UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - UFRN

CENTRO DE TECNOLOGIA - CT

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

# ESTUDO DA APLICAÇÃO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR E SOLVENTE EM UM RESERVATÓRIO DO NORDESTE BRASILEIRO

Davi Marques Nascimento

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

Natal / RN, Novembro de 2013.

**Davi Marques Nascimento**

# ESTUDO DA APLICAÇÃO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR E SOLVENTE EM UM RESERVATÓRIO DO NORDESTE BRASILEIRO

Monografia apresentada como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em ____de_____de 2013.

_____
Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientadora - UFRN

_____
Prof. Ph.D. Tarcílio Viana Dutra Junior.
Membro Examinador - UFRN

_____
Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues
Membro Examinador - UFRN

**DEDICATÓRIA**

*Dedico este trabalho aos meus pais, Éber Andrade do Nascimento e Edna Marques da Silva, que me ensinaram o melhor caminho a se seguir na vida. Caminhos que me levaram a entrar em uma instituição de ensino superior e hoje estar concluindo o meu curso de graduação. Isso não seria nada sem eles.*

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, que tem guiado meus planos em toda a minha vida, e que me ajudou em todas as minhas decisões e escolhas, me fortalecendo, me dando paz, segurança, confiança e sabedoria.

Aos meus pais, irmã, tios, primos e meus avós, por todo apoio que me foi fornecido, direta ou indiretamente.
A minha orientadora, Professora Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, por toda paciência, incentivo, perseverança e

Aos professores do curso de engenharia de petróleo, pelas orientações e contribuições científicas.

A todos os meus colegas de classe, em especial ao meu amigo “quase irmão” Gilmar Alexandre Guedes Jr., pela parceira em todos esses anos de caminhada acadêmica, foi ele o responsável pelo encorajamento e estimulo nos momentos difíceis.

Aos colegas do Laboratório, por todo compartilhamento de informações e conhecimentos acadêmicos.

A *Computer Modelling Group LTDA*. (CMG) por fornecer a UFRN os softwares. Sem os softwares a realização desse estudo não seria possível.

A Petrobras por conceder bolsas de estudo, provendo informações para a realização deste trabalho.

Muito Obrigado!

**NASCIMENTO, Davi Marques** – "ESTUDO DA APLICAÇÃO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR E SOLVENTE EM UM RESERVATÓRIO DO NORDESTE BRASILEIRO". Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

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

## RESUMO

Com o intuito de se conseguir recuperar maiores volumes de hidrocarbonetos, a indústria petrolífera percebe a necessidade de métodos de recuperação suplementar. Esses métodos têm como objetivo suprir a energia perdida na recuperação primária. Em reservatórios de óleos pesados, notou-se, ainda, que não necessita somente suprir essa energia, mas também fazer com que, de alguma forma, a viscosidade do óleo seja reduzida para que o mesmo escoe mais facilmente no meio poroso. Dentre os tipos de métodos designados a óleos pesados, destaca-se o método de injeção de vapor e solvente, que uni características dos métodos térmicos e miscíveis, respectivamente. Este trabalho apresenta uma análise do comportamento do volume recuperado de óleo (Np), em um reservatório do nordeste brasileiro composto por três malhas *five-spot*, com a variação da vazão de injeção e a quantidade de solvente. Para realização dessa análise, foi utilizado o simulador STARS (*"Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator"*), do grupo CMG (*"Computer Modelling Group"*). A criação do modelo computacional foi dividida em duas etapas, onde primeiro foi realizada a criação de um modelo de fluidos, contendo as características dos fluidos presentes no reservatório, e posteriormente, a construção das malhas num modelo de reservatório heterogêneo fornecido previamente. Nesse estudo foi utilizado a injeção do solvente C7, variando as vazões de injeção em 100, 150 e 200 $m^3/d$ de vapor. Por outro lado, foram variados, também, as concentrações de solventes injetado em 0, 5, 10 e 15% em volume. Foi observado que com o aumento de vazão de injeção obteve-se uma maior produção de óleo. De igual modo, com a maior quantidade de solvente injetado maior foi o óleo recuperado.

Palavras-chave: Injeção de vapor e solvente, modelo computacional e óleo pesado.

**NASCIMENTO, Davi Marques** – "STUDY OF APPLICATION OF CONTINUOUS STEAM AND SOLVENT INJECTION IN A RESERVOIR OF NORTHEAST BRAZIL". Completion of Course Work, Department of Petroleum Engineering, Rio Grande do Norte Federal University. Natal – RN, Brasil.

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

## ABSTRACT

In order to successfully recover larger volumes of hydrocarbons, the oil industry ealizes the necessity of supplementary recovery methods, which aims to address the lack of energy lost in the primary recovery. In heavy oil reservoirs, it was noted, moreover, that not only needs to supply this energy but also cause, in some way, the oil viscosity is reduced, so thus it to flow more easily in porous media.

Among the types of methods designed to heavy oils, has been increasingly, emphasizing, the steam and solvent injection method, which combines thermal and miscible characteristics methods respectively. In this work it was considered a heterogeneous reservoir of the Brazilian Northeast region, provided with heavy oil, to analyze the influence of flow variation and the amount of solvent injected in production. For this analysis it was used the simulator STARS ("Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator"), by CMG Group ("Computer Modelling Group"). The dimensions of the reservoir studied are approximately 983 m long, 442 m wide and 42 m high with average horizontal permeability equal to 2359.1 mD, average porosity of 0.25 and comprising three five-spot mesh. For the analysis it was studied the volume of oil produced and discounting the the amount of solvent injected in order not to top up the results.

**Keywords:** Steam and solvent injection, computational model and heavy oil.

# Sumário

1. Introdução ..... 11
1.1. Objetivos ..... 12
2.Aspectos Teóricos ..... 14
2.1. O Petróleo ..... 14
2.2. Classificação ..... 14
2.3. Propriedades do Reservatório/Fluidos ..... 15
2.3.1. Compressibilidade ..... 15
2.3.2. Porosidade ..... 15
2.3.3. Saturação ..... 15
2.3.4. Permeabilidade Absoluta ..... 16
2.3.5. Permeabilidade Efetiva ..... 17
2.3.6. Molhabilidade ..... 17
2.3.7. Mobilidade ..... 18
2.3.8. Viscosidade do óleo ..... 18
2.4. Métodos de Recuperação Especiais ..... 18
2.5. Métodos Térmicos ..... 19
2.5.1. Injeção de Vapor ..... 19
2.6. Métodos Miscíveis ..... 20
2.6.1. Injeção de Solvente ..... 20
2.7. Análise Técnico-Econômica ..... 21
2.7.1 Valor Presente Líquido (VPL) ..... 21
3. Modelagem do Processo ..... 25
3.1. Modelo proposto ..... 25
3.2. Modelo de Fluidos ..... 28
3.3 Condições operacionais/ Descrição das Simulações ..... 29
4. Resultados e Discussões ..... 32
4.1. Variação da Vazão de Injeção ..... 34
4.2. Variação da Quantidade de Solvente ..... 38
4.3. Análise Técnico-econômica ..... 41
Conclusões e Recomendações ..... 44
Conclusões ..... 44
Recomendações ..... 44
Bibliografia ..... **Erro! Indicador não definido.**

# Lista de Tabelas

Tabela 1: Dados Iniciais do Reservatório..... 23

Tabela 2: Dados de Permeabilidade Relativa ao óleo-Água e a água versus Saturação de Água..... 23

Tabela 3: Dados de Permeabilidade Relativa ao óleo-gás e a água versus Saturação de Líquido..... 24

Tabela 4: Condições operacionais dos poços injetores..... 24

Tabela 5: Condições operacionais dos poços produtores..... 26

Tabela 6: Intervalos de completação dos poços..... 27

Tabela 7: Tabela das vazões totais de injeção..... 27

Tabela 8: Tabela dos dados para a análise técnico-econômica..... 28

# Lista de Equações

Equação 1: Equação do grau API..... 13

Equação 2: Equação da compressibilidade da formação..... 14

Equação 3: Equação da porosidade..... 14

A permeabilidade de um meio poroso é uma **medida de sua caapcidade de se deixar atravessa por fluidos. Em outras palavras, a permeabilidade é uma medida da condutividade de fluidos de um material (Rosa, 2005) O conceito de permeabilidade aparece na lei que governa o deslocamento dos fluidos através de meios porosos, conhecida como lei de Darcy. De acordo com a lei de Darcy, a velocidade de avanço de um fluido homogeneo num meio poroso é proporcional á permeabilidade e ao gradiente de pressão , e inversamente proporcional à viscosidade do fluido.**

Equação 4: Equação da Lei de Darcy..... 15

Equação 5: Equação do valor presente líquido..... 20

# Lista de Figuras

Figura 1: Esquema ilustrativo de molhabilidade..... 17

Figura 2: Curvas da variação de viscosidade versus temperatura (Barillas, 2005).Figura 2: Curvas da variação de viscosidade versus temperatura (Barillas, 2005)..... 18

**Erro! Fonte de referência não encontrada.**..... 19

Figura 3: Esquema da método de injeção de vapor..... 20

Figura 4: Análise da Permeabilidade em vista 3D, com corte vertical entre os poços PROD-2 e PROD-3..... 26

Figura 4: Vista 3D da distribuição dos Poços.Figura 4: Vista 3D da distribuição dos Poços..... 26

Figura 5: Gráfico de produção acumulada de óleo para todos os modelos simulados..... 30

Figura 6: Gráfico de produção acumulada de óleo para modelos com variação da vazão de injeção..... 31

Figura 7: Gráfico da vazão de produção para modelos com variação da vazão de injeção..... 32

Figura 8: Mapas da temperatura do óleo para o modelo com vazão de 200m³/d e 10% de solvente..... 33

Figura 9: Mapas da viscosidade do óleo para o modelo com 200m³/d de vazão de injeção e 10% de solvente. Foi realizado um corte entre os poços produtores 4 e 5, para uma melhor visualização..... 34

Figura 10: Gráfico da produção acumulada de óleo para modelos com variação de quantidade de solvente..... 35

Figura 11:Gráfico da vazão de produção de óleo para modelos com variação da quantidade de solvente..... 36

Figura 12: Mapas da saturação de óleo para modelo com 10% de qde de solvente e 100m³/d de vazão de injeção..... 37

Figura 13: Mapas da saturação de óleo para modelo com 50% de qde de solvente e 100m³/d de vazão de injeção..... 38

Figura 14: Gráfico de VPL para modelos selecionados..... 39

# Capítulo 1:

# Introdução

# 1. Introdução

Com o intuito de se conseguir recuperar maiores volumes de hidrocarbonetos, a indústria petrolífera notou a necessidade de métodos de recuperação suplementar, que são capazes de suprir a falta de energia perdida na recuperação primária.

No caso de reservatórios de óleos pesados, notou-se, ainda, que não adiantava somente suprir essa energia, mas também fazer com que, de alguma forma, a viscosidade do óleo fosse reduzida, para que, assim, o mesmo possa escoar no meio poroso. Logo, surgem os métodos térmicos, que tem como objetivo ceder calor aos hidrocarbonetos, a fim de diminuir sua viscosidade.

Desse modo, na bacia potiguar, situada no nordeste brasileiro, onde os reservatórios são maduros, depletados e providos de óleo pesado, notou-se a necessidade da aplicação desse tipo de método.

Inicialmente foi adotado o método térmico de injeção de vapor, onde pela transferência de calor (calor latente) do fluido injetado para o óleo, se obtém uma redução da viscosidade dos hidrocarbonetos, fazendo com que os mesmos escoem mais facilmente no meio poroso. Porém, uma alternativa que cada vez mais tem sido utilizada, é a adição de solvente ao vapor injetado, onde ocorre a junção de um método térmico (injeção de vapor). Com um método miscível (injeção de solvente), conseguindo assim diminuir a viscosidade do óleo e as tensões interfaciais.

Os solventes são hidrocarbonetos conhecidos exatamente por reduzir essas tensões e facilitarem a produção de óleo pesado. A injeção de solvente sozinho tende a ser limitada, em função do alto custo. Quando coinjetado com o vapor, o solvente vaporizado se condensa nas regiões menos quentes do reservatório, misturando-se ao óleo e criando uma zona de transição de baixa viscosidade entre o vapor e óleo pesado. Com isso, a razão de mobilidades entre o fluido deslocante e o fluido deslocado é melhorada, reduzindo os caminhos preferenciais do vapor, melhorando o varrido e, consequentemente, o fator de recuperação (Shu e Hartman, 1998).

Atualmente, desenvolver tecnologias que consigam provocar uma melhora na recuperação de hidrocarbonetos, bem como viabilizar explotações em campos considerados sub-comerciais, são indispensáveis. Assim, esse trabalho traz um estudo da aplicação de injeção de vapor e solvente, em um reservatório do nordeste brasileiro, onde dessa forma pôde-se comprovar o funcionamento do método, através da análise da viscosidade e da temperatura do óleo, bem com analisar como se comporta o reservatório com a variação de parâmetros como vazão de injeção e quantidade de solvente. Essas análises foram realizadas comparando os resultados gráficos da produção acumulada e da vazão de óleo, além de mapas 3D, mostrando a evolução da saturação, viscosidade e temperatura do óleo no reservatório. Para realização dessas análises, foi realizada uma simulação utilizando um modelo computacional. Foi utilizado o simulador STARS (*"Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator"*) do grupo CMG (*"Computer Modelling Group"*), versão 2012.10.

## 1.1. Objetivos

Realizar a criação de um modelo de fluidos que possa representar, diante o simulador, as características dos fluidos contidos na bacia potiguar.

Criar um esquema de produção em malhas, com poços verticais, para a injeção e produção no reservatório adotado.

Comprovar o funcionamento do método, realizando análises da viscosidade do óleo, saturação de óleo residual e da temperatura no reservatório.

Verificar a sensibilidade de alguns parâmetros (vazão de injeção e quantidade de solvente), bem como aferir, a partir de uma análise econômica, qual resultado é mais satisfatório e, por fim, realizar recomendações.

# Capítulo 2:

# Aspectos Teóricos

# 2.Aspectos Teóricos

## 2.1. O Petróleo

O petróleo pode ser definido como uma mistura de compostos de ocorrência natural que consiste, predominantemente, de hidrocarbonetos e, em menor quantidade, de derivados orgânicos sulfurados, nitrogenados, oxigenados e organometálicos. A alta proporção de carbono e hidrogênio existente no petróleo mostra que os hidrocarbonetos são seus principais constituintes, podendo chegar a mais de 90% de sua composição (PETROBRAS, 2002).

## 2.2. Classificação

Várias classificações para os petróleos têm sido propostas, com objetivos muito distintos e, consequentemente, com diferentes parâmetros físicos e químicos usados. Enquanto refinadores estão mais interessados na quantidade das sucessivas frações de destilação e na composição química ou propriedades físicas destas frações, geólogos e geoquímicos têm mais interesse em identificar e caracterizar os petróleos, para relacioná-los à rocha geradora e medir seu grau de evolução (Zílio e Pinto, 2002).

Atualmente, o grau API é o mais utilizado para a classificação dos diferentes topos de óleos. A escala API, medida em graus, varia inversamente à densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. O grau API é maior quando o petróleo é mais leve. Essa relação é expressa pela Equação 1.

**Equação 1: Equação do grau API**

$$°API = \frac{141{,}5}{d_{relativa\ do\ óleo}} - 131{,}5$$

Petróleos com grau API maior que 30 são considerados leves; entre 22 e 30 graus API, são médios; abaixo de 22 graus API, são pesados; com grau API igual ou inferior a 10, são petróleos extrapesados. Quanto maior o grau API, maior o valor do petróleo no mercado. Essa classificação é utilizada pela agencia nacional do petróleo, gás e biocombustíveis - ANP.

## 2.3. Propriedades do Reservatório/Fluidos

### 2.3.1. Compressibilidade

Um corpo que inicialmente tem um volume V e é submetido a uma compressão P, reduzirá seu volume. O quociente entre a redução de volume ΔV e o volume inicial V recebe o nome de variação fracional. Dividindo-se a variação fracional pelo ΔP, tem-se a "compressibilidade", então por definição a compressibilidade é o quociente entre a variação fracional de volume e a variação de pressão (Thomas, 2004).

Equação 2: Equação da compressibilidade da formação.

$$C_f = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta P}; \quad C_f \geq 0$$

onde:

- Cf .....Compressibilidade efetiva da formação
- $\Delta V_p$ .....Variação do volume poroso
- $V_p$ .....Volume poroso inicial
- $\Delta V_p / V_p$ .....Variação fracional
- ΔP .....Variação da pressão

### 2.3.2. Porosidade

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, já que ela mede a capacidade de armazenamento de fluidos. A porosidade é definida como sendo a relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, ou seja: (Rosa, 2005)

Equação 3: Equação da porosidade.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t}$$

### 2.3.3. Saturação

Além de hidrocarbonetos, os poros de uma rocha-reservatório contém água. Assim sendo, o conhecimento do volume poroso não é suficiente para se estabelecer as quantidades de óleo e/ou gás contidas nas formações. Para que essas quantidades sejam

estimadas, é necessário se estabelecer que percentual do volume poroso é ocupado por cada fluido. Esses percentuais recebem o nome de "saturação" (Thomas, 2004).

O volume de óleo, água e gás, são um percentual do volume poroso, assim, as saturações são dadas por:

Saturação de óleo: So=Vo/Vp;

Saturação de água: Sw=Vw/Vp;

Saturação de gás: Sg=Vg/Vp;

So+Sg+Sw=1

### 2.3.4. Permeabilidade Absoluta

A permeabilidade de um meio poroso é uma medida de sua caapcidade de se deixar atravessa por fluidos. Em outras palavras, a permeabilidade é uma medida da condutividade de fluidos de um material (Rosa, 2005) O conceito de permeabilidade aparece na lei que governa o deslocamento dos fluidos através de meios porosos, conhecida como lei de Darcy. De acordo com a lei de Darcy, a velocidade de avanço de um fluido homogeneo num meio poroso é proporcional á permeabilidade e ao gradiente de pressão , e inversamente proporcional à viscosidade do fluido.

Equação 4: Equação da Lei de Darcy.

$$Q = -\frac{Ak}{\mu}\frac{\Delta P}{L}$$

onde:

- Q .....Vazão
- A .....Seção transversal a rocha
- k .....Permeabilidade absoluta do meio poroso
- μ .....Viscosidade
- ΔP .....Gradiente de pressão
- L .....comprimento do meio poroso

Quando uma rocha ou material poroso se encontra saturado completamente por um único fluido, a permeabilidade encontrada é chamada de absoluta.

### 2.3.5. Permeabilidade Efetiva

Uma rocha-reservatório contém sempre dois ou mais fluidos, e neste caso a facilidade com que cada fluido se move no meio poroso é chamada de permeabilidade efetiva ao fluido considerado. Por exemplo, se em um meio poroso está fluindo água e óleo, têm-se permeabilidade efetiva a água e permeabilidade efetiva ao óleo. As permeabilidades efetivas aos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso. A cada valor de saturação de um fluido corresponde um valor de permeabilidade efetiva aquele fluido (Barillas, 2005)

### 2.3.6. Molhabilidade

A molhabilidade é definida como a tendência de um fluido se espalhar ou aderir em uma superfície sólida na presença de outro fluido imiscível. No contexto de engenharia de petróleo, molhabilidade é a tendência da rocha reservatório estar preferencialmente em contato com um determinado fluido em um sistema bifásico ou multifásico.

A Figura 1 esquematiza a molhabilidade variando entre os extremos de fortemente molhável à água até fortemente molhável ao óleo, passando por uma situação intermediária. No caso do sólido ser fortemente molhável à água, uma gota de óleo (verde) não ficaria aderida ao sólido, resultando em um ângulo de contato de aproximadamente 0º. No outro extremo, com o sólido sendo fortemente molhável ao óleo, a gota de óleo se espalharia formando um ângulo de contato de aproximadamente 180º. O ângulo de contato é definido em função do equilíbrio das tensões interfaciais óleo/água, sólido/óleo e sólido/água, representadas na Figura 1 como $\gamma_{ow}$, $\gamma_{so}$ e $\gamma_{sw}$ (Faerstein, 2010).

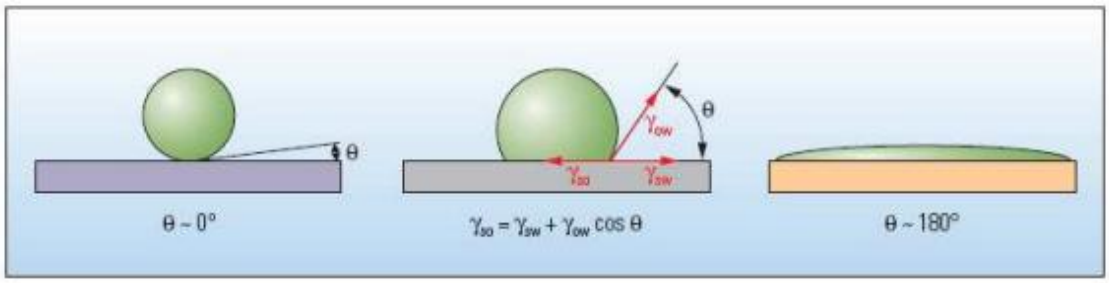


Figura 1: Esquema ilustrativo de molhabilidade.

### 2.3.7. Mobilidade

A mobilidade de um fluido é dada como sendo a relação entre a sua permeabilidade efetiva e a sua viscosidade. Por exemplo, a mobilidade do óleo é dada por $\lambda_o = k_o/\mu_o$ e a da água. Assim como as permeabilidades efetivas, as mobilidades também dependem das saturações.

### 2.3.8. Viscosidade do óleo

A influência da temperatura nos fluidos é significativa. Nos óleos, a viscosidade diminui em forma exponencial com o aumento da temperatura. Na Figura 2 são mostradas três curvas de viscosidades para óleos com diferentes viscosidades (300 cP, 1000 cP e 3000 cP) na condição de 100°F (37,8°C) no reservatório, contra a temperatura (K) (Barillas, 2005).

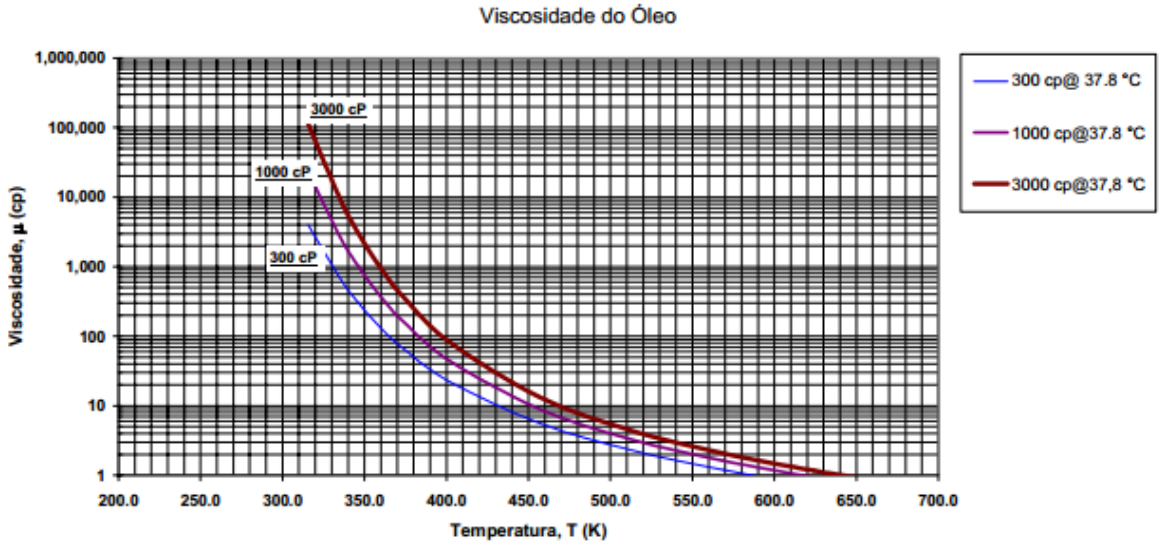


Figura 2: Curvas da variação de viscosidade versus temperatura (Barillas, 2005).

## 2.4. Métodos de Recuperação Especiais

Os métodos especiais de recuperação surgem da necessidade de aumentar a vida útil de um reservatório, e é utilizado quando já não é recomendável a recuperação por métodos convencionais. Estes processos envolvem um agente externo que pode ajudar a diminuir a viscosidade do petróleo, a melhorar os canais porosos, a diminuir a tensão interfacial entre os fluidos ou aumentar a mobilidade do óleo que vai ser produzido, e pode abranger métodos térmicos (injeção de vapor ou combustão in *situ*),

químicos (injeção de polímeros), miscíveis (injeção de $CO_2$) ou microbiológicos (Barillas, 2005).

## 2.5. Métodos Térmicos

Os métodos térmicos de recuperação de petróleo são aqueles que visam fornecer calor ao óleo contido no reservatório, para que assim sua viscosidade possa ser reduzida, tornando mais fácil seu escoamento no meio poroso.

O calor pode ser fornecido ao reservatório de duas formas. Na injeção de fluidos quentes o calor é gerado na superfície e depois entregue ao reservatório por meio de um fluido, que pode ser líquido ou vapor. Por outro lado, existem métodos que o calor pode ser gerado no próprio reservatório, como por exemplo a combustão in *situ*.

O efeito mais óbvio do aquecimento de um reservatório é a redução da viscosidade do óleo. Quanto a influência do aquecimento sobre a viscosidade, observa-se na prática que a taxa de melhora da viscosidade é maior no início dos aumentos de temperatura, depois de atingir certa temperatura se ganha muito pouco na redução de viscosidade.

### 2.5.1. Injeção de Vapor

O ponto de partida para o desenvolvimento dos métodos térmicos foi à constatação de que, ao ser aquecido, o óleo tem sua viscosidade substancialmente reduzida (Thomas et al., 2001).

Na injeção de vapor, o calor é gerado na superfície e, em seguida, transportado para a formação utilizando-se de um fluido, mostrado na Figura .

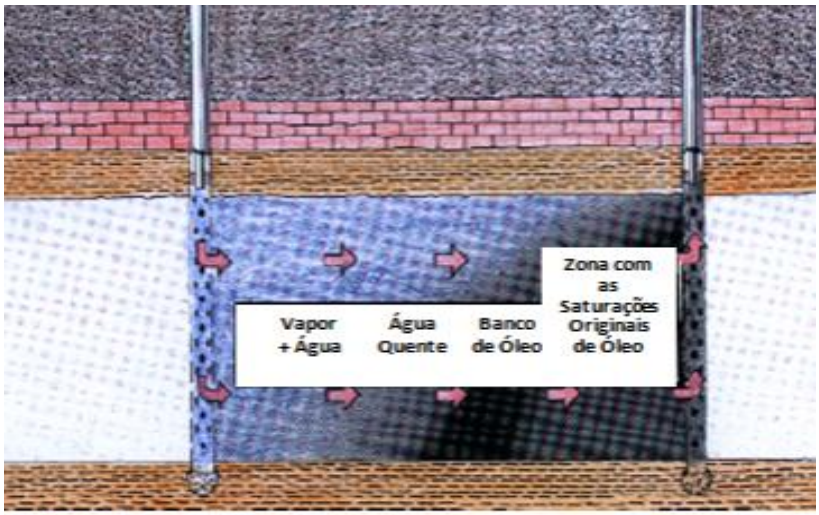


Figura 3: Esquema da método de injeção de vapor.

Outro mecanismo que contribui para a boa eficiência do método é o fato de que, quando aquecido, ocorre a expansão do óleo. Esse fenômeno adiciona energia, em forma de pressão, de modo a expulsar os fluidos contidos no reservatório. Dependendo da composição do óleo, o mesmo é capaz de dilatar de 10 a 20% durante a injeção de vapor.

## 2.6. Métodos Miscíveis

Dentre os métodos existentes de recuperação avançada, o método *miscível* pode ser definido como um processo de recuperação de óleo caracterizado pela ausência de interfaces entre o fluido deslocante e o deslocado. A importância desse processo está relacionada com a sua habilidade reduzir as forças capilares e interfaciais que, do contraio, causariam a retenção do óleo no reservatório. A propriedade dos fluidos responsável por essa habilidade é chamada *miscibilidade* (Rosa et al., 2006).

Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado. Os fluidos que podem ser utilizados para deslocamento miscível são, preferencialmente, o dióxido de carbono, o gás natural, o nitrogênio e solventes (Gadelha de Souza, 2006 ).

### 2.6.1. Injeção de Solvente

Na injeção de solventes, é possível aumentar a recuperação de óleo ao promover a diminuição na tensão interfacial óleo-água, solubilizar o óleo e emulsificar o óleo e a água, desse modo vindo a melhorar a mobilidade do óleo.

Por outro lado, a injeção de solventes é um método caro e complexo. Logo, com o intuito de se viabilizar a injeção de solvente e se obter um método com melhor eficiência, surge a injeção de vapor e solvente. Assim, aliado aos benefícios da injeção de vapor, a combinação dos dois métodos traz melhores resultados ao processo vindo a viabilizar o método.

## 2.7. Análise Técnico-Econômica

Uma das tarefas mais importantes no processo de gerenciamento de reservatórios é a integração das análises de reservatório e econômica, tornando possível a tomada de decisão nas várias etapas da vida de campos de petróleo (Rodrigues, 2008).

### 2.7.1 Valor Presente Líquido (VPL)

Consiste em transportar para o tempo inicial todos os custos e todas as receitas oriundas do projeto, ou seja, calcular-se o valor atual do fluxo de caixa utilizando a taxa mínima de atratividade. Representa financeiramente qual será o resultado do projeto caso o mesmo seja realizado, sendo um método bastante utilizado na comparação entre projetos que se diferem pelos custos e pelas receitas (Rodrigues, 2008).

Equação 5: Equação do valor presente líquido.

$$VPL = \sum_{n=0}^{N} \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

onde:

- $F_n$ .....Fluxo de caixa do período (U$$)
- i .....Taxa mínima de atratividade (%)
- n .....Período (anos)

### 2.7.2. Cálculo simplificado dos custos e das Receitas no processo de Injeção de vapor e solvente

Para a realização dos fluxos de caixa, foram considerados os seguintes custos inerentes ao processo:

- Custo de aquisição do gerador de vapor;
- Custo de Produção do óleo;
- Custo de perfuração dos poços;
- Custo do solvente C7.

Para montar o fluxo de caixa deve-se ter muito cuidado para não supercustear ou subcustear o processo. Por isso, deve se ter um critério de rateio, que no caso foi a vazão de injeção. Assim os custos são:

- Custo de Perfuração dos poços:

$$C_P = P_{perf}.I_{inj} + P_{perf}.I_{pro}$$

Onde:

- Pperf. = Preço de perfuração de um poço em terra (onshore)
- Iinj = Influência do poço injetor na malha considerada;
- Iprod = Influencia do poço produtor na malha considerada

A influência do poço na malha signiifica a participação do poço na malha considerada. Por exemplo, para um modelo de five spot, tanto no poço injetor quanto no produtor, a influência é de 0,25 pois o custo é dividido por quatro, Então a influência do poço na malha é um critério de rateio utilizado para não supercustear a perfuração dos poços.

- Custo Inicial:

$$I_0 = C_a + C_p$$

- Custo de Produção (Cprod):

$$C_{prod} = C_{p/bbl}.V_{pro/bbl}$$

Onde:

- Cp/bbl. = Custo de produção do poço até o tanque por barril (U$$/bbl)
- Vpro/bbl = Volume produzido em barris (bbl)
- Custo do solvente:

$$C_{solv} = C_{p/m^3}.V_{solv/m^3}$$

Onde:

- Cp/m³. = Custo do solvente C7 por metro cúbico (U$$/m³)
- Vsolv/m³ = Volume de solvente injetado (m³)

# Capítulo 3:

# Modelagem do Processo

# 3. Modelagem do Processo

Para construção do modelo final do reservatório foi necessário dividir a elaboração em duas partes, sendo a primeira a construção do modelo de fluidos e a segunda a construção das malhas no reservatório e a perfuração dos poços, uma vez que o reservatório foi previamente fornecido.

## 3.1. Modelo proposto

Para a criação do modelo de reservatório, foi utilizado um modelo previamente construído, contendo informações geológicas de um reservatório do nordeste brasileiro. De posse desse reservatório, foi dado o início a construção do modelo base com a ferramenta *Builder*. Nesse modelo foram inseridas informações no programa como: pressão de referência, profundidade de referência, contato água-óleo, propriedades da rocha e curvas de permeabilidade relativa. Na Tabela 1 estão contidos os dados iniciais do reservatório. Nas Tabela 2 e Tabela 3, estão presentes os dados de permeabilidade relativa ao sistema óleo-água em relação a saturação de água, e permeabilidade relativa a óleo- gás em relação a saturação de líquidos.

Tabela 1: Dados Iniciais do Reservatório

| | |
|---|---|
| **Pressão de Referência (psi) @189m** | 287,9 |
| **Profundidade de Referência (m)** | 189 |
| **Contato Água-Óleo (m)** | 185,5 |
| **Permeabilidade Horizontal média, Kh (mD)** | 2359 |
| **Permeabilidade Vertical média, Kv (mD)** | 235 |
| **Porosidade média, %** | 24 |
| **Viscosidade média do óleo, μo (cp) @100°F** | 782,8 |
| **Saturação média de óleo inicial,So** | 0,3 |
| **Massa Específica do óleo, ρ (lb/ft³)** | 53,30 |
| **Número Total de Blocos** | 23667 |

Tabela 2: Dados de Permeabilidade Relativa ao óleo-Água e a água versus Saturação de Água.

| SW | KRW | KROW | PCWO (psi) |
|---|---|---|---|
| 0,28 | 0 | 0,8 | 2.416 |
| 0,308 | 0,0052 | 0,7364 | 1.697 |
| 0,336 | 0,0146 | 0,6738 | 1.229 |
| 0,364 | 0,0268 | 0,6121 | 0,913 |
| 0,392 | 0,0413 | 0,5514 | 0,694 |
| 0,42 | 0,0577 | 0,4918 | 0,537 |
| 0,448 | 0,0759 | 0,4334 | 0,423 |
| 0,476 | 0,0956 | 0,3763 | 0,338 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 0,504 | 0,1168 | 0,3206 | 0,273 |
| 0,532 | 0,1394 | 0,2664 | 0,224 |
| 0,56 | 0,1633 | 0,2141 | 0,185 |
| 0,588 | 0,1884 | 0,1638 | 0,154 |
| 0,616 | 0,2147 | 0,116 | 0,13 |
| 0,644 | 0,242 | 0,0713 | 0,11 |
| 0,672 | 0,2705 | 0,031 | 0,094 |
| 0,7 | 0,3 | 0 | 0,081 |
| 1.000 | 1.000 | 0 | 0,022 |

Tabela 3: Dados de Permeabilidade Relativa ao óleo-gás e a água versus Saturação de Líquido.

| SL | KRG | KROG | PCOG (PSI) |
|---|---|---|---|
| 0,7 | 4,50E-01 | 0,00E+00 | 0,1441 |
| 0,72 | 4,06E-01 | 1,24E-02 | 0,1307 |
| 0,74 | 3,63E-01 | 3,51E-02 | 0,1188 |
| 0,76 | 3,22E-01 | 6,45E-02 | 0,1083 |
| 0,77 | 2,83E-01 | 9,93E-02 | 0,0989 |
| 0,79 | 2,45E-01 | 1,39E-01 | 0,0906 |
| 0,81 | 2,09E-01 | 1,82E-01 | 0,0831 |
| 0,83 | 1,75E-01 | 2,30E-01 | 0,0764 |
| 0,85 | 1,43E-01 | 2,81E-01 | 0,0703 |
| 0,87 | 1,14E-01 | 3,35E-01 | 0,0649 |
| 0,89 | 8,66E-02 | 3,93E-01 | 0,06 |
| 0,91 | 6,20E-02 | 4,53E-01 | 0,0555 |
| 0,92 | 4,02E-02 | 5,16E-01 | 0,0515 |
| 0,94 | 2,19E-02 | 5,82E-01 | 0,0478 |
| 0,96 | 7,75E-03 | 6,50E-01 | 0,0444 |
| 0,98 | 0,00E+00 | 7,21E-01 | 0,0414 |
| 1 | 0,00E+00 | 8,00E-01 | 0,0384 |

Para exemplificar a heterogeneidade do reservatório, principalmente em relação à permeabilidade, onde é possível perceber zonas de altas e baixas permeabilidades, foi realizado um corte vertical no reservatório, entre os poços PROD-2 e PROD-3, e gerado uma figura representativa da permeabilidade horizontal. Com isso é possível perceber na Figura , que a permeabilidade vária entre 100 e 10000 cP.

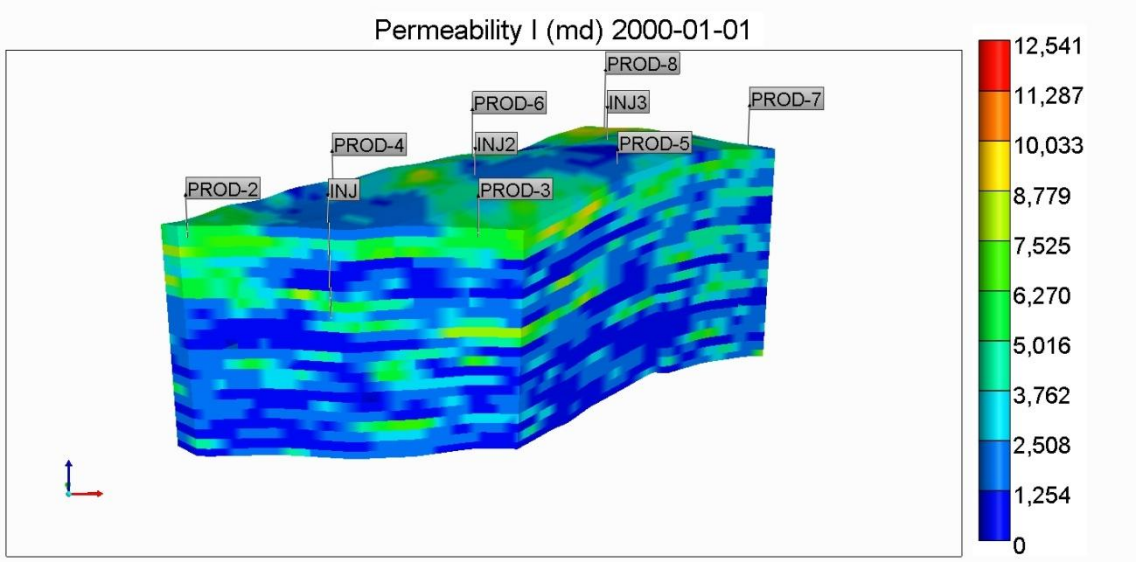


**Figura 4: Análise da Permeabilidade em vista 3D, com corte vertical entre os poços PROD-2 e PROD-3.**

Após a implementação desses dados foram realizados a construção das malhas e a perfuração dos poços. Foi adotado um esquema de malhas *five-spot invertido*. Como o reservatório possui aproximadamente 982,2 metros de comprimento, 421,4 de largura e 42 metros espessura, foi inserido 3 malhas de *five-spot invertido*, sendo, no total, 3 poços injetores e 8 poços produtores, como ilustrado na Figura 4. Os poços produtores forma canhoneados somente na zona de óleo, e mantendo uma distância considerável da zona de água (para retardar a produção de água). Já os poços injetores foram canhoneados na parte inferior da zona de óleo (para minimizar o efeito gravitacional), e mantendo uma distância considerável da zona de água (para minimizar a perda de calor com a zona de água).

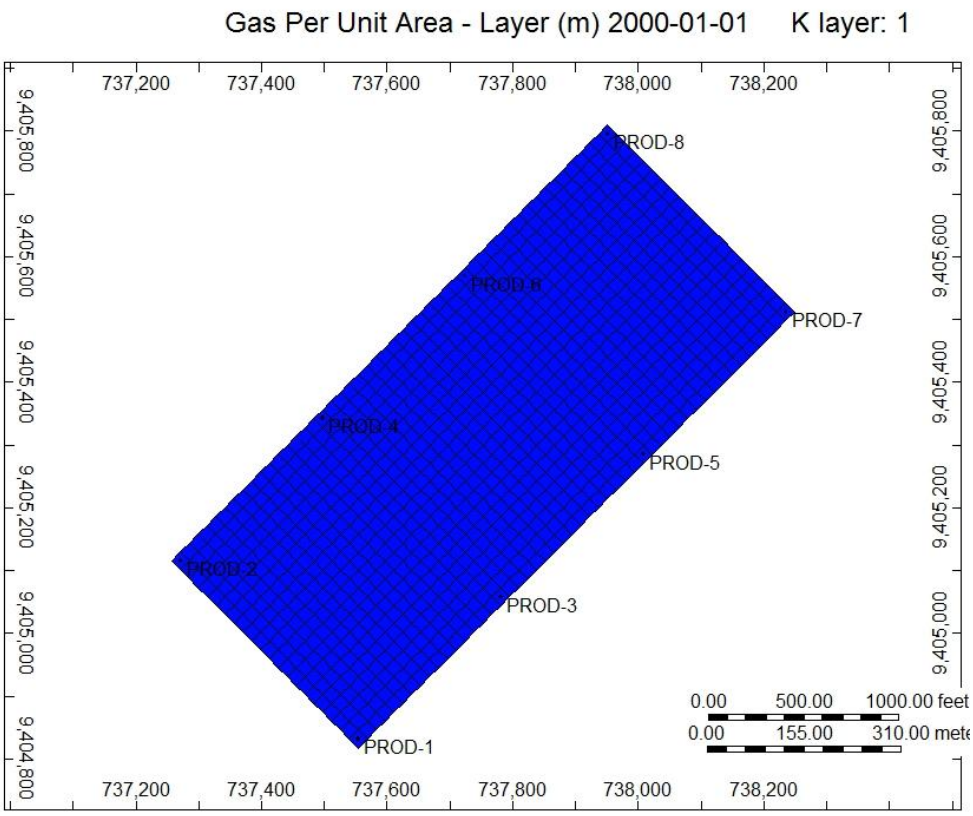


Figura 3: Vista Areal do reservatório

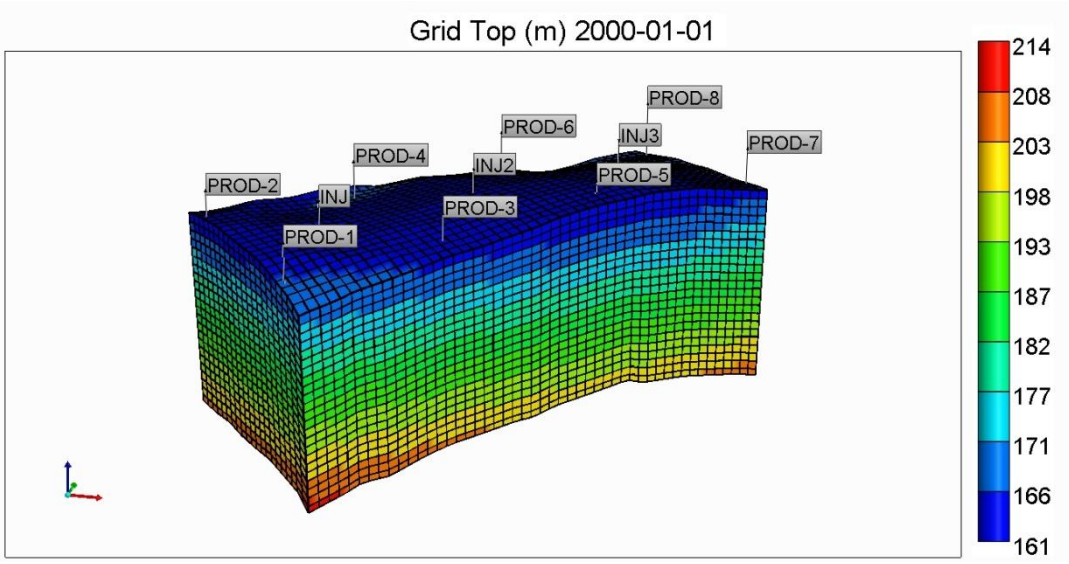


Figura 4: Vista 3D da distribuição dos Poços.

## 3.2. Modelo de Fluidos

Para a criação do modelo de fluido foi utilizado o programa WINPROP, onde são informados dados experimentais como a composição do fluido, fator volume

formação do óleo, viscosidade, razão gás-óleo (RGO) e densidade do óleo em função da pressão, bem como o grau API do óleo e a pressão de saturação. Após esse procedimento, é realizado, também, a criação dos pseudos-componentes, que são agrupamentos de componentes para a formação de um novo componente, como exemplo temos o pseudo-componente C40+, que se refere a todos os componentes do C40 em diante. Todos esses dados são fornecidos para que o modelo de fluido possa ser representativo, ou seja, que ele tenha as características dos hidrocarbonetos presente na bacia. Outro fator importante na criação do modelo de fluidos é a inserção dos solventes que serão injetados juntos com o vapor, com isso foram inseridos individualmente os hidrocarbonetos C5, C6 e C7, para que pudessem ser injetados no reservatório.

Após a criação do modelo de fluidos, o WINPROP fornece um arquivo de saída que posteriormente é importado para a ferramenta de construção do reservatório (*Builder*).

## 3.3 Condições operacionais/ Descrição das Simulações

Para o sistema modelado, foram adotados algumas condições operacionais. As simulações foram realizadas para representar a produção em período de quinze anos, sendo que os intervalos no primeiro ano foram entre meses, a partir do segundo ano o intervalo de simulação passou a ser anual. As condições operacionais dos poços estão listado na Tabela 4, Tabela 5, Tabela 6 e Tabela 7:

**Tabela 4: Condições operacionais dos poços injetores.**

| Poços Injetores | | |
|---|---|---|
| **Pmáx. (psi)** | **Temp. Inj. (°F)** | **Vazão de Injeção (m³/d)** |
| 1050 | 450 | Variável (100 -300) |

**Tabela 5: Condições operacionais dos poços produtores.**

| Poços Produtores | |
|---|---|
| **Pmín.(psi)** | **Vazão máx. de Líquido (m³/d)** |
| 30 | 700 |

**Tabela 6: Intervalos de completação dos poços.**

| Poços | Intervalo de Completação (Camadas) |
|---|---|
| INJ-1 | 5ª - 8ª |
| INJ-2 | 5ª - 8ª |
| INJ-3 | 5ª - 8ª |

| | |
|---|---|
| PROD-1 | 1ª - 4ª |
| PROD-2 | 1ª - 5ª |
| PROD-3 | 1ª - 7ª |
| PROD-4 | 1ª - 5ª |
| PROD-5 | 1ª - 8ª |
| PROD-6 | 1ª - 3ª |
| PROD-7 | 1ª - 6ª |
| PROD-8 | 1ª - 2ª |

Tabela 7: Tabela das vazões totais de injeção.

| Vazão Total de Injeção (m³/d) | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Qte de Solvente | Vazão de Vapor (m³/d) | | | |
| | 0 | 100 | 150 | 200 |
| 0% | 0 | 100 | 150 | 200 |
| 5% | - | 105,26 | 157,89 | 210,52 |
| 10% | - | 111,11 | 166,66 | 222,22 |
| 15% | - | 117,64 | 176,47 | 235,29 |
| 50% | - | 200 | 300 | - |

## 3.4 Análise Técnico-econômica

Para a realização da análise técnico-econômica foi utilizado o indicador do valor presente liquido (VPL). Para realização dos cálculos do custo de produção, custo de injeção de solvente, custo inicial e das receitas foram utilizados os seguintes valores, apresentados no Tabela 8 (Rodrigues, 2008).

Tabela 8: Tabela dos dados para a análise técnico-econômica.

| | |
|---|---|
| **Preço do Petróleo (U$/bbl)** | 100 |
| **Preço do gerador (U$$)** | 1200000,00 |
| **Custo de Produção (U$$/bbl)** | 23,16 |
| **TMA (%a.a.)** | 15 |
| **Custo de perfuração (U$$/poço)** | 400000,00 |
| **Custo do solvente-C7 (U$$/m³)** | 943,5 |
| **Tempo de Projeto (anos)** | 15 |

# Capítulo 4:

# Resultados e Discussões

# 4. Resultados e Discussões

Nesta seção são mostrados todos os resultados obtidos e realizadas algumas análises.

Após todos os modelos todos os modelos terem sido simulados, foram realizados algumas análises que serão expostas nesse capitulo. As análises foram divididas pela influência da variação da vazão de injeção e pela quantidade de solvente injetado para uma melhor compreensão, utilizando como parâmetros a produção acumulada de óleo, vazão de produção e alguns mapas de saturação de óleo, temperatura no reservatório e viscosidade do óleo.

Para uma análise inicial, foram plotados todos os modelos simulados em um mesmo gráfico, comparando com o modelo sem injeção (produção natural do reservatório), é importante resaltar que para todos os gráficos de produção acumulada de óleo, foram descontados os valores referente aos volumes de solvente injetado, para que não majorasse a produção.

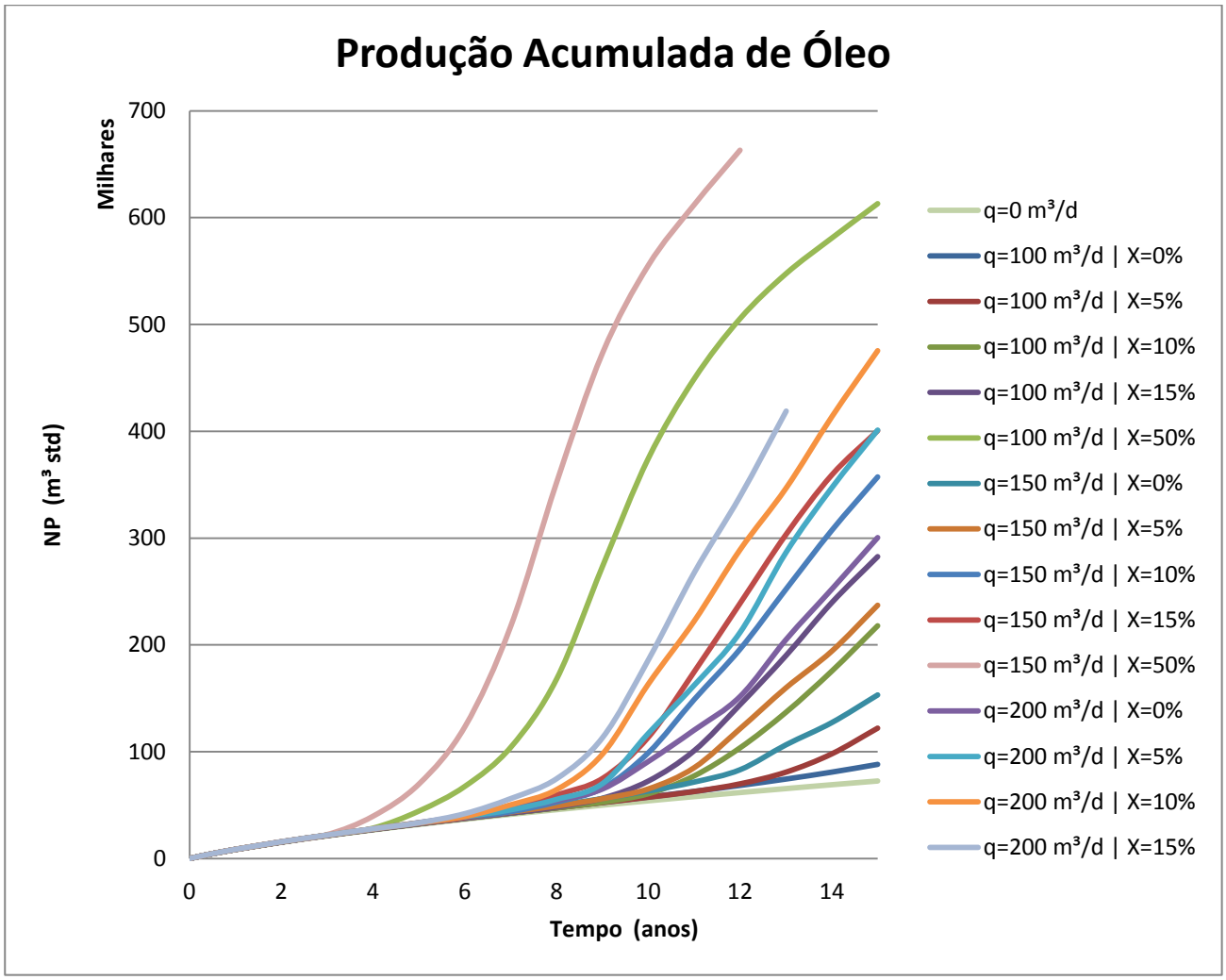


Figura 5: Gráfico de produção acumulada de óleo para todos os modelos simulados.

Nesse gráfico, mesmo contendo muitas informações, é possível visualizar algumas peculiaridades e aferir alguns resultados.

1. O óleo necessita de um tempo para que possa ser aquecido e produzido.
2. Quanto maior a vazão de injeção maior a recuperação de óleo.
3. Quanto maior a quantidade de solvente injetado maior a recuperação de óleo.
4. O método adotado tem funcionalidade pois recupera maiores quantidades de óleo, quando comparado com o modelo sem o método (sem injeção).

Tais resultados serão abordados mais detalhadamente nas próximas seções, onde as análises serão feitas pontualmente.

Dentre os resultados expostos, dois modelos não foram simulados com o período de quinze anos, são esses: modelo com vazão de injeção de 150 m³/d e 50% de solvente; modelo com 200 m³/d e 15%. Isso ocorreu por problemas técnicos com o simulador. Porém não invalidam os outros resultados e nem comprometem as análises aqui realizadas.

## 4.1. Variação da Vazão de Injeção

Nessa seção foram realizadas algumas análises para verificar a sensibilidade do sistema com a variação somente da vazão de injeção. No Figura 6 foi realizado um comparativo da produção acumulada de óleo para os modelos com 100, 150 e 200 m³/d, todos com 10% de solvente.

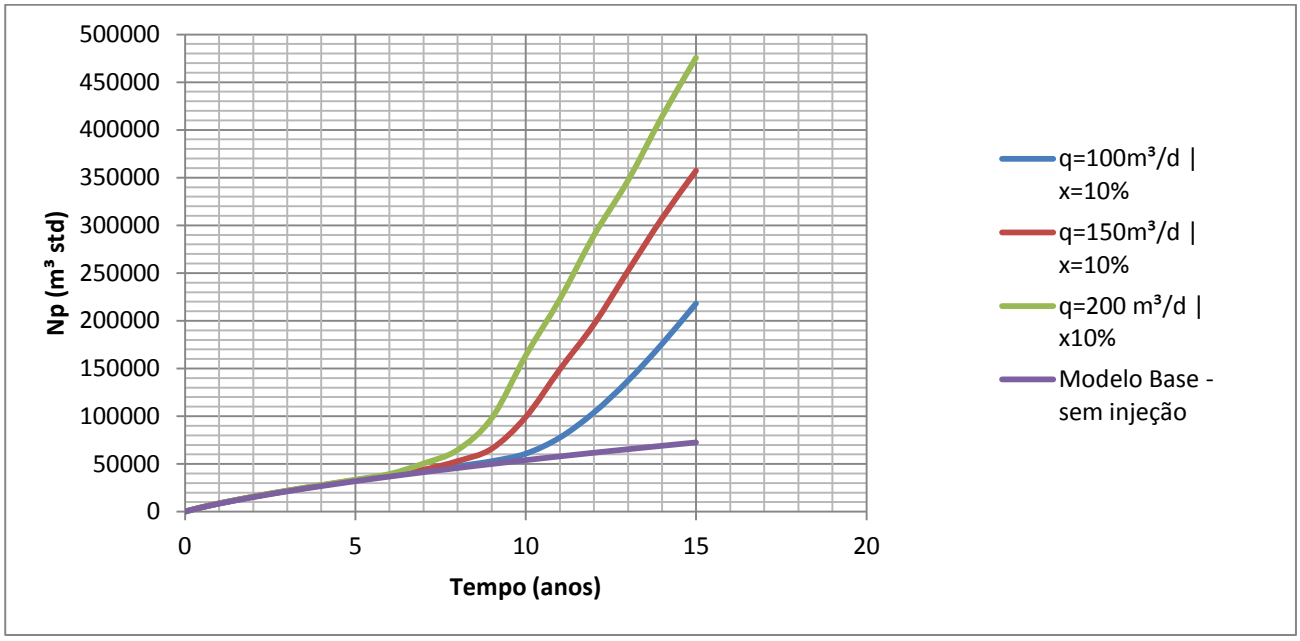


Figura 6: Gráfico de produção acumulada de óleo para modelos com variação da vazão de injeção.

Nesse gráfico pode-se reafirmar que quanto maior a vazão de injeção, maior será o volume de óleo recuperado. Isso ocorre por dois motivos principais, primeiramente devido ao deslocamento mecânico, onde com a injeção de um fluido dentro do reservatório, o mesmo empurra os fluidos presente no interior do sistema, e também devido as trocas de energia em forma de calor entre o fluido injetado (vapor) e os fluidos presentes no reservatório (óleo), dessa forma a viscosidade do óleo é reduzida e o mesmo escoa mais facilmente no meio poroso. Dessa forma quanto mais vapor é inserido dentro do reservatório, maiores volumes de hidrocarbonetos são recuperados. Tais afirmações pode ser nitidamente observadas quando comparamos os modelos com injeção de vapor com o modelo base (sem injeção de vapor).

A vazão de produção do sistema também exemplifica os resultados. Isso é observado no Figura 7.

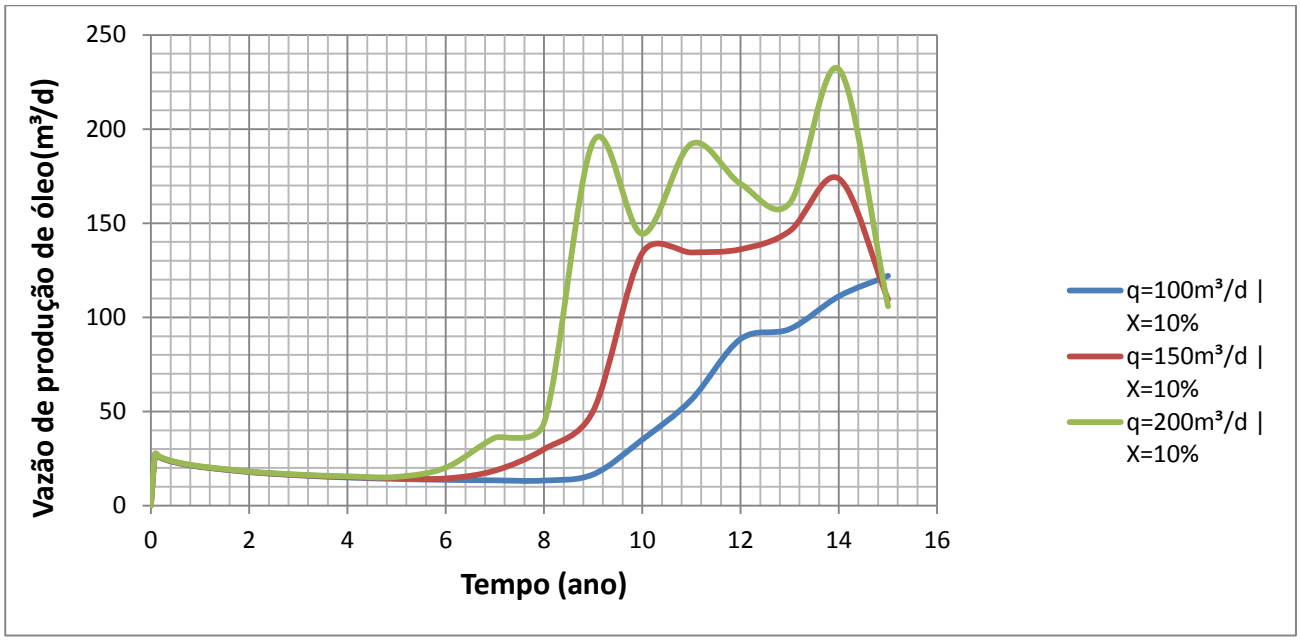


Figura 7: Gráfico da vazão de produção para modelos com variação da vazão de injeção.

É possível perceber que para os modelos com maiores vazões de injeção o óleo aquecido chega primeiro aos poços produtores, além de picos de produção mais elevados, o que resulta em maiores quantidades de óleo recuperado.

Para demonstrar os efeitos da troca de energia em forma de calor do fluido injetado para o óleo, foram realizadas alguns mapas sequenciais da temperatura do reservatório com o passar do tempo. Desse modo é possível visualizar o expressivo aumento da temperatura no momento do contato do vapor injetado com o óleo, que passa de aproximadamente 58°F para 410°F.

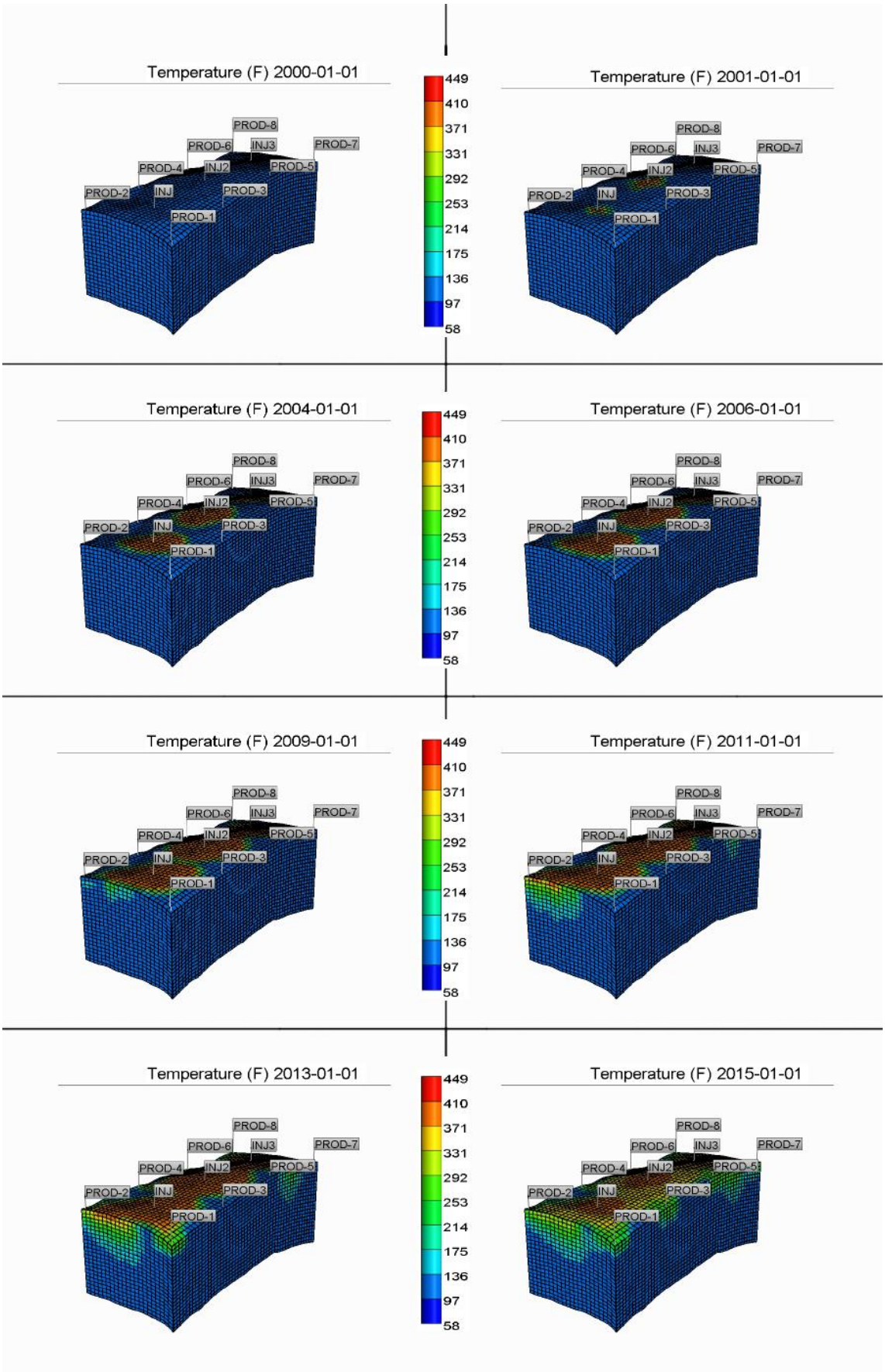


**Figura 8: Mapas da temperatura do óleo para o modelo com vazão de 200m³/d e 10% de solvente.**

Como consequência da transferência de calor para o óleo, o mesmo reduz a sua viscosidade bruscamente, facilitando, assim, seu escoamento. Na Figura 9 é possível observar o comportamento da viscosidade do óleo com o passar do tempo.

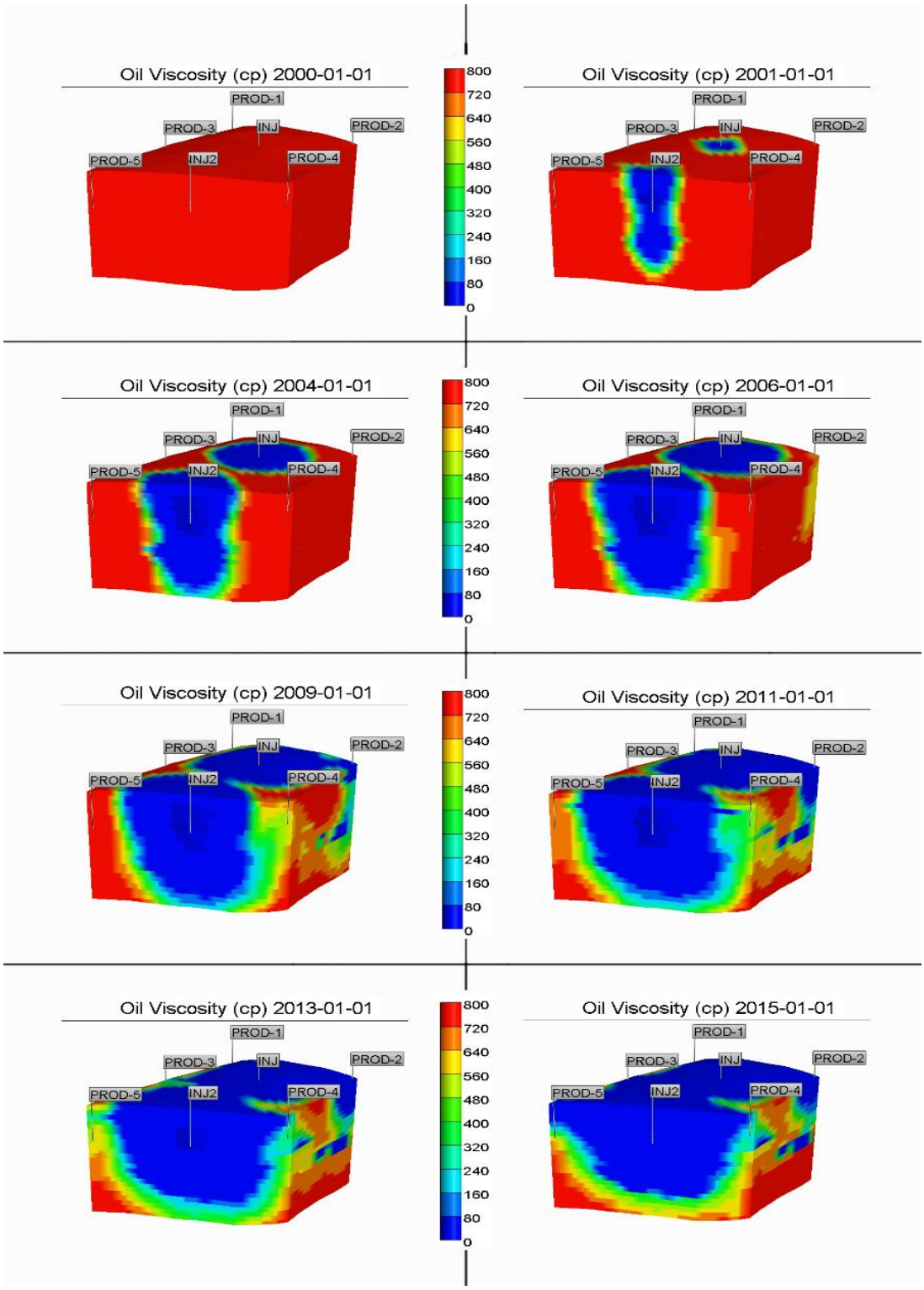


**Figura 9: Mapas da viscosidade do óleo para o modelo com 200m³/d de vazão de injeção e 10% de solvente. Foi realizado um corte entre os poços produtores 4 e 5, para uma melhor visualização.**

## 4.2. Variação da Quantidade de Solvente

Com o intuito de analisar os efeitos da quantidade de solvente injetados com relação a quantidade de óleo produzido, foram analisados os modelos com injeção de 150 m³/d de vazão de injeção, variando a quantidade de solvente injetado. Essa análise pode ser observada no Figura 10.

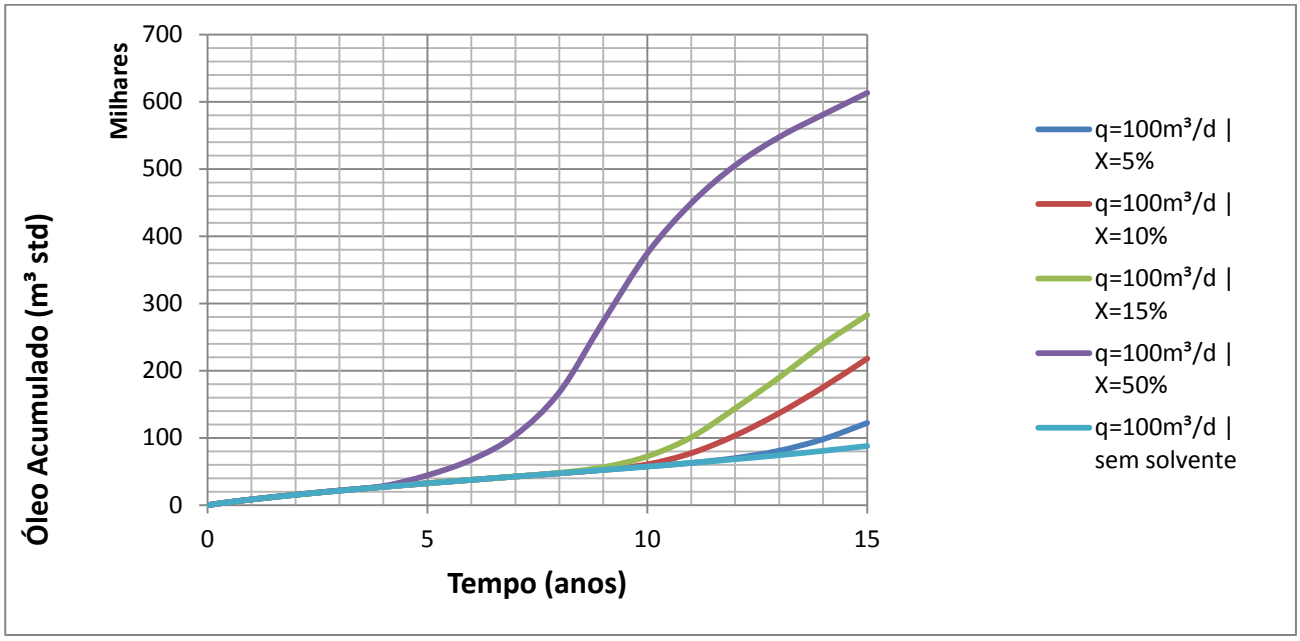


Figura 10: Gráfico da produção acumulada de óleo para modelos com variação de quantidade de solvente.

Com o aumento da quantidade de solvente injetado ocorre uma maior redução das tensões interfaciais entre água e óleo dentro do reservatório. Esse fenômeno contribui para um melhor escoamento do óleo dentro do reservatório, possibilitando uma maior recuperação de óleo. Assim, quanto maior a quantidade de solvente injetado, maior será o volume de hidrocarbonetos recuperados.

O efeito da diminuição das tensões interfaciais ocasionam, também, uma antecipação da chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores. Tal fenômeno é observado Figura 11, que mostra a vazão de produção para as diferentes quantidades de solventes injetados.

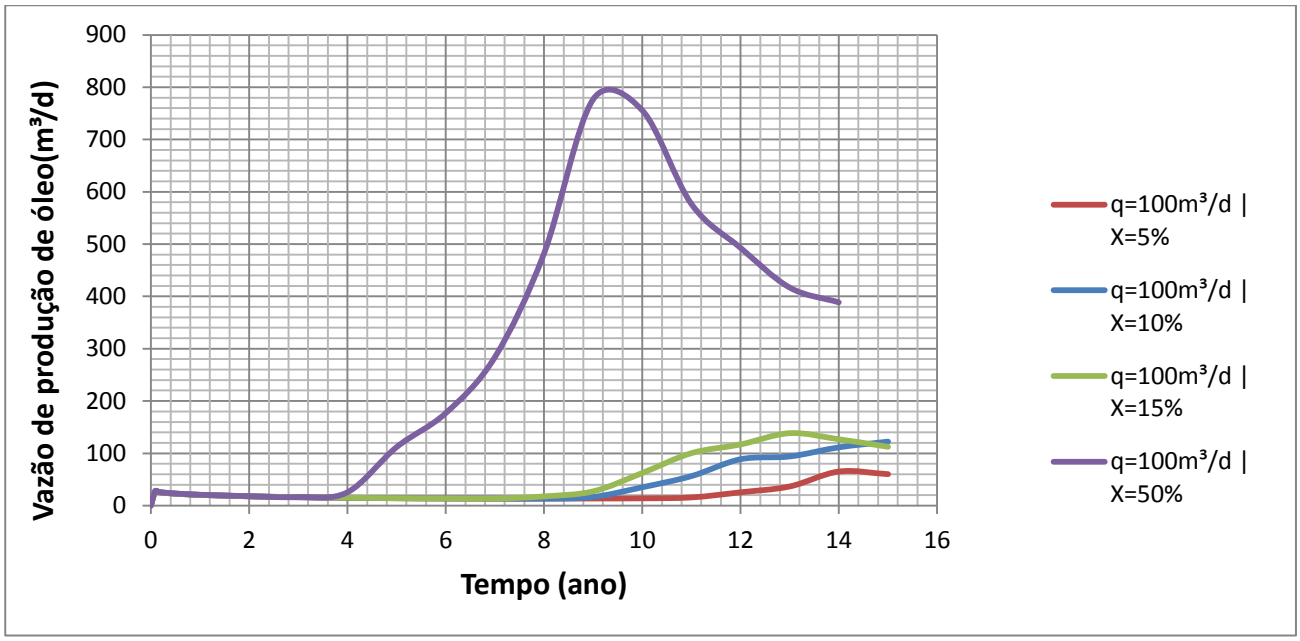


Figura 11:Gráfico da vazão de produção de óleo para modelos com variação da quantidade de solvente.

Nesse gráfico é possível perceber claramente a influência da quantidade de solvente na vazão de produção, onde com poucas variações das quantidades de solvente injetado se obtém poucos incrementos na vazão de produção, porém quando injetado 50% de solvente (quantidade muito superior), se obtém um grande pico de vazão de produção de óleo.

Para uma melhor compreensão dos efeito do solvente no reservatório, foram realizados mapas de saturação de óleo no reservatório para dois modelos específicos, ambos com 100m³/d de vazão de injeção, sendo um com 10% de solvente e o outro com 50% de solvente.

✓ 10% de solvente e 100m³/d de vazão de injeção:

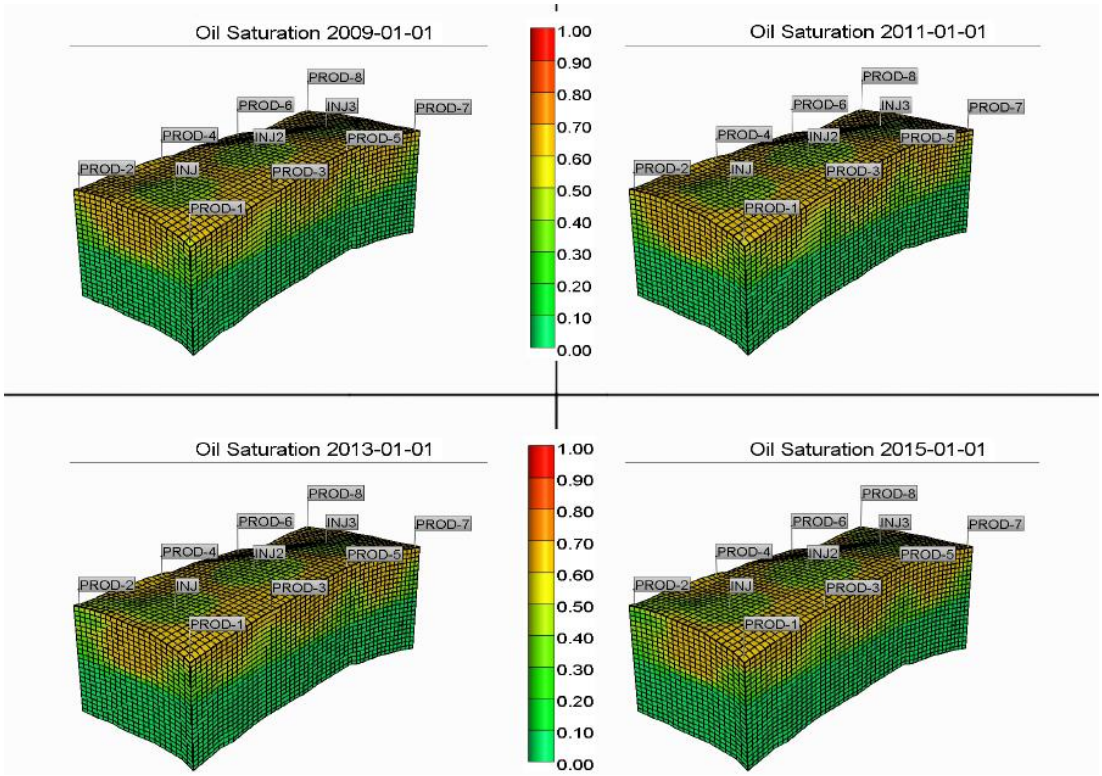


Figura 12: Mapas da saturação de óleo para modelo com 10% de qde de solvente e 100m³/d de vazão de injeção

✓ 50% de solvente e 100m³/d de vazão de injeção:

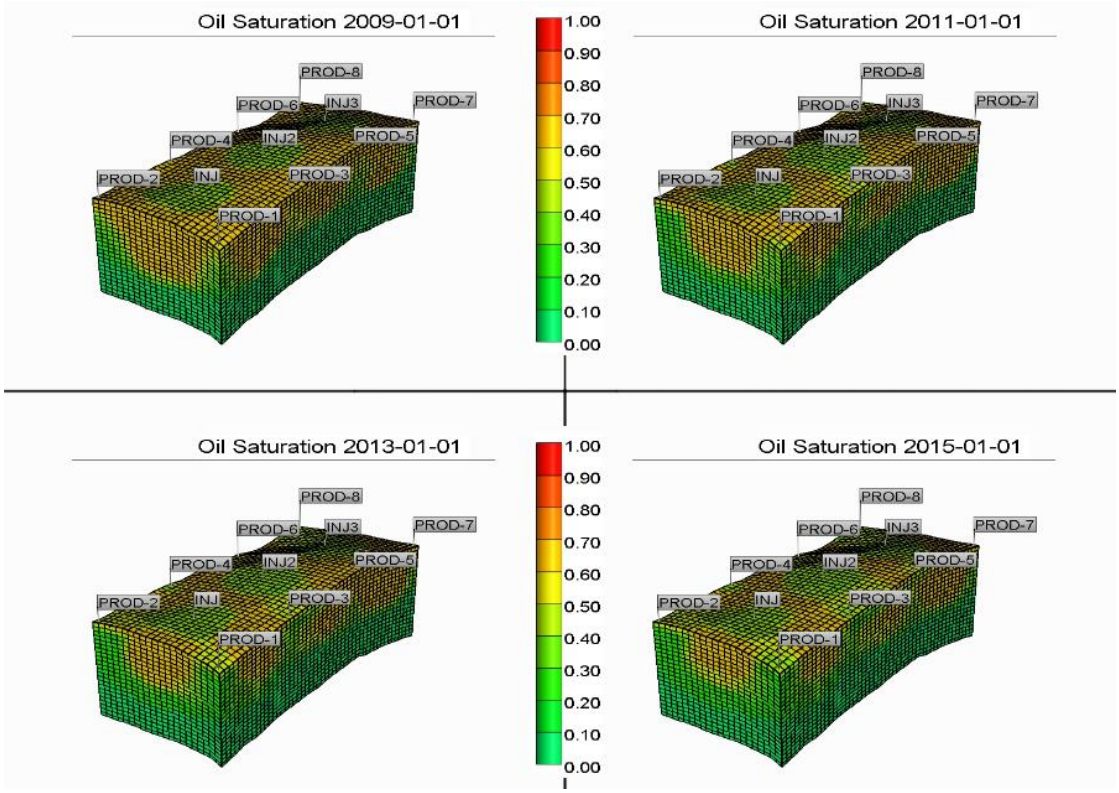


Figura 13: Mapas da saturação de óleo para modelo com 50% de qde de solvente e 100m³/d de vazão de injeção

## 4.3. Análise Técnico-econômica

Para a realização da análise foi utilizado o indicador do valor presente líquido (VPL) para aferir o melhor modelo. Foram utilizados os valores da tabela 8 da seção 3.3 para a realização dos cálculos. A partir desses dados, foi realizado o fluxo de caixa para os modelos:

- Sem a utilização do método (sem injeção);
- Com vazão de 100m³/d de vapor e 10% de solvente;
- Com vazão de 100m³/d de vapor e 50% de solvente;
- Com vazão de 150m³/d de vapor e 10% de solvente;
- Com vazão de 200m³/d de vapor e 10% de solvente.

(as tabelas com os fluxos de caixa estão em anexos)

De posse dos fluxos de caixa foram realizados os cálculos dos VPL's que estão apresentados na Figura 14.

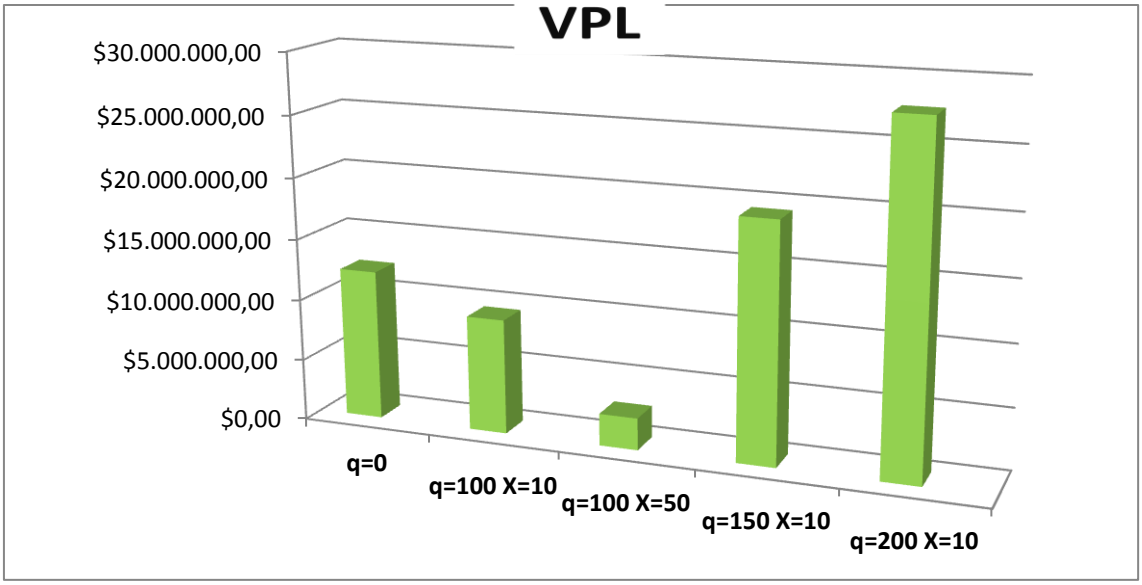


Figura 14: Gráfico de VPL para modelos selecionados.

Os modelos foram escolhido de forma a representar o comportamento para todos os modelos, como para o modelo com vazão de 200m³/d e 15% de solvente não se conseguiu simular para os 15 anos, foram escolhidos os modelos com 10% de solvente para realizar a comparação, para que assim fosse possível visualizar qual modelo era economicamente viável. Desse modo, existem dois resultados que podem ser notados. O primeiro resultado que é possível aferir é que se torna inviável economicamente injetar o solvente a 50% do volume injetado, ou seja, o incremento de solvente não é

acompanhado pelo incremento de óleo, uma vez que se tem um custo pelo solvente injetado. Tal resultado é notado por VPL menor que todos os outros modelos, sinalizando um ganho menor ao final dos 15 anos. O segundo resultado é aferido no modelo sem a aplicação do método (sem injeção), que obteve um VPL um valor maior do que somente o modelo com 100m³/d de vazão.

Após as primeiras análises, podemos perceber no gráfico que com o aumento do vazão e com o aumento da quantidade de solvente se tem um incremento no VPL, porém foi comprovado que com o aumento demasiado da quantidade de solvente o VPL adota valores negativos, como os casos da injeção de 50% de solvente.

Assim, o melhor modelo, dentre os estudados e obedecendo o comportamento analisado no gráfico, foi o modelo com 200m³/d de injeção de vapor e 10% de solvente.

# Conclusões e Recomendações

# Conclusões e Recomendações

## Conclusões

O estudo e as análises realizadas foram incisivas para a obtenção dos resultados. E diante do exposto foi possível aferir que:

- O incremento na vazão de injeção e na quantidade de solvente injetado, além de proporcionar um aumento no volume de óleo recuperado, ocasiona uma antecipação na produção do banco de óleo aquecido.

- A heterogeneidade de reservatórios tem grande influência na produção, uma vez que zonas de baixas permeabilidades acabam impedindo a passagem dos fluidos, fazendo com que os mesmo tenham q desviar desse tipo de barreia.

- Mesmo com a realização das variações nos parâmetros estudados, notou-se que o banco de óleo aquecido demora, no mínimo, 6 anos para chegar aos poços produtores. Desse modo, seria importante a realização de estudos para se tentar diminuir esse tempo.

- O método de injeção de vapor e solvente mostrou ser eficaz, aumentando a produção de óleo do reservatório.

- O aumento da quantidade de solvente injetado se torna economicamente inviável com elevados percentuais. Nesse estudo foi comprovado que 50% de injeção de solvente torna o projeto inviável economicamente.

## Recomendações

Para trabalhos futuros é recomendável:

- Utilizar vazões de injeção maiores:
- Variar a quantidade de solvente até encontrar o limite econômico do projeto;
- Utilizar outros tipos de malhas de produção;
- Aumentar o tempo de projeto;

# Bibliografias

# Bibliografias

BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses - *Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais*, Natal-RN, 2005.

BOLETIM TÉCNICO. PETROBRAS, Rio de Janeiro, 45 (1): 21-25, jan./mar. 2002. Acesso: http://www2.petrobras.com.br/boletim/Boletim_45_1/identificacaoedistribuicao.pdf

CURBELO, Fabiola Dias da Silva. Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos. 2006. 169f. Tese (Doutorado em Engenharia Química), Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

de parâmetros operacionais do processo de injeção de solvente vaporizado em poços horizontais para reservatórios de óleos pesados. **Anais:** *6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás*, Florianópolis, 2011.

ESMERALDO, Antônio Eduardo Gonçalves; et. al. Petrobras/ Termoaçu: cogeração, distribuição e injeção de vapor em poços de petróleo pelo sistema vaporduto. **Anais:** *Rio Oil & Gas Expo and Conference*, Rio de Janeiro, 2010.

GALVÃO, E. R. V. P. *Injeção de Vapor e Solvente como um Método de Recuperação Avançada em Reservatórios de Óleo Pesados*. Natal-RN

GADELHA DE SOUSA, Karla Silvana Menezes - Estudo de Sistemas: Petróleo/Água/Tensoativo para aplicação na recuperação avançada do Petróleo. Natal/RN, Brasil.

GURGEL, Antonio Robson. *Estudo paramétrico da injeção de vapor em reservatórios delgados.* 2009. 107f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia do Petróleo), Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

LIMA, Davi Monteiro Santos de Barros; BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses. Estudo

LÓPEZ, Liliana; et.al. Efecto de la inyección de vapor sobre la composición de crudos. *Revista de la Facultad de Ingeniería U.C.V.*, V. 26, N° 3, p. 83–95, 2011.

LYONS, C. W. *Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, p. 1049, V.2, 1996.

NASCIMENTO, Claudio Augusto Oller; MORO, Lincoln Fernando Lautenschlager. "Petróleo: energia do presente, matéria-prima do futuro?" *Revista USP*, N° 89, São Paulo, 2011.

OLIVEIRA, M. F.; et.al. Estudo Paramétrico de Injeção de Solvente como Método de

QUEIROZ, GERTRUDES OLIVEIRA DE. *Otimização da injeção cíclica de vapor em* Recuperação para Reservatórios de Óleo Pesado e Betume. **Anais:** *5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás*, Fortaleza, 2009.

*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.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe - *Estudo paramétrico de segregação gravitacional na injeção contínua de vapor*, Natal- RN, 2008

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo.* Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SHU, W. R.; HARTMAN, K. J. Effect of Solvente on Steam Recovery of Heavy Oil. SPE 14223. Maio 1988.

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

ZÍLIO, E. L. & PINTO, U. B. Identificação e distribuição dos principais grupos de compostos presentes nos petróleos brasileiros. Boletim Técnico PETROBRAS, Rio de Janeiro, 45 (1): 21-25, jan./mar. 2002.

# Anexos

| | Q=0 | Q=100 / X=10 | Q=100 / X=50 | Q=150 / X=10 | Q=200 / X=10 |
|---|---|---|---|---|---|
| ANOS | Óleo produzido ($m^3$) | Óleo produzido ($m^3$) | Óleo produzido ($m^3$) | Óleo produzido ($m^3$) | Óleo produzido ($m^3$) |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 8426,345703 | 8563,853516 | 8670,603516 | 8628,989258 | 8691,758789 |
| 2 | 6824,850586 | 6932,612305 | 7037,6875 | 6990,268555 | 7050,121094 |
| 3 | 6051,413086 | 6157,461914 | 6251,394531 | 6211,599609 | 6278,495117 |
| 4 | 5532,052734 | 5648,013672 | 6559,955437 | 5724,400391 | 5831,419922 |
| 5 | 5161,457031 | 5315,669922 | 16053,56605 | 5442,253906 | 5624,041016 |
| 6 | 4845,931641 | 5073,126953 | 23068,53516 | 5288,214844 | 5912,006035 |
| 7 | 4600,921875 | 4941,324219 | 36570,46875 | 5645,652916 | 10988,49873 |
| 8 | 4395,859375 | 4883,230469 | 63843,64844 | 8980,525978 | 14184,72034 |
| 9 | 4231,417969 | 5291,920945 | 105602,0156 | 13020,65192 | 33339,30225 |
| 10 | 4066,457031 | 7942,116088 | 101094,9063 | 33178,01489 | 65616,13281 |
| 11 | 3931,339844 | 16745,40291 | 74380,84375 | 49847,42383 | 58884,51953 |
| 12 | 3810,734375 | 26226,92236 | 56311 | 47103,64063 | 66722,89844 |
| 13 | 3711,960938 | 33317,57324 | 42117,9375 | 56111,30078 | 57621,75781 |
| 14 | 3602,90625 | 38559,0332 | 33378,9375 | 55154,24219 | 66927,10938 |
| 15 | 3512,601563 | 42436,6875 | 32173,75 | 49976,64844 | 61873,59375 |
| ANOS | Óleo produzido (bbl) | Óleo produzido (bbl) | Óleo produzido (bbl) | Óleo produzido (bbl) | Óleo produzido (bbl) |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 53000,0292 | 53864,92584 | 54536,36199 | 54274,61663 | 54669,42443 |
| 2 | 42926,94522 | 43604,74487 | 44265,64684 | 43967,39116 | 44343,85166 |
| 3 | 38062,17803 | 38729,20395 | 39320,02132 | 39069,71922 | 39490,47859 |
| 4 | 34795,50529 | 35524,87639 | 41260,80771 | 36005,33358 | 36678,46502 |
| 5 | 32464,53244 | 33434,50067 | 100973,7197 | 34230,68862 | 35374,09318 |
| 6 | 30479,94083 | 31908,95391 | 145096,4724 | 33261,81372 | 37185,33556 |
| 7 | 28938,87841 | 31079,94107 | 230020,9343 | 35510,02771 | 69115,45928 |
| 8 | 27649,0763 | 30714,543 | 401563,7799 | 56485,7123 | 89219,05398 |
| 9 | 26614,77274 | 33285,12436 | 664215,5579 | 81897,29642 | 209697,5433 |
| 10 | 25577,20144 | 49954,32177 | 635866,7413 | 208683,0781 | 412712,3522 |
| 11 | 24727,34135 | 105325,2352 | 467840,631 | 313530,3264 | 370371,8509 |
| 12 | 23968,75707 | 164962,0963 | 354184,9278 | 296272,4788 | 419673,6866 |
| 13 | 23347,4919 | 209560,8722 | 264913,4033 | 352928,8597 | 362429,3323 |
| 14 | 22661,55973 | 242528,607 | 209946,8411 | 346909,1525 | 420958,1325 |
| 15 | 22093,56131 | 266918,277 | 202366,4528 | 314343,1233 | 389172,53 |
| ANOS | Receitas (U$) | Receitas (U$) | Receitas (U$) | Receitas (U$) | Receitas (U$) |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 5300002,92 | 5386492,584 | 5453636,199 | 5427461,663 | 5466942,443 |
| 2 | 4292694,522 | 4360474,487 | 4426564,684 | 4396739,116 | 4434385,166 |
| 3 | 3806217,803 | 3872920,395 | 3932002,132 | 3906971,922 | 3949047,859 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 4 | 3479550,529 | 3552487,639 | 4126080,771 | 3600533,358 | 3667846,502 |
| 5 | 3246453,244 | 3343450,067 | 10097371,97 | 3423068,862 | 3537409,318 |
| 6 | 3047994,083 | 3190895,391 | 14509647,24 | 3326181,372 | 3718533,556 |
| 7 | 2893887,841 | 3107994,107 | 23002093,43 | 3551002,771 | 6911545,928 |
| 8 | 2764907,63 | 3071454,3 | 40156377,99 | 5648571,23 | 8921905,398 |
| 9 | 2661477,274 | 3328512,436 | 66421555,79 | 8189729,642 | 20969754,33 |
| 10 | 2557720,144 | 4995432,177 | 63586674,13 | 20868307,81 | 41271235,22 |
| 11 | 2472734,135 | 10532523,52 | 46784063,1 | 31353032,64 | 37037185,09 |
| 12 | 2396875,707 | 16496209,63 | 35418492,78 | 29627247,88 | 41967368,66 |
| 13 | 2334749,19 | 20956087,22 | 26491340,33 | 35292885,97 | 36242933,23 |
| 14 | 2266155,973 | 24252860,7 | 20994684,11 | 34690915,25 | 42095813,25 |
| 15 | 2209356,131 | 26691827,7 | 20236645,28 | 31434312,33 | 38917253 |
| ANOS | Custo Produção (U$) | Custo Produção (U$) | Custo Produção (U$) | Custo Produção (U$) | Custo Produção (U$) |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 1227480,676 | 1247511,683 | 1263062,144 | 1257000,121 | 1266143,87 |
| 2 | 994188,0512 | 1009885,891 | 1025192,381 | 1018284,779 | 1027003,604 |
| 3 | 881520,0431 | 896968,3634 | 910651,6938 | 904854,6972 | 914599,4841 |
| 4 | 805863,9025 | 822756,1373 | 955600,3065 | 833883,5256 | 849473,25 |
| 5 | 751878,5712 | 774343,0356 | 2338551,349 | 792782,7484 | 819263,9981 |
| 6 | 705915,4297 | 739011,3726 | 3360434,301 | 770343,6059 | 861212,3716 |
| 7 | 670224,424 | 719811,4352 | 5327284,839 | 822412,2418 | 1600714,037 |
| 8 | 640352,607 | 711348,8159 | 9300217,143 | 1308209,097 | 2066313,29 |
| 9 | 616398,1367 | 770883,4802 | 15383232,32 | 1896741,385 | 4856595,102 |
| 10 | 592367,9852 | 1156942,092 | 14726673,73 | 4833100,088 | 9558418,076 |
| 11 | 572685,2256 | 2439332,448 | 10835189,01 | 7261362,359 | 8577812,068 |
| 12 | 555116,4138 | 3820522,15 | 8202922,928 | 6861670,609 | 9719642,581 |
| 13 | 540727,9125 | 4853429,8 | 6135394,42 | 8173832,39 | 8393863,336 |
| 14 | 524841,7234 | 5616962,539 | 4862368,84 | 8034415,972 | 9749390,35 |
| 15 | 511686,8799 | 6181827,296 | 4686807,046 | 7280186,737 | 9013235,794 |
| ANOS | C7 injetado ($m^3$) | C7 injetado ($m^3$) | C7 injetado ($m^3$) | C7 injetado ($m^3$) | C7 injetado ($m^3$) |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 2 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 3 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 4 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 5 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 6 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 7 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 8 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 9 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 10 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 11 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 12 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 13 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 14 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| 15 | 0 | 4055,55515 | 36500 | 6083,33455 | 8111,1103 |
| ANOS | Custo do solvente (U$$) | Custo do solvente | Custo do solvente | Custo do solvente | Custo do solvente |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 2 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 3 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 4 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 5 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 6 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 7 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 8 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 9 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 10 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 11 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 12 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 13 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 14 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| 15 | 0 | 1764977,601 | 15884800 | 2647467,196 | 3529955,203 |
| ANOS | Fluxo de Caixa (U$$) | Fluxo de Caixa (U$$) | Fluxo de Caixa (U$$) | Fluxo de Caixa (U$$) | Fluxo de Caixa (U$$) |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 4072522,244 | 2374003,3 | -11694225,94 | 1522994,346 | 670843,3708 |
| 2 | 3298506,47 | 1585610,995 | -12483427,7 | 730987,1402 | -122573,6414 |
| 3 | 2924697,76 | 1210974,43 | -12863449,56 | 354650,0289 | -495506,8279 |
| 4 | 2673686,626 | 964753,9008 | -12714319,54 | 119182,6359 | -711581,9501 |
| 5 | 2494574,672 | 804129,4306 | -8125979,376 | -17181,08264 | -811809,8826 |
| 6 | 2342078,654 | 686906,4171 | -4735587,059 | -91629,42959 | -672634,018 |
| 7 | 2223663,417 | 623205,0706 | 1790008,595 | 81123,33314 | 1780876,689 |
| 8 | 2124555,023 | 595127,883 | 14971360,85 | 1692894,937 | 3325636,905 |
| 9 | 2045079,137 | 792651,3546 | 35153523,47 | 3645521,061 | 12583204,02 |
| 10 | 1965352,158 | 2073512,484 | 32975200,4 | 13387740,52 | 28182861,94 |
| 11 | 1900048,909 | 6328213,472 | 20064074,09 | 21444203,08 | 24929417,82 |
| 12 | 1841759,293 | 10910709,88 | 11330769,85 | 20118110,08 | 28717770,88 |
| 13 | 1794021,278 | 14337679,82 | 4471145,909 | 24471586,38 | 24319114,69 |
| 14 | 1741314,25 | 16870920,56 | 247515,2692 | 24009032,08 | 28816467,7 |
| 15 | 1697669,251 | 18745022,81 | -334961,7707 | 21506658,4 | 26374062 |
| VPL | 12236556,85 | 16892370,34 | -10561083,69 | 25442722,06 | 33355874,58 |

| **Custo total de Perfuração (U$$)** | **Custo Inicial (U$$)** |
|---|---|
| 2400000 | 3600000,00 |