



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

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DA INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE APLICADO A UM
RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

Patrick Medeiros da Silva

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

Natal/RN, Novembro de 2014.

Patrick Medeiros da Silva

**ESTUDO DA INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE APLICADO A UM
RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

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 2014.

Prof^ª. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientadora – UFRN

Prof^ª. Dra. Vanessa Cristina Santanna
Membro Examinador - UFRN

Prof. M.Sc Célio Gurgel Amorim
Membro Examinador - UFRN

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus pais, **Paulo Miguel da Silva e Wanderlândia Medeiros da Silva**, que me educaram e me ensinaram que o melhor caminho para o sucesso é o estudo. Por todo carinho e confiança depositados em mim. Vocês foram essenciais nesta conquista!*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pela saúde, paz, por ter me dado forças nos momentos que mais precisei, sem deixar me abater no primeiro obstáculo e por ter me ajudado nas escolhas e decisões que fiz durante a graduação.

Aos meus pais, irmão e irmãs, por todo apoio e dedicação que me foi fornecido, direta ou indiretamente, tenho muita sorte de ter uma família como vocês.

À minha namorada, Natália Guedes Siqueira, por toda paciência e companheirismo nos momentos difíceis com palavras de incentivo. Suas palavras de apoio foram muito importantes para chegar até aqui, e me fizeram ter forças para concluir.

À minha orientadora, Prof^a. Dr^a. Jennys Lourdes Meneses Barillas, primeiramente pela disciplina ministrada durante o curso, que foi essencial para a simulação e dissertação deste trabalho, e por fim, pela orientação, paciência e dedicação prestada, se mostrando sempre presente para retirar dúvidas.

Ao meu orientador acadêmico, Prof Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues, por várias dúvidas tiradas, e que durante suas aulas comentou muito sobre a realidade de ser um Engenheiro de Petróleo.

Aos professores do curso de Engenharia de Petróleo, pelas disciplinas ministradas, orientações e contribuições científicas.

Ao Departamento de Engenharia de Petróleo pelo apoio estrutural para o desenvolvimento com alto padrão do curso de Engenharia de Petróleo.

À CMG por fornecer o acesso ao software, que foi de extrema importância durante a graduação e para realização deste trabalho.

A todos os meus colegas de classe e de laboratório, pelos conhecimentos compartilhados nos momentos de estudo, pelo companheirismo e pela convivência durante toda a graduação.

E por fim, todas as pessoas não citadas anteriormente que contribuíram diretamente ou indiretamente, para a realização deste trabalho.

Muito Obrigado!

SILVA, Patrick Medeiros – “ESTUDO DA INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

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

RESUMO

Por meio da recuperação primária só é possível recuperar uma pequena fração de óleo dos reservatórios, esse cenário é menor ainda quando se trata de óleos pesados com características do Nordeste Brasileiro. Com intuito de aumentar o volume de óleo recuperado, a indústria petrolífera procura investir e desenvolver técnicas de recuperação suplementar. Essas técnicas têm como objetivo recuperar a energia perdida na recuperação primária. Uma técnica muito utilizada para recuperar essa energia é através da injeção de vapor e solvente, métodos térmicos e miscíveis, que além de reduzir a viscosidade do óleo, também reduz as tensões interfaciais, fazendo com que o óleo volte a escoar no meio poroso. Este trabalho propõe um estudo da recuperação do óleo pesado, através da simulação numérica do reservatório a partir do simulador – *STARS CMG Launcher Technologies 2012*. Primeiro foi criado um modelo de fluidos, contendo as características do reservatório, e posteriormente foi desenvolvida a área através da construção da malha. O solvente utilizado neste estudo foi o heptano (C7), a partir disso, variando a vazão de injeção e a porcentagem de vapor e solvente injetados, foi analisada a influência dos parâmetros operacionais, como produção acumulada de óleo, fator de recuperação e vazão de produção de óleo. Os resultados obtidos mostraram que a utilização do método de injeção de vapor e solvente melhorou significativamente o fator de recuperação e aumentou a produção e vazão de óleo presente no reservatório.

Palavras Chave: Injeção de vapor e solvente. Óleo pesado. Simulação numérica.

SILVA, Patrick Medeiros – “ESTUDO DA INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Guiding: Prof^a Dr^a Jennys Lourdes de Meneses Barillas.

ABSTRACT

By the primary recovery it's only possible to recover a small fraction of reservoir's oil. This scenery is smaller when dealing with heavy oil from Brazilian northeast. The oil industry invests in the development of techniques of supplementary recovery aiming to increase the recovered oil volume. These techniques have the objective of recovering the energy lost in primary recovery. A technique very used to recover this energy is the injection of steam and solvent, miscible and thermal methods, that not only reduces the oil viscosity, but also reduces interfacial tensions, draining back the oil on the porous medium. This work proposes a study of the recovery of heavy oil through reservoir's numeric simulation using the STARS CMG Launcher Technologies 2012 simulator. First, a fluids model was created containing the reservoir characteristics, and then the area was developed through the mesh building. The solvent used in this study was heptane (C7). By varying the injection output and the percentage of steam and solvent injected, it was observed the influence of operational parameters like accumulated oil production, recovery factor and oil production output. The results showed that using steam and solvent injection method improved significantly the recovery factor as well as the production and oil output in the reservoir.

Keywords: Steam and solvent injection. Heavy oil. Numeric simulation.

SUMÁRIO

1	Introdução	12
1.1	Objetivos.....	13
2	Aspectos Teóricos	15
2.1	Métodos de recuperação avançada	15
2.2	Métodos Térmicos	16
2.2.1	Injeção de Vapor.....	17
2.2.1.1	Injeção contínua de vapor.....	17
2.2.1.2	Aplicação	18
2.3	Métodos Miscíveis.....	19
2.3.1	Injeção de Solvente.....	19
3	Materiais e métodos	21
3.1	Ferramentas computacionais	21
3.2	Modelagem dos Fluidos	21
3.3	Propriedades do reservatório	23
3.4	Interação rocha-fluido.....	24
3.5	Configuração de malhas	25
3.6	Metodologia de trabalho	28
4	Resultados e Discussões	30
4.1	Análise dos parâmetros operacionais	30
4.1.1	Estudo da vazão de injeção.....	30
4.1.2	Estudo da porcentagem de solvente	33
5	Conclusões e recomendações	46
5.1	Conclusões.....	46
5.2	Recomendações futuras	47
	Referências Bibliográficas	49

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Métodos de Recuperação Avançada (RODRIGUES, 2008).	16
Figura 2.2 - Injeção contínua de vapor (SANTANA, 2009).	18
Figura 3.1 - Razão de solubilidade gás-óleo (Rs) e fator volume formação do óleo (Bo) <i>versus</i> pressão.	22
Figura 3.2 - Viscosidade do óleo e viscosidade do gás <i>versus</i> pressão.	23
Figura 3.3 - Configuração da malha na vista ij.	26
Figura 3.4 - Perfuração de alguns poços na vista ik.	26
Figura 3.5 - Modelo físico do reservatório.	27
Figura 4.1 - Produção acumulada de óleo para as vazões de 0 m ³ std/dia (recuperação primária), 10 m ³ std/dia, 25 m ³ std/dia, 50 m ³ std/dia, 75 m ³ std/dia e 100 m ³ std/dia.....	31
Figura 4.2 - Vazão de produção de óleo para as vazões de 0 m ³ std/dia, 10 m ³ std/dia, 50 m ³ std/dia e 100 m ³ std/dia.	32
Figura 4.3 - Fator de recuperação para as vazões de 0 m ³ std/dia, 10 m ³ std/dia, 25 m ³ std/dia, 50 m ³ std/dia, 75 m ³ std/dia e 100 m ³ std/dia.	33
Figura 4.4 - Produção acumulada de óleo para diferentes concentrações de solvente.....	34
Figura 4.5 - Vazão de produção de óleo para diferentes concentrações de solvente.	35
Figura 4.6 - Fator de recuperação para diferentes concentrações de solvente.	36
Figura 4.7 - Mapas de temperatura para a vazão de 50 m ³ /dia com 5% e 40% de solvente. ...	37
Figura 4.8 - Mapas de viscosidade para a vazão de 50 m ³ /dia com 5% e 40% de solvente....	39
Figura 4.9 - Mapas de saturação de óleo para a vazão de 50 m ³ /dia com 5% e 40% de solvente.....	40
Figura 4.10 - Fator de recuperação para os casos 34 e 37.	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Pseudocomponentes do óleo.	22
Tabela 3.2 - Dados iniciais do reservatório.	24
Tabela 3.3 - Permeabilidade relativa (água-óleo).....	24
Tabela 3.4 - Permeabilidade relativa (líquido-gás)	25
Tabela 4.1 - Fator de recuperação para todos os casos simulados.	42

LISTA DE SÍMBOLOS

$^{\circ}$ API – Grau API do óleo;

API – American Petroleum Institute;

Bo – Fator volume-formação do óleo;

CMG – Computer Modelling Group;

FR – Fator de Recuperação;

i – Direção do eixo “x”;

j – Direção do eixo “y”;

k – Direção do eixo “z”;

Krg – Permeabilidade relativa ao gás no sistema líquido-gás;

Krog – Permeabilidade relativa ao óleo no sistema líquido-gás;

Krow – Permeabilidade relativa ao óleo no sistema água-óleo;

Krw – Permeabilidade relativa à água no sistema água-óleo;

Np – Produção Acumulada de Óleo;

Pcog – Pressão capilar no contato gás-óleo;

Pcow – Pressão capilar no contato óleo-água;

Rs – Razão de solubilidade;

Sl – Saturação de líquido;

STARS – Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator;

Sw – Saturação de água.

Capítulo I:

Introdução

1 Introdução

O petróleo ocupa hoje a posição de maior fonte da matriz energética do mundo, possuindo um alto valor de mercado. Sua composição é constituída basicamente de hidrocarbonetos, contendo centenas de compostos químicos. Durante a recuperação primária é possível recuperar apenas uma fração do óleo, ficando grande parte retida no reservatório, devido à quantidade de energia que foi perdida. A recuperação desse óleo tornou-se um grande desafio para as indústrias petrolíferas. Diante disso, começaram a criar métodos especiais de recuperação para aumentar a vida útil de um reservatório.

Se tratando de reservatórios de óleos pesados, como é o caso do Nordeste brasileiro, não só havia a necessidade de suprir a energia perdida durante a recuperação primária, como também reduzir a viscosidade do óleo. Esses métodos envolvem agentes externos que podem ajudar a diminuir a viscosidade do óleo, melhorar os canais porosos, diminuir a tensão interfacial entre os fluidos ou aumentar a mobilidade do óleo que se deseja extrair.

Um dos métodos mais utilizado na recuperação de óleo pesado é o método térmico, em especial o método por injeção de vapor, que consiste em levar energia térmica ao reservatório que contém óleo de alta viscosidade via vapor de água. Juntamente com esse método, vem se utilizando cada vez mais um método miscível (injeção de solvente), com o objetivo de reduzir a viscosidade do óleo e as tensões interfaciais.

Os solventes são hidrocarbonetos que reduzem as tensões interfaciais e facilitam a produção de óleo pesado. O processo de injeção de solvente possui um alto custo, tornando-se limitado quando injetado sozinho no reservatório. Quando injetado 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. Contudo, melhora-se a razão de mobilidades entre o fluido deslocante e o fluido deslocado, reduzindo os caminhos preferenciais do vapor, melhorando o varrido e, conseqüentemente, o fator de recuperação (SHU; HARTMAN, 1998).

O presente trabalho trata-se de um estudo da injeção de vapor e solvente aplicado a um reservatório de óleo pesado, através da variação de alguns parâmetros, como vazão de injeção de vapor e quantidade de solvente injetado. Foi possível comprovar o funcionamento do método, por meio da análise da produção acumulada de óleo, vazão de óleo, volumes injetados de solvente e fator de recuperação. Utilizou-se o simulador STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) do grupo CMG (Computer Modelling Group), versão 2012.10.

1.1 Objetivos

Criar um modelo de fluidos que represente as características de um reservatório de óleo pesado.

Desenvolver a área usando o método de injeção de vapor e solvente, utilizando poços verticais.

Realizar um estudo da vazão de injeção com diferentes concentrações de solvente.

Capítulo II:
Aspectos Teóricos

2 Aspectos Teóricos

Neste capítulo são apresentados alguns conceitos relacionados aos métodos especiais de recuperação, em particular ao método de injeção de vapor.

2.1 Métodos de recuperação avançada

As acumulações de petróleo, durante a descoberta, dispõem de uma quantidade de energia primária. O volume e a natureza dos fluidos presentes nas acumulações determinam essa energia, bem como os níveis de pressão e de temperatura existentes no reservatório. No processo de produção, a descompressão dos fluidos do reservatório e as resistências que os mesmos encontram ao fluírem em direção aos poços de produção, dissipam a energia primária. Essas resistências são devidas, ou associadas, às forças viscosas e capilares presentes no meio poroso. A redução da produtividade dos poços e a queda de pressão do reservatório são refletidas pelo consumo de energia primária (ROSA et al., 2006).

Visando aumentar a recuperação do óleo que ficou retido no reservatório, devido a perda de pressão durante a recuperação primária, foram criados os métodos convencionais e especiais de recuperação, denominados de métodos de recuperação avançada.

Os métodos convencionais consistem na injeção de água ou injeção de gás, enquanto os métodos especiais são divididos em térmicos, miscíveis, químicos e outros, como podem ser observados na Figura 2.1.

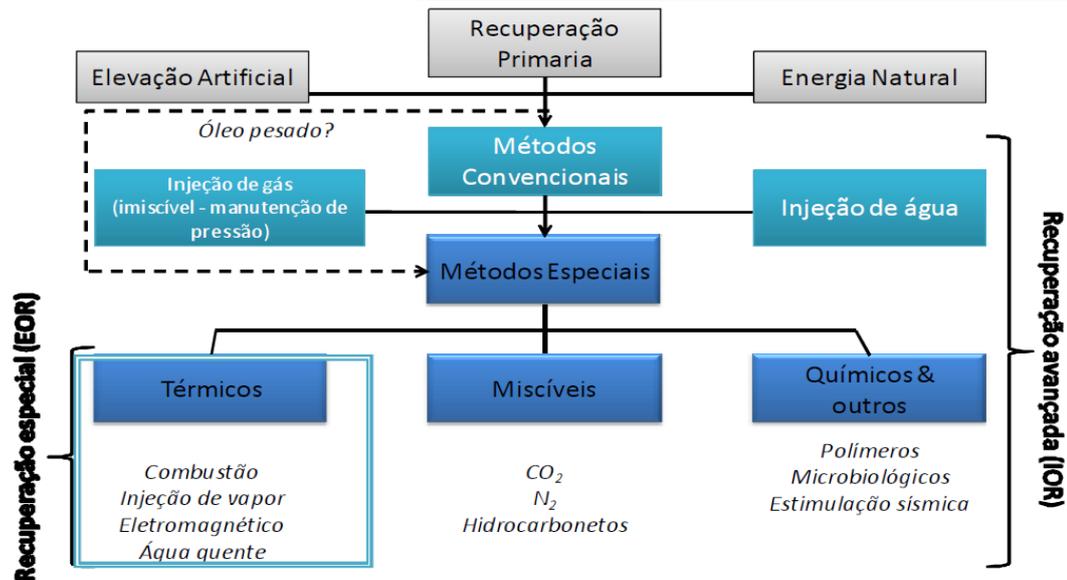


Figura 2.1 - Métodos de Recuperação Avançada (RODRIGUES, 2008).

2.2 Métodos Térmicos

São apropriados aos reservatórios contendo óleos pesados ou extrapesados, visto que a utilização dos métodos convencionais de recuperação não é adequada, devido à alta viscosidade do óleo, que dificulta o deslocamento do mesmo dentro do meio poroso. A aplicação do método térmico visa reduzir a viscosidade do fluido do reservatório, aumentando a eficiência de varrido e facilitando o seu escoamento.

A redução da viscosidade do óleo é o efeito mais evidente do aquecimento de um reservatório. No início do aumento da temperatura, observa-se que a taxa de melhora da viscosidade é maior, em relação à influência do aquecimento sobre a viscosidade. Depois de atingir certa temperatura, consegue-se reduzir pouco a viscosidade. As maiores reduções de viscosidade são observadas em óleos de $^{\circ}API$ mais baixo (geralmente mais viscosos) do que em óleos de $^{\circ}API$ mais alto (ROSA, 2006).

Nos métodos térmicos têm-se duas categorias sobressalentes: a combustão “*in situ*” e a injeção de fluidos aquecidos. Na combustão “*in situ*” o calor é gerado no próprio reservatório, a partir da combustão de parte do óleo existente, enquanto na injeção de fluidos aquecidos, o calor é originado na superfície e transferido para um fluido que é injetado no poço (BARILLAS, 2005).

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

2.2.1 Injeção de Vapor

O método consiste em transferir calor para o óleo, por intermédio da injeção de vapor superaquecido no reservatório, formando um banco de vapor que se condensa, transferindo calor para o óleo, para a água e para a própria rocha, inclusive as das camadas adjacentes. Apresentam dois modos de operação: cíclico e contínuo. No modo cíclico alternam-se, num mesmo poço as fases de injeção e produção, enquanto que no modo contínuo, a injeção é realizada num mesmo poço injetor até os poços produtores vizinhos serem atingidos pelo banco de alta temperatura. Normalmente a fase cíclica precede à contínua (LACERDA, 2000).

2.2.1.1 Injeção contínua de vapor

A injeção contínua de vapor consiste em uma injeção contínua do fluido, diferentemente da injeção cíclica onde esta é realizada de forma intermitente. Enquanto na injeção cíclica tanto a injeção como a produção ocorrem no mesmo poço, na injeção contínua os poços injetores e produtores são distintos. Com a injeção de forma contínua, uma zona de vapor é formada e expandida em torno do poço injetor. Nessa zona a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Uma zona de água condensada é formada diante do vapor, fazendo com que a temperatura do reservatório diminua (RODRIGUES, 2008), Figura 2.2.



Figura 2.2 - Injeção contínua de vapor (SANTANA, 2009).

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

2.2.1.2 Aplicação

A injeção de fluido aquecido é limitada em seu uso a relativamente poucos reservatórios. Segundo ROSA, (2006 p.33), as seguintes características são favoráveis ao método:

- Óleos viscosos entre 10 e 20 °API são mais suscetíveis à redução de viscosidade pelo calor. Óleos voláteis de alto °API podem ser considerados para o método de injeção de vapor devido à recuperação adicional causada pela destilação do óleo e extração por solvente.
- Reservatórios com menos de 3.000 ft (900 m) de profundidade minimizam as perdas de calor. Também o calor latente é maior a pressões mais baixas. Portanto, mais calor pode ser transportado por unidade de massa de vapor injetado em reservatórios rasos, de baixa pressão, do que em zonas mais profundas a altas pressões.

- Permeabilidade maior ou igual a 500 *md* auxilia o fluxo de óleos viscosos. A permeabilidade em projetos de injeção de vapor é muito importante porque a resposta depende da vazão de injeção.
- Uma saturação de óleo próxima de 0,15 *m3* de óleo/*m3* de rocha aumenta as chances de sucesso econômico.
- Espessuras de arenito excedendo 30 *ft* (9 *m*) a 50 *ft* (15 *m*) geralmente são necessárias para limitar as perdas de calor da formação em projetos de injeção de vapor.

2.3 Métodos Miscíveis

O método miscível pode ser definido como um processo de recuperação de óleo, que se caracteriza pela ausência de interfaces entre o fluido deslocante e o deslocado, dentre os métodos existentes de recuperação avançada. Esse processo possui a habilidade de reduzir as forças capilares e interfaciais que se fossem mantidas, causariam a retenção do óleo no reservatório. Chama-se de *miscibilidade*, a propriedade que os fluidos têm de reduzir essas forças capilares e interfaciais (ROSA et al., 2006).

Os processos de deslocamento miscível incluem a injeção de um fluido deslocante que é miscível com o óleo bruto, formando apenas uma fase simples no primeiro contato quando misturado em todas as proporções. Através da alteração na composição do fluido injetado, as condições de miscibilidade vão se desenvolvendo *in situ*, à medida que o fluido se move no reservatório. Os fluidos deslocantes mais utilizados no método miscível são: hidrocarbonetos solventes, CO₂, gases de combustão e nitrogênio (GALVÃO, 2008).

2.3.1 Injeção de Solvente

A dissolução do solvente no óleo pesado possui um papel predominante na determinação da taxa de recuperação. Dois parâmetros importantes para quantificar a recuperação do óleo do reservatório é a solubilidade de um solvente no óleo e a difusividade molecular, estas dependem das propriedades físico-químicas do sistema e da pressão e temperatura da formação (LUO et al., 2007).

Capítulo III:
Materiais e Métodos

3 Materiais e métodos

Neste capítulo são abordados assuntos relacionados às ferramentas computacionais, à modelagem dos fluidos, às propriedades do reservatório, à interação rocha-fluido e à metodologia do trabalho.

3.1 Ferramentas computacionais

Para o desenvolvimento do trabalho foi utilizado o programa *Launcher*, simulador da *Computer Modelling Group LTD. (CMG)*, software usado por muitas empresas de extração e produção de fluidos energéticos. Foram utilizados os seguintes módulos: *Winprop*, para a elaboração do modelo de fluido; *Builder*, para a construção do modelo representativo do reservatório, cujo arquivo gerado é o “.dat”; *Stars*, para o desenvolvimento do método térmico; *Results Graph*, para análise gráfica dos resultados e *Results 3D*, para análise dos resultados em três dimensões.

3.2 Modelagem dos Fluidos

Para a construção do modelo de fluido, o programa utilizado foi o *Winprop*, em que foram informados os dados iniciais, como as características do reservatório, permeabilidades relativas, propriedades da rocha, composição do fluido e etc.

Para o desenvolvimento foram adotadas variáveis que representam propriedades de um óleo pesado, com características similares aos encontrados na Bacia Potiguar.

Foram realizados vários ajustes das curvas PVT para o óleo pesado do modelo original. A Tabela 3.1 mostra a composição do óleo ajustada no *Winprop* para sete pseudocomponentes.

Tabela 3.1 - Pseudocomponentes do óleo.

Pseudocomponentes	Frações molares
CO ₂ -N ₂	0.0077
C ₁ -C ₃	0.1114
IC ₄ -C ₉	0.0062
C ₁₀ -C ₁₉	0.1589
C ₂₀ -C ₂₇	0.2427
C ₂₈ -C ₃₅	0.2189
C ₄₀ +	0.2542
Soma	1.00

A Figura 3.1 mostra o ajuste realizado na curva da razão de solubilidade do gás no óleo (R_s) e no fator volume-formação do óleo (B_o) em função da pressão. Observa-se que para a razão de solubilidade, obteve-se um melhor ajuste em relação ao fator volume-formação do óleo, comparando-se com os dados experimentais.

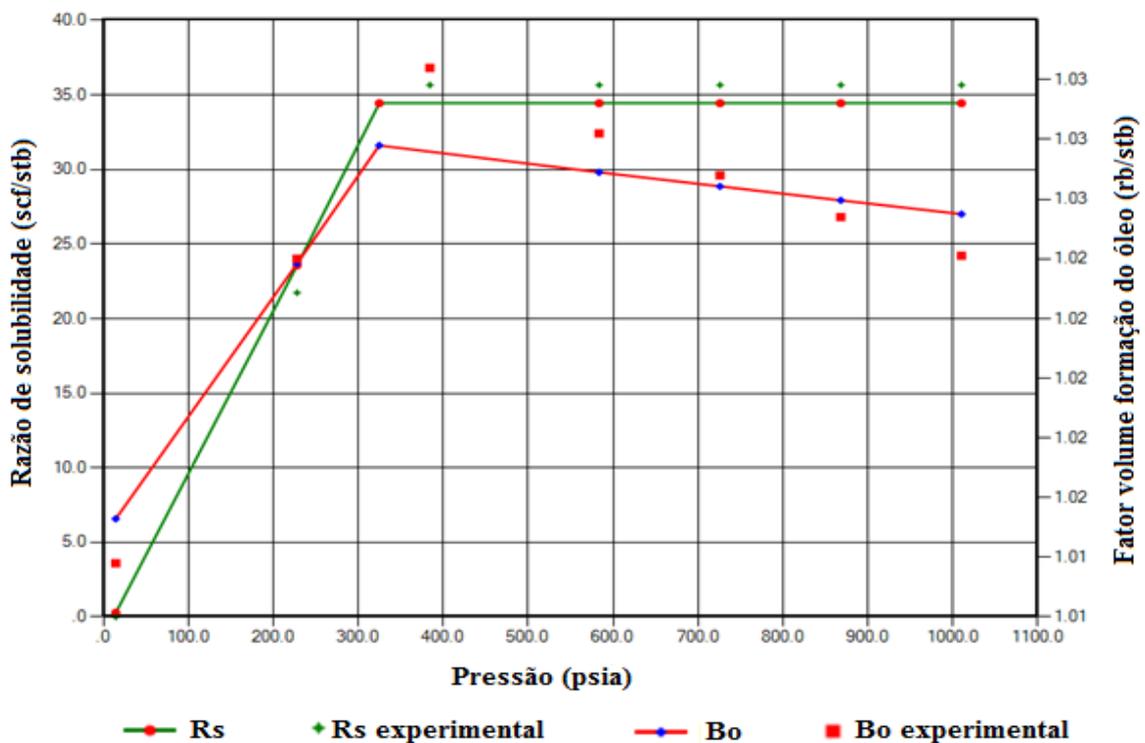


Figura 3.1 - Razão de solubilidade gás-óleo (R_s) e fator volume formação do óleo (B_o) versus pressão.

A Figura 3.2 mostra o ajuste realizado na curva da viscosidade do óleo do modelo experimental em função da pressão. Observa-se um bom ajuste em relação aos dados experimentais.

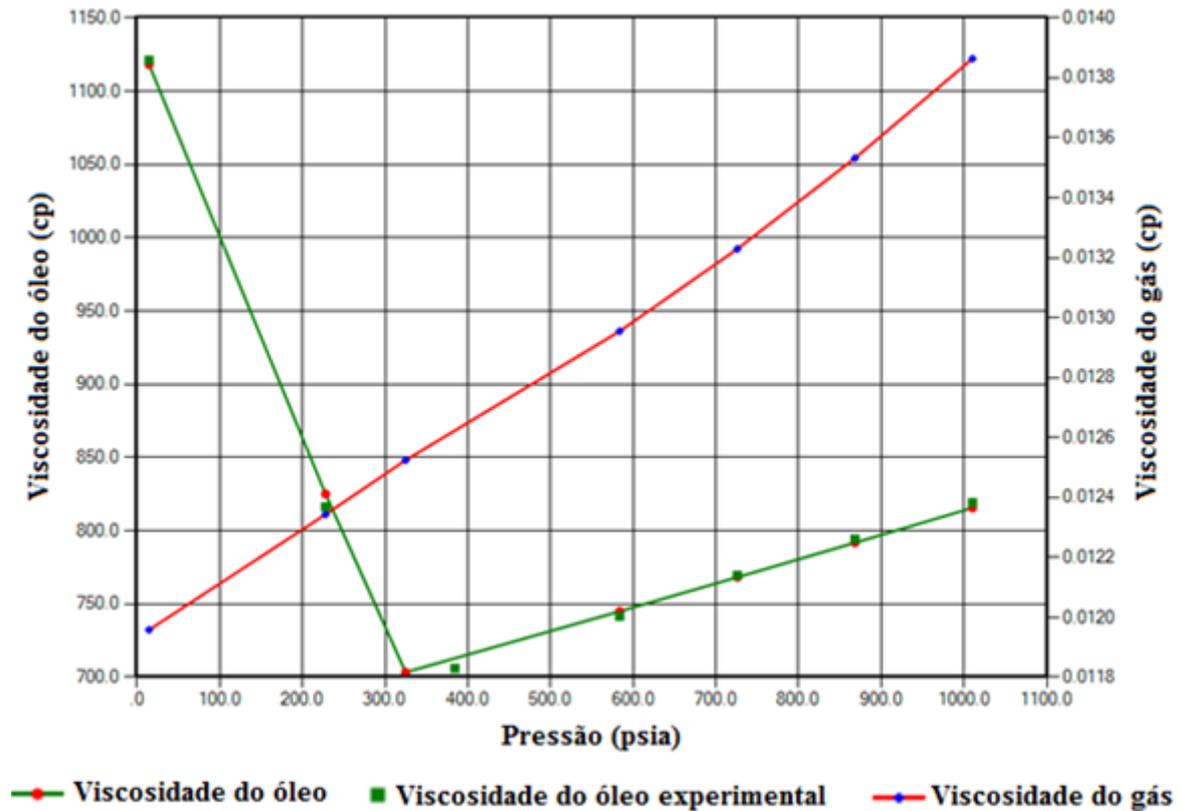


Figura 3.2 - Viscosidade do óleo e viscosidade do gás *versus* pressão.

3.3 Propriedades do reservatório

Foram utilizadas as propriedades previamente estabelecidas, contendo informações de um reservatório de óleo pesado, para a construção do modelo base no módulo *Builder*.

A Tabela 3.2 contém os dados iniciais do reservatório.

Tabela 3.2 - Dados iniciais do reservatório.

Contato Água-Óleo	232 m
Pressão de Referência	287 psi
Porosidade	21%
Permeabilidade Horizontal (kh)	1150 mD
Permeabilidade Vertical (kv)	172,5 mD
Compressibilidade da Formação	$15 \cdot 10^{-7}$ 1/psi
Capacidade calorífica volumétrica da formação	35 Btu/(ft ³ *F)
Condutividade térmica da rocha	78,74 Btu/(m*day*F)
Condutividade térmica da fase água	28,54 Btu/(m*day*F)
Condutividade térmica da fase óleo	5,91 Btu/(m*day*F)
Condutividade térmica da fase gás	1,97 Btu/(m*day*F)
Capacidade calorífica volumétrica da formação Sobrejacente e Subjacente	35 Btu/(ft ³ *F)
Condutividades térmicas Sobrejacentes e Subjacentes	78,74 Btu/(m*day*F)
Temperatura inicial do reservatório	38°C
Saturação inicial de óleo	70%

3.4 Interação rocha-fluido

A Tabela 3.3 apresenta os dados da permeabilidade relativa água-óleo.

Tabela 3.3 - Permeabilidade relativa (água-óleo)

Saturação de água (Sw1)	Permeabilidade relativa à água (Krw)	Permeabilidade relativa ao óleo (Krow)	Pressão capilar (Pcow)
---	---	---	---
0.35	0	0.9	2.416
0.3753	0.0018	0.8285	1.697
0.4006	0.0051	0.758	1.229
0.4258	0.0094	0.6886	0.913
0.4511	0.0145	0.6203	0.694
0.4764	0.0202	0.5533	0.537
0.5017	0.0266	0.4876	0.423
0.5269	0.0335	0.4233	0.338
0.5522	0.0409	0.3607	0.273
0.5775	0.0488	0.2997	0.224
0.6028	0.0572	0.2409	0.185
0.6281	0.0659	0.1843	0.154
0.6533	0.0751	0.1305	0.13
0.6786	0.0847	0.0802	0.11
0.7039	0.0947	0.0349	0.094
0.7292	0.105	0	0.081
1	0.35	0	0.022

A Tabela 3.4 apresenta os dados da permeabilidade relativa líquido-gás.

Tabela 3.4 - Permeabilidade relativa (líquido-gás)

Saturação de líquido (S_l)	Permeabilidade relativa ao gás (Krg)	Permeabilidade relativa ao óleo (Krog)	Pressão capilar (Pcog)
---	---	---	---
0.77	0.45	0	0.1441
0.7853	0.406	0.0139	0.1307
0.8007	0.363	0.0395	0.1188
0.816	0.322	0.0726	0.1083
0.8237	0.283	0.1117	0.0989
0.839	0.245	0.1564	0.0906
0.8543	0.209	0.2048	0.0831
0.8697	0.175	0.2587	0.0764
0.885	0.143	0.3161	0.0703
0.9003	0.114	0.3769	0.0649
0.9157	0.0866	0.4421	0.06
0.931	0.062	0.5069	0.0555
0.9387	0.0402	0.5805	0.0515
0.954	0.0219	0.6547	0.0478
0.9693	0.0077	0.7313	0.0444
0.9847	0	0.8111	0.0414
1	0	0.9	0.0384

3.5 Configuração de malhas

O reservatório estudado possui características similares a do Nordeste Brasileiro. O modelo de injeção escolhido para o reservatório foi o “nine-spot”, sendo 8 poços injetores verticais e 1 poço produtor vertical.

A malha foi configurada de forma que os poços ficassem na zona de óleo, conforme Figura 3.3, e as perfurações acima do contato água/óleo (232m), conforme Figura 3.4.

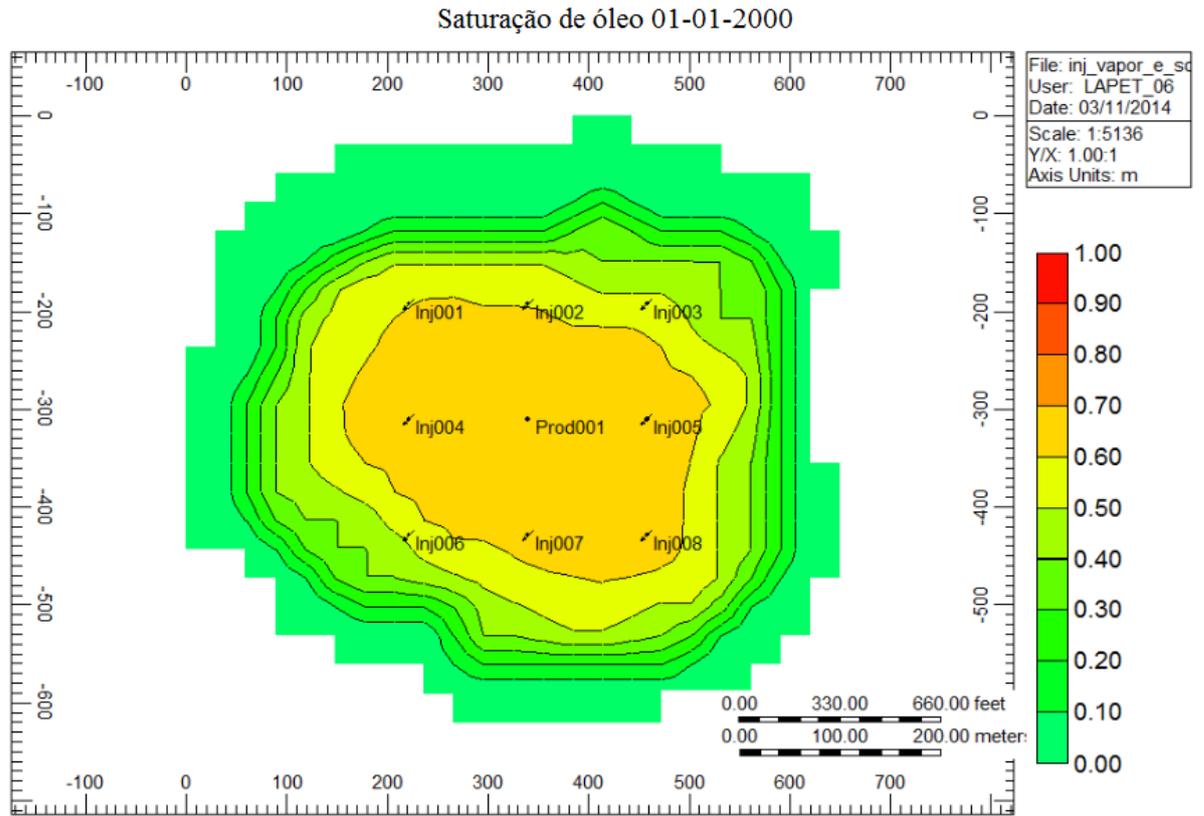


Figura 3.3 - Configuração da malha na vista ij.

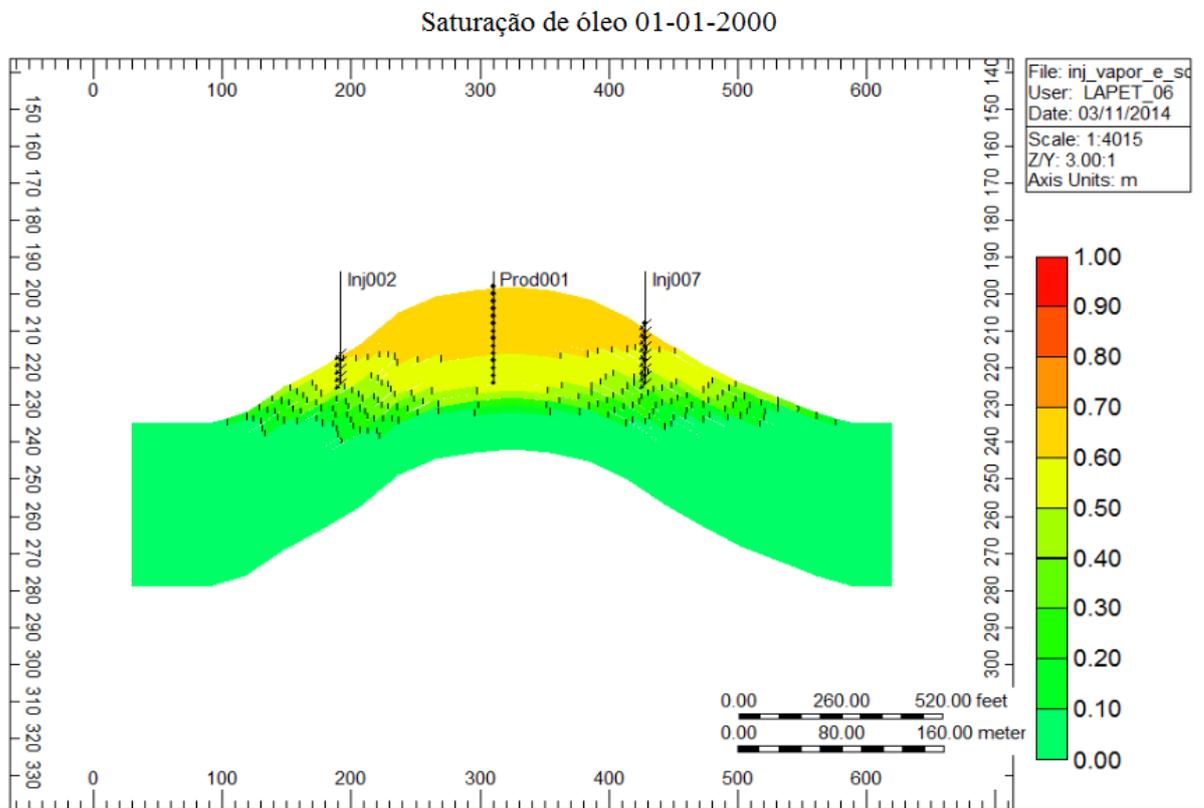


Figura 3.4 - Perfuração de alguns poços na vista ik.

O sistema selecionado utiliza coordenadas cartesianas (direções i, j, k), com as seguintes dimensões: 650 m de comprimento, 650 m de largura e aproximadamente 38 m de espessura, conforme pode ser visto na Figura 3.5.

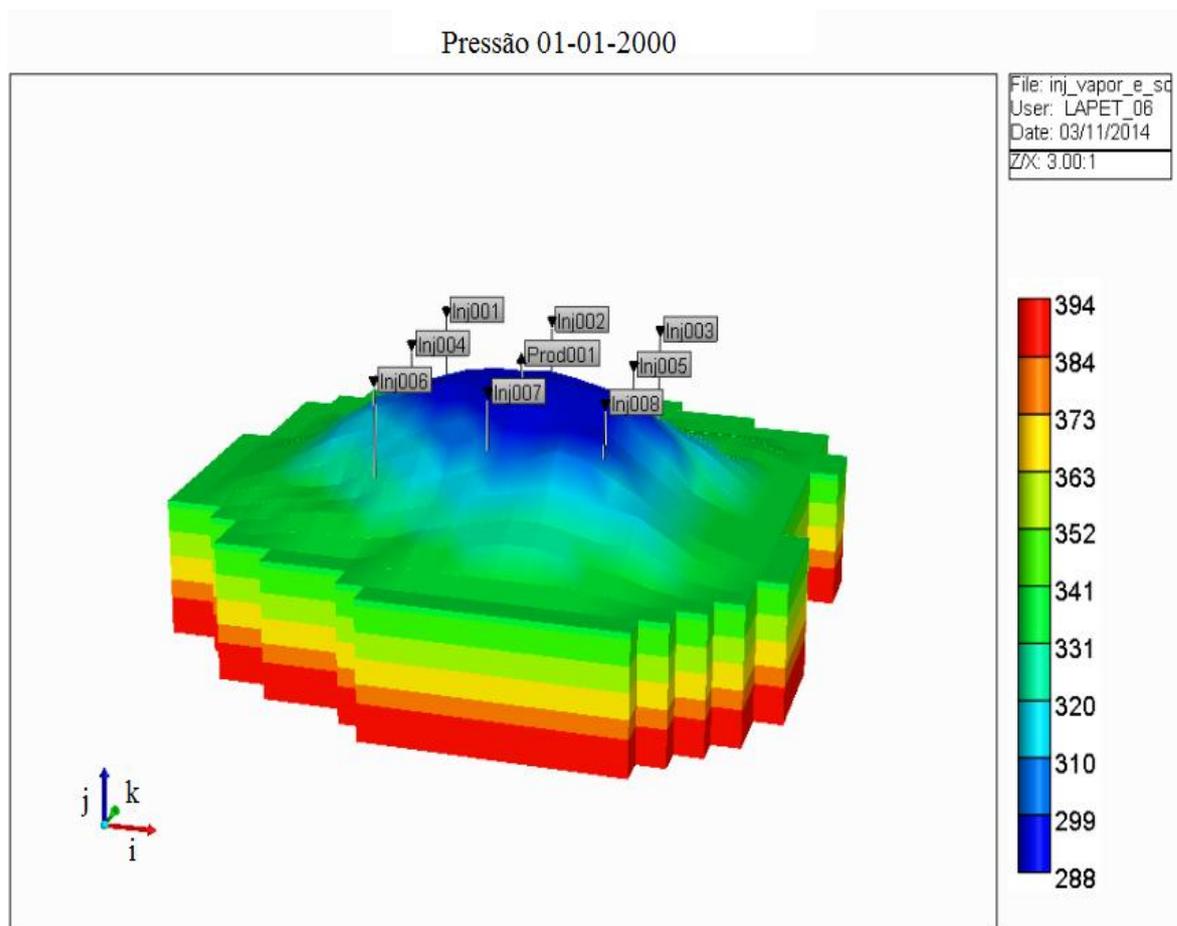


Figura 3.5 - Modelo físico do reservatório.

Para o refinamento foi utilizado um total de 9196 blocos, distribuídos da seguinte forma:

- Direção i – 22 blocos de 29,5454 m
- Direção j – 22 blocos de 29,5454 m
- Direção k – 18 blocos de 2 m e 1 bloco de 8m

3.6 Metodologia de trabalho

No presente estudo, foram analisados alguns parâmetros operacionais como produção acumulada de óleo (N_p), vazão de produção, fator de recuperação (FR) e alguns mapas de saturação de óleo, temperatura do reservatório e viscosidade do óleo.

Para a análise dos parâmetros de interesse, foram realizados os seguintes procedimentos:

- Seleção da vazão que obteve melhores resultados de produção acumulada de óleo e fator de recuperação;
- Alteração na concentração do solvente para verificar a influência do mesmo no reservatório.
- Análise dos resultados e discussões

Capítulo IV:
Resultados e Discussões

4 Resultados e Discussões

Neste capítulo, são apresentadas as simulações que foram realizadas, bem como analisam-se e discutem-se os resultados obtidos.

4.1 Análise dos parâmetros operacionais

Parâmetros como produção acumulada de óleo, vazão de produção, fator de recuperação e alguns mapas de saturação de óleo, temperatura no reservatório e viscosidade do óleo, serviram de base para compreensão dos resultados obtidos.

4.1.1 Estudo da vazão de injeção

Foi analisada inicialmente a influência da vazão de injeção de vapor na produção acumulada de óleo, com uma concentração inicial de 5% de solvente. Os intervalos estudados foram: 0 m³std/dia (recuperação primária), 10 m³std/dia, 25 m³std/dia, 50 m³std/dia, 75 m³std/dia e 100 m³std/dia de vazão de injeção. Observa-se na Figura 4.1, a produção acumulada de óleo *versus* tempo para os diferentes casos.

É importante ressaltar que para todos os gráficos de produção acumulada de óleo, foram descontados os valores referentes ao volume de solvente injetado, considerando apenas o Np líquido, para que não majorasse a produção.

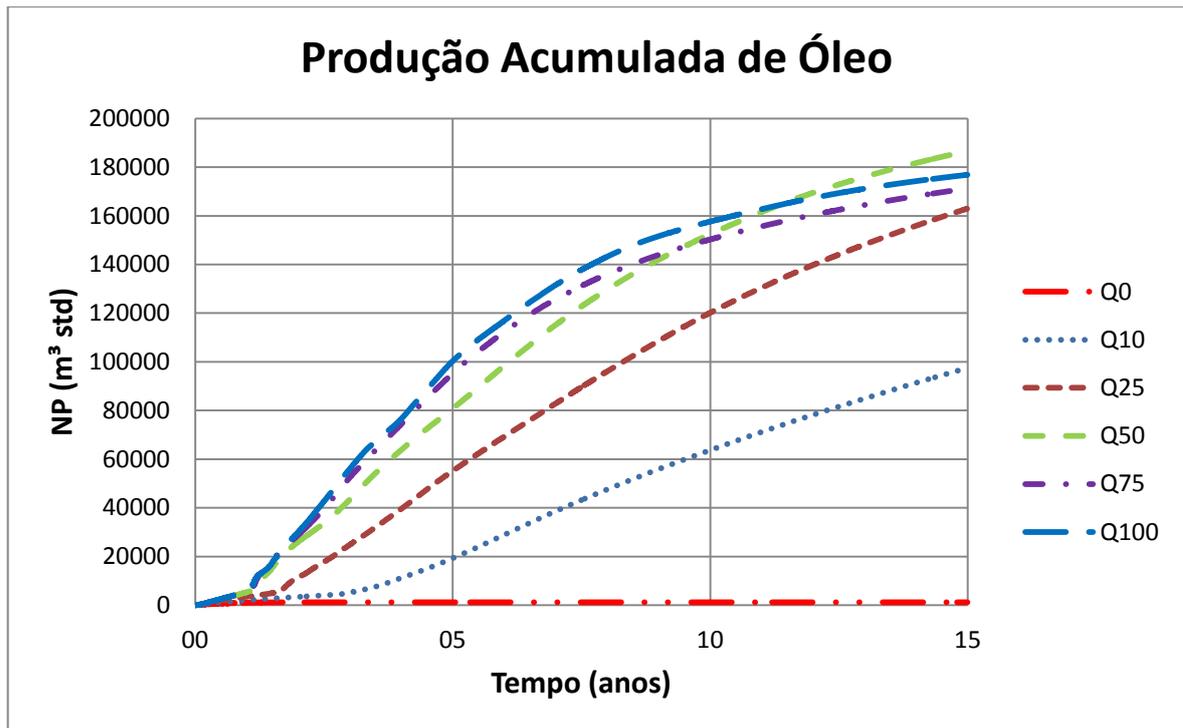


Figura 4.1 - Produção acumulada de óleo para as vazões de 0 m³std/dia (recuperação primária), 10 m³std/dia, 25 m³std/dia, 50 m³std/dia, 75 m³std/dia e 100 m³std/dia.

É possível perceber pela Figura 4.1, que o incremento da vazão de injeção aumenta a produção de óleo em relação à recuperação primária, até certa vazão (50 m³ std/dia). A partir desse ponto, a produção é antecipada, como pode ser visto na vazão de 100 m³ std/dia, porém há uma queda na produção acumulada final.

Na Figura 4.2, observa-se a vazão de produção de óleo em função do tempo para as vazões de 0 m³std/dia, 10 m³std/dia, 50 m³std/dia e 100 m³std/dia de vazão de injeção.

Foram retiradas as vazões de 25 m³std/dia e 75 m³std/dia, para ficar mais visível no gráfico o incremento das vazões.

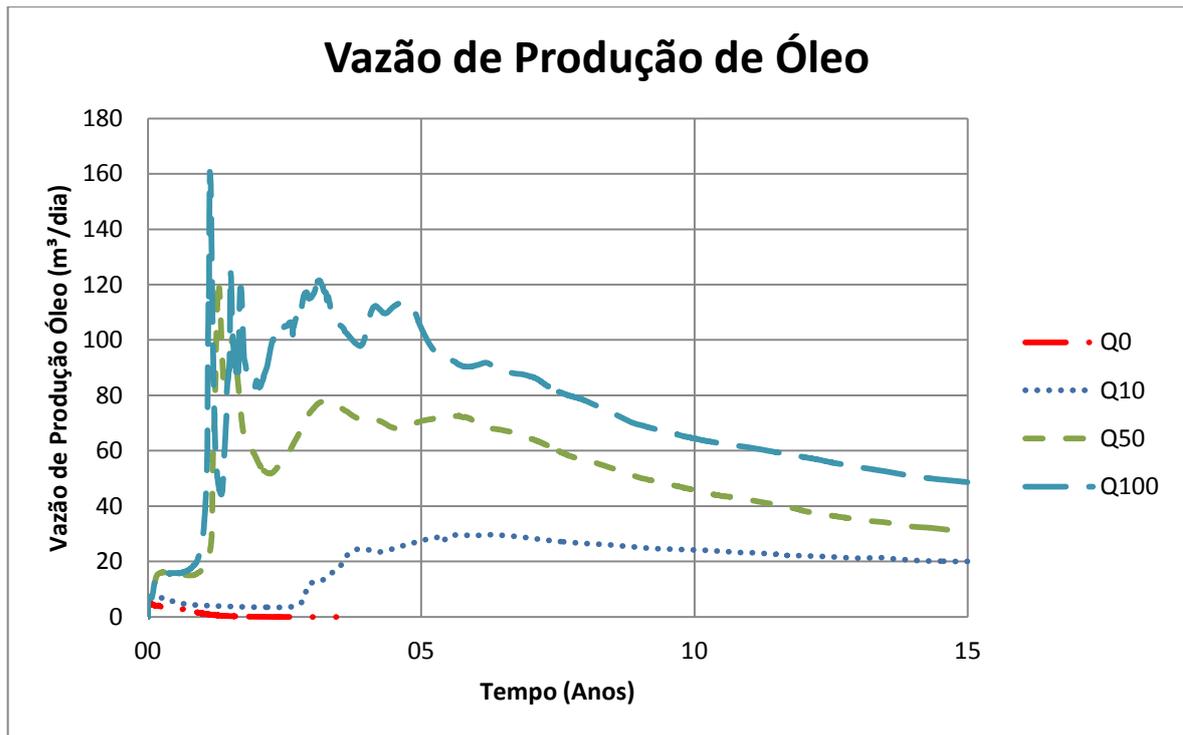


Figura 4.2 - Vazão de produção de óleo para as vazões de 0 m³std/dia, 10 m³std/dia, 50 m³std/dia e 100 m³std/dia.

Analisando a Figura 4.2, é possível perceber que entre a vazão de 10 m³/dia e 50 m³/dia o aumento na vazão de injeção, antecipa a produção, pois a chegada do banco de óleo na vazão de 50 m³/dia acontece no primeiro ano, aumentando também a vazão de produção. Já entre a vazão de 50 m³/dia e 100 m³/dia a chegada do banco de óleo ocorre praticamente no mesmo ano, porém a vazão de 100 m³/dia mantém uma vazão de produção maior que a vazão de 50 m³/dia.

Foi feito um gráfico do fator de recuperação versus tempo, mantendo-se a concentração inicial de 5% de solvente e variando-se a vazão de injeção para 0 m³std/dia, 10 m³std/dia, 25 m³std/dia, 50 m³std/dia, 75 m³std/dia e 100 m³std/dia. Conforme pode ser visto na Figura 4.3.

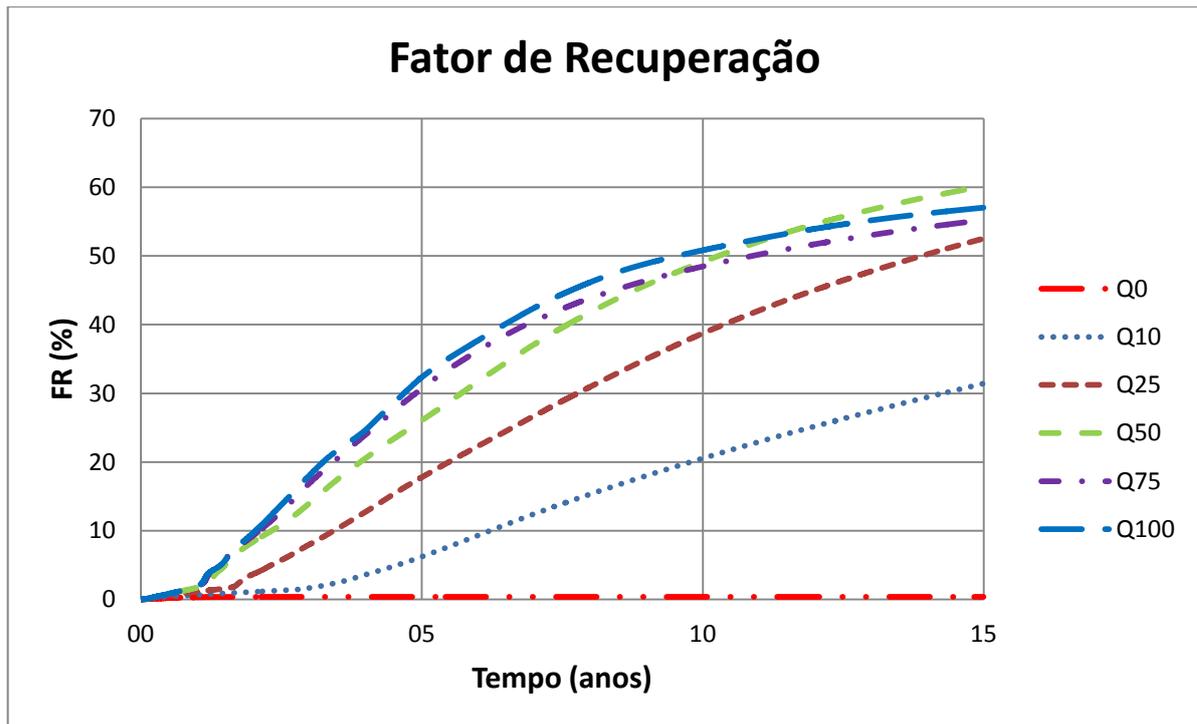


Figura 4.3 - Fator de recuperação para as vazões de 0 m³std/dia, 10 m³std/dia, 25 m³std/dia, 50 m³std/dia, 75 m³std/dia e 100 m³std/dia.

A partir da Figura 4.3, é possível observar que a melhor resposta para o fator de recuperação, quando se manteve a concentração de 5% de solvente constante, foi a vazão de 50 m³/dia. Ou seja, grandes vazões de injeções não irão retornar altos fatores de recuperação, pois existe um limite de injeção de vapor e solvente, em que a partir desse ponto, consegue-se uma rápida produção de óleo, mas têm-se uma queda no fator de recuperação. Como pode ser visto na vazão de 100 m³/dia, o seu fator de recuperação é satisfatório até 11 anos de produção.

Contudo, para uma análise completa foi necessário variar outros parâmetros como a concentração de solvente, para observar o comportamento do reservatório.

4.1.2 Estudo da porcentagem de solvente

Após a escolha da vazão que apresentou a melhor resposta para o fator de recuperação (50 m³/dia) com uma concentração inicial de 5% de solvente, foram realizadas várias simulações, alterando a porcentagem de solvente para 10%, 15%, 20%, 30% e 40%, mantendo-se constante a vazão de injeção de 50 m³/dia.

Observa-se na Figura 4.4, a produção acumulada de óleo *versus* tempo para as diferentes porcentagens de solvente.

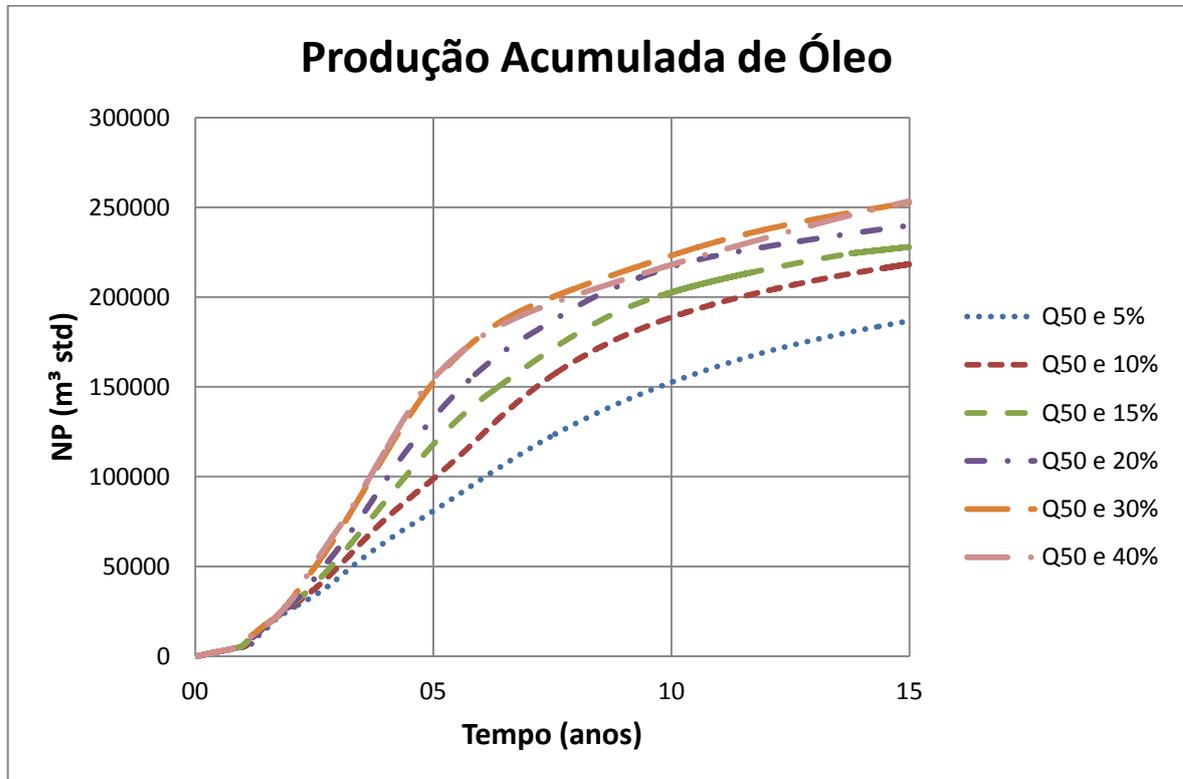


Figura 4.4 - Produção acumulada de óleo para diferentes concentrações de solvente.

A Figura 4.4 mostra que para uma mesma vazão de injeção, o incremento na quantidade de solvente, resulta numa maior produção acumulada de óleo, devido ao solvente injetado agir no reservatório, reduzindo as tensões interfaciais e melhorando a eficiência de varrido.

Na Figura 4.5, observa-se a vazão de produção de óleo em função do tempo para as concentrações de 5%, 10% e 40 % de solvente, mantendo-se constante a vazão de injeção de 50 m³/dia. Foram retiradas as concentrações de 15%, 20% e 30% de solvente, para ficar mais visível no gráfico o incremento das concentrações.

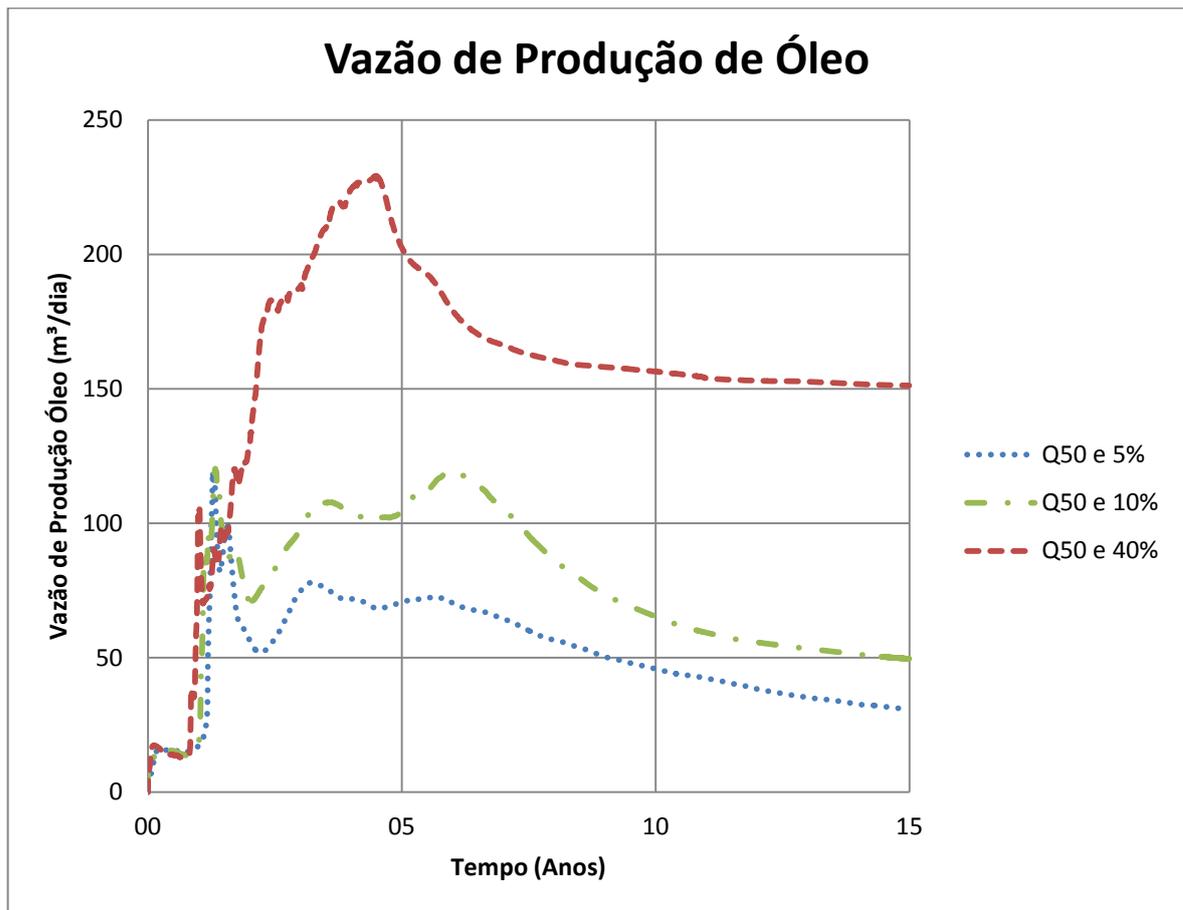


Figura 4.5 - Vazão de produção de óleo para diferentes concentrações de solvente.

Na Figura 4.5 é possível perceber que o incremento no volume de solvente, de 5% para 10% resulta num aumento da vazão de produção. Quando esse incremento é mais elevado de 10% para 40%, a vazão de produção de óleo sofre uma variação ainda maior, porém, esse aumento na porcentagem de solvente não pode ser considerado um parâmetro definitivo, visto que o acréscimo de solvente implicaria em mais custos, fazendo-se necessário uma análise econômica do projeto.

Na Figura 4.6, foi analisado o fator de recuperação, alterando a porcentagem de solvente para 10%, 15%, 20%, 30% e 40%, mantendo-se constante a vazão de injeção de 50 m³/dia.

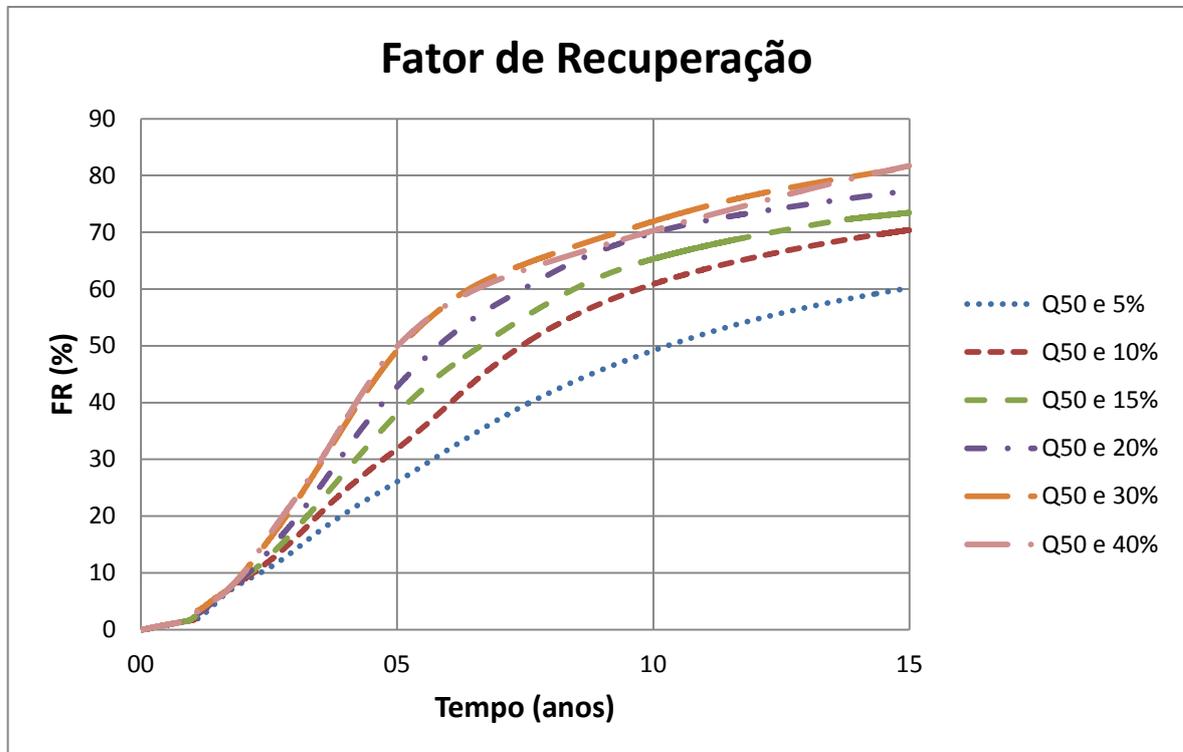


Figura 4.6 - Fator de recuperação para diferentes concentrações de solvente.

A partir da Figura 4.6, é possível observar a influência da quantidade de solvente no fator de recuperação quando coinjectado com o vapor, ou seja, a vazão de 50 m³/dia teve um aumento considerável de aproximadamente 22% no fator de recuperação, saindo de 60% (vazão de 50 m³/dia e 5% de solvente) para aproximadamente 82% (vazão de 50 m³/dia e 40% de solvente), Isso pode ser justificado devido ao fato do solvente injetado apresentar ótima miscibilidade com o óleo, diminuindo as tensões interfaciais, melhorando o varrido e promovendo um maior deslocamento do óleo no meio poroso. Percebe-se também que entre 30% e 40% de solvente, a variação no fator de recuperação foi mínima, se mantendo praticamente constante, o que significa que também há um limite na porcentagem de solvente.

Foram realizados mapas de temperatura para a vazão de 50 m³/dia, com as concentrações de 5% e 40% de solvente, para uma análise da evolução da temperatura no reservatório.

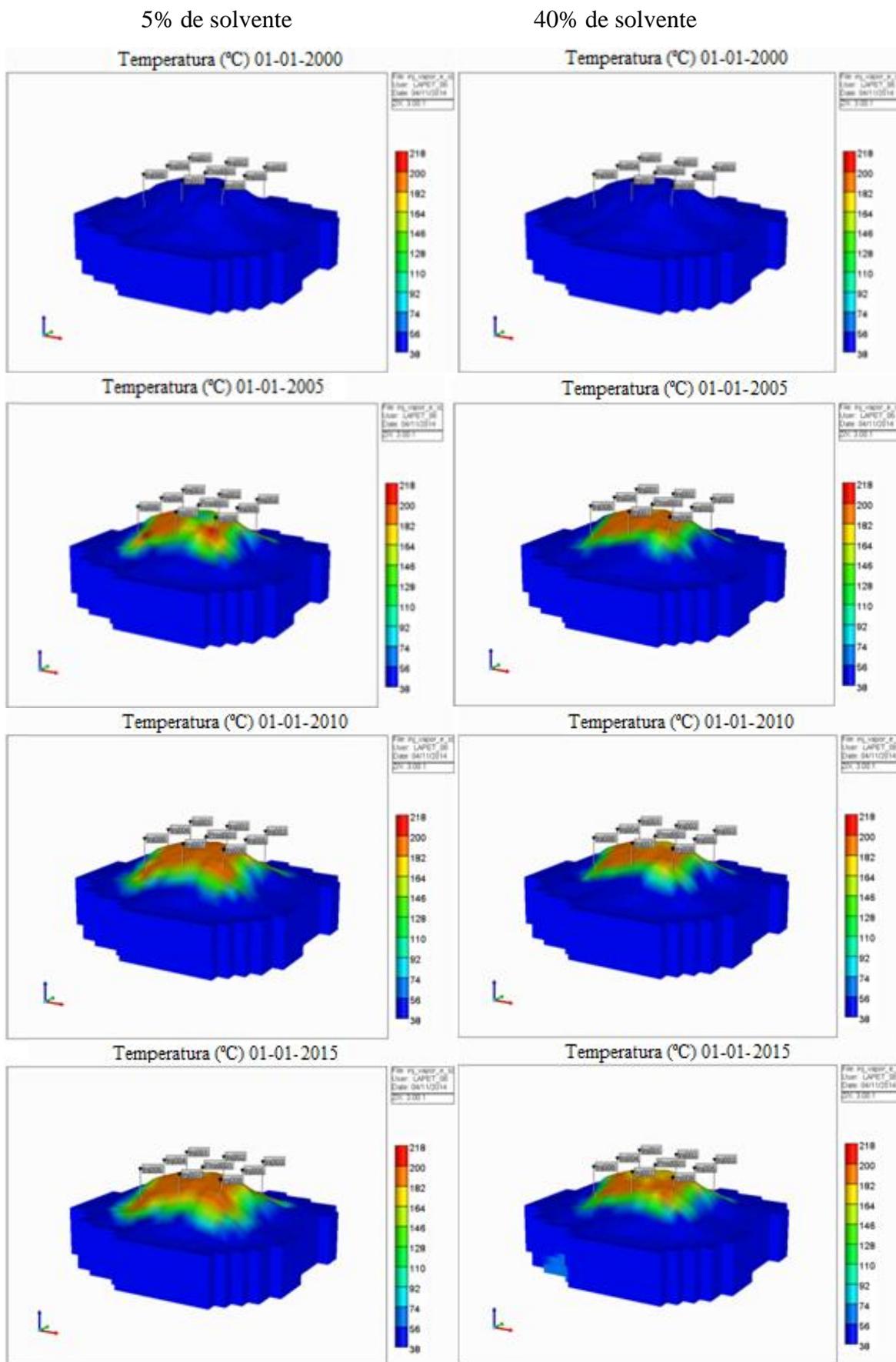
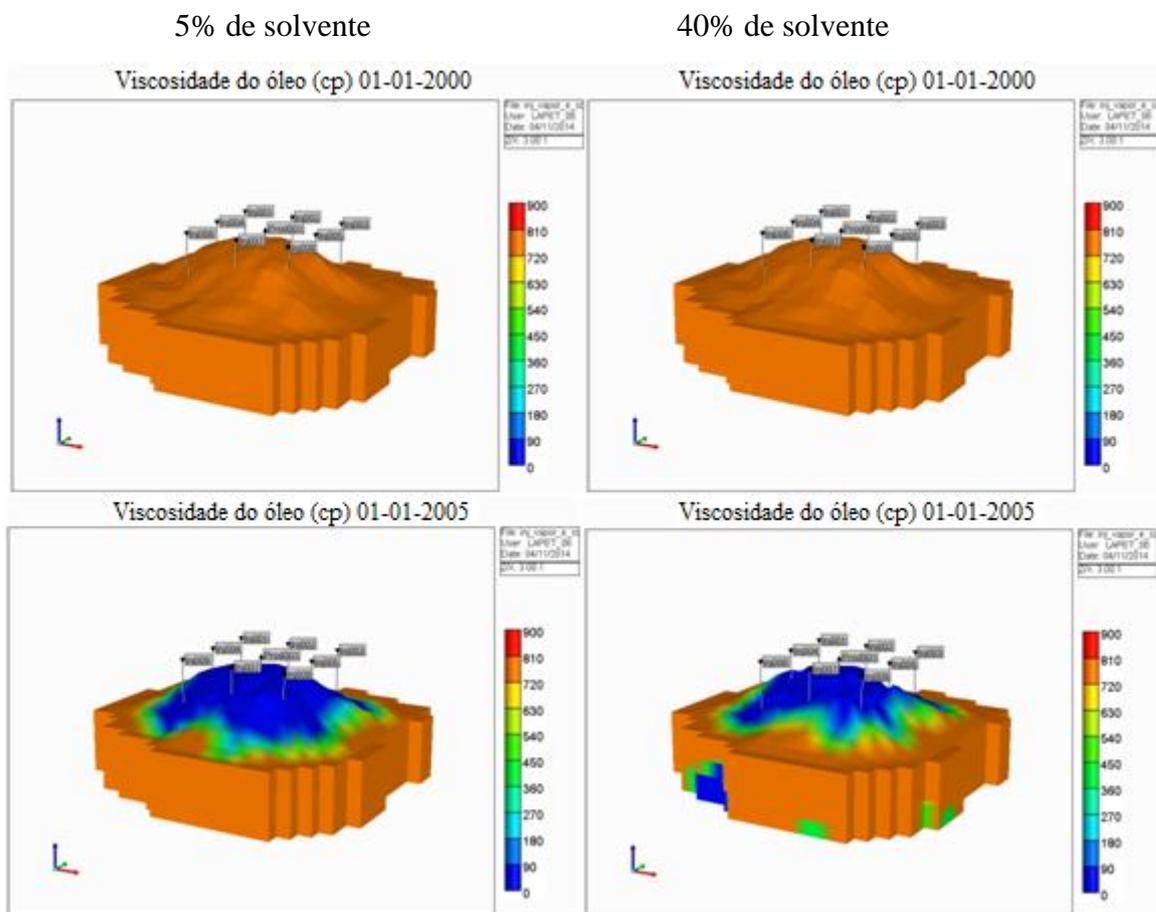


Figura 4.7 - Mapas de temperatura para a vazão de 50 m³/dia com 5% e 40% de solvente.

A partir da Figura 4.7, é possível observar que a temperatura inicial do reservatório é de 38°C. Com o passar dos anos, a medida que se injeta o vapor juntamente com o solvente, ele entra em contato com o fluido do reservatório, ocorrendo ali a troca de calor entre os dois fluidos, cujas temperaturas são diferentes. O óleo vai sendo produzido, ficando menos óleo remanescente no reservatório, o que propicia a estabilização da troca térmica do sistema.

Outra propriedade analisada foi a variação da viscosidade do óleo no reservatório, em que foram realizados mapas de viscosidade para a vazão de 50 m³/dia, com as concentrações de 5% e 40% de solvente.



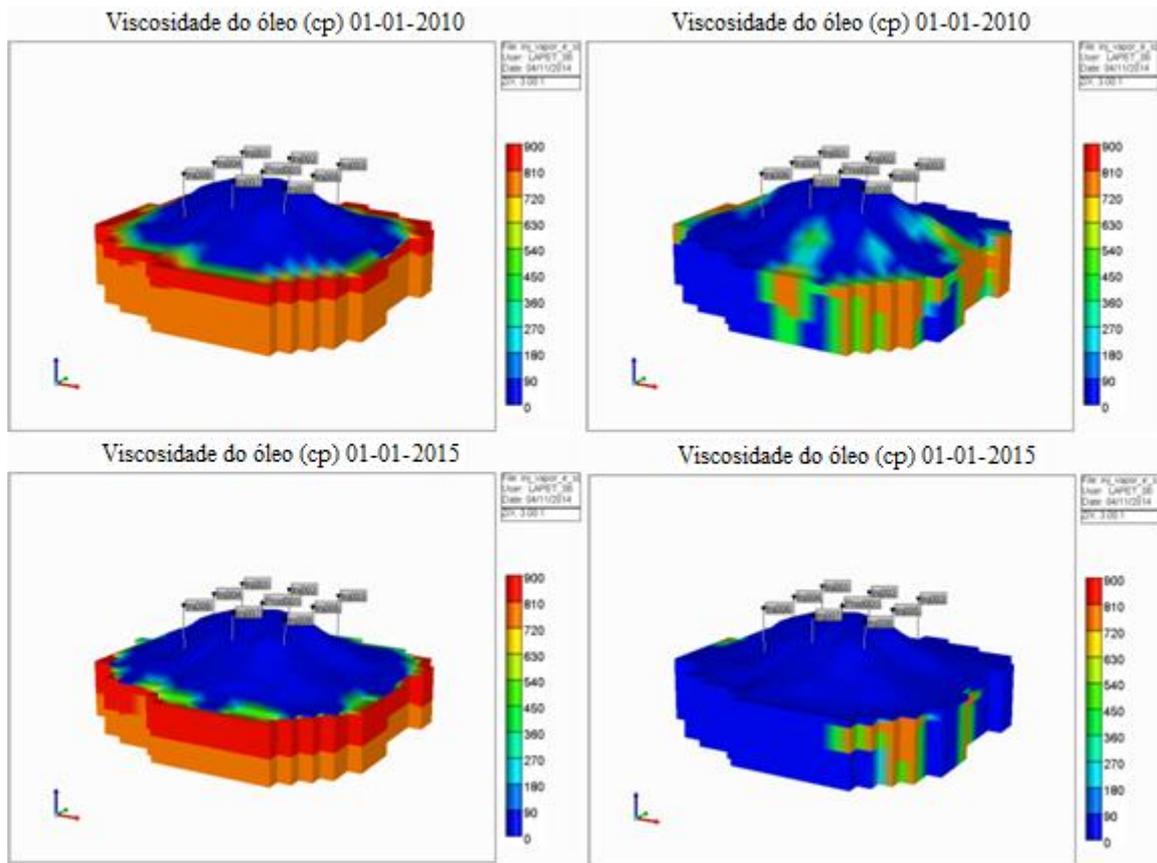


Figura 4.8 - Mapas de viscosidade para a vazão de 50 m³/dia com 5% e 40% de solvente.

É possível observar pela Figura 4.8 que a viscosidade inicial do óleo no reservatório é de aproximadamente 760 cp. Com a injeção de solvente, consegue-se reduzir bastante essa viscosidade. Como já era de se esperar, observa-se também que a concentração de 40% de solvente consegue reduzir mais a viscosidade do óleo no reservatório do que a concentração de 5% de solvente.

Uma propriedade importante também para ser analisada é a saturação de óleo. Através dela é possível compreender o efeito do solvente no reservatório. Foram realizados mapas de saturação de óleo para a vazão de 50 m³/dia, com as concentrações de 5% e 40% de solvente, conforme Figura 4.9.

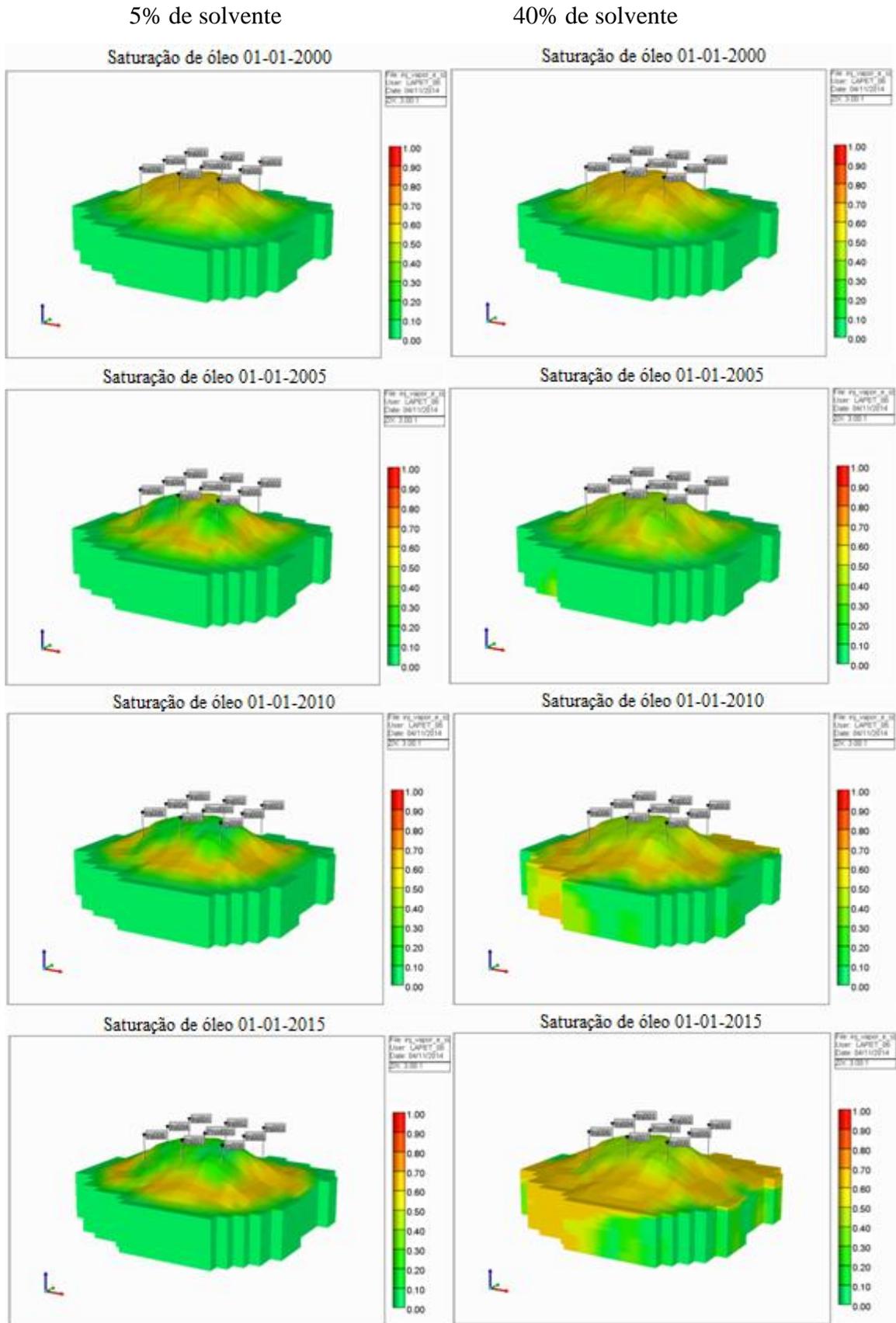


Figura 4.9 - Mapas de saturação de óleo para a vazão de 50 m³/dia com 5% e 40% de solvente.

A Figura 4.9 mostra a influência do solvente no reservatório. É possível observar que tanto a concentração de 5% quanto a de 40% de solvente, conseguem recuperar grande parte do óleo já nos cinco primeiros anos, mas com o passar dos anos observa-se que já não há necessidade de se injetar mais solvente, visto que a saturação de óleo está aumentando novamente no reservatório. Essa característica é mais perceptível na concentração de 40% de solvente, ou seja, a quantidade de solvente injetado ficou maior que a quantidade de solvente produzido. Sendo assim, seria mais viável, do ponto de vista econômico, parar a injeção de solvente depois de 5 anos de produção, pois o solvente em excesso tende a tornar o projeto mais caro.

A Tabela 4.1 apresenta o FR (fator de recuperação) em ordem decrescente, para todos os casos simulados, com 5, 10 e 15 anos de produção. O caso 11 (10 m³/dia com 15% de solvente), caso 16 (10 m³/dia com 20% de solvente) e caso 21 (10 m³/dia com 25% de solvente) foram retirados do estudo, uma vez que apresentaram problemas de convergência durante a simulação, entretanto os mesmos não alteraram as análises realizadas.

Tabela 4.1 - Fator de recuperação para todos os casos simulados.

	Vazão (m³ std/dia)	% Solvente	FR (%) 5 anos	FR (%) 10 anos	FR (%) 15 anos
Caso 37	25 m ³ /dia	40%	33,53	72,91	82,78
Caso 38	50 m ³ /dia	40%	49,89	70,29	81,71
Caso 28	50 m ³ /dia	30%	49,17	71,91	81,42
Caso 33	50 m ³ /dia	35%	49,71	70,77	81,32
Caso 32	25 m ³ /dia	35%	35,80	72,35	81,12
Caso 23	50 m ³ /dia	25%	45,54	71,94	80,92
Caso 27	25 m ³ /dia	30%	36,46	70,18	78,53
Caso 18	50 m ³ /dia	20%	42,81	69,92	77,35
Caso 22	25 m ³ /dia	25%	32,09	67,41	76,54
Caso 24	75 m ³ /dia	25%	47,76	67,01	74,68
Caso 36	10 m ³ /dia	40%	16,00	59,07	74,53
Caso 19	75 m ³ /dia	20%	45,81	66,24	74,51
Caso 29	75 m ³ /dia	30%	49,85	66,54	73,70
Caso 13	50 m ³ /dia	15%	38,03	65,31	73,46
Caso 34	75 m ³ /dia	35%	49,99	64,95	73,06
Caso 17	25 m ³ /dia	20%	29,59	62,46	72,92
Caso 14	75 m ³ /dia	15%	42,55	64,30	72,79
Caso 31	10 m ³ /dia	35%	14,02	56,07	72,43
Caso 39	75 m ³ /dia	40%	48,94	62,27	70,57
Caso 08	50 m ³ /dia	10%	31,85	60,84	70,38
Caso 26	10 m ³ /dia	30%	13,07	52,59	70,02
Caso 20	100 m ³ /dia	20%	45,12	63,73	69,53
Caso 12	25 m ³ /dia	15%	25,14	56,45	68,94
Caso 15	100 m ³ /dia	15%	40,65	59,72	67,82
Caso 25	100 m ³ /dia	25%	46,76	62,25	67,31
Caso 09	75 m ³ /dia	10%	37,53	59,45	66,75
Caso 30	100 m ³ /dia	30%	47,79	60,51	65,20
Caso 07	25 m ³ /dia	10%	21,92	47,68	62,65
Caso 35	100 m ³ /dia	35%	46,93	57,09	62,30
Caso 03	50 m ³ /dia	5%	26,06	49,16	60,16
Caso 10	100 m ³ /dia	10%	35,03	52,72	59,24
Caso 40	100 m ³ /dia	40%	45,09	53,95	58,40
Caso 05	100 m ³ /dia	5%	32,35	50,83	57,03
Caso 04	75 m ³ /dia	5%	30,70	48,46	55,21
Caso 02	25 m ³ /dia	5%	17,78	38,74	52,54
Caso 06	10 m ³ /dia	10%	7,68	27,61	40,69
Caso 01	10 m ³ /dia	5%	6,22	20,53	31,43

Diante de todos os casos simulados na Tabela 4.1, observa-se que para um tempo de produção de 15 anos, o melhor fator de recuperação foi o caso 37 (vazão de 25 m³/dia com 40% de solvente), apresentando um fator de recuperação de 82,78% em 15 anos de produção.

Caso a produção fosse interrompida em 10 anos, o fator de recuperação que demonstrou o melhor resultado nesse período também foi o caso 37 (vazão de 25 m³/dia com 40% de solvente), apresentando um fator de recuperação de 72,91% para 10 anos de produção. Se a produção fosse interrompida num prazo menor ainda, em 5 anos de produção, o maior fator de recuperação para esse tempo seria o do caso 34 (vazão de 75 m³/dia com 35% de solvente), exibindo um fator de recuperação de 49,99% para 5 anos de produção.

Foi plotado o gráfico do fator de recuperação *versus* tempo para os dois casos (34 e 37) que apresentaram o melhor fator de recuperação em 5, 10 e 15 anos de produção, conforme pode ser constatado na Figura 4.10.

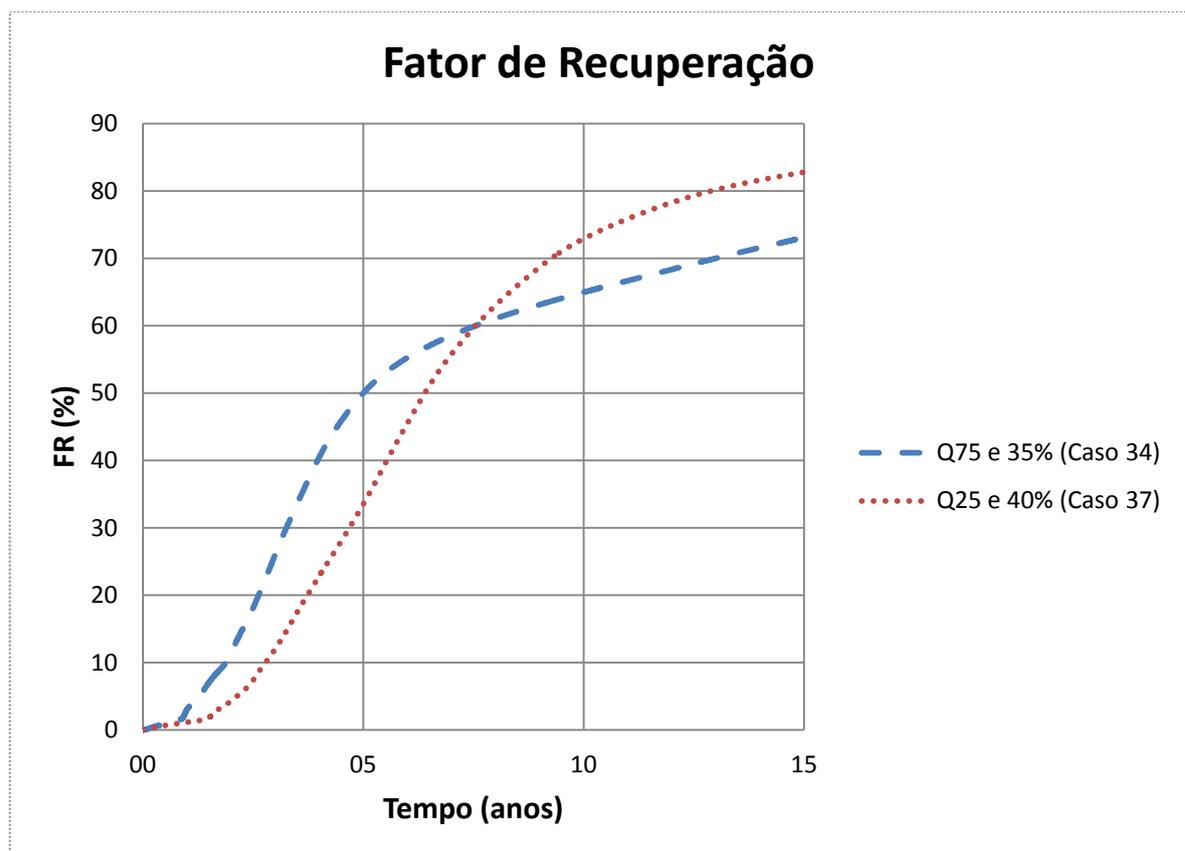


Figura 4.10 - Fator de recuperação para os casos 34 e 37.

Por fim, ao analisar todas as propriedades pelo método de análise 3D, verificou-se que o comportamento da técnica de injeção de vapor e solvente, apresentou resultado satisfatório, reduzindo a tensão interfacial entre os fluidos, melhorando o varrido e, conseqüentemente, o fator de recuperação.

Capítulo V:
Conclusões e recomendações

5 Conclusões e recomendações

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas com base nas análises feitas e algumas recomendações para trabalhos futuros.

5.1 Conclusões

- A técnica de injeção de vapor e solvente apresentou resultado satisfatório, reduzindo a tensão interfacial entre os fluidos, melhorando o varrido e, conseqüentemente, o fator de recuperação;
- O incremento na vazão de injeção de vapor aumenta a produção acumulada e o fator de recuperação até certa vazão. A partir desse ponto, a produção do banco de óleo aquecido é antecipada, contudo tem-se uma queda na produção acumulada final. Logo, verifica-se que há um limite na vazão de injeção;
- O incremento na quantidade de solvente, resulta numa maior produção acumulada de óleo, em decorrência do solvente injetado agir no reservatório, reduzindo as tensões interfaciais e melhorando a eficiência de varrido. Porém, percebe-se pelas análises realizadas que também há um limite no incremento da porcentagem de solvente em que o fator de recuperação sofre pequenas variações, mantendo-se praticamente constante.
- Observou-se que variando-se a vazão de injeção de vapor e mantendo-se a concentração de solvente constante, conseguiu-se um fator de recuperação de aproximadamente 60% (vazão de 50 m³/dia e 5% de solvente), e variando-se a concentração de solvente e mantendo-se a melhor vazão de injeção de vapor, conseguiu-se um aumento de aproximadamente 22%, obtendo-se no final um fator de recuperação de aproximadamente 82% (vazão de 50 m³/dia e 40% de solvente).

5.2 Recomendações futuras

- Modificar a malha de injeção para outros modelos e outras configurações;
- Mudar as completações/perfurações;
- Analisar a influência da injeção de outros tipos de solvente no reservatório;
- Fazer uma análise da viabilidade técnico-econômica e ambiental com base no incremento da porcentagem de solvente;
- Verificar a possibilidade de parar a injeção de solvente em determinado tempo e manter a injeção de vapor.

Capítulo VI:
Referências Bibliográficas

Referências Bibliográficas

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

CMG, Computer Modelling Group Ltda. *Guía para el usuario*. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - STARS. Versão 2007.11, Calgary-Alberta-Canadá.

GALVÃO, Edney Rafael V. P. *Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado*. 2008. 106f. 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.

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

LUO, Peng; et al. Enhanced solvent dissolution into in-situ upgraded heavy oil under different pressures. *Fluid Phase Equilibria*, n° 252, p. 143–151, 2007.

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

RODRIGUES, M.A.F. *Estudo Paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor*. 2008. Dissertação de Mestrado UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN.

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

SANTANA, Keila Regina. *Estudo da segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em reservatórios heterogêneos*. 2009. 136f. 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.

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