



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR PARA
DIFERENTES TIPOS DE ÓLEO**

Lucas Sarmiento de Sousa Lima

Orientadora: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal/RN, Dezembro de 2015

Lucas Sarmento de Sousa Lima

**ESTUDO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR PARA
DIFERENTES TIPOS DE ÓLEO**

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

Aprovado em _____ de _____ de 2015.

Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Orientadora - UFRN

Prof. Ph.D. Tarcílio Viana Dutra Júnior

Membro Examinador - UFRN

Prof. Msc. Célio Gurgel Amorin

Membro Examinador - UFRN

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meu pais, Alexandre Augusto de Sousa Lima e Ana Maria Marques Sarmiento Lima, ao meu avô, Ubaldo Lima, ao meu tio, Frederico César de Souza Lima, e ao meu irmão, André Sarmiento de Sousa Lima, por sempre acreditarem em min, por me apoiarem, me aconselharem em qualquer que fosse minha decisão, e por me mostrarem que qualquer objetivo pode ser alcançado traçando metas e colocando determinação, força de vontade e fé.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a **Deus**, por ter dado toda a força, saúde, paz e tranquilidade no decorrer dessa caminhada de aprendizagem e realização profissional, além de me guiar em minhas escolhas e decisões.

Aos **meus pais, meus avós e meu irmão**, por toda a paciência, compreensão e solidariedade, dando-me sempre amor e carinho em todos os momentos.

À **minha amiga e professora**, Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barrilhas, pelo apoio, paciência, presteza, orientação e contribuições acadêmicas durante todo este período.

À **minha namorada**, Jessica Cristine Dantas Casara Cavalcante, por seu imenso carinho, amor, serenidade, paciência e conselhos que me ajudaram a nunca desistir dos meus objetivos nas horas difíceis.

Aos **professores** do curso de Engenharia de Petróleo por sempre estarem dispostos a ajudar e pela dedicação em passar o conhecimento necessário para a formação do engenheiro de petróleo.

Aos **meus amigos**, Diego, Vinicius, José Eduardo, João, Rodrigo, Yago e Leonardo, pela amizade, ajuda, companheirismo, convivência, paciência e contribuições diretas ou indiretas para realização do trabalho.

Ao **Programa de Recursos Humanos da Petrobras (PRH 221)** pelo apoio financeiro concebido em forma de bolsa durante grande parte da minha carreira acadêmica.

A **Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)** pelo aporte e por toda estrutura de laboratórios e salas de aula de ótima qualidade.

A **todos os funcionários da universidade** de qualquer função, que fazem o sistema e o ambiente funcionar em sintonia.

À **CMG** pela licença de *softwares* de simulação concedida à UFRN.

Muito Obrigado!

LIMA, Lucas Sarmiento de Sousa Lima – “ ESTUDO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR PARA DIFERENTES TIPOS DE ÓLEO”. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

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

RESUMO

Os diversos tipos de petróleo apresentam diferentes desafios a serem superados para que se consiga extraí-los da rocha reservatório, sobretudo na recuperação de óleos do tipo pesado, os quais, devido a sua alta viscosidade (alta resistência ao escoamento), apresentam um baixo fator de recuperação primário em comparação aos óleos leves. Visando melhorar a capacidade de escoamento do óleo e, conseqüentemente, aumentar sua produção e o seu fator de recuperação, foram desenvolvidos e introduzidos, na indústria do petróleo, os métodos térmicos. Estes são métodos especiais de recuperação cujo principal objetivo é fornecer calor ao reservatório, aumentando, assim, a temperatura do óleo e reduzindo sua viscosidade. Dentre os métodos térmicos mais aplicados, está o método de injeção contínua de vapor em poços verticais, o qual é o foco desse trabalho. Este método foi estudado através de simulações com o auxílio da ferramenta *STARS (Steam, Thermal, and Advanced processes Reservoir Simulator)*, versão 2013.1 da *CMG (Computer Modeling Group)*. Utilizou-se, inicialmente, para a configuração de poços, duas malhas *nine-spot* com 15 poços no total (13 injetores e 2 produtores). No entanto foi verificado que alguns poços injetores não estavam proporcionando um resultado satisfatório, e, então, decidiu-se por removê-los. Além disso, foram testadas, para três diferentes tipos de óleo (óleo 1 = 160 cP, óleo 2 = 802 cP e óleo 3 = 8092 cP), três vazões de injeção de vapor (100, 200 e 300 m³ STD/d), e para cada vazão, três temperaturas de vapor (500, 550 e 600 °F), com a finalidade de analisar como esses parâmetros influenciam no desempenho do processo em estudo. Foi observado que um aumento da vazão de injeção de vapor gera um incremento na produção acumulada de óleo. Contudo, implica, também, em um maior volume de água produzida. Verificou-se que a elevação da temperatura de injeção teve influência, no fator de recuperação, somente para o óleo 3. A variação de algumas condições operacionais nem sempre resulta em fatores de recuperação mais altos, por isso há a necessidade de um estudo mais detalhado.

Palavras-chave: Diferentes tipos de óleo, métodos térmicos, injeção de vapor, temperatura de injeção, vazão de injeção, simulação numérica.

LIMA, Lucas Sarmiento de Sousa Lima – “STUDY OF STEAM FLOODING FOR DIFFERENT TYPES OF OIL”. Final Teases, Course of Petroleum Engineering, Federal University of Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brazil.

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

ABSTRACT

The variety of petroleum types has different challenges to be surpassed in order to extract them from the reservoir rock, especially in the heavy oil recovery, which has low primary recovery factor because its high viscosity (low mobility) in comparison with light oils. Seeking enhance the oil flow capacity and, consequently, increase the production and the recovery factor, it has been developed and introduced, in the petroleum industry, the thermal methods. These methods are known as one of the enhanced oil recovery methods and their main purpose is to decrease oil's viscosity by providing heat to the reservoir. The focus of this paper is the steam flooding in vertical wells which is among the most applied thermal methods in the world. The study was accomplished through simulations using *STARS* tool (*Steam, Thermal, and Advanced processes Reservoir Simulator*), version 2013.1 from *CMG (Computer Modeling Group)*. Initially two *nine-spot* wells pattern (15 wells in total which 13 are injectors and 2 are producers) were used, however it was verified that some injection wells were not providing the expected effect into the reservoir, so it was decided to remove some of them. Besides, three steam injection flow rate (100, 200 e 300 m³ STD/d) were tested and for which one, three steam temperatures (500, 550 e 600 °F) with the purpose of analyzing how these parameters affect the overall process performance. It was verified an enhancement in the Cummulative Oil Production when the steam flow rate injection was increased. However, the Cummulative Water Production was also increased. It was observed an improvement in the Oil Recovery Factor when the steam temperature was raised only for the oil 3. The change in some of the operational conditions do not always results on higher recovery factor, that's why there is a necessity of a deeper study.

Keywords: Different types of oil; termal methods; temperature and steam injection; injection flow rate; numerical simulation.

SUMÁRIO

1	Introdução	2
2	Aspectos Teóricos	5
2.1	Métodos avançados de recuperação de petróleo	5
2.2	Processos térmicos de recuperação de óleo	6
2.3	Combustão <i>in-situ</i>	7
2.4	Drenagem de óleo por diferença gravitacional assistida por vapor (SAGD) ...	8
2.5	Injeção cíclica de vapor	9
2.6	Injeção contínua de vapor	11
2.6.1	Fatores determinantes para aplicação/otimização do método:	13
2.6.2	Vantagens	14
2.6.3	Desvantagens	14
2.6.4	Simulação Numérica	15
3	Materiais e Métodos	17
3.1	Ferramentas computacionais	17
3.2	Modelagem do Reservatório	17
3.2.1	Modelo de Fluidos	17
3.2.2	Interação rocha - fluido – Permeabilidades Relativa	19
3.2.3	Modelo do reservatório	21
3.3	Condições Operacionais	24
3.4	Metodologia	24
4	Resultados e Discussões	27
4.1	Comparativo entre a recuperação primária e a injeção contínua de vapor	27
4.2	Análise dos poços na malha	29
4.3	Análise da vazão de injeção	30
4.4	Análise térmica do sistema	33

4.4.1	Gráficos 3D de temperatura e viscosidade	36
5	Conclusões e Recomendações	42
5.1	Conclusões.....	42
5.2	Recomendações.....	43
6	Referências Bibliográficas.....	45

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Curvas de viscosidade vs temperatura para diferentes tipos de óleos.....	6
Figura 2.2: Esquema do método da combustão <i>in-situ</i>	7
Figura 2.3: Esquema do processo SAGD.....	8
Figura 2.4: Esquema do processo de injeção cíclica de vapor	10
Figura 2.5: Vazão de óleo versus tempo na injeção cíclica de vapor	11
Figura 2.6: Mecanismo de funcionamento do processo de injeção contínua de vapor.....	12
Figura 3.1: Modelo das curvas de nível do reservatório entregue para realizar o projeto	22
Figura 3.2: Vista areal do modelo das curvas de nível do reservatório geradas pelo simulador	22
Figura 3.3: Vista 3D do reservatório mostrando a disposição dos poços	23
Figura 3.4: Vista 3D de um corte longitudinal do reservatório	23
Figura 4.1: Gráficos do fator de recuperação vs tempo na recuperação primária e na injeção contínua de vapor.....	27
Figura 4.2: Gráfico comparativo da vazão de óleo no tempo utilizando a injeção contínua de vapor para os óleos 1, 2 e 3.	28
Figura 4.3: Gráficos comparativo da produção acumulada de óleo no tempo para análise dos poços na malha	29
Figura 4.4: Gráficos da produção acumulada de óleo no tempo com diferentes vazões de injeção para o óleo 1	30
Figura 4.5: Gráficos da produção acumulada de óleo no tempo com diferentes vazões de injeção para o óleo 3	31
Figura 4.6: Fator de recuperação vs tempo do óleo 1 para análise da temperatura de injeção de vapor.....	33
Figura 4.7: Gráficos de entalpia <i>in place</i> e temperatura média do reservatório vs tempo para o óleo 1	34
Figura 4.8: Fator de recuperação vs tempo do óleo 3 para análise da temperatura de injeção de vapor.....	35
Figura 4.9: Gráficos de entalpia <i>in place</i> e temperatura média do reservatório vs tempo para o óleo 3.....	35
Figura 4.10: Volume acumulado de água injetada vs tempo para o óleo 3	36
Figura 4.11: Gráficos 3D da evolução da temperatura do reservatório no tempo para o óleo 1 - caso 1 - Q_{inj} 100 t/d e T_{inj} = 500 °F.....	37

Figura 4.12: Gráficos 3D da evolução da temperatura do reservatório no tempo para o óleo 3 - caso 1 - Q_{inj} 100 t/d e $T_{inj} = 500$ °F.....	38
Figura 4.13: Gráficos 3D da redução da viscosidade do óleo 1 em função do tempo para caso 1 - Q_{inj} 100 t/d e $T_{inj} = 500$ °F	39
Figura 4.14: Gráficos 3D da redução da viscosidade do óleo 3 em função do tempo para caso 1 - Q_{inj} 100 t/d e $T_{inj} = 500$ °F	40

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1: Composição inicial do óleo original	18
Tabela 3.2: Dados de laboratório do óleo original	18
Tabela 3.3: Composição molar dos pseudo-componentes para os três óleos sintéticos	19
Tabela 3.4: Características do componente C20+ e do óleo morto	19
Tabela 3.5: Permeabilidades relativas água-óleo e líquido-gás, respectivamente.....	20
Tabela 3.6: Principais características do reservatório	21
Tabela 3.7: Principais condições operacionais	24
Tabela 3.8: Casos de estudo	25
Tabela 4.1: Produção acumulada de óleo para análise dos poços na malha	30
Tabela 4.2: Comparação do N_p , W_p e Fr para a recuperação primária e injeção de vapor para o óleo 1.....	32
Tabela 4.3: Comparação do N_p , W_p e Fr para a recuperação primária e injeção de vapor para o óleo 3.....	32

CAPÍTULO I:

Introdução

1 Introdução

Para países como o Brasil, onde o petróleo é a principal matriz energética nacional, é fundamental manter sua produção em um nível que seja capaz de suprir a demanda interna, além de evitar a importação de petróleo que usualmente apresenta preços menos competitivos. Para isso, é importante não só explorar novas reservas, mas também desenvolver novas tecnologias que possibilitem a extração do petróleo daqueles reservatórios considerados não econômicos devido, por exemplo, a alta viscosidade do óleo. Analogamente, pode-se citar os casos das reservas encontradas no Estado do Rio Grande do Norte e nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo (Barillas, 2008).

Geralmente, uma grande quantidade de hidrocarbonetos fica retida no meio poroso de reservatórios que apresentam mecanismos de recuperação primária pouco eficientes. Devido à produção, pode ocorrer um rápido declínio de sua energia natural (depleção), fazendo com que seja necessário utilizar determinados processos para manter essa produção a níveis econômicos ou, até, incrementá-la (Thomas, 2001).

Assim, é de prática comum, nas empresas petrolíferas, a busca por diferentes modos de suplementar a energia do reservatório através de injeção de fluidos no mesmo, ou então investigar maneiras de modificar as características físico-químicas da rocha e dos fluidos, visando reduzir a quantidade de óleo residual que, devido às forças capilares e interfaciais, ficam retidos no meio poroso.

Realizou-se ao longo dos anos, diversos estudos físicos e práticos para melhorar a capacidade de escoamento e aumentar a recuperação dos petróleos pesados. Os resultados obtidos mostraram que quanto mais pesado é o óleo, maior a sua diminuição de viscosidade com o aumento de temperatura, o que conduziu ao desenvolvimento de diferentes métodos térmicos. Dentre estes, o mais utilizado consiste na injeção de vapor, por ser mais seguro e eficiente que outros processos como combustão “in situ” ou injeção de água.

O processo de injeção de vapor consiste, basicamente, na injeção de água a uma altíssima temperatura (acima do ponto de ebulição), para que o calor latente do vapor seja transferido ao reservatório no intuito de melhorar a recuperação de petróleo, através, principalmente, da redução da viscosidade do petróleo, expansão e destilação do óleo, e auxílio na pressurização do reservatório, de forma a conseguir um escoamento mais eficiente até o poço produtor. Com isso, pode-se aumentar a recuperação dos hidrocarbonetos, consequentemente

aumentando a atratividade econômica para novos investidores, e, assim, tornar cada vez mais reservatórios, antes descartados, em prováveis campos potenciais à exploração.

O trabalho tem como principais objetivos analisar, para três diferentes tipos de petróleo, como a configuração dos poços, temperaturas e vazões de injeção de vapor influenciam e afetam o desempenho do processo de injeção contínua. Posteriormente, de posse dos resultados, serão discutidos o significado e a validade dos mesmos, para se obter a melhor forma de incrementar a recuperação de petróleo nesse reservatório.

CAPÍTULO II:

Aspectos Teóricos

2 Aspectos Teóricos

Neste capítulo II são mostrados alguns conceitos com a finalidade de demonstrar um pouco dos aspectos teóricos referentes aos métodos de recuperação avançada, com um enfoque maior no método de injeção contínua de vapor.

2.1 Métodos avançados de recuperação de petróleo

Na prática, é impossível recuperar 100% da quantidade de petróleo existente em um reservatório. O que ocorre realmente é que apenas uma porção dela consegue ser recuperada deixando para trás, no interior do reservatório, a maior parte do óleo. Os principais fatores que podem explicar esse fato estão relacionados com as características do reservatório, arcabouços estruturais, eficiência dos métodos de recuperação utilizados e os mecanismos de produção (Botelho, 2004).

Os métodos de recuperação suplementar ou convencionais, como a injeção de água ou gás, possuem esse nome pois são processos com alta confiabilidade e suas tecnologias são bastante conhecidas. O principal objetivo desses métodos é o de suplementar, ou seja, auxiliar a manutenção de um nível de pressão desejado dentro do reservatório (Thomas, 2001). As baixas taxas de recuperação, provenientes de um processo convencional de injeção de fluidos, podem ser resultantes, basicamente, por três aspectos principais: geologia da formação, elevada viscosidade do óleo do reservatório e altas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (Queiroz, 2006).

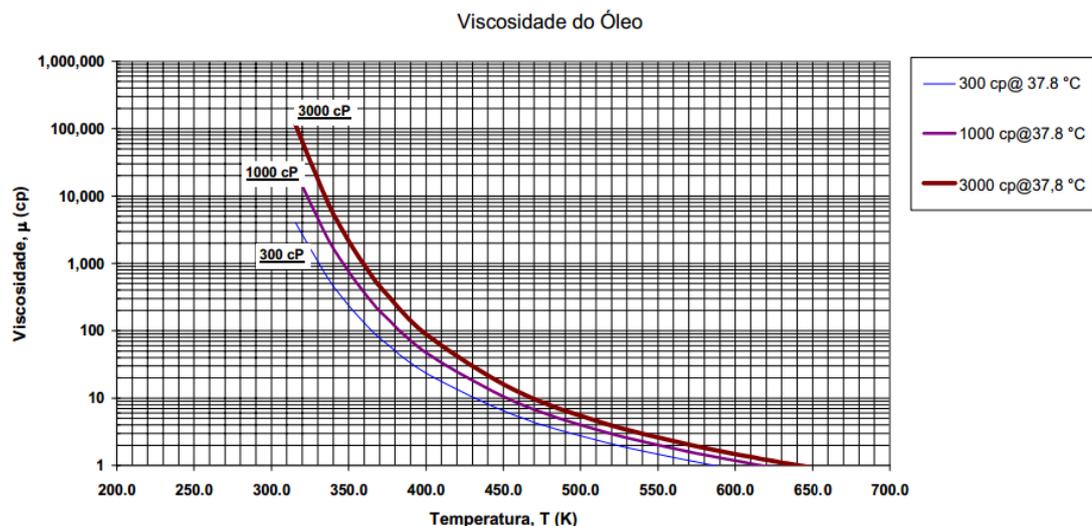
Quando se tem processos mais complexos cujas tecnologias ainda não estão desenvolvidas suficientemente ou satisfatoriamente, denominam-se como métodos especiais ou avançados de recuperação (Thomas, 2001). Estes podem ser, por exemplo, térmicos, miscíveis ou químicos e são utilizados quando se deseja modificar alguma (s) propriedade (s) do reservatório e/ou do petróleo quando os processos convencionais não são recomendados, quando não atingiram as taxas de recuperação desejadas ou quando se deseja antecipar a produção. Para reduzir a viscosidade, em reservatórios de óleos pesados e extrapesados, os métodos térmicos apresentam melhores resultados.

2.2 Processos térmicos de recuperação de petróleo

Normalmente a aplicação de métodos convencionais - injeção de água ou gás - para recuperação de óleos pesados apresentam baixas taxas de recuperação pois a alta viscosidade do óleo dificulta o seu movimento dentro do meio poroso. Além disso, o fluido injetado possui uma mobilidade muito maior do que a do óleo dentro do reservatório, o que resulta em baixas eficiências de varrido.

Sabe-se, por meio de experimentos, que quanto maior é a viscosidade do óleo, mais ela sofre influência com o aumento de sua temperatura. Essa influência do aquecimento sobre a viscosidade pode ser vista na Figura 2.1 que mostra um comparativo das curvas de viscosidade vs temperatura, para diferentes tipos de petróleos. Observa-se na prática que a taxa de melhora de viscosidade, ou seja, a taxa com que a viscosidade diminui mais, é maior no início dos aumentos de temperatura (Rosa et. al., 2006).

Figura 2.1: Curvas de viscosidade vs temperatura para diferentes tipos de petróleos



Fonte: Barillas, 2005

Assim, visando aumentar a temperatura no reservatório para reduzir a viscosidade do óleo e com isso aumentar sua mobilidade e a sua recuperação, desenvolveu-se os processos térmicos. Estes podem ser divididos, devido as suas diferentes formas de geração de calor, em duas categorias: a injeção de fluidos quentes (água quente ou vapor d'água) e combustão *in-situ* (Rodrigues, 2008).

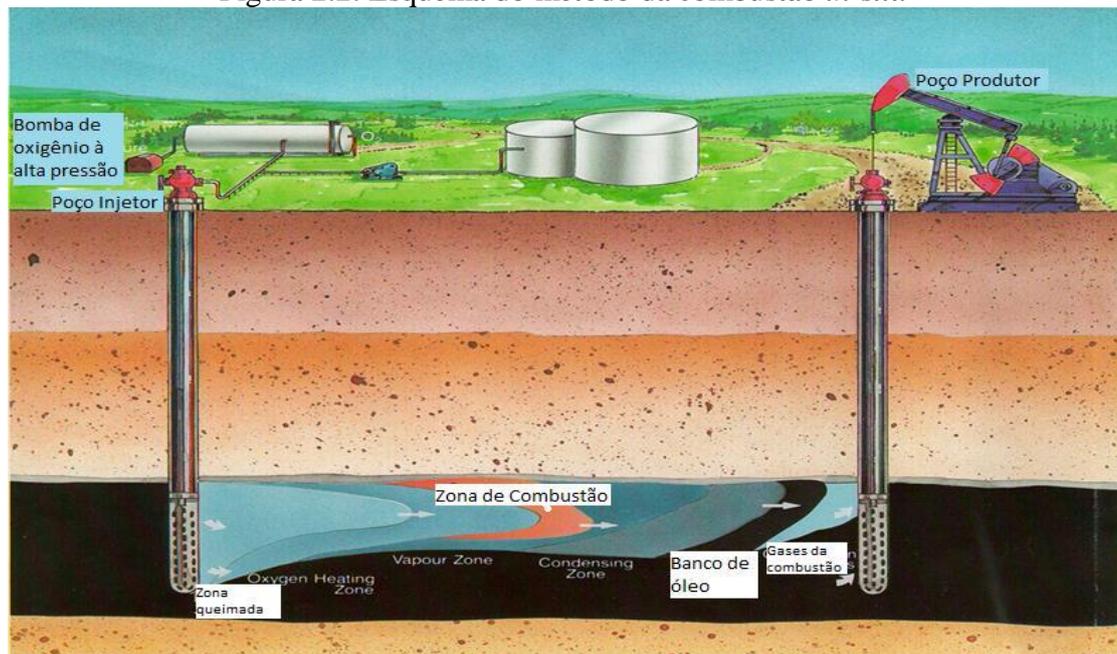
Na primeira categoria, o calor é gerado na superfície e, de imediato, transportado para o reservatório com o auxílio de um fluido: a água. Esta pode ser aquecida até a temperatura de

vapor ou convertida diretamente para vapor. Ao atingir a temperatura de ebulição, o contínuo fornecimento de calor converte mais água para fase de vapor nessa temperatura. A fração em peso de água convertida para vapor é chamada de qualidade ou título do vapor. Depois de atingir um título de 100%, um posterior fornecimento de calor aumenta ainda mais a temperatura, produzindo, assim, vapor superaquecido (Galvão, 2008). Já na segunda categoria, o calor é produzido dentro do próprio reservatório pela combustão de uma fração do petróleo presente.

2.3 Combustão *in-situ*

Consiste na injeção de ar ou oxigênio puro aquecido na formação para que se inicie o processo de oxidação do óleo, o qual é responsável pela geração do calor. Ao passo que mais e mais reações ocorrem, o processo se intensifica e mais calor é gerado até alcançar uma temperatura chamada de “ponto de ignição”, o qual é o ponto crítico para que se inicie a combustão. A Figura 2.2 mostra o esquema de como ocorre o método da combustão *in-situ*.

Figura 2.2: Esquema do método da combustão *in-situ*



Fonte: <http://www.insitucombustion.ca>

Observa-se que a zona de combustão é criada quando uma pequena porção do petróleo do reservatório entra em ignição sendo sustentada por uma contínua injeção de ar. Ao passo que a zona de combustão avança dentro do reservatório, o calor se propaga diminuindo a viscosidade do óleo e aumentando sua mobilidade. Como em qualquer reação de combustão, o comburente (oxigênio) se combina com o combustível (óleo), liberando calor e formando produtos como água e dióxido de carbono para uma reação completa.

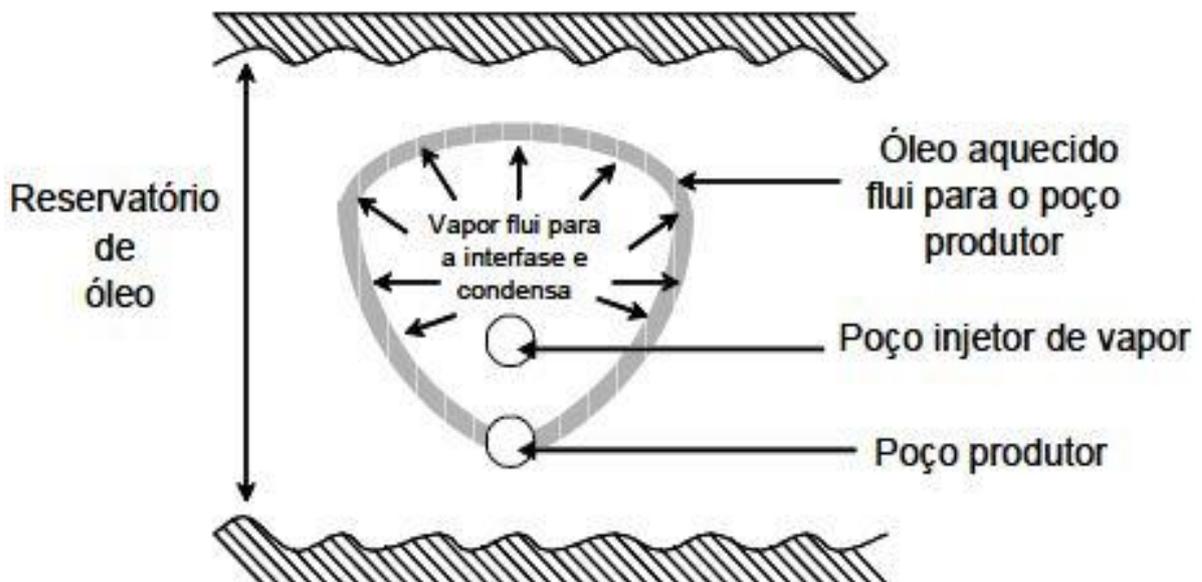
A combustão *in-situ* utiliza como combustível as frações mais pesadas do óleo, enquanto que suas frações leves são vaporizadas, auxiliando no seu deslocamento. É importante ressaltar que esse método apresenta alguns obstáculos à utilização como, por exemplo, a falta de controle da combustão e a necessidade de poços resistentes à altas temperaturas.

De acordo com a teoria e com as características da geração de energia térmica, a combustão *in-situ* mostra-se mais eficiente, pois se evitam perdas de calor ao longo das linhas e no poço. No entanto, na prática, os projetos desse tipo de processo são muito complexos e apresentam vários problemas, tais como: corrosão nos poços produtores devido a uma alta concentração de enxofre nos gases efluentes, produção de areia, formação de emulsão, periodicidade na manutenção dos compressores de ar e chegada de oxigênio nos poços de produção.

2.4 Drenagem de petróleo por diferença gravitacional assistida por vapor (SAGD)

O processo de Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD), ou drenagem gravitacional assistida por vapor, consiste em perfurar dois poços horizontais dispostos paralelamente, um em cima do outro, a uma determinada distância que deve ser previamente calculada, de forma que o injetor fique na parte superior e o produtor na parte inferior. A Figura 2.3 apresenta o esquema de como funciona o método SAGD.

Figura 2.3: Esquema do processo SAGD



Fonte: Butler, 1991

Percebe-se que o vapor é injetado através do poço superior e ao chegar no reservatório, sobe, por ser menos denso que os fluidos encontrados ali, devido à diferença gravitacional. Os fluidos do reservatório trocam calor com o vapor, o qual condensa e descem juntamente com o petróleo aquecido, também por diferença gravitacional, sendo drenados no poço inferior. A medida que mais vapor é injetado, começa a formar-se uma câmara de vapor em volta do poço injetor que cresce para cima e para os lados.

A permeabilidade vertical do reservatório e a diferença de densidade entre o vapor e o óleo aquecido, são duas das principais variáveis a serem observadas nesse método. Se a formação tiver uma baixa permeabilidade vertical, isso prejudicará a expansão da câmara de vapor, conseqüentemente diminuindo a quantidade de óleo aquecido e drenado no poço produtor.

2.5 Injeção cíclica de vapor

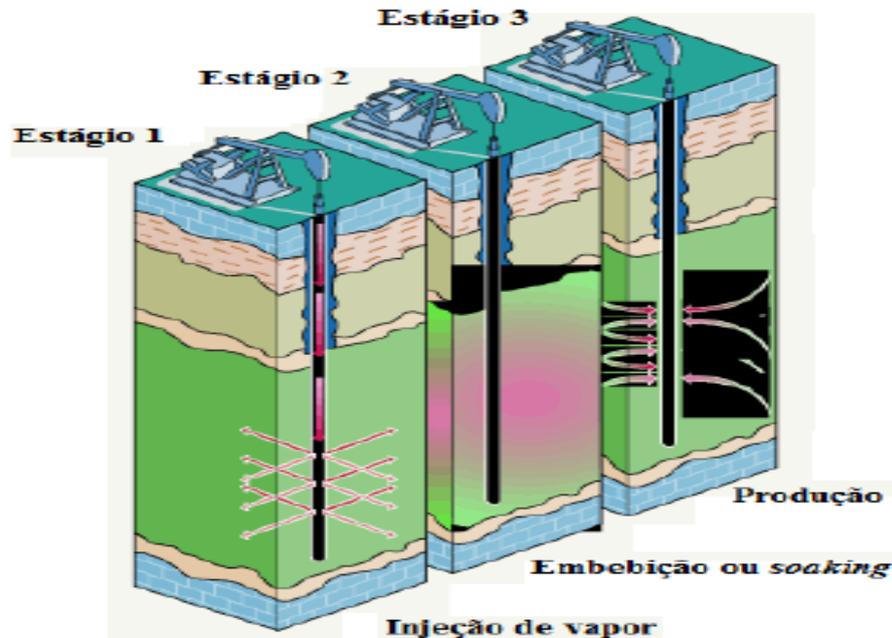
Um dos métodos especiais de recuperação secundária, conhecido como injeção cíclica de vapor, consiste na injeção e produção de fluidos pelo mesmo poço sendo aplicado para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos. É, primeiramente, uma técnica de estimulação que, através da redução da viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço, ajuda a energia natural do reservatório a expulsar o petróleo (Rosa et. al., 2006).

O método de injeção cíclica de vapor foi descoberto acidentalmente pela Shell, na Venezuela, em 1959, durante a produção de óleo pesado por injeção contínua de vapor no campo de Mene Grande, próximo à costa leste do lago Maracaibo. Durante a injeção, ocorreu um rompimento de vapor (breakthrough), e de maneira a reduzir sua pressão no reservatório, o poço injetor foi modificado para permitir a produção. Posteriormente, observou-se consideráveis volumes de petróleo sendo produzido. Esse método também é conhecido como estimulação por vapor, *steam-soak* e *huff and puff* (Queiroz, 2006).

A Figura 2.4 mostra o esquema do processo de injeção cíclica de vapor, o qual apresenta, basicamente, três estágios. No primeiro, uma determinada quantidade de vapor é intejado através poço no reservatório durante algum tempo, usualmente de 1 a 6 semanas. Depois do período de injeção, inicia-se a fase de *soaking* ou absorção, na qual o poço é fechado por um curto período de tempo, alguns dias, com o objetivo de transmitir e melhor distribuir o calor latente do vapor para os fluidos do reservatório. E por fim, o poço é aberto para produção por um período de meses a anos. Todas essas etapas constituem um ciclo. (Rosa et. al., 2006) Todas

as fases do ciclo podem sofrer variações para otimizar o processo. A quantidade máxima de ciclos é determinada pelo limite econômico da produção.

Figura 2.4: Esquema do processo de injeção cíclica de vapor



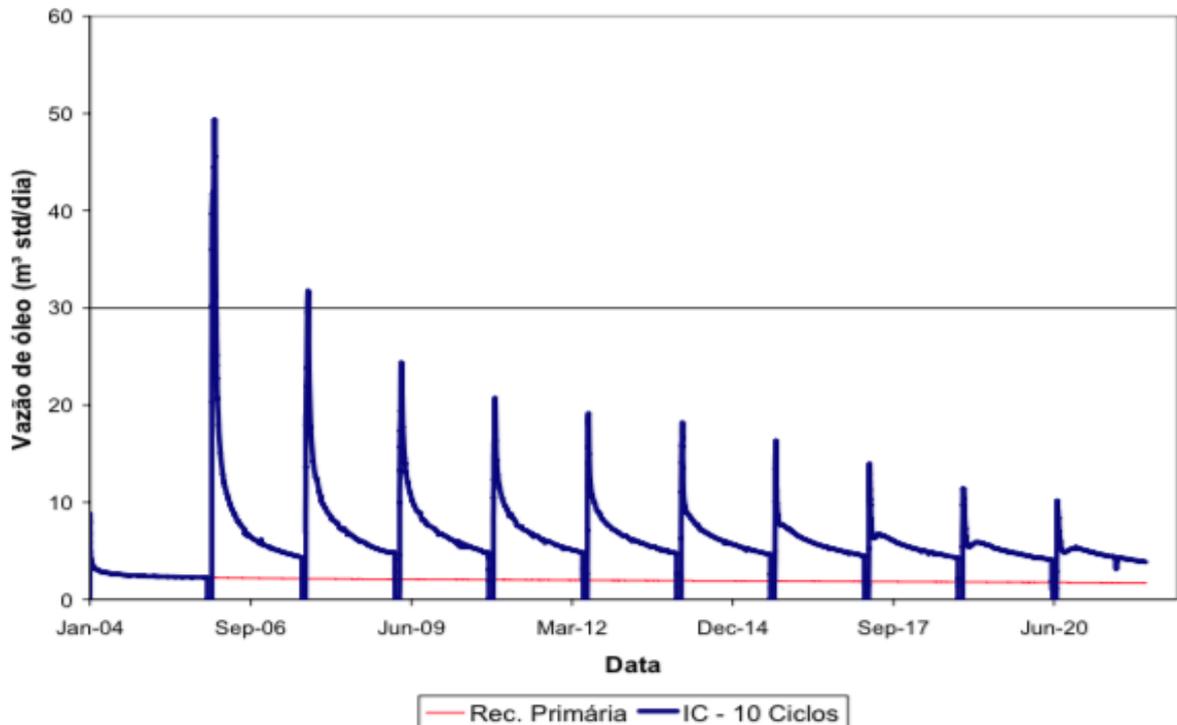
Fonte: Adaptado de Queiroz, 2006

A mobilidade do óleo é acentuada quando sua viscosidade diminui, isso ocorre devido ao calor injetado que causa um aumento na temperatura do reservatório. Contudo, a região aquecida sofre um resfriamento natural com o passar do tempo o que gera uma consequente redução da viscosidade do óleo. Dentre os principais mecanismos de produção do método em questão pode-se citar: redução da viscosidade do óleo e de danos na formação ou bloqueios ao fluxo próximo ao poço, forças provenientes da pressão do reservatório, drenagem gravitacional, efeito da compactação na formação de fluidos, força do gás dentro da solução e expansão térmica.

Ao passo que o número de ciclos aumenta, a eficiência da injeção cíclica geralmente diminui, independentemente do tipo do reservatório. Esse fato pode ser observado na Figura 2.5, a qual mostra o comparativo entre a vazão de petróleo no tempo, para a recuperação primária, e quando se utiliza a injeção cíclica de vapor com 10 ciclos. Nos últimos ciclos, as vazões máximas e médias junto com a produção acumulada total diminuem. Isso pode ser explicado pois, próximo ao poço, o reservatório apresenta uma saturação de óleo mais baixa, ocorre uma destilação de parte do petróleo e uma rápida queda de pressão junto com a

diminuição de temperatura. À medida que a resposta do reservatório a esse método diminui, torna-se mais difícil justificar tratamentos adicionais para aumentar a duração dos ciclos, o que pode tornar viável a utilização da injeção contínua de vapor (Queiroz, 2006).

Figura 2.5: Vazão de petróleo versus tempo na injeção cíclica de vapor



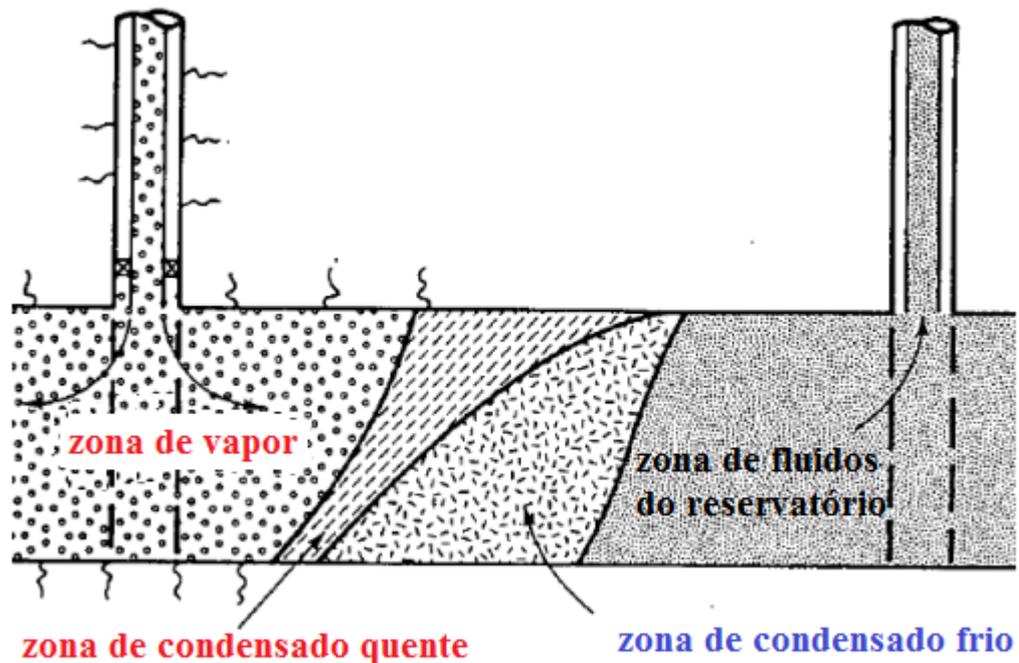
Fonte: Adaptado de Queiroz, 2006

2.6 Injeção contínua de vapor

Diferentemente da injeção cíclica, como o próprio nome sugere, a injeção contínua de vapor consiste na injeção contínua do fluido no meio poroso. Enquanto que no primeiro tanto a injeção como a produção ocorrem no mesmo poço, no segundo os poços injetores e produtores são diferentes, e estes se arranjam geometricamente de diversas maneiras: os chamados padrões de injeção.

A Figura 2.6 mostra o mecanismo de funcionamento do processo de injeção contínua de vapor. Observa-se que a medida que se injeta mais fluido, cria-se uma crescente zona de vapor em torno do poço injetor cuja temperatura dessa zona é aproximadamente aquela do fluido injetado. Quando este, sob uma alta temperatura, encontra-se com os fluidos do reservatório, a uma menor temperatura, ele condensa formando uma zona de água em que sua temperatura diminui a partir da do vapor até a do reservatório (Rosa et. al., 2008).

Figura 2.6: Mecanismo de funcionamento do processo de injeção contínua de vapor



Fonte: Adaptado de Hong, 1994

Pode-se citar vários fatores que interferem na recuperação de petróleo através da injeção contínua de vapor. Dentre estes, os mais importantes se relacionam aos efeitos da injeção de água quente na zona de água condensada onde a redução da saturação de óleo é máxima por causa das menores viscosidades, da dilatação do óleo e da alta temperatura. Ademais, com a diminuição da sua viscosidade devido à injeção de fluido aquecido, há um aumento da eficiência de varrido (Rosa et. al., 2006).

Sucessivamente, aumenta-se a eficiência de deslocamento, na zona invadida pelo vapor, devido os efeitos de mecanismos de gás, destilação por vapor e extração por solventes, reduzindo, assim, a saturação de óleo. O êxito do processo se dá pela combinação desses mecanismos. Entre estes efeitos, a destilação por vapor pode contribuir significativamente para a produção de certos óleos, contudo os efeitos do mecanismo de gás geralmente são mínimos.

Um bom resultado do processo de injeção contínua de vapor é determinado pela quantidade de calor perdida e transferida para a formação de interesse. Para que se tenha um rápido e contínuo crescimento da zona de vapor e, conseqüentemente, alta vazão de deslocamento do petróleo, requer-se que as perdas de calor nas linhas de superfície, nos poços de injeção e para formações adjacentes sejam mínimas. As perdas de calor durante o processo de injeção de vapor são uma função da temperatura de injeção, das características do

reservatório e do equipamento usado. As únicas perdas de calor que podem ser parcialmente controladas são as da superfície e no poço, entretanto não é possível controlar as perdas nas condições de reservatório, as quais são as mais críticas e que determinam a viabilidade ou não do projeto (Rosa et. al., 2006).

2.6.1 Fatores determinantes para aplicação/otimização do método:

Esse método é utilizado, geralmente, após a injeção cíclica de vapor para melhorar a eficiência de varrido do reservatório, ou seja, contactar uma maior área do mesmo e empurrar os “bolsões de óleo” deixado pelo método de injeção cíclica de vapor. Por utilizar apenas água, o impacto ambiental causado é pequeno quando comparado a outros métodos.

Segundo Rosa et al. (2006), o processo de injeção contínua de vapor apresenta resultados satisfatórios quando utilizado em formações areníticas com as seguintes características:

✓ Espessura

Recomenda-se esse método para reservatórios cuja espessura está entre 9 – 15 m. Caso contrário, as perdas de calor nas camadas subjacentes e sobrejacentes podem ser muito altas, reduzindo, assim, a quantidade de calor efetivamente trocado com o petróleo.

✓ Profundidade

A profundidade média deve estar em torno de 900 m para que uma maior quantidade de calor latente seja entregue ao reservatório, pois formações muito profundas necessitam de uma coluna de injeção de grande tamanho, aumentando, assim, as perdas de calor. Outro importante fator é que estes reservatórios, em geral, possuem uma pressão estática relativamente elevada. Isto implica na necessidade de uma pressão de injeção também elevada a fim de que o diferencial de pressão criado seja suficiente para se conseguir uma boa injetividade. Em certos casos, os valores necessários da pressão de injeção são tão elevados que não podem ser conseguidos na prática, seja por falta de equipamentos capacitados, ou então pelo fato de se atingir a pressão de fratura da formação.

✓ Viscosidade

Embora o processo de injeção contínua de vapor possa ser utilizado em reservatórios de petróleo leve, a sua utilização é maior em reservatórios de petróleo pesado e extra pesado. Isto

deve-se ao fato de que a redução da viscosidade advinda do aquecimento do óleo ocorre, em maior intensidade, quanto maior for sua viscosidade, tornando, portanto, mais efetivo o processo.

✓ **Permeabilidade do reservatório**

Em geral, admite-se que reservatórios com permeabilidades superiores a 500 mD são bons candidatos à injeção contínua de vapor. Reservatórios muito fechados, ou seja, pouco permeáveis, reduzem a eficiência do processo uma vez que a injetividade é comprometida e, conseqüentemente, a vazão de injeção não é suficiente para difundir bem o calor dentro do meio poroso.

2.6.2 Vantagens

Por ser um método comprovado empiricamente com boas taxas de sucesso e de produção de óleos viscosos de baixo grau API, a recuperação térmica por injeção de um fluido quente é utilizada, pois, em muitos casos, nenhum outro método pode ser empregado para reforçar a recuperação primária ou secundária.

Em relação a outros métodos térmicos, os processos de injeção de vapor fornecem maiores taxas de injeção de entalpia, ou seja, uma maior quantidade de calor pode ser aplicada rapidamente ao reservatório, além de danificar menos os poços quando comparados com a combustão *in-situ*.

Sabe-se que à proporção que mais petróleo flui dentro do reservatório, devido à aplicação desse método, aumenta-se sua eficiência de deslocamento por causa do calor injetado. Em determinadas formações, pode-se conseguir valores de saturações de óleo atrás da zona de vapor tão baixos quanto 5%.

Em zonas sensíveis à água doce ou em zonas de alta pressão, onde o vapor não pode ser utilizado, pode-se empregar a injeção de água quente para transportar o calor, fazendo mínimas alterações nos equipamentos operados para injeção de água convencional.

2.6.3 Desvantagens

A injeção de vapor não deve ser utilizada em reservatórios muito profundos, com pouca espessura ou que possuem baixa permeabilidade, pois o custo para se produzir vapor é elevado, além de que as perdas de calor nas linhas de injeção, nos poços e na formação são bastante significativas.

Devido aos adicionais riscos de segurança que surgem com as operações a altas temperaturas, torna-se necessário a utilização de operadores de campo que estejam familiarizados e bem capacitados com as operações do gerador, tendo por finalidade garantir uma boa eficiência do método e manter a integridade de todos.

Durante operações que utilizam métodos térmicos, em poços de completação convencional, a falha na cimentação é frequente. Assim, devido as altas temperaturas, os novos poços devem ser completados e equipados devidamente para operar sobre tais condições. Geralmente se produz areia em processos térmicos. Durante a injeção de vapor, pode ocorrer a formação de emulsão para alguns tipos de petróleos. Devido a densidade e a mobilidade do fluido injetado, *fingers* (caminhos preferenciais) de vapor podem acontecer.

2.6.4 Simulação Numérica

A utilização dos métodos de simulação numérica é de grande e indispensável auxílio nos estudos sobre as características dos reservatórios, previsão do comportamento da produção, influências de alterações no projeto com a mudança de parâmetros operacionais importantes como, por exemplo, vazão, distância entre poços, completação, entre outros. A simulação permite escolher o método mais viável para exploração de um campo, maximizando os lucros gerados.

Capítulo III:

Materiais e Métodos

3 Materiais e Métodos

Neste Capítulo III são mostradas as ferramentas computacionais utilizadas para realizar as simulações, os principais dados requeridos para entrada nos módulos do programa utilizado e a metodologia para a realização do estudo.

3.1 Ferramentas computacionais

As ferramentas computacionais necessárias para a realização do trabalho foram o *Winprop*, *Builder*, *STARS*, *Results graph* e *Results 3D*. Todas essas ferramentas fazem parte do grupo *CMG (Computer Modelling Group)*.

O módulo *Winprop (Phase Behaviour & Fluid Program)* tem a finalidade de modelar as propriedades dos fluidos do reservatório, gerando um arquivo de entrada para ser adicionado no *Builder*. O *Winprop* faz o agrupamento dos componentes, ajusta dados de laboratório através da regressão, simula processos de contato múltiplo e constrói diagramas de fases (PVT) (CMG,2013).

O módulo *Builder* é uma ferramenta para a construção do modelo do reservatório. Nele foi inserido o modelo de fluido para saber a quantidade ideal de vazão de injeção, quantidades de poços necessários para uma produção satisfatória, entre outros (CMG,2013).

O módulo *STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation)* é uma ferramenta de processamento de dados que realiza as simulações do reservatório, e é utilizada para simular métodos térmicos (recuperações térmicas) (CMG,2013).

O *Results graph* e o *Results 3D* são ferramentas de pós-processamento para gerar os resultados em imagens 2D e 3D, respectivamente (CMG,2013).

3.2 Modelagem do Reservatório

3.2.1 Modelo de Fluidos

No desenvolvimento deste trabalho foi utilizado o módulo *WinProp* para criar o modelo de fluido do reservatório. Foram inseridos, nas condições de reservatório (287 psi e 100 °F), os dados das Tabelas 3.1 a 3.4, as quais contém: composição do fluido do reservatório, dados de laboratório do petróleo original (massa específica do petróleo, fator volume formação do

petróleo, razão de solubilidade, viscosidade do óleo, densidade do gás, densidade do C20+, densidade do óleo), a composição molar dos pseudo-componentes para três petróleos sintéticos e as características do componente C20+ e do óleo morto.

A Tabela 3.1 foi entregue pelo orientador e, a partir dela, os componentes foram agrupados em pseudo-componentes, com a finalidade de diminuir o tempo das simulações, utilizando a ferramenta *lumping* do *WinProp*. Após isso, composição recebida gerou um petróleo sintético com viscosidade de 802 cP e foi chamado de óleo 2. Posteriormente, alterou-se sua composição molar para gerar um óleo mais leve e outro mais pesado. Assim, obteve-se o óleo 1 (160 cP) e o óleo 3 (8092 cP). Com todas essas informações, é possível definir o fluido contido no reservatório.

Tabela 3.1: Composição inicial do petróleo original

Componente	Composição molar (%)	Componente	Composição molar (%)
CO₂	0,45	C9	0,04
N₂	0,27	C10	0,12
C1	9,91	C11	0,63
C2	0,18	C12	0,73
C3	0,27	C13	1,39
iC4	0,10	C14	0,06
nC4	0,13	C15	2,73
iC5	0,04	C16	1,41
nC5	0,05	C17	2,15
C6	0,05	C18	1,53
C7	0,07	C19	4,03
C8	0,10	C20+	71,58

Tabela 3.2: Dados de laboratório do petróleo original

Pressão (kgf/cm²)	ρ_o (g/cm³)	B_o (m³/m³std)	R_s (m³/m³std)	μ_o (cP)
71,03	0,936	1,0241	6,35	819,2
61,03	0,935	1,0254	6,35	794,4

51,03	0,934	1,0268	6,35	769,6
41,03	0,933	1,0282	6,35	741,6
27,03 (Pb)	0,933	1,0304	6,35	706,2
16,03	0,936	1,0240	3,87	816,3
1,03	0,941	1,0138	0	1121,1

Tabela 3.3: Composição molar dos pseudo-componentes para os três petróleos sintéticos

Componentes	Comp. molar (%) Visc. Óleo 1 @ 100 °F = 160 cP	Comp. molar (%) Visc. Óleo 2 @ 100 °F = 802 cP	Comp. molar (%) Visc. Óleo 3 @ 100 °F = 8092 cP
CO₂ - N₂	0,50	0,52	0,50
CH₄ - C₃H	8,00	8,03	0,50
IC₄ - C₆	71,50	0,38	0,40
C₇ - C₁₉	7,50	17,47	1,00
C₂₀ - C₂₉	1,70	29,74	1,7
C₃₀ - C₃₉	1,70	17,72	1,7
C₄₀₊	9,1	26,14	94,2

Tabela 3.4: Características do componente C₂₀₊ e do óleo morto

Densidade do gás	0,7010
Massa Molecular C₂₀₊	543
Densidade C₂₀₊	0,9763
Grau API	16,76
Coefficiente de expansão térmica do óleo (1/°C)	6,8845 x 10 ⁻⁴

3.2.2 Interação rocha - fluido – Permeabilidades Relativa

A capacidade de permitir o fluxo de fluidos através de um meio poroso é definida como permeabilidade de uma rocha. Esta pode ser classificada como: absoluta, quando apenas um fluido satura a rocha; efetiva, quando apresenta mais de um fluido saturando a rocha; e relativa, quando a permeabilidade efetiva é dividida pela permeabilidade absoluta.

A permeabilidade efetiva da rocha depende da saturação dos fluidos em seu interior. Ou seja, quanto maior a saturação de água, por exemplo, maior será a sua permeabilidade efetiva, e, conseqüentemente, maior será, também, a sua permeabilidade relativa. À medida que a permeabilidade relativa de um fluido aumenta, a permeabilidade relativa do outro fluido diminui.

Esse fato pode ser observado na Tabela 3.5 que contém dados sobre as permeabilidades relativas óleo-água e líquido-gás (tabela da esquerda e direita, respectivamente), onde S_w é a saturação de água, K_{rw} é a permeabilidade relativa da água, K_{row} é a permeabilidade relativa óleo-água, P_{cow} é a pressão capilar água-óleo, S_l é a saturação de líquido, K_{rg} é a permeabilidade relativa do gás, K_{rog} é a permeabilidade relativa óleo-gás e P_{cog} é a pressão capilar óleo-gás.

Tabela 3.5: Permeabilidades relativas água-óleo e líquido-gás, respectivamente

Sw	Krw	Krow	Pcow	Sl	Krg	Krog	Pcgo
0,29	0	0,9	2,416	0,71	0,45	0	0,1441
0,3176	0,0016	0,8285	1,697	0,7293	0,406	0,0139	0,1307
0,3452	0,0044	0,758	1,229	0,7487	0,363	0,0395	0,1188
0,3728	0,008	0,6886	0,913	0,768	0,322	0,0726	0,1083
0,4004	0,0124	0,6203	0,694	0,7777	0,283	0,1117	0,0989
0,4281	0,0173	0,5533	0,537	0,797	0,245	0,1564	0,0906
0,4557	0,0228	0,4876	0,423	0,8163	0,209	0,2048	0,0831
0,4833	0,0287	0,4233	0,338	0,8357	0,175	0,2587	0,0764
0,5109	0,035	0,3607	0,273	0,855	0,143	0,3161	0,0703
0,5385	0,0418	0,2997	0,224	0,8743	0,114	0,3769	0,0649
0,5661	0,049	0,2409	0,185	0,8937	0,0866	0,4421	0,06
0,5937	0,0565	0,1843	0,154	0,913	0,062	0,5096	0,0555
0,6213	0,0644	0,1305	0,13	0,9227	0,0402	0,5805	0,0515
0,6489	0,0726	0,0802	0,11	0,942	0,0219	0,6547	0,0478
0,6766	0,0812	0,0359	0,094	0,9613	0,0077	0,7313	0,0444
0,7042	0,09	0	0,081	0,9807	0	0,8111	0,0414
1	0,3	0	0,022	1	0	0,9	0,0384

3.2.3 Modelo do reservatório

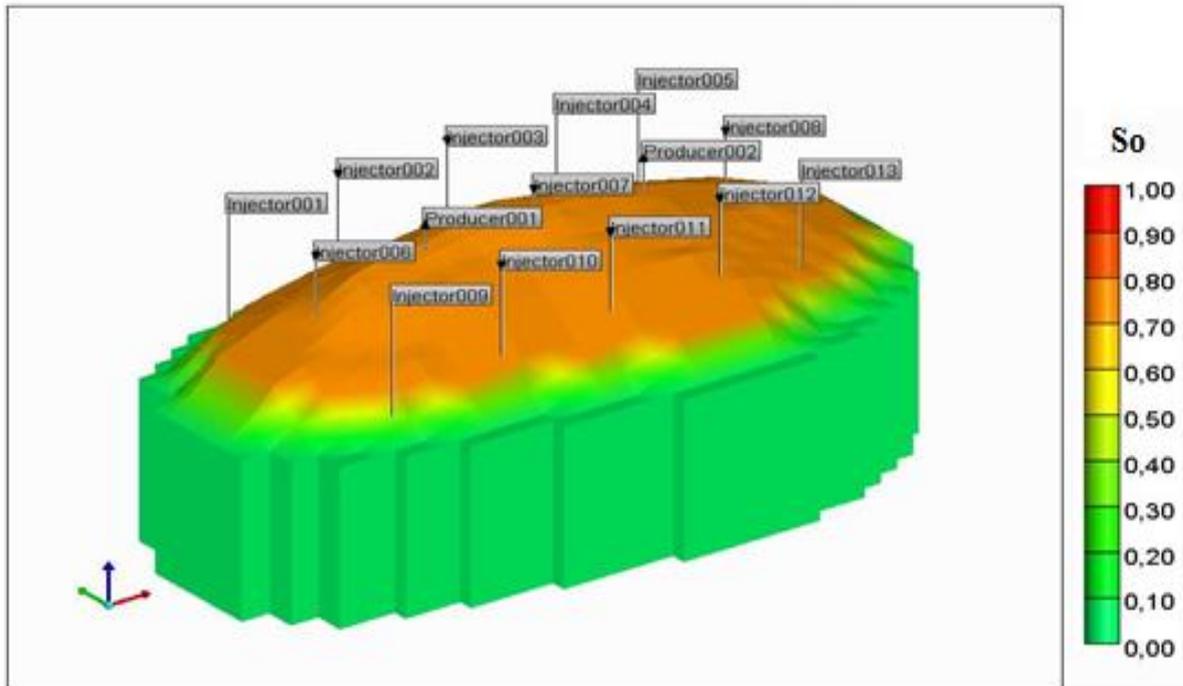
O modelo do reservatório estudado é homogêneo, e a seguir, na Tabela 3.6, podem ser observados os principais dados para sua caracterização e construção.

Tabela 3.6: Principais características do reservatório

Área do reservatório	835 x 450 m ²
Profundidade do topo do reservatório	200 m
Profundidade da base do reservatório	237 m
Pressão média inicial	287 psi
Temperatura média inicial	100 °F
Capacidade calorífica volumétrica do reservatório	35 Btu/(ft ³ °F)
Condutividade térmica da rocha	78,74 Btu/(m*dia*°F)
Condutividade térmica do óleo	5,91 Btu/(m*dia*°F)
Condutividade térmica do gás	1,97 Btu/(m*dia*°F)
Condutividade térmica da água	28,54 Btu/(m*dia*°F)
Contato óleo – água	228 m
Porosidade média inicial @ 287 psi	30%
Compressibilidade da formação @ 287 psi	15x10 ⁻⁷ 1/psi
Permeabilidade horizontal	1200 mD
Permeabilidade vertical	120 mD
Saturação de óleo média inicial	21,5%
Volume de petróleo in place	7.0768x10 ⁵ m ³
Número de blocos nas direções i, j, k, respectivamente.	25x25x16
Tamanho dos blocos nas direções i, j, k, respectivamente.	33,4m; 18m; 15 blocos de 2m e 1 bloco de 7 m

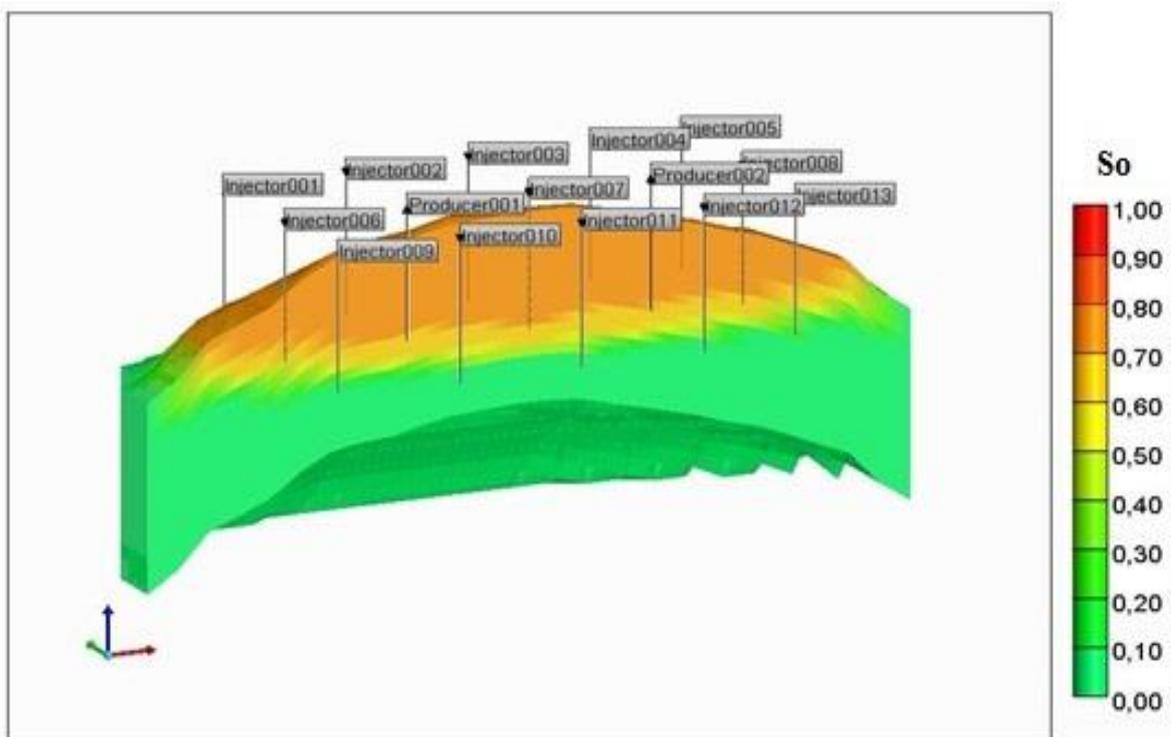
As Figuras 3.1 e 3.2 mostram, respectivamente, uma vista areal do modelo das curvas de nível do reservatório entregue pelo orientador para realizar o estudo, e uma vista areal do modelo das curvas de nível do reservatório geradas pelo simulador. As medidas apresentadas nelas, para cada camada, se referem à distância vertical entre a superfície e o topo da camada.

Figura 3.3: Vista 3D do reservatório mostrando a disposição dos poços



Os poços 1, 4, 5, 9 e 13, por estarem nas extremidades do reservatório, serão analisados mais a frente com base em suas influências na produção acumulada total ao final do projeto.

Figura 3.4: Vista 3D de um corte longitudinal do reservatório



3.3 Condições Operacionais

As principais condições operacionais adotadas para realização do estudo podem ser observadas na Tabela 3.7 a seguir. Devido ao formato do reservatório, os poços não foram distribuídos de maneira simétrica. Sendo assim, a distribuição foi feita de modo a seguir uma configuração parecida com a da malha do tipo *nine-spot* e tentando atingir a maior área possível da zona de óleo.

Tabela 3.7: Principais condições operacionais

Temperatura do vapor	260, 288 e 316 °C ou 500, 550 e 600 °F
Qualidade do vapor	60 %
Distância horizontal entre poços produtores	~ 270 m
Distância média entre poços injetores	~ 130 m
Pressão mínima em cada poço produtor	25 psi ou 172 kPa
Pressão máxima em cada poço injetor	1044 psi ou 7198 kPa
Produção máxima de líquidos (STL)	2000* m ³ STD/d
Vazão de injeção	100, 200 e 300 m ³ STD/d ou t/d
Tempo de projeto	10 anos

*Utilizou-se, inicialmente, uma STL de 800 m³ STD/d, porém viu-se que, devido a essa restrição, o programa não estava funcionando corretamente quando se aumentou a vazão de injeção de vapor para 200 e 300 m³ STD/d. Então se decidiu alterar o valor da produção máxima de líquidos para 2000 m³ STD/d.

3.4 Metodologia

O estudo sobre o método de injeção contínua de vapor obedeceu aos passos a seguir:

- 1) Revisão bibliográfica;
- 2) Modelagem do fluido;
- 3) Escolha de três petróleos sintéticos;
- 4) Modelagem do reservatório;
- 5) Implementação do esquema de alocação de poços para o reservatório em análise;
- 6) Estudo do modelo base usando a injeção contínua de vapor;
- 7) Elaboração dos casos de estudo;
 - a. Ver Tabela 3.8;
- 8) Resultados;

- 9) Análise e discussão dos resultados;
 10) Elaboração e defesa do TCC.

Tabela 3.8: Casos de estudo

	Casos de Estudo	Vazão Inj. (m³ STD/d ou t/d) e Temperatura Inj. (°F)
Oleo 1 Oleo 2 Oleo 3	Caso 1	100 e 500
	Caso 2	100 e 550
	Caso 3	100 e 600
	Caso 4	200 e 500
	Caso 5	200 e 550
	Caso 6	200 e 600
	Caso 7	300 e 500
	Caso 8	300 e 550
	Caso 9	300 e 600

Capítulo IV

Resultados e Discussões

4 Resultados e Discussões

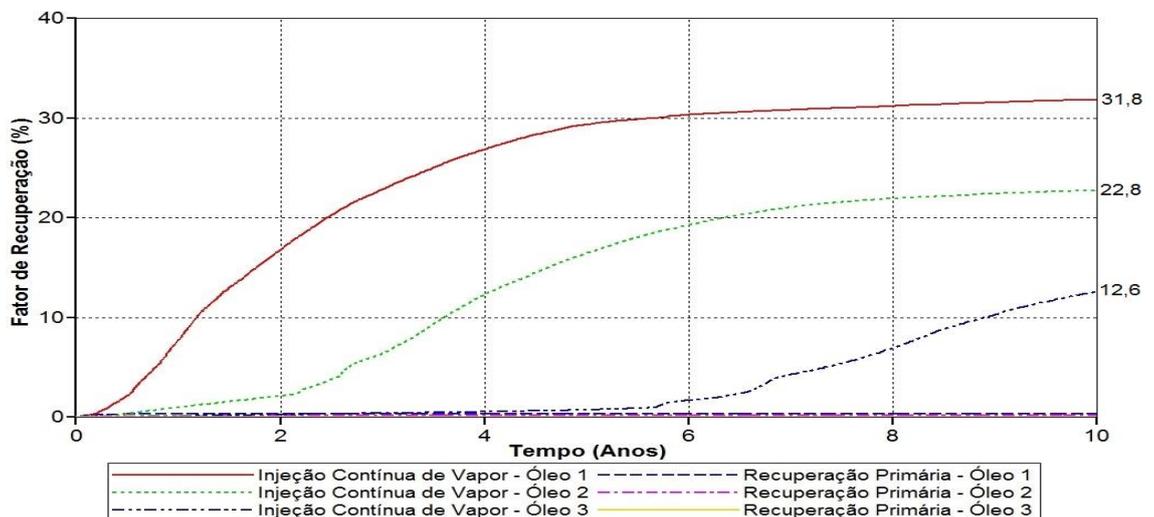
Neste capítulo 4 apresentam-se os principais resultados obtidos acerca desse trabalho e algumas explicações sobre os fenômenos que regem o comportamento do reservatório. Analisou-se, para três tipos de petróleo (Óleo 1 = 160 cP, Óleo 2 = 802 cP e Óleo 3 = 8092 cP), a influência de alguns poços na malha no reservatório; o fator de recuperação e as quantidades de óleo e água produzidos através da recuperação primária e pelo processo de injeção contínua de vapor; diferentes vazões e temperaturas de injeção de vapor; temperatura média e entalpia do reservatório.

Utilizaram-se vazões de injeção de vapor iguais a 100, 200 e 300 m³/d, com uma qualidade do vapor de 60%. Para cada vazão, foram utilizadas três diferentes temperaturas de vapor saturado (500°F, 550°F e 600°F). As simulações foram realizadas para um período de 10 anos.

4.1 Comparativo entre a recuperação primária e a injeção contínua de vapor

A implementação de qualquer método depende, principalmente, da sua resposta no reservatório quando comparado com a recuperação primária. A Figura 4.1 mostra gráficos do fator de recuperação no tempo, para os três petróleos em estudo, comparando a recuperação primária com o método de injeção contínua de vapor. Para esta análise, as simulações foram realizadas utilizando o caso 4 ($Q_{inj} = 200 \text{ m}^3 \text{ STD/d}$ e $T_{inj} = 500 \text{ °F}$).

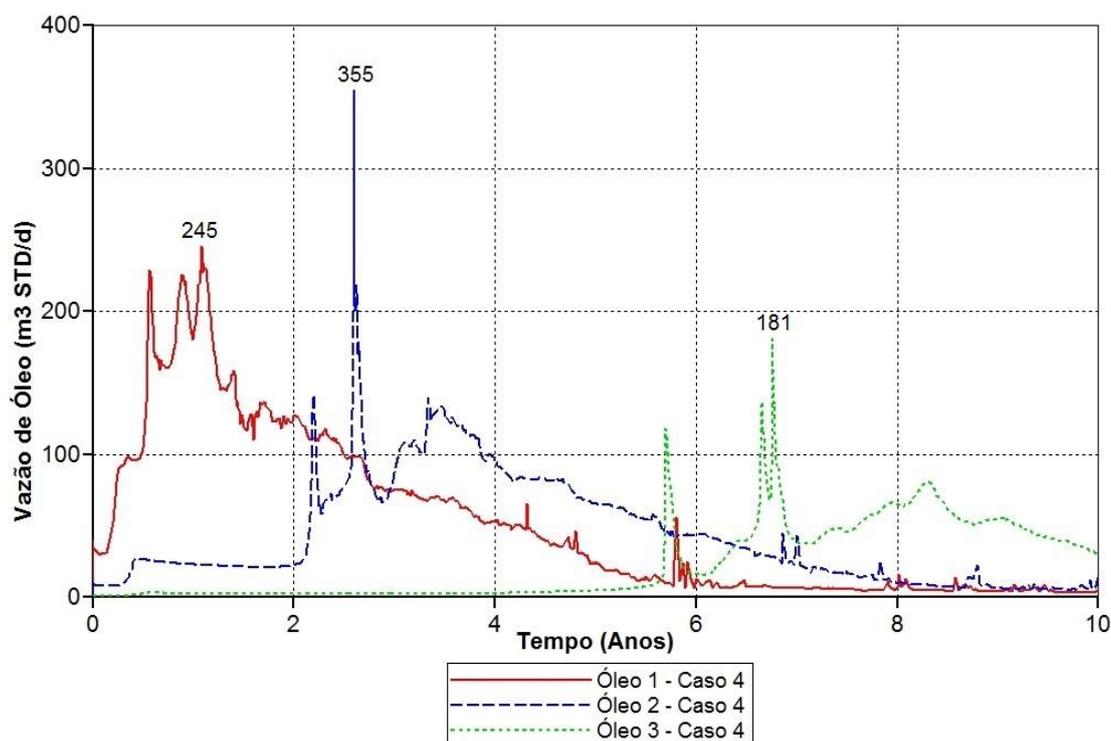
Figura 4.1: Gráficos do fator de recuperação vs tempo na recuperação primária e na injeção contínua de vapor



Observa-se que o fator de recuperação obtido na recuperação primária é muito baixo, para os casos estudados, pois quando os poços produtores são abertos, a pressão do reservatório, responsável por expulsar o óleo, declina rapidamente, além da baixa mobilidade do petróleo. Contudo, quando o método de injeção contínua de vapor é utilizado, desde o início da produção no campo, percebe-se um grande aumento na recuperação de óleo, pois o vapor atua reduzindo sua viscosidade e aumentando sua mobilidade, além de empurrá-lo aos poços produtores.

A Figura 4.2 relata um comparativo da vazão de petróleo no tempo, para os três óleos em análise. Observa-se que o sistema com o óleo 1, mais leve, se produz com altas vazões desde o início do projeto (pelo período de 1 ano e meio, aproximadamente), contudo, depois desse período, a vazão de petróleo começa a declinar rapidamente devido a depleção do reservatório e das forças capilares e interfaciais. Para os óleos 2 e 3, mais pesados, a resposta do reservatório ao método térmico demora um determinado tempo relacionado ao aquecimento dos mesmos (redução da viscosidade e aumento da mobilidade), até um determinado ponto em que sejam capazes de fluir até os poços produtores. Para o óleo 2, esse tempo foi de, aproximadamente, dois anos e dois meses, e, para o óleo 3, de 5 anos e 8 meses. Os picos nas curvas azul e verde são resultados do banco de óleo aquecido que chega aos poços produtores.

Figura 4.2: Gráfico comparativo da vazão de petróleo no tempo utilizando a injeção contínua de vapor para os óleos 1, 2 e 3.

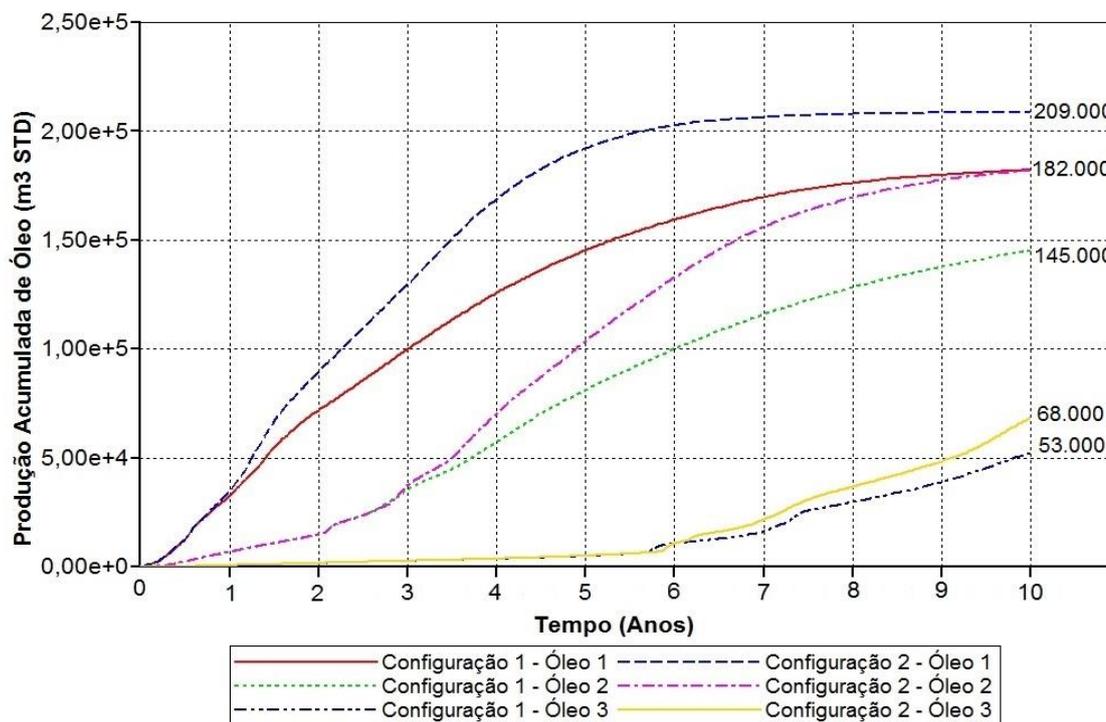


4.2 Análise dos poços na malha

Realizou-se uma análise dos poços na malha no reservatório, através da produção acumulada de óleo, porque foi observado que alguns poços injetores não estavam influenciando significativamente na quantidade de petróleo produzido. Foi utilizado, para esta análise, o caso 1 ($Q_{inj} = 100 \text{ m}^3/\text{d}$ e $T_{inj} = 500 \text{ }^\circ\text{F}$) para os três tipos de petróleos (Óleo 1 = 160 cP, Óleo 2 = 802 cP e Óleo 3 = 8092 cP).

A Figura 4.3 mostra gráficos comparando a produção acumulada de óleo no tempo, para duas configurações de poços na malha. Observa-se que ocorre apenas um pequeno aumento na produção acumulada de óleo quando se compara os resultados dos gráficos utilizando a configuração 1 (poços 1, 4, 5, 9 e 13 fechados) e a configuração 2 (com os poços 1, 4, 5, 9 e 13 abertos). Isso se deve ao fato de que os poços 1, 4, 5, 9 e 13 apresentam poucos canhoneios dentro do reservatório, injetando, assim, pouco vapor.

Figura 4.3: Gráficos comparativo da produção acumulada de óleo no tempo para análise dos poços na malha



A Tabela 4.1 apresenta uma comparação das quantidades de petróleo produzido ao final de 10 anos, para duas configurações de poços. Para o óleo 1, o N_p ao final de 10 anos nas configurações 1 e 2 é de, respectivamente, 182.000 m^3 STD e 209.000 m^3 STD; para o óleo 2: 145.000 m^3 STD e 182.000 m^3 STD; e para o óleo 3: 53.000 m^3 STD e 68.000 m^3 STD. Apenas

para efeito visual deixou-se os poços 1, 4, 5, 9 e 13, contudo eles não possuem função no programa pois estão fechados.

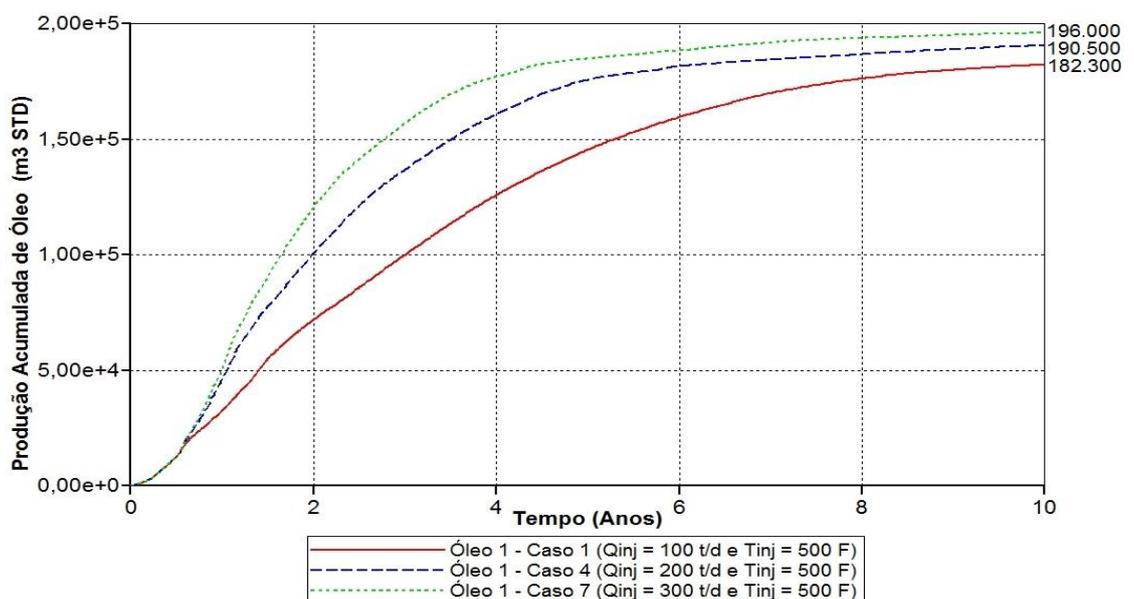
Tabela 4.1: Produção acumulada de petróleo para análise dos poços na malha

	Configuração 1 (Np) m ³ STD (10 anos)	Configuração 2 (Np) m ³ STD (10 anos)	Diferença (Np) m ³ STD (10 anos)
Óleo 1	182.000	209.000	27.000
Óleo 2	145.000	182.000	37.000
Óleo 3	53.000	68.000	15.000
Total	380.000	459.000	79.000

4.3 Análise da vazão de injeção

A vazão de injeção de vapor é um parâmetro muito importante a ser investigado para o método em estudo, porque ela afeta diretamente a quantidade de calor transferido ao reservatório e, conseqüentemente, o fator de recuperação. Foi utilizada, inicialmente, uma vazão de 100 m³/d, sendo essa incrementada a uma taxa constante de 100 m³/d até atingir a vazão máxima de 300 m³/d. Para esta análise, a temperatura do vapor injetado foi mantida no valor constante de 500°F. As Figuras 4.4 e 4.5 mostram, respectivamente, os gráficos comparando a produção acumulada de óleo no tempo, com diferentes vazões de injeção, para o óleo 1 e para o óleo 3.

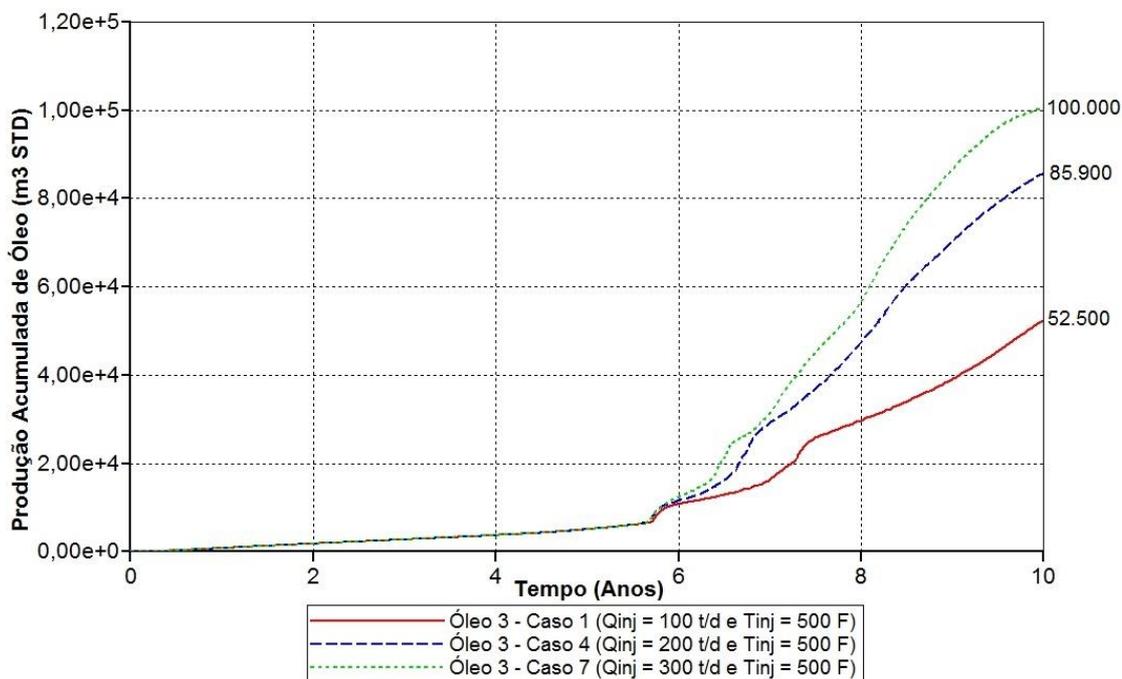
Figura 4.4: Gráficos da produção acumulada de petróleo no tempo com diferentes vazões de injeção para o óleo 1



Observa-se que o aumento na vazão de injeção provoca um ligeiro incremento na produção acumulada de óleo ao final de 10 anos, para o óleo 1 (160 cP). Esse comportamento pode ser explicado pelo fato de que à medida que se injeta mais vapor, esse se expande numa câmara maior, transferindo mais calor e massa ao reservatório e, conseqüentemente, reduzindo a viscosidade de um volume maior de óleo. Para o óleo 2 (802 cP) foi realizado o mesmo comparativo da produção acumulada de óleo no tempo, com diferentes vazões de injeção, e constatou-se o mesmo comportamento obtido para o óleo 1.

Verifica-se, na Figura 4.5, que, do início da aplicação do método térmico até, aproximadamente, o final do quinto ano, não se observa um incremento significativo na produção acumulada do óleo 3 (8092 cP). Isso ocorre devido sua a baixa mobilidade relacionada à alta viscosidade e ao fato de que o reservatório não foi aquecido suficientemente para que um volume considerável de óleo seja deslocado até os poços produtores. Contudo, após esse determinado período de aquecimento efetivo do óleo (quase 6 anos), nota-se uma ascensão em suas curvas de produção acumulada.

Figura 4.5: Gráficos da produção acumulada de óleo no tempo com diferentes vazões de injeção para o óleo 3



Nesse caso, pelo fato de o petróleo ser muito pesado, ele é mais sensível ao incremento em sua temperatura. Assim, o aumento da vazão de injeção de vapor gera uma influência mais expressiva na quantidade de óleo recuperada devido a uma maior quantidade de calor injetada no reservatório.

Todavia, deve se considerar que existe um limite para o aumento da vazão de injeção de vapor, no qual ainda se observa um aumento na produção de óleo, pois devido a alta mobilidade do vapor e a sua baixa densidade, varre-se principalmente a zona superior da formação. Além disso, ao passo que mais petróleo é produzido, cria-se os chamados *fingering* dentro do reservatório, os quais são caminhos preferenciais por onde o vapor passa até chegar aos poços produtores. Depois que se ultrapassa esse limite, um aumento na vazão de injeção pode não gerar um aumento significativo na produção acumulada de óleo.

Nesse caso, a produção máxima de óleo não pode ser considerada um parâmetro isolado para otimizar a vazão de injeção de vapor. As Tabelas 4.2 e 4.3 mostram um comparativo da produção acumulada de óleo (N_p), da produção acumulada de água produzida (W_p) e do fator de recuperação (Fr), quando utiliza-se a recuperação primária e a injeção contínua de vapor para os óleos 1, 2 e 3, respectivamente.

Tabela 4.2: Comparação do N_p , W_p e Fr para a recuperação primária e injeção de vapor para o óleo 1

Método	Produção Acumulada de Óleo – N_p (m^3 STD) 10 Anos	Produção Acumulada de Água – W_p (m^3 STD) 10 Anos	Fator de Recuperação – Final FR (%)
Recuperação Primária	2.188,01	1.638,36	0,37
Injeção de Vapor (t/d) $Q_{inj} = 100$	182.300,00	3.004.090,00	30,46
$Q_{inj} = 200$	190.500,00	5.917.440,00	31,84
$Q_{inj} = 300$	196.000,00	8.705.100,00	32,73

Tabela 4.3: Comparação do N_p , W_p e Fr para a recuperação primária e injeção de vapor para o óleo 3

Método	Produção Acumulada de Óleo – N_p (m^3 STD) 10 anos	Produção Acumulada de Água – W_p (m^3 STD) 10 anos	Fator de Recuperação – Final FR (%)
Recuperação Primária	139,80	3.318,4	0,02
Injeção de Vapor (t/d) $Q_{inj} = 100$	52.500,00	2.000.000,00	7,71
$Q_{inj} = 200$	85.900,00	3.276.710,00	12,59
$Q_{inj} = 300$	100.000,00	4.411.460,00	14,76

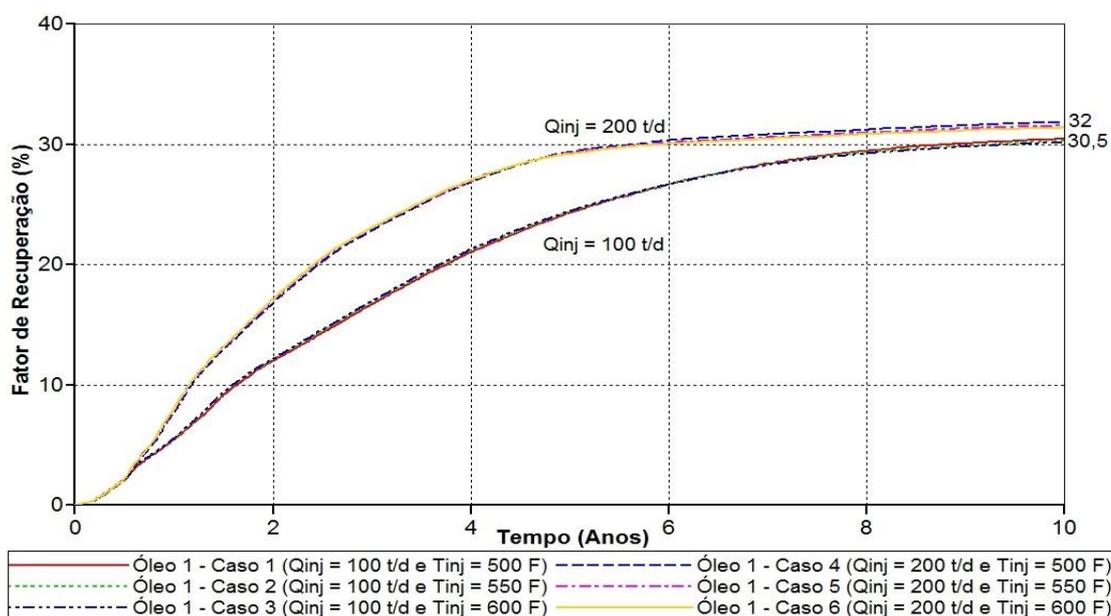
Constata-se que quanto maior a vazão de injeção de vapor, maior será a produção acumulada de água produzida (W_p) para todos os casos. Um motivo que pode explicar esse fato, é que o vapor injetado torna-se água quente ao condensar no contato com o petróleo frio e, posteriormente, é produzido junto com o óleo nos poços produtores. Outra justificativa, para uma maior produção de água, é devido ao rompimento (*breakthrough*) de vapor, ou seja, quando o vapor injetado chega aos poços produtores.

Deve-se ter em mente que aumentar a demanda de vapor implica em custos adicionais relativos a geração e injeção de vapor, além das despesas que o aumento na produção de água pode gerar que vai desde o dimensionamento de tubulações, estação de tratamento e o seu destino final (descarte ou reuso). Por isso, é de fundamental importância um estudo de viabilidade técnico-econômica para avaliar se o ganho em petróleo é rentável, em comparação aos custos quanto à geração de vapor, tratamento da água produzida, além de uma análise ambiental.

4.4 Análise térmica do sistema

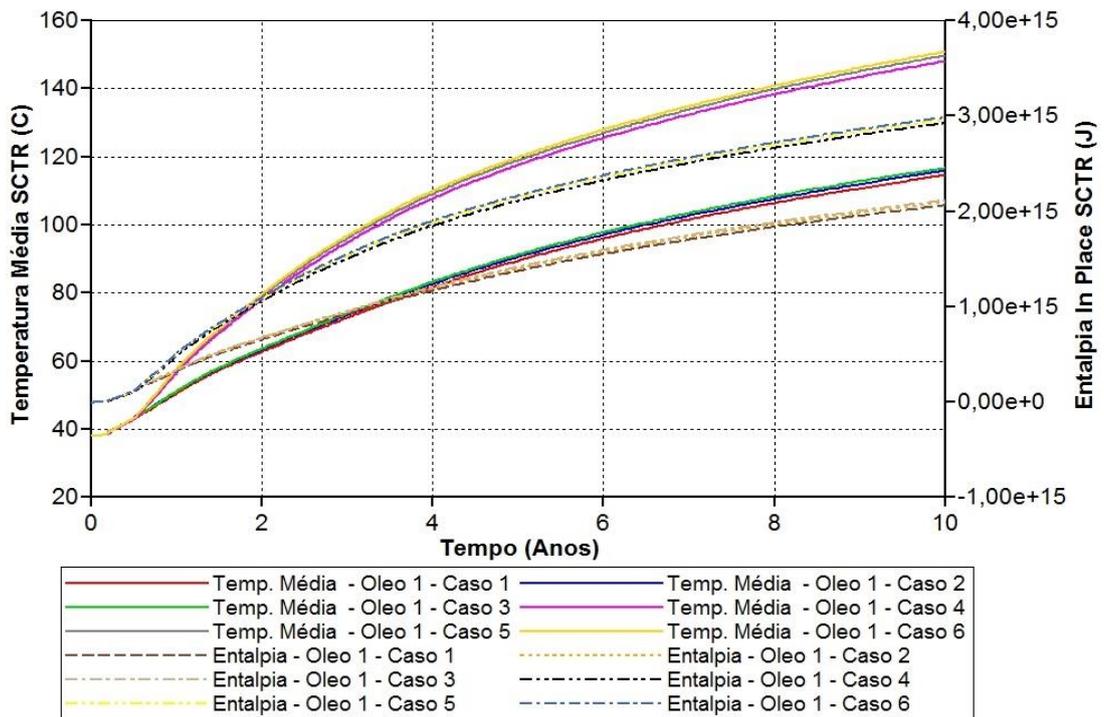
A Figura 4.6 mostra um comparativo do fator de recuperação no tempo para o óleo 1 (160 cP) utilizando-se duas vazões de injeção de vapor (100 e 200 t/d) e, para cada vazão, três temperaturas diferentes (500, 550 e 600 °F). Pode ser observado que o aumento na temperatura de injeção não gerou nenhum aumento no fator de recuperação, independente da vazão utilizada.

Figura 4.6: Fator de recuperação vs tempo do óleo 1 para análise da temperatura de injeção de vapor



Esse resultado pode ser explicado com o auxílio da Figura 4.7, a qual mostra gráficos comparativos de entalpia *in place* e temperatura média do reservatório no tempo para o óleo 1. Percebe-se que, para uma mesma vazão, apesar de injetar a diferentes temperaturas, a quantidade de calor (entalpia) injetada dentro do sistema é praticamente a mesma. Isso pode ser devido que a massa injetada é a mesma, tendo pouca influência, essa temperatura, por condutividade.

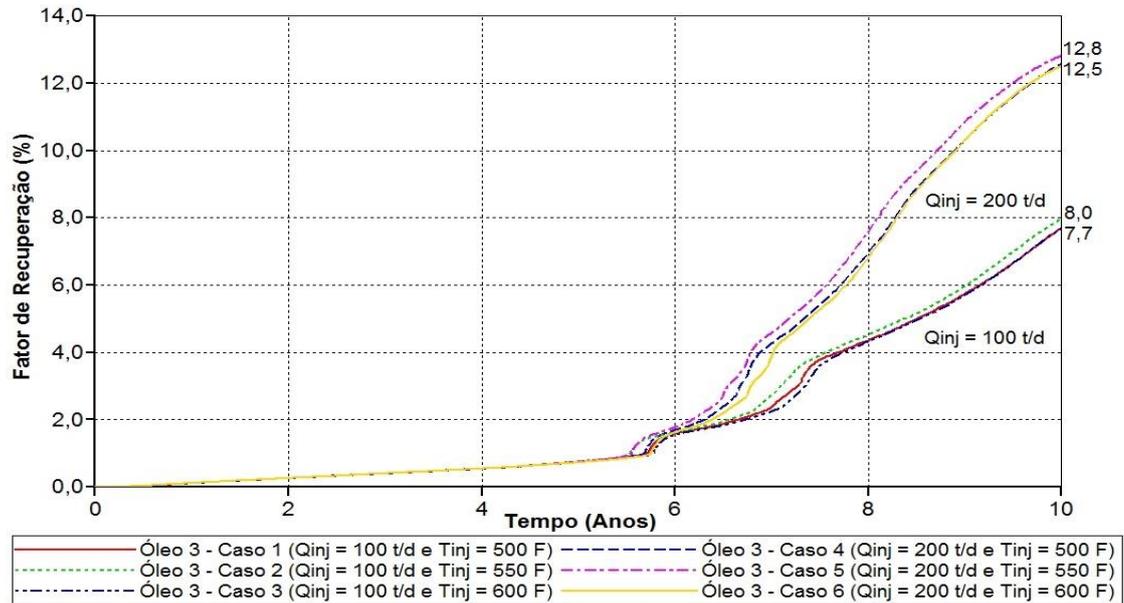
Figura 4.7: Gráficos de entalpia *in place* e temperatura média do reservatório vs tempo para o óleo 1



A mesma análise, comparando diferentes temperaturas de injeção, foi realizada para o óleo 2 (802 cP), a qual mostrou o mesmo comportamento do óleo 1, porém com o fator de recuperação menor.

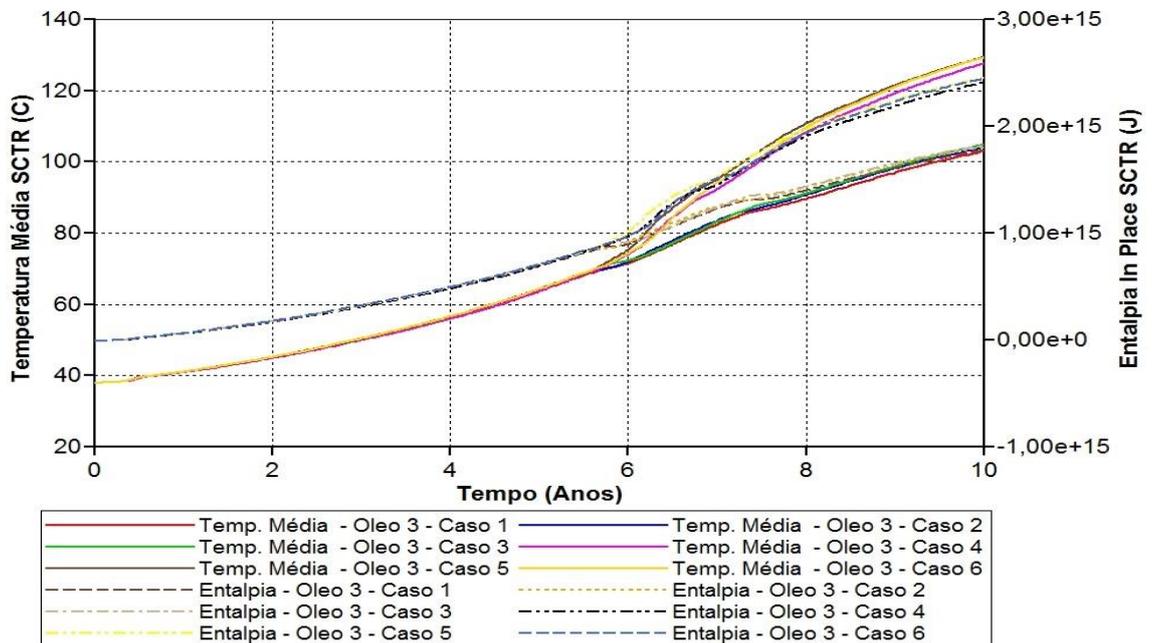
Já para o óleo 3 (8092 cP), pelo fato de ser mais pesado, ou seja, mais sensível a mudança de temperatura em comparação a um óleo mais leve, se encontrou um pequeno incremento no fator de recuperação quando aumenta-se a temperatura de injeção. Isso pode ser observado na Figura 4.8 que mostra o comparativo do fator de recuperação no tempo, utilizando-se diferentes temperaturas e vazões de injeção de vapor.

Figura 4.8: Fator de recuperação vs tempo do óleo 3 para análise da temperatura de injeção de vapor



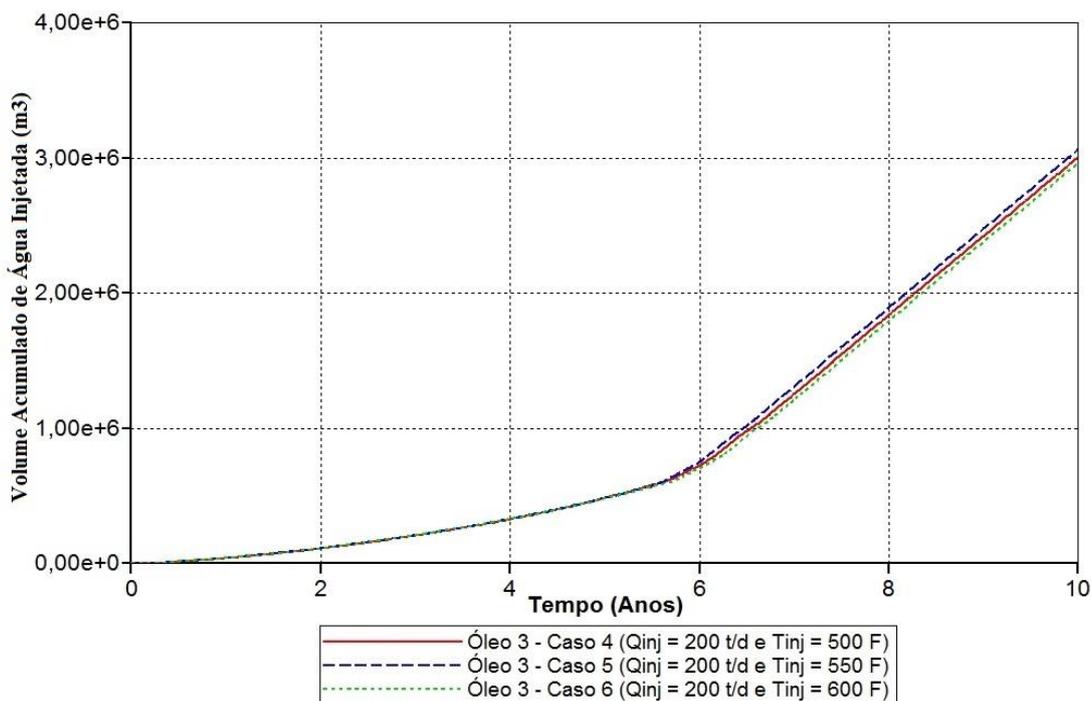
Obteve-se um maior fator de recuperação quando se utilizou a temperatura intermediária de 550 °F, pois conseguiu-se injetar, no reservatório, uma maior quantidade de vapor, conseqüentemente, maior será a quantidade de calor latente dentro do sistema. Nota-se, também, que ela proporcionou uma maior temperatura média no reservatório, como pode ser observada na Figura 4.9 que mostra gráficos comparativos de entalpia *in place* e temperatura média do reservatório no tempo para o óleo 3.

Figura 4.9: Gráficos de entalpia *in place* e temperatura média do reservatório vs tempo para o óleo 3



Os outros dois casos, com temperaturas de 500 °F e 600 °F, não resultaram em um melhor fator de recuperação, em comparação ao caso intermediário (550 °F), em virtude de sua baixa injetividade no sistema, resultado da própria característica do reservatório. Esse fato pode ser comprovado observando-se a Figura 4.10, a qual mostra um comparativo do volume acumulado de água injetada vs tempo para o óleo 3.

Figura 4.10: Volume acumulado de água injetada vs tempo para o óleo 3



4.4.1 Gráficos 3D de temperatura e viscosidade

As Figuras 4.11 e 4.12 mostram gráficos 3D da evolução da temperatura do reservatório no tempo, para os óleos 1 (160 cP) e 3 (8092 cP), respectivamente. Elas foram utilizadas para se ter uma melhor ideia visual de como o método funciona aquecendo o reservatório ao longo dos anos. Observa-se que, para o petróleo mais leve, já no terceiro ano de projeto, ocorre um rápido aquecimento de uma vasta área do reservatório devido a sua baixa viscosidade (maior mobilidade). Ao passo em que se prossegue com o método, verifica-se que a área aquecida continua a se expandir como pode ser visto no sexto e no décimo ano.

Já para óleo 3, percebe-se que o aquecimento do reservatório é bem mais lento, pois o óleo necessita de uma quantidade de calor bem maior para aumentar sua mobilidade e, então, permitir uma maior dispersão do vapor dentro do reservatório. Verifica-se, no terceiro ano, que apenas a área em torno de alguns poços injetores está aquecida. Somente a partir do sexto ano

é que se pode constatar o aquecimento da região em volta de um poço produtor. Depois desse ano, o aquecimento do reservatório é mais acelerado, pois um volume considerável de petróleo já foi aquecido. No ano final de projeto, nota-se uma temperatura mais elevada em uma enorme área do reservatório.

Figura 4.11: Gráficos 3D da evolução da temperatura do reservatório no tempo para o óleo 1 - caso 1 - Q_{inj} 100 t/d e $T_{inj} = 500\text{ }^{\circ}\text{F}$

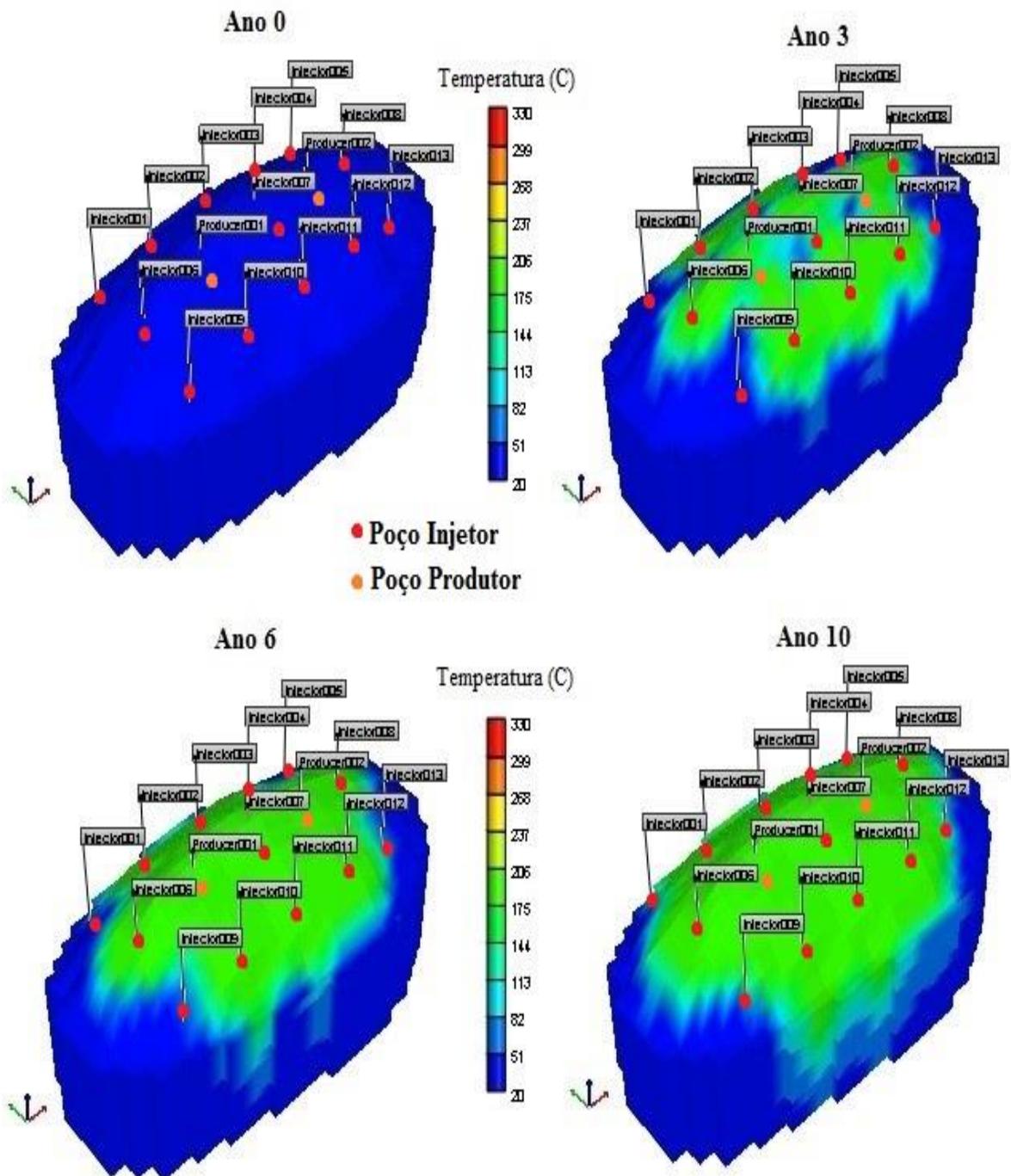
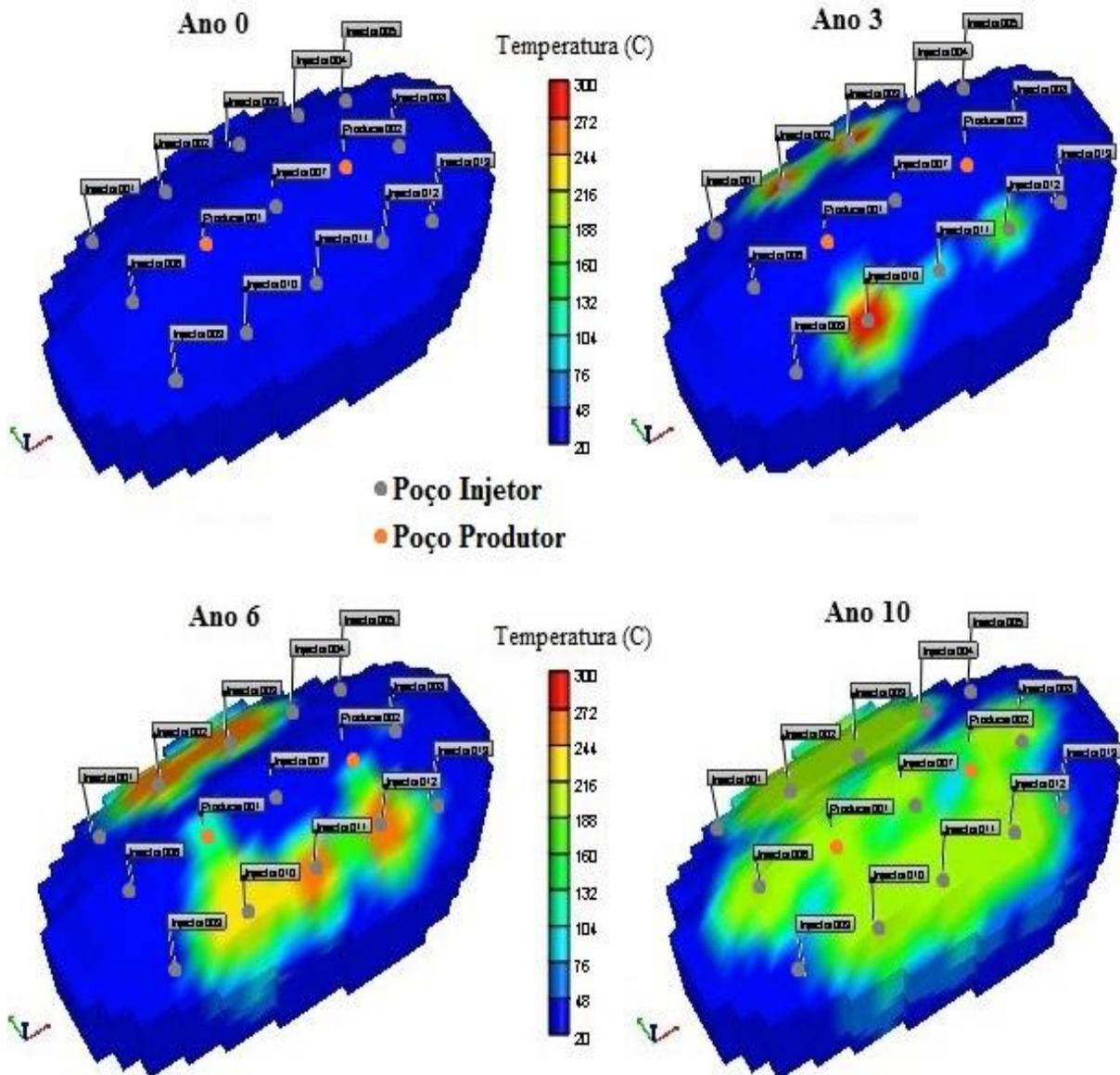


Figura 4.12: Gráficos 3D da evolução da temperatura do reservatório no tempo para o óleo 3 - caso 1 - $Q_{inj} = 100 \text{ t/d}$ e $T_{inj} = 500 \text{ }^\circ\text{F}$



As Figuras 4.13 e 4.14 mostram, respectivamente, gráficos 3D da redução da viscosidade, dos óleos 1 e 3, em função do tempo. Não foi possível utilizar, nessas figuras, a mesma escala de viscosidade, pois seus valores para o óleo 1 (160 cP) e para o óleo 3 (8092 cP) são muito discrepantes. Elas comprovam que a velocidade em que o óleo leve reduz sua viscosidade, ao se utilizar o método térmico, é muito maior devido a sua necessidade energética ser menor, em comparação ao óleo mais pesado.

Para os casos de maior vazão de injeção de vapor, houve apenas o aquecimento um pouco mais rápido do reservatório e, conseqüentemente, uma redução, também mais rápida, na viscosidade do óleo.

Figura 4.13: Gráficos 3D da redução da viscosidade do óleo 1 em função do tempo para caso 1 - Q_{inj} 100 t/d e T_{inj} = 500 °F

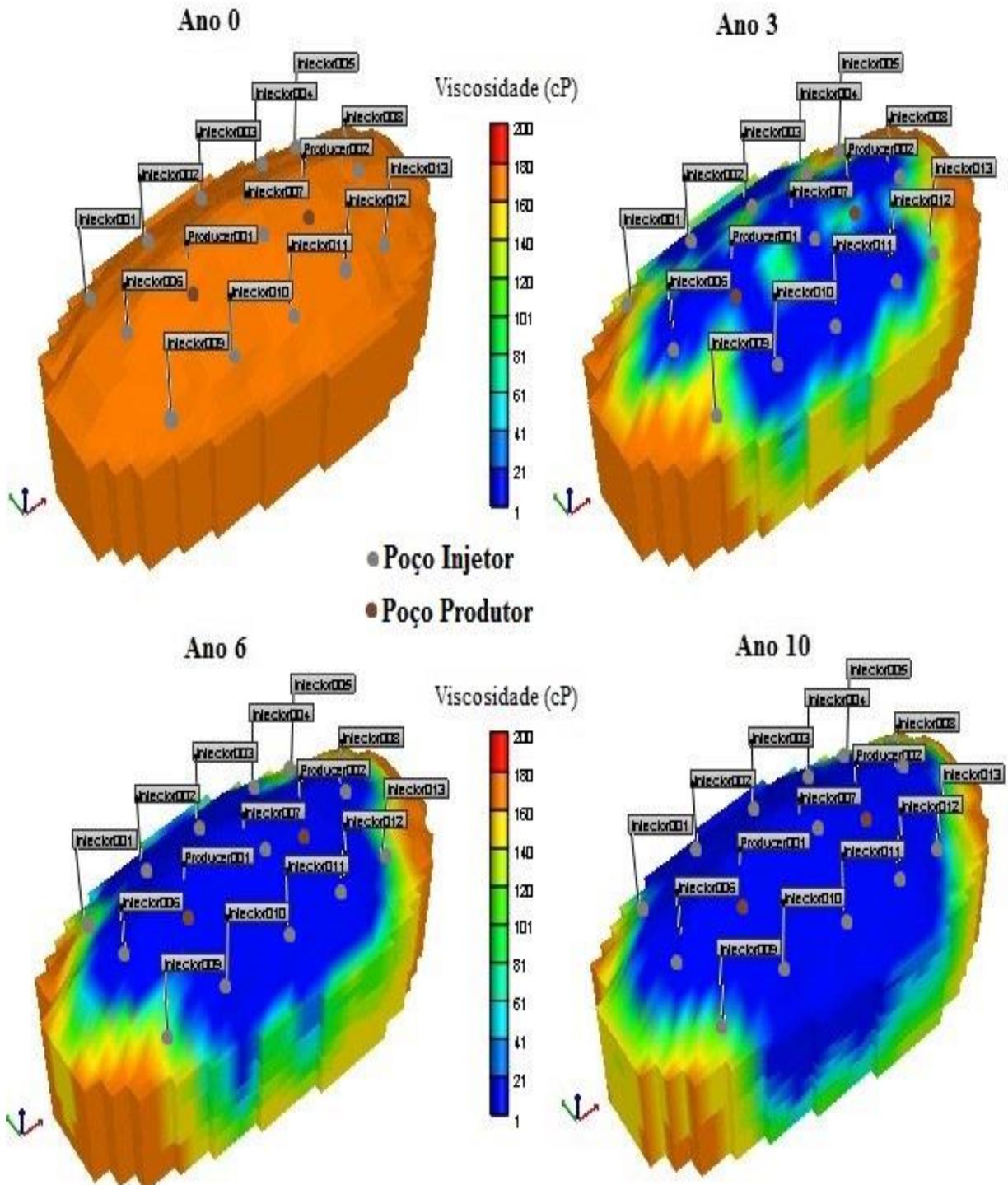
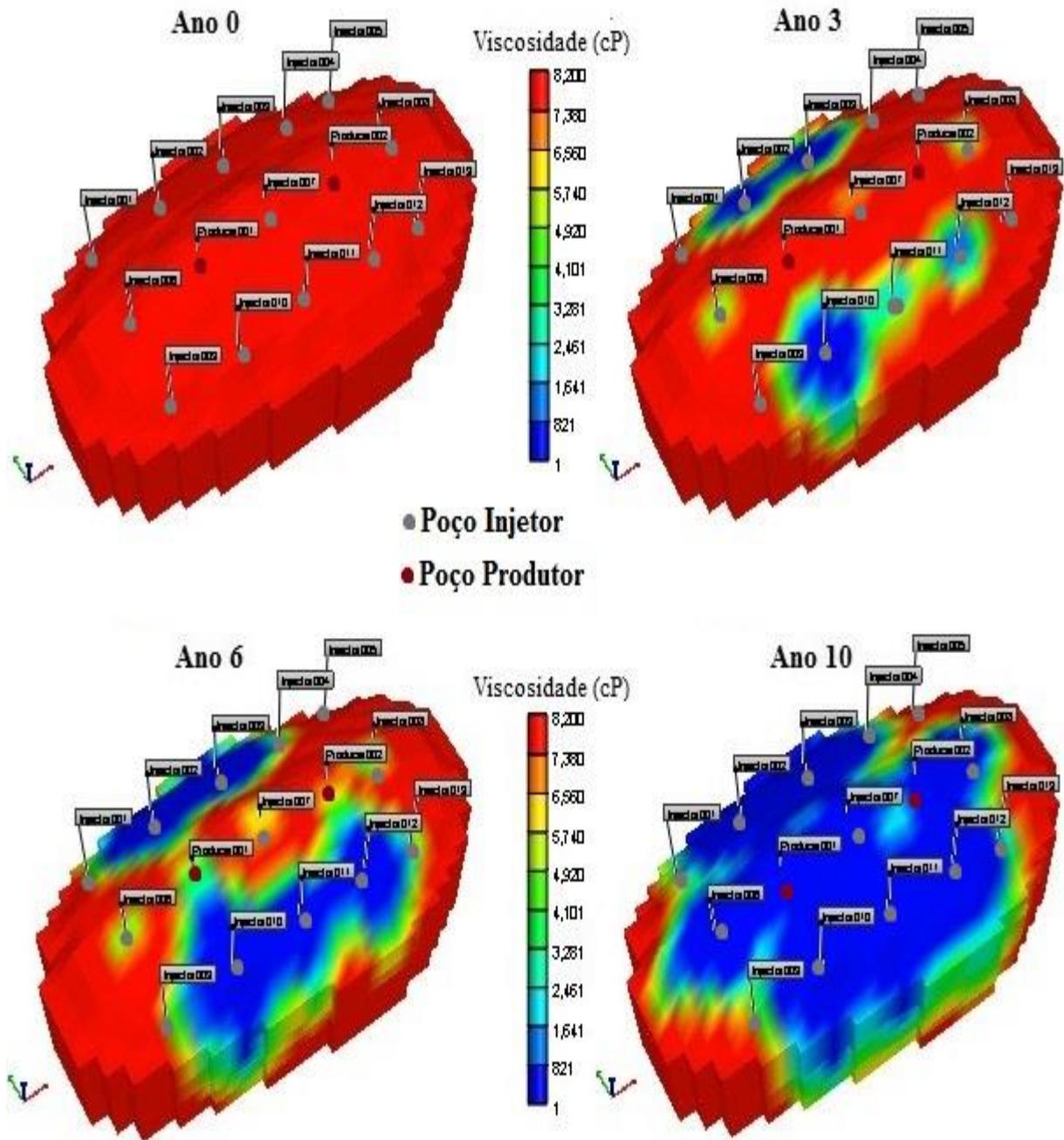


Figura 4.14: Gráficos 3D da redução da viscosidade do óleo 3 em função do tempo para caso 1 - Q_{inj} 100 t/d e T_{inj} = 500 °F



Conclusões e Recomendações

5 Conclusões e Recomendações

Nesta seção são apresentadas as conclusões mais importantes encontradas no trabalho e algumas recomendações para trabalhos futuros.

5.1 Conclusões

Dos três tipos de petróleos analisados, dentro dos parâmetros estudados, obteve-se as seguintes conclusões:

- Em reservatórios de petróleo pesado, é fundamental a utilização de um método térmico para se aumentar a produtividade do reservatório;
- Com a utilização do método de Injeção Contínua de Vapor foi possível incrementar recuperação de petróleo em até, 32% para o óleo 1 (160 cP); 23% para óleo 2 (802 cP) e 13% para o óleo 3 (8092 cP), quando comparado com a recuperação primária;
- A resposta do reservatório ao método é mais rápida para óleos mais leves em comparação a óleos mais pesados;
- A disposição dos poços injetores afetou a produção acumulada de óleo. Das configurações estudadas, a configuração 2 (com os poços 1,4,5,9 e 13 abertos) apresentou uma maior produção acumulada, ao longo do tempo de projeto, em comparação à configuração 1 (com os poços 1,4,5,9 e 13 fechados). Contudo, a diferença entre os valores obtidos para as duas produções acumuladas foi pouco expressiva. Assim, decidiu-se manter a configuração 1 para a realização do trabalho no intuito de diminuir os custos de perfuração, instalação de equipamentos, manutenção, entre outros;
- Um aumento na vazão de injeção de vapor gerou um aumento na produção acumulada de óleo. Entretanto esse aumento ao final de 10 anos mostrou-se pouco significativo. Ainda assim, o aumento na vazão de injeção pode ser utilizado para antecipar a produção de óleo, mas também pode gerar uma depleção mais rápida do reservatório;
- Quanto maior for a vazão de injeção de vapor, maior será, também, a quantidade de água produzida;

- Um aumento na temperatura do vapor injetado não influencia no fator de recuperação para os óleos 1 e 2, tendo alguma alteração, portanto, somente para o sistema com o óleo 3.
- A temperatura de 550 °F foi a que gerou melhores resultados nos valores do fator de recuperação.

5.2 Recomendações

Foram obtidos alguns resultados interessantes a partir do estudo realizado, contudo, sempre existem novas idéias que surgem no decorrer do trabalho ou pensamentos que poderiam ter sido mais desenvolvidos ou aprofundados. Assim, a seguir é apresentada uma lista de recomendações para futuros trabalhos:

- Analisar como o reservatório reagiria utilizando-se outros métodos como, por exemplo, miscíveis, outros tipos de métodos térmicos, ou até variações, como injeção de vapor mais solvente;
- Analisar as perdas de calor na superfície e nas tubulações, ou seja, desde a geração do vapor até a injeção no reservatório;
- Verificar outras configurações de poços, vazões de injeção, temperatura e qualidade do vapor para se analisar um possível aumento fator de recuperação;
- Realizar um estudo de viabilidade técnico-econômica e ambiental para os casos simulados.

Referências Bibliográficas

6 Referências Bibliográficas

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

BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses. **Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

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

BRIGGS P. J.; FULLEYLOVE R. J.; WRIGHT M.S.; BARON R. P. **Development of Heavy Oil Reservoirs**. In: FIFTH SPE MIDDLE EAST OIL SHOW HELD IN MANAMA, Bahrain, 1987, March 7-10, *technical paper* SPE 15748.

BOTELHO, Kilça Tanaka. **Influência da Viscosidade no Contato Água-Óleo na Recuperação de Reservatórios**. 2004. 49f. Monografia (Graduação em Engenharia Química), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

CMG, *Computer Modelling Group Ltda. Guia para el usuario. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator – STARS*. Versão 2013.1, Calgary-Aberta-Canadá.

CURBELO, Fabiola Dias da Silva. **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, Edney Rafael V. P. **Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado**. 2008. 106f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia do Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

HONG, K. C., **Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery**Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1994.

MOORE, R. G., LAURESHEN, C. J., BELGRAVE, J. D. M., URSENBACH, M. G., MEHTA, S. A., **In Situ Combustion in Canadian Heavy Oil Reservoirs**, Fuel, v.74, n.8, p.1169-1175, 1995.

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

ROSA, Adalberto José 1953; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. p. 808.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe. **Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor**. 2008. 160f. 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.

RODRÍGUEZ, Edwin; et.al. **Numerical Simulation for Cyclic Steam Injection at Santa Clara Field**. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, V. 3, N° 4, 2008.

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