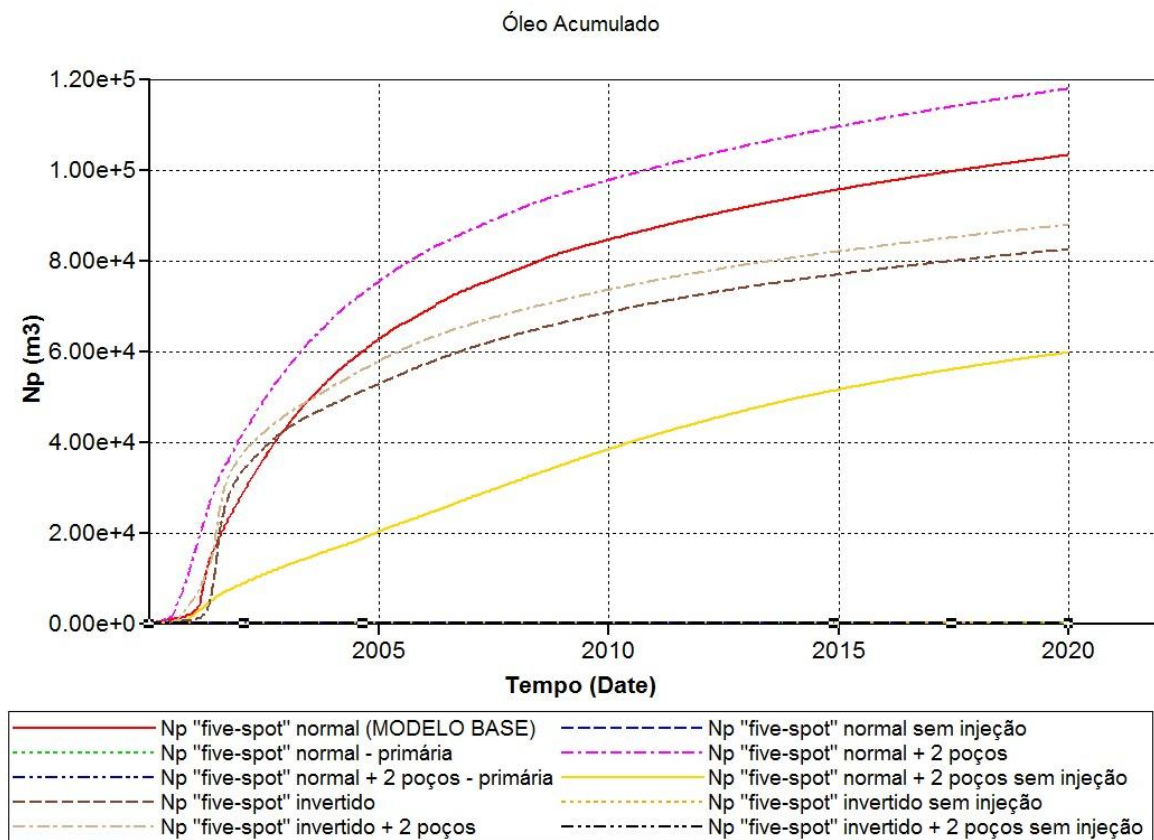


Figura 15: Comparando o óleo acumulado de todos os modelos estudados.

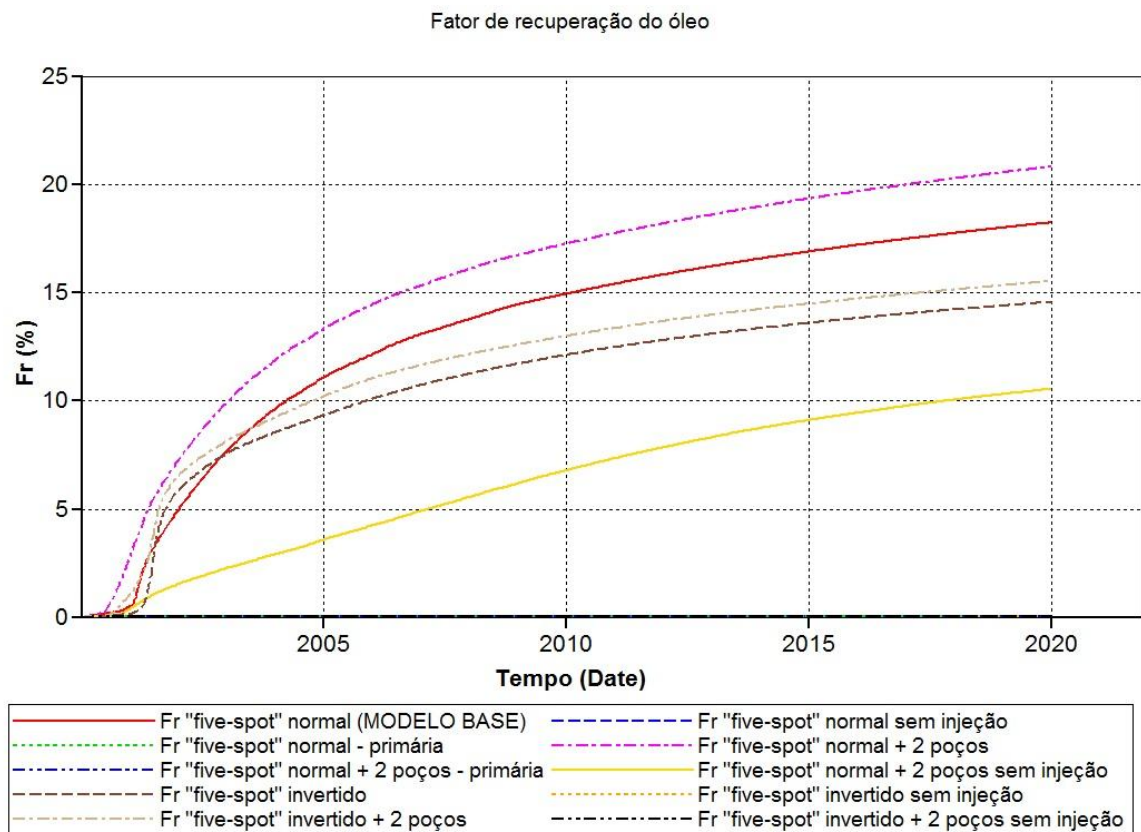


Figura 16: Comparando o fator de recuperação de todos os modelos estudados.

Diante destas considerações, a Figura 17 e Figura 18 apresentam os gráficos do comportamento da produção acumulada de óleo ( $N_p$ ) e do fator de recuperação ( $Fr$ ) ao longo do tempo para o sistema selecionado (“Five-spot” normal mais dois poços injetores) nas vazões de injeção de 0, 50, 100, 150 e 250  $m^3std/dia$ . Cada curva representa uma vazão de vapor injetada continuamente no reservatório.

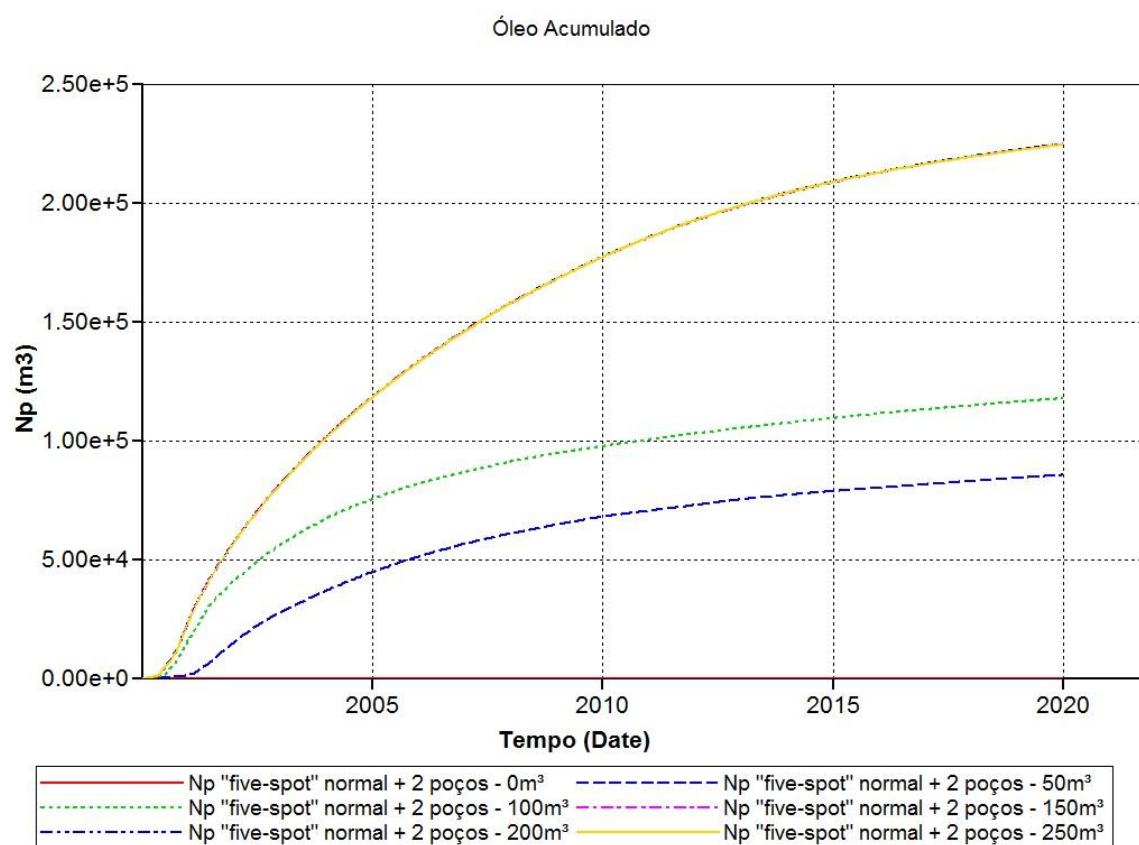


Figura 17: Óleo acumulado do modelo otimizado para diferentes vazões.

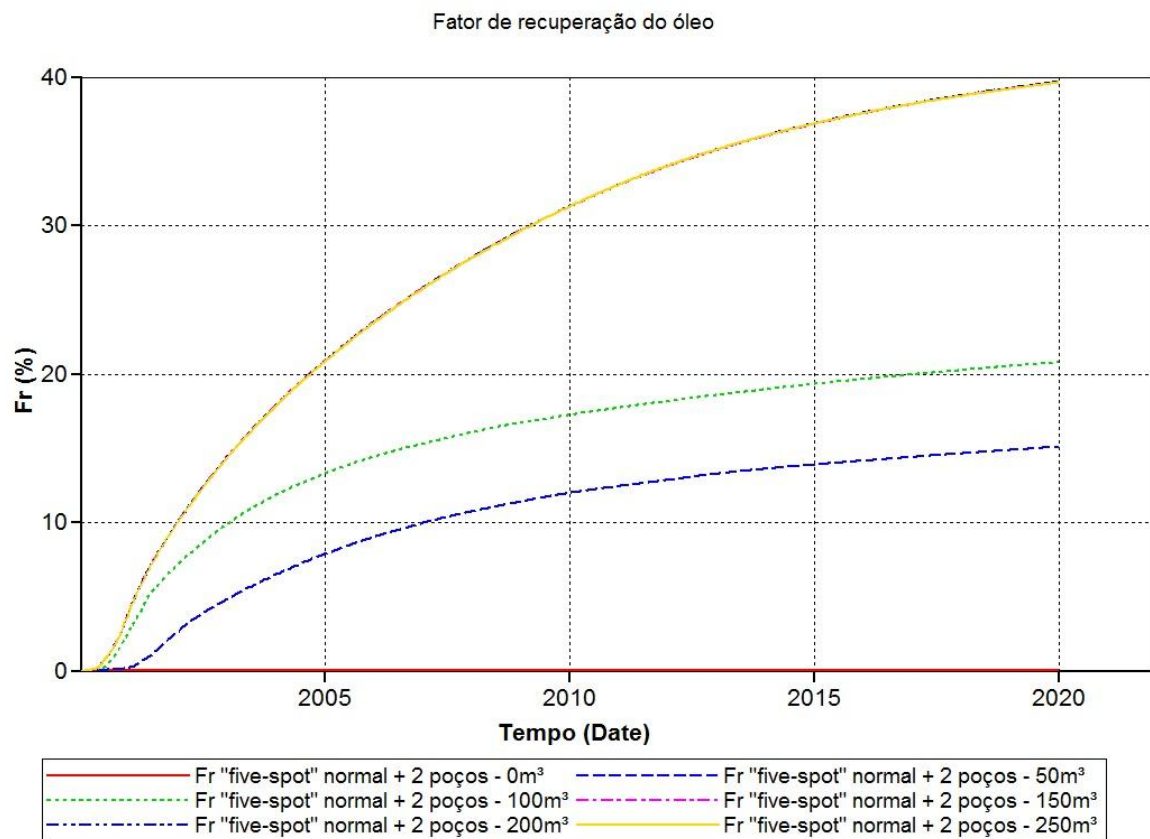


Figura 18: Fator de recuperação do modelo otimizado para diferentes vazões.

A Figura 18 mostra o fator de recuperação do modelo que apresentou melhor resultado na Figura 15 e na Figura 16, para diferentes vazões de injeção de vapor. Comprovando, que seu fator de recuperação aumentou quase 100% a partir da vazão de 150 m³.

---

## **CAPÍTULO V: CONCLUSÕES**

---



## CONCLUSÕES

Neste capítulo, são apresentadas as principais conclusões obtidas neste trabalho e algumas recomendações para trabalhos futuros.

### 5.1 CONCLUSÕES

- Para os vinte anos de projeto e mantendo-se outras variáveis constantes, os maiores fatores de recuperação foram obtidos quando existiu uma combinação entre o modelo de injeção e a vazão de injeção de vapor.
- Tomando-se por base as análises das sensibilidades e das interações entre os parâmetros operacionais sobre a variável resposta fator de recuperação, encontrou-se um modelo otimizado com as seguintes características: modelo “five-spot” normal com mais dois poços injetores nas extremidades e injeção de 150 m<sup>3</sup> de vapor ao dia.
- Para volumes superiores a 150 m<sup>3</sup>/dia de injeção de vapor, não houve alteração na produção acumulada do óleo e no fator de recuperação. Desta forma, os custos tornam-se cada vez maiores, mas o volume de óleo seria semelhante.

### 5.2 RECOMENDAÇÕES

Do estudo realizado se obtiveram alguns resultados interessantes, porém têm alguns que devem ser aprofundados. Por isso algumas recomendações são realizadas para melhorar o trabalho.

- Realizar uma comparação técnico-econômica entre os processos estudados.
- Avaliar diferentes esquemas de completação para os sistemas estudados;
- Realizar o processo de injeção contínua após a injeção cíclica de vapor, para verificar se irá proporcionar uma melhor recuperação do óleo do reservatório.

---

## **CAPÍTULO VI:**

# **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

---

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AIRES, Jussyara Dalianne Martins - “Estudo e Desenvolvimento de um Campo de Óleo Pesado Submetido ao Processo de Injeção Contínua de Vapor”. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal– RN, Brasil, 2013.

AZIN, R. *et al.* Simulation study of the VAPEX process in fractured heavy oil syst em at reservoir conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 60, p. 51–66, 2008.

BARILLAS, J. L. M. Estudo do Processo de drenagem gravitacional de óleo com injeçãocontínua de vapor em poços horizontais. 2005. 183f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

BANNWART, A. C.; TREVISAN, O. V. Óleos pesados: oportunidades e desafios para a pesquisa. *CEPETRO Online*, Campinas, n. 19, 2006.

BAUTISTA, Ernesto Vargas – Análise paramétrica da simulação composicional do processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD). Dissertação de mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal-RN, Brasil.

COTIA, D. M. R. Análise da recuperação avançada de óleo através da injeção de CO<sub>2</sub> alternado com água sob incerteza geológica. 2012. 179f. Projeto (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ.

CURBELO, F. D. DA S. Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos. 2006. 190f. Tese (Doutorado em Engenharia Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

GALVÃO, E. R.V. P. Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado. 2008. 124f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Tecnologia, Departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

GURGEL, A. R. Estudo paramétrico da injeção de vapor em reservatórios delgados. 2009. 124f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Tecnologia, Departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

GUSTAVO, W. M. Análise entrópica de meios porosos utilizando os conceitos de entropia da informação de shannon. 2007. 62f. Projeto (Graduação em Engenharia Mecânica) – Centro tecnológico, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória.

HEMMATI-SARAPARDEH, A *et al.* Toward reservoir oil viscosity correlation. *Chemical Engineering Science*, v.90, p.53–68, 2013.

HONG, K. C. Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company, 1994.

JABBOUR, C *et al.* Oil recovery by steam injection: three-phase flow effects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v.16, p. 109- 130, 1996.

JÚNIOR, C. DE S. Simulação numérica do escoamento de vapor em poços por uma abordagem mecanicista. 2007. 126f. Dissertação (Mestrado Profissional em

Computação Aplicada) – Centro de Ciências e Tecnologia, Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação, Universidade Estadual do Ceará, Fortaleza – CE.

JÚNIOR, G. DE S. C. Estudo de Caso: automação de geradores de vapor. 2011. 67f. Trabalho de Conclusão de curso) – Coordenadoria de Engenharia Elétrica, Faculdade Novo Milênio, Vila Velha – ES.

LACERDA J. A. Curso de métodos térmicos analíticos. E e P – RNCE/GERET/GEREV-II, Natal, Outubro, 2000.

MORSE, L. L. Análise do crescimento do volume recuperável provado de campos de petróleo. 2006. 136f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ.

MOREIRA, R. D. R.; TREVISAN, O. V. Estratégia de injeção de vapor em poço horizontal único. In: PDPETRO 4, Campinas, p. 1-10, 21-24 Outubro, 2007.

PAIVA, F. C. Recuperação avançada de reservatórios: aplicação de tensoativos. 2013. 51f. Monografia (Bacharel em Ciência e Tecnologia) - Departamento de Ciências Exatas, Tecnológicas e Humanas - Dceth, Curso de Bacharelado em Ciência e Tecnologia, Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Angicos-RN.

PESSOA, E. K. R. Água produzida utilizada na reinjeção de poços na recuperação secundária de petróleo – uma discussão sobre os parâmetros de qualidade após o tratamento. 2009. 82f. Monografia (Bacharel em Engenharia Civil) - Departamento de Tecnologia, Universidade Estadual de Feira de Santana, Feira de Santana.

QUEIROZ, G. O. DE. Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. 2006. 135f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós

Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

RODRIGUES, M. A. F. Análise de viabilidade de um fluido alternativo ao vapor em reservatórios de óleo pesado. 2012. 207f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Tecnologia, Departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. DE S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de Petróleo. 2006. 808f. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras. ISBN 85 – 7193-135-6

SANTANA, R. G DE S. Otimização da Produção em campo de petróleo pelo estudo do problema de localização de poços e unidades de Produção. 2012. 121f. Projeto (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ.

THOMAS J. E *et al.* Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Editora Interciência: Rio de Janeiro, 2001.