



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

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO
COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO**

Rebeca Maria Francelino de Araújo

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

Natal/RN, Maio de 2014

Rebeca Maria Francelino de Araújo

**INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO
COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO**

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

Aprovado em ____ de _____ de 2014.

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

Doutoranda Glydianne Mara Diógenes Fernandes
Membro Examinador – UFRN

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

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho à minha mãe,
Maria da Conceição Francelino de Araújo,
pelo apoio nos momentos difíceis da minha vida,
por ser a melhor mãe do mundo.*

AGRADECIMENTOS

A **Deus**, em primeiro lugar, por ter me dado saúde, por me guiar em minhas escolhas e decisões, e por ter me dado forças para concluir minha graduação.

À minha mãe, **Maria da Conceição Francelino de Araújo**, pelo apoio, carinho, dedicação, por ter me ajudado nos momentos mais difíceis da minha graduação.

Ao meu esposo, **Leonardo Fava Souza**, que de forma especial e carinhosa me deu força e coragem, me apoiando nos momentos de dificuldades.

À minha orientadora, **Prof^a Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas**, pela paciência, atenção, apoio, compreensão, orientação acadêmica, incentivo, que foram fundamentais para a conclusão deste trabalho.

A **todos os meus amigos**, pelo convívio, carinho, apoio, pela ajuda em todo o período da graduação.

A todos os professores do curso, por seus ensinamentos e contribuições acadêmicas.

A **todos** que contribuíram direta ou indiretamente para realização deste trabalho.

Muito Obrigada!

Araújo, Rebeca Maria Francelino – “Injeção de vapor e solvente em reservatório de óleo pesado com características Nordeste Brasileiro”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

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

RESUMO

Devido à complexidade dos reservatórios e das reservas significativamente grandes, a recuperação de óleos pesados tem se tornado um dos grandes desafios da indústria petrolífera. Sendo assim, processos de recuperação térmica têm sido aplicados como métodos estratégicos de recuperação de óleos pesados, pois melhoram o escoamento do óleo através da redução da viscosidade, tornando possível a produção de óleos em campos considerados economicamente inviáveis. Uma alternativa cada vez mais empregada é a utilização de um método térmico combinado com um método miscível, que além de reduzir a viscosidade do óleo, também reduz as tensões interfaciais, facilitando a produção do óleo pesado. Para este trabalho foi analisado o comportamento da produção do óleo, através de um estudo da simulação numérica de reservatórios, que apresentam características similares a um reservatório situado no nordeste brasileiro, utilizando o processo de injeção de vapor e solvente. O programa de simulação utilizado foi o STARS do grupo CMG Launcher Technologies 2012.1. A partir disto, foi analisada a influência dos parâmetros operacionais vazão de injeção e porcentagem de vapor e solvente injetados sobre o comportamento da produção acumulada de óleo, fator de recuperação e vazão de produção de óleo. Com isso, foi constatado que a injeção de solvente e vapor no reservatório teve uma resposta satisfatória, já que a combinação desses dois métodos, promoveram uma melhoria significativa na recuperação do óleo presente no reservatório.

Palavras-chave: *Injeção de vapor, solvente, óleo pesado.*

Araújo, Rebeca Maria Francelino – “Steam and Solvent Injection in The Brazilian Northeast Reservoir”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

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

ABSTRACT

Due to reservoir complexity and significantly large reserves, the heavy oil recovery has become one of the great challenges of the oil industry. Thus, thermal recovery processes have been applied as strategic recovery methods for heavy oils, by improving the flow of oil through the viscosity reduction, making possible the oil production at fields considered not economically viable. An increasingly used alternative is to use a combined method with a miscible thermal method, which reduce the oil viscosity and also lowers the interfacial tension, making the heavy oil production easier. For this academic job, we analyzed the behavior of oil production, through a study of numerical reservoir simulation, which have similar characteristics to a reservoir located in northeast of Brazil, using the process of steam and solvent injection. The software used to run simulations was the *STARS group CMG Launcher Technologies 2012.1*. It was analyzed the influence of operating parameters ‘flow injection’ and ‘percentage of steam and solvent injected’ on the behavior of the cumulative oil production, recovery factor and flow rate of oil production. Thus, it was found that the injection of solvent vapor in the tank and had a satisfactory answer, since the combination of these two methods, promoted a significant improvement in the recovery of oil in the reservoir.

Keywords: *steam and solvent injection, steam flood, heavy oil*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Objetivo geral.....	3
2	ASPECTOS TEÓRICOS	5
2.1	Petróleo.....	5
2.1.1	Classificação do petróleo.....	5
2.2	Volume original de óleo.....	6
2.3	Volume recuperável.....	6
2.4	Fator de recuperação.....	6
2.5	Produção acumulada.....	6
2.6	Métodos de recuperação avançada de petróleo.....	6
2.6.1	Métodos térmicos.....	7
2.6.1.1	Injeção de vapor.....	8
2.6.2	Métodos miscíveis.....	11
3	METODOLOGIA.....	13
3.1	Simulação numérica de reservatórios.....	13
3.2	Modelo físico.....	13
4	PROPRIEDADES DO RESERVATÓRIO	15
4.1	Propriedades do fluido.....	15
4.2	Propriedades do fluido injetado.....	16
4.3	Condições operacionais.....	17
4.4	Descrição de projeto.....	17
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	19
5.1	Recuperação primária.....	20
5.2	Análise fator de recuperação para diferentes vazões.....	21
5.3	Comparação de injeção de vapor com 0% e 5 % de solvente.....	22

5.4	Análises para injeção de diferentes porcentagens de solventes	24
5.5	Análise da injeção de solvente	26
5.6	Evolução da temperatura no reservatório	27
6	CONCLUSÕES.....	29
6.1	Conclusões.....	29
6.2	Recomendações futuras.....	30
7	REFERÊNCIAS.....	32

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Métodos de Recuperação do petróleo.	2
Figura 2: Classificação do petróleo.	5
Figura 3: Injeção de vapor.	9
Figura 4: Modelo físico do reservatório de petróleo.	14
Figura 5: Viscosidade do óleo.	16
Figura 6: Recuperação primária.	20
Figura 7: Fator de recuperação para diferentes vazões na injeção de vapor e 5 % de solvente.	22
Figura 8: Fator de recuperação para injeção de vapor com e sem solvente.	23
Figura 9: Vazão de óleo para diferentes quantidades de solvente.	24
Figura 10: Produção acumulada de óleo para diferentes quantidades de solvente.....	25
Figura 11: Vazão de solventes.....	26
Figura 12: Evolução da temperatura no reservatório de petróleo.....	27

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Concentrações dos componentes do modelo de fluido.....	15
Tabela 2: Parâmetros operacionais.	18

CAPÍTULO 1:
INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

Em virtude da complexibilidade dos reservatórios, a recuperação de óleos pesados tem se tornado um dos grandes desafios da indústria petrolífera, isso porque, da quantidade de petróleo existente nos reservatórios, apenas uma pequena fração consegue, na prática, ser retirada, fazendo com que a maior parte do óleo encontrado permaneça no interior da jazida (ROSA, 2006).

As acumulações de petróleo, quando descobertas, podem ser produzidas por recuperação primária, que é a quantidade de óleo que pode ser retirada do reservatório por energia natural, ou por recuperação avançada que é a quantidade de óleo que pode ser obtida por suplementação da energia primária com energia secundária, ou por meios que tendem a tornar a energia primária mais eficiente.

Segundo Rosa (2006), os métodos de recuperação secundária podem ser classificados como:

- Métodos convencionais de recuperação secundária, que resulta do acréscimo da energia natural do reservatório, através da injeção de água e o processo imiscível de injeção de gás;
- Métodos especiais de recuperação secundária, também conhecidos como recuperação avançada de óleo, que resulta da aplicação de métodos térmicos, químicos, miscíveis e outros.

A Figura 1 mostra o fluxograma dos métodos de recuperação acima citados.

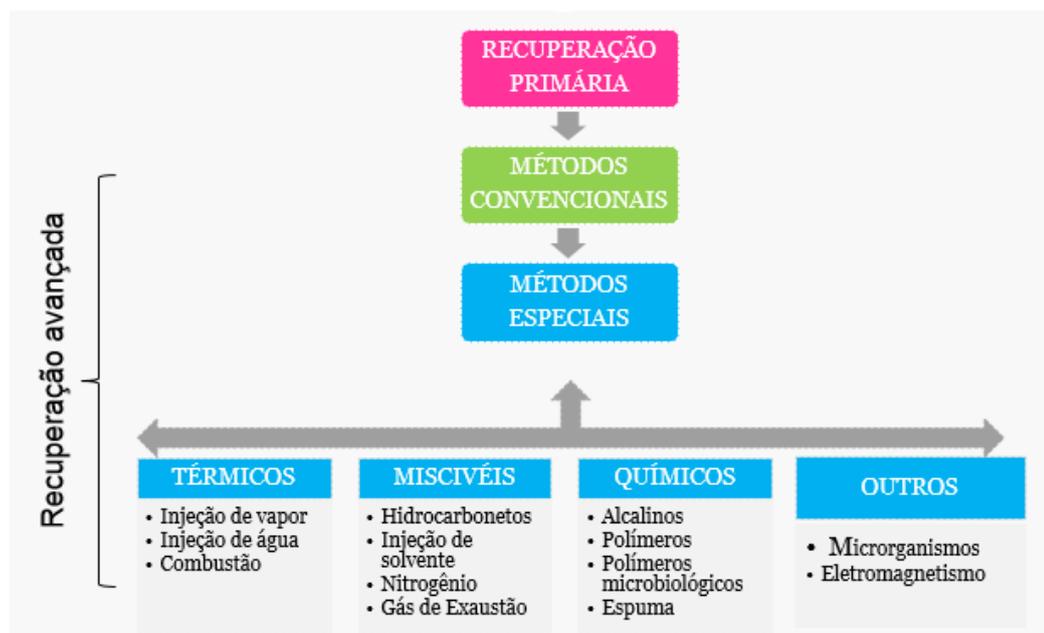


Figura 1: Métodos de Recuperação do petróleo.

Dentre os métodos de recuperação avançada, os processos de recuperação térmica, em especial a injeção de vapor, têm sido largamente empregados como um método estratégico na recuperação de óleo pesado, pois melhoram o escoamento de óleos através da redução da viscosidade, viabilizando a produção de petróleo em campos que eram considerados inviáveis comercialmente pelos métodos convencionais de recuperação.

Uma alternativa cada vez mais utilizada é a adição de solventes ao vapor injetado. Trata-se da combinação de um método térmico (injeção de vapor) com um método miscível (injeção de solvente), promovendo dessa forma, a redução da viscosidade do óleo e das tensões interfaciais (Galvão, 2008).

Os solventes são hidrocarbonetos conhecidos por reduzirem as tensões interfaciais e facilitarem a produção do óleo pesado. Quando coinjectado 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 o óleo pesado. Com isso, a razão de mobilidade entre o fluido deslocante e o fluido deslocado é melhorada, reduzindo os caminhos preferenciais do vapor, melhorando o varrido e, conseqüentemente, o fator de recuperação (Galvão, 2008).

No presente estudo, foi verificada a sensibilidade de alguns parâmetros operacionais, como vazão de injeção de vapor e quantidade de solvente injetado, sobre a produção acumulada de óleo, o fator de recuperação e a vazão de óleo. As análises dos resultados referentes aos

modelos com solvente, a injeção de vapor sem solvente, foram realizados através de gráficos de produção acumulada de óleo, vazão de óleo, volumes injetados de solvente. O simulador utilizado foi o STARS (*“Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator”*) do grupo CMG (*“Computer Modelling Group”*) versão 2012.1.

1.1 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem como objetivo analisar o comportamento da produção do óleo, através de um estudo da simulação numérica de reservatórios, que apresentam características similares a um reservatório situado no nordeste brasileiro, utilizando o processo de injeção de vapor e solvente.

CAPÍTULO 2:
ASPECTOS TEÓRICOS

2 ASPECTOS TEÓRICOS

Neste capítulo são apresentados os principais tópicos relacionados com o estudo em questão.

2.1 PETRÓLEO

Segundo Thomas (2004), o nome petróleo se origina do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), que no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho claro.

2.1.1 CLASSIFICAÇÃO DO PETRÓLEO

A indústria do petróleo utiliza a expressão °API como referência para medir a densidade do óleo, que pode ser calculada pela seguinte fórmula:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma} - 131,5$$

Sendo: γ = Gravidade ou densidade específica do óleo (densidade do óleo/densidade da água) nas condições padrão (14,7 psia e 60°F).

Segundo a ANP (2000), o petróleo pode ser classificado como: óleo leve, mediano, pesado e extrapesado conforme ilustra a Figura 2.

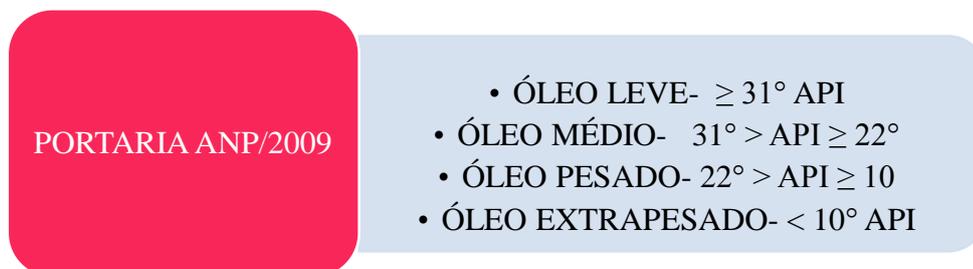


Figura 2: Classificação do petróleo.

Fonte: Modificado de Portaria ANP/2009.

2.2 VOLUME ORIGINAL DE ÓLEO

O volume original de óleo é a quantidade de fluido existente no reservatório na época da sua descoberta. Para uma acumulação de hidrocarbonetos no estado gasoso, dá-se o nome de volume original de gás, já para uma mistura de hidrocarbonetos no estado líquido, dá-se o nome de volume original de óleo.

2.3 VOLUME RECUPERÁVEL

O volume recuperável corresponde a quantidade de óleo ou gás que se espera produzir de uma acumulação de petróleo. Normalmente, por ocasião da descoberta, faz-se uma estimativa de quanto de fluido se pode produzir ou recuperar de um reservatório.

2.4 FATOR DE RECUPERAÇÃO

O Fator de recuperação é o cociente entre o volume recuperável e o volume original, ou seja, é o percentual do volume original que se espera produzir de um reservatório.

2.5 PRODUÇÃO ACUMULADA

A produção acumulada é a quantidade de fluido que já foi produzido de um reservatório até a uma determinada época.

2.6 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Os métodos de recuperação avançada de petróleo são empregados para atuar em processos onde o processo convencional não foi eficiente. As baixas recuperações resultantes de um método convencional de injeção de fluidos ocorre devido, principalmente, a alta viscosidade do óleo do reservatório e as elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo.

Segundo Curbelo (2006), quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor que a do fluido a ser deslocado, o fluido injetado se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços produtores. O óleo fica retido no reservatório porque o fluido injetado não se propaga adequadamente no

reservatório, ficando grandes volumes de óleo retidos na rocha, nos quais o deslocamento não se processou.

No caso de altas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo do reservatório para fora dos poros é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contatadas pelo fluido injetado (Thomas, 2004).

As duas situações, alta viscosidade e tensão interfacial, definem a forma de atuação dos métodos especiais de recuperação. Para esse caso, é indicado a injeção de vapor combinada com solvente.

Os métodos de recuperação avançada englobam os métodos térmicos, químicos, miscíveis e outros. No presente trabalho, serão abordados os principais métodos para o estudo em questão, que envolvem os métodos térmicos e miscíveis

2.6.1 MÉTODOS TÉRMICOS

Os métodos térmicos viabilizam a produção de óleo pesado em campos considerados não comerciais pelos métodos convencionais de recuperação. A injeção de vapor, em particular, veio a se consagrar ao longo dos anos e, é hoje uma das principais alternativas economicamente viáveis para o aumento da recuperação deste tipo de óleo (Queiroz et al, 2005).

A constatação de que, ao ser aquecido, o óleo tem a sua viscosidade substancialmente reduzida foi o ponto de partida para o desenvolvimento dos métodos térmicos (Thomas, 2004).

Os métodos térmicos são classificados em duas categorias: injeção de fluidos quentes (água quente ou vapor d'água) e combustão *in situ*. Na injeção de fluidos quentes, o calor é gerado na superfície e, em seguida, transportado para o interior da formação, utilizando-se de um fluido. Já na combustão *in situ*, o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente (Galvão, 2008).

De acordo com Campos (2013), das propriedades do óleo, a viscosidade é o parâmetro que sofre maior redução com o aquecimento do reservatório. Na prática, a taxa de melhoria é maior no intervalo inicial. Após atingir determinada temperatura ganha-se muito pouco no decréscimo da viscosidade. Além disso, percebe-se que as maiores diminuições neste parâmetro ocorrem em óleos de °API mais baixo, geralmente mais viscosos.

Neste trabalho, foi discutido a injeção contínua de vapor com adição de solvente, que corresponde a uma combinação de um método térmico com um método miscível.

2.6.1.1 INJEÇÃO DE VAPOR

A injeção de vapor é um método especial de recuperação avançada de petróleo, que é aplicado para reservatórios de óleo pesado, onde se injeta calor com o objetivo de reduzir a viscosidade do óleo e, assim, aumentar a mobilidade do óleo e conseqüentemente melhorar a produção de fluidos. Pode ser utilizado de dois modos, como injeção contínua de vapor ou injeção cíclica de vapor. Neste trabalho foi realizada a injeção contínua de vapor.

A injeção contínua de vapor consiste em uma injeção contínua de fluido, diferente da injeção cíclica que ocorre de forma intermitente. Na injeção cíclica tanto o processo de injeção como o de produção acontecem no mesmo poço, já na injeção contínua os poços produtores e injetores são diferentes.

No processo de injeção contínua de vapor, o fluido é injetado continuamente no poço injetor, sendo o óleo produzido pelo poço produtor, como mostra a Figura 3. Uma zona de vapor se forma em torno do poço injetor, a qual se expande com a contínua injeção. Nessa zona a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Adiante do vapor forma-se uma zona de água condensada, através da qual a temperatura diminui a partir do vapor até a do reservatório.

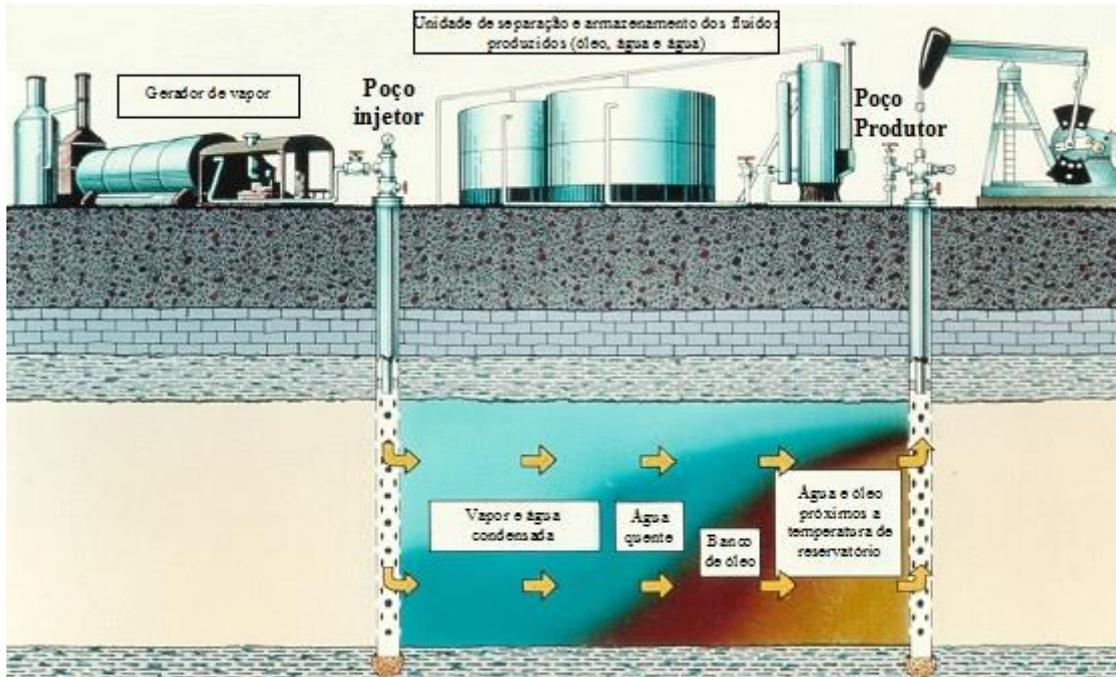


Figura 3: Injeção de vapor.

Fonte: (ALMEIDA, 2004)

A relação entre a temperatura e a pressão de vapor de uma determinada substância fornece diversas indicações quanto à aplicabilidade do método de injeção de vapor d'água. As pressões maiores requerem uma temperatura maior para converter água em vapor. As perdas de calor aumentam com o aumento da temperatura do vapor, desse modo aplicações a baixas pressões têm menores perdas de calor. Este fato mostra a influência da profundidade do reservatório.

Para vencer a alta pressão da formação em zonas profundas é necessário usar vapor a uma maior pressão e temperatura, resultando em maiores perdas de calor. Quanto mais profundo for um poço, maiores serão as perdas de calor (Rodrigues, 2008).

A injeção de fluido aquecido é limitada em seu uso a relativamente poucos reservatórios. Segundo Rosa (2006), 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;

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

De acordo com Santana (2009), as vantagens da injeção contínua de vapor são:

- Tratar-se de um método comprovado na prática para produzir óleos viscosos de baixo °API;
- Em muitos casos nenhum outro método pode ser exequível para reforçar a recuperação primária ou secundária;
- Danifica menos os poços que a combustão in situ;
- Fornecem maiores vazões de injeção de calor do que os outros métodos térmicos, logo o calor é aplicado rapidamente ao reservatório;
- A eficiência de deslocamento é aumentada pelo calor à proporção que o óleo flui;

Segundo Rosa (2006), as desvantagens do método de injeção de vapor consistem em:

- As perdas de calor gerado na superfície a alto custo são significativas nas linhas de injeção, nos poços e na formação, logo o calor não pode ser utilizado em reservatórios profundos, de pequena espessura ou que tenham baixa permeabilidade;
- O pessoal do campo deve estar familiarizado com a operação do gerador para manter a eficiência, já que operações a altas temperaturas acarretam riscos de segurança adicionais;
- A falha na cimentação, em poços de completação convencional é frequente sob operações térmicas. Os poços novos devem ser completados e equipados para operar a altas temperaturas;
- A produção de areia é comum em projetos térmicos;
- A formação de emulsão é possível com alguns óleos durante a injeção de vapor.

2.6.2 MÉTODOS MISCÍVEIS

Os métodos miscíveis consistem na injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório.

Segundo Rosa (2006), a importância desse processo está relacionada com a sua habilidade em reduzir as forças capilares e interfaciais que, do contrário, causariam a retenção do óleo no reservatório. A propriedade dos fluidos responsável por essa habilidade é a chamada miscibilidade. Dois ou mais fluidos são ditos miscíveis se, misturados em quaisquer proporções, produzem um sistema homogêneo, ou seja, composto de uma única fase.

Quando dois fluidos que não se misturam estão em contato, entre eles se estabelece uma interface submetida a tensões interfaciais. Estas tensões de natureza físico-química desempenham um papel também nas relações rocha e fluido, podendo ser mais ou menos intensas, dependendo da natureza dos fluidos e da rocha. Caso o fluido injetado e o óleo sejam miscíveis, isto é, se misturem, não existe nem interfaces nem tensões interfaciais.

De acordo com Thomas (2004), quando se trata de baixas eficiências de deslocamento, ou seja, o fluido injetado não consegue retirar o óleo para fora dos poros da rocha devido a altas tensões interfaciais, os métodos miscíveis são os indicados. Trata-se de processos em que se procura reduzir substancialmente as tensões interfaciais.

Na injeção de vapor com solvente, tem-se a combinação de um método térmico (Injeção de vapor) com um método miscível (injeção de solvente).

No Brasil, a PETROBRAS tem utilizado este método em alguns de seus campos terrestres de óleo pesado (Rosa, 2006).

CAPÍTULO 3:
METODOLOGIA

3 METODOLOGIA

Neste capítulo foi abordado a metodologia utilizada para elaboração deste trabalho a partir da simulação numérica de reservatórios de petróleo.

3.1 SIMULAÇÃO NÚMERICA DE RESERVATÓRIOS

Para análise deste projeto foi utilizado um programa de simulação numérica, o STARS (*“Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator”*) do grupo CMG (*“Computer Modelling Group”*) versão 2012.1.

De acordo com Barillas (2005), este programa consiste em um simulador trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo no reservatório, tais como: injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, injeção de vapor com aditivos, combustão “in situ”, além de outros processos que contam com aditivos químicos, utilizando uma ampla variedade de modelos de malha e de porosidade, tanto na escala de laboratório quanto de campo. Os sistemas de malha podem ser cartesianos, cilíndricos ou de profundidade e espessura variáveis. Além disso, é possível utilizar configurações bidimensionais e tridimensionais para qualquer sistema de malha.

3.2 MODELO FÍSICO

O modelo físico envolve as características do reservatório (rocha/ fluido) e o modelo de recuperação. No caso da injeção contínua de vapor e solvente, foi utilizado um sistema de coordenadas cartesianas (direções i,j,k). O modelo de injeção escolhido foi o “five-spot”, sendo 4 poços injetores verticais e 1 poço produtor vertical, conforme ilustra a Figura 4.

O reservatório considerado tem formato similar a um reservatório real, com as seguintes dimensões: 500 m de comprimento, 300 m de largura e aproximadamente 39 m de espessura.

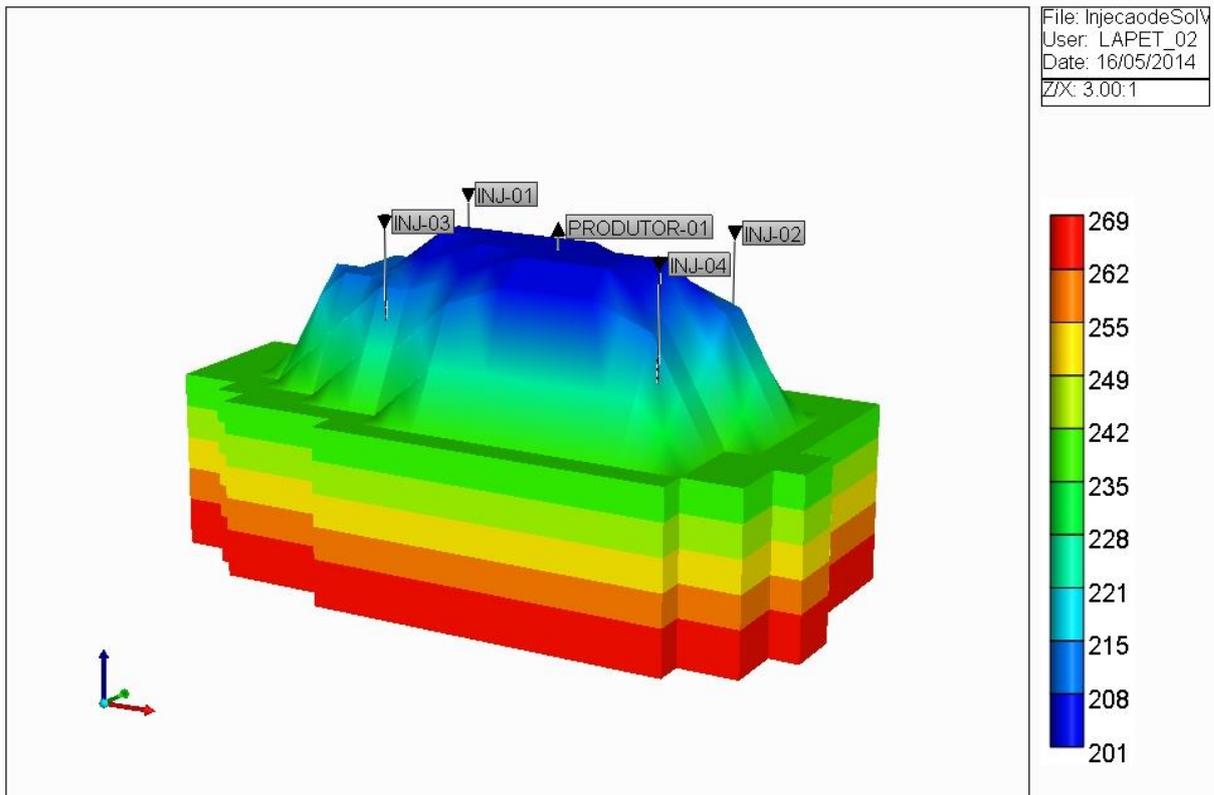


Figura 4: Modelo físico do reservatório de petróleo.

O refinamento foi feito da seguinte forma:

- Direção i- 25 blocos de 20 m;
- Direção j- 15 blocos de 20 m;
- Direção k- 19 blocos de 1,7894 m e 1 bloco de 5 m
- Total de blocos- 7500 blocos

4 PROPRIEDADES DO RESERVATÓRIO

O reservatório estudado apresenta as seguintes características:

- Profundidade do topo do reservatório: 201 m;
- Porosidade: 28%;
- Permeabilidade horizontal: 900 mD;
- Permeabilidade vertical: 135 mD;
- Compressibilidade da formação: $15 \cdot 10^{-7}$ 1/psi;
- Pressão de referência: 287 psi;
- Capacidade calorífica volumétrica da formação: 35 Btu/(ft³*°F);
- Condutividade térmica da rocha: 78,74 Btu/(m*day*F);
- Condutividade térmica da água: 28,54 Btu/(m*day*F);
- Condutividade térmica do óleo: 5,91 Btu/(m*day*F);
- Condutividade térmica do gás: 1,97 Btu/(m*day*F);
- Saturação inicial de óleo: 70%;
- Saturação residual de óleo: 30% ;
- Saturação de água conata: 28% ;
- Contato água-óleo em relação ao topo do reservatório: 230 m.

4.1 PROPRIEDADES DO FLUIDO

As informações referentes ao modelo de fluido utilizado, que compreende um óleo com características do petróleo similar ao do nordeste Brasileiro, são expostas na Tabela 1.

Tabela 1: Concentrações dos componentes do modelo de fluido.

COMPONENTES	FRAÇÃO MÁSSICA (%)
CO2 - N2	$6.3934 \cdot 10^{-03}$
CH4-C3H	$9.4134 \cdot 10^{-02}$
IC4- C6	$3.7376 \cdot 10^{-03}$
C7-C19	$1.7192 \cdot 10^{-01}$
C20-C40+	$7.2381 \cdot 10^{-01}$

Pode-se verificar que o óleo apresenta em maior proporção os componentes de C20 – C40+, logo isso confere ao mesmo um valor de viscosidade elevado.

A curva da Figura 5 , apresenta a curva da viscosidade(Cp) em função da temperatura (°C) para o óleo estudado.

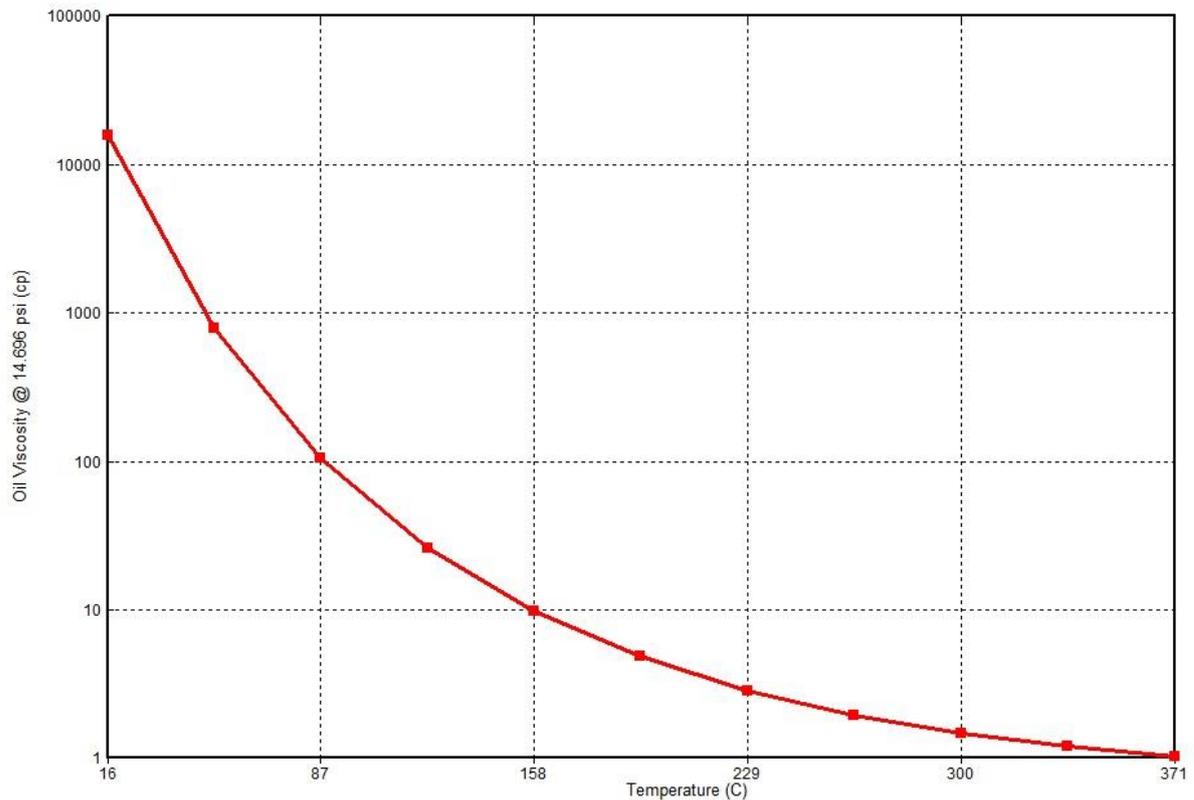


Figura 5: Viscosidade do óleo.

Como esperado, a medida em que a temperatura do fluido for aumentando, a viscosidade irá diminuindo.

4.2 PROPRIEDADES DO FLUIDO INJETADO

O solvente injetado juntamente ao vapor no reservatório foi o Heptano (C7). O mesmo foi selecionado, porque o fluido presente no reservatório é de elevado peso molecular e, assim, é provável que este apresente boa miscibilidade com o óleo do reservatório.

4.3 CONDIÇÕES OPERACIONAIS

As condições operacionais adotados foram as seguintes:

- Temperatura do vapor: 450°F;
- Qualidade do vapor: 50%;
- Pressão máxima no poço injetor: 1050 psi;
- Pressão mínima no poço produtor: 28,5 psi;
- Tempo de projeto: 20 anos (2000 – 2020);
- Vazão de injeção (STF): 20 m³ std/d (inicial);
- Produção máxima de líquidos de 300 m³ std/d.

4.4 DESCRIÇÃO DE PROJETO

No presente estudo, foi verificado alguns parâmetros operacionais, como vazão de injeção de fluidos, quantidade de solvente, em relação a produção acumulada de óleo e fator de recuperação e vazão de óleo.

Na Tabela 2 são ilustrados os parâmetros operacionais do sistema que foram analisados.

Tabela 2: Parâmetros operacionais analisados.

DESCRIÇÃO DO PROJETO	RESPOSTAS ANALISADAS		
	ANALISES GRÁFICAS	VAZÃO DE ÓLEO (m ³ /dia)	SOLVENTE(%)
Caso 1 (50 m ³ /dia), (5% solvente)	Recuperação primária x Injeção de vapor e solvente	50	5
Caso 2 (5% Solvente), (20-30-50-100 m ³ /dia)	Fator de recuperação	20-30-50-100	5
Caso 3 (50 m ³ /dia), (0 e 5% solvente)	Fator de recuperação	50	0 e 5
Caso 4 (50 m ³ /dia), (0-5-10- 15% solvente)	Vazão de óleo	50	0-5-10-15
Caso 5 (50 m ³ /dia), (0-5-10- 15% solvente)	Produção acumulada de óleo	50	0-5-10-15
Caso 6 (50 m ³ /dia), (0-5-10- 15% solvente)	Vazão de Solvente	50	0-5-10-15
Caso 7 (50 m ³ /dia), (5% solvente)	Temperatura	50	5

Conforme pode se observar na Tabela 2, as vazões de injeção de fluidos variam de 20, 30, 50 e 100 m³/dia. Já a quantidade de solvente injetado varia de 0. 5. 10 e 15%, sendo esse valor incidente sobre valor total de fluidos injetados.

CAPÍTULO 4:
RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados e discussões referentes à influência da mudança dos parâmetros vazão de óleo e porcentagem de solvente em relação à produção acumulada de óleo, vazão de produção e fator de recuperação de óleo, bem como a análise térmica do reservatório mediante a injeção destes fluidos no sistema.

5.1 RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA X INJEÇÃO DE VAPOR E 5% SOLVENTE

A recuperação primária é a quantidade de energia necessária para que o reservatório produza de forma natural. A Figura 6 mostra a vazão de óleo *versus* tempo para o reservatório em estudo.

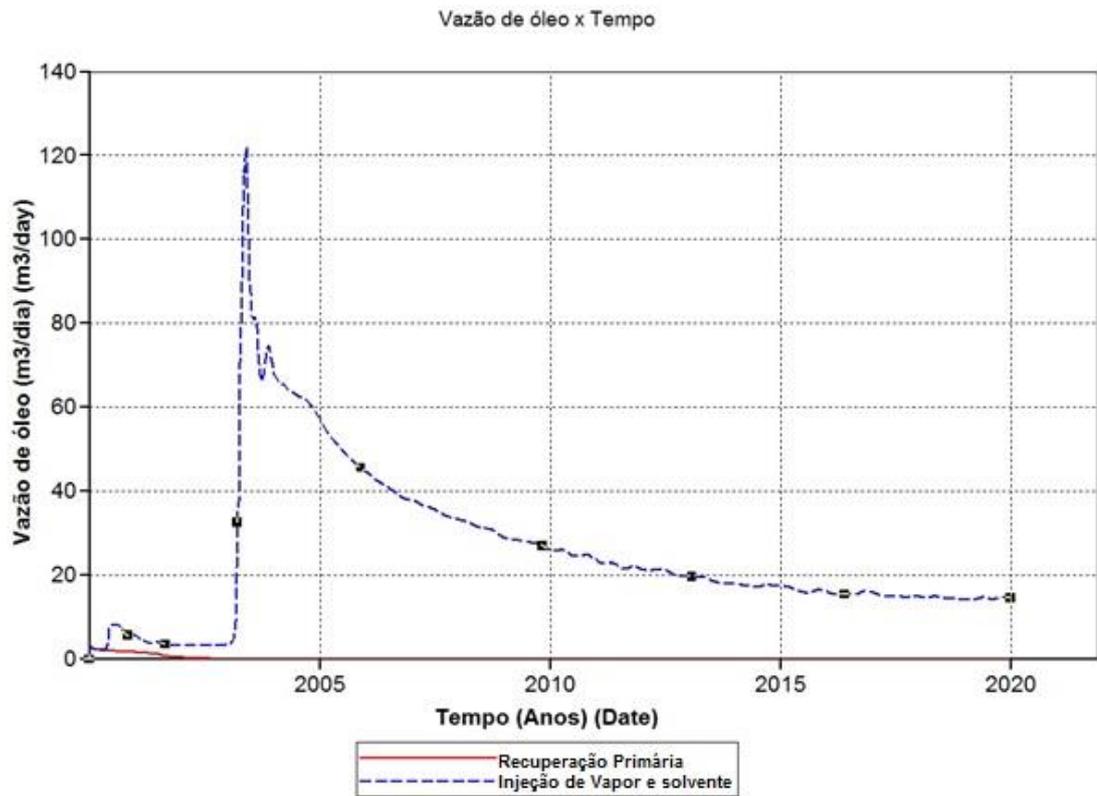


Figura 6: Recuperação primária x Injeção de vapor e solvente.

Pode-se observar que a energia do reservatório não é suficiente para o reservatório produzir por surgência, durante os 20 anos de projeto. Antes de 5 anos, o reservatório já não

consegue mais produzir de forma natural. Quando comparado com a produção avançada podemos comprovar, a necessidade da utilização de um método de recuperação suplementar, visto que a mesma melhora significativamente a produção de óleo do reservatório, conseguindo produzir óleo por todo o tempo do projeto.

5.2 ANÁLISE FATOR DE RECUPERAÇÃO PARA DIFERENTES VAZÕES

Inicialmente, para encontrar o melhor intervalo de vazão, foi feito um gráfico para injeção de vapor e 5% de solvente, mostrando fator de recuperação *versus* tempo para diferentes vazões de injeção, conforme a Figura 7. O fator de recuperação foi calculado pela seguinte fórmula:

$$FR = \frac{NP - NPC7}{VOIP} * 100$$

Onde: NP é a produção acumulada de óleo, NPC7 é a produção acumulada referente ao solvente e VOIP é o volume de óleo original.

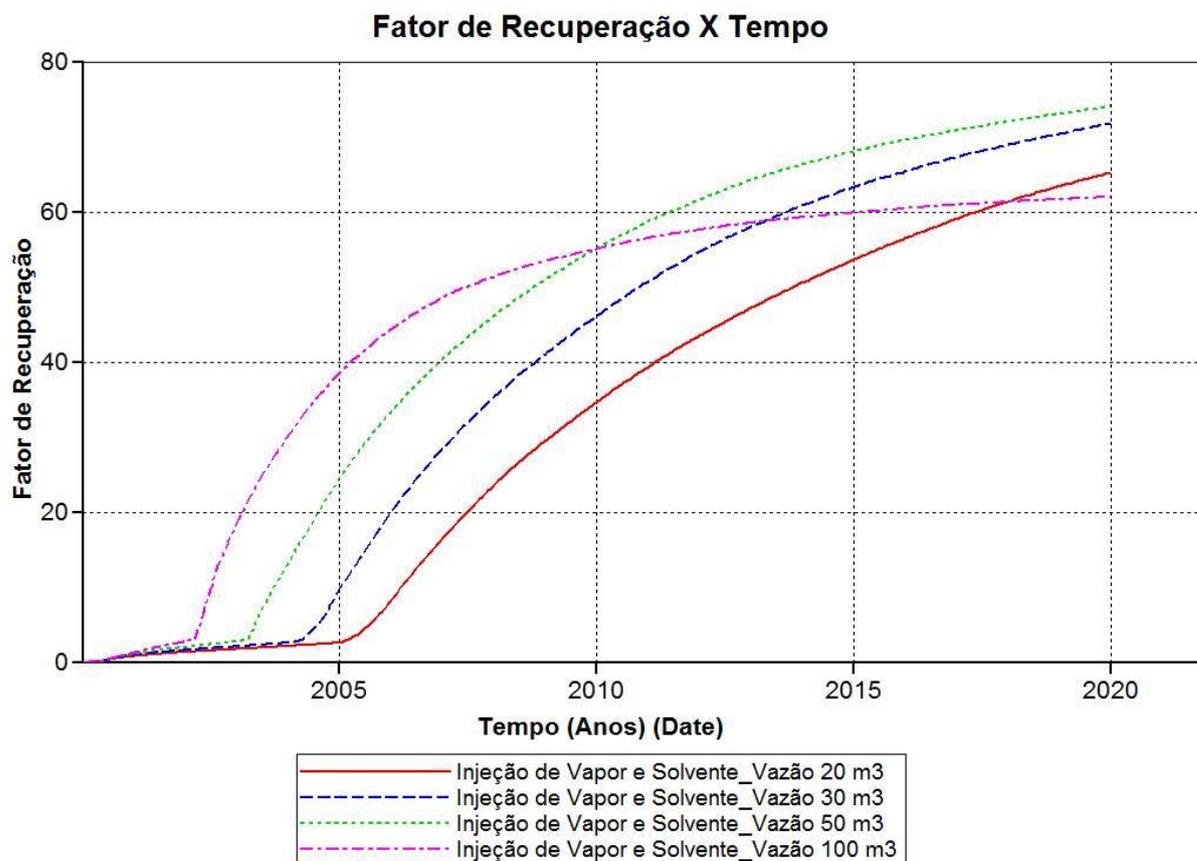


Figura 7: Fator de recuperação para diferentes vazões na injeção de vapor e 5 % de solvente.

Pode-se perceber, pelo gráfico acima, que a melhor resposta para o fator de recuperação em uma injeção de vapor e 5% de solvente é a vazão de 50 m³ / dia. Não necessariamente, grandes injeções de vazões irão retornar altos fatores de recuperação, como pode ser comprovado na figura 7, pois existe um limite de injeção de solvente e vapor, que nesse caso é de 50 m³ / dia, que seria a melhor resposta do sistema. A partir deste valor, aumentos na injeção de vapor e solvente implicaria em uma rápida produção do óleo, como pode ser observado quando injeta-se 100 m³ / dia, o seu fator de recuperação é satisfatório até os primeiros 10 anos de projeto, em seguida ele diminui para cerca de 60 %.

5.3 COMPARAÇÃO DE INJEÇÃO DE VAPOR COM 0% E 5 % DE SOLVENTE

Depois de escolher a melhor resposta do sistema à vazão (50 m³ / dia), foi feita uma análise da influência do método de vapor e solvente na recuperação do óleo, comparando a injeção de vapor com solvente e sem solvente. Para isso, foi plotado um gráfico de fator de recuperação *versus* tempo para uma injeção de vapor e 0% de solvente (foi necessário balancear

o valor da injeção de fluidos para fazer essa comparação) e injeção de vapor e 5 % de solvente, conforme Figura 8.

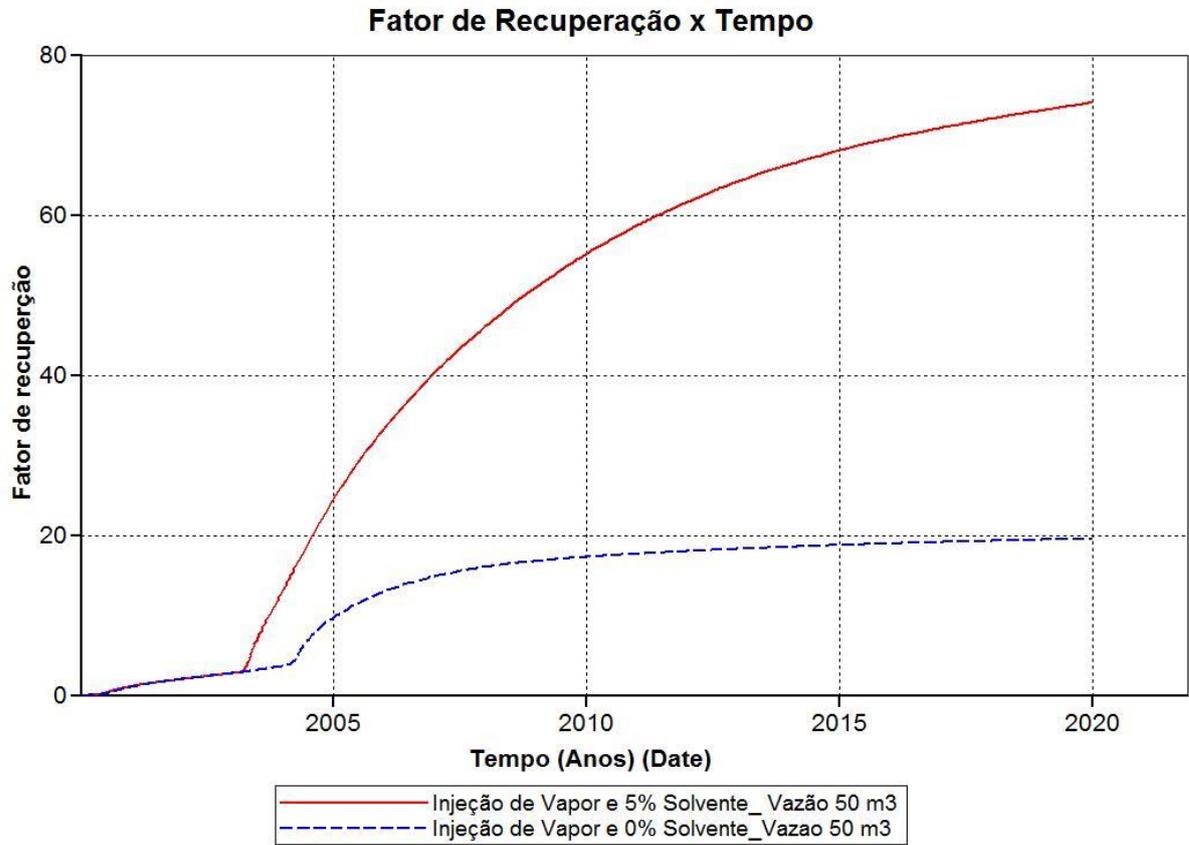


Figura 8: Fator de recuperação para injeção de vapor com e sem solvente.

Pelo gráfico nota-se que o solvente tem grande influência sobre o fator de recuperação, quando injetado junto ao vapor, já que resultou em um aumento considerável no fator de recuperação. Isso pode ser justificado devido ao solvente injetado apresentar uma ótima miscibilidade com o óleo, que diminui as tensões interfaciais promovendo um maior deslocamento do óleo no meio poroso.

5.4 ANÁLISES PARA INJEÇÃO DE DIFERENTES PORCENTAGENS DE SOLVENTES

A Figura 9, mostra um gráfico vazão de óleo *versus* tempo, no qual pode-se observar como responde o reservatório quando injeta-se diferentes porcentagens de solvente (0%, 5%, 10% e 15%).

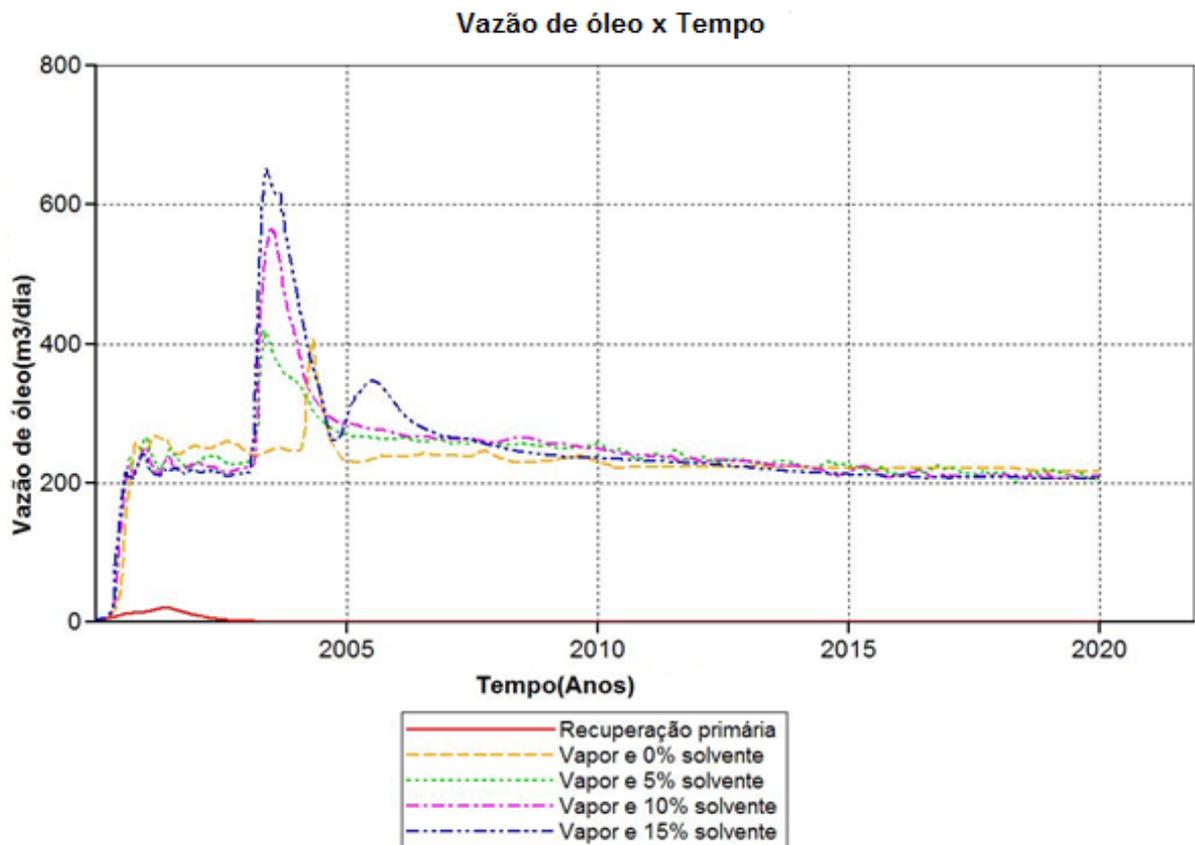


Figura 9: Vazão de óleo para diferentes quantidades de solvente.

Quando aumenta-se o volume de solvente injetado, nota-se que a chegada do banco de óleo é acelerada quando comparada a 0 % de solvente. E quando aumentamos a porcentagem de solvente, o pico de vazão de óleo aumenta, porém, o acréscimo da porcentagem de solvente implicaria em mais custos, sendo necessário uma análise econômica para verificar a economicidade do projeto.

A quantidade de fluido de que foi produzida pelo reservatório está representada na Figura 10.

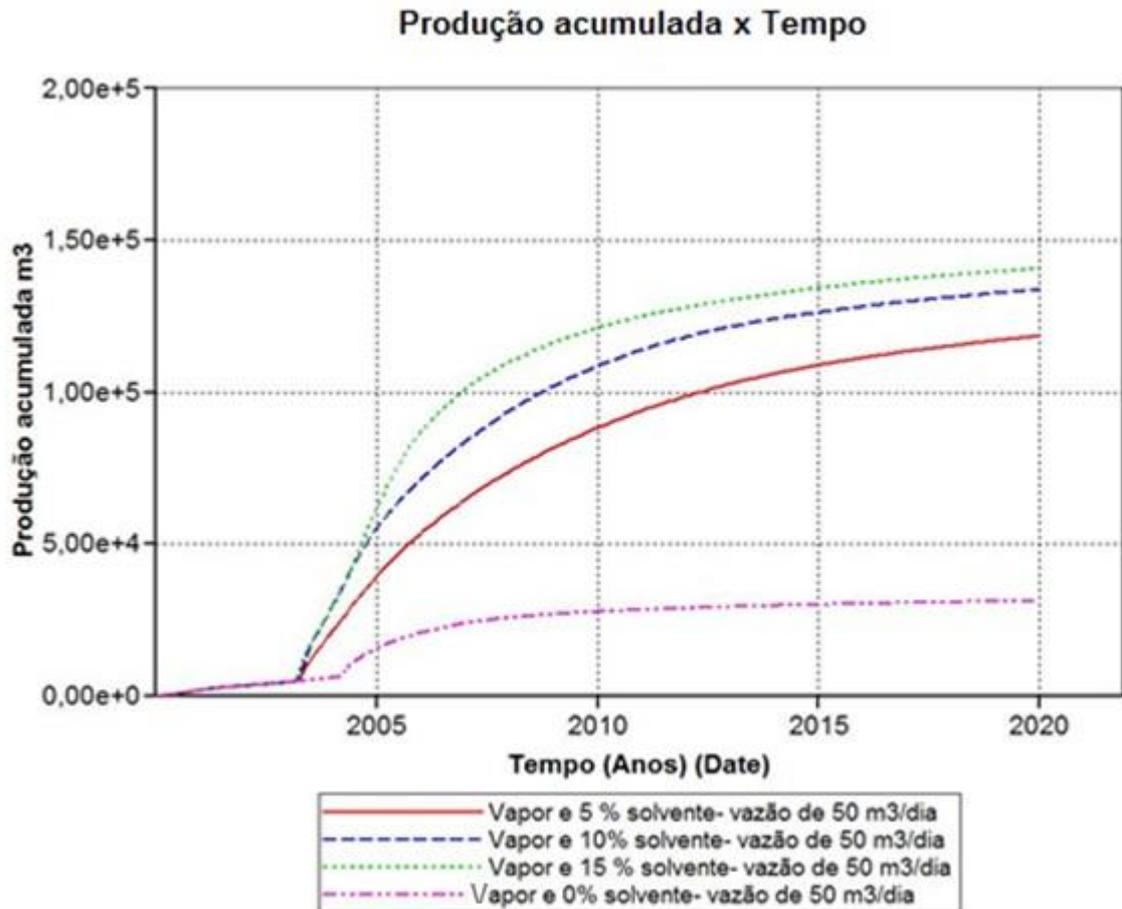


Figura 10: Produção acumulada de óleo para diferentes quantidades de solvente.

Observa-se que quando injetamos maiores quantidades de solvente, para uma mesma vazão, a quantidade de óleo produzida é maior, isso devido ao fato de o solvente agir diminuindo as tensões interfaciais e melhorando a eficiência de varrido do reservatório.

5.5 ANÁLISE DA INJEÇÃO DE SOLVENTE

A Figura 11 representa a quantidade de solvente existente no poço produtor e no poço injetor, quando injetado vapor e diferentes quantidades de solventes (5%, 10%, 15%).

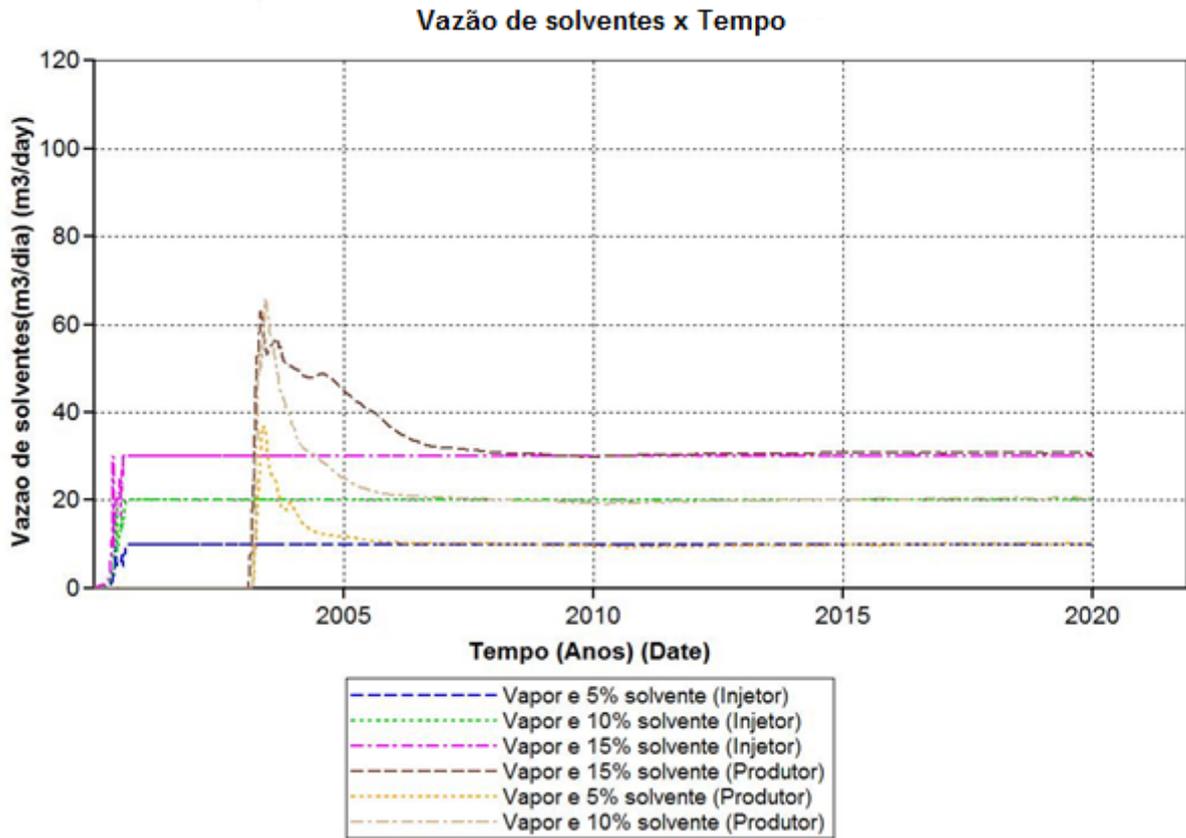


Figura 11: Vazão de solventes.

Analisando a Figura 11 pode-se perceber que pouco antes de 10 anos, a quantidade de solvente injetado é igual a quantidade de solvente produzido. Sendo assim, seria mais viável, do ponto de vista econômico, uma interrupção na injeção de solvente, sabendo que o solvente tem um maior custo quando comparado a injeção apenas de vapor.

5.6 EVOLUÇÃO DA TEMPERATURA NO RESERVATÓRIO

A Figura 12 mostra a evolução da temperatura em uma injeção de vapor e 5 % de solvente para uma vazão de 50 m³/dia.

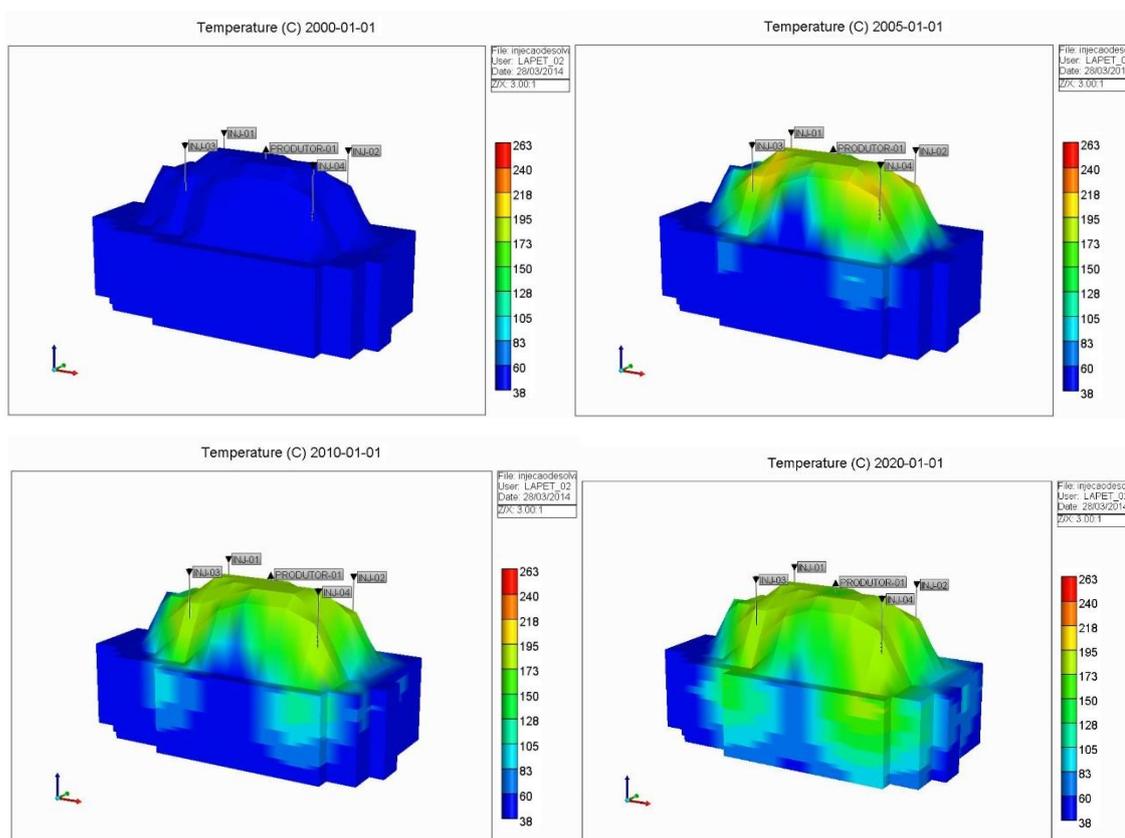


Figura 12: Evolução da temperatura no reservatório de petróleo.

A medida em que o fluido vai sendo injetado, quando ele entra em contato com o fluido existente no reservatório, ocorre a troca de energia entre os dois fluidos que encontram-se em temperaturas diferentes. Pode-se observar que a temperatura inicial do reservatório é 38°C. Com o decorrer do tempo, o óleo existente no reservatório vai sendo produzido, com isso têm-se menos massa remanescente na formação, portanto esta transferência de calor tende a estabilizar após alguns anos de produção. Percebe-se que na Figura 12, no final do projeto, a temperatura permanece em torno de 150 °C. Quanto mais rápido se produz o óleo do reservatório mais rápido será a estabilização da troca térmica do sistema. Também deve ser levado em consideração as trocas de calor, que ocorrem devido às diferenças de temperaturas entre o fluido injetado e o fluido do reservatório.

CAPÍTULO 6:
CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6 CONCLUSÕES

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas neste trabalho e algumas recomendações para trabalhos futuros.

6.1 CONCLUSÕES

Para os 20 anos de projeto, pode-se verificar que a injeção de solvente e vapor no reservatório teve uma resposta satisfatória, já que a combinação desses dois métodos (térmico e miscível), diminuem a viscosidade e as tensões interfaciais promovendo uma melhoria significativa na recuperação do óleo presente no reservatório. Essa melhoria foi constatada quando foi analisado, através de gráficos, as vazões de óleo, produção acumulada de óleo e fração de recuperação.

Não necessariamente, grandes injeções de vazões irão retornar altos fatores de recuperação, pois existe um limite de injeção de solvente e vapor, que seria a melhor resposta do sistema, a partir deste valor, acréscimos na injeção de vapor e solvente implicaria em uma rápida produção do óleo, fazendo com que a recuperação de óleo final seja menor.

Os maiores fatores de recuperação foram obtidos quando aumenta-se a quantidade de injeção de solvente junto com o vapor. Porém seria necessária uma análise econômica para verificar a viabilidade de injetar uma quantidade maior de solvente.

O acréscimo de volume de solvente injetado aumentou a produção acumulada de óleo quando comparada com porcentagens menores.

A presença de solvente acelerou a chegada do banco de óleo ao poço produtor, proporcionando uma recuperação mais rápida do que o modelo sem solvente. Mas, essa antecipação na produção sugere que a injeção de fluidos no reservatório seja interrompida mais cedo, o que do ponto de vista econômico, pode ser viável já que os custos com solvente seriam reduzidos.

As maiores vazões de óleo, mostradas pelas maiores quantidades de injeção de solvente junto com o vapor, revelam um retorno financeiro mais rápido.

6.2 RECOMENDAÇÕES FUTURAS

- Fazer uma análise econômica do projeto quando injeta-se uma porcentagem maior de solvente;
- Investigar o comportamento do reservatório quando outros tipos de solventes são injetados;
- Considerar a alternativa de se interromper a injeção de solvente, mantendo a injeção de vapor.

CAPÍTULO 7
REFERÊNCIAS

7 REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, S. A. Seminário Recursos Energéticos do Brasil: Petróleo, gás, urânio e carvão. 2004. Rio de Janeiro. Disponível em: http://ecen.com/seminario_clube_de_engenharia/30092004/recuperac_sec_petrol.pdf. Acesso em: 05 de fevereiro de 2014.
- BARILLAS, J. L. M. Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. 2005. 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.
- CAMPOS, L.O. *Injeção de Vapor e Solvente em Reservatório do Nordeste Brasileiro*. Natal-RN, 2013.
- CURBELO, F. D. da S. Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos. 2006. 169f. Tese (Doutorado em Engenharia Química), Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- GALVÃO, E. R. V. P. *Injeção de Vapor e Solvente como um Método de Recuperação Avançada em Reservatórios de Óleo Pesados*. Natal-RN
- SANTANA, K. R. Estudo da segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em reservatórios heterogêneos. 2009. 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.
- RODRIGUES, M. A. F. Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor. 2008. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- THOMAS, J. E. et al. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001
- QUEIROZ, G. O. DE, et. Al. Influência da cota de vapor no processo de injeção cíclica de vapor. *3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*. 2005.