



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA - CT
CURSO DE GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**APLICAÇÃO DO VAPEX EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO
PESADO**

Allene de Lourdes Souto de Moura

Orientador (a): Prof.^a Dr.^a Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal, Maio de 2014

APLICAÇÃO DO VAPEX EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO

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

Aprovado em ____ de _____ de 2014.

Prof^a. Dr^a. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientador (a) – UFRN

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão
Membro Examinador – UFRN

Prof^a. Dr^a. Vanessa Cristina Santanna
Membro Examinador – UFRN

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus pais, Aldi
Alves de Moura e Marilene de Lourdes S.
de Moura, e a todos meus familiares, que
sempre torceram por mim.*

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, que foi e sempre será minha fortaleza, que não me deixou desistir nos momentos de dificuldade, me deu força e sabedoria para ultrapassar todos os obstáculos e que sempre iluminou e guiou o meu caminho.

Agradeço aos meus pais, Aldi Alves de Moura e Marilene de Lourdes Souto de Moura, por todo o apoio, sacrifício, dedicação e incentivo aos meus estudos e a minha formação pessoal, que foram fundamentais em minha vida, tudo que sou hoje devo a eles, não há palavras para expressar tamanha gratidão.

Às minhas irmãs, Alliane Moura e Alline Moura, por todo apoio e companheirismo.

À minha sobrinha Clarice Helena, por alegrar os meus dias.

Às minhas tias e avó Marlice de Lourdes, Marli de Lourdes e Maria de Lourdes que estiveram sempre presentes em minha vida, contribuindo para minha formação, além de todo amor e carinho.

Ao meu namorado, Wesley Steverson, pelo amor e paciência comigo. Seu apoio e carinho foram muito importantes para mim.

À minha orientadora, professora Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, por seu incentivo, sua imensa paciência, disponibilidade, carinho, apoio e acima de tudo pelo conhecimento transmitido. Suas palavras de conforto foram bastante motivadoras e essenciais, mais uma vez obrigada.

Aos meus amigos mais próximos do curso, que fizeram dessa árdua caminhada mais prazerosa, pelas incansáveis horas de estudo compartilhadas, pela amizade e companheirismo e pelas inúmeras gargalhadas a troco de nada. Foram fundamentais na conclusão dessa etapa da minha vida.

Aos professores e colegas de sala do curso de engenharia de petróleo que sempre compartilharam seus conhecimentos, ajudando no aprendizado de todos.

Aos funcionários da sala I14, Emerson e Josimália que sempre estiveram dispostos a nos ajudar.

Ao PRH 221 da Petrobrás pelo apoio financeiro concedido aos alunos do curso de engenharia de petróleo, incentivando os estudos e no desenvolvimento de trabalhos acadêmicos.

A CMG pela licença de softwares de simulação concedida à UFRN.

Enfim, muito Obrigado!

MOURA, Allene de Lourdes Souto - “APLICAÇÃO DO VAPEX PARA RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof. Dr^a. Jennys Lourdes Meneses Barillas

RESUMO

Naturalmente, só é possível recuperar uma pequena fração de óleo dos reservatórios, então, com o intuito de aumentar o volume de óleo recuperado, a indústria petrolífera sempre procura investir e desenvolver técnicas de recuperação suplementar.

Existem os métodos convencionais e os métodos especiais, que têm como principal finalidade reduzir a saturação de óleo residual. Um dos processos indicados para ser aplicado em reservatórios de óleo pesado e extrapesado é o método miscível, em especial o VAPEX, que é caracterizado pela injeção de solvente vaporizado no reservatório. Parâmetros operacionais como vazão de injeção, tipo de solvente a ser injetado e espaçamento entre os poços injetor e produtor foram abordados neste trabalho, analisando a produção de óleo acumulada e o fator de recuperação. O estudo foi realizado através do simulador GEM (“*Generalized Equation-of-state Model Simulator*”), do grupo CMG (“*Computer Modelling Group*”). Os resultados obtidos mostraram que a utilização do solvente C7 apresentou melhor comportamento na produção de óleo comparado ao C5, com uma vazão de injeção de 150 m³/dia e utilizando uma distância vertical de 11m, entre o poço produtor e injetor.

Palavras chave: VAPEX, solvente, óleo pesado, miscibilidade, tensão interfacial.

MOURA, Allene de Lourdes Souto - “APLICAÇÃO DO VAPEX PARA RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

ABSTRACT

That is only possible to recover a small amount of oil from the reservoirs. So to increase the volume of recovered oil, the oil industry reaches to develop and to invest in supplemental recovery methods. There are the conventional methods and specials methods. The enhanced oil recovery method consists in removing part of the oil that was not produced by the secondary recovery. One of the indicated processes to be applied to heavy and extra heavy oil reservoirs is the miscible method, especially the VAPEX, which is characterized by injecting vaporized solvent in the reservoir. Operational parameters as Injection Rate, type of solvent that is being injected and the space between the injector and the production wells were approached in this study, analyzing the cumulative oil production and the oil recovery factor. This study was realized through the GEM simulator, which means (“*Generalized Equation-of-state Model Simulator*”), from Computer Modelling Group. The results showed that the application of C7 solvent demonstrated a better behavior considering oil production when compared to C5 with an injection rate of 150 m³/day and presenting a vertical length of 11 m, between the production well and the injection well.

Keywords: VAPEX, solvent, heavy oil, miscibility, interfacial tension.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	2
1.1	OBJETIVO GERAL	3
2	ASPECTOS TEÓRICOS	5
2.1	PETRÓLEO	5
2.1.1	<i>Classificação do óleo</i>	5
2.2	PROPRIEDADES DOS FLUIDOS E DA ROCHA	6
2.2.1	<i>Porosidade</i>	6
2.2.2	<i>Saturação</i>	7
2.2.3	<i>Viscosidade</i>	8
2.2.4	<i>Permeabilidade Efetiva</i>	8
2.3	MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO	9
2.3.1	<i>Métodos Miscíveis</i>	9
2.3.1.1	<i>Miscibilidade</i>	11
2.3.1.2	<i>Processo VAPEX</i>	11
2.4	SIMULAÇÃO NUMÉRICA	13
3	MODELAGEM DE PROCESSO	16
3.1	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS	16
3.1.1	<i>WinProp – CMG</i>	16
3.1.2	<i>Builder – CMG</i>	17
3.1.3	<i>Simulador GEM - CMG</i>	17
3.2	MODELAGEM DO RESERVATÓRIO	18
3.2.1	<i>Modelo de Fluido</i>	18
3.2.1.1	<i>Permeabilidade Relativa</i>	20
3.2.2	<i>Modelo Físico</i>	21
3.3	CONDIÇÕES OPERACIONAIS	23
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	26
4.1	ANÁLISE DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS	26
4.1.1	<i>Comparativo entre a utilização do método VAPEX e a recuperação primária</i>	26
4.2	ANÁLISE DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS	29
4.2.1	<i>Análise do tipo de solvente</i>	29
4.2.2	<i>Análise da vazão de injeção</i>	32
4.2.3	<i>Análise da distância vertical entre os poços</i>	34
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	39
5.1	CONCLUSÕES	39
5.2	RECOMENDAÇÕES	39
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	42

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Curva da variação de viscosidade versus temperatura.....	8
Figura 2: Processo VAPEX	12
Figura 3: Curva da saturação de água versus permeabilidade relativa.....	20
Figura 4: Curva de permeabilidade relativa liquido - gás	21
Figura 5: Vista 3D do reservatório que mostras as espessuras das camadas.....	22
Figura 6: Representação do esquema da completção dos poços injetor e produtor	23
Figura 7:Comparativo da recuperação de óleo com/sem injeção de pentano para reservatório	27
Figura 8: Perfil de pressão do reservatório com e sem injeção de solvente	28
Figura 9: Produção acumulada versus tempo para os solventes C5 e C7.....	29
Figura 10: Fator de recuperação versus tempo para os solventes C5 e C7	30
Figura 11: Mapa da viscosidade do óleo para os solventes C7 e C5.....	31
Figura 12: Produção acumulada versus tempo para diferentes vazões de injeção	32
Figura 13: Perfil de densidade do óleo para as vazões de 50 e 150 m ³ /dia	34
Figura 14: Configuração da completção dos poços	34
Figura 15:Produção acumulada de óleo versus tempo para diferentes distâncias verticais entre os poços	35
Figura 16: Mapa da viscosidade das três distâncias verticais.....	36

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação dos tipos de óleo	6
Tabela 2: Porcentagem molar dos componentes	19
Tabela 3: Agrupamento e composição dos pseudo-componentes	20
Tabela 4: Características do reservatório.....	21
Tabela 5: Condições operacionais do modelo base	24

Capítulo 1

Introdução

1 Introdução

Devido às grandes quantidades de hidrocarbonetos retidas no reservatório após a exaustão da sua energia natural, a indústria petrolífera percebeu a necessidade de desenvolver técnicas para extrair uma maior quantidade de óleo. Além disso, grande parte de todo óleo existente no mundo apresenta uma viscosidade elevada, o que dificulta ainda mais sua produção.

Vários métodos foram criados de acordo com a conveniência de cada reservatório, dependendo de cada método eles podem ser aplicados para elevar a pressão do reservatório, aumentar a produção em um menor tempo, facilitar o escoamento do óleo reduzindo a viscosidade e/ou a tensão interfacial do óleo ou até mesmo dar início a vida produtiva de um poço. Existem os métodos convencionais de recuperação, que têm como finalidade deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, mas devido à alta viscosidade do óleo de alguns reservatórios nem sempre é eficiente, e os métodos especiais que são mais complexos e atuam nesses reservatórios que possuem maior dificuldade de produzir.

Geralmente, os reservatórios de petróleo que apresentam mecanismos de recuperação primária pouco eficiente retêm uma grande quantidade de hidrocarbonetos em seu meio poroso. Após o declínio de sua energia natural necessitarão de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. A esse processo dá-se o nome Métodos de Recuperação Suplementar (THOMAS et al., 2004).

Para reservatórios caracterizados pela presença de óleos pesados, os métodos de recuperação especiais tornam-se altamente aconselháveis do ponto de vista da eficiência de recuperação do óleo original. Um dos métodos classificado como especial é o método miscível que se caracteriza pela ausência de interface entre os fluidos deslocante e deslocado. Segundo Thomas et al. (2004) a importância desse processo está relacionada com a sua habilidade em reduzir as forças capilares e interfaciais que, do contrário, causariam a retenção do óleo no reservatório. Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado.

Nesse trabalho foi realizado um estudo da aplicação de um método miscível, o VAPEX, em um reservatório com características do nordeste brasileiro, onde dessa forma pôde-se comprovar o funcionamento do método, através da análise da viscosidade e densidade do óleo, bem como analisar o comportamento da produção do 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 fator de recuperação, além de mapas 3D. Para obtenção dessas análises, foi realizada uma simulação utilizando um modelo computacional. Foi utilizado o simulador GEM (“*Generalized Equation-of-state Model Simulator*”) do grupo CMG (“*Computer Modelling Group*”), versão 2012.10..

1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como principal objetivo analisar, através da simulação numérica, o comportamento da produção de óleos pesados com a utilização do método VAPEX, verificando a influência de alguns parâmetros operacionais como: tipo de solvente, vazão de injeção e distância vertical entre os poços injetor e produtor, a fim de obter um melhor desempenho.

Capítulo 2

Aspectos Teóricos

2 Aspectos Teóricos

Para uma melhor compreensão, serão abordados alguns conceitos básicos que abrangem a área de estudo da engenharia de petróleo, tais como algumas propriedades dos fluidos e da rocha e métodos de recuperação suplementar.

2.1 Petróleo

De acordo com Thomas et al. (2004), a nomenclatura petróleo vem do latim *Petra* (pedra) e *oleum* (óleo), que em estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, com densidade inferior à da água, com odor característico e a cor pode variar entre o negro e castanho escuro.

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 (PETROBRÁS, 2002).

2.1.1 Classificação do óleo

Várias classificações para os petróleos têm sido propostas, com objetivos muito distintos e, conseqüentemente, 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.

O termo mais comum utilizado na indústria do petróleo para classificar o óleo é o °API (grau API) do *American Petroleum Institute*, que tem como referência a densidade do óleo medida em relação à água a fim de identificar mais rápido se o óleo é leve, mediano,

pesado ou extrapesado, conforme a Tabela 1. Então, quanto maior o grau API mais leve será o petróleo e maior valor terá no mercado. O °API relaciona-se com a densidade do óleo pela seguinte expressão, como mostra a Equação I:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad \text{Equação I}$$

Onde “ γ_o ” é a densidade específica do óleo (densidade do óleo/ densidade da água) nas condições padrão (14,7 psia e 60°F).

Tabela 1: Classificação dos tipos de óleo

Tipo de Óleo	Densidade (20° C/20° C)	API
Leve	$\leq 0,87$	$\geq 31^{\circ}$
Mediano	$0,87 < \rho \leq 0,92$	$22^{\circ} \leq API < 31^{\circ}$
Pesado	$0,92 < \rho \leq 1,00$	$10^{\circ} \leq API < 22^{\circ}$
Extrapesado	$> 1,00$	$< 10^{\circ}$

Fonte: Adaptado da ANP, 2000.

2.2 Propriedades dos fluidos e da rocha

As propriedades do fluido e da rocha são conceitos importantes, pois elas determinam a quantidade de fluidos existentes no meio poroso como também a capacidade desse fluido se movimentar e escoar. As principais propriedades que serão descritas são: porosidade, saturação, viscosidade, permeabilidade efetiva e mobilidade.

2.2.1 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 (ROSA, 2006). A porosidade é dada pela Equação II:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \times 100$$

Equação II

Onde:

- \emptyset : Porosidade (%)
- V_p : Volume poroso (m³ res)
- V_t : Volume total (m³ res)

2.2.2 Saturação

A fração ou a porcentagem do volume de poros ocupada pelo fluido é denominada como sendo a saturação de um fluido em um meio poroso. A saturação de óleo, água e gás é o percentual do volume poroso (V_p) ocupada por cada uma destas fases, ou seja:

Saturação de óleo:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \times 100$$

Equação III

Saturação de água:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100$$

Equação IV

Saturação de gás:

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \times 100$$

Equação V

Onde:

S_o : Saturação de óleo (%)

S_w : Saturação de água (%)

S_g : Saturação de gás (%)

V_o : Volume de óleo (m³ res)

V_w : Volume de água (m³ res)

V_g : Volume de gás (m³ res)

V_p : Volume poroso (m³ res)

2.2.3 Viscosidade

A influência da temperatura nos fluidos é significativa. Nos óleos, a viscosidade diminui em forma exponencial com o aumento da temperatura. Na Figura 1, 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, versus a temperatura (K) (BARILLAS, 2005).

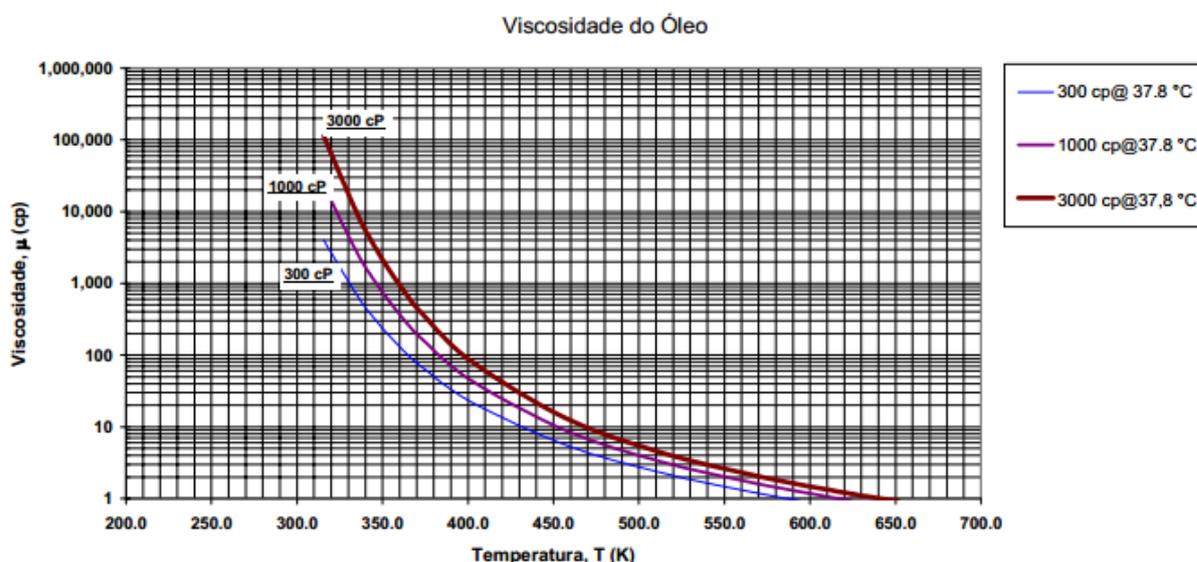


Figura 1: Curva da variação de viscosidade versus temperatura (BARILLAS, 2005)

2.2.4 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 à 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 Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo

Os reservatórios cujos mecanismos são pouco eficientes e que por consequência retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão de sua energia natural são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de Métodos de Recuperação Avançada.

A aplicação de um processo de recuperação é muito mais ampla que a simples intervenção em alguns poços, ou seja, a área de atuação do reservatório independe da simplicidade ou complexidade do método que está sendo utilizado.

Os métodos de recuperação avançada podem ser classificados em convencionais e especiais, como descrito abaixo:

Convencionais

- Injeção de Água
- Injeção de Gás imiscível

Especiais

- **Térmicos** – Injeção de Vapor, Combustão *In Situ*, Aquecimento Eletromagnético entre outros.
- **Químicos** – Injeção de Polímeros, Injeção de Tensoativos, Injeção de Solução Alcalina.
- **Miscíveis** – Injeção de Hidrocarbonetos, Injeção de CO₂, Injeção de Gás Natural, Injeção de Nitrogênio.
- **Outros** – Microbiológicos, Vibração Mecânica.

2.3.1 Métodos Miscíveis

Ao longo do tempo, a produção de petróleo em um reservatório vai diminuindo, não só pela redução do volume de óleo no reservatório e pela queda de pressão, mas também pela mudança gradual das propriedades físico-químicas do óleo, por exemplo, viscosidade e densidade. Esta mudança dificulta o escoamento do óleo através do reservatório até o poço produtor e sua produção se torna cada vez mais difícil e de alto

custo. Por isto, em alguns casos, o reservatório pode até ser considerado inviável, mesmo contendo ainda 70 % do óleo original (LIMA, 2011).

Entre os diferentes métodos de recuperação de óleo pesado no mundo geralmente usados, estão os processos térmicos. Mas, atualmente, os métodos miscíveis, também estão sendo indicados. Dependendo das características do reservatório e do óleo, um processo miscível pode ser aplicado.

Os métodos miscíveis são aqueles cuja eficiência do deslocamento resulta primariamente da miscibilidade entre o óleo in place e o fluido injetado. Nesse método, os fluidos utilizados para injeção geralmente são: CO_2 , hidrocarbonetos solventes, gases de combustão e nitrogênio.

A importância destes processos está em sua habilidade de reduzir forças capilares e interfaciais que, normalmente, causam retenção do óleo no reservatório. Os métodos miscíveis aplicam-se à injeção de fluidos que são, ou podem tornar-se, miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo, que as tensões interfaciais sejam reduzidas e, em função do solvente injetado, promovam redução do óleo residual no reservatório. Dessa maneira, o óleo será removido da área que entrou em contato com o fluido injetado (THOMAS et al., 2004).

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 em reduzir as forças capilares e interfaciais que, do contrário, causariam a retenção do óleo no reservatório. A propriedade dos fluidos responsável por essa habilidade é chamada miscibilidade (ROSA, 2006). Quando dois ou mais fluidos são misturados e formam um sistema homogêneo, ou seja, com uma única fase, podemos dizer que eles são miscíveis.

Esses métodos podem ser convenientemente classificados em *Primeiro Contato Miscível (PCM)* ou *Múltiplo Contato Miscível (MCM)*, dependendo da maneira como a miscibilidade é desenvolvida. Nos processos *MCM*, por exemplo, o óleo e o solvente injetado não são miscíveis no primeiro contato em condições de reservatório. De fato, o

processo depende de modificações na composição do óleo ou do solvente injetado, de tal sorte que os fluidos vão se tornando miscíveis à medida que o solvente se move no reservatório (GALVÃO, 2008).

2.3.1.1 Miscibilidade

Para a engenharia de reservatórios, a miscibilidade é definida como: “a condição física entre dois ou mais fluidos que permitirão misturar-se em todas suas proporções sem a existência de uma interface. Se duas fases de fluidos se formam depois que uma quantidade de fluido é adicionada, os fluidos são considerados imiscíveis” (BAUTISTA, 2010).

2.3.1.2 Processo VAPEX

Dentre os métodos de recuperação avançada pode se encontrar o processo VAPEX, processo que está em fase de desenvolvimento tecnológico, como alternativa aos processos de injeção de vapor e nos últimos anos vem sendo bastante visado devido à ausência do uso de vapor.

Segundo Barillas (2005), o mecanismo deste processo consiste na injeção de solvente vaporizado de hidrocarboneto em reservatórios de óleo pesado e betume, de forma que há dois poços horizontais em paralelo, sendo um injetor e o outro produtor, onde o injetor fica localizado acima do produtor. A pressão de injeção do solvente vaporizado é levemente menor ou igual à pressão de saturação. Ao redor e acima do reservatório é expandida uma câmara de vapor formada pelo solvente vaporizado ao ser injetado, promovendo uma redução nas tensões interfaciais e, conseqüentemente, melhorando a mobilidade do óleo. O solvente diluído ao entrar em contato com o óleo reduz a viscosidade do mesmo, facilitando seu deslocamento, permitindo assim a drenagem por gravidade até o poço produtor, como mostra a Figura 2.



Figura 2: *Processo VAPEX* (OLIVEIRA, 2008)

O método apresenta melhor eficiência, principalmente, em reservatórios que possuem capa de gás, baixa porosidade, alta saturação de água, aquífero inferior, baixa condutividade térmica, fratura e fissuras.

Em geral, o critério de seleção do solvente é fundamentado em vários fatores: pressão de equilíbrio, peso molecular, diferença de densidade, solubilidade, difusividade e pressão e temperatura de reservatório.

De acordo com Butler (1991), os solventes recomendados são CO₂, baixos alcanos, como metano, etano, propano, butano, hexano, heptano etc., e alcenos tais como eteno, propeno e butenos; CO₂ e etano foram preferidos devido ao baixo custo e disponibilidade. São considerados bons candidatos como solventes o etano, propano, butano. Nitrogênio, metano ou CO₂ podem ser usados como o gás transportador. Um gás transportador usualmente acompanha o solvente com o intuito de elevar o ponto de orvalho e mantê-lo na forma de vapor à pressão do reservatório.

Recentes estudos experimentais e teóricos apresentam como vantagens do método VAPEX a ausência da necessidade de utilizar a água e o calor, apresentando um baixo consumo de energia, podendo ser considerado ambientalmente correto, além de causar um melhoramento do óleo produzido. Este processo requer menor capital de investimento, em comparação com o seu método competitivo, o SAGD “Steam Assisted Gravity Drainage”, um método que também utiliza mesma configuração de perfuração, mas como diferença utiliza como fluido de injeção, o vapor. Tais características tornam

o processo VAPEX atraente para mais investigações e possíveis campos de aplicação em vez dos processos térmicos utilizados atualmente.

Segundo S. K. Das (1998), o processo VAPEX pode ser de menor custo se o solvente puder ser recuperado. Mostrou-se experimentalmente que em reservatórios contendo grandes capas de gás e aquíferos, o processo VAPEX pode ser implementado mais eficientemente que os processos térmicos.

Uma das principais desvantagens do processo é a baixa vazão de óleo quando comparado com SAGD. Essas vazões baixas são um resultado da baixa difusividade molecular que governa a transferência de massa no processo VAPEX, comparado com a difusividade térmica que governa na transferência de calor no SAGD. Contudo, se acha que outros mecanismos de transferência de massa estão envolvidos no processo, como a dispersão mecânica que aumentaria a vazão de óleo (S. K. DAS, 1998).

2.4 Simulação Numérica

A simulação numérica é uma ferramenta de suma importância na indústria do petróleo, pois a partir dela podemos estimar características e prever o comportamento de um reservatório e com as informações obtidas podemos analisar a viabilidade do projeto e, para poços que possuem uma vida produtiva, é possível simular diversos métodos de recuperação que possam melhorar a produção desse reservatório proporcionando um maior retorno financeiro.

Os exemplos têm-se as técnicas de precisão de comportamento baseadas em balanço de materiais, nas curvas de declínio e na teoria de Buckley-Leverett. Na verdade os métodos baseados na equação de balanço de materiais constituem-se em modelos numéricos simplificados, chamados de modelos ‘tanques’ ou de dimensão ‘zero’, já que o reservatório é considerado uma caixa, onde as propriedades da rocha e dos fluidos, bem como a pressão, assumem valores médios uniformemente distribuídos. Os simuladores numéricos de reservatórios são geralmente conhecidos como simuladores numéricos de fluxo, devido ao fato de que são utilizados para se estudar o

comportamento de fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo empregando uma solução numérica (ROSA, 2006).

Essa ferramenta facilita a solução de equações complexas que são bastante difíceis de serem resolvidas analiticamente, possui grande relevância quanto a sua capacidade de descrever o reservatório com maior especificidade, que conseqüentemente projetos são elaborados com maior capacidade descritiva.

Capítulo 3

Modelagem do Processo

3 Modelagem de Processo

Serão abordadas neste capítulo as ferramentas computacionais utilizadas na elaboração do trabalho para realização da simulação, o modelo de fluido, o modelo físico do reservatório e as condições operacionais fixas. Primeiramente foi construído o modelo de fluido, posteriormente o reservatório, com suas respectivas características e enfim a implementação do método.

3.1 Ferramentas Computacionais

Para a resolução deste trabalho as ferramentas utilizadas foram, o Winprop para criação do modelo de fluido, o Builder para montar o reservatório e implementar o método proposto, o VAPEX, e o simulador GEM todas das versões 2012.1, que são softwares pertencentes ao grupo CMG (*Computer Modelling Group*). E para os processadores gráficos o REULTS GRAPHS e o RESULTS 3D também da CMG.

3.1.1 WinProp – CMG

O WinProp é responsável por gerar um arquivo de entrada que tem a extensão *.gem*. para ser inserido no Builder na seção de componentes.

O WinProp, da CMG versão 2012.10, é uma ferramenta que usa as propriedades de equilíbrio multifásico da equação de estado para:

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

A partir dessa ferramenta é possível observar o comportamento de fases dos sistemas gás – óleo no reservatório e gerar propriedades dos componentes de cada fase para o simulador composicional GEM, como também nos outros simuladores (IMEX e STARS).

3.1.2 Builder – CMG

O Builder, versão 2012.10, é uma ferramenta que é usada justamente para criar o arquivo de entrada, de extensão *.dat*, para os simuladores da CMG (IMEX, STARS e GEM).

Para criar o arquivo de entrada utilizou-se:

- ❖ Descrição do modelo de reservatório.
- ❖ Descrição do modelo de fluido (óleo e solvente).
- ❖ Tipo de solvente a ser injetado.
- ❖ Vazão de injeção em m³ por dia.
- ❖ Condições iniciais como: Pressão inicial do reservatório, profundidades de contato óleo- água, entre outros.
- ❖ Quantidade de poços do reservatório.
- ❖ Os resultados foram analisados nos processadores Gem e Results 3D

3.1.3 Simulador GEM - CMG

A realização do estudo foi feito através da modelagem e simulação. A ferramenta computacional utilizada para tal fim foi o simulador GEM (“*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*”) pertencente à CMG (“*Computer Modelling Group*”) – versão 2012.10.

Esse simulador é uma ferramenta de extrema importância na engenharia para modelar reservatórios complexos, com complicadas interações no comportamento de fases que impactam diretamente sobre os mecanismos dos métodos de recuperação. O GEM tem como principais características:

- ❖ É um simulador composicional baseado na equação de estado para modelar o fluxo de três fases, de fluidos multicomponentes.
- ❖ Pode modelar processos, miscíveis e imiscíveis, tais como a injeção de CO₂ e hidrocarbonetos, injeção cíclica de gás, processo WAG e vários outros.
- ❖ Modelar qualquer tipo de reservatório, gás condensado ou óleo volátil, onde a importância da composição do fluido e as suas interações são essenciais para entender o processo de recuperação.

Todas estas características do simulador fazem que o processo VAPEX seja corretamente modelado e simulado para o presente estudo. O GEM para simular o processo em análise precisa de um arquivo de entrada, no qual armazena os dados das características do modelo do reservatório, modelo do fluido e do poço, cujo arquivo de entrada foi criado na ferramenta computacional Builder.

3.2 Modelagem do Reservatório

Neste item, são abordadas as características do modelo de fluido, como também as características do reservatório.

3.2.1 Modelo de Fluido

O modelo de fluido utilizado foi criado no programa WINPROP. Nele, são inseridas informações com dados experimentais como, por exemplo, a composição do fluido, viscosidade, fator volume formação do óleo, densidade do óleo em função da pressão, a razão gás-óleo (RGO), o grau API e a pressão de saturação. Em sequência foi criado os pseudo-componentes, que são agrupamentos de componentes para a formação de outro componente. A partir desses dados é possível caracterizar o fluido presente no reservatório. Outro fator importante na criação do modelo de fluidos é a inserção dos solventes que serão injetados, com isso foram inseridos individualmente os hidrocarbonetos C₄, C₅, C₆ e C₇, para que pudessem ser injetados no poço.

Após a modelagem do fluido, o WINPROP fornece um arquivo de saída que posteriormente é importado para a ferramenta de modelagem do reservatório (*Builder*).

A Tabela 2 apresenta as frações molares de todos os componentes do fluido utilizado.

Tabela 2: Porcentagem molar dos componentes

Componentes	Porcentagem em Mol (%)	Componentes	Porcentagem em Mol (%)
<i>NC₄_Inj</i>	0	<i>FC₆_Inj</i>	0
<i>NC₅_Inj</i>	0	<i>FC₇_Inj</i>	0
CO ₂	0,34	C ₁₉	3,89
N ₂	0,26	C ₂₀	3,61
C ₁	9,56	C ₂₁	3,43
C ₂	0,17	C ₂₂	3,26
C ₃	0,26	C ₂₃	3,09
IC ₄	0,096	C ₂₄	2,94
NC ₄	0,125	C ₂₅	2,79
IC ₅	0,038	C ₂₆	2,65
NC ₅	0,048	C ₂₇	2,51
C ₆	0,048	C ₂₈	2,39
C ₇	0,067	C ₂₉	2,27
C ₈	0,096	C ₃₀	2,15
C ₉	0,038	C ₃₁	2,04
C ₁₀	0,115	C ₃₂	1,94
C ₁₁	0,61	C ₃₃	1,84
C ₁₂	1,67	C ₃₄	1,75
C ₁₃	1,34	C ₃₅	1,66
C ₁₄	1,988	C ₃₆	1,58
C ₁₅	2,63	C ₃₇	1,50
C ₁₆	1,36	C ₃₈	1,42
C ₁₇	2,07	C ₃₉	1,35
C ₁₈	1,477	C ₄₀₊	25,42

Neste estudo, a modelagem de fluidos foi realizada utilizando características de um óleo da região do Nordeste do Brasil, ajustado em sete pseudo-componentes.

A Tabela 3 mostra a composição dos pseudo-componentes do óleo.

Tabela 3: Agrupamento e composição dos pseudo-componentes

Componentes	Porcentagem em Mol (%)
$CO_2 - N_2$	0,69
$C - C_9$	10
$IC_4 - NC_5$	0,31
$C_6 - C_{19}$	17,415
$C_{20} - C_{29}$	28,92
$C_{30} - C_{39}$	17,24
C_{40+}	25,42

3.2.1.1 Permeabilidade Relativa

A Figura 3 mostra o gráfico da permeabilidade relativa óleo-água versus saturação da água do modelo proposto.

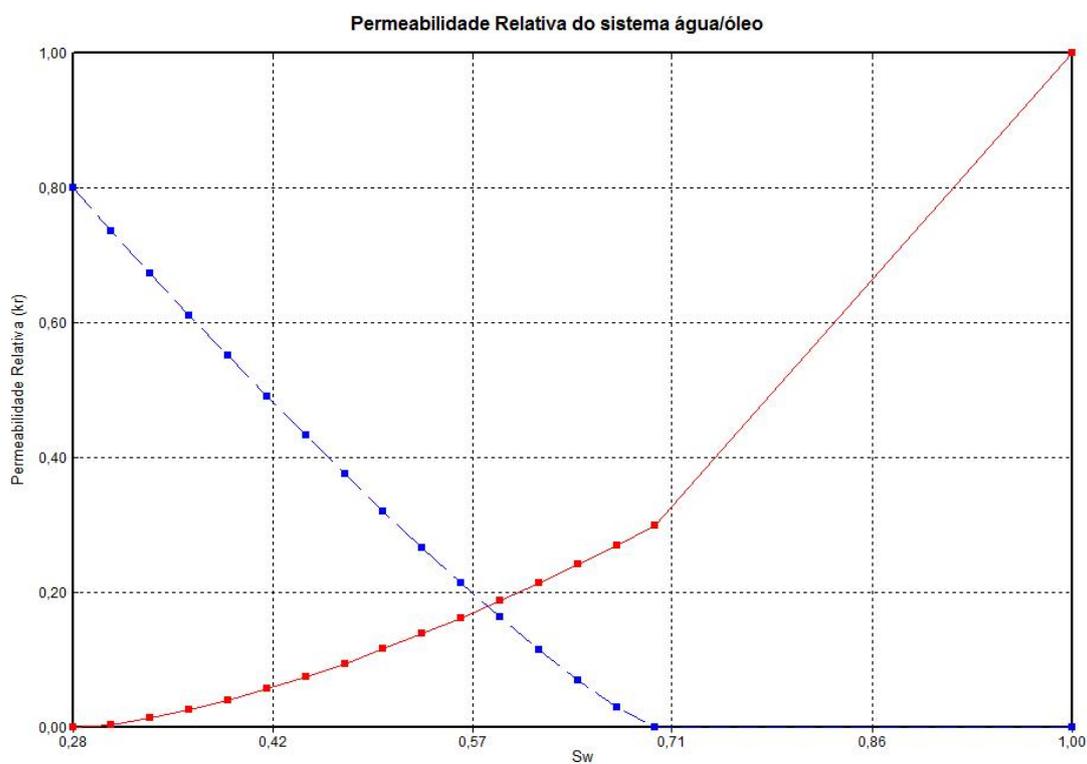


Figura 3: Curva da saturação de água versus permeabilidade relativa

Já a Figura 4 apresenta as permeabilidades relativas do sistema líquido-gás versus saturação de líquido.

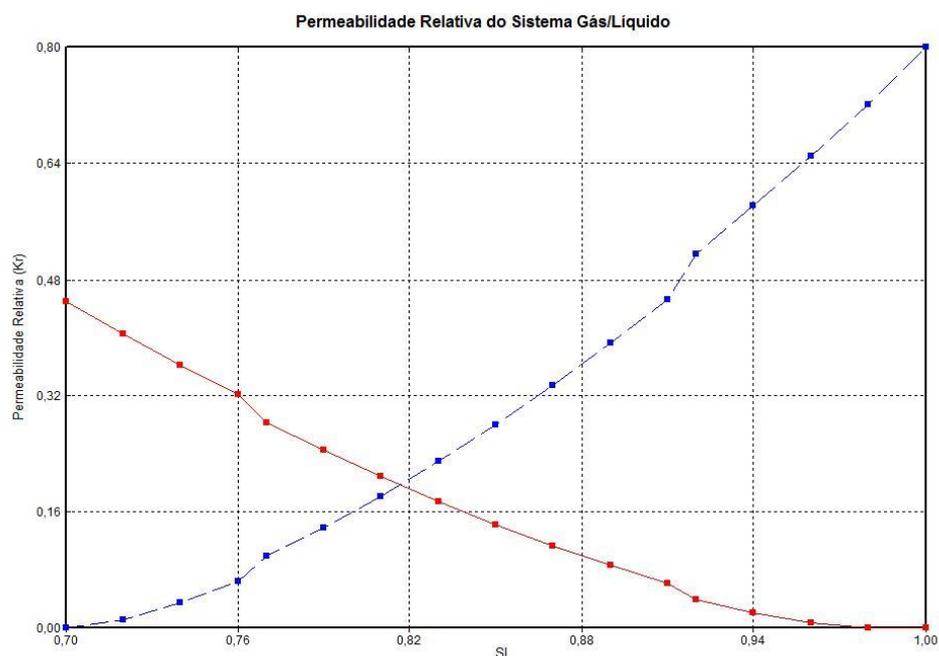


Figura 4: Curva de permeabilidade relativa líquido - gás

3.2.2 Modelo Físico

O reservatório estudado é homogêneo com as características físicas do Nordeste Brasileiro (semi-sintético). As dimensões da rocha-reservatório e as principais características são mostradas na Tabela 4.

Tabela 4: Características do reservatório

Área do reservatório	100x300 m ²
Espessura do reservatório	30 m
Número de blocos nas camadas i, j, k	21, 20, 16
Total de blocos	6720
Comprimentos dos poços horizontais	300 m
Volume de óleo <i>in place</i>	94734,4 m ³ std

Profundidade do reservatório	200 m
Permeabilidade horizontal (kh)	1000 mD
Permeabilidade Vertical (kv)	100 mD
Porosidade	25%
Saturação de água conata	29%
Temperatura inicial	25 °C
Espessura da zona de óleo	200 m
Contato água-óleo	220 m
Pressão	1978,79 kPa
Compressibilidade da formação @1978.79 psi	$4.35 \times 10^{-5} \text{ 1/kPa}$

A geometria do reservatório pode ser representada pela Figura 5.

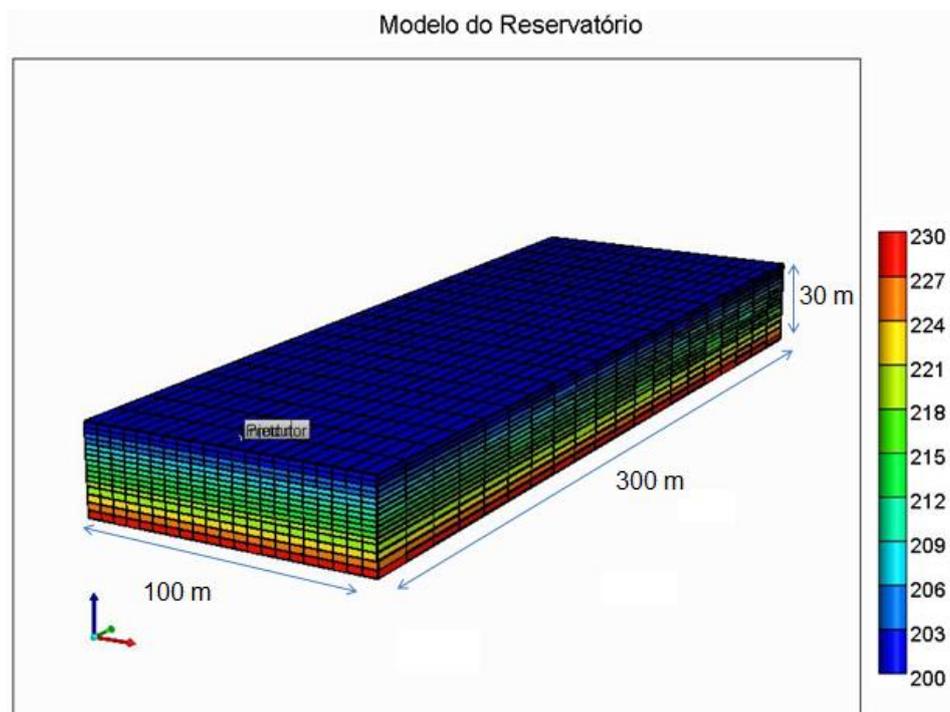


Figura 5: Vista 3D do reservatório que mostra as espessuras das camadas

Após a inserção desses dados foi realizado a perfuração para configuração inicial dos poços. Foram perfurados dois poços horizontais paralelamente um ao outro, sendo um de caráter injetor e outro produtor, localizados no meio do reservatório para manter a simetria e expandir o fluido injetado igualmente pelo reservatório. As completações possuem o mesmo comprimento do reservatório, 300 m. Como mostra a Figura 6, o

poço injetor foi perfurado à 8 m acima do poço produtor, na 5ª camada, já o poço produtor foi perfurado na 10ª camada, alguns metros acima da zona água, para não haver uma produção antecipada indesejada desse fluido, portanto o poço localiza-se apenas na zona de óleo.

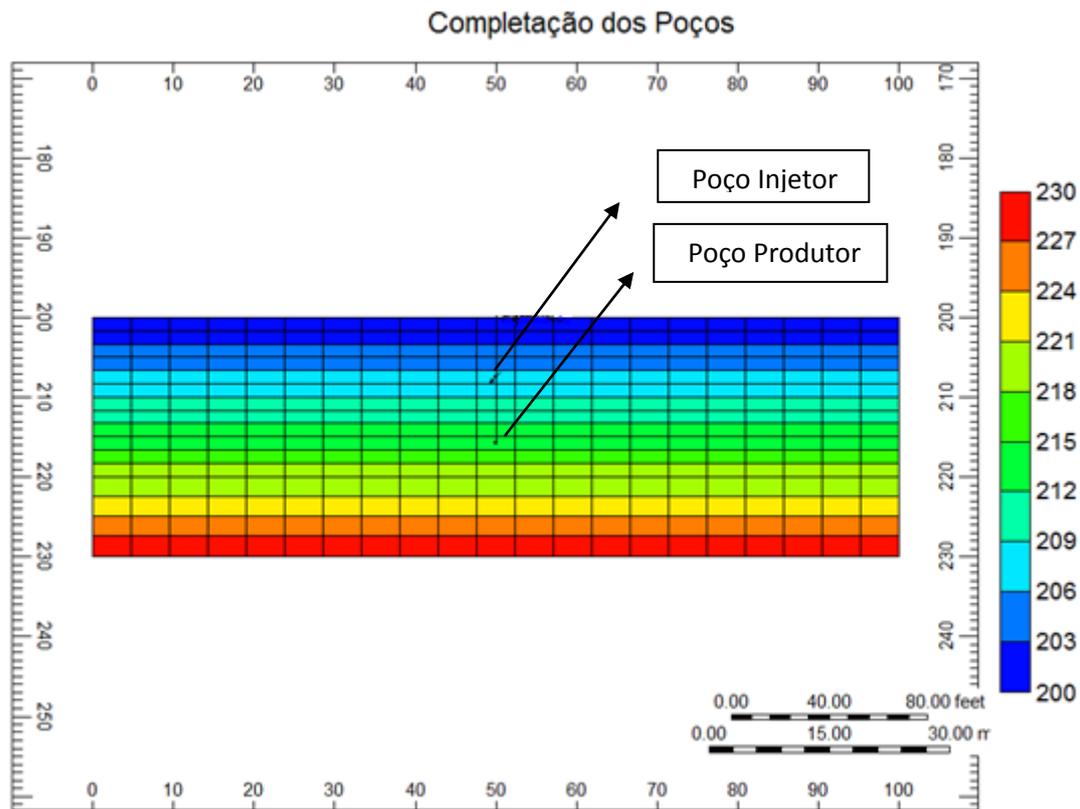


Figura 6: Representação do esquema da completção dos poços injetor e produtor

3.3 Condições Operacionais

Para o estudo modelado, foram adotadas algumas condições operacionais. As simulações foram realizadas para representar a produção em um período de vinte anos. Na Tabela 5 estão discriminadas as condições operacionais dos poços, considerado como modelo base do sistema em estudo.

Tabela 5: *Condições operacionais do modelo base*

	Poço Injetor	Poço Produtor
Pmin. (kPa)	3500	196,5
Vazão (m³/dia)	50	200
Camada da Completação	5 ^a	10 ^a
Distância entre os poços (m)		8
Tempo de produção (anos)		20
Tipo de Solvente		C5

A partir dos dados do modelo base, foi analisada a influência de alguns parâmetros operacionais do VAPEX através de gráficos da produção acumulada de óleo e fator de recuperação e mapa da viscosidade e densidade do óleo.

Capítulo 4

Resultados e Discussões

4 Resultados e Discussões

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos através das simulações, onde são discutidos todos os parâmetros operacionais, em estudo, que influenciaram no processo VAPEX.

4.1 Análise dos parâmetros operacionais

Foram realizadas determinadas simulações para obter resultados da aplicabilidade do processo VAPEX. Foi analisada a influência do tipo de solvente (C5 e C7), da vazão de injeção ($\text{m}^3\text{std}/\text{dia}$) e da distância vertical entre os poços (alterando a completação do poço injetor). Vale ressaltar que todo o solvente injetado foi retirado dos cálculos da produção de óleo, para evitar a majoração do volume de óleo produzido. Foi possível fazer essas análises através dos gráficos da produção de óleo acumulado (N_p), do fator de recuperação (FR), do mapa de viscosidade e densidade do óleo.

4.1.1 Comparativo entre a utilização do método VAPEX e a recuperação primária

Nesta seção foi feita uma comparação entre o uso do método VAPEX e o modelo sem injeção, apenas para verificar a aplicabilidade do método. Para análise foi utilizado o modelo base nessa seção, com a injeção do solvente C5 a uma vazão de $50 \text{ m}^3/\text{dia}$.

Na Figura 7 é possível observar esse comparativo a partir da curva da recuperação de óleo acumulado (N_p) em função do tempo.

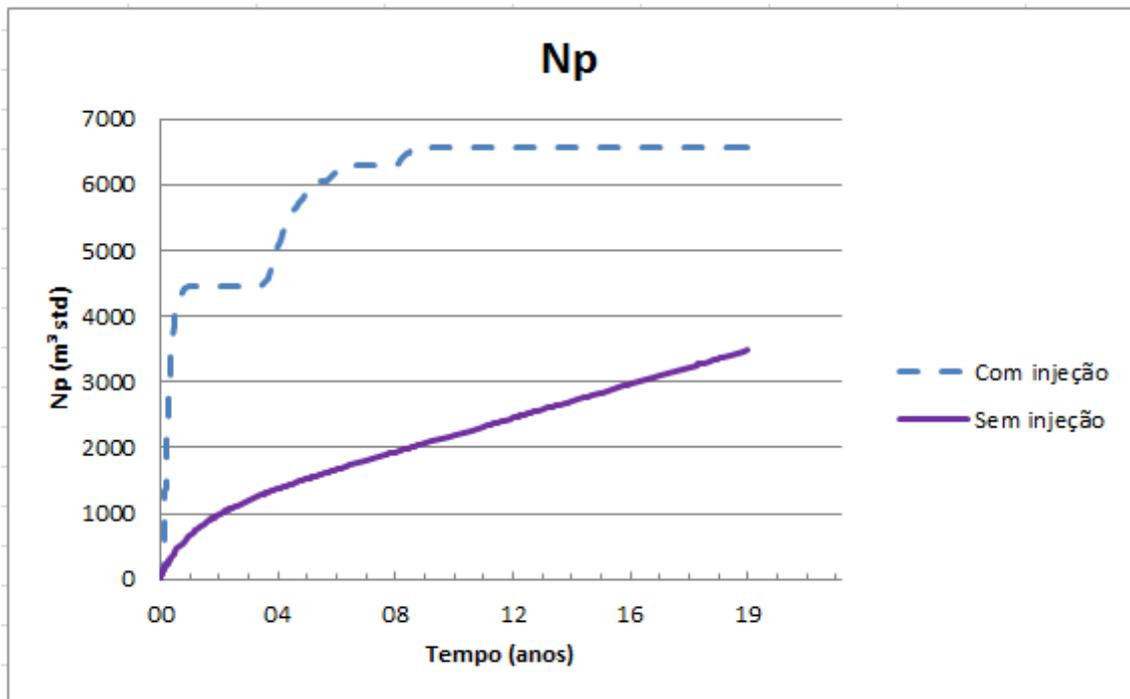


Figura 7: *Comparativo da recuperação de óleo com/sem injeção de pentano para reservatório*

Observando a Figura 7 pode-se perceber que o reservatório possui uma baixa produção, este fato está associado, também, à baixa energia da formação. O volume e a natureza dos fluidos que estão presentes no reservatório, como também os níveis de pressão e temperatura determinam a intensidade dessa energia.

A injeção de solvente no reservatório faz com que ele se dilua no óleo, reduzindo assim a viscosidade das frações mais pesadas, e como consequência esse óleo existente no reservatório se desloca mais facilmente no meio poroso até alcançar o poço produtor.

Com a utilização do método, a recuperação de óleo do reservatório, ao final do tempo de projeto, apresentou um aumento de aproximadamente 3000 m³ std de óleo em relação à recuperação primária. A partir da metade do primeiro ano de injeção a curva Np se manteve constante, demonstrando a ocorrência da produção do solvente que estava sendo injetado, isso pode ter ocorrido devido à existência de caminhos preferenciais, não permitindo que o solvente percorra uma maior área do reservatório.

A Figura 8 apresenta o perfil de pressão do reservatório com e sem a utilização do método. Nela é notório que sem a injeção do solvente, a pressão do reservatório cai bruscamente, dificultando assim a produção de óleo.

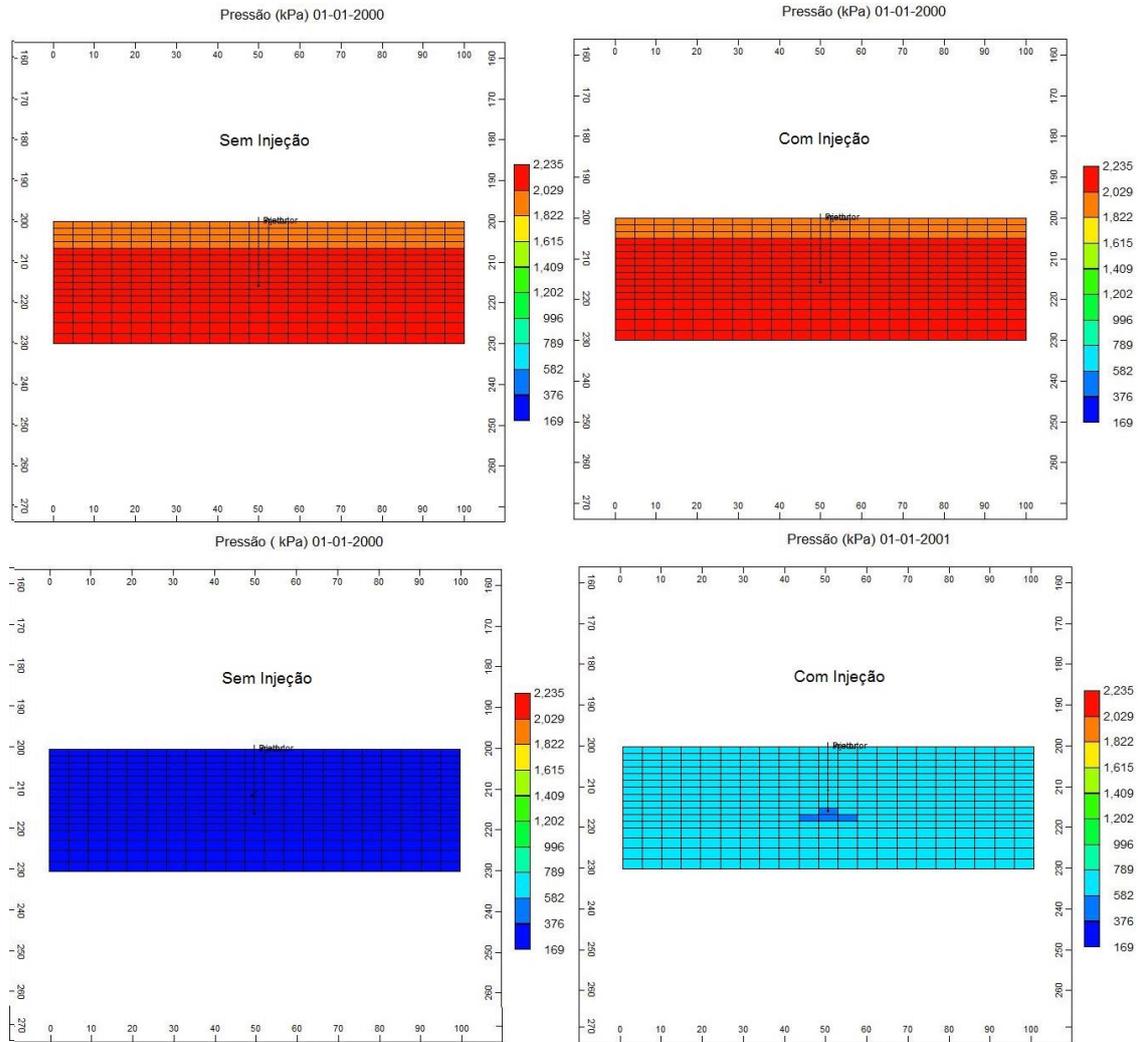


Figura 8: Perfil de pressão do reservatório com e sem injeção de solvente

O processo VAPEX pode ser influenciado por diversos parâmetros operacionais, e o pouco incremento na recuperação do óleo mostra a necessidade de estudar a influência de alguns destes parâmetros, a fim de melhorar a produção. Os parâmetros estudados são: o tipo de solvente (C5 e C7), a vazão de solvente injetado e a distância vertical entre os poços.

4.2 Análise dos parâmetros operacionais

A fim de melhorar a aplicabilidade do método VAPEX, a princípio foi feito um comparativo entre a injeção do solvente C5 e do solvente C7, para então escolher o solvente que melhor atuou no reservatório e realizar um estudo com diferentes vazões de injeção, 50 m³/dia e 150 m³/dia. Após analisar as vazões foi escolhida uma vazão ótima para então fazer outro comparativo, entre diferentes distâncias verticais, com o objetivo de verificar a influência destes no desempenho da produção, obtendo assim um modelo otimizado.

4.2.1 Análise do tipo de solvente

Foi analisado o comportamento de dois tipos de solventes o C5 e C7, durante um período de injeção de vinte anos, com vazão de 50 m³/dia e uma distância vertical de 8m entre os poços.

Para primeira análise, temos a Figura 9, que apresenta a produção acumulada de óleo (Np) do reservatório, descontando a produção do solvente, comparando o desempenho dos dois solventes injetados.

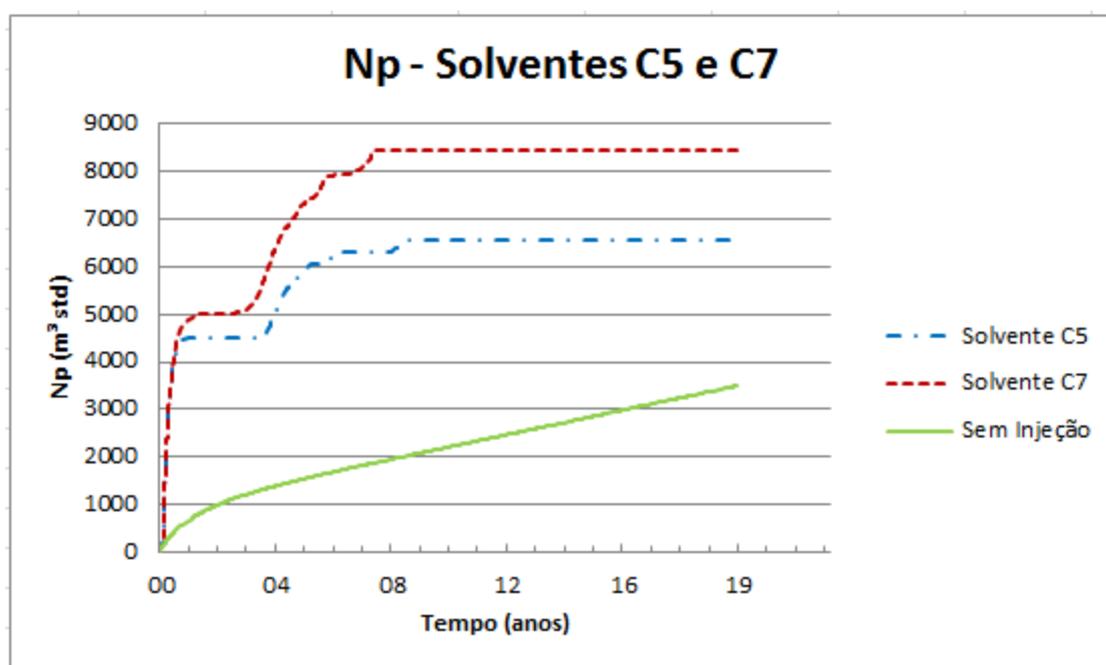


Figura 9: Produção acumulada versus tempo para os solventes C5 e C7

De acordo com a Figura 9, é possível perceber, que o solvente C7 apresentou maior produção acumulada final de óleo quando comparado ao C5, provavelmente isto pode ser devido à melhor miscibilidade do C7 no óleo do reservatório melhorando assim sua eficiência no processo. A diferença do volume produzido entre os dois solventes foi em torno de 2000 m³.

. A Figura 10 apresenta o fator de recuperação das produções de óleo. O solvente C5 obteve 7% da recuperação apenas 3,2% a mais que a recuperação primária. Já o C7 obteve uma recuperação de 9% com uma diferença de 5,2% do modelo sem injeção.

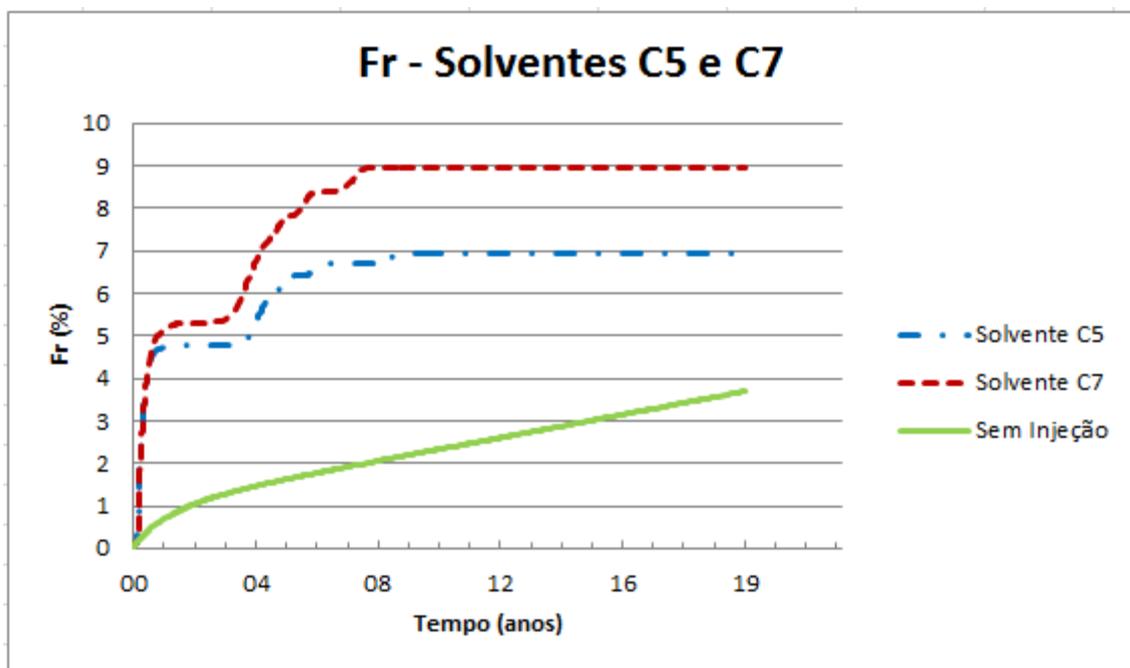


Figura 10: Fator de recuperação versus tempo para os solventes C5 e C7

A Figura 11 mostra a viscosidade de óleo para três tempos diferentes, antes da injeção, no 1º ano de injeção e após 10 anos de injeção. Na mesma pode ser observado que o sistema com injeção de C7, mostra uma viscosidade da mistura menor em uma maior área do reservatório do que a injeção de C5, por isso resultou em uma maior produção acumulada do mesmo.

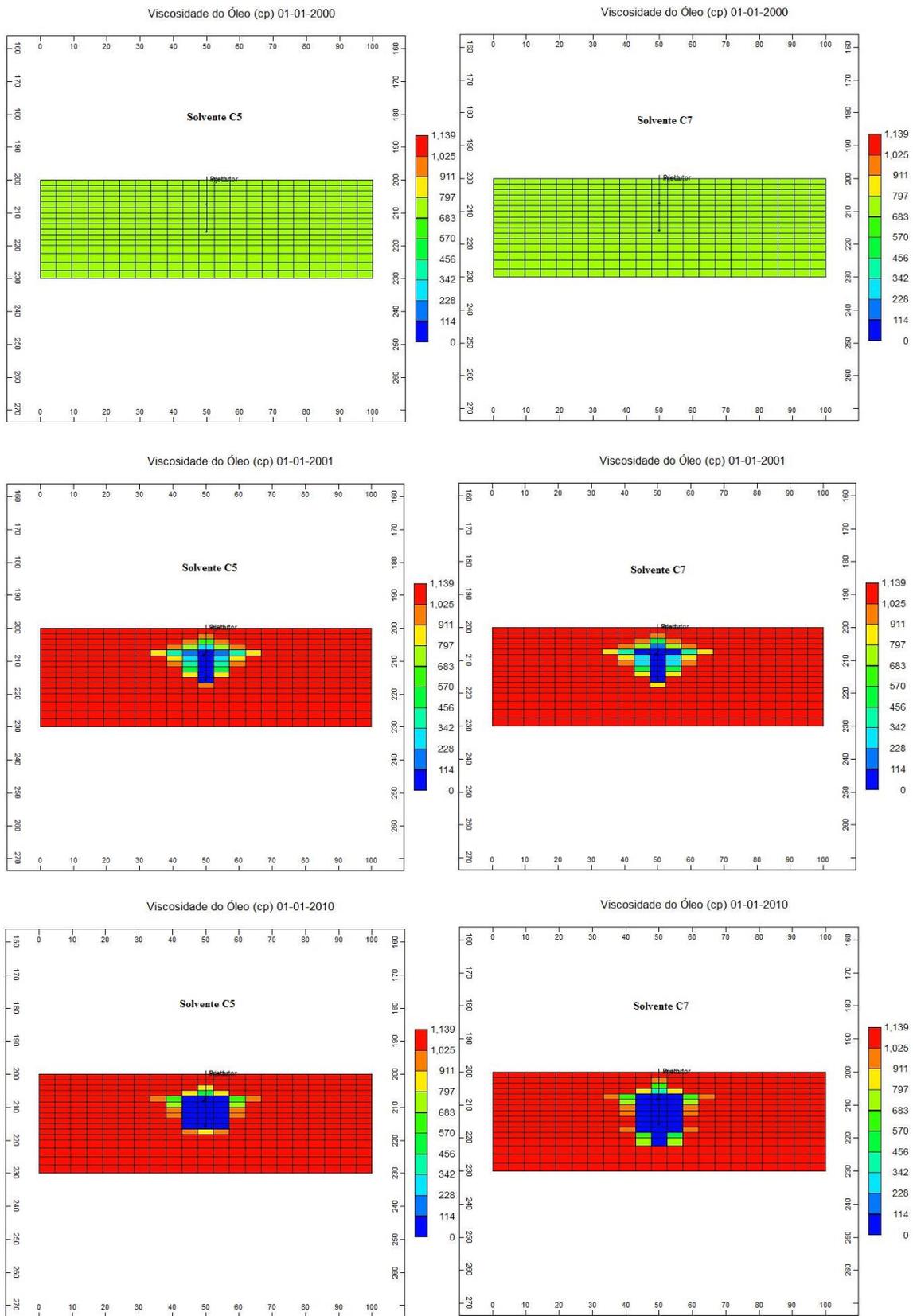


Figura 11: Mapa da viscosidade do óleo para os solventes C7 e C5

4.2.2 Análise da vazão de injeção

Após a análise do solvente foi estudado o comportamento das vazões de injeção do solvente C7 de 50 m³/dia e 150 m³/dia, com finalidade de encontrar uma vazão de operação para este tipo de reservatório.

Para analisar o efeito da vazão foi obtido a Figura 12, que apresenta a produção acumulada de óleo (Np) do reservatório, descontando a produção do solvente.

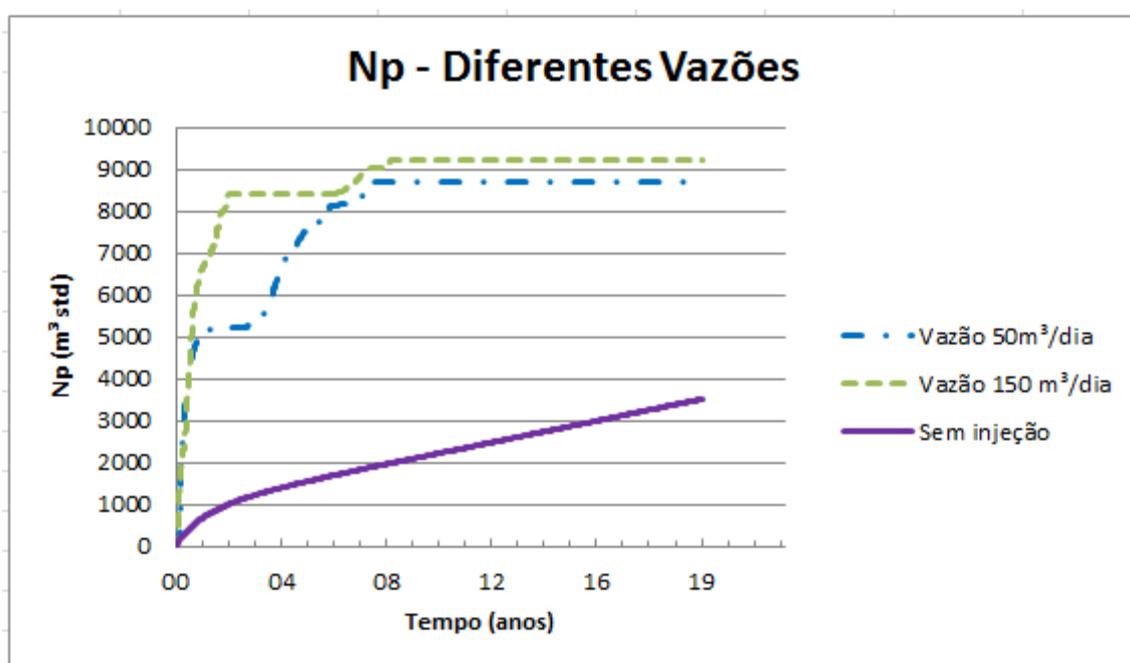


Figura 12: Produção acumulada versus tempo para diferentes vazões de injeção

Como se pode perceber, a vazão de 150 m³/dia obteve melhor resultado, além de antecipar o banco de óleo ela também manteve a produção superior em relação à de 50 m³/dia até o período final do projeto. Apesar disso, seria necessário realizar uma análise de viabilidade econômica para saber se o incremento compensa o aumento da vazão, pois se trata de um fluido que possui um custo elevado, porém para o estudo foi escolhido essa vazão a título de obter um modelo otimizado.

A Figura 13 apresenta o mapa da densidade de óleo para três tempos diferentes. Na mesma é perceptível que no sistema com vazão de injeção de 150 m³/dia há uma redução da densidade do óleo em uma maior área, portanto há também uma maior produção acumulada do mesmo devido a melhor mobilidade.

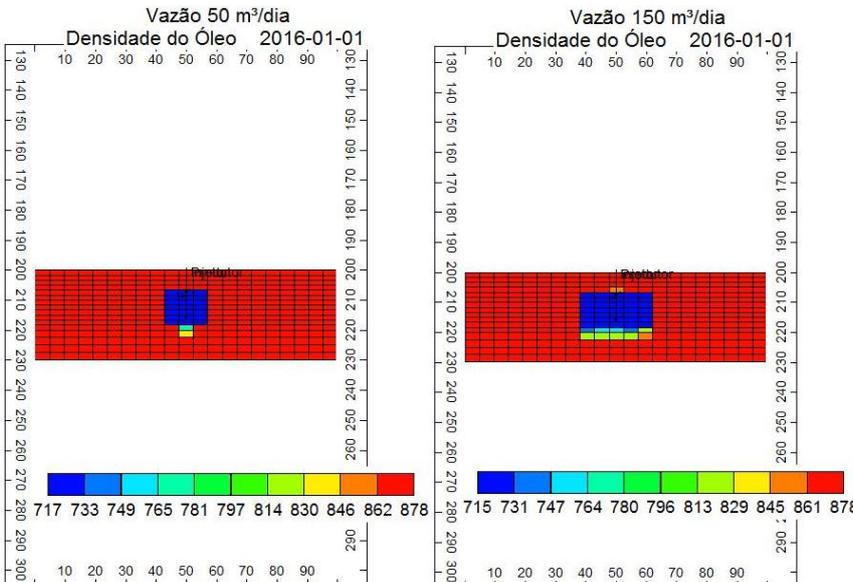
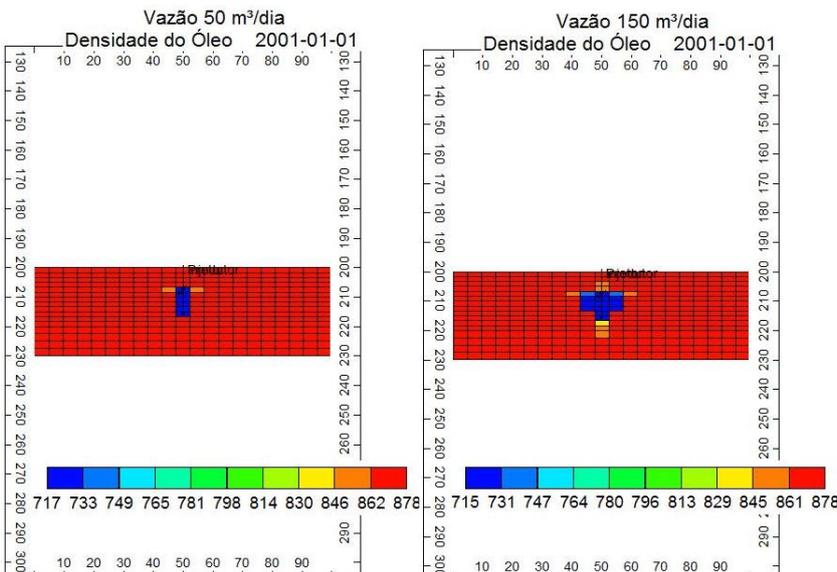
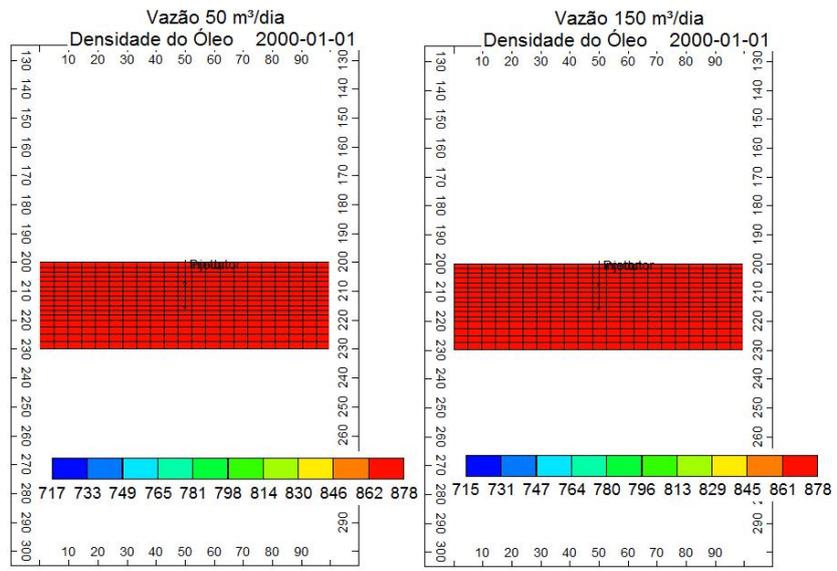


Figura 13: Perfil de densidade do óleo para as vazões de 50 e 150 m³/dia

4.2.3 Análise da distância vertical entre os poços

De posse da vazão escolhida (150 m³/dia), foram feitas análises da distância vertical entre os poços, com intuito de avaliar como a variação dos parâmetros se comporta na produção de óleo pesado. Foi comparado uma distância inferior e outra superior em relação ao modelo base, de 8 m, que podem ser visualizadas na Figura 14.

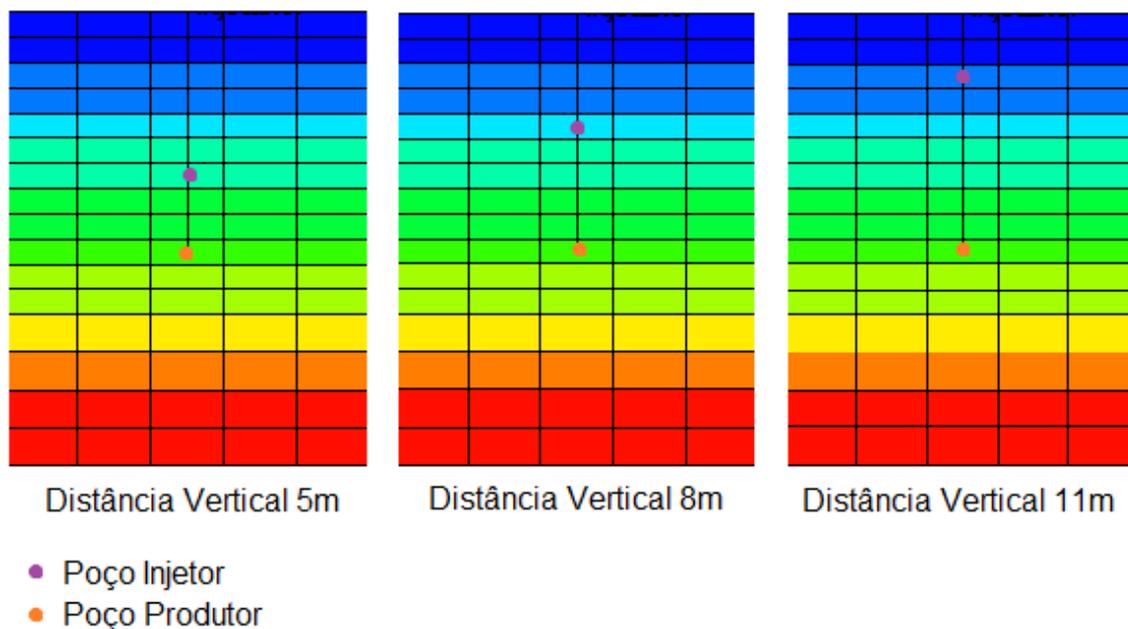


Figura 14: Configuração da completção dos poços

Foram feitas curvas de N_p versus tempo para todas as distâncias verticais, com a injeção de C7, que estão representadas na Figura 15.

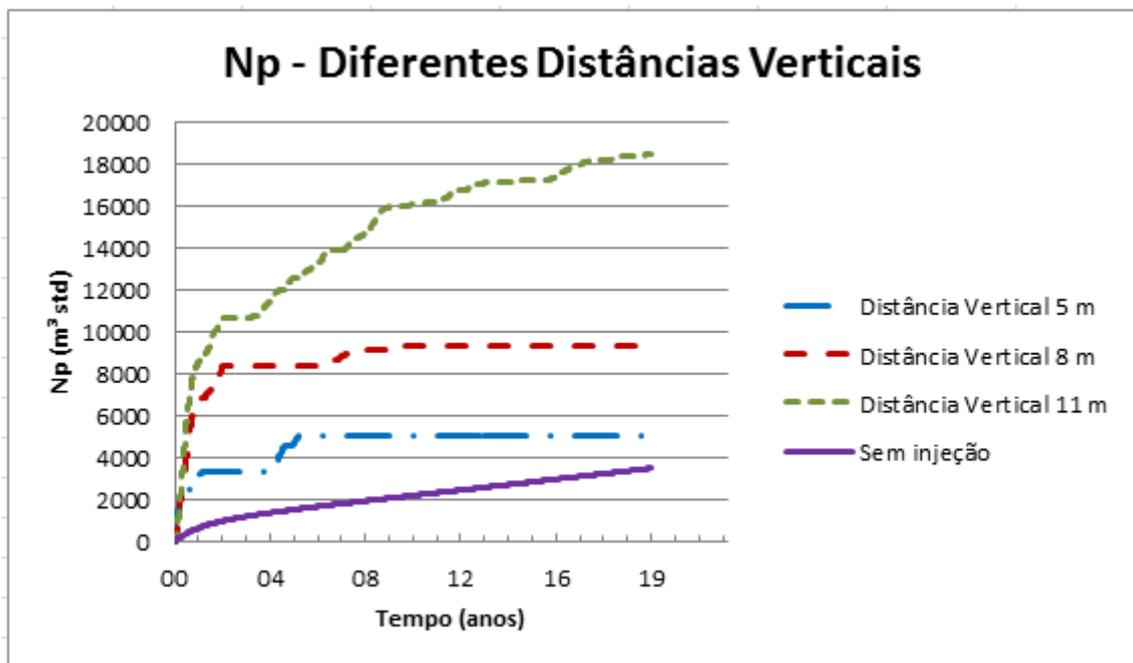


Figura 15: *Produção acumulada de óleo versus tempo para diferentes distâncias verticais entre os poços*

Observando a Figura 15, é perceptível que o poço obteve uma melhor produção para uma distância vertical maior. Isto ocorre devido ao fato de que, quanto maior a distância vertical entre o poço injetor e o poço produtor, maior será a câmara do solvente injetado, conseqüentemente a área varrida do reservatório também será maior, então terá um volume de óleo produzido superior. Então, a partir desses resultados, se pode concluir que diminuir a distância vertical entre os poços neste caso não favorece o processo, pois o solvente é produzido rapidamente, não permitindo uma boa expansão da câmara de solvente no reservatório.

Para legitimar que a distância vertical de 11 metros obteve melhor desempenho, foram feitas análises do mapa da viscosidade do óleo para as três distâncias, como mostrado na Figura 16. Quanto mais distante o poço injetor do poço produtor, maior foi a extensão do contato do solvente com o óleo, permitindo assim uma melhor redução da viscosidade.

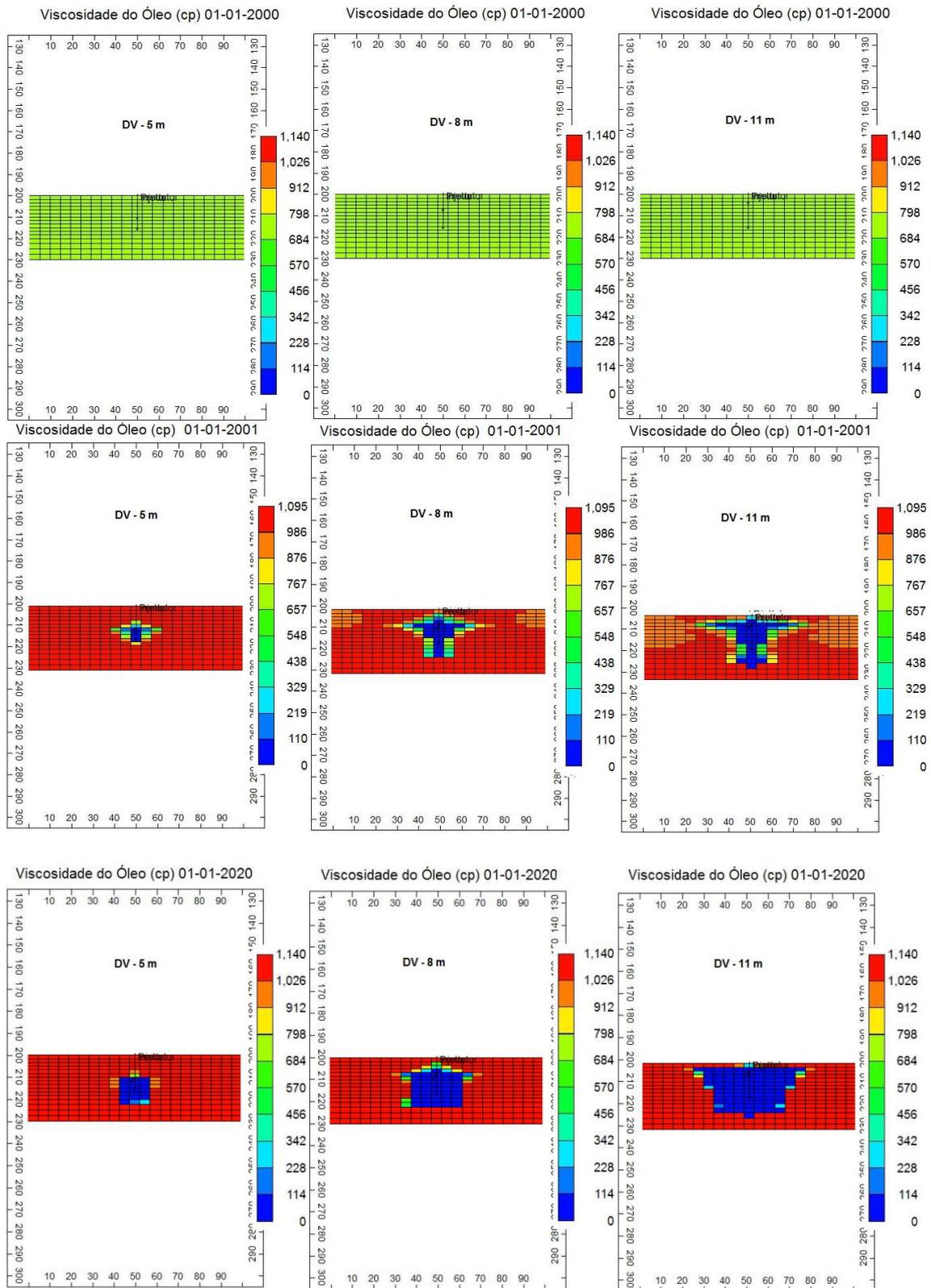


Figura 16: Mapa da viscosidade das três distâncias verticais

Portanto, com base nesses resultados, o modelo otimizado do método seria com a injeção do solvente C7, vazão de 150 m³/dia e uma distância vertical entre os poços de 11 m.

Capítulo 5

Conclusões e Recomendações

5 Conclusões e Recomendações

5.1 Conclusões

As conclusões no processo de injeção de solvente vaporizado (VAPEX) para os modelos apresentados são:

- ❖ O método VAPEX mostrou ser eficaz, pois aumentou a produção de óleo do reservatório. A injeção de solvente no poço contribuiu para um melhor escoamento do óleo dentro do reservatório, possibilitando uma maior recuperação desse óleo.
- ❖ A seleção do solvente a ser injetado apresentou uma influência considerável no processo. Entre os dois solventes analisados (C5 e C7), a injeção do heptano (C7) apresentou uma maior recuperação de óleo.
- ❖ A alteração na vazão de injeção apresentou modificações na recuperação de óleo, o aumento da vazão ocasionou uma antecipação da chegada do banco de óleo ao poço produtor.
- ❖ Considerando uma maior distância vertical entre os poços, maior foi a recuperação de óleo, portanto dentre os casos analisados a distância vertical de 11 m apresentou melhor resultado.

5.2 Recomendações

- ❖ É recomendável realizar um estudo econômico, como o VPL, para analisar a viabilidade do processo e se o incremento obtido pela alteração de um determinado parâmetro operacional é viável, pois trata-se de um método que utiliza um fluido caro em relação aos outros;

- ❖ Realizar estudos que envolvam outros tipos de solventes, outras vazões e outras distâncias entre os poços.
- ❖ Para aumentar o fator de recuperação do óleo, verificar a injeção de vapor no sistema, concomitantemente ou alternadamente à injeção de solvente;
- ❖ Analisar o tempo de injeção do solvente, pois de acordo com o trabalho percebe-se que não é interessante injetar continuamente durante todo o tempo de projeto, pois o fluido injetado já começa a ser produzido depois de certo tempo.

Capítulo 6

Referências Bibliográficas

6 Referências Bibliográficas

BARILLAS, J.L.M.; *Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2005.

BAUTISTA, E. V. – *Análise paramétrica da simulação composicional do processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2010.

BUTLER, R. M., *Thermal Recovery of Oil as Bitumen*, Department of Chemical and Petroleum Engineering. Prentice Hall: New Jersey, 1991.

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

GALVÃO, E. R. V. P. *Injeção de Vapor e Solvente como um Método de Recuperação Avançada em Reservatórios de Óleo Pesados*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

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

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

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

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

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