



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**ESTUDO COMPARATIVO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR E VAPOR COM  
SOLVENTE APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO COM  
CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO**

**Macel Henrique Araujo dos Santos**

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

**NATAL/RN, maio de 2015.**

**MACEL HENRIQUE ARAUJO DOS SANTOS**

**ESTUDO COMPARATIVO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR E VAPOR COM  
SOLVENTE APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO COM  
CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial na obtenção de título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

**NATAL/RN, maio de 2015.**

**MACEL HENRIQUE ARAUJO DOS SANTOS**

**ESTUDO COMPARATIVO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR E VAPOR COM  
SOLVENTE APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO COM  
CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO**

O presente Trabalho de Conclusão de Curso foi avaliado e considerado adequado como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Natal, 25 de maio de 2015.

---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes Meneses Barillas  
Orientador – UFRN

---

Prof. MSc. Célio Gurgel Amorim  
Membro Examinador - UFRN

---

MSc. Edson de Andrade Araújo  
Membro Examinador – UFRN

---

## DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho, em especial, a minha querida e amada vó, **Iraci Araujo**, por todo o apoio nesta longa jornada, e pelo diversos ensinamentos. E a meus queridos pais, **Maria Célia Cimplício da Silva** e **Dácio Rogério dos Santos**, pelo apoio incondicional, pela confiança e por serem a minha maior fonte de motivação nesta vida. Essa conquista foi por vocês!*

---

## AGRADECIMENTOS

A Deus, primeiramente, pelas bênçãos constantes em minha vida e por ser o rei que abre as portas dos caminhos dela.

A minha vó, Iraci, pelo apoio, amor e pelos constantes ensinamentos.

A meus pais, Maria Célia e Dácio, e meus irmãos, Michel e Amanda, por todo amor, carinho, confiança e por estarem comigo.

Ao meu tio, João Feliciano, por ser meu conselheiro e por dar apoio em minhas decisões.

A minha professora orientadora, Jennys Barillas, por toda paciência, por todas as dúvidas tiradas, pela amizade e pela confiança que me foi dada aceitando-me como seu orientando e pelas excelentes ex-aulas.

A todos os professores do departamento de engenharia de petróleo pela dedicação em passar o conhecimento necessário para a formação do engenheiro de petróleo.

A meus amigos e colegas de classe que me acompanharam por toda a jornada acadêmica, desde o período de C&T.

A meus amigos e amigas, que fizeram parte do dia-dia no laboratório de simulação numérica.

Um agradecimento ao PRH PB 221, programa de recursos humanos da Petrobras, pelo apoio financeiro concebido em forma de bolsa por grande parte da minha carreira acadêmica.

A Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) pelo aporte e por toda estrutura de laboratórios e salas de aula de excelente qualidade que, para mim, não deixaram a desejar em absolutamente nada.

A todos os funcionários da universidade de qualquer função, que fazem o sistema e o ambiente funcionar em sintonia.

A todo o Departamento de Engenharia de Petróleo, pela organização e pelo suporte dado.

E, por fim, um agradecimento a todos meus amigos, colegas, conhecidos, da universidade ou não, que sempre acreditaram e confiaram na minha capacidade de estar aqui e atingir meus objetivos.

A todos, um muito obrigado!

*“No meio da confusão, encontre a simplicidade. A partir da discórdia, encontre a harmonia. No meio da dificuldade reside a oportunidade.”*

*- Albert Einstein*

**SANTOS, Macel Henrique Araujo dos – “ESTUDO COMPARATIVO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR E VAPOR COM SOLVENTE APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO 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.

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

---

## RESUMO

Métodos térmicos e miscíveis são bastante utilizados para a recuperação de óleo pesado. Ambos possuem suas limitações e benefícios. A injeção contínua de vapor, que é um método térmico, é uma alternativa de recuperação especial de óleo utilizada em reservatórios de óleos considerados pesados, pois aumenta a mobilidade do óleo no meio poroso devido a sua eficiência na redução da viscosidade desse óleo, o que, conseqüentemente, aumenta o fator de recuperação. O método miscível, que consiste basicamente na injeção de solvente no reservatório, também possui a mesma característica de diminuição da viscosidade do óleo, pois o fluido injetado é miscível no óleo, o que ocasionalmente diminui a viscosidade e proporciona um aumento no fator de recuperação do óleo. Uma nova estratégia é a combinação desses dois métodos (térmico e miscível), onde a injeção no reservatório é feita de forma conjunta. Uma estratégia bastante relevante para a análise e planejamento da implantação dos métodos de recuperação é o uso de uma ferramenta chamada “simulação numérica de reservatórios”, que permite analisar de forma sucinta o comportamento do reservatório e estimar a produção de óleo. Com o intuito de recuperar óleo pesado com características do Nordeste Brasileiro, o presente trabalho propõe, utilizando-se da simulação numérica, um estudo comparativo entre a injeção contínua de vapor e vapor com solvente aplicado a um reservatório de óleo pesado, com intuito de mostrar qual método oferece melhor eficiência. Para tanto foi utilizado para a realização das simulações, um modelo de reservatório homogêneo, modelo de fluido composicional, com as características do Nordeste Brasileiro, com objetivo de mostrar as configurações que possibilitem os melhores indicadores, que influenciam de forma positiva no fator de recuperação de

óleo. As simulações foram feitas utilizando o simulador comercial *STARS – Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator* -, versão 2013.10, do grupo *CMG – Computer Modelling Group Ltd.* Foram discutidos vários fenômenos comuns ao método de injeção contínua de vapor e vapor com solvente, como por exemplo, a redução da viscosidade do óleo e produção de um banco de óleo, por meio de análises de parâmetros importantes como pressão, temperatura e saturação de óleo, durante um período de tempo máximo de projeto definido em 20 anos. Concluiu-se que, para o reservatório em questão, a injeção de vapor a altas vazões foi mais eficiente no que diz respeito à recuperação do óleo, pois apresentou acréscimos positivos em várias características. A simulação de injeção de vapor com solvente ficou limitada a 40 m<sup>3</sup> std/dia devido a erros de convergência do simulador *STARS*, portanto, não foi possível fazer comparações de injeção de vapor com solvente com injeção de vapor a altas vazões. Porém, os estudos provaram que a injeção de vapor com solvente, quando injetado a baixas vazões, mostraram uma melhora sutil na recuperação de óleo

Palavras-chaves: Simulação numérica de reservatórios, injeção contínua de vapor, injeção contínua de vapor com solvente, óleo pesado, fator de recuperação.

**SANTOS, Macel Henrique Araujo dos – "COMPARATIVE STUDY OF CONTINUOUS STEAM INJECTION AND STEAM WITH SOLVENT APPLIED TO THE HEAVY OIL RESERVOIR WITH BRAZILIAN NORTHEAST CHARACTERISTICS"**. Final paper, Department of Petroleum Engineering, Federal University of Rio Grande do Norte . Natal – RN, Brasil.

**Guiding:** Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

---

## **ABSTRACT**

Thermal and miscible methods are widely used for heavy oil recovery. Both have their limitations and benefits. The continuous injection of steam, which is a thermal method, is a special oil recovery alternative used in oil reservoirs for oils considered heavy because it increases oil mobility in the porous environments due to its efficiency in reducing the viscosity of this oil, which therefore increases the recovery factor. The miscible method, which basically consists of the injection of solvent into the reservoir, also has the goal of decreasing oil viscosity because the injected fluid is miscible in the oil, which occasionally lowers the viscosity and it provides, as in the steam injection, an increase in the oil recovery factor. A new strategy is the combination of these two methods (thermal and miscible), where the injection into the reservoir is done jointly. A very important strategy for analyzing and planning the implementation of the recovery methods is the use of a tool called "numerical reservoir simulation", it allows you to analyze briefly the reservoir behavior and estimate the production of oil. With the need to recover heavy oil with Brazilian Northeast characteristics, this paper proposes, using the numerical simulation, a comparative study between the continuous injection of steam and steam with solvent applied to a heavy oil reservoir, aiming to show which method provides better efficiency. For that, it was used to perform the simulations, a homogeneous reservoir model, a compositional fluid model, with the Brazilian Northeast characteristics, in order to show the settings that enable the best indicators which contribute positively in the oil recovery factor. The simulations were done using the commercial simulator STARS - Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - version 2013.10, the CMG group - Computer Modelling Group Ltd. Several common phenomena have

been discussed to the continuous steam injection and steam with solvent method, for example, reducing the viscosity of oil and production of an oil stock by means of the evolution of key parameters of analysis such as pressure, temperature and oil saturation, for a maximum estimated period of time defined in 20 years. It was concluded that for the analyzed reservoir, the steam injection at high flow rates was more efficient in regard to oil recovery, as it showed positive increases in several characteristics. The steam injection simulation with solvent was limited to 40 std m<sup>3</sup> /a day due to the STARS simulation convergence errors, so, it was not possible to make comparisons between the steam injection with solvent and the steam injection at high flow rates. However, studies have shown that injecting steam with the solvent, when injected at low flow rates, showed a slight improvement in oil recovery.

**Keywords:** Numerical simulation of reservoirs, continuous steam injection, continuous injection of steam with solvent, heavy oil recovery factor.

---

## SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 .....	1
1 INTRODUÇÃO.....	2
1.1 Objetivo .....	3
CAPÍTULO 2 .....	4
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	5
2.1 Grau API .....	5
2.2 Reservatórios .....	6
2.2.1 Reservatórios de óleo.....	6
2.3 Produção de fluidos.....	8
2.3.1 Produção de óleo.....	8
2.3.2 Produção de água .....	8
2.3.3 Produção de gás.....	8
2.4 Alguns conceitos básicos da engenharia de reservatórios.....	9
2.4.1 Cálculo do volume de hidrocarbonetos.....	9
2.4.2 Regimes de pressão de fluido .....	10
2.4.3 Fator de recuperação .....	12
2.5 Métodos de recuperação suplementar .....	12
2.5.1 Métodos térmicos .....	13
2.5.1.1 Injeção de vapor.....	14
2.5.1.1.1 Injeção contínua de vapor.....	15
2.5.2 Métodos miscíveis .....	17
2.5.3 Outros métodos .....	18
2.5.3.1 Injeção de vapor com solvente.....	18
2.6 Esquemas de injeção .....	19
2.6.1 Injeção periférica, injeção no topo e injeção na base .....	19
2.6.2 Injeção em malhas.....	21
CAPÍTULO 3 .....	23
3 MODELAGEM DO PROCESSO .....	24
3.1 Modelo físico .....	24
3.1.1 Refinamento do reservatório .....	25

3.1.2	Interação rocha-fluido .....	28
3.2	Propriedades do fluido .....	30
3.2.1	Modelagem do fluido .....	33
3.2.2	Gráficos referentes ao modelo de fluido .....	33
3.2.3	Saturação inicial de óleo.....	35
3.2.4	Saturação inicial de água .....	36
3.2.5	Viscosidade inicial do óleo.....	36
3.2.6	Propriedades do fluido injetado .....	36
3.3	Condições operacionais .....	37
CAPÍTULO 4 .....		38
4	DESCRIÇÃO DO PROJETO PARA O RESERVATÓRIO .....	39
4.1	Injeção contínua de vapor .....	39
4.2	Injeção contínua de vapor com solvente .....	39
4.3	Metodologia de trabalho.....	40
CAPÍTULO 5 .....		41
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	42
5.1	Sistema de injeção em malhas .....	42
5.2	Análise da injeção de vapor em diferentes vazões .....	44
5.2.1	Produção acumulada de óleo (Np) .....	44
5.2.2	Vazão de produção de óleo.....	45
5.2.3	Fator de Recuperação (FR).....	46
5.2.4	Influência na temperatura do reservatório .....	47
5.2.5	Influência na pressão do reservatório.....	49
5.2.6	Influência na viscosidade.....	51
5.3	Análise da injeção de vapor com solvente .....	53
5.3.1	Produção acumulada de óleo (Np) .....	53
5.3.2	Vazão de produção de óleo .....	55
5.3.3	Fator de recuperação (FR) .....	56
5.4	Comparação dos dois métodos de injeção .....	57
5.4.1	Produção acumulada de óleo (Np) .....	58
5.4.2	Vazão de produção de óleo .....	59
5.4.3	Fator de recuperação de ambos os métodos .....	60
5.4.4	Comportamento da viscosidade nos dois métodos .....	60

CAPÍTULO 6 .....	65
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....	66
6.1 Considerações finais .....	66
6.2 Recomendações .....	67
CAPÍTULO 7 .....	69
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	70

---

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Tipo de óleo de acordo com a classificação do °API.....	6
Tabela 3.1: Permeabilidade relativa água-óleo .....	28
Tabela 3.2: Permeabilidade relativa líquido - gás.....	29
<b>Tabela 3.3: Pseudocomponentes e composição do fluido em fração molar .....</b>	<b>30</b>
Tabela 3.4: Características pseudofísicas do fluido .....	30
Tabela 3.5: Características físicas do fluido.....	31

---

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Diagrama de fase (Fonte: Allen e Robert, 1997) .....	7
Figura 2.2: Injeção de vapor em um reservatório de petróleo (Fonte: Sefton Resources) .....	15
Figura 2.3: Representação do deslocamento miscível (Fonte: GALVÃO, 2008).....	18
Figura 2.4: Injeção periférica (Fonte: ROSA, 2011) .....	19
Figura 2.5: Injeção de topo (Fonte: ROSA, 2011) .....	20
Figura 2.6: Injeção de base (Fonte: ROSA, 2011) .....	21
Figura 2.7: Malha five-spot.....	22
Figura 3.1: Desenho do reservatório .....	24
Figura 3.2: Representação do eixo $i$ vs $k$ na camada 10 do eixo $i$ (Builder).....	26
Figura 3.3: Representação do eixo $i$ vs $j$ no topo do grid (Adaptação simulador STARS) .....	27
Figura 3.4: Representação em 3D do reservatório analisado .....	27
Figura 3.5: Comparação 3D do modelo de injeção five - spot e seven - spot .....	28
<b>Figura 3.6: Curvas de permeabilidades relativas versus saturação de água</b> ....	32
Figura 3.7: Curvas de permeabilidades relativas do óleo e gás versus saturação de líquido ( $S_i$ ) .....	33
Figura 3.8: Razão de solubilidade gás-óleo (GOR) e fator volume formação do óleo (ROV) versus pressão.....	34
Figura 3.9: Viscosidade do óleo e gás versus pressão .....	35
Figura 3.10: Saturação de óleo inicial .....	35
Figura 3.11: Saturação inicial de água .....	36
Figura 3.12: Viscosidade inicial do óleo .....	36
Figura 4.1: Fluxograma de metodologia de trabalho .....	40
Figura 5.1: Comparativo malha five-spot vs seven spot.....	42
Figura 5.2: Comparação do FR entre malha five-spot e seven-spot .....	43
Figura 5.3: Gráfico comparativo entre FR'S five-spot vs seven-spot.....	44
Figura 5.4: Gráfico produção acumulada ( $N_p$ ) para diferentes vazões de injeção de vapor .....	45
Figura 5.5: Gráfico comparativo da vazão de produção de óleo para diferentes injeções de vapor .....	46
Figura 5.6: Gráfico comparativo do fator de recuperação (FR) para diferentes vazões de injeção de vapor .....	47
Figura 5.7: Evolução da temperatura do reservatório 3D para vazão de injeção de $100 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$ .....	48
Figura 5.8: Evolução da pressão do reservatório em 3D para vazão de injeção de $100 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$ .....	50
Figura 5.9: Evolução da viscosidade do óleo para vazão de injeção de $100 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$ .....	52

Figura 5.10: Gráfico comparativo da produção acumulada de óleo com vazão de injeção de 40 m <sup>3</sup> std/dia para diferentes % de solvente .....	54
Figura 5.11: Gráfico comparativo da produção acumulada de óleo com vazão de injeção de 30 m <sup>3</sup> std/dia para diferentes % de solvente .....	54
Figura 5.12: Gráfico comparativo da produção acumulada de óleo com vazão de injeção de 20 m <sup>3</sup> std/dia para diferentes % de solvente .....	54
Figura 5.13: Gráfico comparativo da produção acumulada de óleo com vazão de injeção de 10 m <sup>3</sup> std/dia para diferentes % de solvente .....	55
Figura 5.14: Vazão de produção de óleo para diferentes proporções de injeção de vapor e solvente .....	56
Figura 5.15: Gráficos comparativos do FR para diferentes proporções de vapor e solvente .....	57
Figura 5.16: Comparativo da produção acumulada de óleo da injeção de vapor e injeção de vapor com solvente. 40 m <sup>3</sup> std/dia e 40 m <sup>3</sup> std/dia com 20% de solvente	58
Figura 5.17: Gráfico comparativo da vazão de produção de óleo para injeção de vapor e vapor com solvente .....	59
Figura 5.18: Gráfico comparativo do FR para vazão de injeção 40 m <sup>3</sup> std/dia para injeção de vapor e vapor com solvente .....	60
Figura 5.19: Evolução da viscosidade em diferentes datas para injeção contínua de vapor e vapor com solvente .....	61
Figura 5.20: Evolução da viscosidade em diferentes datas para injeção contínua de vapor e vapor com solvente em visão 2D (eixo IK) .....	63

---

## LISTA DE SIMBOLOS

STARS – Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator;

CMG – Computer Modelling Group Ltd;

API – America Petroleum Institute;

° API – Grau API do óleo;

$\rho$  - Densidade relativa do óleo;

OIL – Oil in place (Volume de óleo “in place”;

V - Volume total líquido da rocha reservatório;

$\phi$  - Porosidade ou a fração de volume da rocha que é porosa;

$S_{wc}$  = Saturação de água conata ou irreduzível;

STOIIP – Volume do óleo “in place” na condição padrão;

$B_{oi}$  – Fator volume formação do óleo;

OP – Overburden pressure (Pressão de Overburden);

FP – Fluid pressure (Pressão de fluido);

GP – Matrix pressure (Pressão de matrix);

$P_w$  – Pressão da água;

FR – Fator de recuperação;

$N_p$  – Produção acumulada;

UR – Ultimate recovery;

$\hat{i}$  – Direção do eixo x;

$j$  – Direção do eixo y;

$k$  – Direção do eixo z;

GOR – Gas-oil ratio (Razão de solubilidade do gás no óleo);

ROV – Relative oil volume (Fator volume de formação);

$P_{cog}$  – Pressão capilar no contato gás-óleo;

$P_{cow}$  – Pressão capilar no contato óleo-água;

Sl – Saturação de líquido;

$S_w$  – Saturação de água.

$K_{rg}$  – Permeabilidade relativa ao gás no sistema líquido-gás;

$K_{rog}$  – Permeabilidade relativa ao óleo no sistema líquido-gás;

$K_{row}$  – Permeabilidade relativa ao óleo no sistema água-óleo;

K<sub>rw</sub> – Permeabilidade relativa à água no sistema água-óleo;

# CAPÍTULO 1

---

## INTRODUÇÃO

---

# 1 INTRODUÇÃO

O petróleo é uma substância que possui grande importância no mundo atual. Como é a principal fonte de energia, possui um alto valor econômico e sua máxima extração é essencial. Com descobertas de novos campos de petróleo, as indústrias têm investido cada vez mais em técnicas para melhorar o aproveitamento dessas reservas. Eis que surgem os métodos de recuperação suplementar, que podem ser classificados como convencional - injeção de água ou gás - ou especial – injeção de vapor, combustão In-Situ, eletromagnetismo.

As acumulações de petróleo possuem, quando descobertas, certa quantidade de energia, denominada como energia primária, que consiste pelo volume e natureza dos fluidos presentes na acumulação, assim como os níveis de pressão e temperatura do reservatório. No processo de produção há dissipação dessa energia primária, que é causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas para o escoamento no meio poroso. O consumo dessa energia é refletida principalmente devido ao decréscimo da pressão do reservatório durante a vida produtiva do poço, o que por consequência causa uma redução na produtividade, ou seja, diminui-se o fator de recuperação do poço.

Um dos grandes desafios da indústria do petróleo é a recuperação de óleos pesados, como é o caso do Nordeste Brasileiro, devido à grande complexidade dos reservatórios e reservas significativamente grandes. Métodos térmicos e miscíveis são rotineiramente utilizados para a recuperação de óleos pesados. Estes métodos melhoram o escoamento de óleo, pois reduz de forma significativa a viscosidade do óleo, o que proporciona a viabilidade de produção de petróleo nos campos. Os métodos comumente empregados são a injeção de vapor (método térmico) e injeção de solvente (método miscível), cada um com seus benefícios e limitações.

Atualmente um recurso comumente utilizado na indústria do petróleo para aumentar a eficiência da injeção de vapor é a adição de solventes. A utilização de ambos reforça a recuperação de óleo pesado de reservatórios com características do nordeste brasileiro.

Utilizando o simulador comercial *STARS – Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator* -, versão 2013.10, do grupo *CMG – Computer Modelling Group Ltd*, será realizada uma análise de alguns parâmetros operacionais, tais como vazão

de injeção, porcentagem de solvente na produção de óleo comparando ambos os métodos.

### **1.1 Objetivo**

O referido trabalho tem como objetivo fazer um estudo comparativo entre a injeção contínua de vapor e injeção contínua de vapor com solvente em um reservatório de óleo pesado com características do Nordeste Brasileiro, utilizando a simulação numérica de reservatórios. O trabalho, por sua vez, também tem a finalidade de verificar a sensibilidade de vários parâmetros, como quantidade de solvente e vazão de injeção, para então se ter uma avaliação eficaz de qual método oferece melhores características na recuperação do óleo pesado.

# **CAPÍTULO 2**

---

## **FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

---

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

É necessária uma abordagem teórica para que se possa entender a forma de análise. Teoria que engloba tópicos como grau API do óleo, alguns conceitos de engenharia de reservatórios, métodos de recuperação suplementar e sistemas de malhas de poços. Para isso, será apresentada uma revisão de trabalhos científicos, bem como revisão bibliográfica de livros, que falam dos temas em questão.

### 2.1 Grau API

Existem algumas propriedades físicas que são utilizadas na identificação do petróleo, como viscosidade e densidade relativa. Quando se trata de comercialização, o ponto que predomina é aquele que refere-se ao teor de elementos leves, em outras palavras, que são mais rentáveis comercialmente.

O *American Petroleum Institute – API* decidiu classificar o petróleo de uma forma que indicasse o quanto de teor de componentes leves existiam nele, eis que foi adotado o *grau API*. O *grau API* indica que quanto maior o seu valor, menor sua densidade relativa, o que significa dizer que o óleo é mais leve, ou seja, possui uma riqueza maior em partes leves, o que leva a possuir maior valor comercial.

O *grau API* é utilizado amplamente pela indústria do petróleo para representar a densidade do óleo. O *grau API* é medido no que se chama “condições STANDARD”, ou simplesmente condições padrão de pressão (1 atm para o caso brasileiro) e temperatura (20°C para o caso brasileiro). É obtido pela seguinte equação:

$$\rho = \frac{141.5}{^{\circ}\text{API} + 131.5}$$

Onde,

$\rho$ : é a densidade relativa do óleo

$^{\circ}\text{API}$ : grau API

A densidade relativa de uma determinada substância consiste na relação entre o peso de um determinado volume de matéria e o peso de igual volume de água, medidos na temperatura padrão de 20 °C (ANP, 2000).

Pelo *grau API* o petróleo pode ser classificado em petróleo leve, mediano, pesado e extrapesado. A

a seguir define bem essas quatro categorias:

**Tabela 2.1: Tipo de óleo de acordo com a classificação do °API**

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

Diferentemente dos óleos convencionais, os óleos pesados tem uma elevada porcentagem de materiais não destiláveis. As elevadas proporções de hidrocarbonetos presentes nestes resíduos afetam diretamente na viscosidade, o tornando altamente viscoso.

A alta viscosidade desse tipo de óleo prejudica e limita a produção primária (que consiste no fluxo de fluidos do meio poroso mediante somente a energia natural do reservatório até o poço produtor), necessitando assim de outros métodos de recuperação de óleo. Métodos térmicos vêm sendo usado mais comumente, porém o uso de métodos miscíveis também vem crescendo.

## **2.2 Reservatórios**

Caracteriza-se pelo acúmulo de óleo e/ou gás em armadilhas subterrâneas formadas por características estruturais e/ou estratigráficas. No geral aparecem com maior frequência em porções mais porosas e permeáveis do solo, principalmente areias, rochas arenosas, rochas calcárias e dolomitas, nos espaços intergranulares ou em espaços porosos causados por junções, fraturas ou atividade de soluções.

### **2.2.1 Reservatórios de óleo**

Baseado na posição que ocupa no diagrama de fases, uma mistura líquida pode receber o nome de *óleo saturado* ou *óleo subsaturado*. Se o ponto representativo da mistura se encontra exatamente em cima da curva dos pontos de bolha diz-se que o óleo é saturado em gás ou simplesmente saturado. Representado pelo ponto A da Figura 2.1. Um fluido nessas condições, qualquer que seja a redução de pressão, por mais sutil que seja, acarretará vaporização de uma porção, mesmo infinitesimal, da mistura. Em contra partida, se a mistura estiver nas condições representadas pelo ponto A', o óleo estará subsaturado.

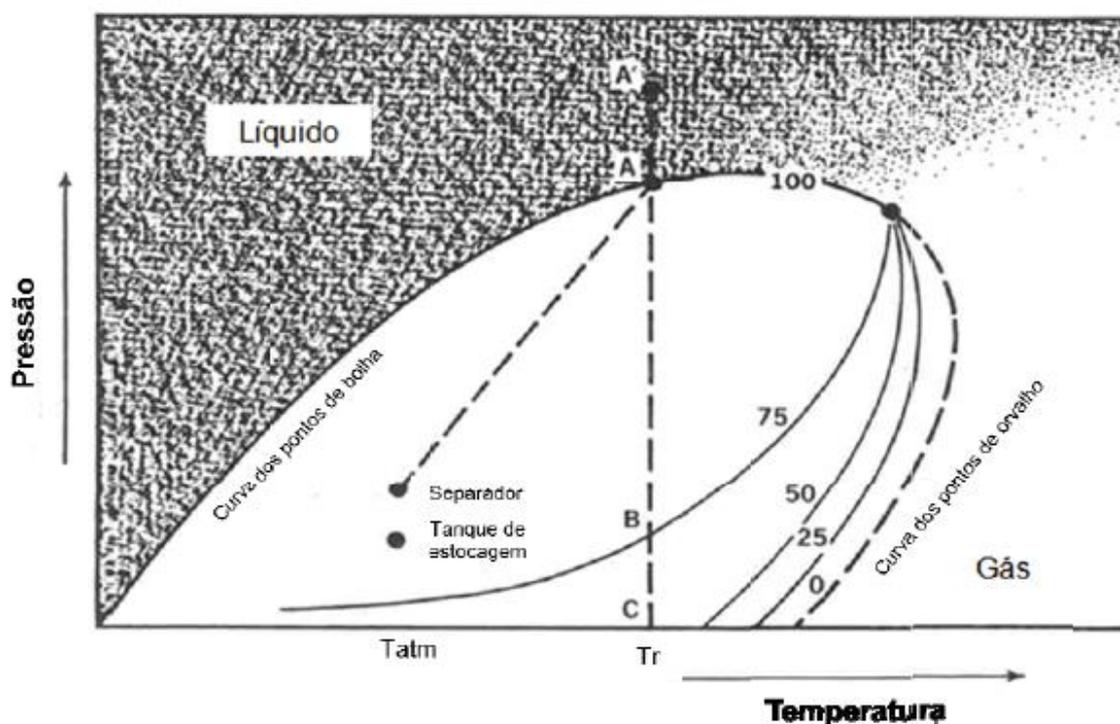


Figura 2.1: Diagrama de fase (Fonte: Allen e Robert, 1997)

Em reservatórios em condições reais, quando se inicia a produção, tanto o fluido que é produzido como o que permanece na formação sofrem alterações devidas às mudanças das condições às quais eles foram submetidos. Logo, o fluido produzido passa das condições de pressão e temperatura do reservatório para as condições de superfície.

Após a retirada da massa do reservatório, a pressão no interior da formação vai se reduzindo. Desta forma, apesar da temperatura do reservatório se manter praticamente inalterada durante a vida produtiva, as condições a que fica submetido o fluido que permanece vão se alterando.

## 2.3 Produção de fluidos

Espera-se que para um reservatório de óleo ele produza óleo, água e gás natural. Desta maneira, um reservatório comum irá apresentar uma vazão de produção de óleo, outra de água e uma de gás natural.

Todas essas vazões são expressas em condições de superfície, como o metro cúbico *standard* por dia ( $m^3 \text{ std/dia}$ ) ou barril *standard* por dia ( $\text{stb/dia}$ ). As condições de superfície são as chamadas “condições padrão” ou “condições *standard*”. No Brasil, especificadamente, corresponde a 1 atm e 20 °C.

### 2.3.1 Produção de óleo

O óleo é parte dos hidrocarbonetos que permanece no estado líquido quando a mistura é levada para a superfície. Quando se diz que um poço está produzindo uma vazão de 100  $m^3 \text{ std/dia}$  de óleo, está dizendo que da mistura líquida que está saindo diariamente do reservatório através daquele poço, 100  $m^3$  permanecem no estado líquido na superfície (Thomas et al., 2001).

### 2.3.2 Produção de água

Mesmo que a água esteja sempre presente no reservatório, existe uma saturação mínima a partir da qual ela se torna móvel. Esta saturação depende do tipo de rocha e dos fluidos nela contidos. Caso a saturação de água seja igual a esse valor mínimo, não terá fluxo, e conseqüentemente não haverá produção de água dessa rocha.

A água produzida também pode ser provinda de aquíferos, que podem estar adjacentes às formações portadoras de hidrocarbonetos ou podem também ser devidos à água injetada em projetos que visam aumentar a recuperação de óleo.

### 2.3.3 Produção de gás

O gás produzido é composto, basicamente, por três partes. A primeira parte consiste de hidrocarbonetos, que nas condições do reservatório de pressão e temperatura, já se encontram em estado gasoso e recebem o nome de gás livre. A segunda parte consiste do gás que sai da solução de óleo, ou seja, em condições do reservatório o gás se encontra dissolvido, porém quando ele é levado as condições de superfície se vaporizam. E a terceira parte é o gás que se encontra dissolvido na água, nas mesmas condições de temperatura e pressão do reservatório. Geralmente, essa parcela de gás é desprezível, não entrando nos cálculos da produção (Thomas, 2001).

## 2.4 Alguns conceitos básicos da engenharia de reservatórios

As funções primárias de um engenheiro de reservatório é a estimação de hidrocarbonetos “in place”, o cálculo de um fator de recuperação e a fixação de uma escala de tempo para recuperar o máximo de óleo possível. (DAKE, 1978)

A descrição do cálculo do óleo “in place” concentra-se em grande parte em determinação do regime de pressão de fluido e o problema de localizar os contatos de fluido no reservatório.

A recuperação primária é descrita em termos gerais, considerando o significado de compressibilidades isotermais dos fluidos do reservatório, enquanto que a determinação do fator de recuperação e fixação da escala de tempo são ilustradas pela descrição volumétrica da engenharia de reservatórios de gás.

### 2.4.1 Cálculo do volume de hidrocarbonetos

Considerando um reservatório que está inicialmente preenchido com óleo líquido, o volume de óleo no reservatório (óleo “in place”) é dado por:

$$OIP = V\phi(1-S_{wc}) \quad \text{Equação 2.1}$$

Onde,

V = o volume total líquido da rocha reservatório;

$\phi$  = a porosidade ou a fração de volume da rocha que é porosa;

$S_{wc}$  = Saturação de água conata ou irreduzível e é expressa como uma fração do volume de poro.

O produto  $V\phi$  é chamado de volume de poro (VP) e é o volume total no reservatório que pode ser ocupado por fluidos. Similarmente, o produto  $V\phi(1-S_{wc})$  caracteriza-se como “hydrocarbon pore volume” (HCPV) e é o volume total do reservatório que pode ser preenchido com hidrocarbonetos como óleo, gás ou ambos.

A existência de saturação de água conata, que se encontra normalmente entre 10 – 25% do “VP” é um exemplo de um fenômeno natural fundamental para o escoamento dos fluidos em meios porosos. Ou seja, quando um fluido desloca outro em um meio poroso, a saturação do fluido deslocado nunca pode ser reduzida à zero. Isto aplica-se desde que os fluidos sejam imiscíveis (não se misturam) que implica em dizer que existe uma tensão de superfície finita de interface entre eles.

O volume de óleo é calculado usando a equação **Error! Reference source not found.** nas condições expressas do reservatório, desde que todos os fluidos nas altas pressões e temperaturas prevaleçam no reservatório, contendo proporções diferentes de gás dissolvido por unidade de volume. Portanto é mais significativo expressar o volume de óleo em condições de superfície. A equação para isso é dado a seguir:

$$STOIIP = N = V\phi(1-S_{wc})/B_{oi} \text{ (Volume na condição padrão)} \quad \text{Equação 2.2}$$

Onde  $B_{oi}$  significa o fator volume formação do óleo, em condições iniciais. Desta maneira, tem-se o volume de óleo “in place” nas condições de superfície.

## 2.4.2 Regimes de pressão de fluido

A pressão total a qualquer profundidade, resultante da combinação do peso da formação de rocha e fluidos, seja água, óleo ou gás, é conhecido como *overburden pressure*. Na maioria das bacias sedimentares a *overburden pressure* aumenta linearmente com a profundidade e tipicamente tem um gradiente de pressão de 1 psi/ft.

A uma dada profundidade, a *overburden pressure* pode ser equiparada a soma da pressão de fluido (FP – Fluid pressure) e a matriz de pressão (GP) entre as partículas de rocha individuais,

$$OP = FP + GP \quad \text{Equação 2.3}$$

e, em particular, desde que a *overburden pressure* permaneça constante a qualquer profundidade particular, logo:

$$d(PF) = -d(GP) \quad \text{Equação 2.4}$$

Isto é, uma redução na pressão de fluido irá levar para um aumento correspondente na pressão de grão e vice-versa.

Regimes de pressão de fluido em colunas hidrocarbonetos são ditadas pela predominância da pressão de água na proximidade do reservatório. Em um caso perfeitamente normal a pressão de água a qualquer profundidade pode ser calculada como:

$$P_w = \left(\frac{dp}{dD}\right)_{water} \times D + 14,7 \text{ (psia)} \quad \text{Equação 2.5}$$

Onde, D = diâmetro de profundidade.

em que  $dp/dD$ , o gradiente de pressão da água, é dependente da composição química (salinidade), e para água pura tem um valor de 0.4335 psi/ft.

Regimes de pressão de hidrocarbonetos são diferentes em que as densidades do óleo e gás são menores do que a da água e conseqüentemente, o gradiente de pressão é pequeno, logo:

$$\left(\frac{dp}{dD}\right)_{water} = 0.45 \text{ psi/ft} \quad \text{Equação 2.6}$$

$$\left(\frac{dp}{dD}\right)_{oil} = 0.35 \text{ psi/ft} \quad \text{Equação 2.7}$$

$$\left(\frac{dp}{dD}\right)_{gas} = 0.08 \text{ psi/ft} \quad \text{Equação 2.8}$$

Assim para o reservatório contendo ambos, óleo e gás, usando os gradientes acima obtem-se a distribuição de pressão.

### 2.4.3 Fator de recuperação

O fator de recuperação (FR) é o número que representa o que se espera produzir do reservatório e depende fortemente do mecanismo de produção dessa jazida. Esse número é obtido através de um estudo que utiliza as informações disponíveis na época e que indica o provável comportamento futuro do reservatório (ROSA et al., 2011).

A equação **Error! Reference source not found.**, para o *STOIPP*, pode ser convertida em uma equação para calcular a recuperação final de óleo (*Ultimate oil recovery*) simplesmente multiplicando pelo fator de recuperação (FR), que consiste em um número entre zero e um representando a fração de óleo recuperável do reservatório, assim:

$$\text{Ultimate Recovery (UR)} = (V\phi(1-S_{wc})/B_{oi}) \times FR \quad \text{Equação 2.9}$$

E, embora seja fácil dizer, “simplesmente multiplicando pelo fator de recuperação”, é muito menos fácil determinar qual deve ser o fator de recuperação para algum determinado reservatório e, de fato, é a determinação deste valor que é a mais importante tarefa de um engenheiro de reservatório (DAKE, 1978).

## 2.5 Métodos de recuperação suplementar

A recuperação secundária é a quantidade de óleo adicional obtida por suplementação da energia primária com energia secundária, que é artificialmente transferida para a jazida, ou por meios que tendem a tornar a energia primária mais eficiente (ROSA, 2011). Também se pode chamar de recuperação secundária

aquelas operações que conduzem a obtenção dessa quantidade de óleo, além daquela proporcionada pela recuperação primária.

Muitas vezes, os métodos de recuperação secundária começam antes de terminar a fase de produção primária, sendo assim chamadas de manutenção de pressão. Atualmente, os sistemas de recuperação secundária vêm sendo aplicado o mais rápido possível na vida produtiva do reservatório, logo esse termo de “manutenção de pressão” vem perdendo sua utilidade. Métodos como o de elevação artificial e de estimulação de poços não se incluem entre os métodos de recuperação secundária, pois não afetam diretamente as energias expulsivas do reservatório, embora sejam usados para “economizar essas energias”. No geral o objetivo da recuperação secundária é basicamente o aumento da eficiência de recuperação e a aceleração da produção.

Geralmente a eficiência de recuperação primária é baixa. Mesmo com o grande desenvolvimento tecnológico e investimentos em pesquisas na indústria do petróleo, a grande parte do volume de óleo encontrado é considerado irrecuperável pelos atuais métodos de produção, incluindo os de recuperação secundária. Um projeto de recuperação secundária bem-sucedido pode ter um fator de recuperação superior a 60%, porém grande parte dos projetos encontram-se na faixa dos 30-50% para métodos convencionais (ROSA, 2011).

A aceleração da produção provoca a antecipação do fluxo de caixa esperado do projeto, o que aumenta o seu valor presente e conseqüentemente melhora a economia da exploração do campo do reservatório.

### **2.5.1 Métodos térmicos**

Uma característica que levou a utilização e o desenvolvimento dos métodos térmicos foi a constatação de que a viscosidade do óleo, ao ser aquecido, reduz significativamente.

Os *métodos térmicos* classificam-se em duas categorias: a injeção de fluidos quentes (água quente ou vapor d’água) e combustão *in-situ* (ROSA et al., 2011).

Na injeção de fluidos quentes, o calor é gerado na superfície e, em seguida, transportado para o interior da formação, utilizando-se de um fluido. Já na

combustão *in-situ*, o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente (GALVÃO, 2008).

O principal efeito que se observa com injeção de vapor e, posteriormente, o aquecimento do reservatório é a redução de forma significativa da viscosidade do óleo. Com relação a taxa de influência do aquecimento sobre a viscosidade, percebe-se que a melhoria da viscosidade dar-se em maior parte no início dos aumentos de temperatura. Após atingir certa temperatura se ganha muito pouco na redução da viscosidade. Outro fator importante é que as maiores reduções de viscosidade são observadas em óleos mais viscosos, geralmente com  $^{\circ}API$  entre 10 e 20.

Outro mecanismo básico inerente à recuperação térmica é a expansão do óleo do reservatório após o aquecimento. A dilatação do óleo, quando aquecido, adiciona energia para expulsar os fluidos do reservatório. Dependendo da composição, o óleo pode dilatar de 10 a 20% durante a injeção de vapor. Isso ocorre em um menor grau de injeção de água quente, já neste caso as temperaturas são menores que na injeção de vapor (GALVÃO, 2008).

### **2.5.1.1 Injeção de vapor**

Esse método consiste, basicamente, na injeção de vapor superaquecido no reservatório formando um banco de vapor que, por sua vez, se condensa e transfere calor para o óleo, para o gás e para a própria rocha, inclusive as das camadas adjacentes. É dividido em dois modos de operação: o cíclico e o contínuo. O cíclico se caracteriza por alternar as fases de injeção e produção em um mesmo poço, enquanto que no modo contínuo a injeção de vapor permanece num mesmo poço injetor até os poços produtores da vizinhança serem atingidos pelo banco de alta temperatura. No geral, a fase cíclica precede a contínua, sendo considerada uma “coadjuvante” no processo de aumentar a recuperação do petróleo.

A injeção de vapor é um processo bastante apropriado para formações muito permeáveis e espessas, portadoras de óleo viscoso. 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).

### 2.5.1.1.1 Injeção contínua de vapor

No processo de injeção contínua de vapor a injeção é feita em poços diferentes, ou seja, existe um poço injetor e um produtor. Ao redor do poço injetor forma-se uma zona de calor que se expande continuamente com a injeção, como mostrado na Figura 2.2. Nas proximidades dessa zona, a temperatura é aproximadamente a do vapor injetado. A frente do vapor se forma uma zona de água condensada através da qual a temperatura diminui a partir do vapor até a temperatura do reservatório.

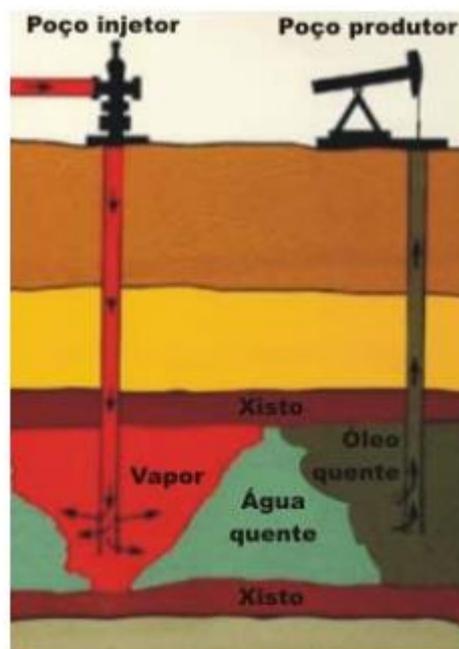


Figura 2.2: Injeção de vapor em um reservatório de petróleo (Fonte: Sefton Resources)

Nessa zona, a redução da saturação de óleo é máxima devido às menores viscosidades, dilatação do óleo e alta temperatura. Na zona invadida de vapor, a saturação de óleo é posteriormente reduzida por efeitos de mecanismos de gás e possivelmente destilação por vapor e extração por solvente. Os efeitos do mecanismo de gás geralmente são mínimos, mas a destilação por vapor pode contribuir significativamente para produção de certos óleos. (QUEIROZ, 2006)

Existem inúmeros mecanismos que envolvem diretamente a injeção contínua de vapor, destacando-se:

- Redução da viscosidade do óleo e da água;
- Processo de vaporização de frações leves do óleo bruto;
- Redução das forças interfaciais;
- Mudança nas permeabilidades do óleo e da água;
- Crescimento dos volumes do fluido e da rocha, reduzindo assim suas densidades;
- Aumento da temperatura da rocha do reservatório e do fluido pela convecção e condução do calor.

As perdas de calor aumentam com a temperatura do vapor, o que destaca a influência da profundidade do reservatório. Para vencer a alta pressão da formação em zonas profundas, é necessário usar vapor a uma maior pressão e temperatura, resultando em maiores perdas (GALVÃO, 2008).

São condições favoráveis ao uso desse método:

- Óleos viscosos de 10 e 20 °API;
- Reservatórios com menos de 900 m (3000 ft) de profundidade, pois minimizam as perdas de calor;
- Permeabilidade maior ou igual a 500 mD;
- Espessuras de arenito excedendo 9 m (30 ft) a 15 m (50 ft).

São vantagens do uso desse método:

- Menos danos aos poços, diferentemente da combustão *In Situ*;
- Maiores vazões de injeção de calor do que em outros métodos térmicos;
- As saturações de óleo atrás da zona de vapor, para o processo de injeção contínua, podem ser tão baixas quanto 5%;
- Recuperação de ordem de 50% do OIP.

Como qualquer outro método de recuperação suplementar, a injeção de vapor também possui suas desvantagens:

- Emissões de gases que afetam diretamente no efeito estufa;
- Formação de emulsão;
- Elevado consumo de água e energia;
- Produção de areia, muito comum em métodos térmicos;
- Elevado consumo de água e energia;
- Devido as altas temperaturas, há maiores riscos na segurança;
- Ocorrências de falhas na cimentação, frequentes em poços de completação convencional que são submetidos a operações térmicas;
- Pequena eficiência em reservatórios profundos, de pequena espessura ou que tenham baixa permeabilidade.

Um ponto de importante relevância é o custo do uso desse método. O investimento em geradores de vapor é bastante alto, podendo ultrapassar a casa dos US\$ 1.000.000,00. Por isso é recomendado o aluguel de unidades portáteis para de início ver o comportamento do reservatório. O custo e a disponibilidade de combustível é outro fator de importância, pois em média para a produção de 15 m<sup>3</sup> de vapor é necessária a queima de 1 m<sup>3</sup> de óleo, em outras palavras, é necessário que o reservatório produza, no mínimo, 1 m<sup>3</sup> de óleo.

### 2.5.2 Métodos miscíveis

São aqueles onde a efetividade do deslocamento resulta primariamente da miscibilidade entre o óleo *in place* e o fluido injetado (GALVÃO, 2008).

O processo na qual denomina-se de deslocamento miscível envolve fluidos que venha a se tornar, ou que sejam, miscíveis com o óleo do reservatório, em outras palavras, que forma apenas um fase simples no primeiro contato quando misturado em todas as proporções. Desta maneira, ocorre o deslocamento da área que for contatada pelo fluido injetado. Usa-se, preferencialmente, hidrocarbonetos, dióxido de carbono e nitrogênio como “fluidos miscíveis”.

No geral, solventes que possuem miscibilidade com o óleo bruto são mais caros que água ou até mesmo gás, logo, por razões inteiramente econômicas a quantidade de solvente injetado deve ser de pequenas proporções. Assim, uma injeção primária de solvente deve ser seguida por uma quantidade grande de fluido menos caro, como expresso na Figura 2.33 a seguir. Idealmente, esta injeção secundária deve ser miscível com a injeção primária, melhorando, por sua vez, a eficiência de deslocamento.



Figura 2.3: Representação do deslocamento miscível (Fonte: GALVÃO, 2008)

### 2.5.3 Outros métodos

São tipos de métodos que não se encaixam em nenhuma outra categoria (miscíveis, térmicos ou até mesmo químicos). Ou simplesmente são métodos que apesar de terem características dessas outras categorias ainda não são comumente usados como métodos não convencionais de recuperação secundária na indústria do petróleo.

No presente trabalho será abordado um método que se enquadra nessa categoria, a injeção de vapor com solvente, que vem sendo usada em reservatórios com óleos considerados pesados de acordo com a classificação do grau API.

#### 2.5.3.1 Injeção de vapor com solvente

É um processo que consiste basicamente da combinação de um método térmico (injeção de vapor) com um método miscível (injeção de solvente). A

Petrobras, empresa brasileira referência mundial no ramo petrolífero, tem utilizado a injeção de vapor com solvente em alguns de seus campos terrestres que possuem óleo pesado. Algumas outras empresas também tem seguido o mesmo caminho e usam esse método na produção de óleo pesados e extrapesados.

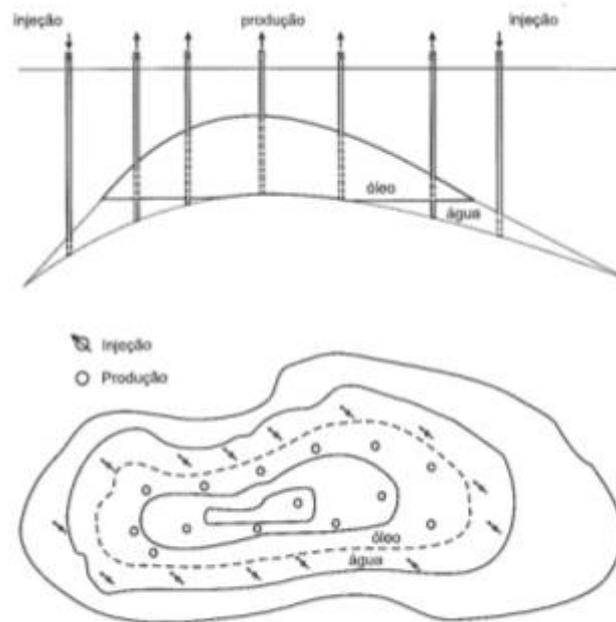
Um dos pontos críticos desse método, assim como em vários outros métodos não convencionais, é a economicidade do projeto. Isso se deve ao fato de que os solventes possuem alto valor comercial e, portanto, alto custo. Além disso, não há garantia de que pelo menos boa parte do solvente a ser injetado será recuperada, o que tornaria o custo do projeto ainda mais alto (ROSA et al., 2011).

## **2.6 Esquemas de injeção**

Os esquemas de injeção são os mais variados, mas podem ser classificados em dois grupos principais, onde se leva em consideração a estrutura do reservatório e no modo como os poços estão distribuídos.

### **2.6.1 Injeção periférica, injeção no topo e injeção na base**

Neste caso, poços do mesmo tipo, ou seja, os poços de injeção ou poços de produção se concentram em certas áreas do reservatório. A estrutura anticlinal favorece o emprego da chamada injeção periférica. Como mostra a Figura 2.44, a seguir:



**Figura 2.4: Injeção periférica (Fonte: ROSA, 2011)**

Na periférica, a injeção de água, por exemplo, é feita por poços completados na base da estrutura e que nos mapas aparecem como se estivessem localizados na periferia do reservatório. Os poços de produção se agrupam na parte central do reservatório.

Na injeção no topo ocorre uma injeção de gás feita no topo da estrutura, enquanto que a produção de óleo ocorre através de poços localizados na parte mais baixa. O que acontece é que a diferença de densidade entre os fluidos injetado e deslocado favorece a recuperação, na medida em que o gás tende a permanecer na parte superior da estrutura, o que retarda a sua chegada aos poços de injeção. A água também pode ser injetada numa estrutura semelhante, porém nesta circunstância a injeção se processa através de poços completados na parte baixa da estrutura, geralmente em uma zona de água, e os poços de produção são completados na parte alta da formação. A Figura 2.55 e Figura 2.66, mostram a injeção de topo e injeção de base, respectivamente.

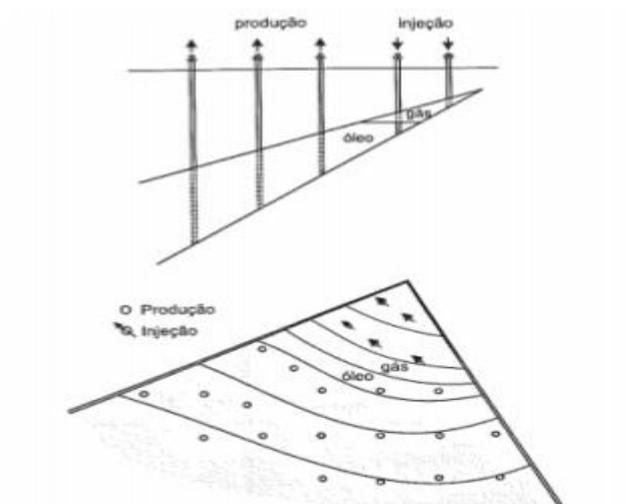


Figura 2.5: Injeção de topo (Fonte: ROSA, 2011)

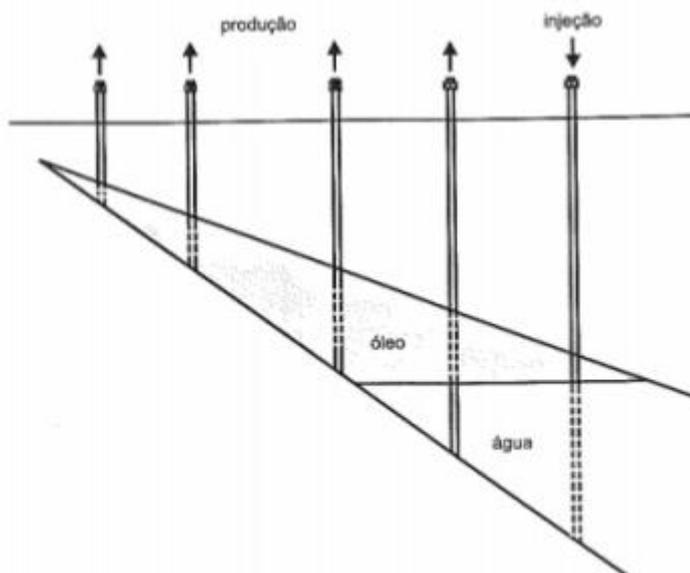


Figura 2.6: Injeção de base (Fonte: ROSA, 2011)

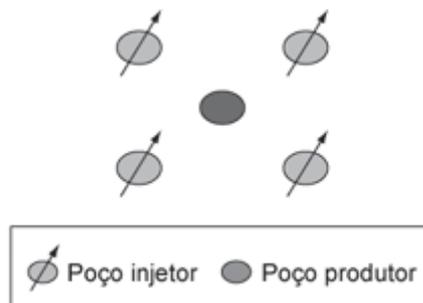
Nestes tipos de injeção é interessante notar que, com o passar do tempo, poços de produção podem ser transformados em poços de injeção.

### 2.6.2 Injeção em malhas

Nesta parte de esquema estão os modelos onde os poços tanto de um tipo quanto de outro estão uniformemente distribuídos em toda a área do reservatório. Neste caso, o fluido deslocado é injetado na própria zona de óleo, o que altera drasticamente a distribuição de saturação e a movimentação natural dos fluidos no reservatório. Estes modelos, chamados comumente de injeção de malhas, são empregados em reservatórios que possuem grandes áreas e sutis inclinações e espessuras. Cada modelo tem um padrão ou malha básica que se repete por todo o reservatório

Existem vários tipos de modelos de injeção por malha, como injeção em linha direta, injeção em linhas esconsas, malha five-spot (caso particular de linhas esconsas), nine-spot, etc.

O modelo five-spot é o esquema mais difundido em operações de recuperação secundária. Ele tem uma relação fixa entre suas dimensões (quadrada), o que se presta bastante para estudos.



**Figura 2.7: Malha five-spot**

Outro esquema bastante usado na indústria do petróleo é o modelo de injeção seven – spot, que consiste em seis poços injetores e em seu centro localiza-se um poço produtor.

# **CAPÍTULO 3**

---

## **MODELAGEM DO PROCESSO**

### 3 MODELAGEM DO PROCESSO

Neste capítulo será abordada a modelagem do reservatório estudado de forma minuciosa, com relação ao modelo físico, às características do reservatório, do fluido e as características operacionais do processo.

#### 3.1 Modelo físico

A modelagem do reservatório foi feita utilizando o *Builder*, do grupo *CMG – Computer Modelling Group Ltd.* Com ele pode-se implementar todas as características do reservatório de forma bastante precisa, atentando para espessura de camadas, refinamento dos blocos nas dimensões cartesianas, implementação do sistema de malhas para melhor produção, etc.

A Figura 3.1 apresenta o desenho das curvas de níveis do reservatório analisado.

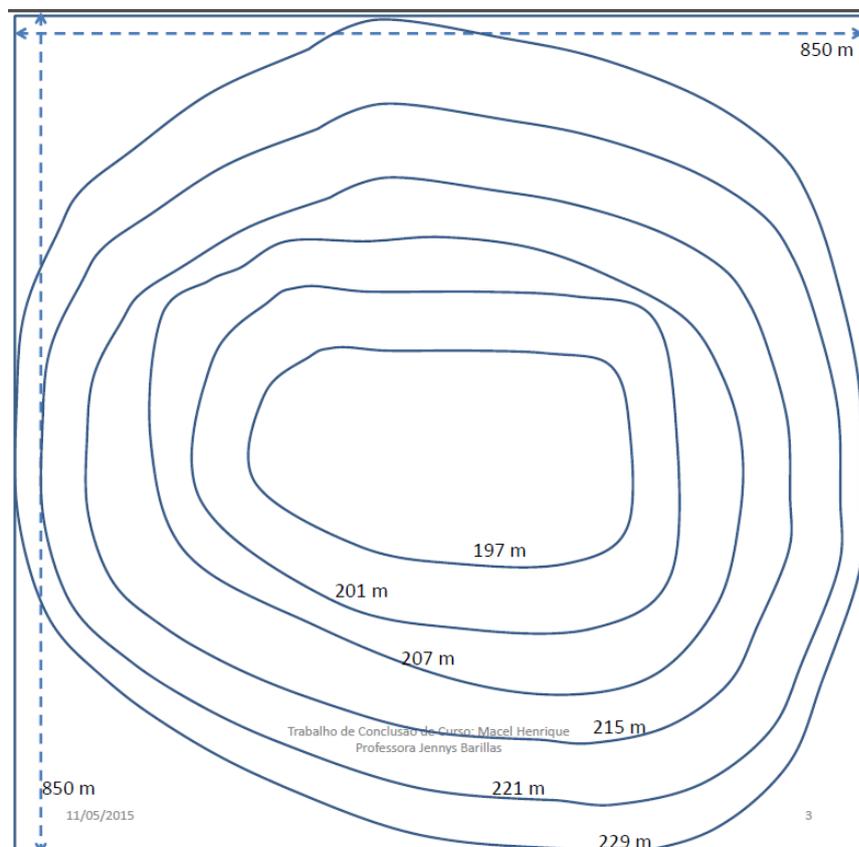


Figura 3.1: Desenho do reservatório

As características e propriedades do modelo base do reservatório são mostradas a seguir:

- Dimensões do reservatório: 850 m x 850 m
- Profundidade do topo do reservatório: 197m;
- Contato gás – óleo: 197,5m;
- Contato óleo – água: 232 m;
- Profundidade da base do reservatório: 243 m;
- Porosidade @287 = 0,19;
- Permeabilidade Horizontal (kh): 1050 mD;
- Permeabilidade Vertical (kv): 0,13 \* kh;
- Compressibilidade da formação @287 psi:  $17 \times 10^{-8}$  1/psi;
- Temperatura do reservatório 38 °C (100,4 °F);
- Capacidade calorífica volumétrica da formação:  $2.347 \times 10^6$  J/m<sup>3</sup>K
- Condutividades térmicas (SIMPLES):
  - Rocha:  $2.74 \times 10^5$  J/m\*d°C;
  - Fase água:  $5.35 \times 10^4$  J/m\*d°C;
  - Fase gás: 3900 J/m\*d°C;
- Perdas de calor para as camadas sobre e subjacente do reservatório:
  - Capacidade calorífica volumétrica da formação Overburden e Underburden:  $2.347 \times 10^6$  J/m<sup>3</sup>C;
  - Condutividades térmicas Overburden e Underburden:  $1.496 \times 10^5$  J/m\*d°C;

### 3.1.1 Refinamento do reservatório

O reservatório em questão possui uma dimensão de 850 m x 850 m e foi refinado com a seguinte configuração:

- Número de blocos no eixo  $\hat{i}$  (x): 25 blocos de 34 m;
- Número de blocos no eixo  $\hat{j}$  (y): 20 blocos de 42.5 m;

- No eixo k (z) dividiu-se em 19 camadas com a seguinte configuração: 2 camadas de 0,5 m inicialmente, seguida por 1 camada de 3 m. 14 camadas de 2 m, seguida por mais 1 de 3 m. E por último 1 camada de 11 m, que representa toda a zona de água do reservatório. O que totaliza uma espessura de 46 m ( $2 \times 0,5 + 3 + 14 \times 2 + 3 + 11 = 46$  m).

Desta maneira, tem-se uma configuração total de 9500 blocos de simulação ( $20 \times 25 \times 19 = 9500$ ) que foram usados para obter os resultados do presente trabalho. A seguir, nas figuras Figura 3.2 e Figura 3.3, tem-se a configuração posta no *Builder – CMG*.

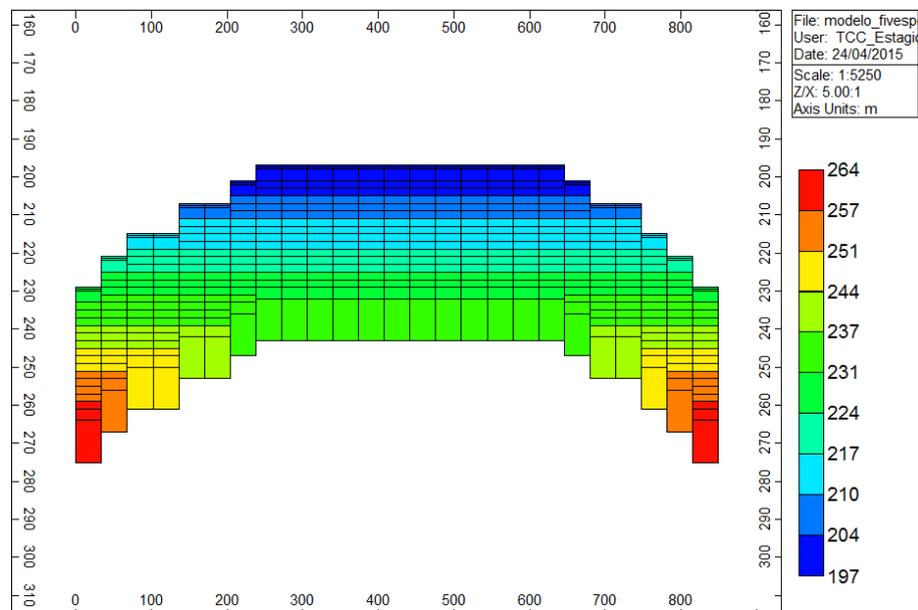


Figura 3.2: Representação do eixo i vs k na camada 10 do eixo i (Builder)

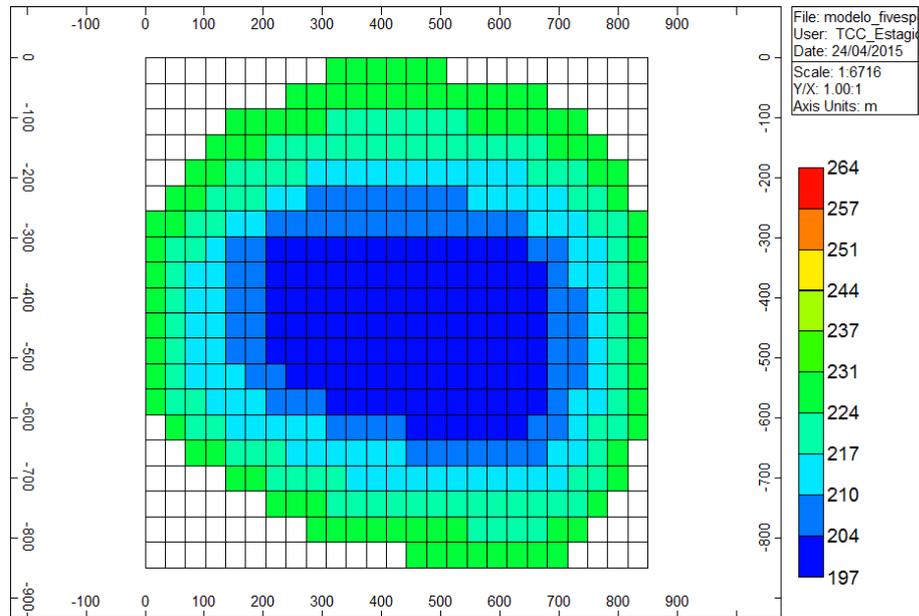


Figura 3.3: Representação do eixo  $i$  vs  $j$  no topo do grid (Adaptação simulador STARS)

Para uma melhor visualização de como é o reservatório em questão, a Figura 3.44, a seguir, mostra uma representação em 3D das camadas:

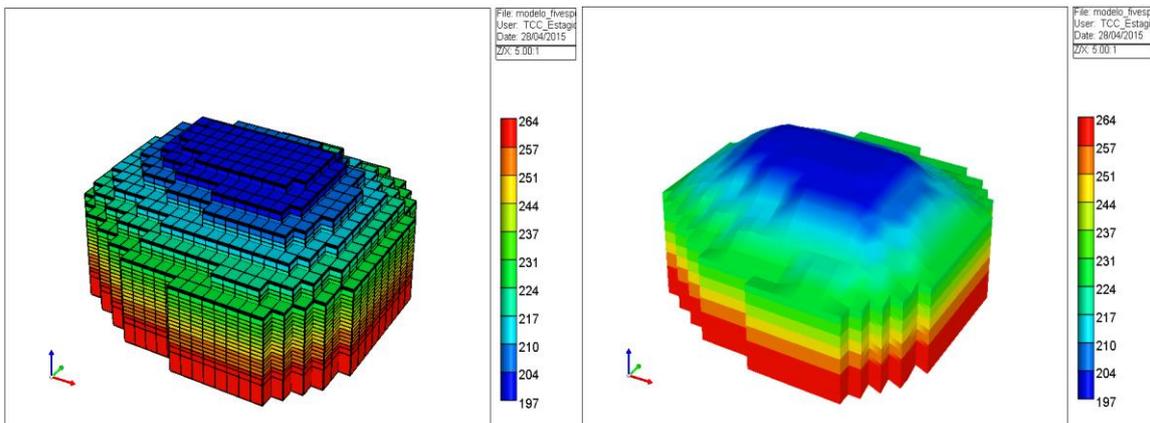


Figura 3.4: Representação em 3D do reservatório analisado

Foram utilizados dois modelos de injeção para efeito de comparação e posterior escolha do melhor método, o *five-spot* e o *seven-spot*, como mostrados na Figura 3.55 a seguir.

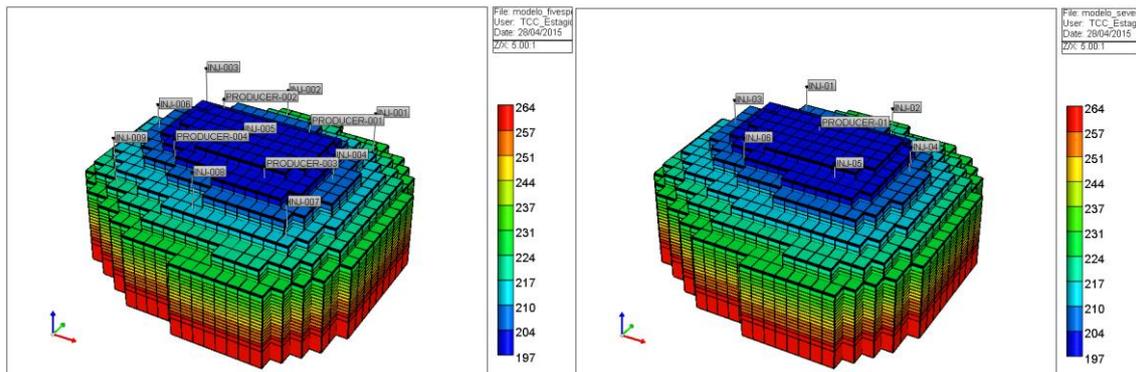


Figura 3.5: Comparação 3D do modelo de injeção five - spot e seven - spot

Os modelos de injeção *five-spot* e *seven-spot* foram distribuídos da seguinte forma:

- Malha *five-spot*:
  - 9 poços injetores com espaçamento entre eles de 300 m. poços produtores posicionados ao centro do quadrado formado pelos poços injetores.
- Malha *seven-spot*:
  - 6 poços injetores distribuídos em formas de hexágono com lado de 300 m.
  - 1 poço produtor colocado ao centro do hexágono.

### 3.1.2 Interação rocha-fluido

Na

Tabela 3.1: Permeabilidade relativa água-óleo

Tabela 3.1 a seguir, estão os dados da permeabilidade relativa água-óleo.

Tabela 3.1: Permeabilidade relativa água-óleo

Saturação de água (Sw)	Permeabilidade relativa da água (Krw)	Permeabilidade relativa do óleo (Krow)	Pressão capilar (Pcow) (kpa)
0.35	0	0.9	2.416
0.3753	0.0018	0.8285	1.697
0.4006	0.0051	0.758	8.47

0.4258	0.0094	0.6886	6.29
0.4511	0.0145	0.6203	4.78
0.4764	0.0202	0.5533	3.70
0.5017	0.0266	0.4876	2.92
0.5269	0.0335	0.4233	2.33
0.5522	0.0409	0.3607	1.88
0.5775	0.0488	0.2997	1.54
0.6028	0.0572	0.2409	1.28
0.6281	0.0659	0.1843	1.06
0.6533	0.0751	0.1305	0.90
0.6786	0.0847	0.0802	0.76
0.7039	0.0947	0.0349	0.65
0.7292	0.105	0	0.56
1	0.35	0	0.15

A seguir, na

Tabela 3.2, é mostrado a permeabilidade relativa líquido-gás.

**Tabela 3.2: Permeabilidade relativa líquido - gás**

<b>Saturação de água (Swl)</b>	<b>Permeabilidade relativa do gás (Krg)</b>	<b>Permeabilidade relativa do óleo (Krog)</b>	<b>Pressão capilar (Pcog)</b>
0.77	0.45	0	0.1441
0.7853	0.406	0.0139	0.1307
0.8007	0.363	0.0395	0.1188
0.816	0.322	0.0726	0.1083
0.8237	0.283	0.1117	0.0989
0.839	0.245	0.1564	0.0906
0.8543	0.209	0.2048	0.0831
0.8697	0.175	0.2587	0.0764
0.885	0.143	0.3161	0.0703
0.9003	0.114	0.3769	0.0649

0.9157	0.0866	0.4421	0.06
0.931	0.062	0.5096	0.0555
0.9387	0.0402	0.5805	0.0515
0.954	0.0219	0.6547	0.0478
0.9693	0.0077	0.7313	0.0444
0.9847	0	0.8111	0.0414
1	0	0.9	0.0384

### 3.2 Propriedades do fluido

A seguir, nas tabelas Tabela 3.3, Tabela 3.4 e

Tabela 3.5 a seguir, estão às informações referentes ao modelo de fluido utilizado, que compreende a um óleo com características do petróleo do nordeste brasileiro.

**Tabela 3.3: Pseudocomponentes e composição do fluido em fração molar**

<b>Componentes</b>	<b>Composição do fluido em fração molar</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	0.00433
<b>N<sub>2</sub></b>	0.00160
<b>C<sub>1</sub> – C<sub>3</sub></b>	0.09225
<b>iC<sub>4</sub> – C<sub>6</sub></b>	0.00422
<b>C<sub>7</sub> – C<sub>19</sub></b>	0.16436
<b>C<sub>20</sub> – C<sub>29</sub></b>	0.29655

<b>C30 – C39</b>	0.17719
<b>C40+</b>	0.25950
<b>SOMA</b>	1.00000

Tabela 3.4: Características pseudofísicas do fluido

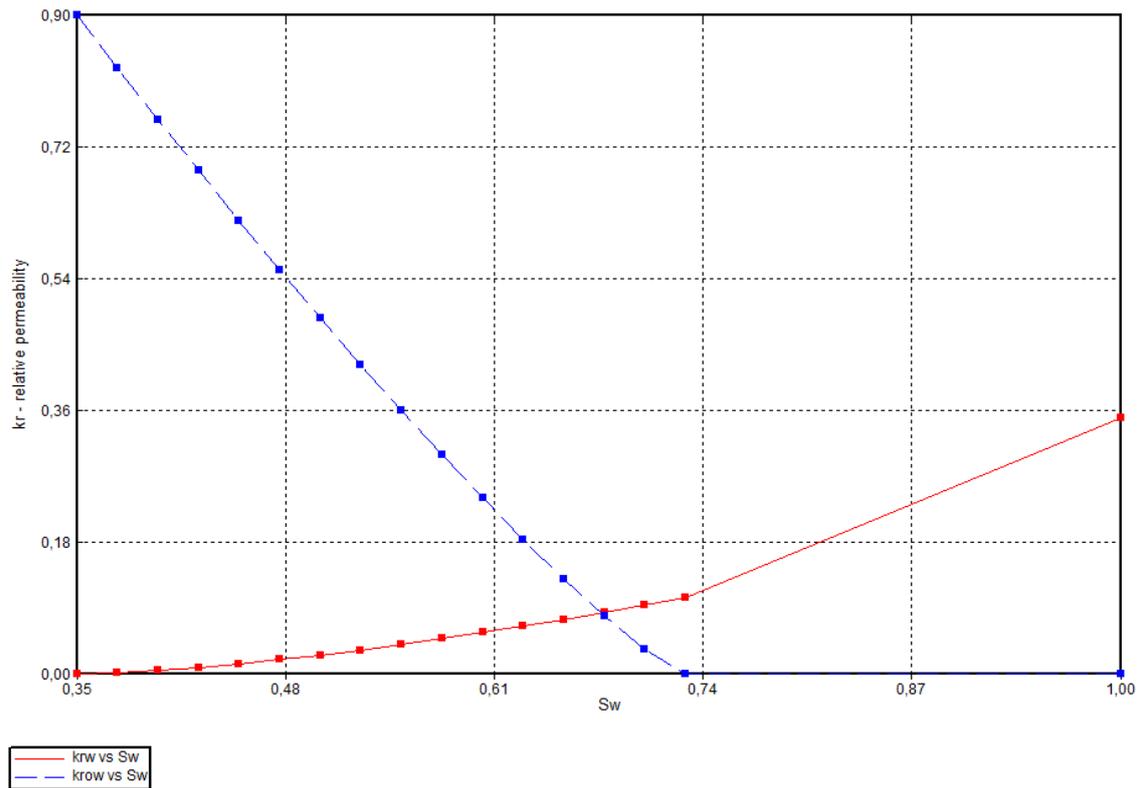
<b>Pressão (Kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Po (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Bo (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> std)</b>	<b>Rs (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> std)</b>	<b>μo (cP)</b>
<b>71,03</b>	0,936	1,0241	6,35	819,2
<b>61,03</b>	0,935	1,0254	6,35	794,4
<b>51,03</b>	0,934	1,0268	6,35	769,6
<b>41,03</b>	0,933	1,0282	6,35	741,6
<b>27,03 (Pb)</b>	0,933	1,0304	6,35	706,2
<b>16,03</b>	0,936	1,0240	3,87	816,3
<b>1,03</b>	0,941	1,0138	0	1121,1

Tabela 3.5: Características físicas do fluido

<b>Densidade do gás</b>	0,7010
<b>Massa Molecular C20+</b>	543
<b>Densidade C20+</b>	0,9763
<b>Grau API</b>	16,76
<b>Coefficiente de expansão térmica do óleo (1/°C)</b>	6,8845 x 10 <sup>-4</sup>

Pode-se verificar pelos dados que a maior proporção dos componentes do óleo encontram-se em C20+, bem como seu baixo grau API, o que lhe confere uma alta viscosidade @ 100,4 °F.

As curvas de permeabilidade relativas foram fixadas no modelo base. A Figura 3.66 expressa as curvas das permeabilidades relativas do óleo e água em função das saturações de água.



**Figura 3.6: Curvas de permeabilidades relativas versus saturação de água**  
**Permeabilidade relativa vs saturação de água ( $S_w$ )**

Por sua vez, a Figura 3.77 apresenta as curvas de permeabilidades relativas do gás e do óleo em função das saturações de líquido.

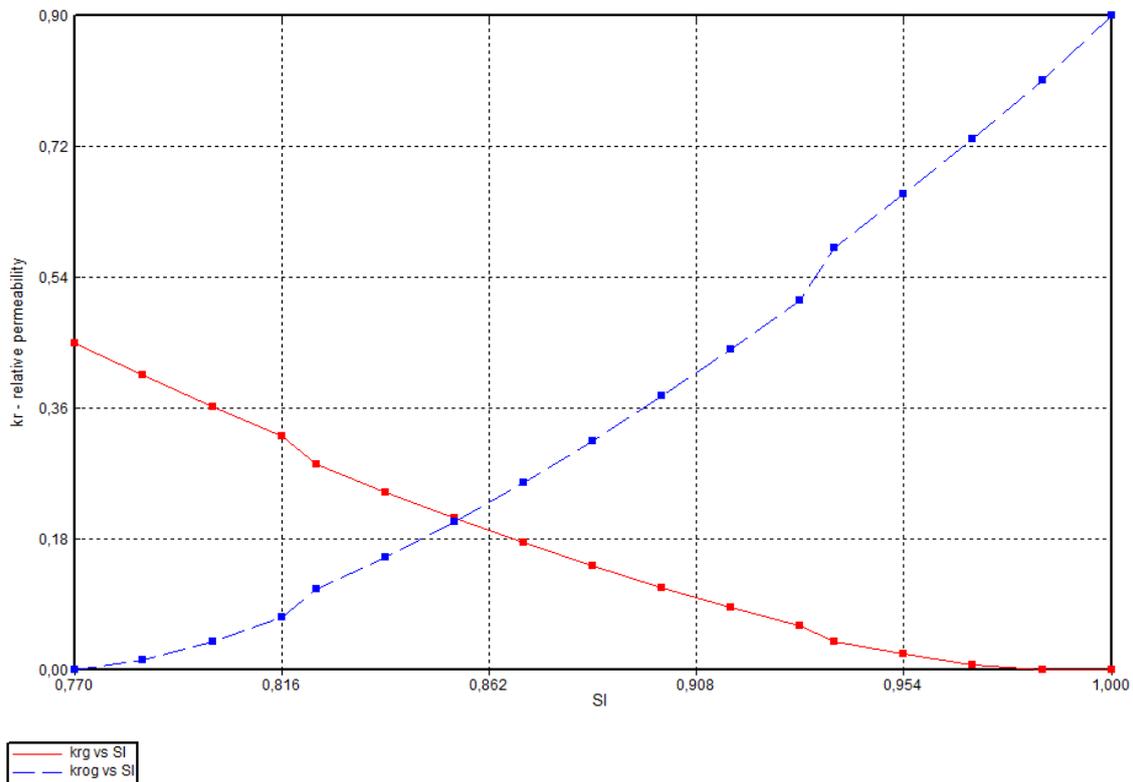


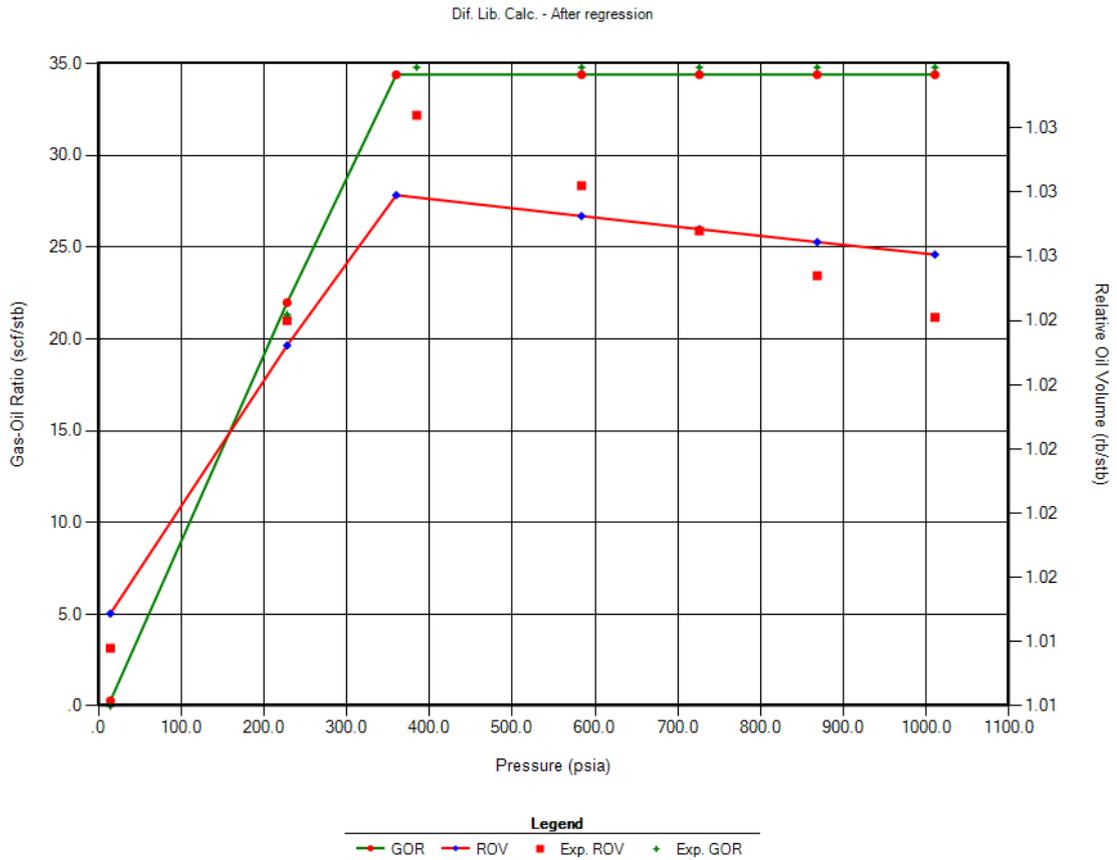
Figura 3.7: Curvas de permeabilidades relativas do óleo e gás versus saturação de líquido ( $S_l$ )

### 3.2.1 Modelagem do fluido

A modelagem do fluido do reservatório foi feita usando o simulador *Winprop* que se encontra no *Laucher 2013.10* (desenvolvido pela *CMG – Computer Modeling Group*). Com ele pode-se avaliar de forma precisa todas as características do fluido no reservatório (CMG, 2013).

### 3.2.2 Gráficos referentes ao modelo de fluido

A Figura 3.88 a seguir mostra o ajuste feito na curva da razão de solubilidade do gás no óleo (gas-oil ratio – GOR) e no fator volume-formação do óleo (relative oil-volume – ROV) em função da pressão. Pelo gráfico, observa-se que um melhor ajuste foi obtido para razão de solubilidade (gas-oil ratio – GOR) em relação ao fator volume-formação do óleo, comparando-se com os dados experimentais.



**Figura 3.8: Razão de solubilidade gás-óleo (GOR) e fator volume formação do óleo (ROV) versus pressão.**

A Figura 3.99 mostra a aproximação realizada na curva da viscosidade do óleo do modelo experimental em função da pressão. Percebe-se que houve um excelente ajuste com relação aos dados experimentais.

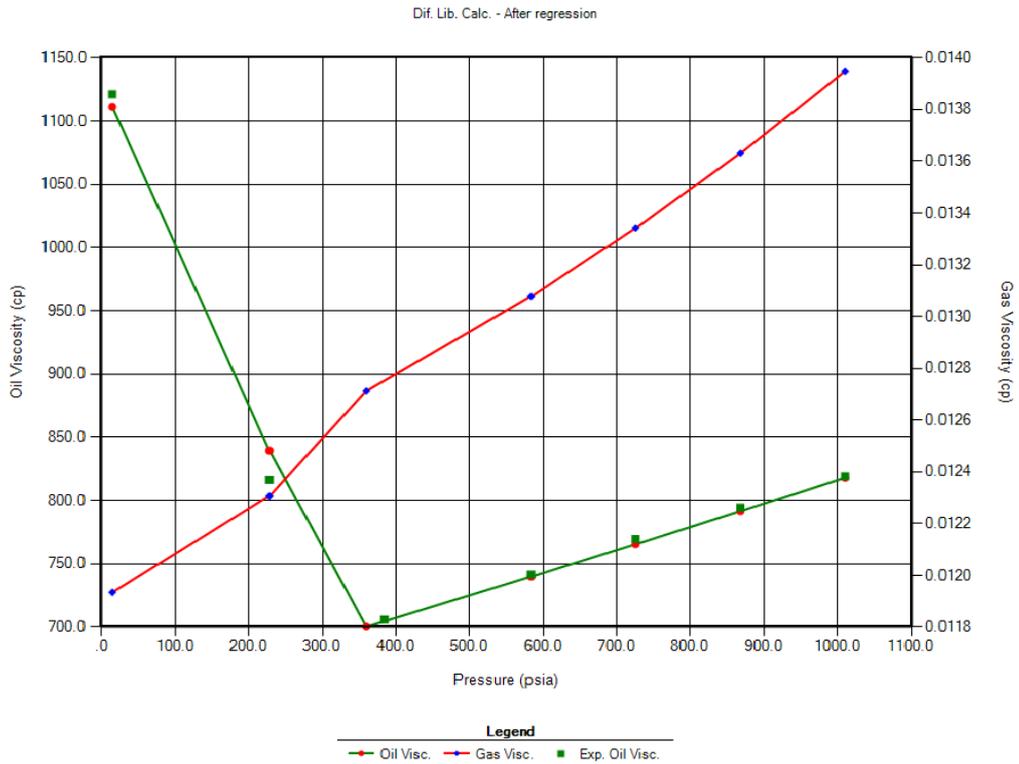


Figura 3.9: Viscosidade do óleo e gás versus pressão

### 3.2.3 Saturação inicial de óleo

A Figura 3.1010 traz o modelo base do reservatório com a saturação inicial de óleo. Pode-se observar claramente que o óleo está mais presente nas camadas superiores.

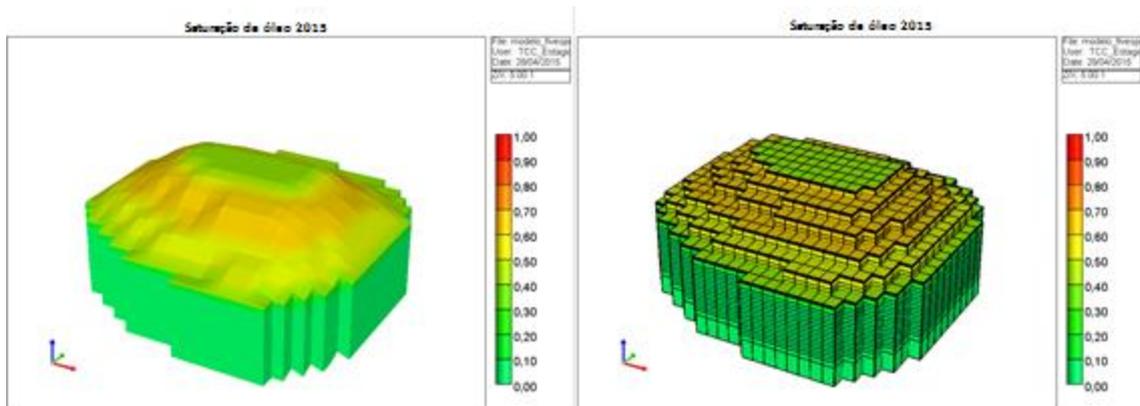


Figura 3.10: Saturação de óleo inicial

### 3.2.4 Saturação inicial de água

A Figura 3.111 mostra a saturação de água em todo reservatório e onde se encontra, especificadamente, a zona de água. Nela, observa-se que a zona de água possui 11 m de espessura.

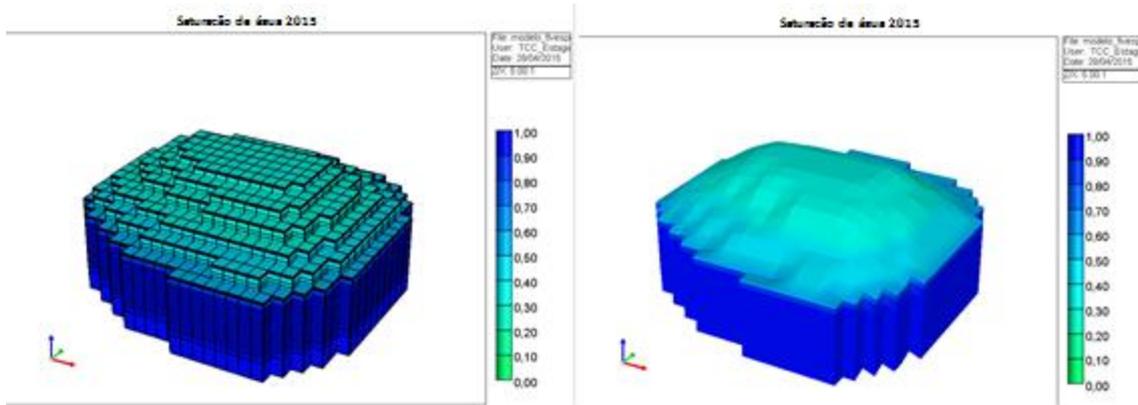


Figura 3.11: Saturação inicial de água

### 3.2.5 Viscosidade inicial do óleo

A seguir, na Figura 3.122, tem-se a viscosidade inicial de óleo distribuída em todo o reservatório. Observa-se na parte superior, que a viscosidade é baixa, pois é nela que se encontra a zona de gás com espessura de 0,5 m.

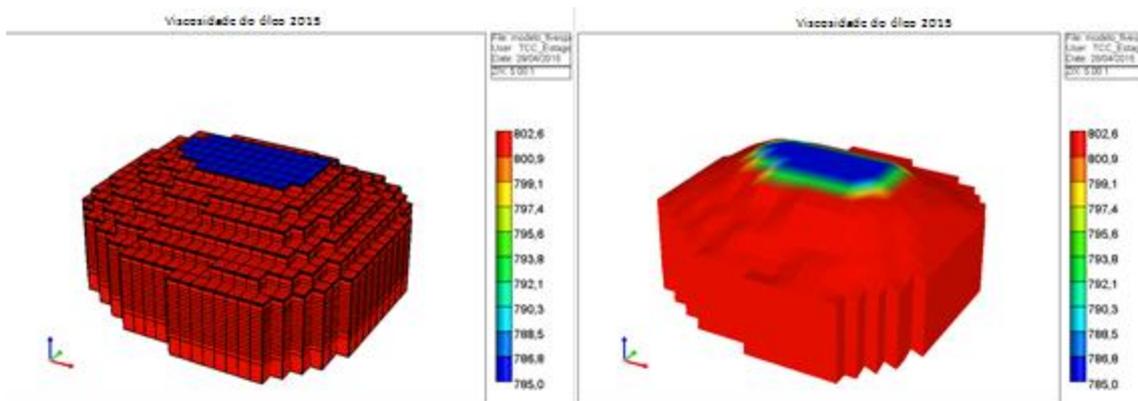


Figura 3.12: Viscosidade inicial do óleo

### 3.2.6 Propriedades do fluido injetado

A simulação foi feita, primeiramente, com a injeção de vapor e depois com injeção conjunta de vapor e solvente. O período de simulação foi o mesmo nos dois casos para posterior efeito de comparação. O solvente escolhido foi o Heptano (C7). Ele foi selecionado, pois o fluido que se encontra no reservatório é de elevado peso molecular, o que é provável que este apresente grande miscibilidade com o óleo do reservatório.

A composição química do Heptano é  $C_7H_{16}$  com massa molecular de 100,205 u.

### 3.3 Condições operacionais

Para injeção de Vapor foram adotadas as seguintes condições operacionais:

- Temperatura do vapor: 550 °F;
- Qualidade do vapor: 0,8 (80%);
- Pressão máxima do poço injetor: 1044 psi;
- Pressão mínima do poço produtor: 30 psi;
- Tempo de projeto: 20 anos (2015-2035);
- Vazão de injeção: 10 m<sup>3</sup> std/dia, 20 m<sup>3</sup> std/dia, 30 m<sup>3</sup> std/d, 40 m<sup>3</sup> std/dia, 50 m<sup>3</sup> std/d, 80 m<sup>3</sup> std/dia e 100 m<sup>3</sup> std/d;
- Produção máxima de líquidos de 500 m<sup>3</sup> std/d

Para injeção de vapor com solvente foram adotadas as mesmas configurações, variando-se somente a porcentagem de solvente (5%, 10%, 15% e 20%) injetado juntamente com cada vazão.

# **CAPÍTULO 4**

---

## **DESCRIÇÃO DO PROJETO PARA O RESERVATÓRIO**

---

## 4 DESCRIÇÃO DO PROJETO PARA O RESERVATÓRIO

### 4.1 Injeção contínua de vapor

Para se fazer a análise da produção acumulada de fluidos do reservatório, vazão de produção de óleo, fator de recuperação, entre outras, foram feitas seis simulações com vazões de injeção de vapor diferentes: 10 m<sup>3</sup> std/d, 20 m<sup>3</sup> std/d, 30 m<sup>3</sup> std/d, 40 m<sup>3</sup> std/d, 50 m<sup>3</sup> std/d, 80 m<sup>3</sup> std/d e 100 m<sup>3</sup> std/d. O período em que foi analisado compreende-se a 20 anos (2015-2035). Período longo, porém, necessário para que se defina o limite de proveito de cada método.

A malha utilizada foi a Five-spot (4 malhas Five-spot), pois apresentou maior eficiência na varredura de maior parte do reservatório em questão.

Desta forma, sabendo a vazão de injeção e a vazão de produção por um período determinado, pode-se fazer uma comparação entre as sete formas e indicar qual a vazão que nos apresenta melhor fator de recuperação.

### 4.2 Injeção contínua de vapor com solvente

Neste caso, as condições operacionais permaneceram as mesmas, porém variou-se a quantidade de solvente injetado junto ao vapor. Assim, foram adotados quatro tipos de projeto:

- PROJETO 1: Vazão de injeção 10 m<sup>3</sup> std/d, sendo configurado de quatro formas diferentes com 5%, 10%, 15% e 20% do volume total injetado como solvente.
- PROJETO 2: Vazão de injeção de 20 m<sup>3</sup> std/d, sendo configurado de quatro formas diferentes com 5%, 10%, 15% e 20% do volume total injetado como solvente.
- PROJETO 3: Vazão de injeção de 30 m<sup>3</sup> std/d, sendo configurado de quatro formas diferentes com 5%, 10%, 15% e 20% do volume total injetado como solvente.

- PROJETO 4: Vazão de injeção de 40 m<sup>3</sup> std/d, sendo configurado de quatro formas diferentes com 5%, 10%, 15% e 20% do volume total injetado como solvente.

### 4.3 Metodologia de trabalho

Abaixo, tem-se um breve fluxograma que representa as etapas, de forma reduzida, do trabalho realizado.

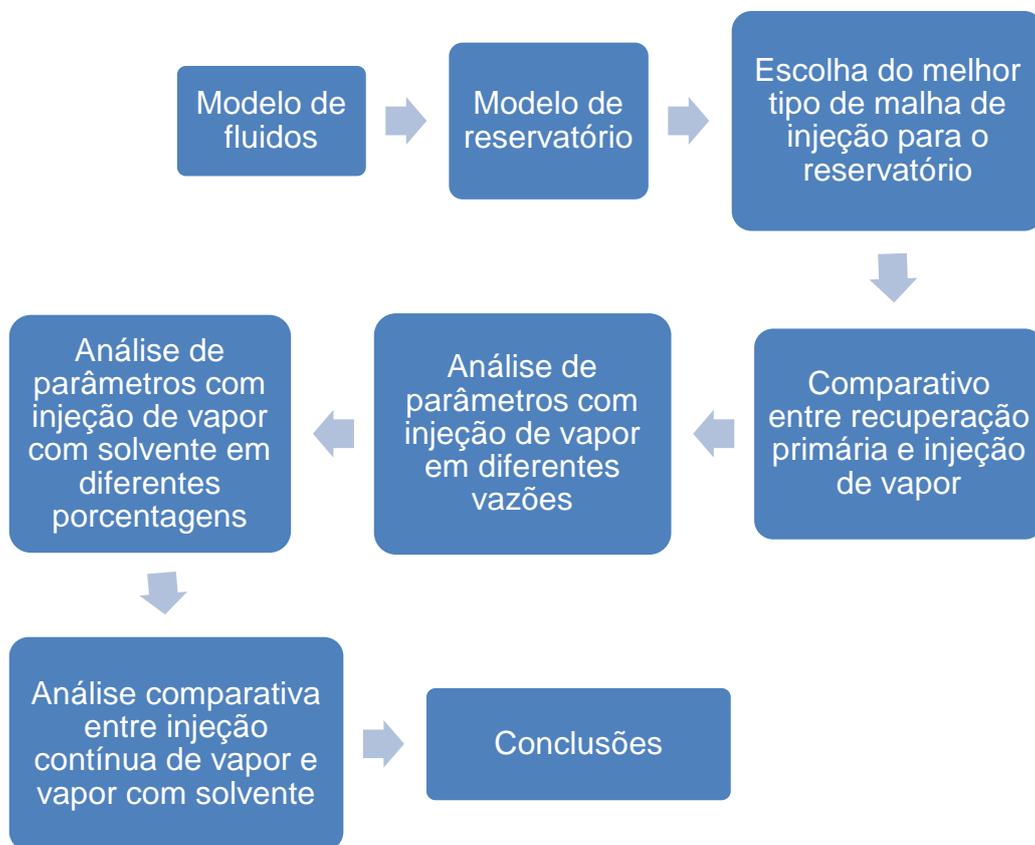


Figura 4.1: Fluxograma de metodologia de trabalho

# **CAPÍTULO 5**

---

## **RESULTADOS E DISCUSSÕES**

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentadas todas as simulações realizadas com suas devidas variações de parâmetros, assim como as análises e discussões feitas a respeito dos resultados obtidos.

### 5.1 Sistema de injeção em malhas

Um ponto importante a ser discutido é a forma como são distribuídos os poços produtores e poços injetores, para assim analisar-se qual foi o melhor “jogo de malhas” para produção de óleo nesse reservatório.

No reservatório analisado foram utilizadas dois tipos de malhas inicialmente, *five-spot* e *seven-spot*, como mostrado detalhadamente na Figura 5.1 a seguir.

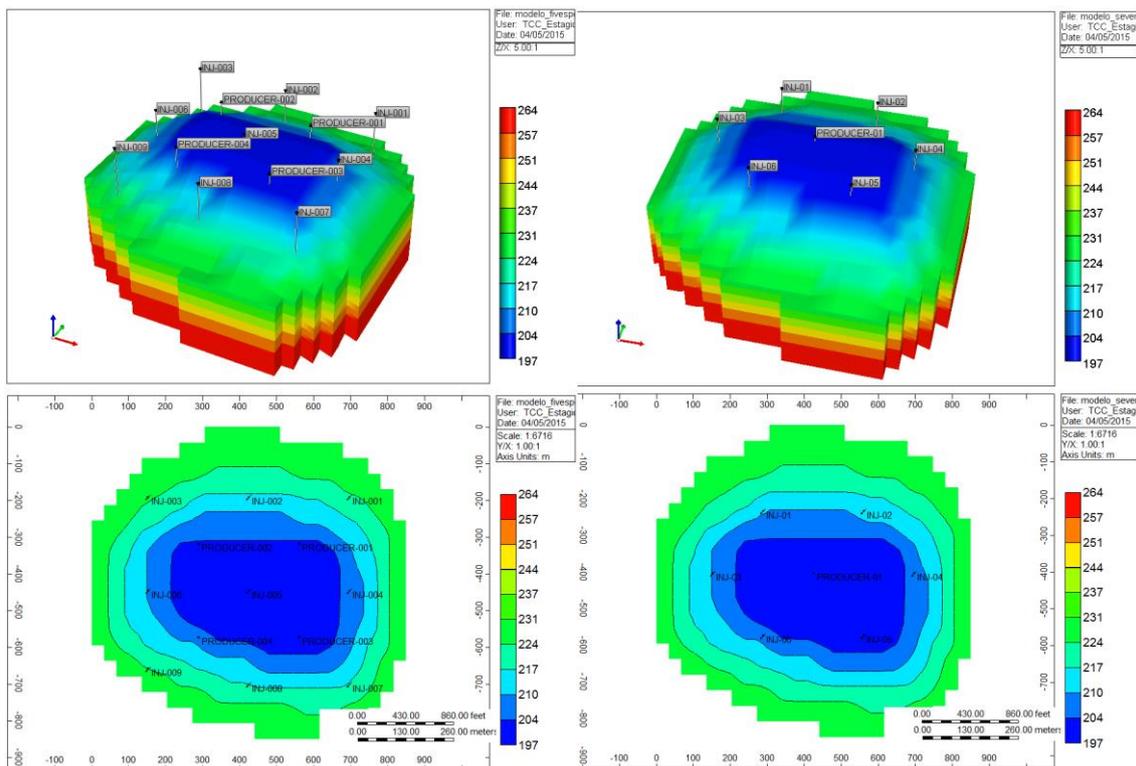


Figura 5.1: Comparativo malha five-spot vs seven spot

O modelo a esquerda possui 4 malhas *five-spot* com um total de 9 poços injetores e 4 poços produtores. No modelo a direita tem-se uma malha *seven-spot*, ao todo com 6 poços injetores e 1 poço produtor.

A princípio analisou-se o fator de recuperação (FR) que cada um proporcionou considerando somente a recuperação primária, ou seja, apenas utilizando a própria energia interna do reservatório para produzir. Desta forma, obteve-se o seguinte gráfico, como mostrado na Figura 5.2.

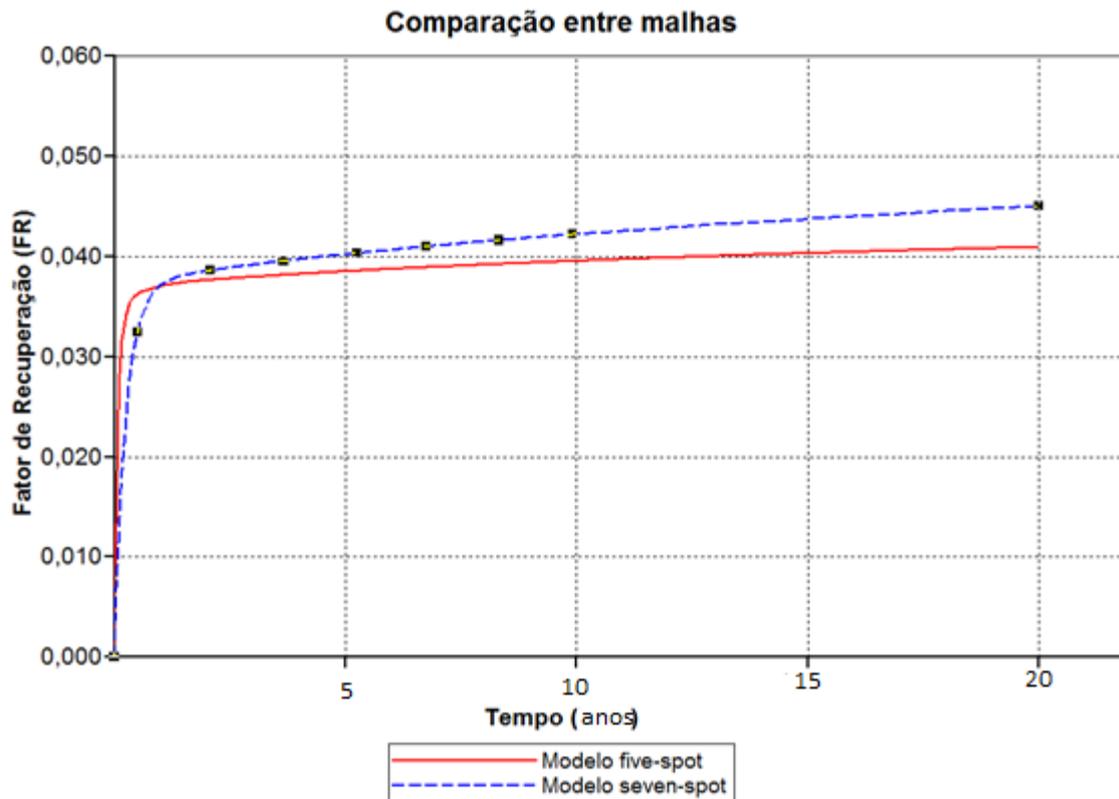


Figura 5.2: Comparação do FR entre malha five-spot e seven-spot

Observa-se claramente que, como trata-se de um reservatório de óleo pesado, o fator de recuperação (FR) utilizando apenas a energia interna do reservatório é bastante baixo, cerca de 0,045% para a malha *seven-spot* e 0,041% para a malha *five-spot*. Provavelmente, essa pequena diferença de 0,004% ao final de 20 anos entre as malhas se dá porque na malha *five-spot* tem-se uma quantidade maior de poços produtores o que, com o passar dos anos, faz pressão do reservatório decair mais rapidamente e, conseqüentemente, faz diminuir a força para produção de óleo. Apenas no início, no início do 1º ano de produção, o sistema de malha *five-spot* oferece uma rápida recuperação de óleo, ou seja, um crescimento mais acelerado do FR.

Agora, considerando a injeção de vapor utilizando os dois tipos de malhas obteve-se o seguinte resultado como mostrado na Figura 5.3.

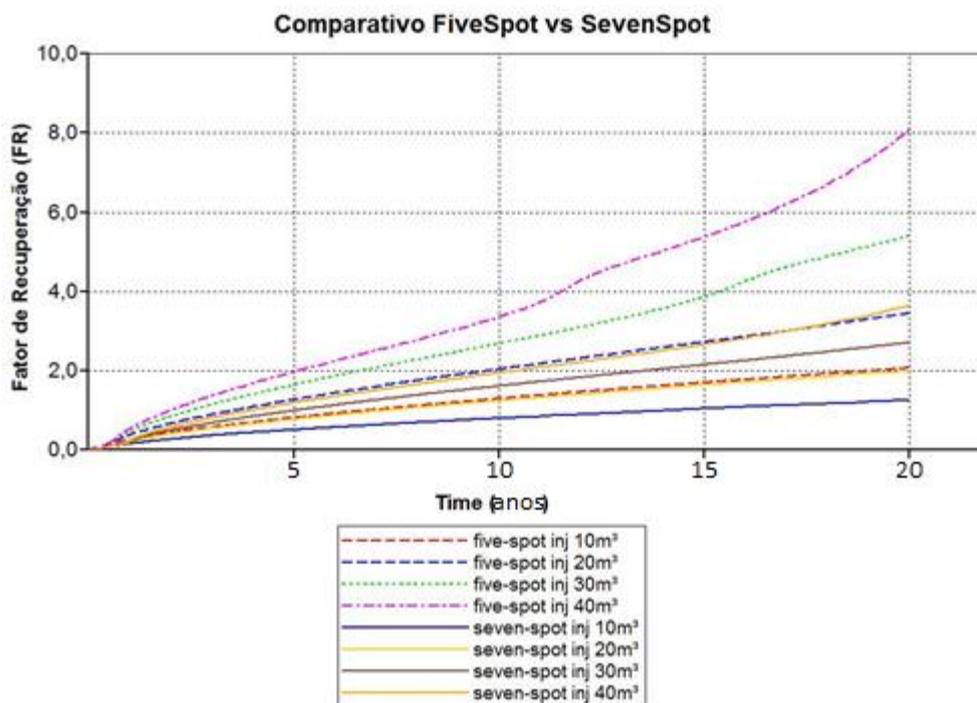


Figura 5.3: Gráfico comparativo entre FR'S five-spot vs seven-spot

Por esse gráfico percebeu-se que em todos os casos de injeção o modelo de malha *five-spot* (linhas tracejadas) foi superior, desta maneira, optou-se por utilizar a malha *five-spot* nas análises como sendo a mais eficiente para o reservatório.

## 5.2 Análise da injeção de vapor em diferentes vazões

Neste subcapítulo serão analisados os resultados do comportamento do reservatório para diferentes vazões de injeção de vapor.

### 5.2.1 Produção acumulada de óleo ( $N_p$ )

Inicialmente analisou-se a influência da vazão de injeção de vapor na produção acumulada de óleo. As variações de vazões usadas foram: 0 m<sup>3</sup> std/dia (recuperação primária), 10 m<sup>3</sup> std/dia, 20 m<sup>3</sup> std/dia, 30 m<sup>3</sup> std/dia, 40 m<sup>3</sup> std/dia, 50 m<sup>3</sup> std/dia, 80 m<sup>3</sup> std/dia e 100 m<sup>3</sup> std/dia por poço injetor. Na Figura 5.4 a seguir,

tem-se a produção acumulada de óleo *versus* tempo para os diferentes casos listados.

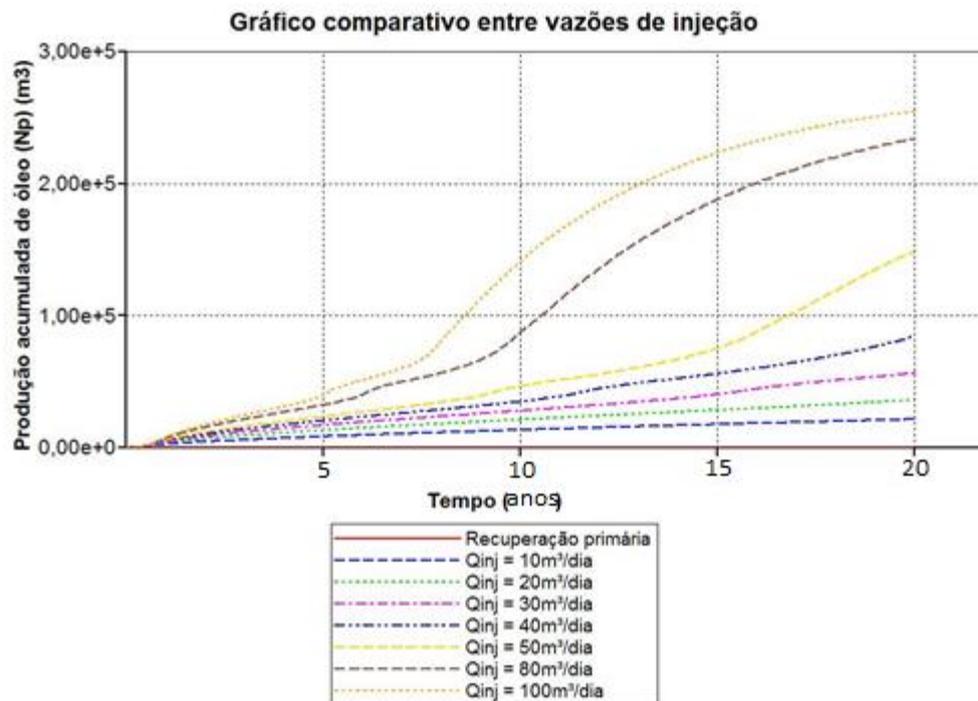
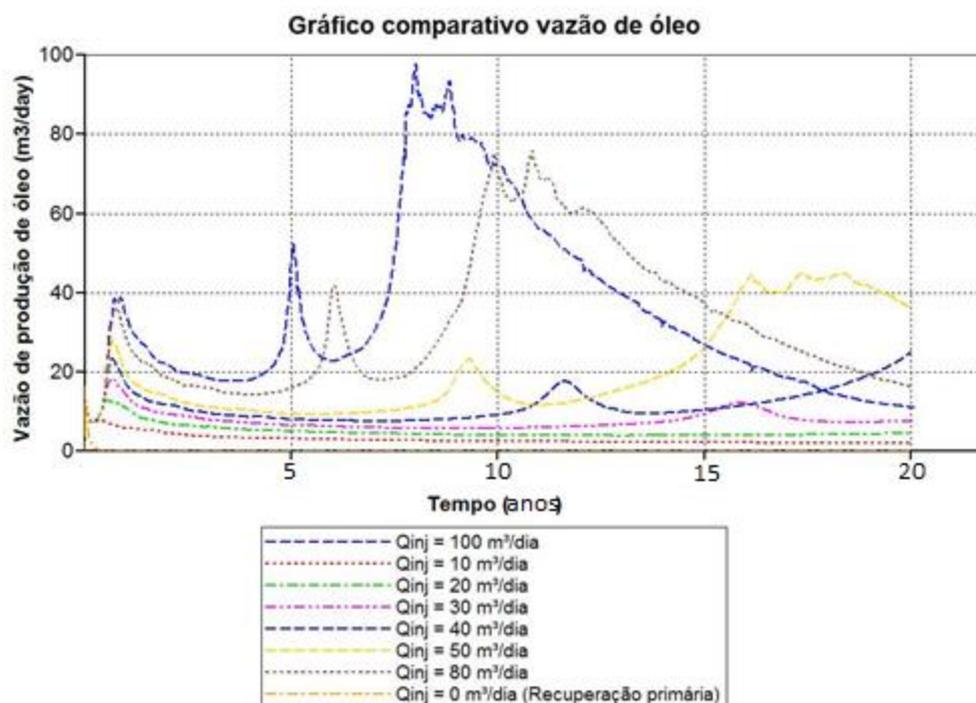


Figura 5.4: Gráfico produção acumulada ( $N_p$ ) para diferentes vazões de injeção de vapor

Na figura Figura 5.4, observa-se que quanto maior for a vazão de injeção maior se torna a produção acumulada. Enquanto que na recuperação primária tem-se um total de óleo recuperado de aproximadamente 428,34 m<sup>3</sup> std ao final de 20 anos, na vazão de injeção de 100 m<sup>3</sup> de vapor, por exemplo, tem-se um montante de 255452 m<sup>3</sup> std de óleo, o que representa uma produção aproximadamente 596 vezes maior. Isso se explica, principalmente, pelo efeito do vapor sobre o banco de óleo, e que quanto maior essa quantidade de vapor, maior o efeito na redução de viscosidade do óleo.

### 5.2.2 Vazão de produção de óleo

Na próxima figura tem-se a vazão de produção de óleo com o tempo para as respectivas vazões de injeção de vapor.

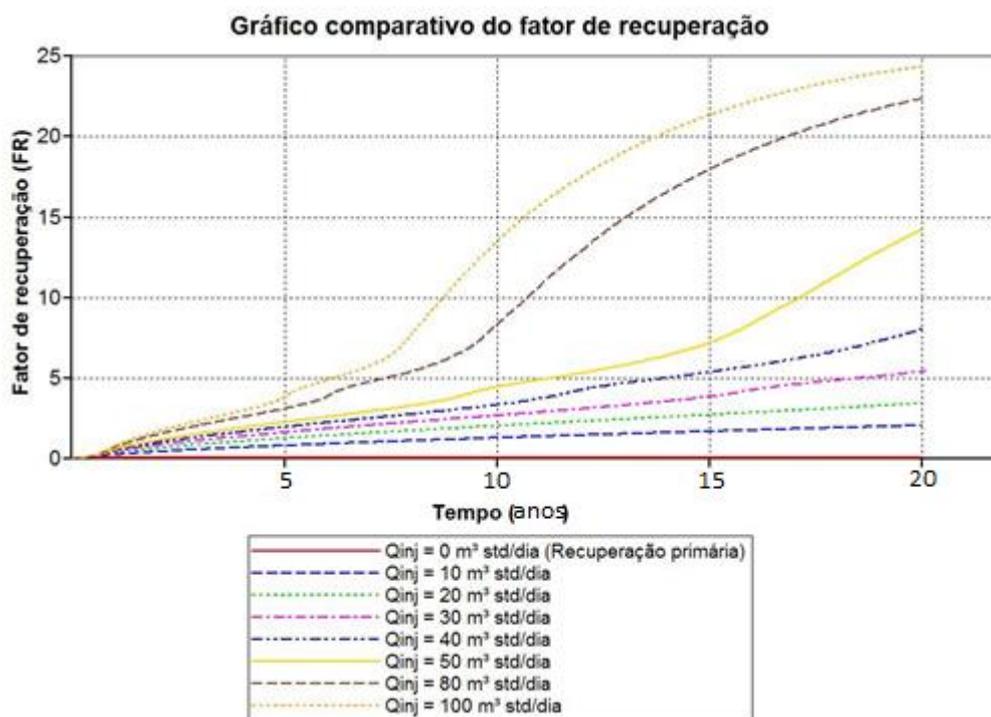


**Figura 5.5: Gráfico comparativo da vazão de produção de óleo para diferentes injeções de vapor**

Observa-se no gráfico que a vazão de produção de óleo é maior para a vazão de injeção de 100 m<sup>3</sup> std/dia de vapor para quase toda sua totalidade. Perdendo apenas após o décimo ano de produção para vazão de injeção de 50 m<sup>3</sup> std/dia de vapor e, para a de 40 m<sup>3</sup> std/dia e 50 m<sup>3</sup> std/dia entre o 15 e 20º ano, período que, provavelmente, já compreende-se como sendo o de “abandono do poço”. Uma maior vazão de produção no início implica na antecipação dessa produção, o que é excelente, pois poderá ocorrer um possível retorno de capital financeiro mais rapidamente. O pico de vazão de produção de óleo foi atingido no 8º ano, com um valor de 97,77 m<sup>3</sup> std/dia durante a vazão de injeção de 100 m<sup>3</sup> std/dia de vapor.

### 5.2.3 Fator de Recuperação (FR)

Outro parâmetro analisado foi o fator de recuperação (FR) considerando diferentes vazões, com isso obteve-se diferentes resultados como mostrado na Figura 5.6.



**Figura 5.6: Gráfico comparativo do fator de recuperação (FR) para diferentes vazões de injeção de vapor**

Observa-se distintamente que mantendo as mesmas condições do vapor injetado e variando-se apenas a vazão de injeção tem-se um incremento no fator de recuperação (FR) sempre para mais, ou seja, quanto maior a vazão maior foi o fator de recuperação. Para recuperação primária obteve-se um FR de apenas 0,041% e para a menor vazão de injeção por poço, 10 m<sup>3</sup> std/dia, obteve-se um FR de 2,07%, o que significa dizer um aumento de aproximadamente 50,5 vezes em cima do fator de recuperação da recuperação primária ( $Q_{inj} = 0$  m<sup>3</sup> std/dia). Considerando a vazão de injeção de 100 m<sup>3</sup> std/dia esse aumento foi ainda bem maior, apresentado um FR de aproximadamente 24,41% o que significa dizer que foi 595,37 vezes maior. Esse aumento no FR deve-se ao fato de que, principalmente, quando injetou-se uma maior quantidade de vapor a alta temperatura maior será a ocorrência de trocas de calor com o reservatório e posteriormente o aumento da temperatura do mesmo, o que afeta principalmente na diminuição da viscosidade do óleo lá presente.

#### 5.2.4 Influência na temperatura do reservatório

Foram feitos mapas de temperatura em diferentes datas para observar a evolução da temperatura do reservatório com a utilização do método térmico. Como,

de acordo com as análises anteriores, a vazão de injeção de vapor de  $100 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$  se mostrou mais eficiente, a Figura 5.7 a seguir retrata a evolução da temperatura para essa vazão.

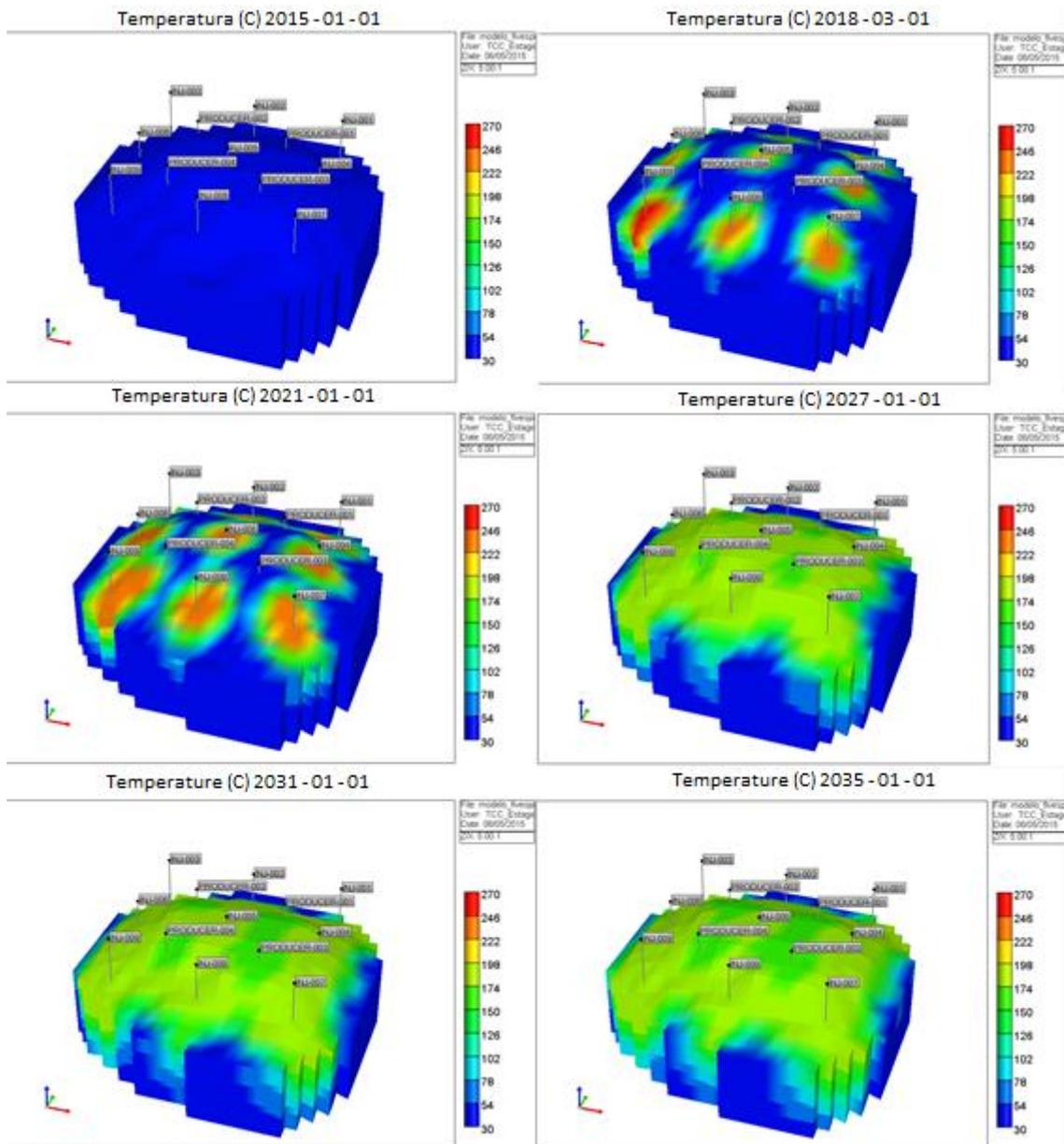


Figura 5.7: Evolução da temperatura do reservatório 3D para vazão de injeção de  $100 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$

A temperatura inicial do reservatório é de  $38 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $100,4 \text{ }^\circ\text{F}$ ). A evolução das datas observa-se da esquerda para direita, de cima para baixo. Nota-se que em 3 anos ( $3^\circ$  ano) a temperatura aumenta de forma gradual nas camadas superiores em direção aos poços produtores, quem ficam ao centro das malhas *five-spot*. Com o

passar dos anos, a medida que se injeta vapor continuamente as trocas de calor com o óleo do reservatório vão aumentando. No 12º ano em diante, observa-se que a temperatura do reservatório está estabilizada e praticamente uniforme em toda a camada superior. A medida que se produz o óleo, menos óleo remanescente se encontra no reservatório, o que facilita a estabilização da troca de calor do sistema.

### **5.2.5 Influência na pressão do reservatório**

Outro parâmetro a ser analisado no reservatório é o comportamento da pressão ao longo do tempo de projeto.

Utilizando-se a vazão de injeção de vapor de 100 m<sup>3</sup> std/dia, o comportamento do reservatório é descrito pela Figura 5.8.

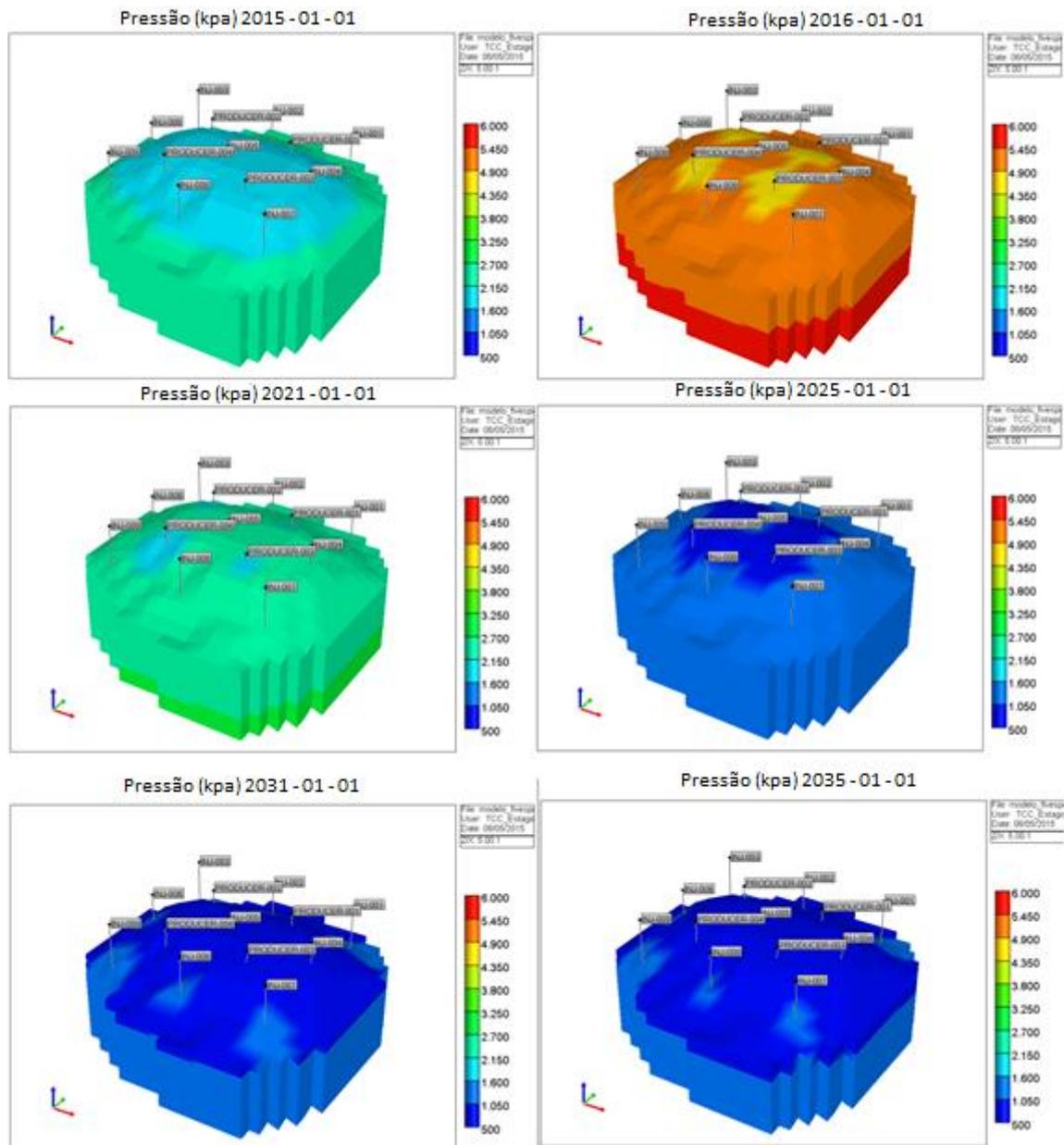


Figura 5.8: Evolução da pressão do reservatório em 3D para vazão de injeção de 100 m<sup>3</sup> std/dia

Verifica-se que em apenas um ano o reservatório é rapidamente pressurizado, com possível ganho na produção de óleo. No entanto, com o passar dos anos, a pressão tende a cair como pode-se observar que 6°. Anos mais tarde, comparando-se os 6 primeiros anos com o período após o 10º ano, observa-se que a pressão entrou em declínio após a produção do banco de óleo e praticamente se estabilizou em uma pressão com valores muito abaixo da condição inicial. A pressão de referência do reservatório é de 1978 kpa.

### **5.2.6 Influência na viscosidade**

A viscosidade é um parâmetro analisado tomando como base a vazão de injeção de 100 m<sup>3</sup> std/dia que apresentou melhores resultados nos outros parâmetros vistos.

O principal intuito do método térmico é a redução da viscosidade, com o progresso da injeção contínua de vapor a alta temperatura, há uma tendência de reduzir consideravelmente a viscosidade do óleo presente no reservatório, o que permite uma melhora significativa na produção.

É crucial a análise da evolução da viscosidade ao longo dos anos, pois sua redução é a principal consequência da injeção de vapor. A Figura 5.9 mostra a evolução da viscosidade desde o início da produção.

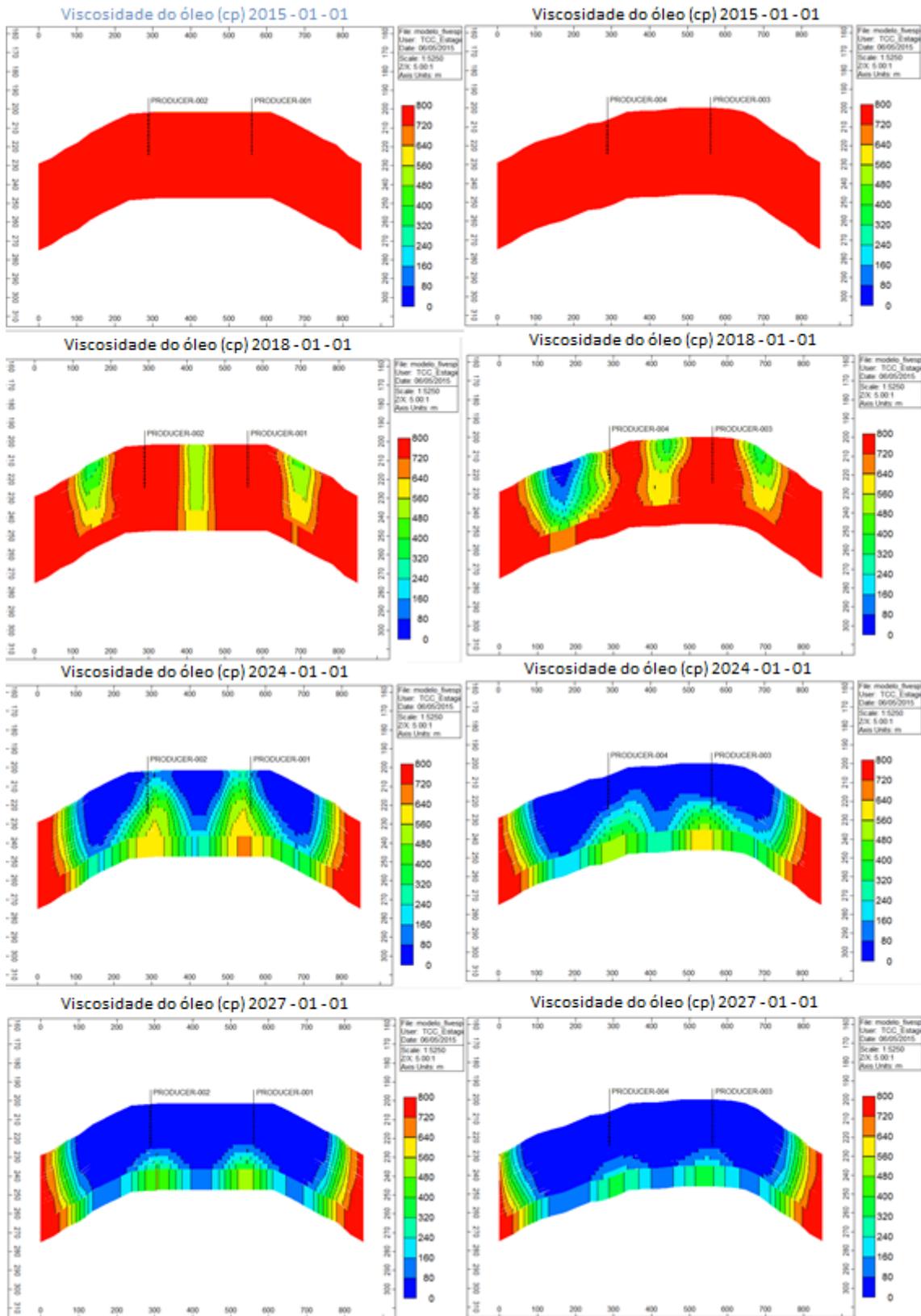


Figura 5.9: Evolução da viscosidade do óleo para vazão de injeção de  $100 \text{ m}^3 \text{ std}/\text{dia}$

Pode-se ver pela Figura 5.9 em 2D, a evolução da viscosidade na direção x, com eixo IK, ao redor de todos os 4 poços produtores. A esquerda tem-se os gráficos 2D que compreendem aos poços produtores PRODUCER-001 e PRODUCER-002 e a direita tem-se os poços PRODUCER-003 e PRODUCER-004. A viscosidade inicial é bastante alta de, aproximadamente, 802 cp. Passados 3 anos já pode-se perceber a ação da injeção de vapor fazendo com que a diminuição da viscosidade seja distribuída a partir dos poços injetores até os poços produtores. No 9º ano já pode-se ver uma redução bastante significativa na viscosidade do óleo que se encontra ao redor dos poços produtores. É entre o 8º e 10º ano que ocorrem picos de produção de óleo como pode-se ver retornando a Figura 5.5, ou seja, é nesse período que compreende-se a produção do banco de óleo. Portanto a alta produção de óleo nesse período deve-se a significativa redução de viscosidade.

Após o 10º ano o reservatório apresentou uma baixa viscosidade do óleo ao redor dos poços produtores. Isso se deve ao fato de nesse período o reservatório se encontrar em uma temperatura em torno de 200 °C, ocasionada pela injeção contínua de vapor, como pode-se ver na Figura 5.7.

### **5.3 Análise da injeção de vapor com solvente**

Aqui serão analisados os resultados das simulações feitas levando-se em consideração a injeção de vapor com solvente.

#### **5.3.1 Produção acumulada de óleo (Np)**

Analisou-se a influência da injeção de vapor com solvente na produção acumulada de óleo. Para melhor visualização foram feitos gráficos, representados pelas figuras seguintes, separados para cada vazão de injeção de vapor (10 m<sup>3</sup> std/dia, 20 m<sup>3</sup> std/dia, 30 m<sup>3</sup> std/dia, 40 m<sup>3</sup> std/dia) com suas devidas proporções de solvente (5%, 10%, 15% e 20%). Os gráficos foram elaborados desconsiderando a produção de solvente, portanto, os dados presentes de produção são apenas referentes à produção de óleo existente no reservatório.

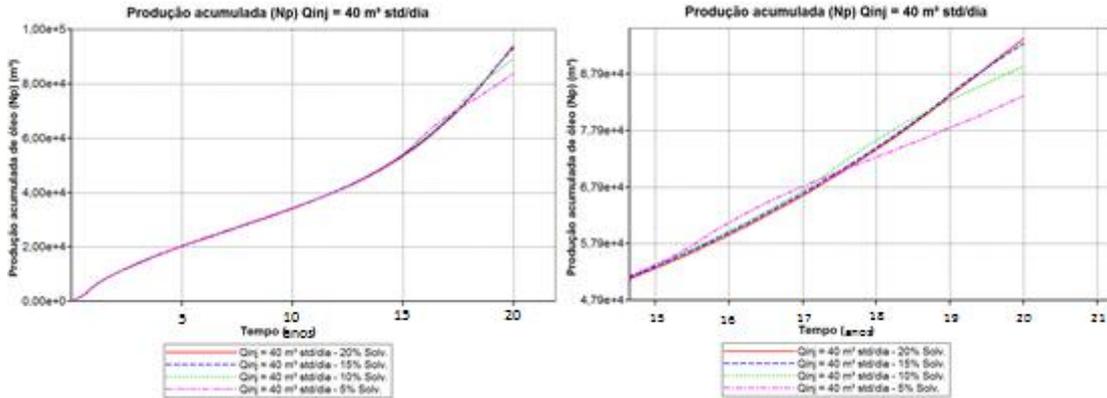


Figura 5.10: Gráfico comparativo da produção acumulada de óleo com vazão de injeção de 40 m³ std/dia para diferentes % de solvente

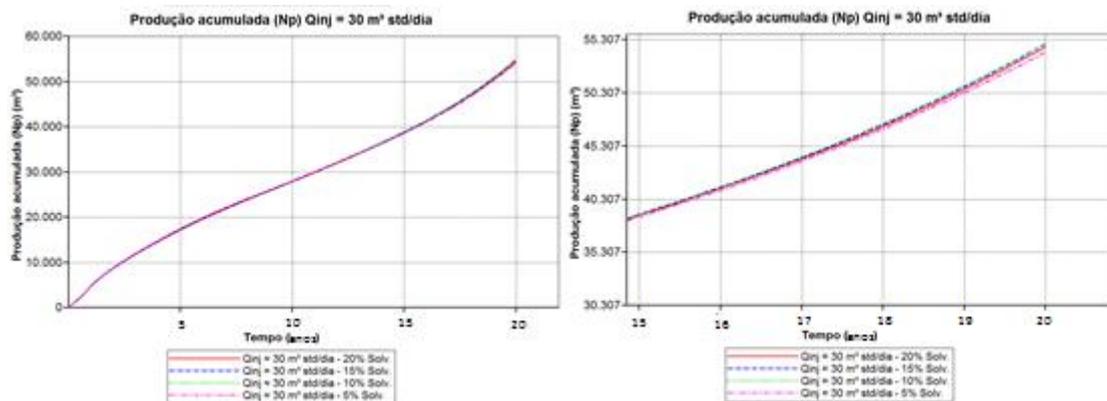


Figura 5.11: Gráfico comparativo da produção acumulada de óleo com vazão de injeção de 30 m³ std/dia para diferentes % de solvente

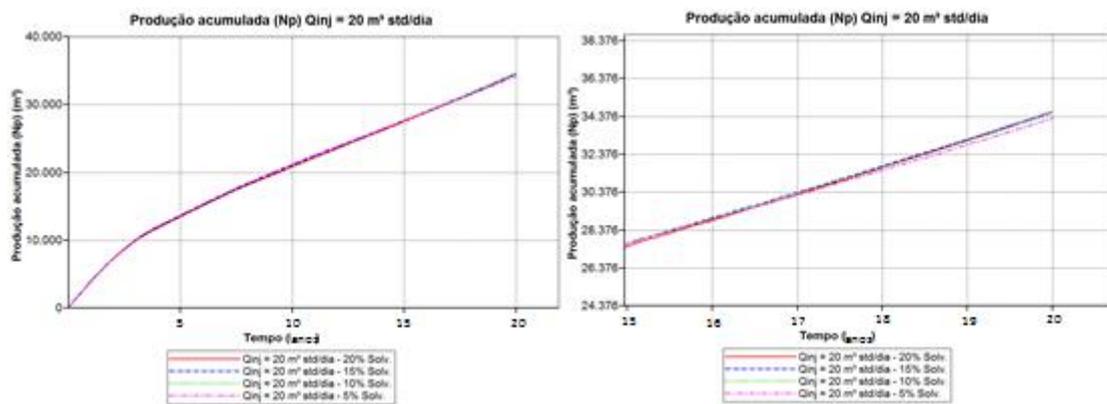
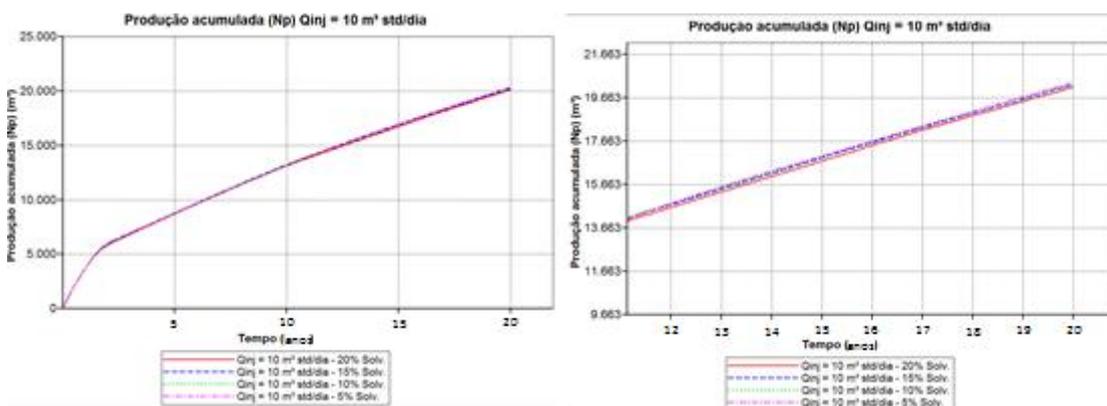


Figura 5.12: Gráfico comparativo da produção acumulada de óleo com vazão de injeção de 20 m³ std/dia para diferentes % de solvente



**Figura 5.13: Gráfico comparativo da produção acumulada de óleo com vazão de injeção de 10 m<sup>3</sup> std/dia para diferentes % de solvente**

Na Figura 5.10 ( $Q_{inj} = 40 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$ ) vê-se que quase não se percebe diferença, na maior parte do tempo, entre as curvas de porcentagens diferentes de solventes. Após o 15<sup>o</sup>, nota-se que as curvas se tornam mais dispersas, o que possivelmente é ocasionado pela ação do vapor junto com o solvente no reservatório atingindo o banco de óleo. Há uma certa diferença significativa entre a injeção de vapor com 5% de solvente e a injeção de vapor com 10% de solvente das demais curvas com 15% e 20% de solvente. Pode-se perceber que quanto mais se aumentou a porcentagem de solvente, maior a produção acumulada final. Porém, a injeção com 15% e 20% apresentaram uma muito pequena diferença ao final. Os gráficos que mostram as vazões de injeção 10, 20 e 30 m<sup>3</sup> std/dia, mesmo variando-se a porcentagem de solvente não retornaram praticamente nenhuma, ou melhor, uma muito pouca diferença na sua produção acumulada. Ou seja, a variação de porcentagem de solvente não influenciou muito na produção acumulada para esses casos, possivelmente pela injeção de 10, 20 e 30 m<sup>3</sup> std/dia ser muito baixa para atingir a região próximas aos poços produtores.

A produção acumulada usando apenas a energia do reservatório ( $Q_{inj} = 0$  – Recuperação Primária) não aparece nos gráficos, pois a produção por esse método é muito pequena

### 5.3.2 Vazão de produção de óleo

Na próxima figura tem-se os gráficos referentes a vazão de produção de óleo influenciados pela injeção de vapor com solvente em diferentes proporções.

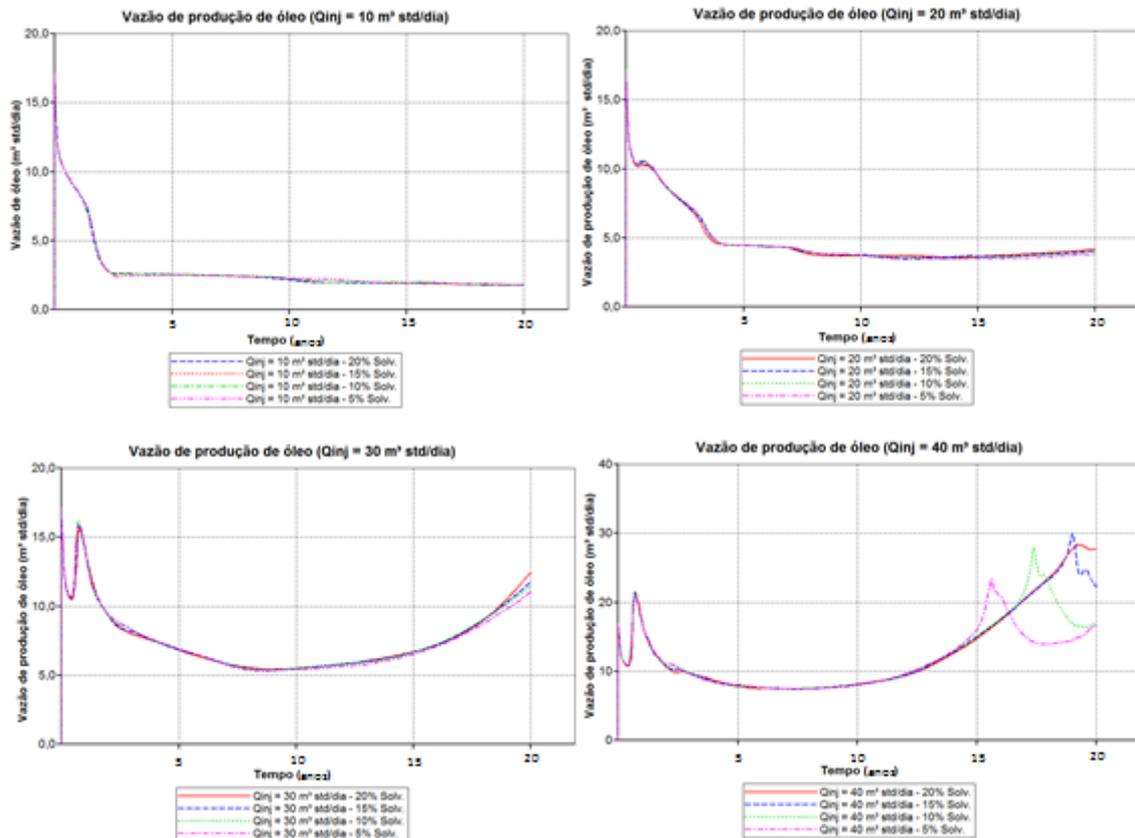


Figura 5.14: Vazão de produção de óleo para diferentes proporções de injeção de vapor e solvente

Percebeu-se que na injeção de 10, 20 e 30 m<sup>3</sup> std/dia não houve quase nenhuma mudança, mesmo variando a porcentagem de solvente entre 5%, 10%, 15% e 20%.

O gráfico referente a vazão de injeção de 40 m<sup>3</sup> std/dia é que se observa certa diferença após o 15º ano. Picos de vazão de óleo são atingidos pelas curvas que representam 5%, 10% e 15%. O pico maior de vazão de injeção é atingido pela proporção de 15% de solvente, algo em torno de 30 m<sup>3</sup> std/dia. Provavelmente é ocorrido devido ao efeito do vapor com solvente que chega a região onde encontra-se o banco de óleo.

### 5.3.3 Fator de recuperação (FR)

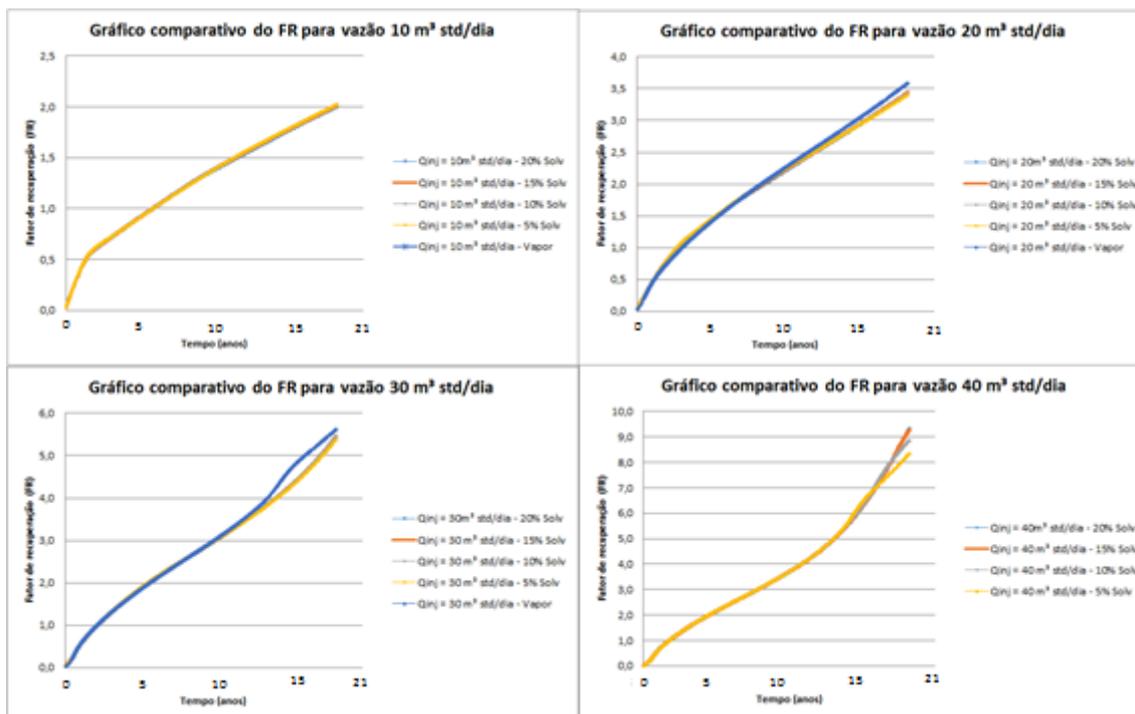


Figura 5.15: Gráficos comparativos do FR para diferentes proporções de vapor e solvente

Observando os gráficos, nota-se pouca diferença no fator de recuperação (FR) variando-se a porcentagem de solvente, porém, essa diferença se parece mais perceptível para vazões maiores, como é o caso de 30 m³ std/dia e 40 m³ std/dia. O fator de recuperação primária, como visto anteriormente, é muito pequeno, cerca de 0,04% e não encontra-se presente nos gráficos acima.

#### 5.4 Comparação dos dois métodos de injeção

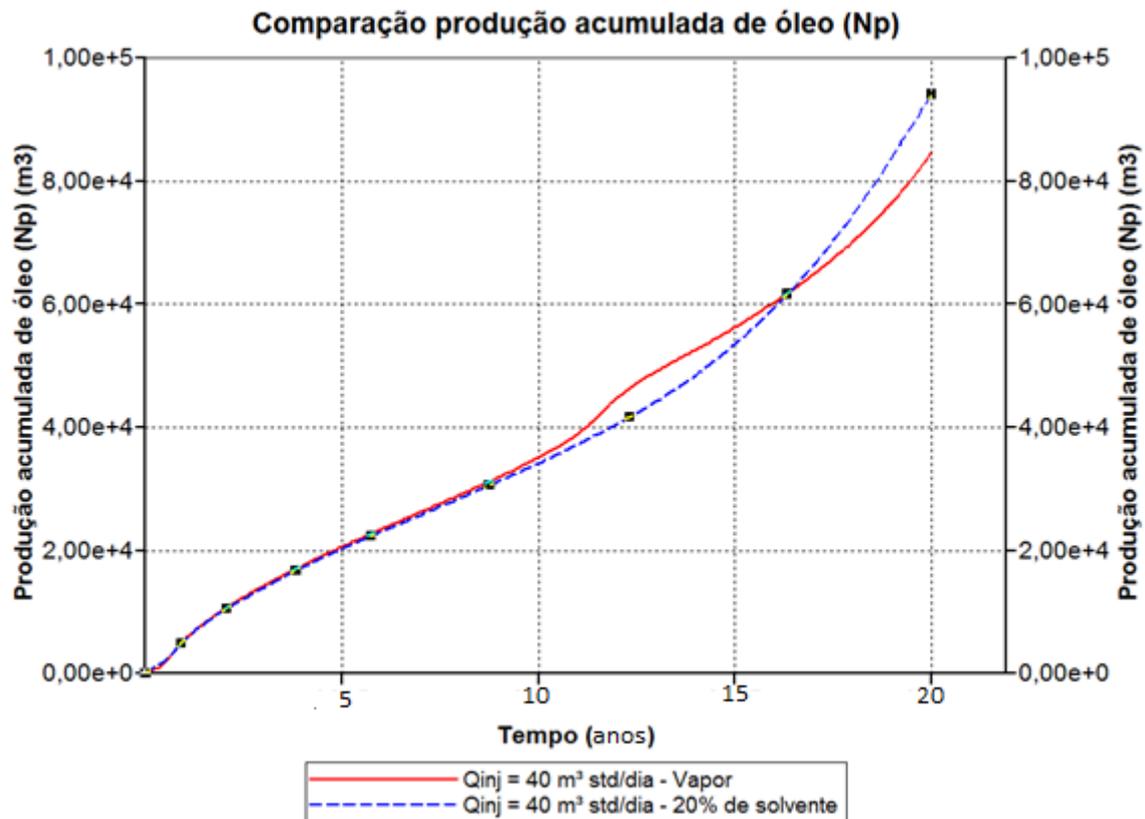
Neste subcapítulo foi feita uma análise de efeito comparativo entre os dois métodos de injeção: injeção contínua de vapor e injeção contínua de vapor com solvente. Observando qual método se apresentou mais eficiente em alguns parâmetros no reservatório em questão.

Tendo como base as análises anteriores e também para efeito de simplificar a comparação para que não fique algo muito denso, os modelos escolhidos foram os que apresentaram melhor eficiência em vários aspectos. Foram os de injeção contínua de vapor de 40 m³ std/dia (método escolhido, pois as simulações de injeção de vapor com solvente tiveram um limite de 40 m³ std/dia) e a injeção contínua de

vapor com solvente de 40 m<sup>3</sup> std/dia com uma parcela de 20% desse total de solvente injetado.

#### 5.4.1 Produção acumulada de óleo (Np)

Na figura abaixo tem-se um comparativo da produção acumulada entre a injeção contínua de vapor e injeção contínua de vapor com solvente.



**Figura 5.16: Comparativo da produção acumulada de óleo da injeção de vapor e injeção de vapor com solvente. 40 m<sup>3</sup> std/dia e 40 m<sup>3</sup> std/dia com 20% de solvente**

Nota-se pela Figura 5.166 que ao final do período de 20 anos, o vapor com solvente se mostrou mais eficiente apresentando uma produção acumulada maior do que somente com injeção de vapor. O porém, é que a diferença entre os dois métodos é praticamente inexistente nos primeiros anos por um período de aproximadamente 10 anos (0 à 10). De um período de 7 anos (10 - 17) pode-se perceber que a produção acumulada da injeção de vapor apenas, se mostrou melhor. Do 17º ano em diante, a injeção de vapor com solvente foi um pouco superior, provavelmente devido ao efeito do solvente junto ao óleo, o que, ao se

misturarem, torna a viscosidade menor, facilitando o escoamento do óleo e a eficiência de varrido.

Observando-se as figuras Figura 5.11, Figura 5.12 e Figura 5.13 e compararmos com a Figura 5.4, percebe-se que a produção acumulada de óleo com o método de injeção de vapor com solvente foi sutilmente melhor, uma diferença quase que imperceptível.

#### 5.4.2 Vazão de produção de óleo

Em seguida, tem-se a Figura 5.177 que mostra um gráfico comparativo entre a vazão de produção de óleo.

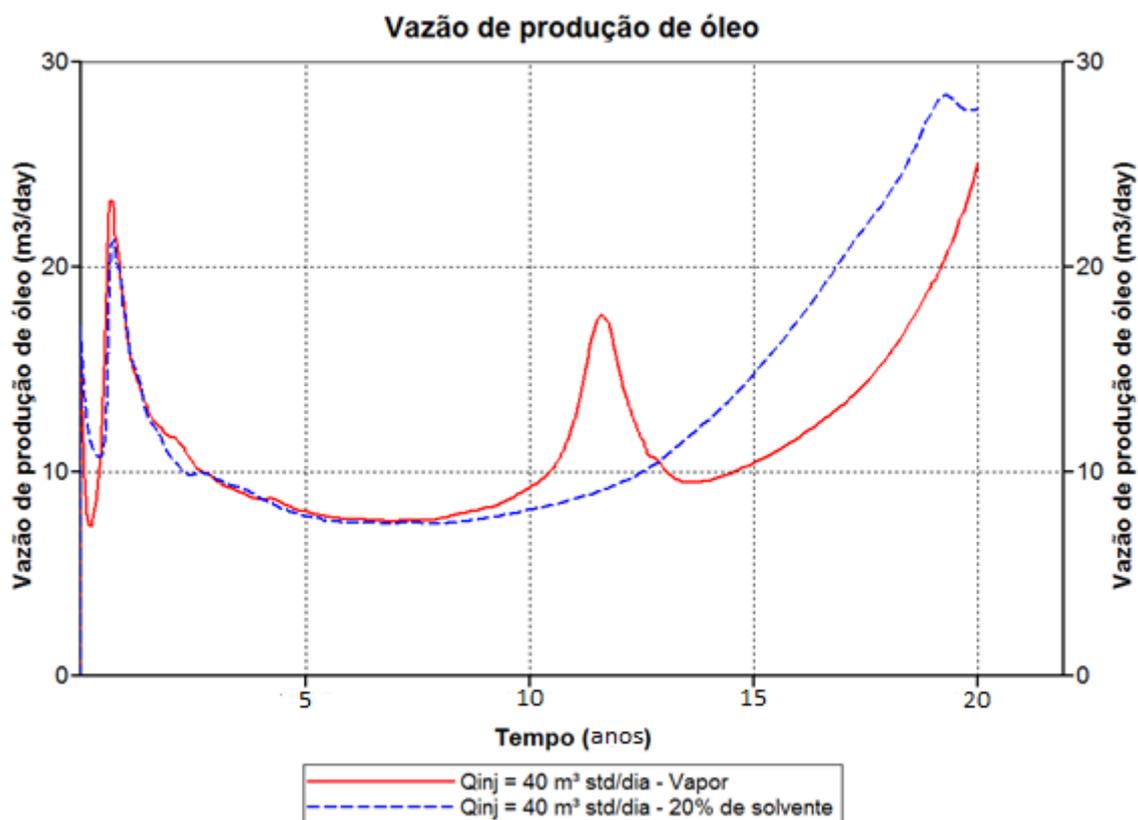


Figura 5.17: Gráfico comparativo da vazão de produção de óleo para injeção de vapor e vapor com solvente

O interessante aqui é que há uma antecipação da produção de óleo, ou seja, que a vazão de produção seja a mais alta possível o quanto antes. Observa-se que em um período aproximado de 7 anos não existe praticamente nenhuma diferença, no entanto, o pico de maior produção de 23 m³/dia nesse período se dá no 2º ano, aproximadamente. Do 10º ano ao final do 13º ano, tem-se uma diferença

significativa, havendo um pico de produção de óleo por parte da injeção contínua de vapor, o que mostra ser mais eficiente nesse meio tempo. O efeito do solvente, na injeção de vapor com solvente, só vem aparecer em meados do 14º até o 20º ano. Nesse período, observa-se que o solvente passa a fazer efeito com óleo, ao se misturarem. Provavelmente, nesse período é onde se atinge o banco de óleo, pois, tanto a injeção contínua de vapor e vapor com solvente retornam valores mais altos em uma curva ascendente.

#### 5.4.3 Fator de recuperação de ambos os métodos

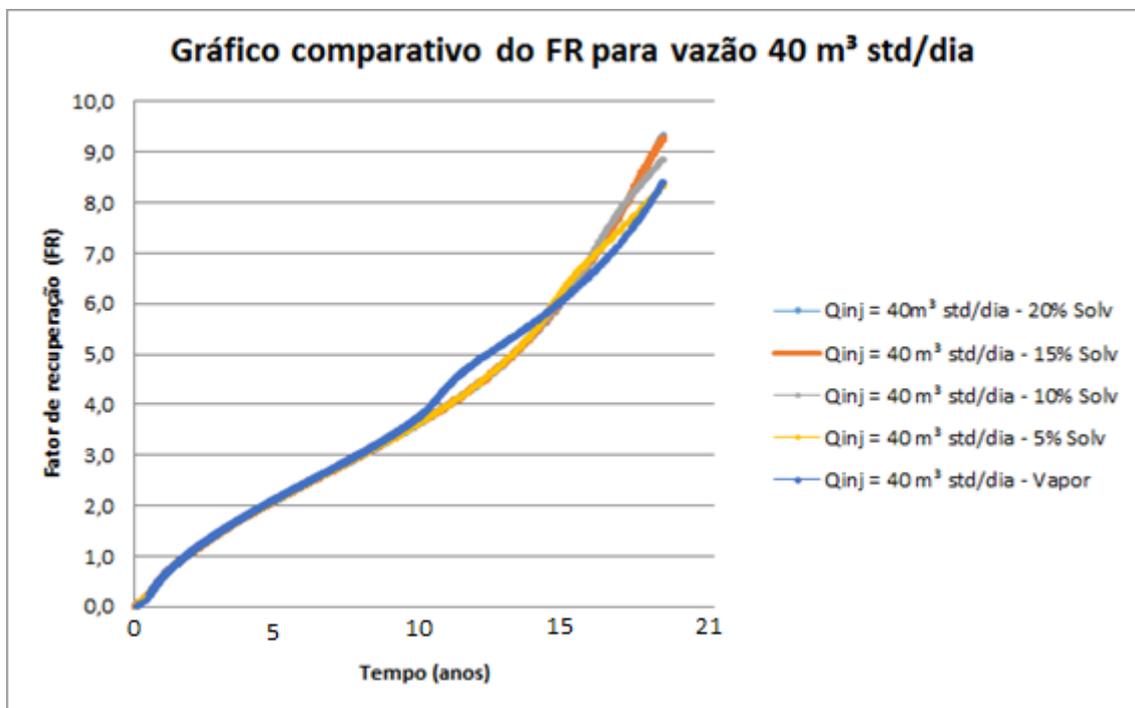
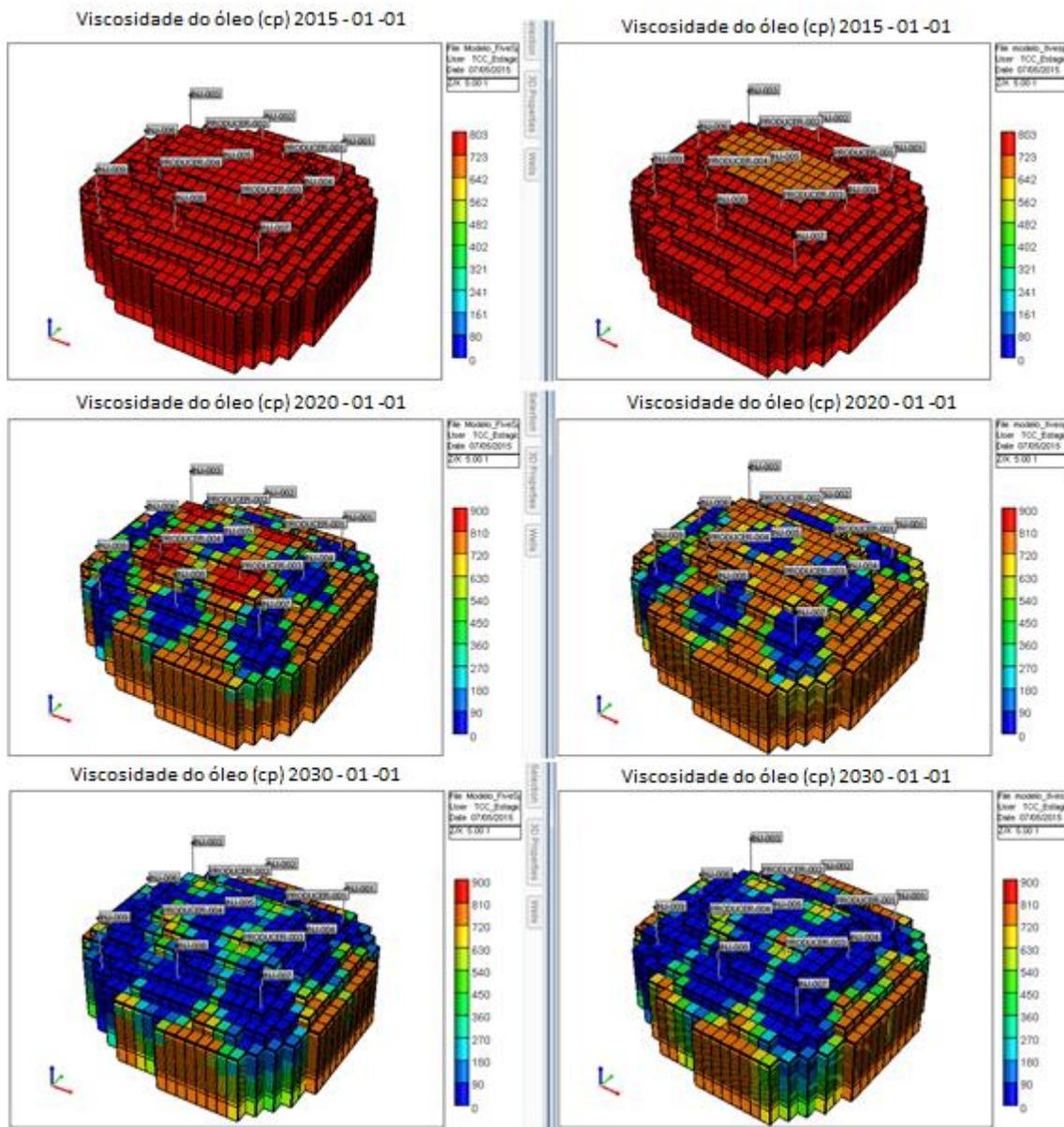


Figura 5.18: Gráfico comparativo do FR para vazão de injeção 40 m³ std/dia para injeção de vapor e vapor com solvente

O fator de recuperação é um pouco maior para a injeção de vapor com solvente com proporções de 15 e 20%. No entanto, percebe-se que a variação no decorrer dos anos é muito pouca, se dando apenas entre o 12º e o 20º ano algumas diferenças.

#### 5.4.4 Comportamento da viscosidade nos dois métodos

A seguir, tem-se a figura Figura 5.19 que representa a evolução da viscosidade do reservatório em 3D.



**Figura 5.19: Evolução da viscosidade em diferentes datas para injeção contínua de vapor e vapor com solvente**

Reservatórios representados à esquerda são referentes à injeção contínua de vapor e os da direita a injeção contínua de vapor com solvente para diferentes datas. Inicialmente não se nota muita diferença entre os dois métodos. Percebe-se que nos 5 primeiros anos observa-se uma pequena redução de viscosidade em grande parte do reservatório, com destaque na grande redução de viscosidade ao redor dos

poços injetores, que com o passar dos anos tende a se expandir. Vê-se que essa já se torna considerável por quase todo o reservatório, atingindo a região dos poços produtores no 15º ano de simulação (2030). Isso pode ser uma explicação para o crescimento da vazão de produção de óleo após o 15º ano, como pode ser visto retornando a Figura 5.17.

Porém, pela Figura 5.19, não se pode afirmar muita coisa no quesito comparação dos métodos, pois ambos parecem ter diferenças sutis de viscosidade entre eles. A próxima figura Figura 5.20 mostra em visão 2D, eixo IK, a evolução da viscosidade do óleo dando ênfase a região onde encontram-se os poços produtores.

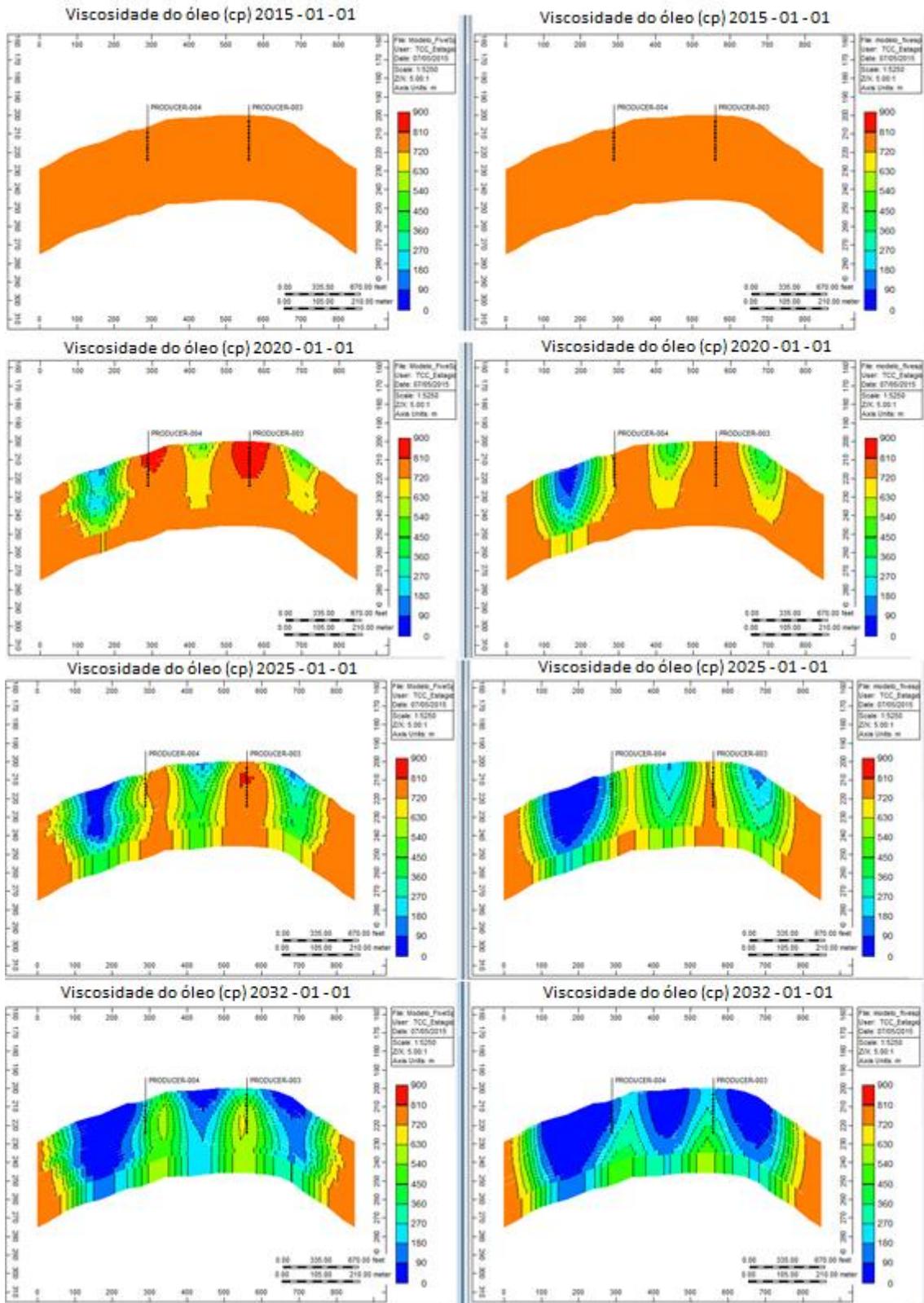


Figura 5.20: Evolução da viscosidade em diferentes datas para injeção contínua de vapor e vapor com solvente em visão 2D (eixo IK)

A esquerda da Figura 5.20 tem-se as figuras referentes a injeção de  $40 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$  de vapor e vapor com solvente.

No ano de 2020, já se percebe que a injeção contínua de vapor com solvente (a direita) consegue atingir uma área maior, próxima aos poços produtores, de redução da viscosidade. Passados mais 5 anos (2025), percebe-se que essa expansão permanece sendo maior na forma de injeção contínua de vapor com solvente ( $Q_{inj} = 40 \text{ m}^3 \text{ std/dia} - 20\%$  de solvente). 7 anos a frente, no ano de 2032, vê-se claramente que a viscosidade reduziu de forma considerável nos dois métodos, porém a injeção junto ao solvente atingiu valores menores do que apenas com vapor. Dessa forma, explica-se a superioridade da injeção de vapor com solvente, demonstrado nos gráficos de vazão de produção de óleo e produção acumulada de óleo (figuras Figura 5.17 e Figura 5.16), após o 15º ano.

# **CAPÍTULO 6**

---

## **CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES**

---

## 6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

### 6.1 Considerações finais

No presente trabalho foi realizado um estudo de caráter comparativo entre a injeção contínua de vapor e injeção contínua de vapor com solvente em reservatórios com óleos viscosos, tendo como base um modelo homogêneo, modelo de fluido composicional, com características do Nordeste brasileiro.

Os estudos e resultados mostraram que a injeção de vapor e a injeção de vapor com solvente retornaram resultados satisfatórios no quesito de recuperação do óleo do reservatório, quando estes, comparados com apenas a recuperação primária, ou seja, aquela que utiliza apenas a energia interna do reservatório para expulsar o óleo.

A análise foi mais voltada para a produção em si do óleo do reservatório. Parâmetros como: produção acumulada de óleo ( $N_p$ ), vazão de produção de óleo, fator de recuperação (FR), viscosidade, pressão e temperatura. Estes serviram para retornar resultados diferentes quando se variou parâmetros operacionais como diferentes vazões de injeção de vapor e variações na porcentagem de solvente injetado.

Na injeção contínua de vapor, os estudos mostraram que o fator vazão de injeção se mostrou bastante relevante. Quanto maior a vazão de injeção de vapor, maiores foram o fator de recuperação, a produção acumulada de óleo e vazão de produção. Outros parâmetros como manutenção e aumento de pressão do reservatório, aumento da temperatura, diminuição da viscosidade do óleo e deslocamento do banco de óleo, se bem maiores quando se utilizou vazões altas, como a de 100 m<sup>3</sup> std/dia que retornou os melhores resultados.

O simulador *STARS – Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator* -, versão 2013.10, do grupo *CMG – Computer Modelling Group Ltd*, apresentou erros de convergência quando foi simulado com vazões acima de 40 m<sup>3</sup> std/dia com diferentes porcentagens de solvente injetado conjuntamente, por isso no estudo, quando se analisado o método de injeção contínua de vapor com solvente, o limite de injeção foi de 40 m<sup>3</sup> std/dia variando-se as devidas proporções de solvente.

Os resultados mostraram que nas vazões de 10, 20 e 30 m<sup>3</sup> std/dia, mesmo variando-se a porcentagem de solvente, não retornaram grandes diferenças entre eles. E quando comparados apenas com a injeção de vapor, os resultados também não foram muito influenciados. Porém, quando os dois métodos foram comparados com uma injeção de 40 m<sup>3</sup> std/dia, percebeu-se uma perceptível diferença entre parâmetros quando o vapor e o vapor com solvente atingiram o banco de óleo, como mostram as figuras Figura 5.16, Figura 5.17 e Figura 5.18. A viscosidade também se mostrou com uma diminuição mais acentuada quando o vapor foi injetado junto com o solvente, como mostrado na figura Figura 5.20.

A conclusão que se chega é que, a baixas injeções de fluido, a produção do banco de óleo é bastante retardada, como em vários casos só se mostrou em ascendência após o 15<sup>o</sup> ano de simulação. Este fato, não permite que os efeitos do vapor e do solvente atinjam rapidamente o reservatório até os poços produtores. Porém, a altas vazões de vapor injetado, a produção de óleo pode ser antecipada o que, posteriormente, permite uma lucratividade mais rápida. Efeitos do vapor com solvente poderiam ser mais expressivos e observados a altas vazões de injeção, como no caso de 80 m<sup>3</sup> std/dia e 100 m<sup>3</sup> std/dia.

Para vazões de injeções até 40 m<sup>3</sup> std/dia por poço, a variação da quantidade de solvente injetado representou muito pouca diferença, o que torna o método de injeção de vapor com solvente tecnicamente inviável para esse reservatório analisado, visto que apenas se utilizando a injeção de vapor, retornaram resultados quase que iguais.

## 6.2 Recomendações

Uma série de recomendações futuras é necessária para a melhoria do estudo em questão.

- Analisar a injeção de vapor e vapor com solvente em outras malhas;
- Simular a injeção de vapor com solvente à vazões mais altas para assim ter-se resultados mais precisos com relação a comparação com injeção de vapor;
- Fazer análise de injeção de outros tipos de solvente no reservatório;

- Fazer uma análise técnico econômica para viabilidade econômica, mostrando qual o método é mais viável economicamente para o reservatório.

# CAPÍTULO 7

---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**ALLEN T. O.; ROBERTS A. P.** Production operations: well completions, workover and simulation. 4. ed. Oklahoma: Oil and Gas Consultant International, 1997. 1, 1-47.

**ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível.** Disponível em < <http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 27 de Abril de 2015.

**BARILLAS**, Jennys Lourdes Meneses – Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais – Engenharia de Processos. Sub Área: Modelagem de Simulação de Processos, Natal-RN, Brasil.

**CMG**, Computer Modelling Group Ltda. *Guía para el usuario*. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - STARS. Versão 2013.10, Calgary-Alberta-Canadá.

**DAKE, L. P.** Fundamentals of reservoir engineering. Ed. Elsevier 8ª ed. Amsterdam, 1978.

**GALVÃO**, Edney Rafael Viana Pinheiro – Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado. Dissertação de Mestrado, UFRN. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciências e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural. Natal-RN, Brasil.

**QUEIROZ**, Gertrudes Oliveira de. *Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado*. 2006. 119f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

**ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; & XAVIER, J. A. D.** Engenharia de reservatórios de petróleo. Ed. Interciências: Petrobras. 2ªed. Rio de Janeiro, 2011.

**RIAZI, M. R.** Caracterización and properties of petroleum fractions. Ed. Internacional. West Conshohocken, 2007.

**THOMAS, J. E.** et al. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.