



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

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DO TIPO DE SOLVENTE INJETADO COM O VAPOR EM UM
RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE
BRASILEIRO**

Márjorie Ravana de Oliveira Pereira Borges

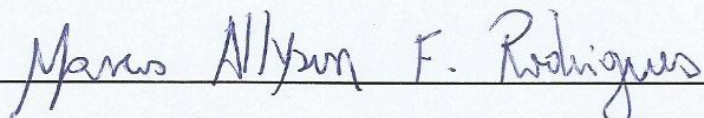
Orientador (a): Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Natal, maio de 2015.

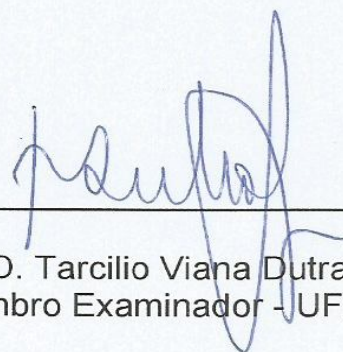
**ANÁLISE DO TIPO DE SOLVENTE INJETADO JUNTO AO VAPOR EM UM
RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE
BRASILEIRO**

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

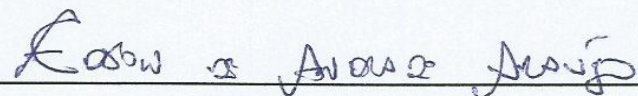
Aprovado em 29 de maio de 2015.



Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues
Orientador - UFRN



Prof. PhD. Tarcilio Viana Dutra Junior
Membro Examinador - UFRN



Msc. Edson Andrade de Araújo
Membro Examinador – UFRN

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus pais **Marcela Ravena de Oliveira Pereira** e **Manoel Borges da Silva** e a meus avós **Maria Salete de Oliveira Pereira** e **José Marcelo Pereira** que são minhas fontes de inspiração e força. Sem vocês nada seria possível.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, por todas as bênçãos concedidas ao longo da minha vida e a Virgem Maria, pela força imensurável nas horas de dificuldades.

À minha família, em especial minha Mãe, por sempre me incentivar e encorajar, mesmo nos caminhos e momentos mais difíceis.

Ao meus amigos do “Bonde”, em especial Lusio, Isabelly e Luciana, pela cumplicidade e paciência.

Aos amigos Yago, Renata e Magnus, por vivenciarem e dividirem comigo momentos de aflições e de felicidade durante o curso.

À Alan, pelo carinho, serenidade e companheirismo.

Ao meu orientador professor Marcos Allyson, pela disponibilidade, pertinentes recomendações, conversas, imprescindíveis colaborações e apoio contínuo, sendo fundamental na minha formação pessoal e profissional.

À Edson Araújo, pela paciência, essenciais colaborações e apoio desde a disciplina de Simulação até a realização deste trabalho.

Ao professor Flávio Medeiros, pelo incentivo, inúmeros conselhos e por me inspirar a ser uma profissional dedicada, assim como ele.

À Anthony Diniz, pela contribuição na execução deste trabalho, possibilitando sua concretização.

A todos os professores que de alguma forma contribuíram para meu aprendizado e para a realização deste trabalho.

Ao PRH – PB 221 pela bolsa concebida.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte, por todo o conhecimento adquirido.

A todos que colaboraram para a concretização deste sonho, muito obrigada.

Borges, Márjorie Ravena de Oliveira Pereira – Análise do tipo de solvente injetado junto ao vapor em um reservatório de óleo pesado com características do nordeste brasileiro. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues.

RESUMO

A expressiva quantidade de campos de óleo pesado e extrapesado no mundo impulsiona o desenvolvimento de métodos de recuperação capazes de aumentar a produção desses reservatórios. Dentre eles, os métodos miscíveis de injeção de solvente são alternativas interessantes a esse contexto, em especial quando associados a injeção de vapor, pois enquanto atuam na atenuação das forças capilares, a injeção de vapor ameniza as forças viscosas do fluido. Logo a combinação desses métodos resulta numa maior eficácia na recuperação do óleo. Esta pesquisa objetiva analisar a influência dos parâmetros operacionais tipo de solvente e porcentagem da combinação vapor e do solvente injetada sobre o comportamento da produção acumulada de óleo, fator de recuperação e vazão de produção de óleo. Para isso, utilizou-se o simulador comercial STARS 2014.10, da CMG (*Computer Modelling Group*) para simular os processos. Os resultados obtidos mostraram que o tipo de solvente injetado não influenciou significativamente na recuperação do óleo, uma vez que, a redução das forças viscosas foi o aspecto mais importante para o aumento na produção final.

Palavras-Chave: Óleo pesado, solvente, fator de recuperação, vapor, simulação.

Borges, Márjorie Ravena de Oliveira Pereira – Hydrocarbon solvents and steam injection analysis in a heavy oil reservoir from Brazilian northeast. Final Project Paper, Department of Petroleum Engineering, Federal University of Rio Grande do Norte. Natal – RN/ Brazil.

Advisor: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues.

ABSTRACT

The large amount of heavy oil and extra heavy oil reserves around the world drives the development of enhanced oil recovery methods which optimize the production in those reservoirs. Among the methods, the miscible ones applied with the thermals are attractive due to the reduction of capillary forces and viscosity forces. Thus, the combination of those two methods results in an effective alternative to several situations forward the oil recovery. This project emphasizes on the influence of the type and the proportion of hydrocarbon solvents injected in the final recovery factor, oil production and oil rate. In order to simulate the processes the CMG (Computer Modelling Group) simulator STARS 2014.10 was used. The results indicate the petty influence of the type of solvent injected in the reservoir due to the fact that the reduction of oil viscosity forces was the main influence in the reservoir.

Key-words: Heavy oil; Solvent; Oil recovery factor; steam; simulation process.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	ASPECTOS TEÓRICOS.....	3
2.1	ÓLEO PESADO.....	3
2.2	MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO.....	4
2.2.1	Métodos Miscíveis.....	5
2.2.1.1	Miscibilidade	7
2.2.1.2	Pressão Mínima de Miscibilidade.....	7
2.2.1.3	Capilaridade.....	8
2.2.2	Métodos térmicos.....	8
2.2.2.1	Injeção de vapor.....	9
3	SIMULAÇÃO MATEMÁTICA DE RESERVATÓRIO.....	11
3.1	TIPOS DE SIMULADORES	11
3.1.1	Classificação pelo tratamento matemático	11
3.1.2	Classificação pelo número de dimensões.....	13
3.1.3	Classificação pelo número de fases	15
4	MATERIAIS E MÉTODOS.....	16
4.1	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS.....	16
4.2	MODELAGEM DO RESERVATÓRIO	17
4.3	MODELAGEM DO FLUIDO	19
4.4	PARÂMETROS OPERACIONAIS.....	19
4.5	METODOLOGIA DE TRABALHO.....	20
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	22
5.1	ANÁLISE DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS.....	22
5.2	ANÁLISE DE OUTROS ASPECTOS CONSIDERADOS.....	29
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	37
6.1	CONCLUSÕES.....	37
6.2	RECOMENDAÇÕES	37
7	BIBLIOGRAFIA.....	39

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Representação do óleo pesado e extra pesado no cenário mundial (ALBOUDWAREJ, 2006).	1
Figura 2 Métodos de recuperação.....	5
Figura 3 Zonas formadas durante o processo de injeção de vapor (Rodrigues 2012, apud Navieira, 2007).....	10
Figura 4 Modelos unidimensionais: (a) 1D horizontal, (b) 1D vertical, (c) 1D radial (Junior, 2013).....	13
Figura 5 Modelos bidimensionais: (a) 2D horizontal, (b) 2D vertical, (c) 2D radial horizontal, (d) 2D radial vertical (Junior, 2013).	14
Figura 6 Modelos tridimensionais: (a) 3D cartesiano, (b) 3D cilíndrico, (c) 3D esférico (Junior, 2013).....	15
Figura 7 Vista 3D do reservatório.	17
Figura 8 Fator de Recuperação de Óleo para os diferentes solventes injetados a uma vazão de 25 m ³ /dia e a proporção de 5% de solvente injetado para 95% de vapor e para a injeção contínua de vapor, também a 25m ³ /dia.	24
Figura 9 Fator de Recuperação de Óleo para os diferentes solventes injetados a uma vazão de 25 m ³ /dia e a proporção de 30% de solvente injetado para 70% de vapor e para a injeção contínua de vapor, também a 25m ³ /dia.	25
Figura 10 Produção Acumulada de Água para os diferentes solventes injetados a uma vazão de 25 m ³ /dia e a proporção de 5% de solvente injetado para 95% de vapor e para a injeção contínua de vapor, também a 25m ³ /dia.	26
Figura 11 Fator de Recuperação de Óleo para diferentes proporções de C9 injetado a 25m ³ /dia e para a injeção contínua de vapor, também a 25 m ³ /dia.	27
Figura 12 Vazão de óleo produzida para injeção de 5% de C9 e 95% de vapor e para injeção contínua de vapor, ambos a 25 m ³ /dia.....	28
Figura 13 Vazão de óleo produzida para injeção de 30% de C9 e 70% de vapor e para injeção contínua de vapor, ambos a 25 m ³ /dia.	29
Figura 14 Perfis de Temperatura para o ano inicial (2000) e terceiro (2003) ano de projetos sendo a injeção de 5% de solvente à esquerda e 30% de solvente à direita.....	30
Figura 15 Perfis de Temperatura para o sexto (2006) e nono (2009) ano de projetos sendo a injeção de 5% de solvente à esquerda e 30% de solvente à direita.	31
Figura 16 Perfis de saturação para injeção de 5% de solvente à direita e 30% de solvente à esquerda no início do projeto e no nono (2009) ano de projeto.	34
Figura 17 Perfis de Composição de fluido dentro do reservatório inicialmente e no nono (2009) ano de projeto. À esquerda para injeção de 5% de solvente e à direita para 30% de solvente.	34

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 Classificação dos tipos de óleo.....	3
Tabela 2 Dados do reservatório.....	18
Tabela 3 Dados do fluido.	19
Tabela 4 Dados do sistema.	19
Tabela 5 Tabela de proporções entre o solvente e o vapor injetado para solvente C5.	21
Tabela 6 Resultado dos parâmetros operacionais analisados para o solvente C5.....	22

1 INTRODUÇÃO

É notório que a era do “petróleo fácil” está chegando ao fim. A proximidade da exaustão dos maiores campos produtores do mundo aumentou o interesse mundial da indústria em reservas de óleo pesado e betume, da ordem de 9 a 13 trilhões de barris. Cerca de 70% dos recursos petrolíferos mundiais, como ilustra a Figura 1, é óleos pesados, ultrapesados e betume (ALBOUDWAREJ, 2006).

O pico de novas descobertas de petróleo ocorreu na década de 1970 e estima-se uma média de cerca de 25 anos para que um campo de petróleo entre no quarto, e último, estágio de desenvolvimento (Ernst & Young's Global Oil & Gas Center, 2013). Portanto, prospectar novas reservas e aumentar o fator de recuperação de petróleo são prioridades da indústria.

As maiores reservas de óleo pesado do mundo se encontram no Canadá (Das; Butler, 1998) e necessitam de métodos especiais de recuperação devido à alta viscosidade do óleo. Um dos grandes desafios da Engenharia de Reservatório é, portanto, possibilitar soluções que otimizem a economicidade desses projetos de recuperação avançada de petróleo aliada às tecnologias necessárias para a exploração desses campos.

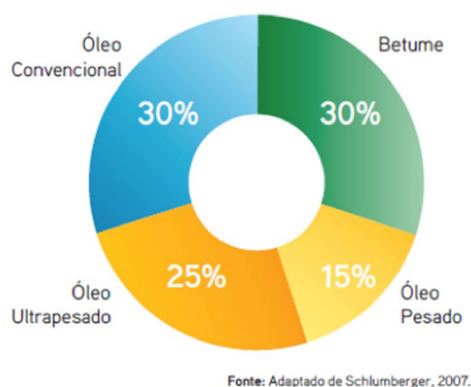


Figura 1 Representação do óleo pesado e extra pesado no cenário mundial (ALBOUDWAREJ, 2006).

Nessa conjuntura, a injeção de solvente aliado ao vapor no reservatório desponta como uma alternativa viável e eficiente de recuperação suplementar, promovendo a redução das tensões interfaciais. Segundo Shu e Hartman, 1988, os

solventes são hidrocarbonetos conhecidos exatamente por reduzirem essas tensões e facilitarem a produção do óleo pesado.

No presente estudo, foi analisado a sensibilidade de alguns parâmetros operacionais (vazão de solvente, tipo de solvente injetado e proporção entre a quantidade de solvente injetado com o vapor) sobre a produção acumulada de óleo e fator de recuperação.

As análises entre os resultados obtidos dos modelos com diferentes solventes e diferentes vazões foram realizadas através de gráficos de produção acumulada de óleo, vazão de óleo, volume injetado e produzido de solvente e configurações 2D de saturação de óleo entre os poços perfurados. O simulador utilizado foi o STARS (*“Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator”*) do grupo Canadense CMG (*“Computer Modelling Group”*), 2014.10.

Esse estudo apresenta seis capítulos. No capítulo II serão apresentados os aspectos teóricos, conceitos que fundamentam o trabalho, e as características da ferramenta computacional utilizada, bem como o modelo proposto para o reservatório, a modelagem do fluido e a metodologia do trabalho. A metodologia do trabalho é exposto no capítulo III. Os resultados e discussões obtidas e relativas ao estudo são explicitadas no capítulo IV. No capítulo V são expostas as conclusões desse trabalho e recomendações para outros posteriores e por fim, no capítulo VI as referências bibliográficas.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

Neste capítulo serão expostos os principais conceitos que fundamentam teoricamente o estudo.

2.1 Óleo pesado

Segundo a ANP (2000), óleo é definido como qualquer hidrocarboneto líquido no seu estado natural, ou seja, um fluido que se mantém líquido nas condições de reservatório e de superfície.

A classificação é dividida em quatro categorias distintas: Petróleo leve, mediano, pesado e extrapesado, conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela. 1 Classificação dos tipos de óleo

Tipo de óleo	Densidade	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 de ANP, 2000.

A indústria do petróleo usa o grau API como sistema de unidades que representa a densidade do óleo medido nas condições “STANDARD” ou seja, em condições padrão de pressão, 1 atm, e temperatura, 20 °C. Esse pode ser obtido pela fórmula:

$$API \text{ (grau)} = \frac{141,51}{densidade} - 131,5 \quad \text{Equação I}$$

sendo a densidade relativa da substância a relação entre o peso de um volume de matéria e o peso de igual volume de água, medidos a 20 °C (ANP, 2000).

2.2 Métodos de recuperação

A recuperação primária de petróleo resulta do uso da energia natural do reservatório como principal fonte energética para deslocar o óleo em direção aos poços produtores. Processos como segregação gravitacional, expansão dos fluidos e da rocha e fluxo natural, por diferencial de pressão, da água contida no reservatório são exemplos de recuperações primárias. Como esse tipo de processo recupera uma pequena parcela da produção total que o reservatório de óleo pesado é capaz, há a necessidade de suplementação da energia primária do reservatório com uma energia secundária.

Os métodos de recuperação são alternativas capazes de otimizar a produção em menor tempo e maior volume produzido, ou seja, aumentar a eficiência de recuperação e antecipando a produção, através da injeção de uma energia extra ao sistema que desloque o óleo e/ou reduza a viscosidade desse, e assim, amplie a mobilidade do fluido dentro do reservatório.

A recuperação secundária resulta do aumento da energia do sistema com injeção de água ou gás imiscível que provoque o deslocamento do óleo em direção aos poços produtores. Em relação ao gás, esse pode ser injetado de várias formas, desde na capa de gás, se o reservatório apresentar uma, com o objetivo de manter pressão como no banco de óleo, para deslocá-lo até o poço produtor, de acordo com a permeabilidade relativa e as características geológicas do próprio reservatório. Apesar da versatilidade do mecanismo de injeção de gás imiscível, atualmente, a injeção de água é o método mais utilizado como recuperação secundária e apresenta maior eficiência.

A recuperação de óleo avançada compreende processos de injeção de gases e químicos, como soluções surfactantes, polímeros e processos térmicos. Os gases injetados mais comuns na indústria são hidrocarbonetos, CO₂ e nitrogênio e gases de combustão como o gás natural, composto majoritariamente por metano.

Antigamente, a aplicação dos métodos era caracterizada por ordem cronológica, por isso, os métodos avançados eram denominados como recuperação terciária de petróleo, atualmente, não existe sequência de aplicação desses mecanismos e dependendo do tipo de reservatório os primeiros processos implementados já podem

ser mecanismos de recuperação avançada, como injeção de solvente. A Figura 2 resume os principais métodos utilizados atualmente.

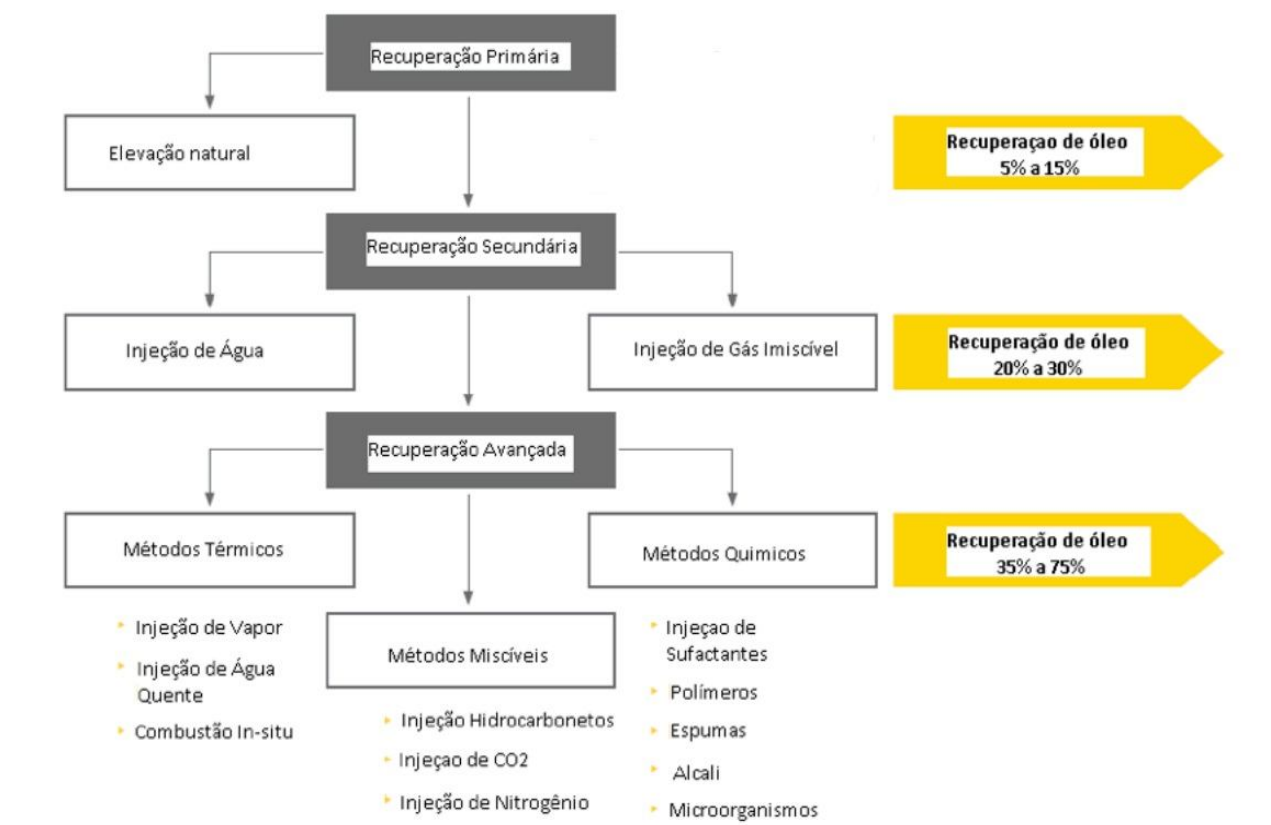


Figura 2 Métodos de recuperação.

2.2.1 Métodos Miscíveis

Os processos que envolvem injeção de um gás miscível visam, através da interação do fluido injetado com o fluido do reservatório, criar condições favoráveis para um melhor escoamento do óleo em direção ao poço produtor. Essa interação depende diretamente da *miscibilidade* (propriedade dos fluidos) e pode provocar redução da viscosidade do óleo, modificação da fase molhante e diminuição da tensão interfacial entre os fluidos, atenuando a retenção do óleo no reservatório. A escolha do tipo de fluido a ser injetado depende dos parâmetros do reservatório, tais como, pressão, temperatura, composição do óleo *in place* e da miscibilidade entre os fluidos.

Em processos imiscíveis, como injeção de água, a eficiência de deslocamento geralmente é baixa devido ao aprisionamento do óleo em locais onde o fluido molhante se fixa nos poros conectados do sedimento, aprisionando o óleo. Como a tensão interfacial entre a água e o óleo é alta, o óleo não consegue fluir no poro obstruído, gerando a queda da permeabilidade relativa do óleo a zero. Nesse momento, a injeção de mais água é ineficiente pois essa não consegue se conectar ao óleo aprisionado para deslocá-lo. Essa limitação é facilmente superada com a utilização de métodos miscíveis que reduzem a tensão interfacial entre os fluidos e melhoram o deslocamento do óleo no sistema.

Os métodos são classificados de acordo com o desenvolvimento da miscibilidade no sistema em *Primeiro Contato Miscível (PCM)* e *Múltiplos Contatos Miscíveis (MCM)*. Em ambos, o objetivo é que o fluido injetor forme uma fase homogênea com o óleo e se desloque junto com ele até o produtor, nos processos PCM o solvente injetado mistura-se ao óleo desde o primeiro específico volume (*slug*), já nos processos MCM, a miscibilidade entre os fluidos não existe nos primeiros momentos, mas é dinamicamente desenvolvida a medida que o sistema solvente-óleo se desloca no reservatório gerando modificações na composição do fluidos de forma a permitir a miscibilidade.

Processos de Primeiro Contato Miscível caracterizam-se por uma pequena primeira injeção de um fluido miscível, seguida por uma grande injeção de um fluido mais barato. Os dois fluidos injetados devem ser miscíveis entre si para evitar o confinamento de um volume residual do primeiro solvente durante o processo de deslocamento.

Em contrapartida os processos de miscibilidade por Múltiplos Contatos indicam sistemas, gás e o óleo do reservatório, que inicialmente apresentam composições que não estão dentro da região de miscibilidade mas conforme o gás avança no reservatório e essas fases vão trocando massa, as composições modificam a ponto de se tornarem miscíveis e, portanto, uma única fase. A troca de massa entre o gás o óleo ocorre por vaporização do óleo ou condensação do gás.

A miscibilidade por vaporização do óleo acontece quando o gás é mais leve e sua presença causa a volatilização dos componentes leves do óleo. Isso gera o enriquecimento do gás, ou seja, o aumento da concentração no gás de componentes

do óleo de mais baixa massa molar como a fração C_3^+ , favorecendo a mistura desse novo gás com o óleo virgem do reservatório.

A miscibilidade por condensação do gás acontece quando o gás é pouco mais pesado e a troca de componentes ocorre à medida que o gás vai se condensando no óleo. A mudança de composição do óleo nesse modo, torna-se mais susceptível a miscibilizar com gás injetado.

Nos processos MCM podem ser utilizados três tipos de gás:

- **Gás Pobre** – basicamente metano, às vezes podendo aparecer outros gases inertes, como N_2 ;
- **Gás Enriquecido** – utiliza hidrocarbonetos de peso molecular mais elevado que o método anterior (etano, propano), tornando-se assim uma opção mais cara, mas que permite trabalhar sob pressões menores que o gás pobre, o que pode ser economicamente mais vantajoso. Uma característica desse caso é a possibilidade de condensação dos hidrocarbonetos injetados nas condições de reservatório, se o peso molecular deste for muito grande e a pressão muito elevada;
- **CO_2** ;

Certos conceitos são importantes no processo de recuperação de óleo com injeção de solvente, dentre eles, pode-se destacar a miscibilidade, pressão mínima de miscibilidade e capilaridade.

2.2.1.1 Miscibilidade

A miscibilidade é a principal propriedade considerada nesse estudo, uma vez que, o objetivo da injeção de solventes no reservatório só será alcançada se os fluidos forem miscíveis, desse modo, quando se misturarem em todas suas proporções, serão miscíveis os fluidos que não apresentarem interface entre si (mistura homogênea) e da mesma forma, serão imiscíveis aqueles que resultam em uma mistura heterogênea.

2.2.1.2 Pressão Mínima de Miscibilidade

A injeção de solvente além de prover o reservatório de uma energia expulsiva, devido ao aumento da pressão em seu interior, permite que os hidrocarbonetos

injetados interajam com o óleo do reservatório, alterando os parâmetros termodinâmicos, diminuindo as forças viscosas entre a rocha e o fluido e gerando outros efeitos. Para que esses sejam observados, é necessário que ocorra a miscibilidade entre o solvente e o óleo. A miscibilidade se dá em função da pressão a qual os fluidos estão expostos, denominada de Pressão Mínima de Miscibilidade ou PMM.

2.2.1.3 Capilaridade

O fenômeno de capilaridade deve-se ao contato de fluidos não miscíveis no reservatório. Devido a não miscibilidade, onde as fases imiscíveis coexistirem no meio poroso, haverá uma energia de superfície, atrelada as interfaces dos fluidos, interferindo na saturação e deslocamento de fases no meio.

Quando os fluidos em contato são gás e líquidos as propriedades resultantes são chamadas de superficiais, enquanto, que quando o contato ocorre entre líquidos são chamadas de interfaciais. A avaliação das forças interfaciais no meio é importante para a eficácia da recuperação de óleo (Rosa et. Al, 2006).

2.2.2 Métodos térmicos

Os métodos térmicos são amplamente utilizados em reservatórios de óleo pesado e podem ser classificados em duas categorias: injeção de fluidos quentes, como água quente ou vapor de água e combustão *in-situ*, processo não tão evidenciado como a injeção de vapor pela dificuldade operacional de segurança.

A importância de se desenvolver e empregar métodos térmicos está diretamente associada ao fato de que, ao aquecer o óleo sua viscosidade é substancialmente reduzida (Azin, 2008). Ao se injetar fluidos quentes no reservatório, o calor é gerado na superfície e, imediatamente, transportado para o interior da formação através do fluido. Já na combustão *in situ*, o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo presente (Rosa et.al., 2006).

Nos métodos térmicos onde se injeta fluido quente no reservatório, a matéria prima utilizada para geração de calor na superfície é a água. Ela pode ser aquecida até a temperatura de vapor ou convertida para vapor. Ao atingir a temperatura de ebulição,

o contínuo fornecimento de calor converte mais água para fase vapor nessa temperatura. A fração em peso de água convertida para vapor é chamada de qualidade do vapor. Depois de atingir a qualidade de 100%, um posterior fornecimento de calor, novamente, aumenta a temperatura, produzindo vapor superaquecido (Galvão, 2008).

Com relação às propriedades do óleo, a viscosidade é o parâmetro que sofre pronunciada redução com o aquecimento do reservatório. Verifica-se na prática que a taxa de melhoria é maior no intervalo inicial. Após atingir determinada temperatura ganha-se muito pouco no decréscimo da viscosidade. Além disso, nota-se que as maiores diminuições neste parâmetro ocorrem em óleos de °API mais baixo (e geralmente mais viscosos) (Rosa et.al., 2006).

2.2.2.1 Injeção de vapor

A injeção de vapor é um método que depende de vários fatores para se tornar eficiente dentro de um reservatório, principalmente, da quantidade de calor recebida e retida pela formação. Quanto maior o crescimento da zona de vapor dentro do reservatório, maior a vazão de deslocamento do óleo, requisitando mínima perda de calor possível, seja para as formações adjacentes, as linhas de superfície ou para o próprio poço de injeção.

O método é subdividido em injeção de vapor contínua ou cíclica. No primeiro caso, há uma injeção contínua do fluido em poços injetores distintos dos poços produtores, enquanto, que no segundo caso a injeção do vapor e a produção ocorrem no mesmo poço.

O fluido forma uma zona de vapor em torno do poço injetor que será expandida pela contínua injeção do vapor, como observado na Figura 3. No desenvolvimento do processo, o perfil de variação de temperatura é influenciado por duas zonas: a zona de vapor tem a temperatura aproximada do vapor injetado e a zona de água condensada formada mais adiante do vapor, em que a temperatura diminui a partir da do vapor até a temperatura do reservatório.

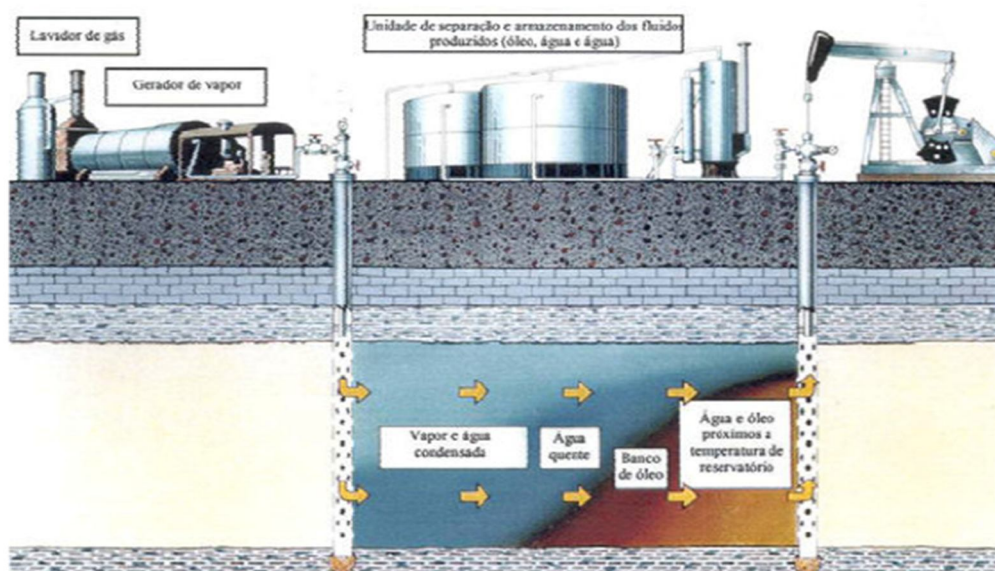


Figura 3 Zonas formadas durante o processo de injeção de vapor (Rodrigues 2012, apud Navieira, 2007)

A profundidade do reservatório influi diretamente nesse processo, uma vez que as perdas de calor aumentam com a temperatura do vapor, para vencer a alta pressão da formação em reservatórios profundos, é necessário utilizar um vapor com maior pressão e temperatura, ocasionando maiores perdas de calor. Essas perdas dependem do tipo e comprimento das linhas que vão do poço até o gerador, logo é essencial que os geradores fiquem próximos aos poços de injeção e que as linhas sejam termicamente isoladas.

Na tentativa de minimizar as perdas de energia inerentes aos processos térmicos, um solvente pode ser injetado junto ao vapor ou sozinho em um reservatório de petróleo, pois uma das características relevante ao óleo é que sua viscosidade pode também ser reduzida com a adição de solventes (Azin et.al., 2008).

É interessante destacar, segundo Lyons (1996), algumas condições de reservatório são necessárias para o sucesso de um projeto de injeção de vapor, dentre as quais, cita-se:

- A injeção de vapor é primariamente aplicável para óleos de elevada viscosidade, formações de alta permeabilidade ou inconsolidadas.
- Devido ao excesso de perda de calor nos poços, reservatórios com injeção de vapor devem ser os mais rasos possíveis, bem como, devem estar

submetidos a altas pressões de injeção para que suficientes taxas de injeção sejam mantidas.

- Uma baixa percentagem de águas sensíveis à argila é desejável para uma boa injetividade.
- As saturações de óleo devem ser bastante altas e a espessura da zona produtora deve ser de mais de 6m para minimizar as perdas de calor para as formações adjacentes.
- Óleos leves e pouco viscosos podem ser candidatos ao processo, mas normalmente não o devem ser utilizados se o reservatório puder responder a métodos secundários, tais como a injeção de água.
- Cerca de um terço da recuperação de óleo adicional é consumida para geração do vapor necessário, devido a isso o custo associado ao barril produzido é alto.

2.3 Simulação Matemática de Reservatório

A simulação numérica é um dos métodos utilizados para se estimar características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo, a partir da construção de um modelo matemático que permita reproduzir as condições de produção e pressão desse.

2.3.1 Tipos de simuladores

Os simuladores são caracterizados de acordo com três categorias: Tratamento matemático utilizado; Número de dimensões consideradas e o número de fases admitidas.

2.3.1.1 Classificação pelo tratamento matemático

Os simuladores numéricos podem ser classificados de acordo com a maneira pela qual o comportamento físico e a característica de performance são tratados matematicamente (Rosa et al, 2006). Assim, existem três categorias: modelo black oil,

composicional e térmico.

Modelo Black Oil

No modelo black oil o escoamento pode ter no máximo três fases distintas: óleo, água e gás, cada uma com apenas um componente. Geralmente, a água é a fase molhante, o óleo tem uma molhabilidade intermediária e o gás é a fase não-molhante. Água e óleo são considerados imiscíveis e não existe troca de massa ou mudança de fase (Aziz; Settari, 1979).

Nesses simuladores, a transferência de massa é estritamente dependente da pressão. Assim, as propriedades dos fluidos, como o fator volume-formação do óleo e do gás e a razão de solubilidade, governam o comportamento PVT. Eles devem ser usados quando os processos de recuperação são insensíveis às mudanças composicionais no reservatório (Ertekin et al., 2001).

Modelo Composicional

Segundo Rosa et al. (2006), o tratamento matemático de um modelo composicional considera não somente a pressão e a temperatura do reservatório, mas também as composições das diversas fases eventualmente presentes no meio poroso. Assim, tal modelo pode ser utilizado quando os processos de recuperação são sensíveis às mudanças composicionais.

Na prática, como o número de hidrocarbonetos presente no reservatório é grande, costuma-se agrupar alguns deles, formando um grupo chamado de pseudocomponente. Essa simplificação tem o objetivo de reduzir o esforço computacional. Geralmente, o óleo é representado por três pseudocomponentes: C1(metano), C2 - C6 (óleo volátil) e C7+ (óleo não volátil) (Rosa et al., 2006).

Modelo Térmico

O chamado modelo térmico é utilizado quando é necessário considerar os efeitos de variações da temperatura no interior do reservatório, como, por exemplo, no caso em que é estudada a aplicação de um método térmico de recuperação avançada (injeção de vapor, injeção de água quente, combustão “in situ”). Os modelos térmicos, devido ao

fato de tratarem situações complexas, são necessariamente composicionais (Rosa et al, 2006).

2.3.1.2 Classificação pelo número de dimensões

Dimensão Zero ou Modelo Tanque

O modelo tanque não é capaz de distinguir a direção do fluxo, porém, representa o reservatório em função de sua energia. Dessa forma, é possível determinar a distribuição inicial do fluido no reservatório, prever a produção do campo, estimar o influxo de água e avaliar as saturações e pressões médias do meio poroso (Chen, 2007).

Unidimensional

Um simulador numérico de fluxo é classificado como unidimensional quando admite fluxo em uma única direção.

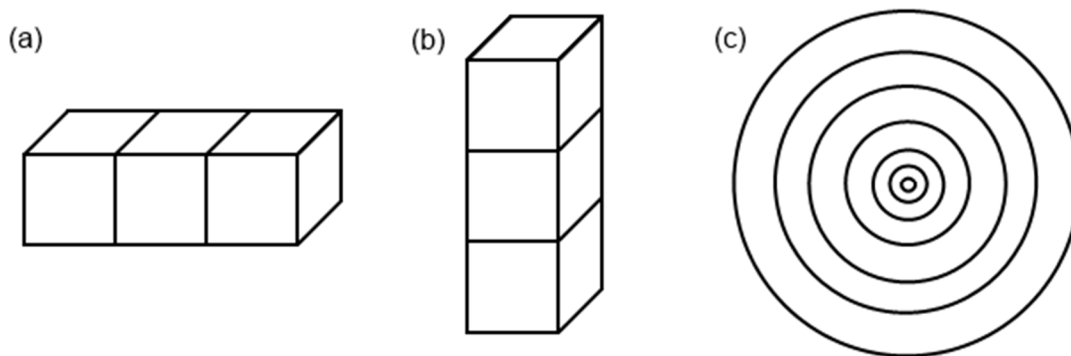


Figura 4 Modelos unidimensionais: (a) 1D horizontal, (b) 1D vertical, (c) 1D radial (Junior, 2013).

Os modelos unidimensionais são úteis para avaliar a influência da heterogeneidade em uma direção de fluxo. Os modelos 1D horizontais são muito utilizados em análise de fluxos em testemunhos (Figura 4-a). Modelos 1D verticais (Figura 4-b) podem ser utilizados para calcular a transmissibilidade vertical e fluxo

gravitacionais. Já os modelos 1D radiais (Figura 4-c) podem ser utilizados para analisar a heterogeneidade próxima ao poço (Chen, 2007; Mattax; Dalton, 1990).

Bidimensional

Um simulador numérico bidimensional representa o fluxo em duas dimensões. Neste caso o simulador pode simular um fluxo horizontal, um fluxo vertical ou um fluxo radial.

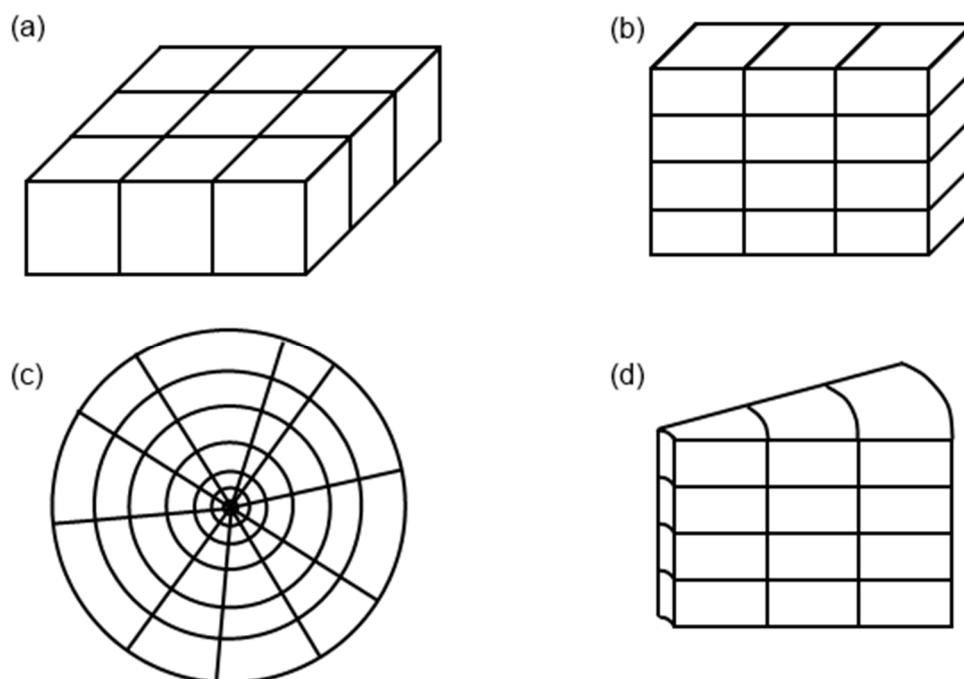


Figura 5 Modelos bidimensionais: (a) 2D horizontal, (b) 2D vertical, (c) 2D radial horizontal, (d) 2D radial vertical (Junior, 2013).

Os modelos 2D horizontais (Figuras 5-a e 5-c) são os mais utilizados em estudos de reservatórios. Eles são utilizados quando o fluxo, que determina o comportamento do reservatório, é predominantemente horizontal. O modelo 2D radial ($r; \theta$), Figura 5-c, em específico, pode ser utilizado para representar a convergência ou divergência do fluxo em uma região do reservatório (Mattax; Dalton, 1990).

Já os modelos 2D verticais (Figuras 5-b e 5-d), segundo Mattax e Dalton (1990), podem ser utilizados para avaliar a interação entre as forças gravitacionais, capilares e viscosas e o efeito resultante na velocidade de varrido e na eficiência de deslocamento.

Tridimensional

Um simulador numérico tridimensional admite-se o fluxo de fluidos no meio poroso em três direções: x, y e z.

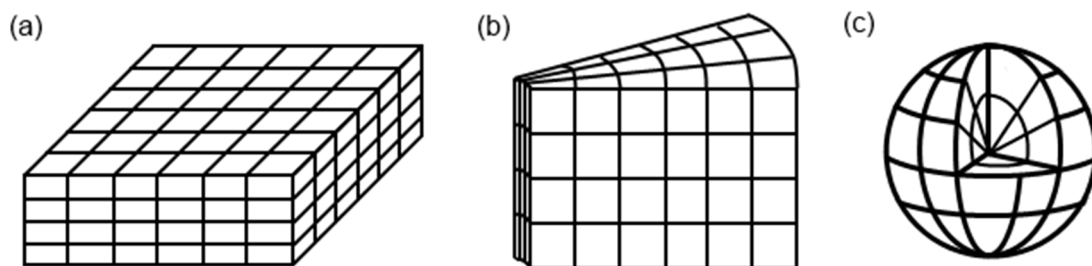


Figura 6 Modelos tridimensionais: (a) 3D cartesiano, (b) 3D cilíndrico, (c) 3D esférico (Junior, 2013).

2.3.1.3 Classificação pelo número de fases

Monofásico: considera a presença de uma só fase no reservatório (gás, óleo ou água no caso de se tratar do estudo de um aquífero).

Bifásico: considera a presença de duas fases, normalmente óleo e água (reservatório de óleo) ou gás e água (reservatório de gás).

Trifásico: é considerado a ocorrência de três fases no reservatório (óleo, gás e água).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Nesse capítulo serão abordados aspectos sobre as ferramentas computacionais utilizadas, o modelo de fluido, tanto do óleo do reservatório como dos solventes injetados e modelo físico do reservatório, incluindo suas propriedades.

3.1 Ferramentas computacionais

As simulações foram realizadas com o simulador trifásico, que permite a inserção de múltiplos componentes, STARS (“Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator”) do grupo canadense CMG (“Computer Modelling Group”), bem como, usando o WINPROP e o BUILDER.

BUILDER

O Builder, é uma ferramenta que provém arquivos com extensão *.dat* para os simuladores (STARS, GEM e IMEX, todos da CMG). Para criar o arquivo são necessários parâmetros de tipo de solvente a ser injetado; Descrição do modelo de fluido, tanto do óleo como do solvente; Descrição do modelo do reservatório; quantidade de poços no reservatório e a distância entre eles; Vazão de injeção em m³ por dia e as condições fixas como pressão inicial do reservatório, contatos gás – óleo, óleo – água e outros.

STARS

O STARS (*Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator*) é um simulador trifásico de múltiplos componentes desenvolvido com o objetivo de simular recuperações térmicas de óleo, como combustão *in-situ*, injeção de água quente, VAPEX (“*Vapor Extraction*”), SAGD (“*Steam-Assisted Gravity Drainage*”), além de processos geomecânicos ou que envolvem aditivos químicos. Para sua utilização são necessários parâmetros de entrada tais como configuração da malha do reservatório modelo, dados dos poços (injetores e produtores, de acordo com o projeto) e propriedades dos fluidos e da rocha reservatório.

3.2 Modelagem do reservatório

O refinamento foi estabelecido, usando um sistema de coordenadas cartesianas (direções i, j, k), mostrado na Figura 7.

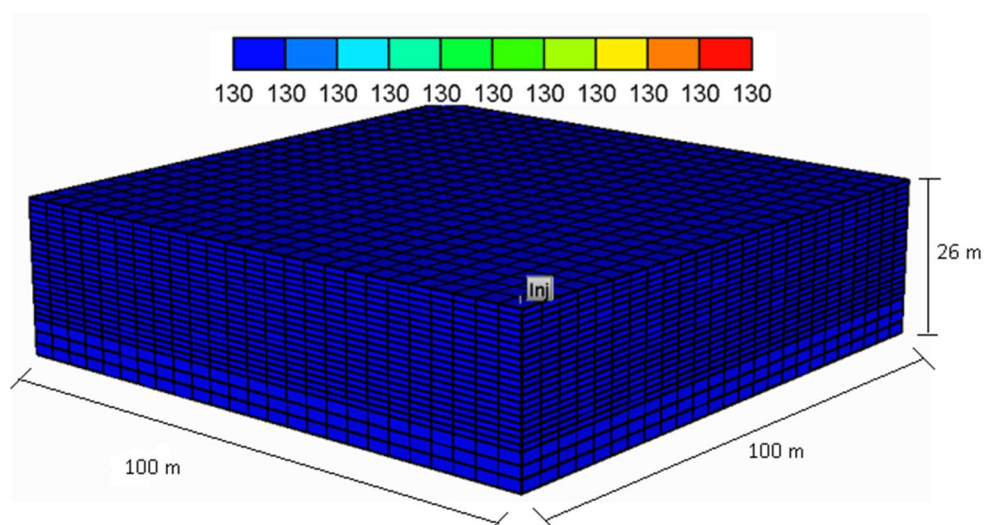


Figura 7 Vista 3D do reservatório.

- Direção i – 25 blocos de 4 m;
- Direção j – 25 blocos de 4 m;
- Direção k - 20 blocos de 1 m e 3 blocos de 2 m;
- Total de blocos: 14375.

Considera-se ainda que existem quatro componentes (óleo, água, gás e solvente) em três fases (óleo, água e gás) e que a fase óleo é formada por óleo, gás e solvente; a fase gás pode conter água, gás e solvente e a fase água é composta apenas por água.

O modelo de injeção escolhido foi o 5-spot (*“five-spot”*) invertido, que é definido como um poço injetor no centro da malha e quatro produtores nas esquinas.

Para reduzir o tempo de simulação, considerou-se apenas $\frac{1}{4}$ de 5-spot invertida, que compreende um poço produtor e injetor apenas, admitindo que a simetria e homogeneidade do sistema faz com que os resultados de produção dos outros poços sejam equivalentes.

As características e dimensões do reservatório são dadas na Tabela 2.

Tabela 2 Dados do reservatório.

Dados do Reservatório
Área do reservatório: 1000 m ²
Espessura do reservatório: 26 m
Espessura da zona de óleo: 20 m
Espessura da zona de água: 6m
Profundidade do reservatório: 200 m
Permeabilidade horizontal (Kh): 1000 mD
Permeabilidade vertical (Kv): 0.1*Kh
Porosidade (ϕ): 30%
Compressibilidade efetiva da rocha: $4.4 \cdot 10^{-7}$ 1/Pa
Pressão de referência para a compressibilidade da rocha: 1980 KPa
Volume de óleo in place: 37370.9 m ³
Contato óleo – água (DWOC): 220m
Saturação residual de óleo @37,38°C: 30%
Saturação de água conata: 28%

3.3 Modelagem do fluido

O modelo de fluido do reservatório nesse estudo foi realizado considerando um óleo com características do Nordeste brasileiro, pré-definido de acordo com LIMA, 2011 ajustado em sete pseudo-componentes, mostrados na Tabela 3.

Tabela 3 Dados do fluido.

Pseudocomponentes	Frações Molares (%)
CO ₂	0.39279
N ₂	0.13815
C ₁ – C ₃	7.5449
IC ₄ – NC ₅	0.32743
C ₆ – C ₁₂	1.7988
C ₁₃ – C ₂₀	19.549
C ₂₁ – C ₄₀	70.2498

A viscosidade do óleo a 37,38 °C e a 198 Kpa (287 psi) é de 738 cp.

3.4 Parâmetros operacionais

Os parâmetros operacionais fixos são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 Dados do sistema.

Dados do Sistema
Pressão máxima no poço injetor: 7200 KPa
Pressão mínima no poço produtor: 197 KPa
Pressão de referência do sistema: 198 Kpa (287 psi)
Tempo de projeto: 10 anos
Temperatura dos fluidos injetados (vapor + solvente): 290,56 °C
Título do vapor: 0.9
Vazão de fluidos injetados: 25 m ³ /dia

É importante ressaltar que a vazão de fluidos injetados compreende uma porcentagem de vapor mais solvente.

3.5 Metodologia de Trabalho

O desenvolvimento do trabalho foi realizado a partir da análise de parâmetros operacionais (solvente a ser injetado e proporção de vapor e solvente no fluido injetado) e de reservatório (saturação e viscosidade do óleo), sendo os solventes analisados C₅, C₆, C₇, C₈ e C₉.

Os seguintes passos foram adotados:

- Inicialmente foi feita uma revisão bibliográfica sobre o tema;
- Estudo do modelo base de fluido e da modelagem do reservatório (dimensões, refinamento, propriedades dos fluidos e das rochas, parâmetros operacionais);
- Estudo da vazão de injeção “ótima” considerando vapor mais solvente C₅, em diferentes proporções de 5%, 10%, 15%, 20% e 30%.
- A partir da vazão de injeção “ideal” de 25 m³/dia, determinada pela simulação para o solvente C₅ das vazões de injeção 15, 20, 25, 30 e 35 m³/dia e definida em Borges, 2015, foi simulado e analisado a variação do tipo de solvente injetado.
- Foi realizado também, ainda considerando essa vazão “ideal” de 25 m³/dia, um estudo sobre as diferentes proporções para combinação vapor e solvente, representada na Tabela 5 apenas para o solvente C₅, mas estendida no estudo para os outros solventes avaliados (C₆, C₇, C₈ e C₉).
- As simulações foram comparadas com o modelo base sem injeção de solvente, ou seja, apenas com injeção de vapor, também a 25 m³/dia.
- As simulações mostraram qual o solvente injetado teria maior recuperação de óleo para o modelo de reservatório estudado e qual a melhor combinação quantitativa de vapor e solvente, com base na análise de produção acumulada de óleo (Np), Fator de recuperação (Fr) e Volume de água produzida (Wp).

Tabela 5 Tabela de proporções entre o solvente e o vapor injetado para solvente C5.

Solvente	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
C ₅	5% de solvente + 95% de vapor	10% de solvente + 90% de vapor	15% de solvente + 85% de vapor	20% de solvente + 80% de vapor	30% de solvente + 70% de vapor

Para a vazão de 25 m³/dia, analisando o caso 2, tem-se um volume injetado de vapor de 22,5 m³ e de solvente de 2,5 m³. Da mesma forma, para o caso 4 por exemplo, tem-se 5 m³ de solvente injetado e 20 m³ de vapor.

Nos resultados obtidos não foi considerado o volume de solvente injetado que foi produzido ao final do processo.

4 Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos a partir das análises das simulações realizadas. Foram avaliados alguns parâmetros operacionais, bem como certas propriedades dos fluidos e da rocha durante todo o processo.

4.1 Análise dos parâmetros operacionais

Os parâmetros operacionais discutidos neste trabalho foram o tipo de solvente injetado e porcentagem de solvente injetado em relação ao vapor. Além disso comparou-se os resultados obtidos na recuperação com injeção contínua de vapor e com os modelos de injeção de 5%, 10%, 15%, 20% e 30% de solvente.

A Tabela 6, mostra os resultados de fator de recuperação, produção de óleo e água acumulada e vazão de produção de óleo para diferentes vazões de injeção de fluido e diferentes proporções entre solvente e vapor nesse, a partir dela pode-se inferir que para vazões mais altas (30 e 35 m³/dia) os fatores de recuperação estão na mesma faixa de valores dos apresentados pela vazão de 25 m³/dia, sendo, portanto, essa vazão considerada “ótima” para o processo e a melhor condição obtida para a aplicação do método no trabalho.

Tabela 6 Resultado dos parâmetros operacionais analisados para o solvente C5.

Solvente C5					
Vazão de injeção	Quantidade de solvente	Fator de recuperação (Fr)	Produção de água acumulada	Produção de óleo acumulado	Vazão de produção de óleo
15	5%	28.26599503	25516.19922	10568.35156	4.916891098
15	10%	27.16688347	25054.88281	10157.40527	3.97045064
15	15%	26.37391663	24590.61523	9860.922852	3.481330156
15	20%	25.72622299	24076.03711	9618.757813	3.139955044
15	30%	24.71903801	22836.69531	9242.181641	2.654938936
20	5%	60.16934586	73779.9375	22496.66992	5.924070358

20	10%	57.78777313	66049	21606.22656	7.804327488
20	15%	53.72037506	55911.51953	20085.4707	10.51930618
20	20%	46.32260513	40422.53125	17319.52344	7.804327488
20	30%	27.85514259	25353.26172	10414.7373	4.503769398
25	5%	62.72312927	97609.28125	23451.50195	2.520630121
25	10%	62.63156891	92092.125	23417.26953	3.056317568
25	15%	62.40441513	86501.61719	23332.33789	3.706707478
25	20%	61.53126144	79979.66406	23005.875	4.661351681
25	30%	56.06102371	61612.83594	20960.61133	8.616230011
30	5%	61.92433929	116828.2266	23152.8418	1.368793845
30	10%	62.23392105	110927.875	23268.59375	1.649260879
30	15%	62.40271378	104742.625	23331.70313	2.034546137
30	20%	62.63444138	98656.28906	23418.3418	2.492679928
30	30%	62.22858429	85237.89063	23266.59766	3.960785627
35	5%	60.63864136	135056.6563	22672.13477	0.694717765
35	10%	61.07173157	128469.5313	22834.0625	0.837680578
35	15%	61.58398056	121806.5703	23025.58594	1.087778091
35	20%	62.01555252	114933.3438	23186.94531	1.440909386
35	30%	62.5951004	100668.6172	23402.63281	2.386411667

Avaliando a variação da proporção do solvente e vapor injetado para o solvente C5, para a vazão de 25 m³/dia, tem-se que o melhor resultado de recuperação, ou seja, o maior Fr, é visto com a menor quantidade de solvente injetada, ou seja, na condição mostrada no caso 1 (5% de solvente + 95% de vapor).

Esses resultados também se aplicam aos outros tipos de solvente. Analisando o gráfico da Figura 8 comprova-se que os comportamentos dos diferentes solventes, para a mesma proporção em relação ao vapor, é equivalente, portanto, as avaliações obtidas para o C5 refletem também os outros fluidos injetados.

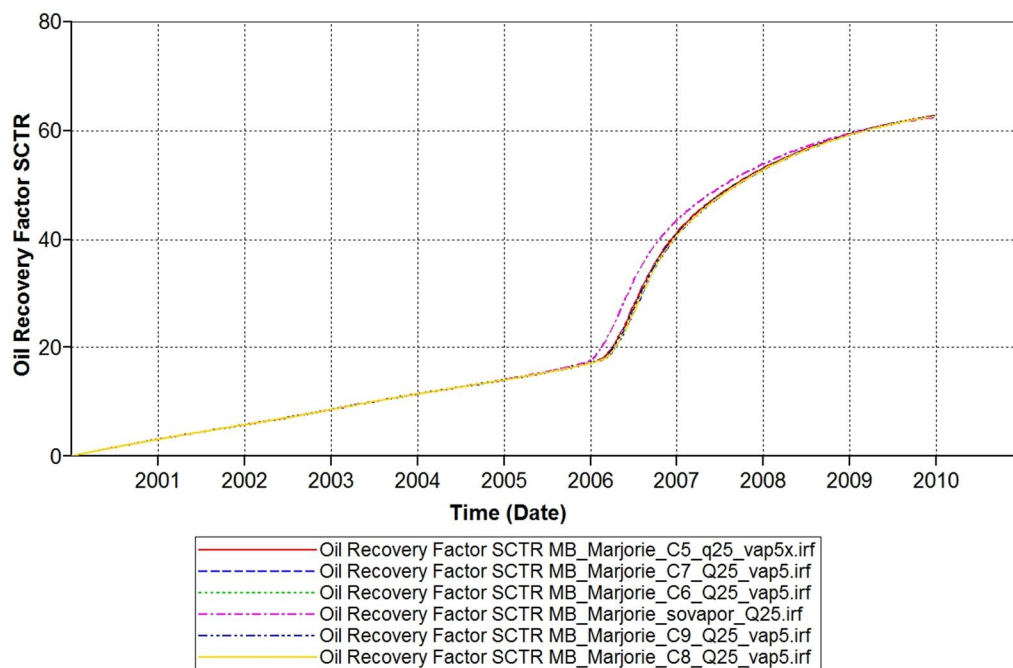


Figura 8 Fator de Recuperação de Óleo para os diferentes solventes injetados a uma vazão de 25 m³/dia e a proporção de 5% de solvente injetado para 95% de vapor e para a injeção contínua de vapor, também a 25m³/dia.

Ainda analisando a Figura 8 e comparando com a Figura 9, que mostra a curva de Fr resultante dos 10 anos de injeção dos solventes analisados a uma proporção de 30% de solvente e 70% de vapor e também do Fr obtido somente com injeção de vapor. Infere-se que o Fr final do processo com solventes a 5% é aproximadamente 62% enquanto que com a injeção de solventes a 30% é de 58%. Esse resultado comprova os dados obtidos da tabela 6, de que com a injeção de 5% de solvente e 95% de vapor obtém-se um Fr maior do que a injeção de 30% de solvente e 70% de vapor no reservatório.

É importante destacar também que na primeira situação (injeção de 5% solvente e 95% de vapor) os valores de Fr apresentam uma tendência crescimento mais cedo do que na segunda situação. Em 2007 por exemplo, o Fr do projeto com injeção de solventes a 5% é em torno de 41%, ao passo que no projeto com injeção de solvente a 30% é apenas 19%.

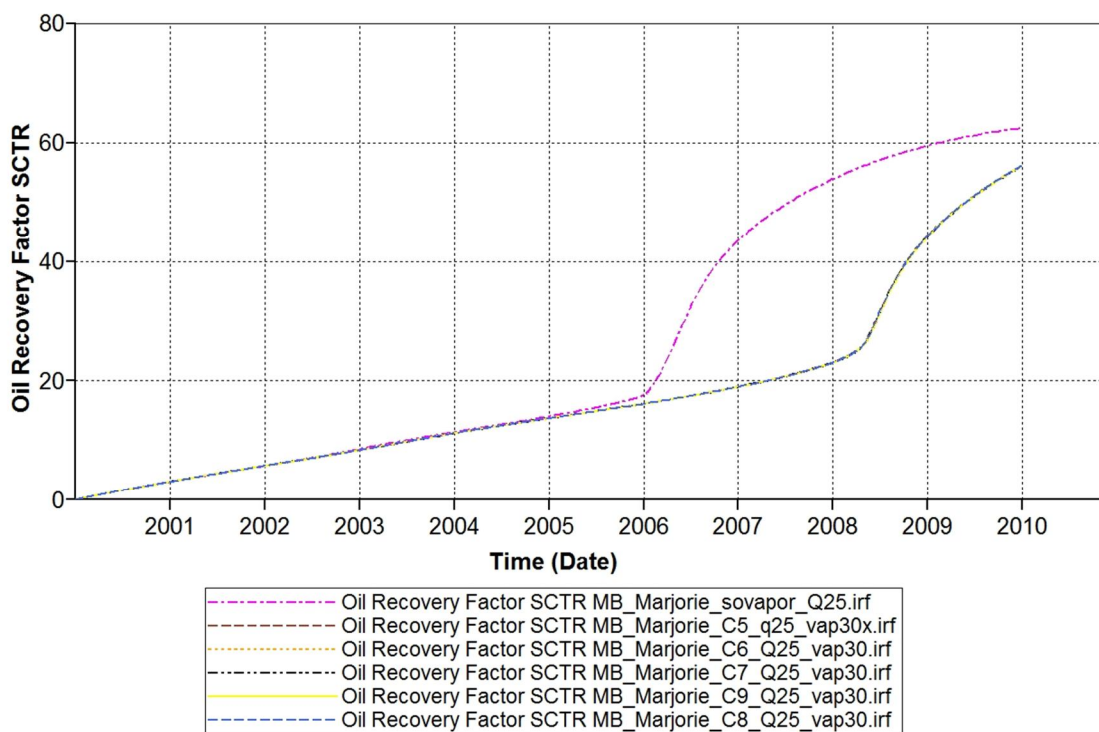


Figura 9 Fator de Recuperação de Óleo para os diferentes solventes injetados a uma vazão de 25 m³/dia e a proporção de 30% de solvente injetado para 70% de vapor e para a injeção contínua de vapor, também a 25m³/dia.

Essas observações eram esperadas pela alta viscosidade do óleo utilizado e pela própria literatura que indica pequenas quantidades de solventes, não mais que 10% do volume de vapor, como mais eficientes (Shu e Hartman, 1988).

A partir das figuras pode-se ressaltar também a maior eficácia do processo quando injetado apenas vapor (0% de solvente). Isso demonstra que a influência das forças viscosas do óleo em seu processo de deslocamento dentro do reservatório é maior que a influência das tensões interfaciais entre os fluidos no mesmo.

Contudo, apesar de apresentar um fator de recuperação maior, a injeção pura de vapor acarreta em uma maior produção de água, como comprovado na Figura 10, sendo necessário um gasto maior com tratamento e reuso dessa depois.

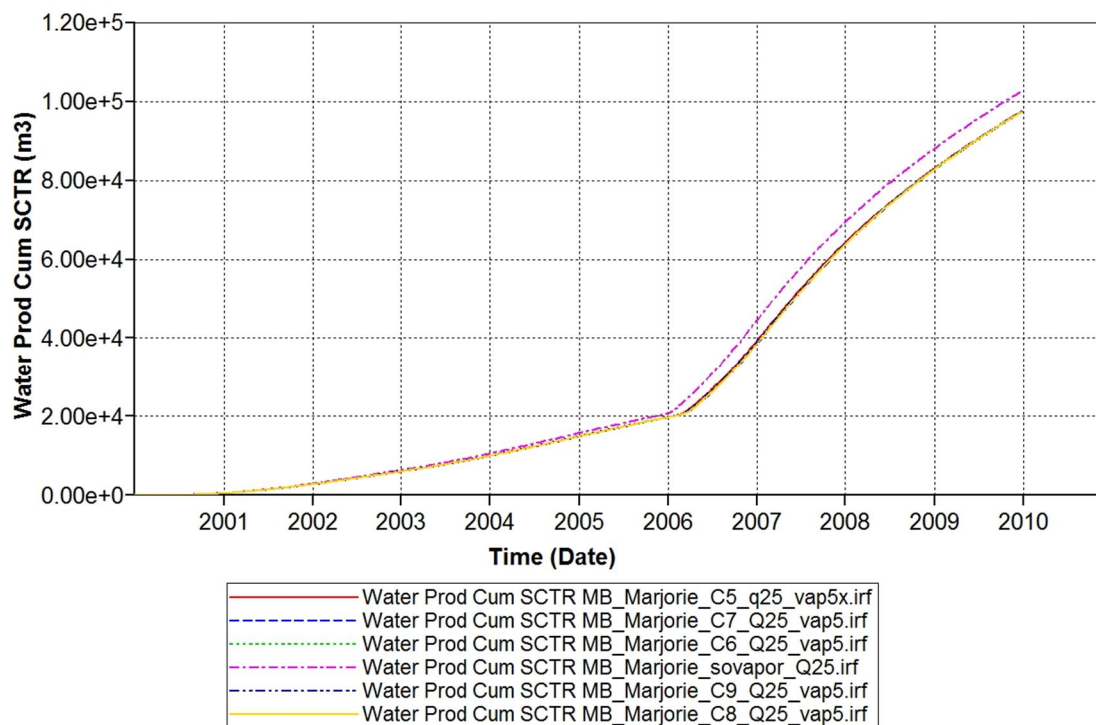


Figura 10 Produção Acumulada de Água para os diferentes solventes injetados a uma vazão de 25 m³/dia e a proporção de 5% de solvente injetado para 95% de vapor e para a injeção contínua de vapor, também a 25m³/dia.

Uma vez que a atuação do solvente no reservatório estudado é pouco efetiva comparado a atuação do vapor, a escolha do solvente a ser utilizado no processo deve ser baseada por aspectos econômicos. A Figura 11, a qual mostra o fator de recuperação do óleo para diferentes proporções de C9 injetadas, indica que para volumes de solvente injetados superiores aos 5%, praticamente não houve alteração na produção acumulada final. Dessa forma, os cursos com solvente seriam cada vez maiores, mas as receitas finais obtidas com o volume de óleo produzido seriam semelhantes. Sendo assim, por apresentar menor custo de compra, o C9 é o mais indicado para a situação.

Verificando a ação do C9 no reservatório, comprova-se pela análise da Figura 11 que, mais uma vez, a menor proporção de solvente injetado em relação ao vapor gerou resultados mais significativos no processo. Contrapondo as curvas de Fr, para cada proporção de C9 injetado, a curva que representa a injeção de 5% de solvente e 95% de vapor acarreta em um maior valor de recuperação comparado as outras curvas. Isso ocorre, devido a alta quantidade de vapor injetada, que implica em um maior calor

latente transferido ao reservatório e consequentemente maior energia térmica dentro dele reduzindo a viscosidade do óleo e favorecendo a recuperação.

Para volumes de solvente injetado superiores aos 5% (10%, 15% e 20% de solvente injetado) praticamente não houve alteração no fator de recuperação final. Contudo para 30% de solvente injetado, o Fr obtido foi consideravelmente inferior ao de 5%. Dessa forma, os custos com solvente seriam cada vez maiores, mas as receitas finais obtidas com o volume de óleo produzido seriam semelhantes.

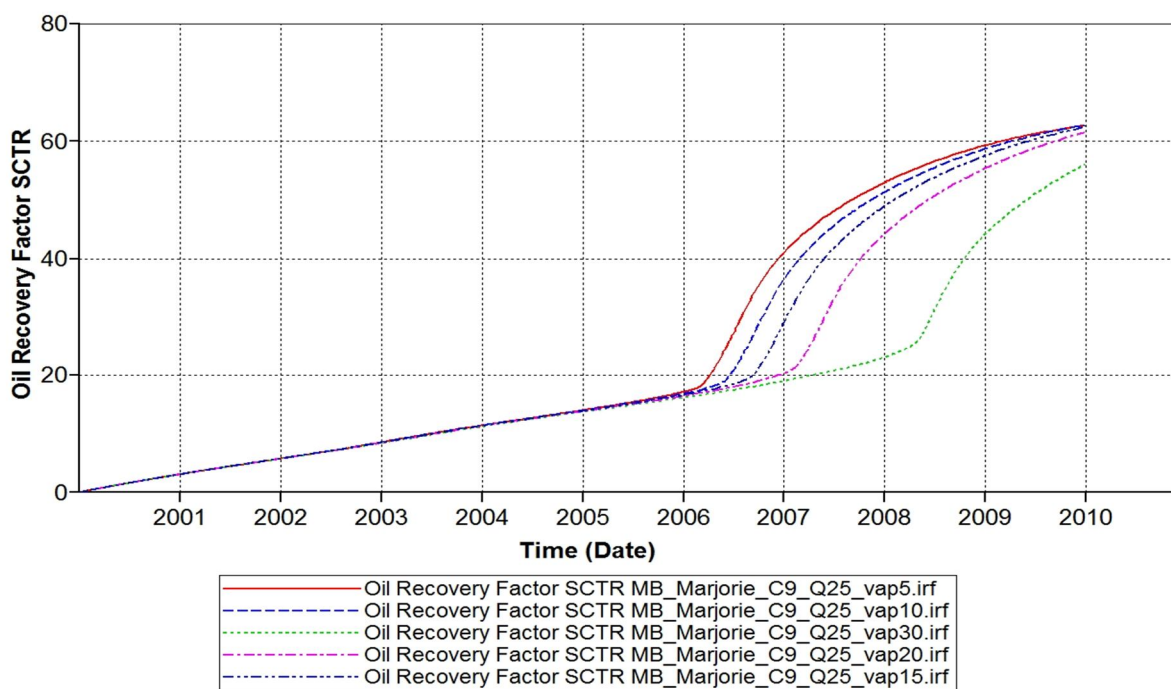


Figura 11 Fator de Recuperação de Óleo para diferentes proporções de C9 injetado a 25m³/dia e para a injeção contínua de vapor, também a 25 m³/dia.

Além disso, a partir da análise das Figuras 12 e 13 é possível inferir que com a menor proporção de solvente injetado (5% de solvente + 95% de vapor) os resultados foram obtidos antecipadamente durante o processo, ou seja, a velocidade de recuperação foi maior e a produção de óleo foi mais rápida.

A Figura 12 mostra a vazão de óleo para a situação de injeção somente de vapor e para injeção de 95% vapor mais 5% de solvente, enquanto que a Figura 13 compara a injeção de 100% de vapor com a injeção de 30% de C9. Observa-se o mesmo pico de vazão para as duas situações de, aproximadamente, 36 m³/dia. Entretanto, para a situação 1, em que injetou-se 5% de C9 e 95% de vapor, esse pico aconteceu mais

cedo, no segundo semestre de 2006, do que na segunda situação e apresentou ainda um comportamento muito parecido com a curva de vapor. Já com a injeção de 30% de solvente, o valor máximo de 36 m³/dia só foi atingido no segundo semestre de 2008.

Esses resultados comprovam a maior efetividade do vapor no processo de recuperação do óleo pela redução da viscosidade. Se o solvente atuasse de forma satisfatória no reservatório, quanto maior seu percentual no fluido injetado maior seria a recuperação de óleo pela redução das forças capilares entre o fluido e o óleo do reservatório. Como no presente estudo o melhor resultado de vazão de óleo ocorreu para injeção de 100% de vapor, depois para 95% de vapor e 5% de solvente e por último para a situação de 70% de vapor e 30% de solvente injetados, infere-se, mais uma vez, que o fator principal de sucesso nesse projeto de recuperação está na redução das forças viscosas e não capilares.

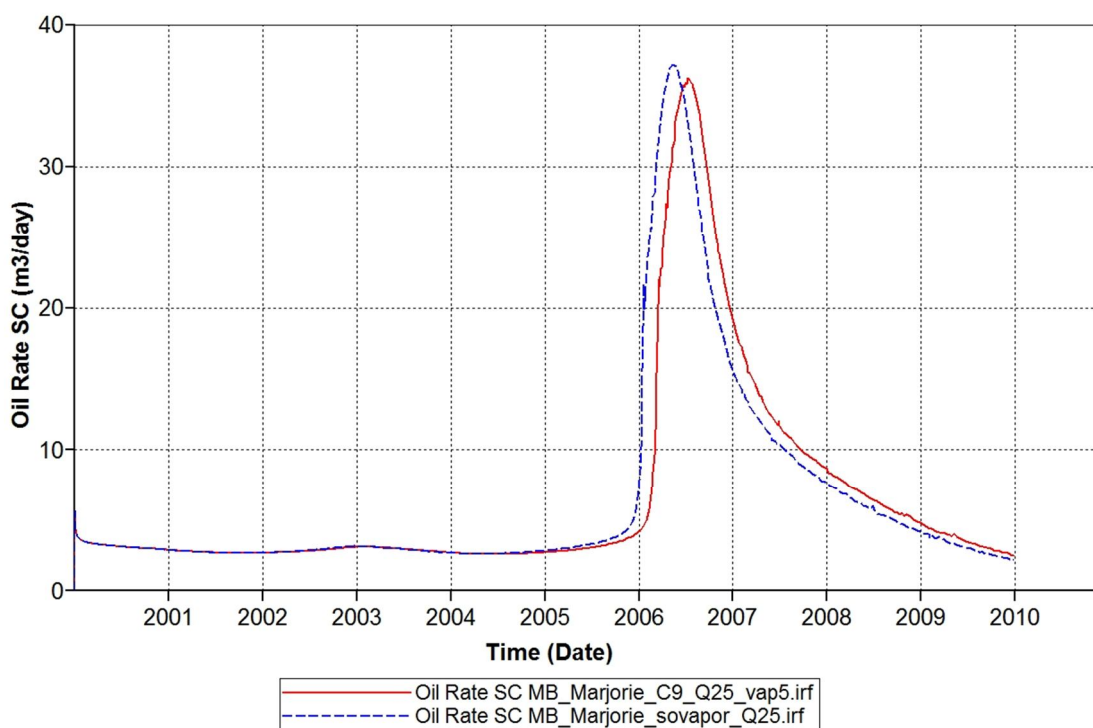


Figura 12 Vazão de óleo produzida para injeção de 5% de C9 e 95% de vapor e para injeção contínua de vapor, ambos a 25 m³/dia.

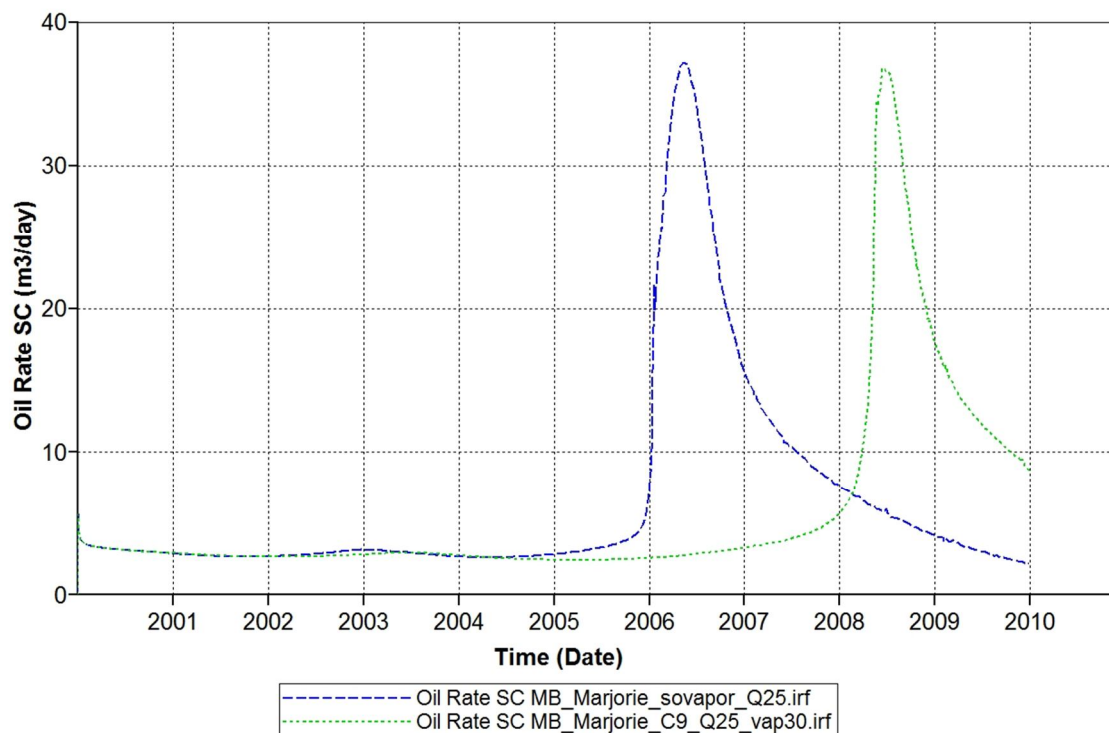


Figura 13 Vazão de óleo produzida para injeção de 30% de C9 e 70% de vapor e para injeção contínua de vapor, ambos a 25 m³/dia.

4.2 Análise dos perfis de temperatura e saturação e gráficos ternários

Certos aspectos durante o processo foram analisados, tais como temperatura, saturação e composição dos fluidos do reservatório durante o decorrer do processo. Esses, foram importantes também para avaliar as mudanças no reservatório com o passar do tempo e o resultado da interação do solvente mais vapor injetado com os fluidos pré-existentes no reservatório.

Constatado a importância das forças viscosas nesse projeto de recuperação, a avaliação do perfil de temperatura do reservatório durante o processo é um aspecto imprescindível a ser destacado. Considerando a injeção de solvente C9 a 5% e de 95% de vapor, caso já percebido como de maior eficiência para o reservatório e a injeção de C9 a 30% e 70% de vapor, tem-se o crescimento da temperatura dentro do reservatório, provocada pela injeção de vapor a 287,78 °C. No começo do processo (ano 2000) a temperatura registrada é a temperatura inicial do reservatório de 100F (37,78 °C), para

os dois casos de injeção pois ainda não houve adição de calor pela injeção de vapor e solvente.

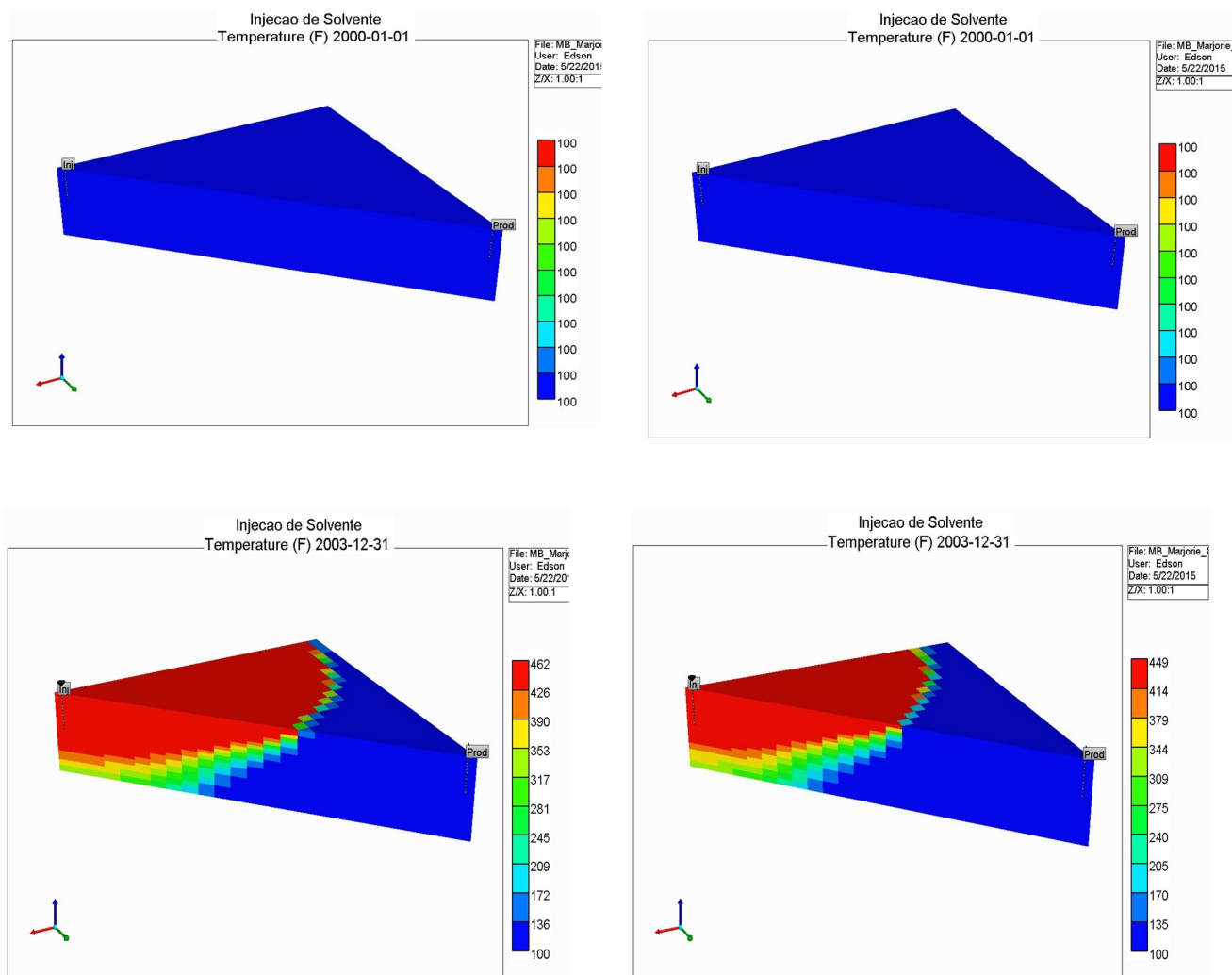


Figura 14 Perfis de Temperatura para o ano inicial (2000) e terceiro (2003) ano de projetos sendo a injeção de 5% de solvente à esquerda e 30% de solvente à direita.

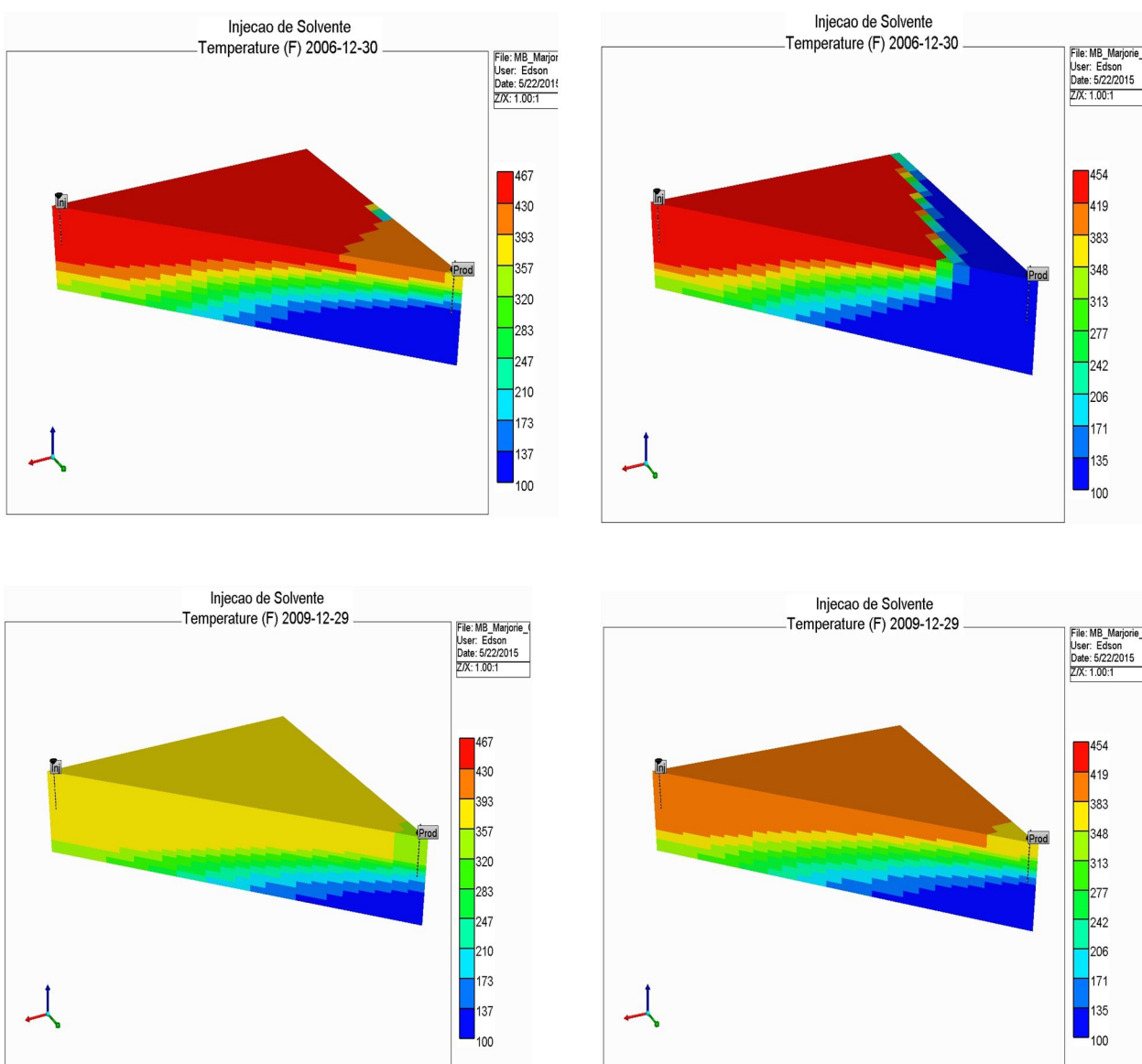


Figura 15 Perfis de Temperatura para o sexto (2006) e nono (2009) ano de projetos sendo a injeção de 5% de solvente à esquerda e 30% de solvente à direita.

As Figuras 14 e 15 mostram a comparação dos processos de injeção de 30% de C9 e 70% de vapor com %5 de C9 e 95% de vapor, para as mesmas datas. Infere-se a partir dela que o aquecimento do reservatório ocorreu mais rapidamente e abrangeu uma maior área, com a injeção de 95% de vapor. Observa-se ainda, comparando os cenários das Figuras, que apesar de ocorrer a

segregação gravitacional do vapor direcionando o calor para a camada adjacente superior do reservatório, a espessura da zona produtora atingida pelo vapor na situação de injeção de 95% de vapor, foi maior do que com apenas 70% de vapor injetado.

É importante avaliar também a queda de temperatura que ocorre nos dois processos entre o período do sexto ao nono ano de projeto, sendo mais evidente na injeção de 95% de vapor, devido a chegada da zona de vapor injetada ao poço produtor.

Além disso, pode-se analisar também a melhor eficiência de varrido do vapor em relação ao solvente, possibilitando que, para uma mesma data considerada, a influência da variação da temperatura seja mais abrangente para a injeção de 95% de vapor do que para a injeção de 70% de vapor, como observado através da Figura 15.

Outro aspecto importante é a saturação de óleo no reservatório. A Figura 16 mostra o desenvolvimento da saturação para as duas situações de injeção de C9, 30% e 5%, ao final do projeto, comparando com a saturação inicial de óleo.

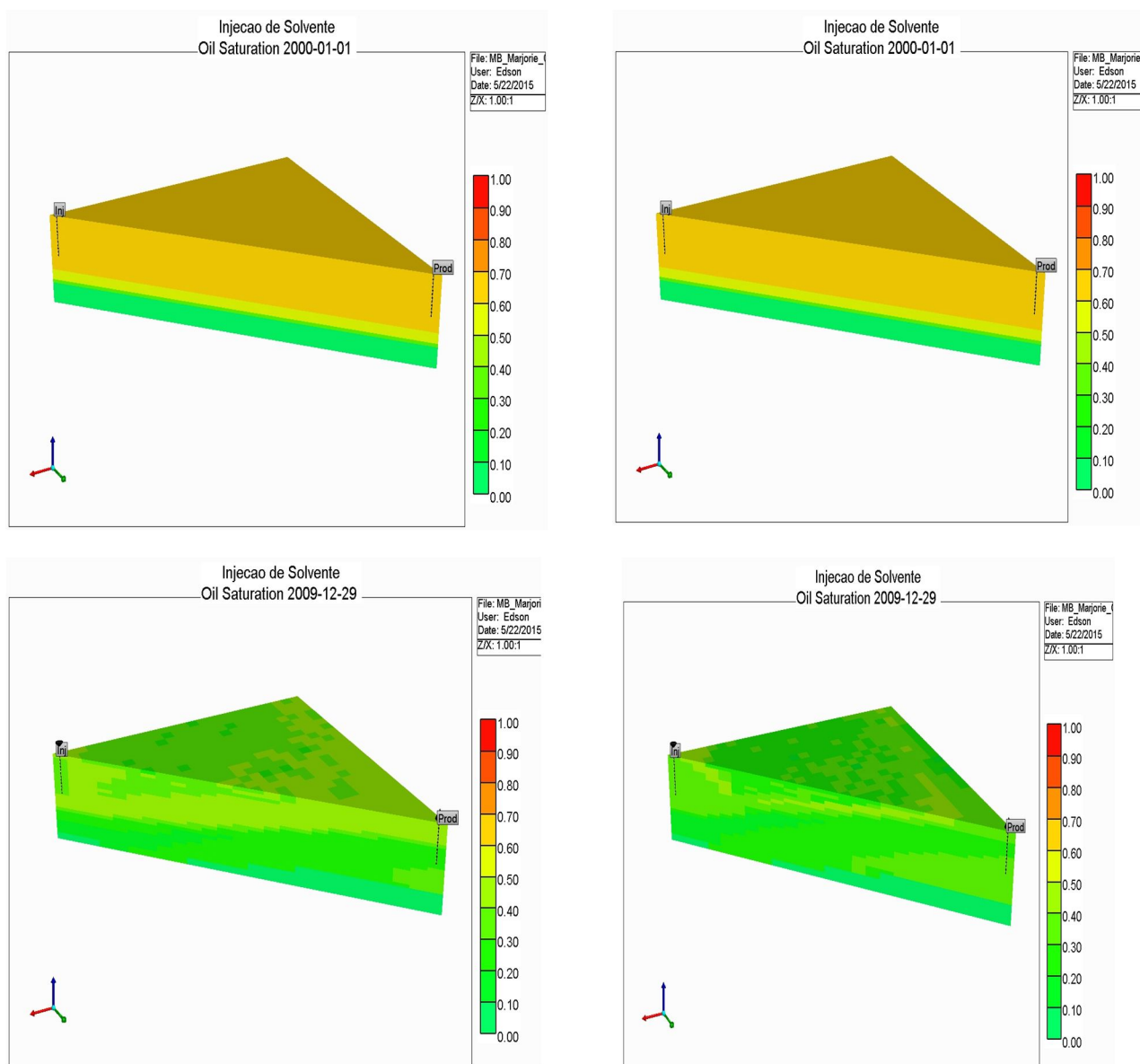


Figura 16 Perfis de saturação para injeção de 5% de solvente à direita e 30% de solvente à esquerda no início do projeto e no nono (2009) ano de projeto.

Analisando a Figura 16 infere-se que para a injeção de 30% de solvente e 70% de vapor, parte do solvente injetado permanece no reservatório e por isso a saturação de óleo final desse é maior do que a saturação para a injeção de 5% de solvente apenas. Aliado a isso há também o favorecimento, já discutido previamente, da maior injeção de vapor na redução da viscosidade facilitando a produção do óleo.

Logo, para a injeção de 5% de solvente e 95% de vapor, além de pouco solvente ser injetado, o grande volume de vapor atuando no reservatório, contribui significativamente para que a saturação final de óleo no reservatório seja menor do que a saturação do cenário de 30% de solvente injetado após processo de injeção, como verificado na Figura 16.

A análise da composição dos fluidos no reservatório durante o processo de injeção também fundamenta a injeção de 5% C9 e 95% de vapor como a melhor opção de recuperação. Na Figura 17, pode-se notar que para esse caso (5% de C9 injetado) no nono ano de projeto, há uma alta concentração de água ao final do projeto proveniente da condensação do vapor devido a troca de calor com o fluido reservatório. Como o vapor corresponde a 95% do fluido injetado era esperado uma concentração significativa de água após o processo.

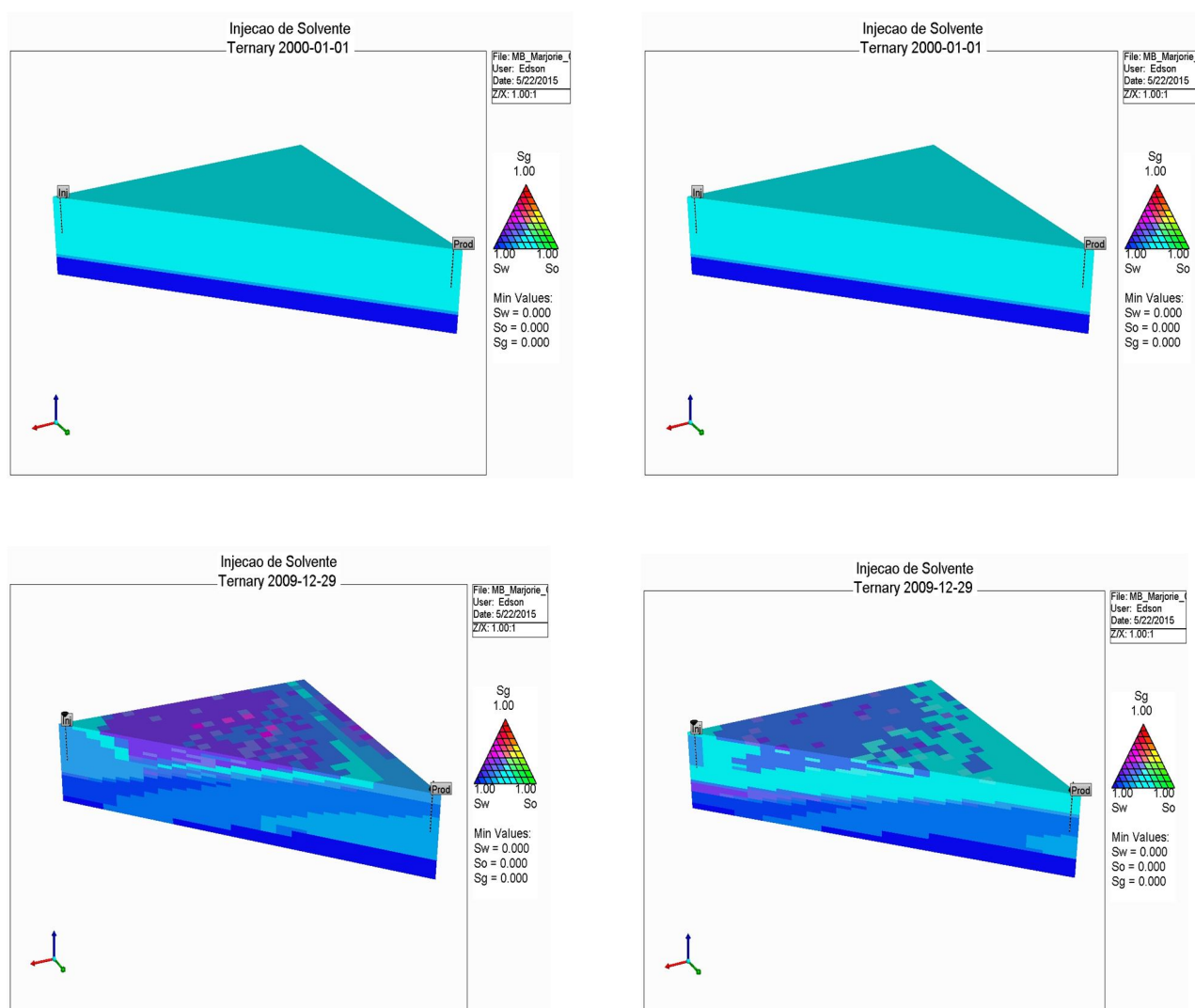


Figura 17 Perfis de Composição de fluido dentro do reservatório inicialmente e no nono (2009) ano de projeto. À esquerda para injeção de 5% de solvente e à direita para 30% de solvente.

Observando-se ainda a situação do reservatório após a injeção de 30% de solvente e 70% de vapor dada na Figura 17, comprova-se o grande volume de óleo no reservatório, representado pela faixa de cor azul clara, após o processo de injeção, além de um menor volume de água proveniente da condensação do vapor. Enquanto que, ainda pela Figura 17, é possível observar a baixa saturação de óleo no reservatório e a grande presença de água para o cenário da injeção de 5% de solvente e 95% de vapor, características, já discutidas anteriormente, provenientes da injeção de pequena quantidade de solvente.

5 Conclusões e recomendações

5.1 Conclusões

Diante do exposto nesse trabalho as conclusões obtidas são:

- Para a vazão de injeção ideal de $25\text{m}^3/\text{dia}$, a influência do solvente no reservatório não foi tão significativa quanto a do vapor injetado, sendo então, a redução das forças viscosas mais eficaz do que das forças interfaciais;
- A seleção do solvente, entre C5, C6, C7, C8 e C9, a ser utilizado foi determinada, a partir do fator econômico, uma vez que, todos os solventes apresentaram características semelhantes dentro do reservatório, como valores muito aproximados de Fr. Optou-se então pelo comercialmente mais barato, C9;
- Considerando a injeção de $25\text{m}^3/\text{dia}$ de C9, a análise do fator de recuperação mostrou um melhor desempenho na recuperação quando injetado solvente em pequena proporção (Caso 1 - 5% de solvente e 95% de vapor) confirmando a importância das forças viscosas no reservatório, do que quando injetado em grandes proporções (Caso 4 – 30% de solvente e 70% de vapor);
- Com a comparação entre as combinações de solvente e vapor no fluido injetado, verificou-se também, a maior produção acumulada de água para o caso 1 (5% de solvente e 95% de vapor), devido a condensação de um maior volume de vapor dentro do reservatório.

5.2 Recomendações

Algumas recomendações para próximos trabalhos são:

- Estudar o método de injeção de vapor e solvente na injeção cíclica de vapor;
- Analisar a injeção de solvente após o vapor para o reservatório estudado;
- Estudar a injeção de vapor e solvente em reservatórios heterogêneos;
- Analisar a injeção alternada de vapor e solvente para o reservatório estudado;

6 Bibliografia

1. ALBOUDWAREJ, H.; Felix, J. and Taylor, S. Highlighting heavy oil, Oil Field Review. p.34-53, Jun. **2006**.
2. AZIN, Reza; et.al. Simulation study of the VAPEX process in fractured heavy oil system at reservoir conditions. Journal of Petroleum Science and Engineering, V. 60, p. 51–66, **2008**.
3. AZIZ, K.; SETTARI, A. *Petroleum Reservoir Simulation*. [S.I]: Applied Science Publishers, **1979**. ISBN 9780853347873.
4. BORGES, M. R. O. P. Estudo da vazão ótima de vapor e solvent C5 aplicada a reservatório de óleo pesado com características do Nordeste Brasileiro. **2015**. Relatório de estágio (Graduação em Engenharia de Petróleo), Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
5. DAS, S. K.; BUTLER, R. M. J. Pet. Sci. Eng. 1998, 21, 43-59.
6. Ernst & Young's Global Oil & Gas Center, *Enhanced oil recovery (EOR) methods in Russia: time is of the essence*, **2013**.
7. LIMA, D. M. S. B. Estudo paramétrico no processo de injeção de solvente em poços horizontais para reservatório de óleo pesado. **2011**. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo), Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
8. CHEN, Z. *Reservoir Simulation: Mathematical Techniques in Oil Recovery*. [S.I.]: Society for Industrial and Applied Mathematics, **2007**. (Cbms-Nsf Regional Conference Series in Applied Mathematics.) ISBN 9780898716405.
9. ERTEKIN, T.; ABOU-KASSEM, J.; KING, G. *Basic Applied Reservoir Simulation*. [S.I.]: Society of Petroleum Engineers, **2001**. (SPE TextBook Series). ISBN 9781555630898.
10. GALVÃO, Edney Rafael V.P. *Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatório de óleo pesado*. **2008**. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo), Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

11. JUNIOR, B. G. S. *Simulador Numérico Bidimensional para Escoamento Monofásico em Meios Porosos*, **2013**. Trabalho de Conclusão de Curso, Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé.
12. LYONS, C. W. *Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, p 1049, V.2, **1996**.
13. MATTAX, C. C.; DALTON, R. L. *Reservoir Simulation*. [S.I.]: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, **1990**. (Monograph, v.13). ISBN 9781555630287.
14. RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe. *Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor*. **2012**. 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.
15. ROSA, Adalberto José, et. al. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro, Interciência: PETROBRAS, **2006**.
16. SHU, W. R.; HARTMAN, K. J. *Effect of Solvente on Steam Recovery of Heavy Oil*. SPE 14223. Maio, **1988**.