

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

Raryson Alexandre Cavalcante

Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo
-ppgcep@hotmail.com

RESUMO

Com o objetivo de se conseguir recuperar maiores volumes de hidrocarbonetos, a indústria petrolífera, cada vez mais percebe a necessidade de utilizar métodos de recuperação suplementar. 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 usada em campo é a utilização de método miscível combinado com um método térmico, que reduz as tensões interfaciais, como também reduz a viscosidade do óleo, facilitando a produção do óleo pesado. Este trabalho propõe um estudo, através da simulação numérica do reservatório, da recuperação do óleo de elevada viscosidade. Para isso, utilizou-se um simulador comercial da marca STARS – CMG *Launcher Technologies* 2012.1. A partir dos resultados das simulações, foi analisada a influência dos parâmetros operacionais porcentagem de vapor e solvente injetados e vazão de injeção sobre o comportamento da produção acumulada de óleo. Os resultados mostraram que a injeção de vapor e solvente no reservatório obteve uma resposta satisfatória, já que promoveu uma melhoria significativa na recuperação do óleo presente no reservatório.

Palavras-chave: injeção de vapor e solvente, óleo pesado, recuperação suplementar.

1. INTRODUÇÃO

Para os países produtores de petróleo é sempre importante manter uma produção de óleo capaz de sustentar sua demanda interna, evitando a importação, que na maioria das vezes vem acompanhada de preços menos competitivos. Sob este ponto de vista, é importante não só explorar e encontrar novos reservatórios de óleo, como também explorar aqueles que já foram descobertos e não foram desenvolvidos, devido à falta de tecnologias para torna-los economicamente viáveis.

Em virtude da complexidade 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).

Geralmente, os reservatórios de petróleo que apresentam mecanismos de recuperação primária pouco eficientes retêm uma grande quantidade de hidrocarbonetos em seu meio poroso. Após o declínio de sua energia natural necessitarão de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. A

esses processos dá-se o nome de Métodos de Recuperação Suplementar (Thomas, 2004).

A nomenclatura utilizada para estes métodos baseia-se nos critérios de que para os processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é elevado, dá-se o nome de Convencionais de Recuperação. Para os processos mais complexos e cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas chama-se Métodos Especiais de Recuperação (Thomas, 2004).

Os métodos especiais de recuperação (tais como os químicos, deslocamento miscível e os térmicos) são empregados para atuar nos pontos onde o processo convencional não conseguiu atingir as taxas de recuperação desejadas. As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a três aspectos principais: geologia da formação, elevada viscosidade do óleo do reservatório e altas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (Queiroz et al., 2005).

Os processos de recuperação térmica, em especial a injeção de vapor, têm sido largamente utilizados como um método estratégico na recuperação de óleo pesado, pois através da redução da viscosidade, melhoram o escoamento de óleos, viabilizando assim, a produção de petróleo em

campos que antes 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 coinjetado com o vapor, o solvente vaporizado se condensa nas regiões menos quentes do reservatório, misturando-se ao óleo e criando uma zona de transição de baixa viscosidade entre o vapor e 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).

Neste estudo, foi constatada a sensibilidade de alguns parâmetros operacionais, como quantidade de solvente injetado e vazão de injeção, sobre o fator de recuperação, a vazão de óleo e a produção acumulada de óleo. As análises dos resultados adquiridos referentes aos modelos com

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

O presente trabalho tem como objetivo apresentar um estudo da simulação numérica de reservatórios, que apresenta característica de um reservatório de óleo pesado, utilizando o processo de injeção de vapor e solvente. O trabalho também tem a finalidade de verificar a sensibilidade de alguns parâmetros (quantidade de solvente e vazão de injeção), para assim realizar uma avaliação da eficácia dos métodos empregados para a recuperação do óleo pesado.

2. METODOLOGIA

2.1. Simulação numérica de reservatórios

Para a elaboração deste projeto utilizou-se um simulador comercial “STARS – *Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation*” da CMG (*Computer Modelling Group*) versão 2012.1.

Segundo 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.

Para fazer o modelo de fluido utilizou-se o “*Winprop*”, onde todos os dados dos fluidos do reservatório foram inseridos. Já para construir o modelo do reservatório, o programa usado foi o “*Builder*”. Por fim, para obter os resultados das simulações e verificar todos os parâmetros aqui estudados, usou-se o “*Results Graph*” e o “*Results 3D*”.

2.2. Modelo do reservatório

O modelo físico compreende as características do reservatório (rocha/fluido) e o método de recuperação. Para o caso de injeção contínua de vapor e solvente, foi utilizado um sistema de coordenadas cartesianas (direções i , j , k). O modelo de injeção escolhido foi “*Five-spot*”, sendo 4 poços injetores verticais e 1 poço produtor vertical.

O reservatório estudado tem formato similar a um reservatório real, com as seguintes dimensões: 450 m de comprimento,

315 m de largura e 45 m de espessura, aproximadamente.

As características do reservatório são apresentadas na Tabela 1, mostrada a seguir:

Tabela 1: Características do reservatório

Dimensão 450 m na direção i	30 blocos de 15m
Dimensão 315 m na direção j	21 blocos de 15 m
Dimensão 45 m na Direção k	14 blocos de 3,21 m e 1 bloco de 5 m
Total de blocos	9450 blocos
Profundidade do topo do reservatório	200 m
Porosidade	28%
Permeabilidade horizontal	900 mD
Permeabilidade Vertical	99 mD
Compressibilidade da formação	$15 \cdot 10^{-7}$ 1/psi
Pressão de referencia	287 psi
Capacidade calorífica volumétrica da formação	35 Btu/(ft ³ °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	38 m

A vista 3D do reservatório está exposta na Erro: Origem da referência não encontrada.

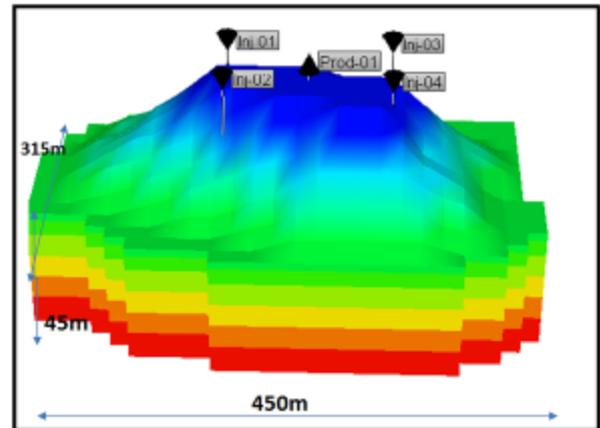


Figura 1: Vista 3D – modelo físico do reservatório

2.3. Propriedades do fluido

As concentrações referentes aos componentes do modelo de fluido, que compreende um reservatório de óleo pesado, foram inseridas no “winprop” e estão ilustradas na Figura 2.

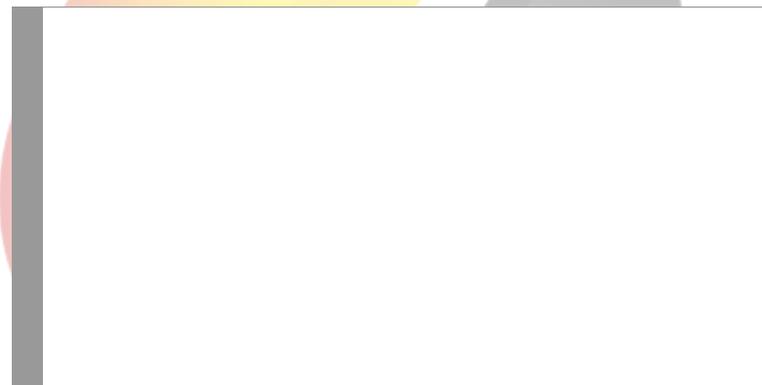


Figura 2: Composição do óleo

Pode-se verificar que o óleo apresenta em maior proporção os componentes de C40+, o que resulta ao mesmo apresentar um elevado valor de viscosidade.

A Erro: Origem da referência não encontrada apresenta a curva da viscosidade (cP) em função da pressão (psia) para o óleo e para o gás, obtida após a criação do modelo de fluido no “winprop”.



Figura 3: Viscosidade do óleo e do gás.

2.4. Solvente injetado

O solvente injetado juntamente ao vapor no reservatório foi o Hexano (C6). Este solvente 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.

O hexano, também, foi escolhido devido a pouca quantidade de trabalhos realizado com este tipo de solvente. Até agora, as pesquisas realizadas sobre este tema, nesta universidade (Nascimento, 2012; Campos, 2013), apresentaram projetos utilizando como solvente, na maioria dos casos, o Pentano ou Heptano. Portanto, é de grande relevância

realizar um estudo mais detalhado com este tipo de solvente.

O Hexano possui composição química C_6H_{14} e massa molecular de 86,18 u.

2.5. Condições operacionais

As condições operacionais adotadas estão inseridas na Erro: Origem da referência não encontrada2.

Tabela 2: Condições operacionais

Temperatura de vapor	287,78 °C
Qualidade do vapor	50%
Pressão máxima no poço injetor	1000 psi
Pressão mínima no poço produtor	28,5 psi
Tempo de projeto	15 anos
Vazão de injeção total (Vapor + Solvente)	50 m ³ std/d (inicial)
Produção máxima de líquidos	500 m ³ std/d

2.6. Metodologia de Trabalho

Durante a realização deste trabalho, os parâmetros vazão de injeção e quantidade de vapor e solventes injetados foram alterados para servir de fonte de estudo na análise da produção acumulada de fluidos do reservatório, vazão de produção de óleo, fator de recuperação, bem como análises da temperatura e viscosidade do óleo no reservatório.

Na Erro: Origem da referência não encontrada estão listados os parâmetros operacionais do sistema que foram alterados para o estudo, através de diferentes cenários.

Tabela 3: Parâmetros operacionais alterados

Parâmetros Operacionais	Vazão de Óleo (m ³ /dia)	Solvente (%)
Cenário 1	50	0 e 5
Cenário 2	25-40-50-100-200-400	5
Cenário 3	50	0-5-10-15-20-25

Com os resultados das simulações de cada cenário mostrado na Erro: Origem da referência não encontrada, foi possível obter gráficos para uma melhor análise comparativa entre os parâmetros estudados e os valores de vazão de óleo, fator de recuperação, produção acumulada, entre outros, que serão mostrados e discutidos no próximo tópico.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste item são apresentados e discutidos os resultados referentes à influência da alteração dos parâmetros vazão e porcentagem de solvente para a produção acumulada, vazão de produção e fator de recuperação de óleo, bem como a análise da temperatura e da viscosidade no reservatório mediante a injeção destes fluidos no sistema.

3.1. Comparação da recuperação primária com injeção de vapor e com injeção de vapor e 5% de solvente

A recuperação primária é a quantidade de energia necessária para que o reservatório produza de forma natural. A injeção de vapor com 0% de solvente implica que apenas o método térmico (injeção de vapor) está sendo utilizado no sistema. Sendo assim, a Erro: Origem da referência não encontrada mostra a vazão de óleo *versus* tempo para as três situações em estudo: recuperação primária, injeção de vapor e injeção de vapor e 5% de solvente (foi necessário balancear o valor da injeção de fluidos para fazer a comparação entre a injeção de vapor e a injeção de vapor e 5% de solvente).

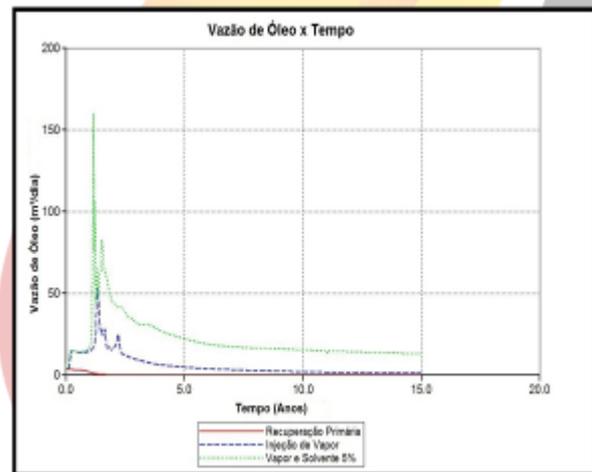


Figura 4: Recuperação primária X injeção de vapor X injeção de vapor e solvente

Observa-se através da Erro: Origem da referência não encontrada que a energia do reservatório não é suficiente para o reservatório produzir surgência durante os 15

anos de projeto. Antes de 5 anos, o reservatório já não consegue mais produzir de forma natural. Observa-se ainda que com apenas a injeção de vapor, os resultados já são bastante significativos quando comparados com a recuperação primária. Porém, no gráfico, a curva de injeção de vapor aparece em posição intermediária, pois a injeção de vapor e 5% de solvente obtêm um valor de pico de produção superior ao pico de produção da recuperação primária, como também da injeção de vapor.

Com a Figura 4 é verificado que a injeção de vapor e solvente, consegue antecipar, e durar por mais tempo, uma produção elevada de óleo, o que significa poderá ocorrer uma possível antecipação de ganho do capital financeiro com a venda de óleo mais cedo.

No método de injeção de vapor e solvente, para o cálculo do fator de recuperação, deve-se considerar a produção acumulada referente ao solvente injetado, pois durante a produção, o solvente injetado nos poços injetores, também é produzido no poço produtor.

Logo, o fator de recuperação foi calculado pela seguinte fórmula:

$$FR (\%) = \frac{NP - NPC6INJ}{VOIP} * 100$$

Onde: NP é a produção acumulada de óleo, NPC6INJ é a produção acumulada referente ao solvente e VOIP é o volume de óleo original.

A Erro: Origem da referência não encontrada5 mostra um gráfico do fator de recuperação *versus* tempo para os três métodos analisados nesta seção (foi necessário balancear o valor da injeção de fluidos para fazer a comparação entre a injeção de vapor e a injeção de vapor e 5% de solvente).

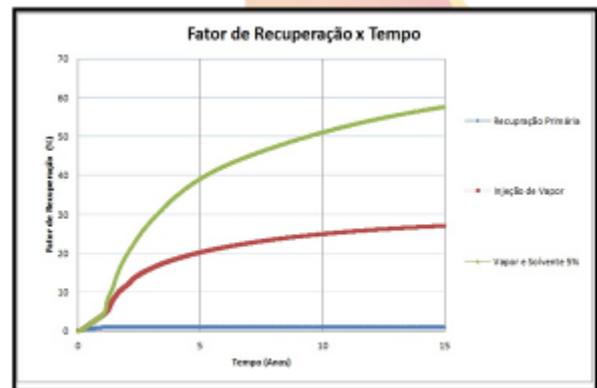


Figura 5: Fator de recuperação para a recuperação primária, injeção de vapor e injeção de vapor e solvente

A Erro: Origem da referência não encontrada5, também mostra que o solvente possui grande influência sobre o fator de recuperação, quando injetado junto ao vapor, já que resultou em um aumento considerável no fator de recuperação, em relação a injeção de vapor e a recuperação primária. 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, aumentando assim, o volume de óleo que pode ser recuperado no reservatório.

3.2. Análise para diferentes vazões

Utilizando o cenário 2, mostrado na Erro: Origem da referência não encontrada, foi empregado o método de injeção de vapor e solvente no reservatório, com diferentes vazões de injeção e a mesma porcentagem de solvente, a fim de avaliar a eficiência destes para tentar chegar na maior recuperação do óleo existente no reservatório possível.

Nesse cenário, manteve-se a porcentagem de solvente constante em 5%, e as vazões de injeção foram: 25 – 40 – 50 – 100 – 200 – 400 m³/dia.

A Erro: Origem da referência não encontrada⁶ exibe a produção acumulada de óleo *versus* tempo para todas as vazões de injeção simuladas no cenário 2.



Figura 6: Produção acumulada para diferentes vazões com 5% de solvente

Pode-se perceber que não necessariamente, grandes vazões de injeção irão retornar alta produção de óleo, como pode ser comprovada na Erro: Origem da referência não encontrada⁶, pois existe um limite de injeção de solvente e vapor, que seria a melhor resposta do sistema. A partir deste valor, um aumento na injeção de vapor e solvente implicaria em uma rápida produção de óleo, como pode ser visto quando se injeta 100, 200 e 400 m³/dia, a produção acumulada de óleo é próxima das demais vazões até os primeiros 5 anos de projeto, mas após esse tempo, a produção acumulada dessas vazões é superada pelas vazões de 25, 40 e 50 m³/dia.

A Erro: Origem da referência não encontrada⁷ apresenta o fator de recuperação x tempo para todas as vazões simuladas nesta seção.

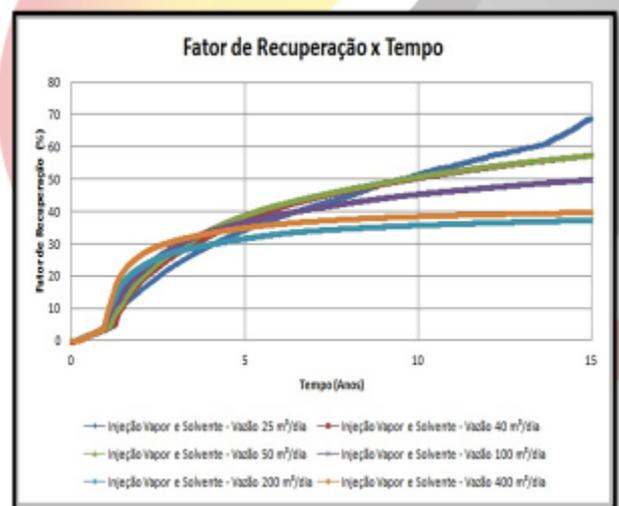


Figura 7: Fator de recuperação para diferentes vazões de injeção com 5% de solvente

Percebe-se através da Erro: Origem da referência não encontrada⁷, que a melhor resposta para o fator de recuperação em uma injeção de vapor e 5% de solvente é a utilização de baixas vazões, neste caso, as vazões de 25, 40 e 50 m³/dia. Entre as altas vazões, apenas a vazão de 100 m³/dia obteve resultado ainda satisfatório até pouco tempo antes dos 10 primeiros anos iniciais do projeto.

É importante discutir que conforme se eleva a vazão de injeção para um valor muito alto, o método de injeção de vapor e solvente vai perdendo o seu potencial de eficiência. Para 5% de solvente, cenário aqui estudado, o aumento da vazão, irá aproximar cada vez mais os resultados deste método com os resultados do método de injeção de vapor, pois a contribuição do solvente vai se tornando pouco relevante, fazendo o efeito da miscibilidade ser pouco efetivo.

Por exemplo, para a vazão de 400 m³/dia nos 4 poços injetores, o total de fluido injetado é de 1600 m³/dia, e deste total, 80 m³/dia é de solvente e 1520 m³/dia é de vapor. Já para uma vazão de 25 m³/dia nos 4 poços injetores, o total de fluidos injetados é de apenas 100 m³/dia, e deste total, 5 m³/dia é solvente e 95 m³/dia é de vapor. É claro que proporcionalmente os dois casos estão injetando 5% de solvente, porém, a quantidade que representa os 95% de vapor,

por ser muito maior, irá prevalecer, aproximando os resultados apenas com o método de injeção de vapor, pois a contribuição do solvente se torna muito pequena.

Vale salientar ainda, que novos estudos devem ser realizados para comprovar se para concentrações maiores que 5%, os resultados para altas vazões de injeção, serão semelhantes aos aqui apresentados.

3.3. Análise para injeção de diferentes porcentagens de solvente

Utilizando o cenário 3, exposto na Erro: Origem da referência não encontrada, foi empregado o método de injeção de vapor e solvente no reservatório, com diferentes porcentagens de solvente e a mesma vazão de injeção. Nesse cenário, manteve-se a vazão de injeção constante em 50 m³/dia, e as porcentagens de solvente estudadas foram: 0 – 5 – 10 – 15 – 20 – 25 %.

A Erro: Origem da referência não encontrada⁸, mostra um gráfico da vazão de óleo *versus* tempo para os casos acima citados.



Figura 8: Vazão de óleo para diferentes porcentagens de solvente

Percebe-se na Erro: Origem da referência não encontrada⁸ que quando se aumenta o volume de solvente injetado, a chegada do banco de óleo é acelerada em relação a recuperação primária e a injeção de vapor (representada pela curva de Vapor e 0% de solvente, na Erro: Origem da referência não encontrada⁸). Quando aumentamos a porcentagem de solvente, o pico de vazão de óleo aumenta, porém, o acréscimo da porcentagem de solvente implicaria em mais custo, sendo necessário ser feita uma análise técnica-econômica-ambiental para verificar a viabilidade do projeto.

A quantidade de fluido que foi produzida pelo reservatório, desconsiderando a produção do solvente injetado, está

representada na Erro: Origem da referência não encontrada⁹.

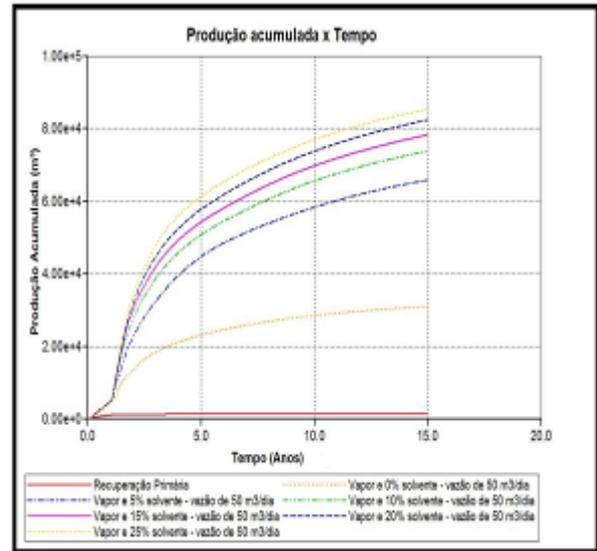


Figura 9: Produção acumulada para diferentes porcentagens de solvente

Observa-se que quando injetamos grandes quantidades de solvente, para uma mesma vazão, a quantidade de óleo produzido é sempre maior. Isto ocorre devido ao efeito da miscibilidade do solvente que cada vez mais, vai ser tornando mais eficiente. E com isso, as tensões interfaciais diminuem, melhorando a eficiência de varrido do reservatório.

Para comprovar todos os resultados já mostrados e discutidos nesta seção, a Erro: Origem da referência não encontrada¹⁰, mostra o gráfico do fator de recuperação versus tempo para todos os casos analisados.

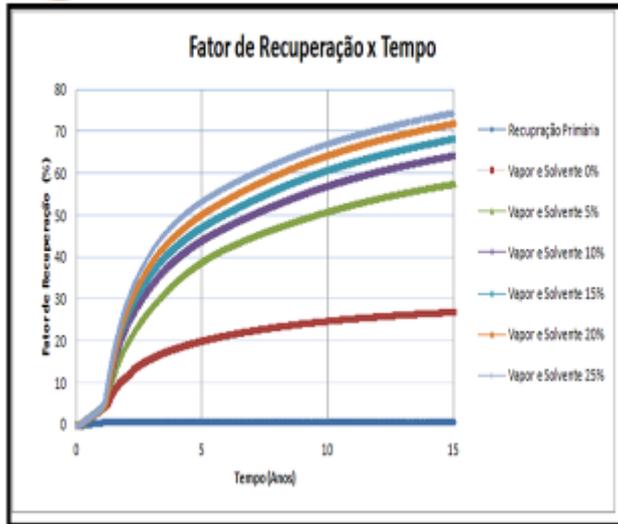


Figura 10: Fator de recuperação para diferentes porcentagens de solvente

Conforme pode ser visto na Erro: Origem da referência não encontrada10, o gráfico apresentou o comportamento já esperado, de acordo com o que já vinha sendo discutido nas análises da Erro: Origem da referência não encontrada8 e da Erro: Origem da referência não encontrada9. Quanto maior for a porcentagens de solvente injetado, maior será o fator de recuperação de óleo. Porém, é necessário ser feita uma análise técnica-econômica-ambiental para verificar a viabilidade do projeto, e verificar se os custos com a injeção do solvente, juntamente com os outros custos necessários para a operação deste método são superados com a receita da venda do óleo produzido.

4. CONCLUSÕES

Para os 15 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 melhora significativa na recuperação do óleo presente no reservatório, principalmente quando comparadas com a recuperação primária e a injeção de vapor.

Grandes vazões de injeção, não 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 numa rápida diminuição da produção de óleo, fazendo com que a recuperação de óleo final seja menor.

O aumento da temperatura ocasionado pelo vapor obteve o êxito já esperado. Quanto maior a quantidade de vapor injetado no reservatório, maior é a energia do mesmo e, conseqüentemente, maior é a redução da viscosidade do óleo.

As maiores vazões de óleo, mostradas pelas maiores quantidades de injeção de solvente junto com o vapor, revelam uma antecipação da produção de óleo.

Os maiores fatores de recuperação foram obtidos quando se aumenta a quantidade de injeção de solvente junto com o vapor.

A presença do solvente acelera a chegada do banco de óleo ao poço produtor,

proporcionando uma recuperação mais rápida do que o modelo sem solvente.

5. AGRADECIMENTOS

A minha orientadora, Professora Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, pelo apoio, paciência, atenção, orientações e contribuições acadêmicas durante todo este período. Agradeço também, a todos os professores do curso de engenharia de petróleo, pelas orientações e contribuições científicas.

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

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

A CAPES por conceder bolsas de estudo, promovendo estímulos para pesquisa e inovação para enriquecer a vida acadêmica.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARILLAS, J. L. M. Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. 2005. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Natal-RN.

GALVÃO, Edney Rafael V. P. **Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado.** 2008. 106p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Natal-RN.

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.

ROSA, Aldaberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XABIER, José Augusto Daniel. **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