



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT  
COORDENAÇÃO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – CPET

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE SOLVENTE  
(NC6, VAPEX), APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO  
PESADO**

Paulo Roberto da Costa Santos

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

**Natal/RN, Novembro de 2014**

PAULO ROBERTO DA COSTA SANTOS

**ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE SOLVENTE  
(NC6, VAPEX), APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO  
PESADO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2014.

**ORIENTADORA:**

\_\_\_\_\_  
**PROF<sup>a</sup>. DR<sup>a</sup>. JENNYS LOURDES MENESES BARILLAS – UFRN**

**MEMBRO:  
EXAMINADOR**

\_\_\_\_\_  
**PROF. MSC CÉLIO GURGEL AMORIM – UFRN**

**MEMBRO:  
EXAMINADOR**

\_\_\_\_\_  
**PROF. DR<sup>o</sup> LINDEMBERG DE JESUS NOGUEIRA DUARTE – UFRN**

## DEDICATÓRIA

Em primeiro lugar a Deus, por ter me concedido força e saúde nessa longa caminhada, estando sempre presente ao meu lado; ao meu irmão, Pedro Henrique, que sempre me apoiou, me deu conselhos, sendo além de irmão, um amigo e um pai para mim em inúmeras ocasiões; e aos meus pais, José Edvaldo e Maria Jandilma, por terem me educado, me dado carinho e amor, além de todo o suporte necessário na minha vida acadêmica.

## AGRADECIMENTOS

Quero agradecer, em primeiro lugar a Deus, que sempre foi para mim uma fonte de incentivo, me deu força nos momentos difíceis, iluminando meu caminho durante toda essa conquista.

Agradeço aos meus pais, José Edvaldo e Maria Jandilma, por todo o sacrifício realizado para que eu pudesse realizar esse sonho. Acredito que “é na educação dos filhos que se revelam as virtudes dos pais”.

Ao meu irmão, Pedro Henrique, por ser meu eterno companheiro, amigo fiel.

À minha tia, Jandira Costa, por ter sido como uma segunda mãe para mim, sempre se preocupando comigo e me dando muito apoio.

Aos meus amigos de curso, Otacílio Neto, Raian Araújo, Jucélio Júnior, Guilherme Roberts e Artur Saldanha, por estarem presentes nos bons e maus momentos vivenciados no curso. Contribuíram com parcela significativa na minha formação.

À minha orientadora, professora Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, sempre disposta a oferecer o melhor para o graduando de Engenharia de Petróleo, disponibilizando sempre de tempo, atenção e paciência para com seus orientandos.

A toda equipe de professores de Engenharia de Petróleo por todo conhecimento transmito no decorrer desses anos.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte, por ser essa incrível instituição dotada de recursos e material humano do mais elevado nível que se possa oferecer.

À CMG (“*Computer Modeling Group*”) pela disponibilidade do simulador computacional

Ao PRH – ANP 42, pela bolsa de estudos concedida.

Enfim, muito obrigado!

*Trabalho de Conclusão de Curso*

**SANTOS, Paulo Roberto da Costa Santos** – “ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE SOLVENTE (NC6, VAPEX), APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

**Orientadora:** Prof. Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes Barillas

### RESUMO

A indústria do petróleo atualmente vem tomando uma nova vertente no que diz respeito à exploração de óleo. Companhias petrolíferas, observando o declínio das reservas de óleo convencionais, estão se interessando cada vez mais na exploração do betume, em outras palavras, na exploração do óleo pesado. No mundo existe uma parcela significativa de reservas formadas com esse tipo de óleo, o que levou a necessidade de investimentos na exploração de novos métodos de recuperação. Um desses novos métodos é o VAPEX (“*Vapor Extraction*”), formado por dois poços horizontais paralelos entre si, um injetor e o outro produtor, que utiliza como injeção um solvente vaporizado com a finalidade de reduzir a viscosidade do óleo, para que então ele possa ser mais facilmente deslocado até o produtor. Nesse estudo, os parâmetros operacionais, vazão de injeção e espaçamento entre os poços, foram analisados veementemente a fim de ser ter uma ideia de como eles influenciam no processo VAPEX. Para essa análise foi utilizado o simulador GEM (“*Generalized Equation-of-state Model Simulation*”), do grupo CMG (“*Computer Modelling Group*”). Os resultados mostraram que a vazão de injeção de 150 m<sup>3</sup>/dia e a distância de 15 m entre os poços apresentaram um maior índice na recuperação de petróleo.

**Palavras-Chave:** VAPEX, solvente, viscosidade, vazão de injeção, óleo pesado.

**SANTOS, Paulo Roberto da Costa Santos – “ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE SOLVENTE (NC6, VAPEX), APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO”.** Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

**Orientadora:** Prof. Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes Barillas

### ABSTRACT

Nowadays, the oil industry has been changing the ideas into the oil exploration area. The oil companies are more interested in the heavy oil exploration, because they have observed a decline in the conventional oil reserves. In the world there is a significant portion of the reserves formed with this type of oil, which led to the need for investment in new exploration and recovery methods. One of these new methods is VAPEX, which consist in two horizontal wells put in parallel, one over the other. One of the wells is the producer while de other is the injector. The injector used a vaporized solvent in order to reduce the viscosity of the oil, thus, the oil is easily moved to the producer.

In this study, the operating parameters, flow injection and well spacing, were analyzed to know how they influence in the VAPEX process. For this analysis the simulator from the CMG group was used, the GEM (Generalized Equation-of-state Model Simulation). The results showed that the injection flow rate 150 m<sup>3</sup> / day and the distance of 15m between the wells, had a greater oil recovery rate.

**Key-Words:** VAPEX, solvent, viscosity, flow injection, heavy oil.

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	11
1.1	OBJETIVO GERAL .....	12
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	12
2.	ASPECTOS TEÓRICOS.....	14
2.1	PETRÓLEO .....	14
2.1.1	CLASSIFICAÇÃO DO ÓLEO .....	15
2.2	MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO .....	16
2.2.1	MÉTODOS MISCÍVEIS .....	17
2.2.2	VAPEX.....	18
2.3	SIMULAÇÃO NUMÉRICA.....	20
3.	MODELAGEM DO PROCESSO .....	23
3.1	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS.....	23
3.1.1	WINPROP - CMG.....	23
3.1.2	BUILDER - CMG .....	24
3.1.3	SIMULADOR GEM - CMG .....	24
3.2	MODELAGEM DO RESERVATÓRIO.....	25
3.2.1	MODELO DE FLUIDO .....	25
3.2.2	MODELO FÍSICO DO RESERVATÓRIO .....	29
3.3	CONDIÇÕES OPERACIONAIS .....	32
3.4	MODELO BASE .....	32
3.5	METODOLOGIA .....	33
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	35
4.1	ANÁLISE DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS .....	35
4.1.1	ANÁLISE ENTRE A REC. PRIMÁRIA E O PROCESSO VAPEX.....	35
4.1.2	ANÁLISE DA VAZÃO DE INJEÇÃO .....	37
4.1.3	ANÁLISE DAS DISTÂNCIAS VERTICAIS ENTRE OS POÇOS .....	39
5.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	48
5.1	CONCLUSÕES .....	48
5.2	RECOMENDAÇÕES .....	49
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	51

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 Matriz energética no Brasil e no Mundo .....	15
Figura 2-2 Fluxograma dos Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo .....	17
Figura 2-3 Representação geral do processo VAPEX (OLIVEIRA, 2008) .....	18
Figura 2-4 Processo de escoamento no VAPEX (Das S.K, 1998) .....	19
Figura 3-1 Viscosidade do óleo e viscosidade do gás x pressão .....	26
Figura 3-2 Razão Gás-Óleo e Fator Volume de Formação do Óleo x Pressão .....	26
Figura 3-3 Curva da permeabilidade relativa à água e ao óleo x saturação da água .....	28
Figura 3-4 Curvas de permeabilidade relativa ao gás e ao óleo x saturação de líquido .	29
Figura 3-5 Vista 3D do reservatório .....	30
Figura 3-6 Saturação de óleo inicial .....	31
Figura 4-1 Fator de Recuperação - Produção Primária x Método VAPEX.....	36
Figura 4-2 Produção Acumulada para diferentes vazões .....	38
Figura 4-3 Influência da vazão de injeção na vazão de produção .....	39
Figura 4-4 Distância entre os poços - 4.5m .....	40
Figura 4-5 Distância entre os poços - 9m .....	41
Figura 4-6 Distância entre os poços - 15m .....	41
Figura 4-7 Influência da distância entre os poços na vazão .....	42
Figura 4-8 Influência da distância entre os poços na produção acumulada de óleo.....	43
Figura 4-9 Influência da distância entre os poços na produção acumulada de óleo.....	44

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 Classificação dos tipos de óleo.....	16
Tabela 3-1 Composição dos pseudocomponentes do óleo .....	25
Tabela 3-2 Dados da permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema água-óleo..	27
Tabela 3-3 Dados da permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema líquido-gás	28
Tabela 3-4 Característica do reservatório e propriedades das rochas.....	30
Tabela 3-5 Condições Operacionais no Poço Produtor .....	32
Tabela 3-6 Condições Operacionais no Poço Injetor .....	32
Tabela 3-7 Dados Modelo Base.....	33

---

---

# **CAPÍTULO I: Introdução**

---

---

## 1. INTRODUÇÃO

---

Apesar do advento de inúmeras outras fontes de energia no mercado mundial, o petróleo ainda detém o título de maior fonte energética mundial, sendo um recurso indispensável em muitos países. As estimativas do total de reservas de petróleo no mundo oscilam entre 09 e 13 milhões de barris, incluindo óleos pesados, ultra pesados e o betume, que somados representam aproximadamente 70% dos recursos petrolíferos (ALBOUDWAREJ, 2007).

O petróleo tem atraído cada vez mais a atenção da comunidade acadêmica, tendo em vista o aumento da demanda energética mundial em contrapartida à recuperação daquele petróleo de difícil recuperação, existente nas jazidas em apenas de uma fração da quantidade de óleo total acumulado. Sabe-se também que a produção de petróleo em um reservatório decai ao longo do tempo, podendo chegar até uma eventual inviabilidade de exploração, devido ao alto custo, mesmo que o reservatório ainda contenha grande parte do óleo original.

Nesse aspecto, a utilização de métodos convencionais de recuperação não é conveniente, devido à alta viscosidade dificultar o deslocamento do óleo no meio poroso, conseqüentemente, com baixa eficiência de varrido. A indústria de petróleo, nesse caso, utiliza-se dos métodos de recuperação especiais para realizar a exploração, pois já é comprovada a alta eficiência de recuperação utilizando tal método.

Um dos métodos classificados como especial é o método miscível, que se caracteriza pela ausência de interfaces entre o fluido deslocante e deslocado. De acordo com Thomas et al. (2004) a importância desse processo está relacionada com a sua habilidade em reduzir as forças capilares e interfaciais que, do contrário, causariam a retenção do óleo no reservatório. Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado.

Nesse trabalho, o VAPEX (injeção de solvente vaporizado) será utilizado o método miscível de recuperação especial de petróleo aplicado à reservatórios característicos do nordeste brasileiro. Esse método utiliza-se de hidrocarbonetos leves para provocar a redução das tensões interfaciais e facilitar a produção do óleo. O VAPEX ainda demonstra ser um processo em desenvolvimento tecnológico, sendo utilizado como uma alternativa a processos térmicos de recuperação. Porém, apesar de recente, já se mostra bastante promissor.

O funcionamento do VAPEX atua na análise da viscosidade e densidade do óleo, assim como na análise no comportamento de produção do reservatório com a variação de parâmetros por ele utilizado (vazão de injeção do solvente, por exemplo). As análises foram realizadas através do simulador GEM (“*Generalized Equation-of-State Model Simulator*”) do grupo CMG (“*Computer Modelling Group*”), versão 2012.10. Essas análises foram realizadas comparando-se diversos gráficos da produção acumulada e do fator de recuperação, assim como gráficos e imagens.

## **1.1 OBJETIVO GERAL**

---

Esse trabalho tem como objetivo geral realizar um estudo de um campo de óleo pesado com características do nordeste brasileiro, o qual é submetido a um método miscível de recuperação, o VAPEX.

## **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

---

- Analisar diferentes vazões de injeção e a influência desse parâmetro operacional na recuperação de petróleo;
- Analisar diferentes distâncias entre os poços e a influencia desse parâmetro operacional na recuperação de petróleo.

---

---

## **CAPÍTULO II: Aspectos Teóricos**

---

---

---

## 2. ASPECTOS TEÓRICOS

---

A fim de uma melhor compreensão do trabalho, esse capítulo aborda alguns conceitos relacionados com a engenharia de petróleo, focando no método em questão, no caso, o VAPEX.

### 2.1 PETRÓLEO

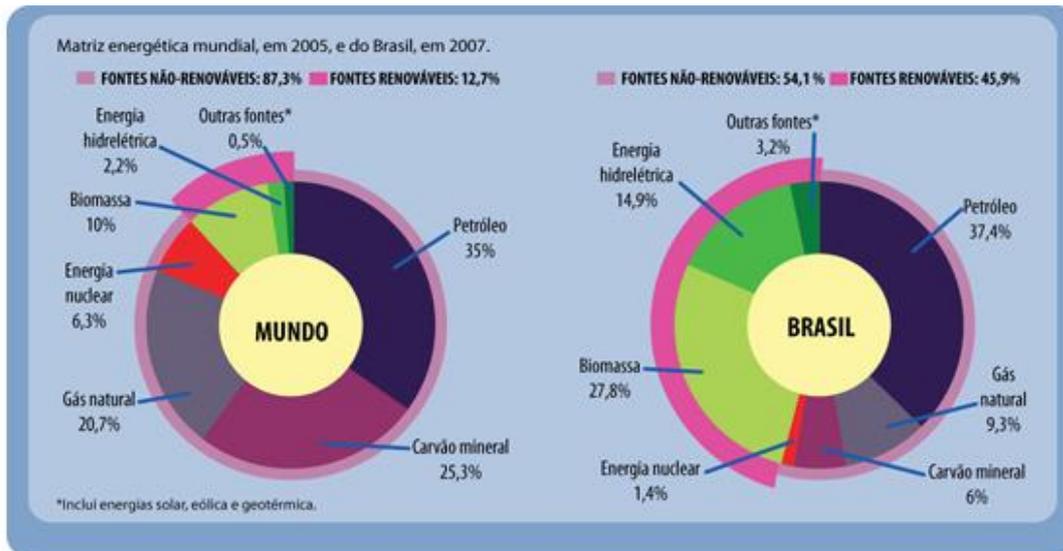
---

*Petróleo* (do latim *petra* = rocha e *oleum* = óleo) é o nome dado às misturas de hidrocarbonetos que podem ser encontradas no estado sólido, líquido ou gasoso, a depender das condições de pressão e temperatura a que estejam submetidas. O petróleo pode tanto aparecer em uma única fase como pode se apresentar em mais de uma fase em equilíbrio (THOMAS, 2008).

Esse abundante recurso natural ainda detém o índice de maior fonte de energia mundial, servindo também como base para fabricação dos mais variáveis produtos.

A Figura 2-1 mostra as fontes energéticas no Brasil e no Mundo. Percebe-se que o petróleo detém ainda o predomínio absoluto, fazendo dele um recurso essencial na humanidade.

Figura 2-1 Matriz energética no Brasil e no Mundo



Robles/Pingado

Fonte: Ministério das Minas e Energia

### 2.1.1 CLASSIFICAÇÃO DO ÓLEO

Na indústria do petróleo, a forma mais comum para a classificação do óleo é baseada no °API (grau API) do *American Petroleum Institute*, que traz como referência a densidade do óleo medida em relação à água, com o intuito de identificar se o óleo é leve, mediano pesado ou extrapesado. No mercado, aquele petróleo que apresentar maior grau API, apresentará também um maior valor, visto que os óleos leves apresentam maior valor comercial.

Outro fator importante é a influencia do grau API na prospecção de petróleo. Se for constatado que se trata de um petróleo extrapesado em uma jazida, será necessário investir na exploração de tal jazida com novas tecnologias e aparelhagem apropriada para extrair o óleo de viscosidade elevada.

O °API pode ser determinado através da equação representada abaixo:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_0} - 131,5 \quad (I)$$

Onde “ $\gamma_0$ ” representa a densidade relativa do óleo nas condições padrão (14,7 psia e 60 °F).

Na Tabela 2-1, é possível identificar de forma detalhada a classificação dos tipos de óleo de acordo com o °API.

**Tabela 2-1 Classificação dos tipos de óleo**

Tipo de Óleo	Densidade Relativa	°API
Leve	$\gamma \leq 0,87$	$^{\circ}\text{API} \geq 31$
Mediano	$0,87 < \gamma \leq 0,92$	$22 \leq ^{\circ}\text{API} < 31$
Pesado	$0,92 < \gamma \leq 1,00$	$10 \leq ^{\circ}\text{API} < 22$
Extrapesado	$\gamma > 1,00$	$^{\circ}\text{API} < 10$

Fonte: Adaptado de ANP, 2000.

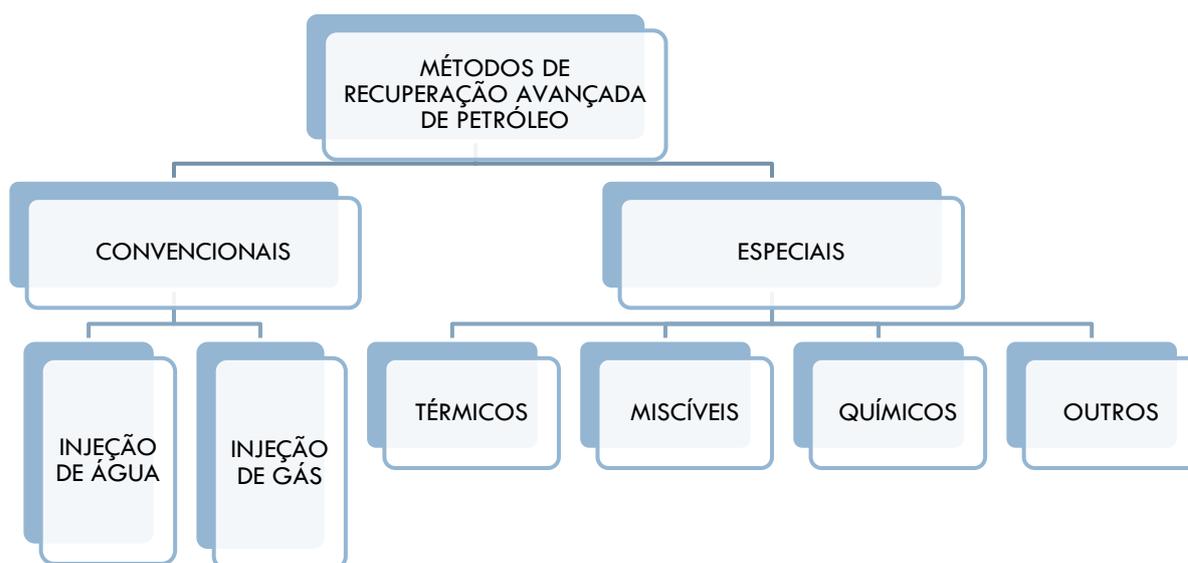
## **2.2 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO**

Os reservatórios cujos mecanismos são pouco eficientes e que por consequência retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de Métodos de Recuperação, que, de uma maneira geral, tentam interferir nas características do reservatório que favoreceram a retenção de óleo (THOMAS, 2004).

Os Métodos Convencionais de Recuperação se caracterizam por utilizar tecnologias bem conhecidas com grau de confiança elevado em suas aplicações, sendo assim, são métodos mais comuns que são utilizados com maior frequência na indústria do petróleo. Os métodos que utilizam processos mais complexos e cujas tecnologias não estão totalmente bem desenvolvidas são classificados como Métodos Especiais de Recuperação.

A Figura 2-2 mostra o fluxograma dos métodos de recuperação avançada de petróleo existente.

**Figura 2-2 Fluxograma dos Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo (SILVA, 2013)**



### **2.2.1 MÉTODOS MISCÍVEIS**

São métodos indicados para os casos de reservatórios que apresentam baixa eficiência de deslocamento quando não se consegue retirar o óleo para fora dos poros da rocha devido a altas tensões interfaciais. Assim, tal método procura reduzir consideravelmente as tensões interfaciais ou até mesmo eliminá-las, para uma eventual melhora na eficiência de deslocamento, acarretando uma melhor produção.

## 2.2.2 VAPEX

O método VAPEX (“*Vapor Extraction*”) consiste em uma forma viável para a recuperação de óleo pesado ou betume de alta viscosidade. Estima-se que no Brasil a quantidade de óleo pesado e betume estão por volta de 2.9 milhões de barris de óleo in place (LIMA, 2011), fazendo desse método uma ferramenta bastante visada.

O mecanismo consiste na injeção de solvente vaporizado de hidrocarbonetos em reservatório de óleo pesado e betume. Estruturalmente, o método VAPEX é composto apenas por dois poços, o poço injetor e o poço produtor, sendo esse localizado sempre abaixo do injetor. A Figura 2-3 mostra uma representação de forma geral do processo.

Figura 2-3 Representação geral do processo VAPEX (OLIVEIRA, 2008)



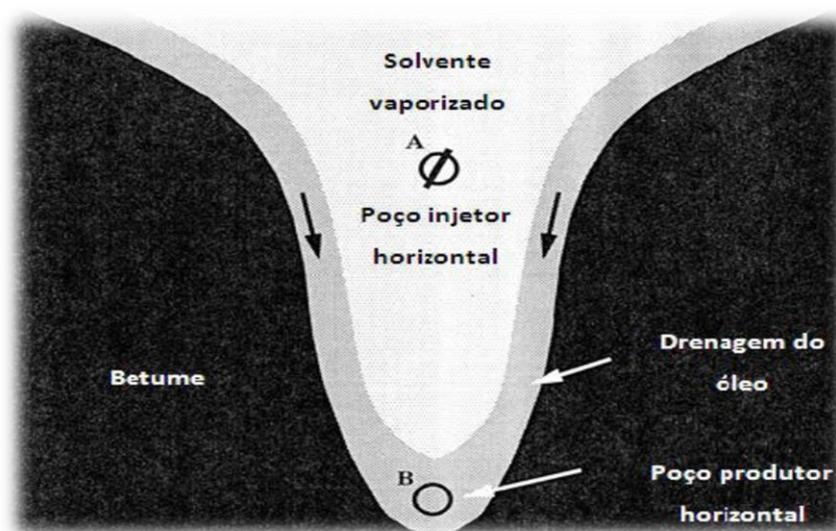
Ao ser injetado, o solvente se expande e forma uma câmara de vapor ao redor do reservatório, fazendo com que haja uma redução nas tensões interfaciais e, por consequência, um aumento da mobilidade do óleo. O processo é semelhante ao método de drenagem gravitacional assistida com vapor (SAGD), com algumas diferenças que podem ser as vantagens do método VAPEX. No método VAPEX não se utiliza injeção de calor, além disso, pela elevada miscibilidade dos solventes, há uma melhora na qualidade do óleo produzido (o solvente reduz a viscosidade e a densidade do óleo).

Além das vantagens citadas acima, o processo VAPEX pode ainda compensar o alto custo caso o solvente injetado seja recuperado. A dificuldade estaria no

processamento maior do gás a ser injetado.

Durante a expansão da câmara de vapor, o solvente se dilui no óleo e escoar por gravidade para o poço produtor. A Figura 2-4 mostra esse processo de escoamento e produção.

Figura 2-4 Processo de escoamento no VAPEX (Das S.K, 1998)



A dispersão do solvente influencia bastante na recuperação do óleo pesado submetido ao processo VAPEX. Quando os fluidos se movem, o transporte de massa é maior devido apenas ao processo de difusão entre o solvente e o óleo.

Como a viscosidade do óleo é reduzida devida à difusão do solvente vaporizado, o óleo com viscosidade baixa flui para o poço produtor, por ação da gravidade. Vários fatores influenciam na vazão de produção do processo VAPEX, como: difusão molecular, aumento da solubilidade do gás (condensação do vapor de solvente em finos capilares), propagação do solvente na câmara de vapor, redução da pressão capilar na interface solvente-óleo, entre outros.

Quanto à seleção dos melhores solventes, há muita divergência entre os autores. Gás carbônico e metano tem a vantagem da alta disponibilidade e do baixo custo. Já etano, propano e butano são considerados mais eficientes quanto a miscibilidade. Sendo

assim, o critério de seleção do solvente depende das características do reservatório (pressão e temperatura, por exemplo).

A seleção também depende de características do próprio solvente, como: peso molecular, difusividade, solubilidade, densidade, entre outros. Foi sugerido por Das e Butler que, de forma geral, o propano e o butano são os solventes mais eficazes para o VAPEX. Eles ainda provaram que a difusão do propano é mais rápida que a do butano (LIMA, 2011).

A vazão de injeção do solvente também é um aspecto importante a ser analisado durante o processo VAPEX. O incremento da vazão de injeção possibilita a maior velocidade de deslocamento do solvente e a maior varredura da região de óleo. É necessário encontrar um ponto ótimo para a vazão de injeção e fazer uma análise econômica, comparando o aumento de custos associado ao incremento da vazão *versus* o aumento das receitas provenientes da maior produção de óleo.

O processo VAPEX possui suas desvantagens. Uma das principais desvantagens do processo VAPEX diante do método SAGD é a baixa vazão de óleo. Isso acontece devido à baixa difusividade molecular que governa a transferência de massa no processo VAPEX, quando comparado à difusividade térmica que governa a transferência de massa no método SAGD.

### **2.3 SIMULAÇÃO NUMÉRICA**

---

A simulação numérica é de fundamental importância, pois auxilia bastante nos estudos de reservatórios. Com a simulação, o reservatório pode ser representado de forma bem ampla considerando a distribuição físico/espacial da rocha, do fluido e suas propriedades.

O reservatório é representado por meio de um modelo de fluxo, dividindo-o em células denominadas *grid* de simulação. Essa ferramenta utiliza operações que se assemelham as Equações de Balanço de Materiais, sendo acrescentadas informações

geológicas e físicas, dados da rocha, dados de fluidos, propriedades rocha-fluido, etc.

Dessa forma, é possível estimar as características e prever o comportamento do reservatório para, então, analisar a viabilidade econômica do projeto. No caso estudado, é possível simular um método de recuperação para aqueles reservatórios que necessitam de uma melhora na produção.

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

- 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: Modelagem do Processo**

---

---

### 3. MODELAGEM DO PROCESSO

---

Esse capítulo dá ênfase às ferramentas computacionais utilizadas no projeto, assim como o modelo de fluido utilizado e o modelo físico do reservatório. Também retrata as condições operacionais utilizadas para o desenvolvimento do processo VAPEX.

#### 3.1 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

---

O programa *Laucher*, simulador da *Computer Modelling Group LTD (CMG)*, foi o software utilizado para a implementação do projeto. As ferramentas computacionais utilizadas foram o *Winprop*, *Builder* e o *GEM*, ferramentas pertencentes ao grupo *CMG*.

##### 3.1.1 WINPROP - CMG

---

O *Winprop* é uma ferramenta capaz de utilizar as propriedades de equilíbrio multifásico da equação de estado para:

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

Essa ferramenta cria um arquivo de entrada com extensão *.gem* para, então, ser inserido no *Builder* na seção de componentes.

### 3.1.2 BUILDER - CMG

---

O *Builder* é uma ferramenta para a modelagem do reservatório, ou seja, é através dele que é criado os arquivos de entrada com extensão *.dat*, para os simuladores da CMG (IMEX, STAR E GEM). Para a criação do arquivo de entrada se fez necessário:

- Descrição do modelo de reservatório;
- Descrição do modelo de fluido (óleo e solvente);
- Tipo de solvente a ser injetado;
- Vazão de injeção em m<sup>3</sup>/dia;
- Condições iniciais;
- Quantidade de poços do reservatório.

### 3.1.3 SIMULADOR GEM - CMG

---

O GEM (“*Generalized Equation-of-State Model Composition Reservoir Simulator*”) é uma ferramenta de fundamental importância, pois com ela é possível modelar reservatórios complexos, aqueles que apresentam interações no comportamento de fases que influenciam sobre os mecanismos dos métodos de recuperação. São características do simulador GEM:

- Simulador composicional baseado na equação de estado para modelar o fluxo de três fases, fluidos que apresentam multicomponentes;
- Capaz de modelar processos tanto imiscíveis como miscíveis.
- Modelar qualquer tipo de reservatório, no qual a importância da composição do fluido e as suas interações são essenciais para o processo de recuperação.

Diante das características apresentadas, o processo VAPEX poderá ser modelado e simulado no estudo, pelo fato do GEM ser uma ferramenta que fornece os requisitos necessários para uma correta simulação.

## 3.2 MODELAGEM DO RESERVATÓRIO

Nessa seção são abordadas as características do modelo de fluidos, assim como as características do reservatório estudado.

### 3.2.1 MODELO DE FLUIDO

Para a criação do modelo, foi realizado um ajuste de dados experimentais do óleo pesado, característico de reservatórios do nordeste brasileiro. O ajuste foi realizado no simulador Winprop da CMG.

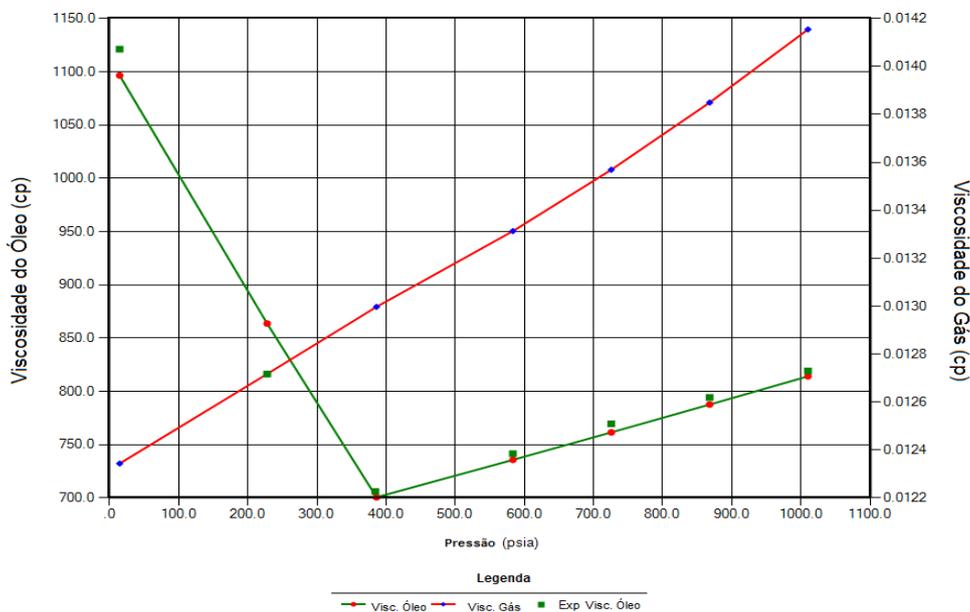
Os componentes do óleo original foram ajustados em sete pseudocomponentes, a Tabela 3-1 mostra tal composição.

Tabela 3-1 Composição dos pseudocomponentes do óleo

Pseudocomponentes	Porcentagem em Mol (%)
<i>CO<sub>2</sub> – N<sub>2</sub></i>	<i>0.773626</i>
<i>(C1 – C3)</i>	<i>11.13161</i>
<i>IC4 – C10</i>	<i>0.762829</i>
<i>C11 – C19</i>	<i>15.75188</i>
<i>C20 – C27</i>	<i>24.26919</i>
<i>C28 – C39</i>	<i>21.88859</i>
<i>C40+</i>	<i>25.42218</i>
<b>Total</b>	<b>100.0000</b>

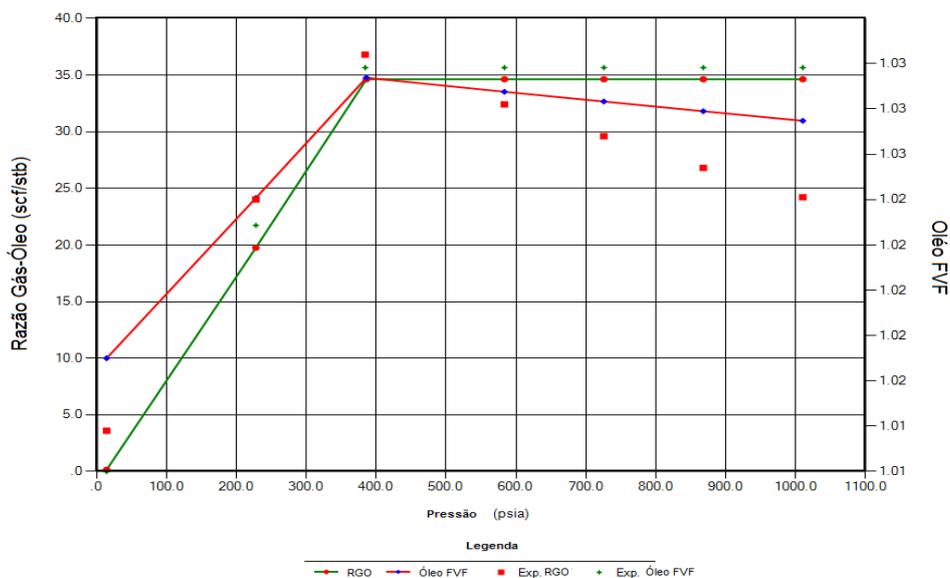
No simulador Winprop, também foi realizado o ajuste da viscosidade do óleo para o modelo proposto. A Figura 3-1 ilustra como ficou tal ajuste.

**Figura 3-1 Viscosidade do óleo e viscosidade do gás versus pressão**



A Figura 3-2 ilustra o ajuste da razão de solubilidade do óleo como também seu fator volume de formação.

**Figura 3-2 Razão Gás-Óleo e Fator Volume de Formação do Óleo versus Pressão**



Diante das figuras e tabelas apresentadas, pode-se afirmar que os ajustes ficaram adequados.

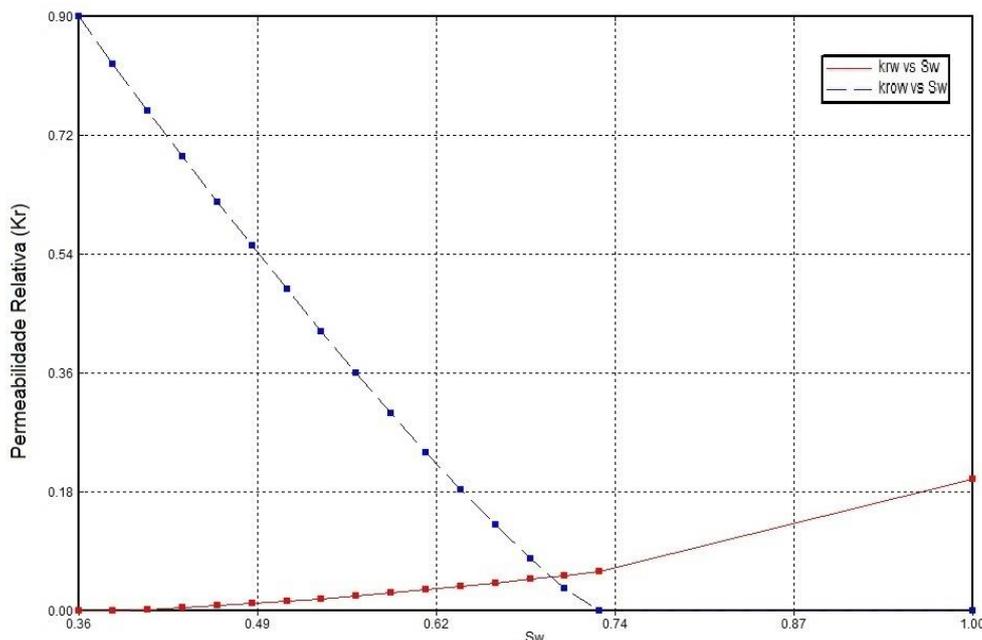
### 3.2.1.1 INTERAÇÃO ROCHA-FLUIDO

Os dados de permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema água-óleo são mostrados, respectivamente, na Tabela 3-2 e na Figura 3-3.

**Tabela 3-2 Dados da permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema água-óleo.**

Permeabilidade relativa água-óleo			
Saturação de água conata ( $S_w$ )	Permeabilidade relativa à água ( $K_{rw}$ )	Permeabilidade relativa ao óleo ( $K_{row}$ )	Pressão capilar ( $P_c$ )
0.36	0	0.9	16.66
0.3849	0.001	0.8285	11.7
0.4098	0.0029	0.758	8.47
0.4347	0.0054	0.6886	6.29
0.4596	0.0083	0.6203	4.78
0.4844	0.0115	0.5533	3.7
0.5093	0.0152	0.4876	2.92
0.5342	0.0191	0.4233	2.33
0.5591	0.0234	0.3607	1.88
0.584	0.0279	0.2997	1.54
0.6089	0.0327	0.2409	1.28
0.6338	0.0377	0.1843	1.06
0.6587	0.0429	0.1305	0.9
0.6836	0.0484	0.0802	0.76
0.7084	0.0541	0.0349	0.65
0.7333	0.06	0	0.56
1	0.02	0	0.15

Figura 3-3 Curva da permeabilidade relativa à água e ao óleo versus saturação da água

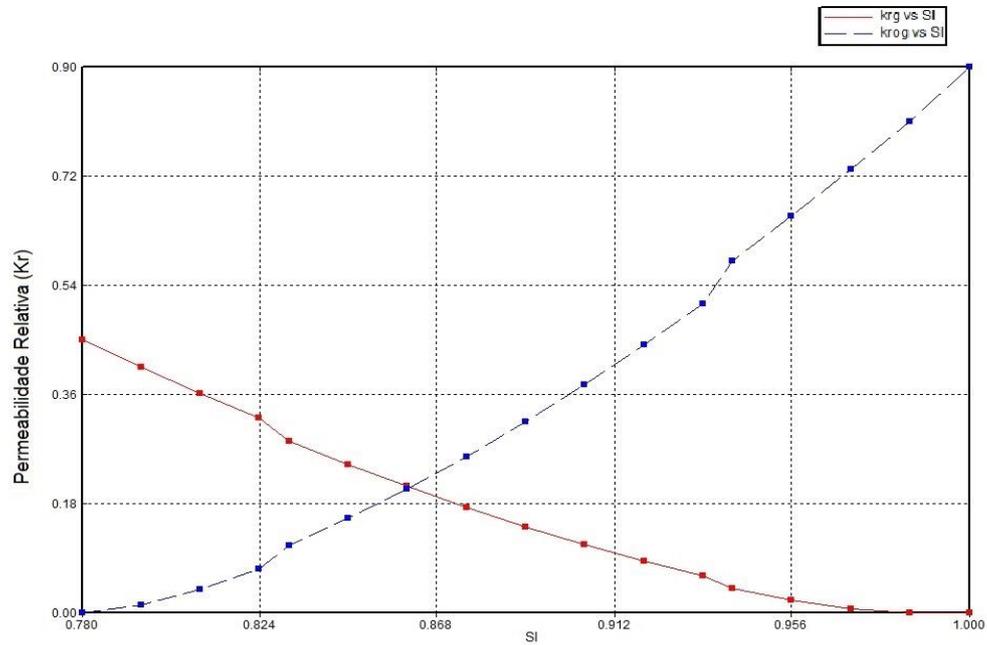


A Tabela 3-3 e Figura 3-4 apresentam os dados da permeabilidade relativa, e pressão capilar do sistema líquido-gás e suas respectivas curvas.

Tabela 3-3 Dados da permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema líquido-gás

Permeabilidade relativa líquido – gás			
Saturação de líquido (Sl)	Permeabilidade relativa ao gás (Krg)	Permeabilidade relativa gás-óleo (Krog)	Pressão capilar (Pcog)
0.78	0.45	0	0.99
0.7947	0.406	0.0139	0.09
0.8093	0.363	0.0395	0.82
0.824	0.322	0.0726	0.75
0.8313	0.283	0.0117	0.68
0.846	0.245	0.1564	0.62
0.8606	0.209	0.2048	0.57
0.8753	0.175	0.2587	0.53
0.89	0.143	0.3161	0.48
0.9047	0.114	0.3769	0.45
0.9193	0.0866	0.4421	0.41
0.934	0.062	0.5096	0.38
0.9413	0.0402	0.5805	0.36
0.956	0.0219	0.6547	0.33
0.9707	0.0077	0.7313	0.31
0.9853	0	0.8111	0.29
1	0	0.9	0.26

Figura 3-4 Curvas de permeabilidade relativa ao gás e ao óleo versus saturação de líquido



### 3.2.2 MODELO FÍSICO DO RESERVATÓRIO

O reservatório em questão é considerado homogêneo e possui características típicas do Nordeste Brasileiro. Sua dimensão assim como as principais características são mostradas na Tabela 3-4.

Tabela 3-4 Característica do reservatório e propriedades das rochas

Área do reservatório (m <sup>2</sup> )	110x250
Espessura do reservatório (m)	44
Números de blocos nas direções i, j, k	17, 15, 28
Total de blocos	7140
Comprimento dos poços horizontais (m)	250
Volume do óleo <i>In place</i> ( m <sup>3</sup> std)	95741.2
Profundidade do reservatório (m)	200
Permeabilidade horizontal (mD)	1200
Permeabilidade vertical (mD)	108
Porosidade (%)	23
Saturação de água conata (%)	36
Temperatura inicial (°C)	50
Espessura da zona de óleo (m)	28
Saturação inicial de óleo (%)	64
Contato água óleo (m)	228
Pressão (psi)	287
Compressibilidade de formação @287 psi	15x10 <sup>-7</sup> x 1/psi

As dimensões e direções do modelo em 3D primeiramente criado no *Builder* está ilustrado na Figura 3-5.

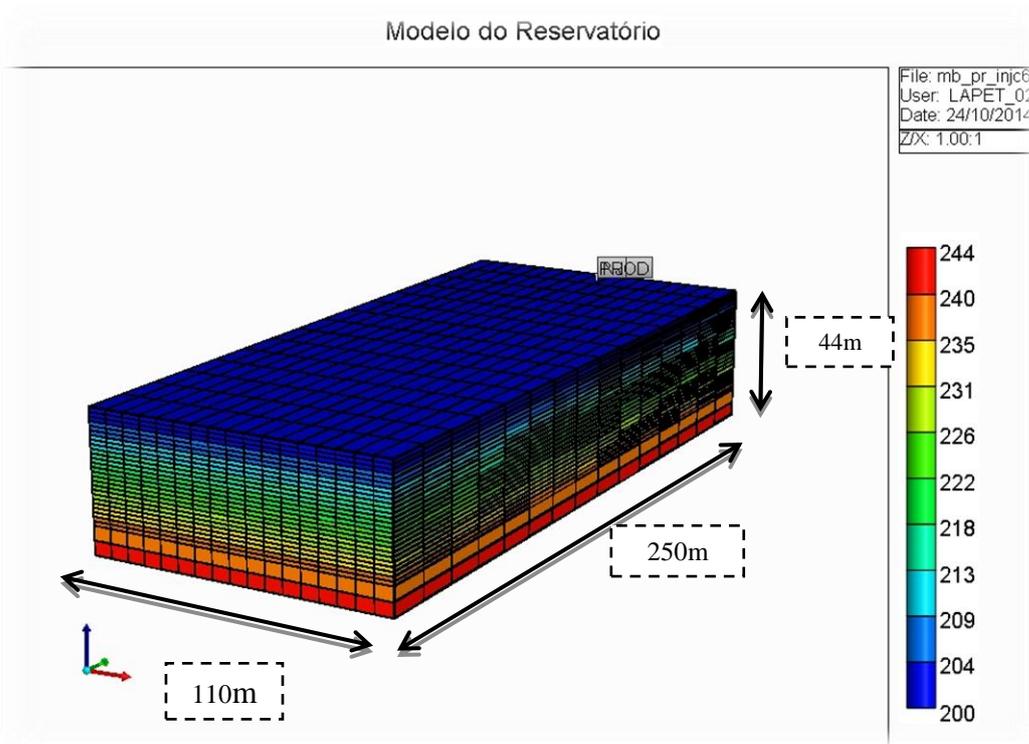
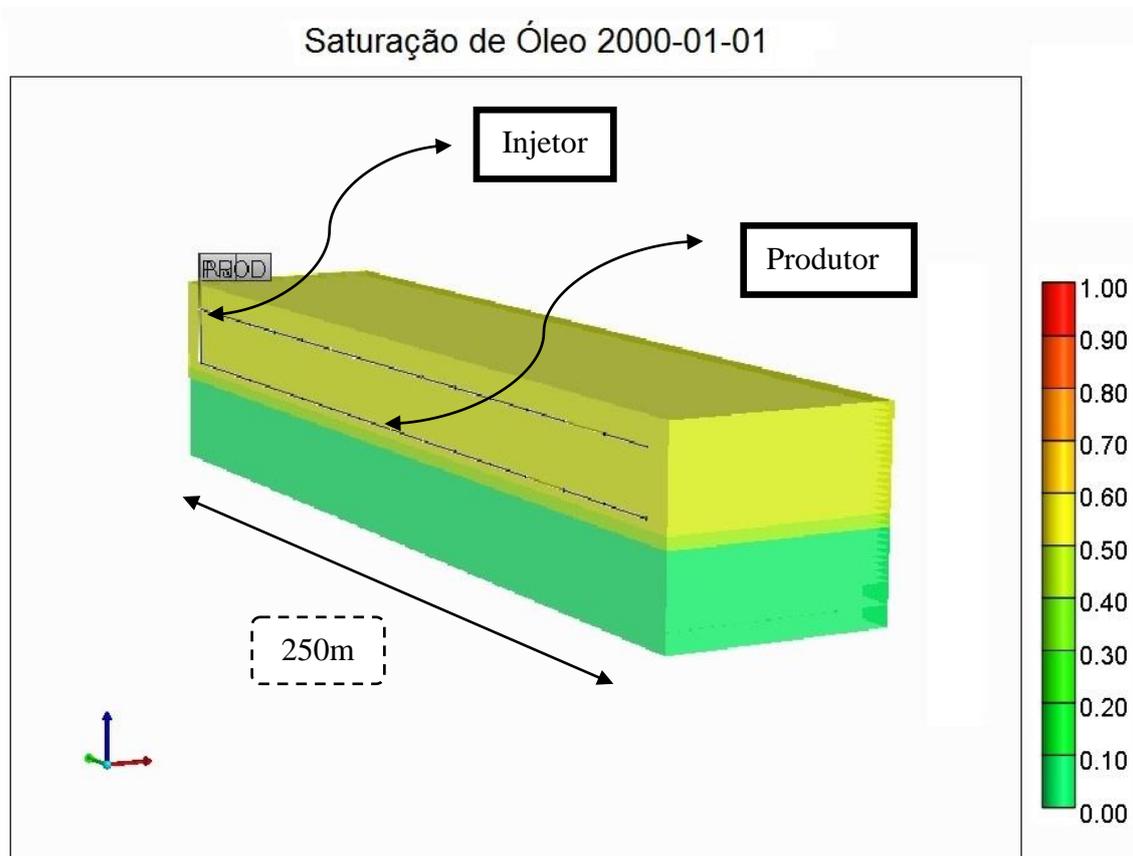


Figura 3-5 Vista 3D do reservatório

O refinamento foi estabelecido da seguinte maneira:

- Direção i : 17 blocos de 6.4705 m;
- Direção j: 15 blocos de 16.6666 m;
- Direção k: 26 blocos de 1.5m + 2 blocos de 5m;
- Total de blocos: 7140.

A Figura 3-6 apresentada abaixo ilustra a saturação de óleo inicial encontrada no reservatório.



**Figura 3-6 Saturação de óleo inicial**

Como é possível observar, há uma nítida diferença entre saturações no reservatório. A zona verde indica uma zona que não apresenta saturação de óleo, por se tratar de uma região composta por água. Acima dessa região, estão as zonas de transição entre a água e o óleo.

Sendo assim, a posição adequada para a colocação do poço produtor é mostrada na Figura 3-6. Essa posição evita uma excessiva produção de água (caso o poço produtor fosse colocado na zona de água), além de ser ideal para o método VAPEX, que faz uso da segregação gravitacional para a produção.

### 3.3 CONDIÇÕES OPERACIONAIS

Nesse projeto, as simulações foram realizadas adotando algumas condições operacionais. Foi estabelecido um período de vinte anos para representar a produção e, na Tabela 3-5 e Tabela 3-6, as condições operacionais foram utilizadas no processo:

**Tabela 3-5 Condições Operacionais no Poço Produtor**

Poço Produtor	
Pressão mínima no poço produtor (kPa)	193.05
Vazão máxima de produção de líquido(m <sup>3</sup> /dia)	500

**Tabela 3-6 Condições Operacionais no Poço Injetor**

Poço injetor	
Pressão máxima no poço injetor (kPa)	4826.33
Vazão máxima de solvente vaporizado (m <sup>3</sup> /dia)	400

### 3.4 MODELO BASE

Estabelecido o modelo de fluido, o modelo físico do reservatório e as condições operacionais, fez-se necessário definir um modelo base do método VAPEX, que serviu de referência para futuras modificações operacionais nas simulações. A Tabela 3-7 informa as características do modelo base definido.

Tabela 3-7 Dados Modelo Base

Modelo Base	
Distâncias entre os poços (m)	9
Tempo de projeto (anos)	20
Tipo de solvente	C6
Vazão de injeção (m <sup>3</sup> /dia)	50

A partir desses dados, foram analisados alguns parâmetros operacionais do VAPEX através de gráficos de produção acumulada de óleo ( $N_p$ ), fator de recuperação (FR) e o mapa da viscosidade.

### 3.5 METODOLOGIA

Os passos adotados na modelagem foram os seguintes:

- 1) Montagem do modelo de fluido;
- 2) Montagem do modelo de reservatório;
- 3) Definição do modelo base do método VAPEX;
- 4) Análise dos resultados
  - a. Comparativo entre o modelo base sem injeção de solvente e com injeção de solvente;
  - b. Análise da influência da vazão de injeção no projeto. Fixou-se a distância entre os poços e foram realizadas simulações com as vazões de 50 m<sup>3</sup>/dia, 100 m<sup>3</sup>/dia e 150 m<sup>3</sup>/dia.
  - c. Análise da influência da distância vertical entre os poços no projeto. Foi estabelecida uma vazão fixa de injeção de solvente e, a partir daí, foram realizados testes com as distâncias verticais de 4,5 m, 9 m e 15 m entre os poços produtor e injetor.
- 5) Conclusões e recomendações.

---

---

## **CAPÍTULO IV: Resultados e Discussão**

---

---

## **4. RESULTADOS E DISCUSSÃO**

---

Esse capítulo aborda os resultados obtidos nas diversas simulações realizadas, assim como a discussão sobre as variáveis operacionais aplicadas que influenciaram no processo VAPEX.

### **4.1 ANÁLISE DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS**

---

Nesse projeto foram realizadas várias simulações para a obtenção de um melhor desempenho no processo VAPEX. Diante disso, a análise da influência da vazão de injeção ( $\text{m}^3$  std/dia), e da distância vertical entre os poços injetor e produtor foram pontos primordiais para as análises.

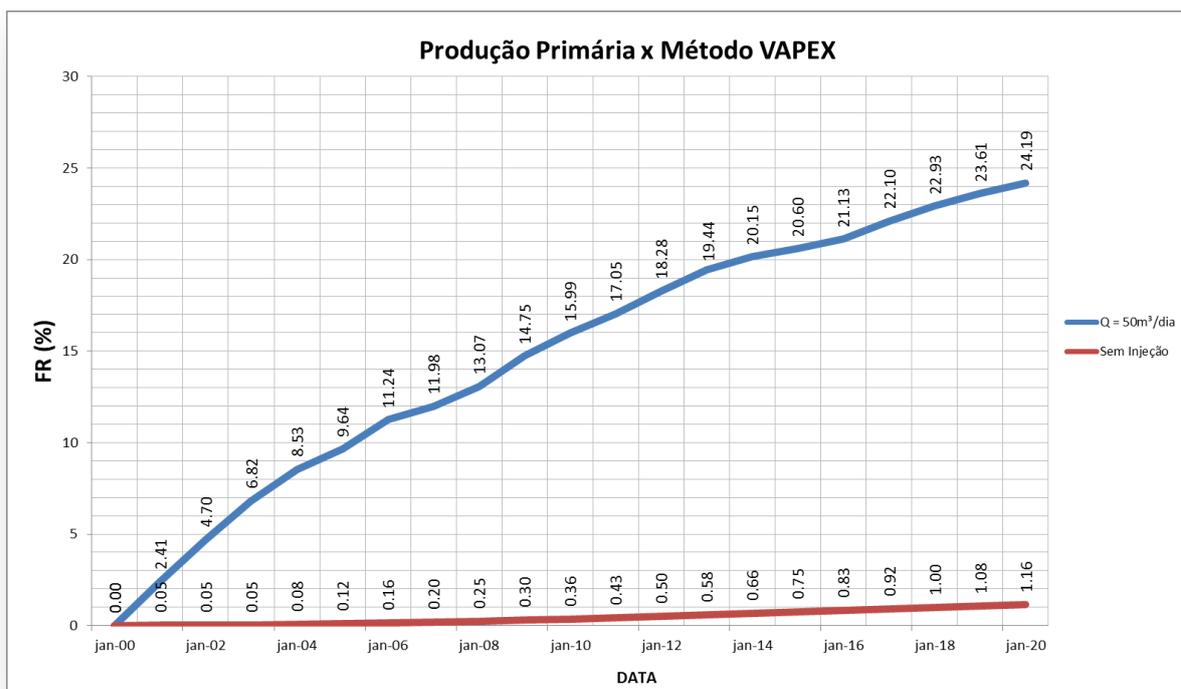
#### **4.1.1 ANÁLISE ENTRE A RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA E O PROCESSO VAPEX**

---

Sabe-se que um reservatório composto por óleo pesado apresenta grande dificuldade para a produção quando submetido a sua própria energia natural. Esse item faz um comparativo do modelo base com injeção e sem injeção de solvente visando mostrar que o método VAPEX já se mostra eficaz quando comparado ao que utiliza recuperação primária, representado pelo modelo sem injeção de solvente.

Como definido, o modelo base com injeção utilizou uma vazão de injeção de 50  $\text{m}^3/\text{dia}$  e uma distância vertical entre os poços de 9 m.

Na Figura 4-1 abaixo, pode-se observar o comparativo, a partir do fator de recuperação (FR) em função do tempo, para os dois métodos analisados: a recuperação primária (curva sem injeção) e o processo VAPEX com injeção de C6 (curva Q = 50  $\text{m}^3/\text{dia}$ ).



**Figura 4-1 Fator de Recuperação - Produção Primária versus Método VAPEX**

De acordo com o gráfico, percebe-se que com a recuperação primária (modelo sem injeção) foi possível recuperar aproximadamente 1,16% do óleo total encontrado no reservatório, enquanto que o modelo com injeção de solvente vaporizado recuperou 24,19%. Dessa forma, é possível afirmar que o método VAPEX se mostra eficaz quando comparado à produção natural pelo fato do aumento na quantidade de óleo produzida.

A baixa produção de óleo na recuperação primária, geralmente, se deve à baixa energia de formação. A intensidade dessa energia é baseada no volume e na natureza dos fluidos que estão presentes no reservatório e dos níveis de pressão e temperatura presentes. E por se tratar de um reservatório característico do nordeste brasileiro, sabe-se que o óleo pesado tem pouca mobilidade diante da alta viscosidade apresentada. Isso dificulta a produção do óleo.

O incremento do solvente no reservatório promove uma redução de viscosidade do óleo das frações pesadas, dessa forma uma maior quantidade de óleo será deslocada para o poço produtor por segregação gravitacional. Esse motivo explica o aumento de recuperação do óleo para 24,19 %.

Diante da melhora apresentada com a adição do solvente ao reservatório, foi realizado o estudo de dois parâmetros operacionais para verificar a influência que eles proporcionam na recuperação do petróleo.

#### **4.1.2 ANÁLISE DA VAZÃO DE INJEÇÃO**

Esse tópico aborda a influencia da vazão de injeção do C6 na recuperação do óleo no reservatório. Para isso, foram utilizadas as vazões de injeção de 50 m<sup>3</sup>/dia, 100 m<sup>3</sup>/dia e 150 m<sup>3</sup>/dia.

Vale salientar que para o estudo desse caso, uma parcela do solvente que é injetado também é produzida pelo poço. Sendo assim, para a correta análise do método, fez-se necessário o desconto desse solvente produzido.

$$N_p = N_{P_{TOTAL}} - N_{P_{INJC6}} \quad (II)$$

Onde:

$N_p$  = Produção acumulada de óleo real

$N_{P_{TOTAL}}$  = Produção acumulada total

$N_{P_{INJC6}}$  = Produção acumulada do solvente C6.

A Figura 4-2 ilustra um comparativo da produção acumulada para as vazões então estabelecidas.

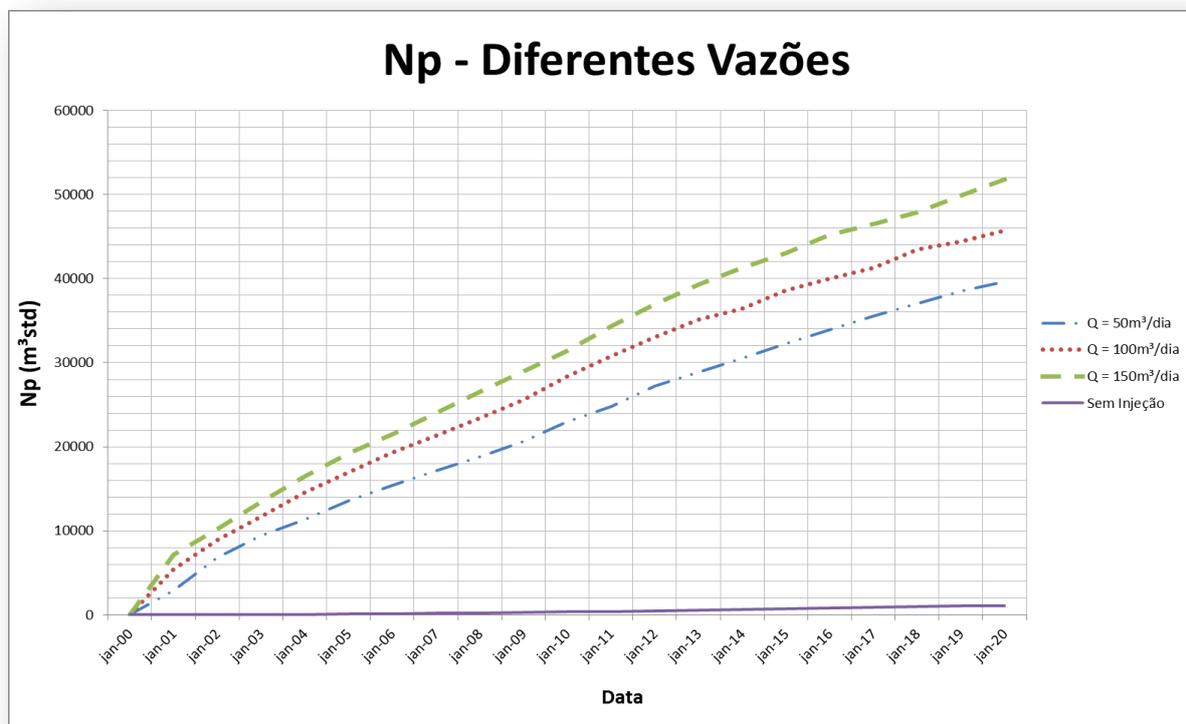


Figura 4-2 Produção Acumulada para diferentes vazões

A partir desse gráfico pode-se perceber que quanto maior a vazão de injeção maior será o volume de óleo recuperado. Isso ocorre pelo fato do aumento da quantidade de solvente vaporizado contribuir para uma maior redução das tensões interfaciais no interior do reservatório. Como foi visto esse fenômeno contribui para o melhor escoamento do óleo.

Dessa forma, de maneira geral, quanto maior a quantidade de solvente injetado maior será a sua miscibilidade com o óleo, que resultará em uma diminuição de viscosidade, fator essencial na melhoria da recuperação de óleo em reservatório de óleo pesado.

Sabe-se também que as tensões interfaciais estão intimamente relacionadas com a mobilidade do óleo. Tem-se que, quanto maior a redução das tensões interfaciais, maior

a mobilidade do óleo, em outras palavras, quanto maior a vazão de injeção de solvente maior a mobilidade do óleo, acelerando, então, a chegada do banco de óleo ao poço produtor.

A Figura 4-3 representa um gráfico da vazão de injeção versus tempo de produção para uma distância vertical entre os poços de 15 m. Observa-se que para cada vazão dada, há um pico de produção que indica a chegada do banco de óleo. Nesse gráfico, é possível comprovar que realmente a chegada do banco de óleo é antecipada para os casos que se utiliza uma maior vazão de injeção.

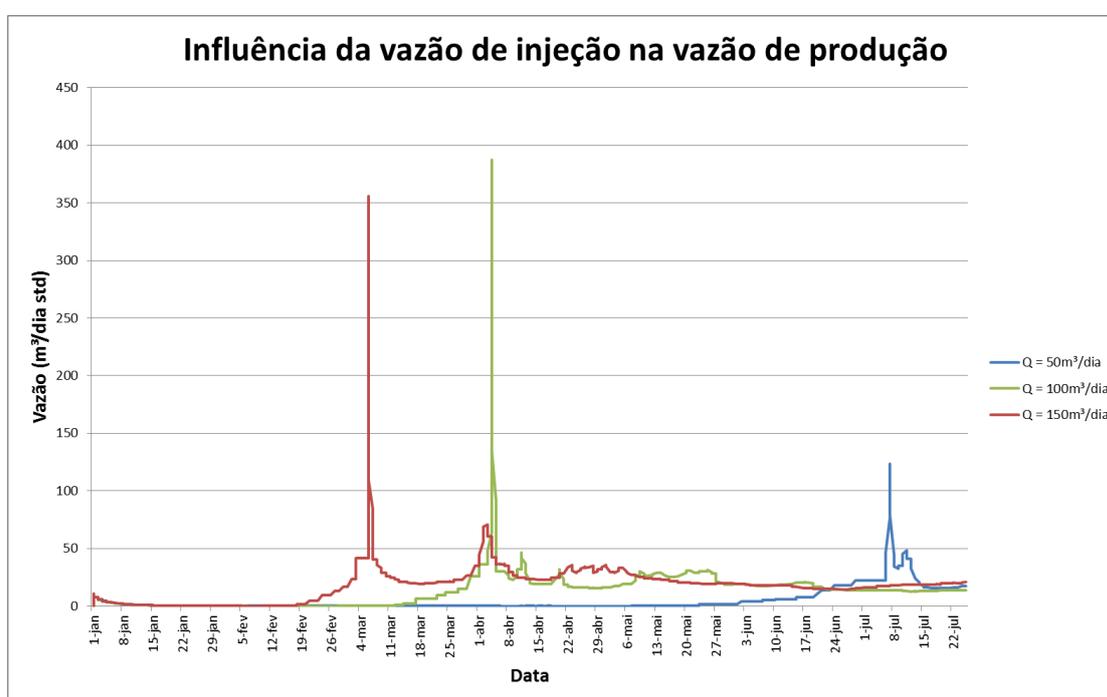


Figura 4-3 Influência da vazão de injeção na vazão de produção

### 4.1.3 ANÁLISE DAS DISTÂNCIAS VERTICAIS ENTRE OS POÇOS

Esse item retrata a influência proporcionada pela distância vertical que separa o poço produtor do injetor na recuperação do petróleo. Vale frisar que, em todas as simulações realizadas, foi mantido o poço produtor em uma posição fixa (15<sup>o</sup> camada), apenas variando a posição do poço injetor.

As distâncias estabelecidas entre os poços foram de 4,5m (poço injetor na 12ª camada), 9 m (poço injetor na 9ª camada) e 15 m (poço injetor na 5ª camada). Foi estabelecida uma vazão de injeção constante de 150 m<sup>3</sup>/dia.

As configurações dos poços estão ilustradas na Figura 4-4, Figura 4-5 e Figura 4-6 abaixo, as quais mostram a seção transversal do reservatório e suas camadas com os poços em questão.

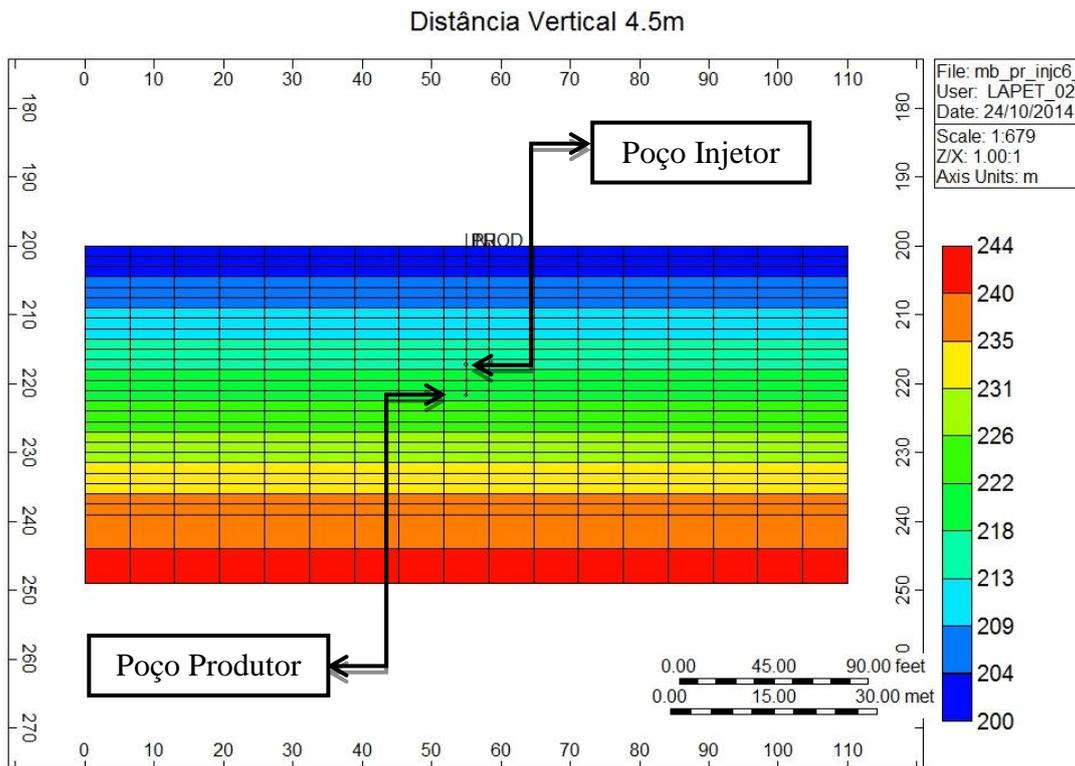


Figura 4-4 Distância entre os poços - 4.5m

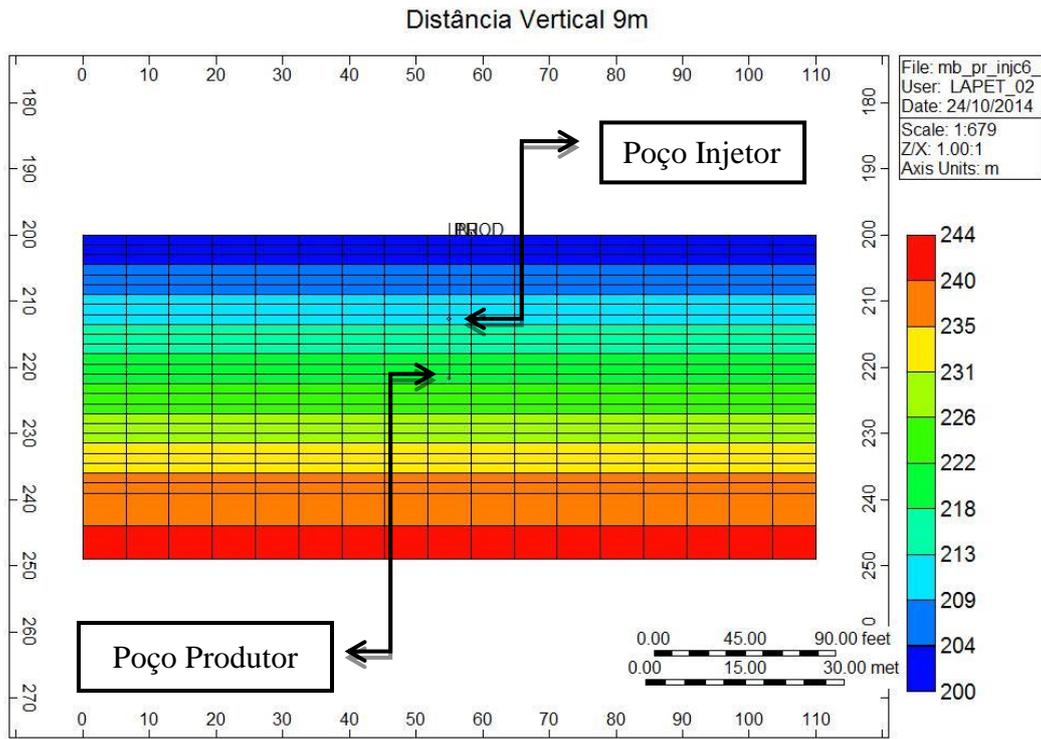


Figura 4-5 Distancia entre os poços - 9m

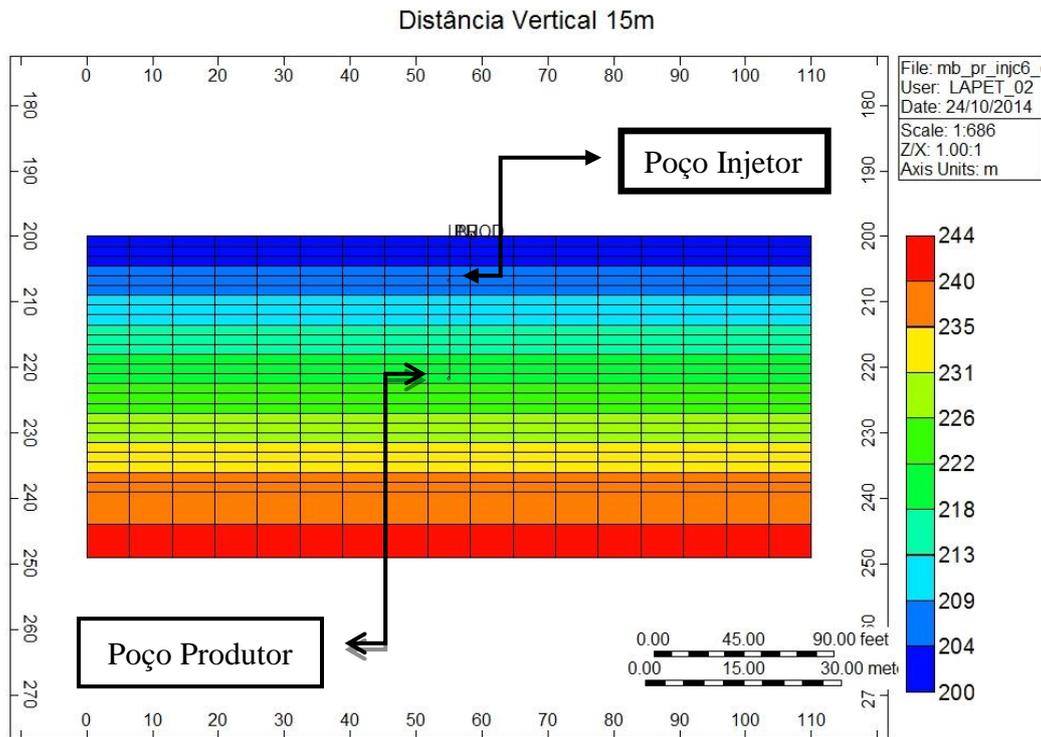
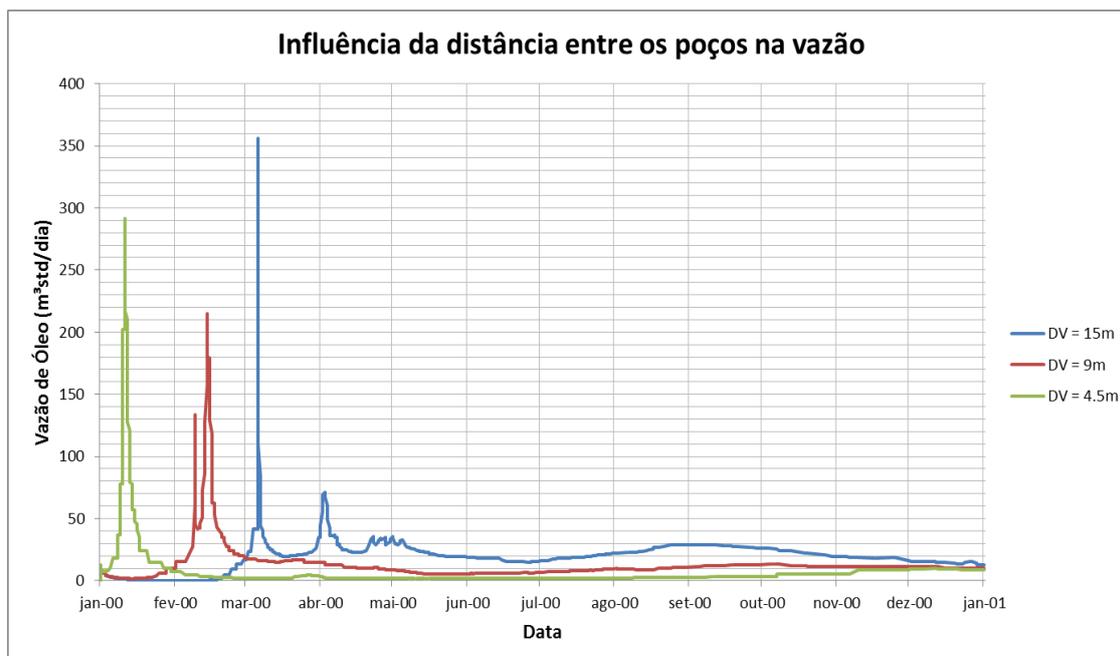


Figura 4-6 Distancia entre os poços - 15m

A seguir, estão representados os resultados obtidos na simulação. A Figura 4-7 representa um gráfico que mostra influência das diferentes distâncias entre os poços na vazão de produção de óleo em função do tempo. Para a análise foi estabelecido uma vazão de injeção de 150 m<sup>3</sup>/dia.



**Figura 4-7** Influencia da distância entre os poços na vazão

Nesse gráfico, percebe-se que logo no início da produção todas as curvas apresentam uma vazão de produção muito baixa, que indica que ainda não houve uma boa expansão da câmara de solvente no reservatório, ou seja, o óleo ainda não apresentou uma diminuição da viscosidade para a melhoria da sua mobilidade. Mas, logo em seguida, observam-se valores máximos de vazão de produção. Esses valores sugerem que o óleo, agora miscível com o solvente e com baixa viscosidade, alcançou o poço produtor.

É também possível perceber que os valores máximos das vazões de produção estão um pouco defasados em relação ao tempo. A curva que representa a distância vertical de 4,5 m alcança o pico máximo de vazão em um menor intervalo de tempo, logo em seguida encontra-se a curva que representa a distância vertical de 9 m e, por último, a

curva que representa a distância vertical de 15 m.

Isso ocorre e não é por acaso. Quanto menor a distância entre os poços, mais rápido o banco de óleo chegará ao produtor. Isso pelo fato do óleo, agora com as propriedades físicas alteradas pela adição do solvente, ser drenado pelo efeito gravitacional, alcançando o poço produtor que oferecer o caminho mais curto, no caso, o de 4.5m.

Dessa forma, quando se deseja obter um retorno de caixa, ou seja, antecipar o tempo de uma produção, aconselha-se a aproximação entre os poços. Já os casos em que se deseja obter uma maior produção, o aconselhável será aumentar a distâncias entre os poços.

A Figura 4-8 indica como se comporta a produção acumulada de óleo à medida que a distância entre os poços é modificada.

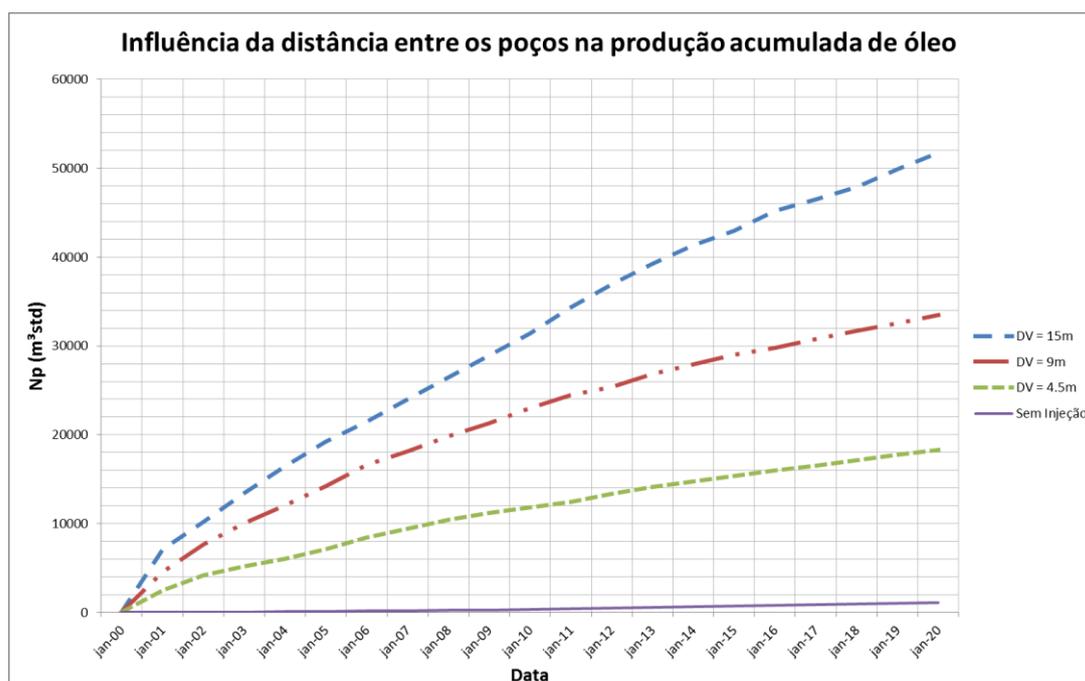
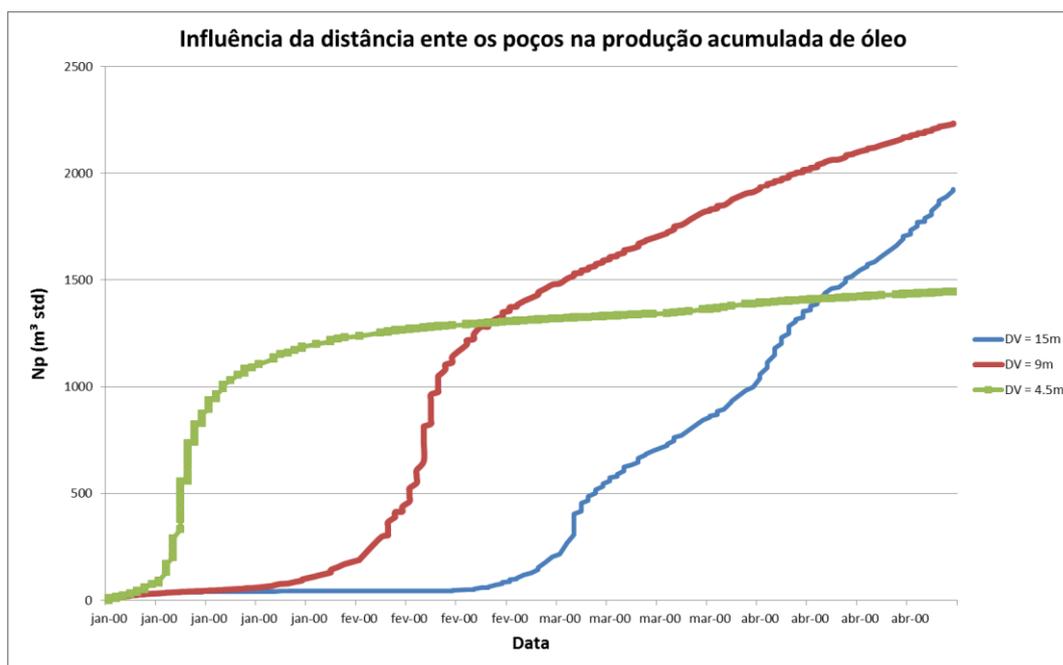


Figura 4-8 Influência da distância entre os poços na produção acumulada de óleo

Analisando o gráfico, percebe-se que quanto maior a distância entre o poço produtor e o poço injetor, maior será a produção acumulada de óleo. Isso se deve ao fato da maior distância entre os poços permitir que o solvente injetado forme uma câmara de

maior volume, ou seja, permite que o solvente tenha uma maior área de varrido no reservatório propiciando uma maior produção final.

Pela extensão do tempo de análise do projeto (20 anos), não é perceptível o real comportamento inicial do óleo acumulado na Figura 4-8. Diante disso, foi realizada uma análise do mesmo gráfico, apenas para ter-se uma ideia do comportamento. A Figura 4-9 mostra o comportamento da produção acumulada do óleo nos primeiros quatro meses de produção.



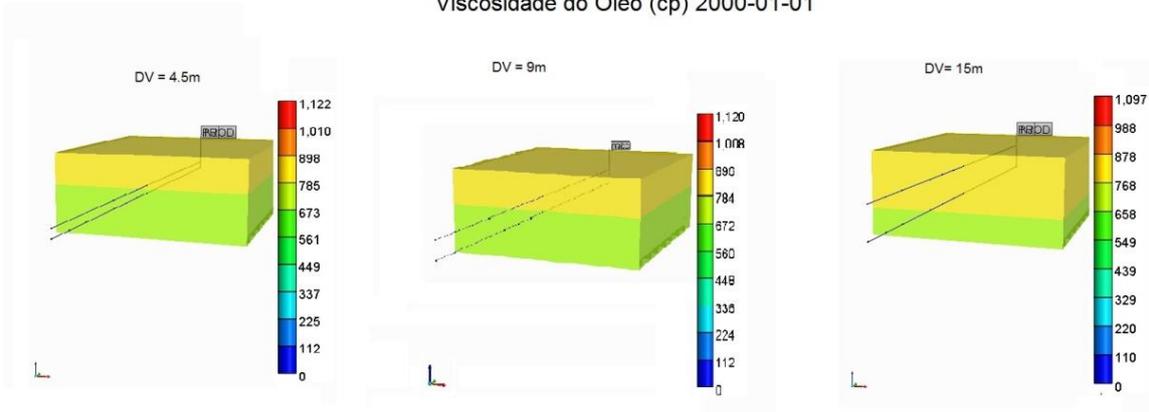
**Figura 4-9** Influência da distância entre os poços na produção acumulada de óleo

Percebe-se que o caso de maior acúmulo de óleo no início de uma produção é dado justamente pelos poços que apresentam menor distância entre si. Essa figura comprova a Figura 4-7 referente às vazões mostra que a produção antecipada do óleo influencia no comportamento da produção acumulada do óleo. A Figura 4-9 também mostra que, com o passar do tempo, as produções acumulada referentes à distância de 9 m e 15 m se igualam a de 4,5 m e, em seguida, a ultrapassam.

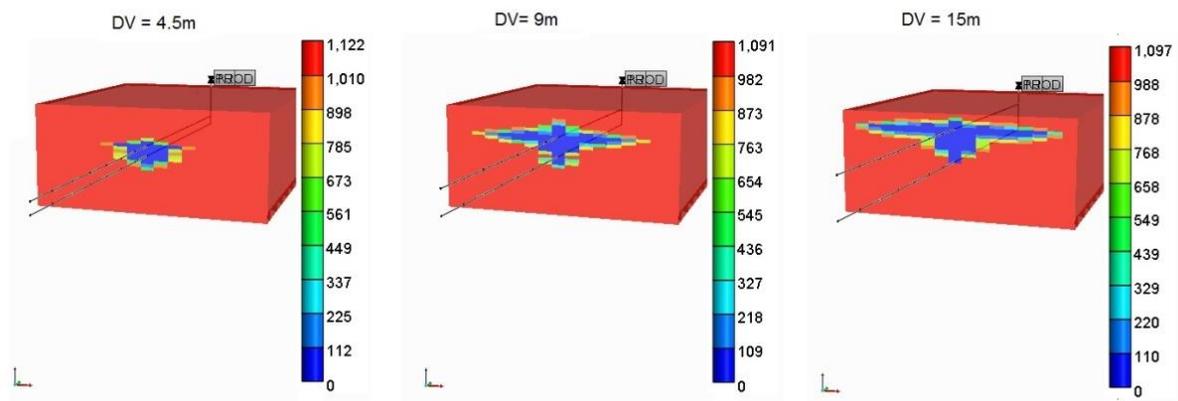
A seguir, foram realizadas análises que mostram o comportamento da viscosidade do óleo no reservatório para as diferentes distâncias estudadas entre os poços. A análise

consiste em imagens de seções transversais do reservatório no ano zero de produção (2000-01-01), no ano um (2001-01-01) e no ano dez (2010-01-01).

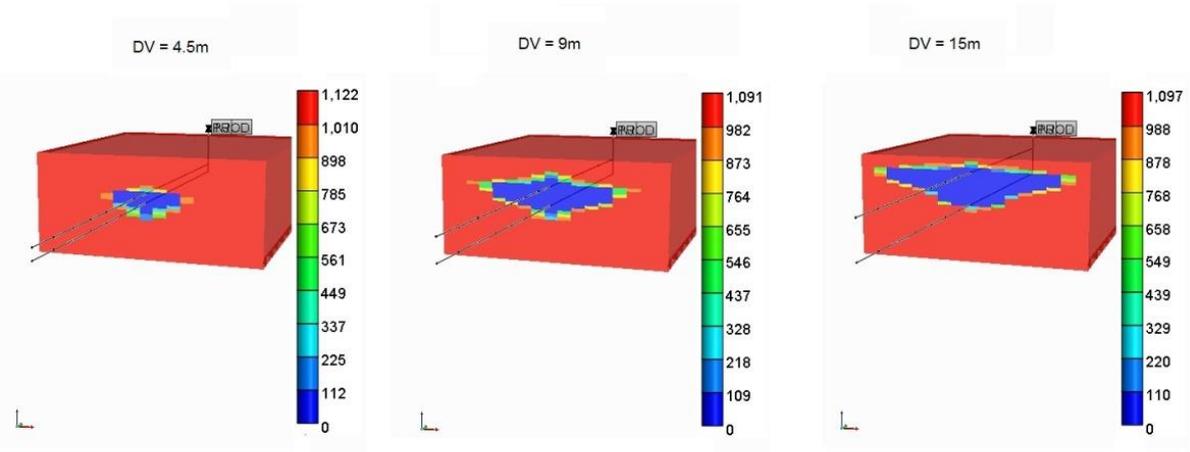
Viscosidade do Óleo (cp) 2000-01-01



Viscosidade do Óleo (cp) 2001-01-01



Viscosidade do Óleo (cp) 2010-01-01



É possível observar uma nítida diferença de como age o solvente quando injetado em diferentes distâncias entre poços.

A região em azul indica onde está atuando o solvente, reduzindo a viscosidade do óleo ali presente. Percebe-se que para a menor distância entre os poços ( $DV = 4.5$  m), a expansão da área azul não apresenta crescimento muito significativo. Na maior distância entre os poços ( $DV=15$  m) é possível observar que a região em azul apresenta um grande crescimento, significando uma maior atuação, em extensões volumétricas, do solvente no reservatório. Assim, a viscosidade em uma maior parcela de óleo é reduzida.

Diante dos resultados apresentados, as condições operacionais ideais seriam utilizando uma vazão de injeção de  $150$  m<sup>3</sup>/dia e uma distância vertical máxima entre os poços, no caso, uma distância de  $15$  m.

---

---

## **CAPÍTULO V: Conclusões e Recomendações**

---

---

## 5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

---

Esse capítulo apresenta as principais conclusões obtidas no trabalho realizado como também algumas recomendações para futuros trabalhos.

### 5.1 CONCLUSÕES

---

As conclusões obtidas com a realização desse projeto foram as seguintes:

- No decorrer do trabalho, foi possível utilizar vários testes e ajustes no simulador que foram essenciais para a análise do sistema e melhoria nos resultados do projeto, facilitando ainda mais o entendimento do método de recuperação e seus aspectos teóricos.
- A realização dessa atividade proporcionou um aprendizado no uso do simulador GEM (“*Generalized Equation-of-State Model Simulation*”), do grupo CMG (*Computer Modelling Group*”), versão 2012.2. A partir dessa ferramenta, foi possível realizar um estudo de um modelo de reservatório com características do Nordeste Brasileiro.
- Foi possível comprovar a eficiência que o método VAPEX tem na produção de petróleo, devido a sua contribuição com aumento da recuperação de óleo.
- Alterações na vazão de injeção de solvente foram realizadas mantendo a distância vertical entre os poços constante, sendo constatado que o aumento da vazão aumenta a quantidade de óleo recuperado.
- Foi possível comprovar que o aumento da distância vertical entre o poço injetor e o poço produtor favorece ao aumento de recuperação de óleo.

## 5.2 RECOMENDAÇÕES

---

- É aconselhável a realização de um estudo econômico para analisar a viabilidade econômica do processo, pois esse método utiliza um solvente bastante caro, é necessário estudar se as alterações operacionais realizadas, apesar de melhorar na recuperação do petróleo, satisfazem o projeto financeiramente;
- Realizar estudos que envolvam outros tipos de solventes;
- Realizar um estudo com intervalos de injeção de solvente, pois percebe-se que não é interessante injetar continuamente o solvente durante 20 anos, já que o fluido injetado é produzido excessivamente depois de um determinado tempo do início do projeto.

---

---

## **CAPÍTULO VI: Referências Bibliográficas**

---

---

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

BARILLAS, J. L. M. Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor. 2008. 165f. Tese de Doutorado (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;

WANDERLEY, José Bruno de Moura – “Estudo de parâmetros operacionais do processo para aplicação do método de drenagem gravitacional assistido com vapor em reservatório heterogêneo semelhante ao modelo do nordeste brasileiro”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

ROSA, Adalberto José 1953; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. XII Cap. ISBN: 8571931356.

MOURA, Allene de Lourdes Souto - “Aplicação do VAPEX para reservatórios de óleo”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

ROCHA, Mirella Lopes - “Aplicação da combustão in situ em reservatórios de óleo pesados com características do nordeste brasileiro”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

FILHO, Haroldo Costa Fernandes– “Estudo do Projeto de Desenvolvimento de um Campo Petrolífero Onshore”. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 272p.

LIMA, D.M. S. B.; *Estudo Paramétrico do Processo de Injeção de Solvente em Poços Horizontais para Reservatórios de Óleo Pesado*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2011.

OLIVEIRA, M.F. ; *Estudo paramétrico do processo de extração com solvente (VAPEX) como método de recuperação de óleo pesado*. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

ALBOUDWAREJ, H.; FELIX, J.; TAYLOR, S. Highlighting heavy oil, Oilfield Review. p.34-53, Jun. 2006, disponível em: [www.slb.com](http://www.slb.com), acessado em agosto de 2007;

DAS, S. K. Vapex: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. SPE, Petroleum Recovery Institute, 1998;

DAS, S. K.; BUTLER, R. M. Pet. Sci. Eng. 21, 43-59. 1998;

GEM 2010 (Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator);

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.