



Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN

Centro de Tecnologia (CT)

Curso de Engenharia de Petróleo

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Estudo da influência do aquífero em um reservatório
heterogêneo de óleo pesado**

Marcelo Penninck Junior

Matricula - 2013011159

Orientadora: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal/RN, Maio de 2014

**Estudo da influência do aquífero em um reservatório
heterogêneo de óleo pesado**

Marcelo Penninck Junior

Natal/RN, Maio de 2014

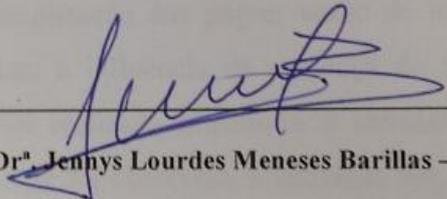
Estudo da influência do aquífero em um reservatório heterogêneo de óleo pesado

Projeto Final apresentado como avaliação do Trabalho de Conclusão de Curso – A fim de cumprir os requisitos para Graduação em Engenharia de Petróleo, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

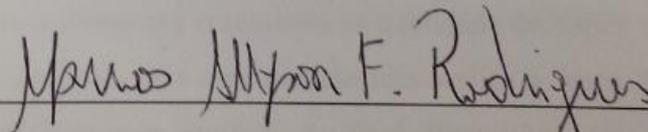
Aprovado em 29 de Maio de 2014.

Banca examinadora

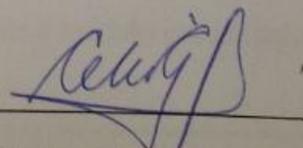
Orientador (a):


Prof. Dr. Jennys Lourdes Meneses Barillas – UFRN

Membro examinador:


Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues - UFRN

Membro examinador:


Prof. Msc. Célio Gurgel Amorim - UFRN

Penninck. Marcelo Junior – “Estudo da influência do aquífero em um reservatório heterogêneo de óleo pesado”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Resumo

No Brasil, a injeção de vapor é o método de recuperação especial mais utilizado para a recuperação de óleos pesados, principalmente no Nordeste. Para reservatórios de óleos pesados em geral, o enfoque tecnológico dado nas últimas décadas foi o de atuar na redução da viscosidade do óleo, mediante o uso de energia térmica. Neste trabalho foi analisado um reservatório heterogêneo, com características do nordeste brasileiro, de dimensão aproximada de 982 x 421 x 40 m³, com porosidade efetiva média de 23%, permeabilidade horizontal média de 2359 md, permeabilidade vertical média de 235.9md e pressão média de 268.9 psi, produzindo utilizando a injeção contínua de vapor, em malhas *nine-spot*. O trabalho teve como objetivo analisar a influência de alguns parâmetros operacionais, tais como a qualidade do vapor, completação dos poços, vazão de injeção e temperatura do vapor injetado e também analisar a influência da presença do aquífero no sistema, na produção de óleo. A análise foi realizada utilizando o simulador comercial da CMG (Computer Modelling Group), onde foi observada a interação entre as variáveis estudadas em reservatórios com características semelhantes aos encontrados no nordeste Brasileiro. No decorrer do estudo ficou evidente que o aumento na qualidade do vapor tem uma maior influência no modelo sem aquífero, pois esse modelo não realiza a troca de calor com a água fria, como ocorre no modelo com aquífero. Ao final, ficou nítido que o modelo com aquífero, apesar de ter uma manutenção de pressão e uma produção primária maior que o modelo sem aquífero, a escolha de um método térmico não fornece um desempenho tão bom para esse reservatório, pois muito calor é trocado com o aquífero fazendo com que seja perdido.

Palavras Chave: Injeção de vapor, completação, aquífero, simulador.

Penninck. Marcelo Junior – “Study of the aquifer influence in a heterogeneous reservoir of heavy oil”. Completion of course Labor, Department of Petroleum Engineering, Federal University of Rio Grande do Norte. Natal - RN, Brazil.

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

Abstract

In Brazil, the steam injection is the most used special recovery method for heavy oil, especially in the Northeast. To reservoir of heavy oils in general, the technological approach in recent decades was to reduce the viscosity of oil, by use of thermal energy. This work analyzed a heterogeneous reservoir with characteristics of the Brazilian northeast, the approximate size of 982 x 421 x 40 m³, with an average of 23 % effective porosity, average 2359 md horizontal permeability, vertical permeability 235.9md and medium pressure 268.9 psi, produced using the continuous steam injection in nine- spot meshes. The study aimed to analyze the influence of some operational parameters such as steam quality, completion of wells, flow injection and the injected steam temperature and also analyze the influence of the presence of the aquifer system in the production of oil. The analysis was performed using the commercial simulator CMG (Computer Modeling Group), where the interaction between variables in reservoirs with characteristics similar to those found in northeastern Brazil was observed. During the study it became evident that the increase in steam quality has a greater influence on the model without aquifer, because this model does not perform heat exchange with cold water, as in the aquifer model. Eventually, it became clear that the aquifer model , despite the higher pressure maintenance of the model then higher oil production then the model without aquifer in primary production , the choice of a thermal method does not provide a good performance for that vessel, as much heat is exchanged with the aquifer causing to be lost.

Key words: Steam Injection, completion, aquifer, simulator

Dedicatória

Dedico esse trabalho e todos outros feitos para minha mãe Regina que sempre esteve presente quando precisei, ao meu pai Marcelo por ter trabalhado tanto para meu bem estar e a minha irmã Pamela que até hoje levanta minha autoestima.

Agradecimentos

Em primeiro lugar a minha família que esteve sempre me ajudando.

Aos amigos Anthony Diniz, Walter Mousinho e Marcel Rocha que pagaram a disciplina de Simulação Numérica Avançada de Reservatórios e sempre estiveram presentes e disponíveis a ajudar e me ensinar em todas as etapas deste e outros projetos.

A professora Jennys Barillas que mesmo com todo trabalho que ela tem sempre encontrava um momento para ver o meu trabalho e me dar novas ideias sobre ele com muita paciência, calma e descontração.

Aos professores Tarcilio e Célio Gurgel que apesar de todos os problemas me conseguiram uma bolsa e me ajudaram em outros momentos oque facilitou muito a produção desse trabalho.

Ao PRH-ANP 43 pela bolsa de pesquisa que me ajudou muito no decorrer da minha formação e da realização desse trabalho.

Ao professor Marcos por ajudar na teoria e disponibilizar de seu tempo sempre que necessário.

Ao CMG por fornecer o programa e tornar possível a realização desse trabalho.

A todos muito obrigado!

ÍNDICE

1	Introdução Geral.....	2
2	Aspectos Teóricos.....	4
2.1	Simulação numérica de reservatórios	4
2.2	Métodos de recuperação avançada	4
2.3	Métodos térmicos	5
2.4	Injeção de Vapor.....	7
3	Modelagem do processo.....	12
3.1	Modelo físico.....	12
3.2	Criação do modelo de fluidos.....	14
3.3	Parâmetros operacionais analisados.....	16
4	Resultados e discussões	18
4.1	Análises da qualidade do vapor.....	18
4.1.1	Análise da produção acumulada de óleo e fator de recuperação.....	18
4.1.2	Análise da saturação do óleo.....	20
4.1.3	Análise da viscosidade do óleo.....	22
4.1.4	Análise da temperatura média do campo.....	25
4.1.5	Análise da energia do sistema.....	27
4.2	Análise das completações.....	33
4.2.1	Análise da produção acumulada de óleo.....	34
4.2.2	Análise da temperatura média do campo	37
4.2.3	Análise da saturação de óleo	40
4.2.4	Análise da produção de água e influxo do aquífero	42
5	Conclusão	45
6	Referências bibliográficas	47

Lista de figuras

<i>Figura 2-1: Gráfico da viscosidade (cP) versus Temperatura (°C).</i>	6
<i>Figura 3-1: Fluxograma dos programas utilizados.</i>	12
<i>Figura 3-2: Modelo do reservatório heterogêneo</i>	13
<i>Figura 3-3: Multicomponentes do fluido criado</i>	15
<i>Figura 3-4: Pseudo-componentes do fluido criado</i>	15
<i>Figura 3-5: Diagrama PxT de multicomponentes e pseudocomponentes</i>	16
<i>Figura 4-1: Óleo acumulado para diferentes qualidades com aquífero</i>	18
<i>Figura 4-2: Fator de recuperação para diferentes qualidades com aquífero</i>	19
<i>Figura 4-3: Óleo acumulado para diferentes qualidades sem aquífero</i>	19
<i>Figura 4-4: Fator de recuperação para diferentes qualidades sem aquífero</i>	20
<i>Figura 4-5: Saturação de óleo para qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 0</i>	21
<i>Figura 4-6: Saturação de óleo para qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 04</i>	21
<i>Figura 4-7: Saturação de óleo para qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 11</i>	21
<i>Figura 4-8: Saturação de óleo para qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 20</i>	22
<i>Figura 4-9: Viscosidade do óleo com aquífero para as qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 01.</i>	22
<i>Figura 4-10: Viscosidade do óleo com aquífero para as qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 02</i>	23
<i>Figura 4-11: Viscosidade do óleo com aquífero para as qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 06</i>	23
<i>Figura 4-12: Viscosidade do óleo sem aquífero para as qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 01</i>	24
<i>Figura 4-13: Viscosidade do óleo sem aquífero para as qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 02</i>	24
<i>Figura 4-14: Viscosidade do óleo sem aquífero para as qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 12</i>	24
<i>Figura 4-15: Temperatura média do campo com aquífero para diferentes qualidades</i>	25
<i>Figura 4-16: Temperatura média do campo sem aquífero para diferentes qualidades.</i>	26
<i>Figura 4-17: Entalpia injetada sem aquífero para diferentes qualidades</i>	27
<i>Figura 4-18: Entalpia in place sem aquífero para diferentes qualidades</i>	27
<i>Figura 4-19: Entalpia produzida sem aquífero para diferentes qualidades</i>	28
<i>Figura 4-20: Entalpia injetada com aquífero para diferentes qualidades</i>	29
<i>Figura 4-21: Entalpia in place com aquífero para diferentes qualidades</i>	29

<i>Figura 4-22: Entalpia produzida com aquífero para diferentes qualidades</i>	<i>30</i>
<i>Figura 4-23: Entalpia In Place em X90% com e sem aquífero</i>	<i>31</i>
<i>Figura 4-24: Temperatura média do campo com X90% com e sem aquífero</i>	<i>31</i>
<i>Figura 4-25: Produção de óleo primária com e sem aquífero</i>	<i>32</i>
<i>Figura 4-26: Vazão de injeção ao longo de 20 anos.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 4-27: Óleo produzido com aquífero para completção (a) A (b) B (c) C e diferentes vazões.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 4-28: Óleo produzido com aquífero para todas as completções na vazão 150m³/dia.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 4-29: Óleo produzido sem aquífero para completção (a)A (b)B (c)C e diferentes vazões.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 4-30: Óleo produzido sem aquífero para todas as completções na vazão de 150m³/dia.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 4-31: Gráfico comparativo entre os modelos com e sem aquífero para vazão 150m³/dia e completção A.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 4-32: Temperatura média do campo com aquífero para diferentes vazões e completção (a) A (b) B (c) C.</i>	<i>37</i>
<i>Figura 4-33: Temperatura média do campo com aquífero para vazão de 150 m³</i>	<i>38</i>
<i>Figura 4-34: Temperatura média do campo sem aquífero para vazão de 150 m³/dia... ..</i>	<i>38</i>
<i>Figura 4-35: Comparativo entre os modelos com e sem aquífero da temperatura média do campo</i>	<i>39</i>
<i>Figura 4-36: Saturação de óleo para o modelo (a) com aquífero (b) sem aquífero Ano 0</i>	<i>40</i>
<i>Figura 4-37: Saturação de óleo para o modelo (a) com aquífero (b) sem aquífero Ano 04</i>	<i>40</i>
<i>Figura 4-38: Saturação de óleo para o modelo (a) com aquífero (b) sem aquífero ano 08</i>	<i>41</i>
<i>Figura 4-39: Saturação de óleo para o modelo (a) com aquífero (b) sem aquífero Ano 15</i>	<i>41</i>
<i>Figura 4-40: Produção de água com aquífero para diferentes completções na vazão 150m³/dia e primária</i>	<i>42</i>
<i>Figura 4-41: Produção de água sem aquífero para diferentes completções na vazão 150m³/dia e primária</i>	<i>43</i>
<i>Figura 4-42: Influxo de água do aquífero para diferentes completções na vazão de 150m³/dia e primária</i>	<i>43</i>

Lista de tabela

<i>Tabela 3-1: Características rocha-reservatório</i>	<i>13</i>
<i>Tabela 3-2: Características operacionais.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabela 3-3: Características de simulação</i>	<i>14</i>
<i>Tabela 3-4: Intervalos de completação.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabela 3-5: Casos estudados para modelo com e sem aquífero</i>	<i>17</i>
<i>Tabela 4-1: Tabela reduzida mostrando somente mudança da qualidade do vapor para os casos com e sem aquífero</i>	<i>18</i>
<i>Tabela 4-2: Mudança na completação e na vazão de injeção</i>	<i>33</i>

CAPÍTULO I:

Introdução Geral

1 Introdução Geral

No Brasil, a injeção de vapor é o método de recuperação especial mais utilizado para a recuperação de óleos pesados, principalmente no Nordeste.

Para reservatórios de óleos pesados em geral, o enfoque tecnológico dado nas últimas décadas foi o de atuar na redução da viscosidade do óleo, mediante o uso de energia térmica. Originalmente desenvolvidos para os campos de óleos extremamente viscosos como da Califórnia e da Venezuela, o método de injeção de vapor, viabilizou a produção de petróleo em campos considerados não comerciais pelos métodos convencionais de recuperação. A injeção de vapor em particular, veio a se consagrar ao longo dos anos e é hoje uma das principais alternativa economicamente viável para o aproveitamento dos óleos pesados.

Neste trabalho foi analisado um reservatório heterogêneo com características do nordeste brasileiro, de dimensão aproximadamente de 982x 421 x 40 metros (49 x 21 x 23 blocos respectivamente) com porosidade efetiva média de 23%, permeabilidade horizontal média de 2359 md, permeabilidade vertical média de 235.9 md e pressão média de 268.9 psi, o qual foi produzido utilizando a injeção contínua de vapor em malhas *nine-spot*.

O mesmo tem como objetivo analisar alguns parâmetros operacionais como a qualidade do vapor, completação dos poços, vazão de injeção e temperatura do vapor injetado e também analisar a influência da presença do aquífero no sistema.

Este trabalho se divide em cinco capítulos e a bibliografia com o Capítulo I sendo essa introdução, no Capítulo II são apresentadas teorias que envolvem a realização deste trabalho como Métodos de Recuperação Especiais, no Capítulo III é apresentado o modelo base seus dados de rocha a criação do modelo de fluido utilizado e uma tabela das análises que serão realizadas, no Capítulo IV serão os resultados e explicações dos mesmos das tabelas apresentadas no Capítulo III, no Capítulo V estará à conclusão do trabalho com algumas ideias para melhoria e melhor adequação a realidade do trabalho.

CAPÍTULO II:

Aspectos Teóricos

2 Aspectos Teóricos

Neste capítulo estão apresentados alguns conceitos essenciais para a compreensão do trabalho, entre eles os métodos de recuperação avançada, em especial os métodos de injeção de vapor com suas aplicabilidades e considerações.

2.1 Simulação numérica de reservatórios

A simulação numérica é um dos métodos empregados na engenharia de petróleo para se estimar características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo, a exemplo das técnicas de previsão de comportamento baseadas em balanço de materiais, nas curvas de declínio e na teoria de Buckley-Leverett. Na verdade os métodos baseados na equação de balanço de materiais constituem-se em modelos numéricos simplificados, chamados de modelos “tanque” ou de dimensão “zero”, já que o reservatório é considerado uma caixa, onde as propriedades da rocha e dos fluidos, bem como a pressão, assumem valores médios uniformemente distribuídos. Os simuladores numéricos de reservatórios são geralmente conhecidos como simuladores numéricos de fluxo, devido ao fato de que são utilizados para se estudar o comportamento do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo empregando uma simulação numérica (ROSA et al, 2006).

Os simuladores numéricos permitem maior sofisticação nos estudos dos reservatórios, porém, para tanto, é necessário dispor de dados da rocha, dos fluidos do reservatório, da geologia, do histórico de produção, não só em quantidade, mas com boa qualidade para levar a resultados o mais preciso possível. Existem diversas maneiras de se fazer previsões de comportamento de reservatório e estimativas de volumes originais, volumes recuperáveis e reservas. A escolha de cada um dos processos deve ser feita sempre de maneira compatível com a natureza, quantidade e qualidade dos dados disponíveis, do tempo e dos recursos que se tem para processar esses dados e dos objetivos que se destina o estudo.

2.2 Métodos de recuperação avançada

Nos processos de recuperação de petróleo, as baixas recuperações resultantes da utilização de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser devidas, basicamente, a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e as elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. O desenvolvimento de

metodologias avançadas que possibilitam uma maior extração deste óleo residual permite aumentar a rentabilidade dos campos petrolíferos e estender sua vida útil.

Os métodos de recuperação avançada podem ser classificados em convencionais e especiais, como descrito abaixo:

Convencionais

- Injeção de Água
- Injeção de Gás

Especiais

- **Térmicos** – Injeção de Vapor, Combustão *In Situ*, Aquecimento Eletromagnético entre outros.
- **Químicos** – Injeção de Polímeros, Injeção de Tensoativos, Injeção de Solução Alcalina.
- **Miscíveis** - Injeção de CO₂, Injeção de Gás Natural, Injeção de Nitrogênio.
- **Outros** – Microbiológicos.

Para saber a necessidade do uso de métodos especiais de recuperação é importante o conhecimento do reservatório, suas reservas e as propriedades dos fluidos que lá estão contidos.

Um óleo de alta viscosidade é um candidato a métodos térmicos de recuperação, pois a temperatura causa uma boa influencia no mesmo.

2.3. Métodos térmicos

O objetivo da recuperação térmica é aquecer o reservatório e o óleo nele existente para aumentar a sua recuperação, através da redução da viscosidade do óleo. Na injeção de fluido aquecido, o calor é gerado na superfície e levado para dentro do reservatório pelo fluido injetado, que normalmente é a água, resultando em um projeto de injeção de vapor ou de água quente. Como foi dito, o calor afeta a recuperação de óleo pela redução de viscosidade, o que provoca um aumento da eficiência de varrido, pela expansão e destilação do óleo, e extração de solvente, o que aumenta a eficiência de deslocamento. O sucesso do método se dá principalmente pela atuação destes mecanismos. Quanto à influência do

aquecimento sobre a viscosidade, observa-se na prática que a taxa de melhora da viscosidade é maior no início do aumento de temperatura. Depois de atingir certa temperatura se ganha muito pouco na redução de viscosidade como mostra a figura 2-1:

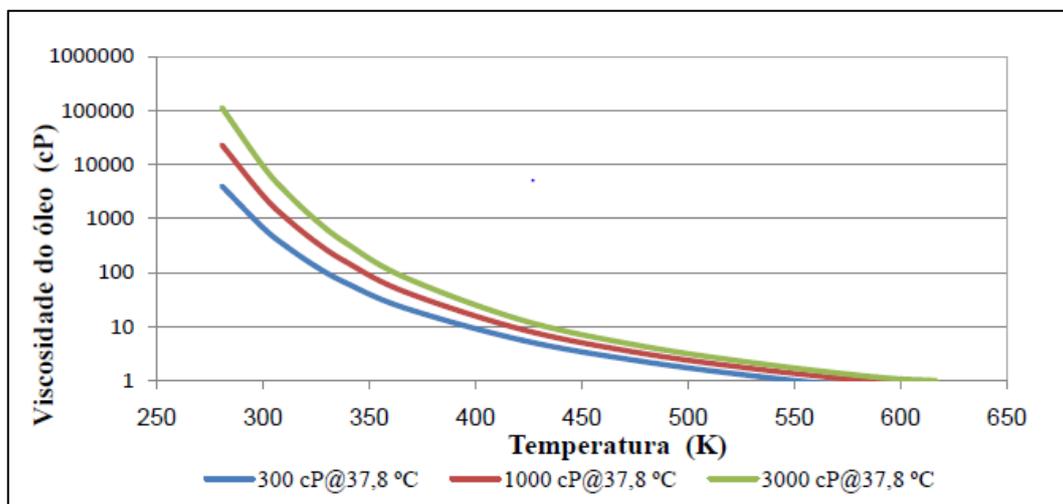


Figura 2-1: Gráfico da viscosidade (cP) versus Temperatura (°C).

Fonte: (modificado de Barillas, 2005).

Outro mecanismo inerente à recuperação térmica é a expansão do óleo do reservatório após o seu aquecimento. A dilatação do óleo, quando aquecido, adiciona energia para expulsar os fluidos do reservatório. Dependendo da composição, o óleo pode dilatar de 10 a 20% durante uma injeção de vapor. Isso ocorre em um menor grau de injeção de água quente, já que neste caso as temperaturas são menores que na injeção de vapor.

O terceiro mecanismo que traz benefício para a recuperação na injeção de vapor é a destilação do óleo. No deslocamento de um óleo volátil por vapor, a alta temperatura, as frações mais leves do óleo residual podem ser vaporizadas. Essas frações se condensam quando em contato com a formação mais fria, formando um banco de óleo à frente da zona de vapor (Rosa et al, 2006).

Além dos mecanismos citados, outros fatores também contribuem para analisar o aumento da recuperação pelo aquecimento do reservatório. Entre eles estão os efeitos de mecanismos de capa gás e uma possível alteração das características de permeabilidade relativa.

A importância relativa de cada um dos fatores mencionados depende do tipo de projeto e das características do reservatório e do óleo.

A água é o meio básico usado nos métodos térmicos de geração de calor na superfície. Ela pode ser aquecida até a temperatura de vapor ou convertida para vapor. Após atingir a temperatura de ebulição, o fornecimento contínuo de calor converte mais e mais água para vapor nessa temperatura. A fração em peso de água convertida para vapor é chamada de qualidade do vapor. Depois de atingir a qualidade de 100%, um posterior fornecimento de calor novamente aumenta a temperatura, produzindo vapor superaquecido. (Rosa, et al. 2006).

A energia adicional requerida para converter água em ebulição para vapor é o chamado calor latente. Um sistema água-vapor pode ganhar ou perder esse tipo de energia sem variar a temperatura ou a pressão. O calor latente é maior às pressões mais baixas e diminui até zero no ponto crítico da água de 705°F (374°C) e 3206 *psia* (225 *kgf/cm²*). Acima deste ponto, a água existe somente numa fase única. No intervalo de pressão de 100 *psia* (7 *kgf/cm²*) a 1500 *psia* (105 *kgf/cm²*), em que a maioria dos projetos térmicos opera, o vapor carrega consideravelmente mais calor do que a água quente. Por exemplo: 1 *bbl* de água convertido para vapor de qualidade de 80% carrega 150 milhões de *BTU* a mais de calor que a água em ebulição na mesma temperatura (Rosa et al, 2006).

2.4 Injeção de Vapor

Os mecanismos de fluxo de vapor estão intimamente relacionados com efeitos térmicos e temperatura da rocha reservatório e propriedades do fluido. As principais características do reservatório aquecido pela injeção de vapor são:

- Aumento da temperatura da rocha reservatório e do fluido por condução e convecção.
 - Redução das viscosidades do óleo e da água.
 - Aumento do volume do fluido e da rocha, além da redução de suas densidades.
 - Vaporização das frações leves do óleo bruto
 - Redução das forças interfaciais
-
- **Injeção cíclica de vapor**

A injeção cíclica de vapor é aplicada para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos. É primariamente uma técnica de estimulação que, através da redução de viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço, ajuda a energia natural do reservatório a expulsar o óleo.

A estimulação cíclica consiste em três etapas distintas: injetar certa quantidade de vapor em um poço por um determinado período de tempo, depois da injeção o poço permanece fechado por alguns dias, para depois produzir óleo. No início o óleo é produzido em vazões altas e depois estas vazões começam a diminuir rapidamente. O ciclo pode ser repetido depois de um período de tempo enquanto for economicamente rentável. Este processo tem sido bem sucedido devido ao retorno rápido durante o período de produção do poço.

- **Injeção contínua de vapor**

A recuperação por injeção de vapor depende de vários fatores. Os mais importantes são os efeitos de injeção de água quente na zona de água condensada. A redução da saturação de óleo é máxima nesta zona por causa das menores viscosidades, da dilatação do óleo e da alta temperatura. Na zona invadida pelo vapor a saturação de óleo é posteriormente reduzida por efeitos de mecanismos de gás e possivelmente destilação por vapor e extração por solvente.

A relação entre a temperatura e a pressão de vapor de uma determinada substância, ou seja, a chamada curva de pressão de vapor fornece diversas indicações quanto à aplicabilidade da injeção de vapor d'água. As pressões maiores requerem uma temperatura maior para converter água para vapor. As perdas de calor aumentam com a temperatura do vapor, de modo que aplicações a baixas pressões têm menores perdas de calor. Isso mostra a influência da profundidade do reservatório. Para vencer a alta pressão da formação em zonas profundas é necessário usar vapor a uma maior pressão e temperatura, resultando em maiores perdas de calor. Quanto mais profundo for um poço, maiores serão as perdas de calor (Rosa, et al, 2006).

Pouco controle pode ser exercido sobre a maior fonte de perda de calor – a própria formação produtora – onde o calor é perdido por condução através das rochas não produtoras adjacentes. A taxa de perda depende da área presente para o fluxo de calor e aumenta com o crescimento da zona de vapor. A espessura da formação é importante na determinação da fração de calor injetado que é perdida para as formações adjacentes. Para volumes iguais de reservatório, a zona de vapor deve cobrir uma área maior em formações pouco espessas do que nas de maior espessura, o que representa uma maior área superficial para perdas de calor (Rosa, et al, 2006).

- **Aplicação**

As características da rocha-reservatório que favorecem a injeção contínua de vapor são mostradas a seguir:

- Óleos viscosos entre 10 e 20°API são mais suscetíveis à redução de viscosidade pelo calor. Óleos voláteis de alto °API podem ser considerados para o método de injeção de vapor devido à recuperação adicional causada pela destilação do óleo e extração por solvente.
- Reservatórios com menos de 3000 *ft* (900 m) de profundidade minimizam as perdas de calor. Também o calor latente é maior a pressões mais baixas. Portanto, mais calor pode ser transportado por unidade de massa de vapor injetado em reservatórios rasos, de baixa pressão, do que em zonas mais profundas a altas pressões.
- Permeabilidade maior ou igual a 500 *md* auxilia o fluxo de óleos viscosos. A permeabilidade em projetos de injeção de vapor é muito importante porque a resposta depende da vazão de injeção.
- Uma saturação de óleo próxima de 0,15 m^3 de óleo/ m^3 de rocha aumenta as chances de sucesso econômico.
- Espessuras de arenito excedendo 30 *ft* (9 m) a 50 *ft* (15 m) geralmente são necessárias para limitar as perdas de calor da formação em projetos de injeção de vapor.

- **Vantagens**

A recuperação térmica por injeção de fluido quente é um método comprovado na prática para produzir óleos viscosos de baixo °API. Em muitos casos nenhum outro método pode ser exequível para reforçar a recuperação primária ou secundária.

Além disso, os métodos de injeção de vapor fornecem maiores vazões de injeção de calor do que outros métodos térmicos. Assim, o calor é cedido mais rapidamente ao reservatório.

A eficiência de deslocamento é aumentada pelo calor à proporção que mais óleo flui. As saturações de óleo atrás das zonas de vapor, para o processo de injeção contínua, podem ser tão baixas quanto 5% próximas do poço injetor, aumentando à medida que vai se aproximando do poço produtor. A água quente pode ser usada para transportar calor com variações mínimas nos equipamentos em relação à injeção de água convencional. Esse

método é aplicável em zonas sensíveis à água doce ou em zonas de alta pressão, onde o vapor não pode ser empregado (Rosa et al, 2006).

- **Desvantagens**

As perdas de calor, gerado na superfície a alto custo, são significativas nas linhas de injeção, nos poços e na formação. Por causa disso, o calor não pode ser utilizado em reservatórios profundos, de pequena espessura ou que tenham baixa permeabilidade.

O pessoal do campo deve estar familiarizado com a operação do gerador para manter a eficiência, já que operações a altas temperaturas acarretam riscos de segurança adicionais.

Os caminhos preferenciais “*Fingers*” de vapor podem acontecer na parte superior da formação, devido à maior mobilidade do gás no reservatório.

- **Consideração econômica**

O investimento inicial em geradores de vapor é alto. O aluguel de unidades portáteis para testar a resposta do reservatório ao método pode ser considerado para minimizar o risco.

A disponibilidade e o custo do combustível para aquecimento da água ou geração de vapor são fatores importantes. Gás natural ou óleo, cada um tem vantagens e desvantagens. Geradores alimentados a óleo podem converter cerca de 15 m^3 de água para vapor para cada m^3 de óleo queimado. Portanto, ao menos 1 m^3 de óleo deve ser recuperado para cada 15 m^3 de água injetada como vapor (Rosa et al, 2006).

Óleos de alta viscosidade usualmente considerados para os projetos térmicos também são os de menor preço. O resultado do alto investimento, alto custo de operação e menor preço do óleo pode resultar em um lucro relativamente baixo.

CAPÍTULO III:

Materiais e Métodos

3 Modelagem do processo

Neste capítulo são abordados assuntos correspondentes à modelagem de reservatórios, e as características da rocha-reservatório, dos fluidos e operacionais do modelo proposto.

Para a realização das simulações, foi utilizado o programa STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) do grupo CMG – *Computer Modelling Group* – versão 2012 que é o mais utilizado para a simulação de modelos com efeitos térmicos.

A Figura 3-1 mostra o fluxograma esquemático da ordem de uso dos programas do CMG para criação do modelo físico, modelo de fluido, simulação dos dados e apuração dos dados simulados respectivamente.



Figura 3-1: Fluxograma dos programas utilizados.

3.1 Modelo físico

A Figura 3-2 mostra as dimensões do reservatório consiste de um modelo tridimensional com dimensões diferentes para cada direção, no modelo analisado, foi considerado um aquífero numérico (Carter 13) localizado a uma profundidade de 200m.

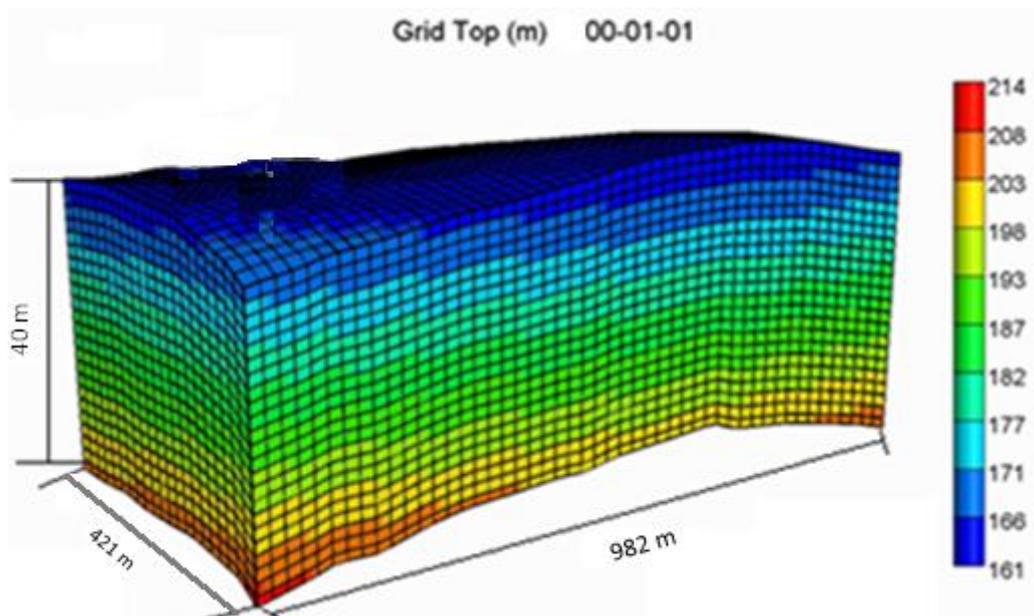


Figura 3-2: Modelo do reservatório heterogêneo

A tabela 3-1 mostra algumas características da rocha-reservatório que foram utilizadas na criação desse modelo de reservatório com seus respectivos valores.

Tabela 3-1: Características rocha-reservatório

Condutividade térmica da rocha (BTU/m-day-F)	78.74
Condutividade térmica da água (BTU/m-day-F)	28.54
Condutividade térmica do óleo (BTU/m-day-F)	5.91
Condutividade térmica do gás (BTU/m-day-F)	1.97
Capacidade térmica da rocha (BTU/ft ³ -F)	35
Permeabilidade média horizontal (mD)	2359
Permeabilidade média vertical (mD)	235,9
Contato aproximado água/óleo (m)	200
Porosidade média efetiva	23%
Pressão de referência para compressibilidade da rocha (psi)	287.2
Compressibilidade efetiva da rocha (1/psi)	$3,00 \cdot 10^{-3}$
Capacidade volumétrica de sobrejacente e subjacente (BTU/ft ³ -F)	35
Condutividade térmica de sobrejacente e subjacente (BTU/ft-dia-F)	78.74
Temperatura de referência (°C)	38
Volume de óleo original (m ³)	2.118.100
API°	16,2

A tabela 3-2 mostra as características operacionais do modelo criado como a distancia entre poços, vazão de injeção de cada poço do modelo base, tempo de projeto entre outros.

Tabela 3-2:Características operacionais

Distância entre poços na direção i (m)	163.83
Distância entre poços na direção j (m)	210.5
Vazão de injeção do modelo base (m ³ /d)	100
Qualidade do vapor do modelo base	0.6
Tempo de projeto (anos)	20
Pressão mínima nos poços produtores (psi)	28.5
Vazão máxima de liquido nos poços produtores (bbl)	500
Pressão máxima no BHP (psi)	1044
Temperatura de injeção (°C)	287,7

A tabela 3-3 mostra as características de simulação adotadas no modelo criado e algumas características de posicionamento dos poços.

Tabela 3-3: Características de simulação

Tipo de malha	Nine spot invertido
Numero de blocos	23667
Tipo de injeção	Contínua de vapor
Área estimada (m ²)	413422

3.2 Criação do modelo de fluidos

A Figura 3-3 mostra os múltiplos componentes com suas devidas porcentagens do fluido criado.

Para a criação desse modelo de fluidos, foi utilizado o programa Winprop do grupo CMG – *Computer Modelling Group* – versão 2012.

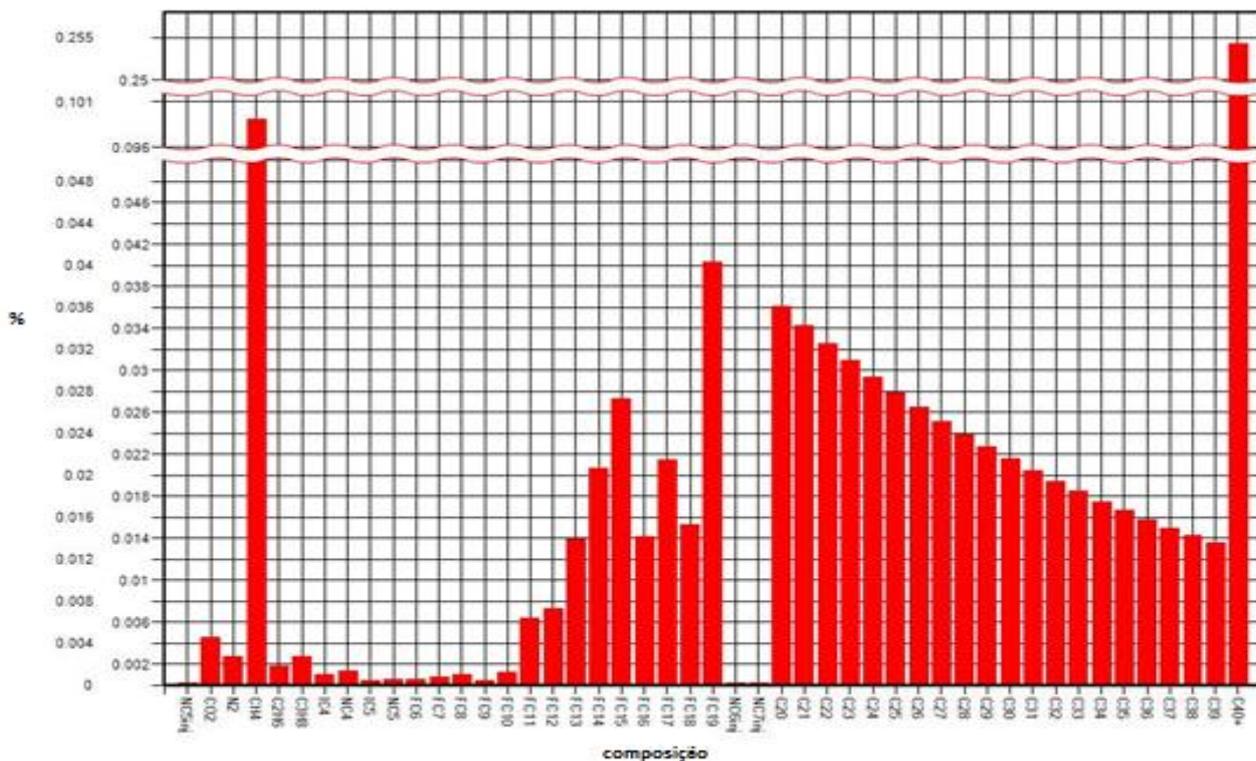


Figura 3-3: Multicomponentes do fluido criado

Na Figura 3-4 são mostrados os subcomponentes criados com os seus respectivos percentuais para facilitar a simulação desse reservatório.

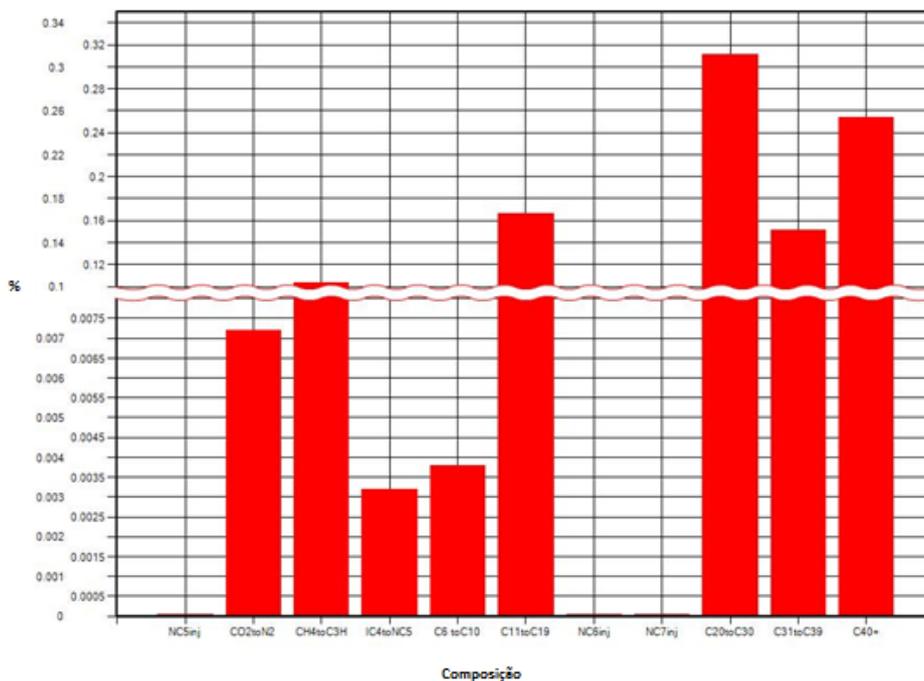


Figura 3-4: Pseudo-componentes do fluido criado

Após a criação do modelo de pseudocomponentes é necessário checar se esse modelo é apto a ser usado, ou seja, se fez necessária a análise das curvas PxT dos dois modelos de fluidos afim de confirmar que ambos possuem as mesmas propriedades.

A Figura 3-5 mostra um comparativo das curvas PxT, no caso do modelo multicomponente e com os pseudocomponentes utilizados.

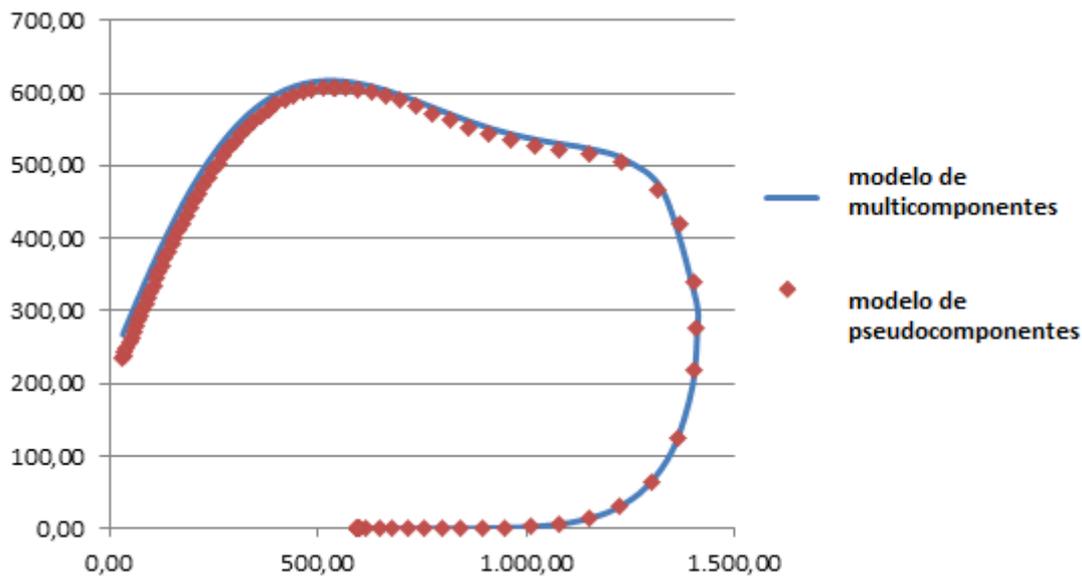


Figura 3-5: Diagrama PxT de multicomponentes e pseudocomponentes

3.3 Parâmetros operacionais analisados

Na Tabela 3-4 são mostrados os intervalos de completção analisados no modelo onde cada completção tem um intervalo de blocos aberto ao fluxo (canhoneado) onde cada bloco tem cerca de 1,78m:

Tabela 3-4: Intervalos de completção

Completção	Intervalo nas camadas k (blocos)
A	1 a 5
B	4 a 9
C	12
D	1 a 15

Na Tabela 3-5 são mostrados todos os casos analisados no estudo para os modelos com e sem aquífero e que para esse estudo foi mantida a temperatura de 287,7°C:

Tabela 3-5: Casos estudados para modelo com e sem aquífero

Vazão de injeção (m³)	Qualidade do vapor (%)	Completação
0	-	-
100	30	D
100	60	D
100	90	D
50	60	A
50	60	B
50	60	C
100	60	A
100	60	B
100	60	C
150	60	A
150	60	B
150	60	C

CAPÍTULO IV:

Resultados e discussões

4 Resultados e discussões

Neste tópico são mostrados os resultados obtidos das simulações a partir das tabelas dos parâmetros operacionais analisados, parâmetros como fator de recuperação do óleo, temperatura, entalpia, volume acumulado de água e óleo são mostrados e explicados nesse tópico a fim de compreender a importância de cada variável no processo.

4.1 Análises da qualidade do vapor

A tabela 4-1 mostra os casos analisados para mudança na qualidade do vapor para os modelos com e sem aquífero mantendo a temperatura de injeção em 287,7°C:

Tabela 4-1: Tabela reduzida mostrando somente mudança da qualidade do vapor para os casos com e sem aquífero

Vazão de injeção (m ³)	Qualidade do vapor (%)	Completação
0	-	-
100	30	D
100	60	D
100	90	D

4.1.1 Análise da produção acumulada de óleo e fator de recuperação

Na figura 4-1 pode ser visto que o aumento na qualidade do vapor no modelo com aquífero causa um acréscimo significativo na produção acumulada de óleo do mesmo.

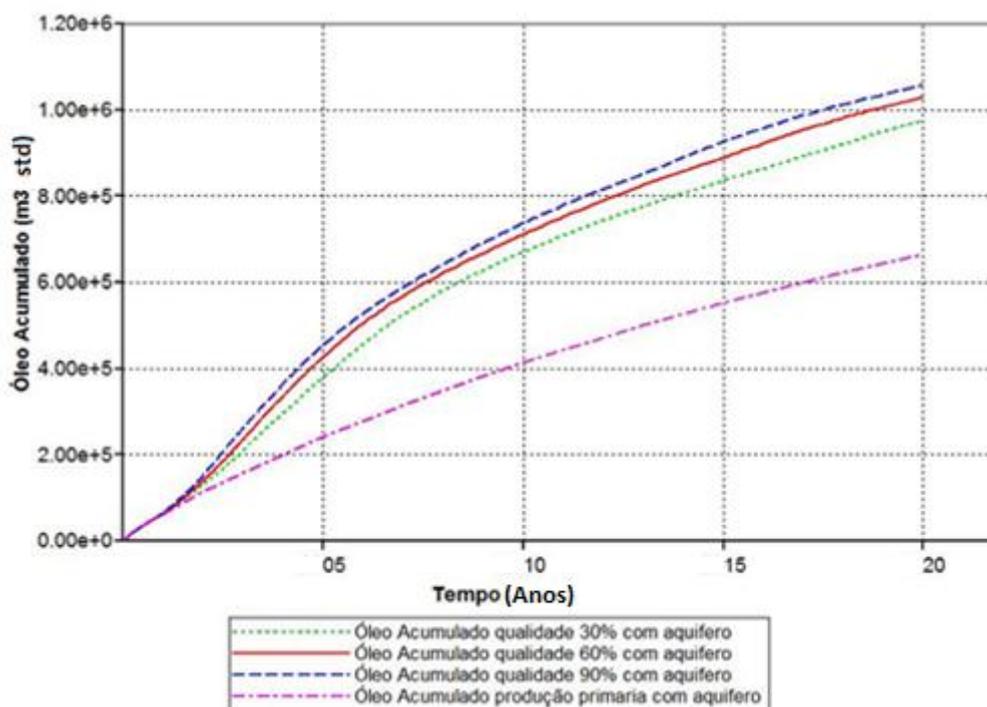


Figura 4-1: Óleo acumulado para diferentes qualidades com aquífero

Na figura 4-2 pode-se ver o mesmo comportamento mostrado na figura 4-1 em que o aumento da qualidade do vapor causa o acréscimo da produção acumulada de óleo no modelo com aquífero, portanto causando o mesmo efeito no fator de recuperação do óleo.

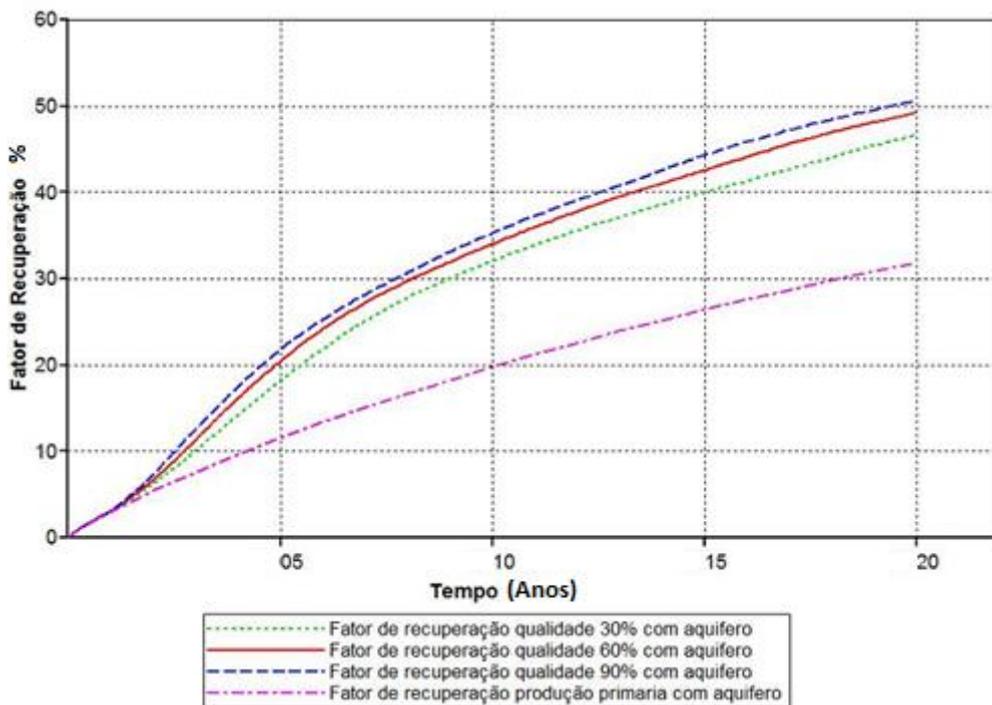


Figura 4-2: Fator de recuperação para diferentes qualidades com aquífero

O que pode ser visto nas Figuras 4-3 e 4-4 é um reflexo do que pode ser visto nas Figuras 4-1 e 4-2, mas agora para o modelo sem aquífero novamente mostrando que o aumento da qualidade ocasiona um acréscimo na produção acumulada de óleo.

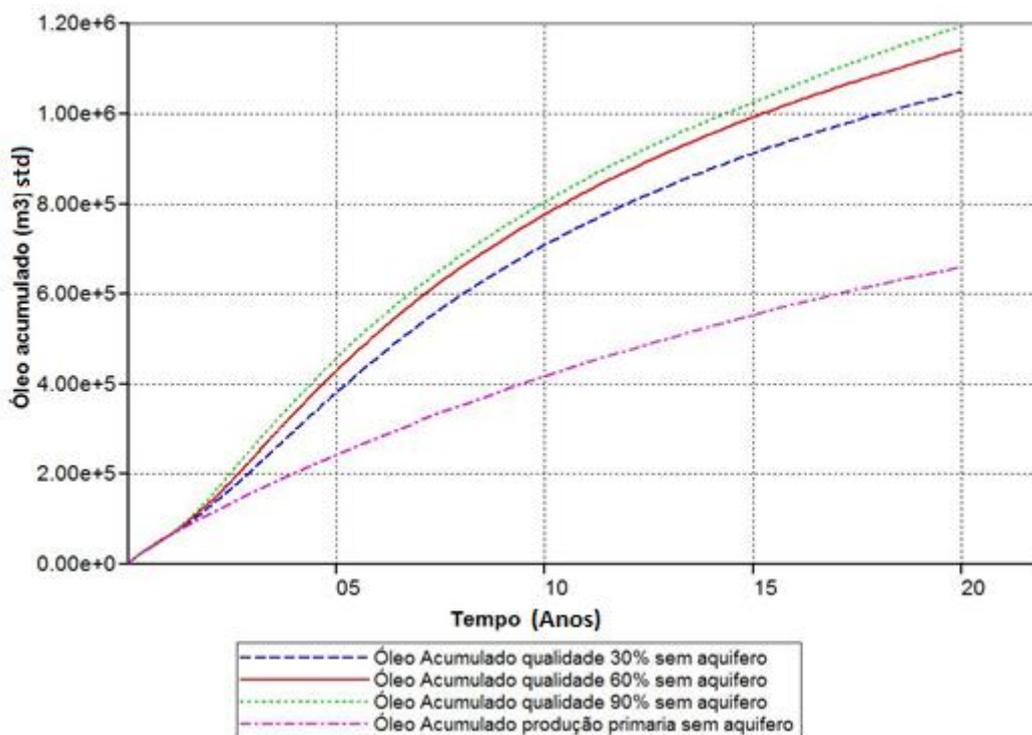


Figura 4-3: Óleo acumulado para diferentes qualidades sem aquífero

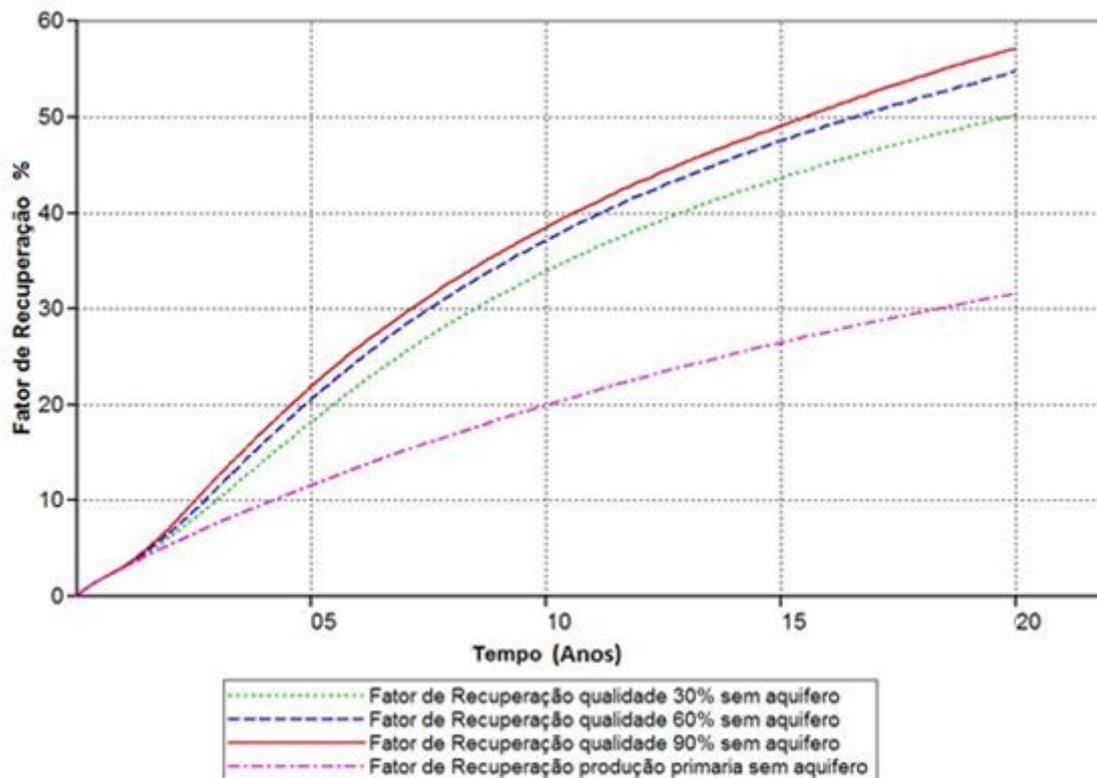


Figura 4-4: Fator de recuperação para diferentes qualidades sem aquífero

Os gráficos demonstram não apenas que o aumento na qualidade do vapor fornece um acréscimo à produção acumulada de óleo, mas também demonstra que o aquífero tem uma influência negativa nesse processo. Para explicar o motivo desses efeitos é necessária a análise de outros fatores.

Um dos fatores que é importante visualizar com a mudança da qualidade de vapor é a saturação de óleo no reservatório, para saber como cada modelo se comporta com esse acréscimo de calor latente.

4.1.2 Análise da saturação do óleo.

Como pode ser visto na Figura 4-5 até Figura 4-8 o aumento da qualidade do vapor causou um aumento na velocidade de produção de óleo no reservatório (isso pode ser visto através da diminuição da saturação do óleo no centro do reservatório acontecendo mais rápido no de 90% no ano 04). Em ambos os casos o efeito da saturação de óleo pelo aumento da qualidade do vapor foi o mesmo mostrando assim que ele aumenta a velocidade de produção para ambos os casos devido ao fato que o aumento da qualidade do vapor causa o aumento do calor latente, portanto aumento de calor injetado.

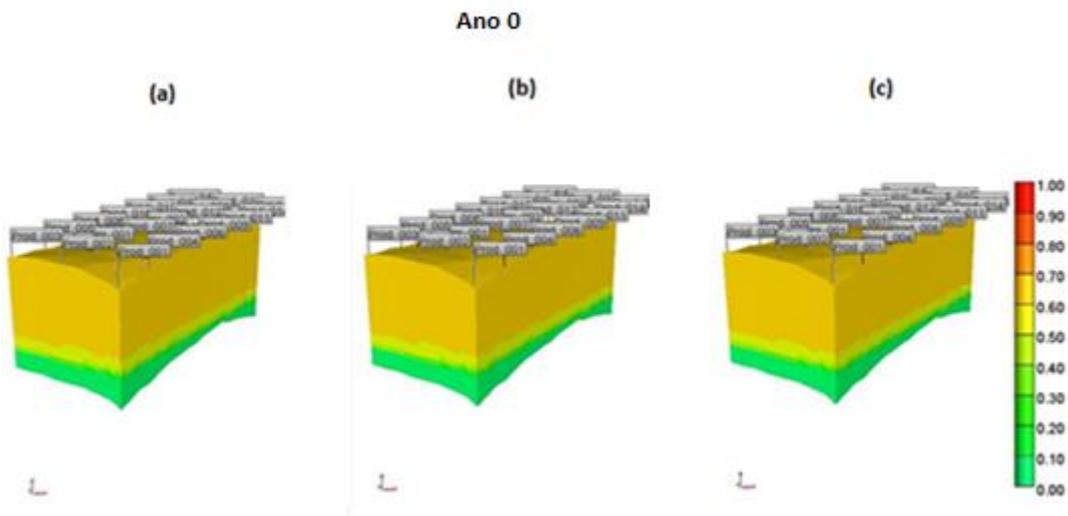


Figura 4-5: Saturação de óleo para qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 0

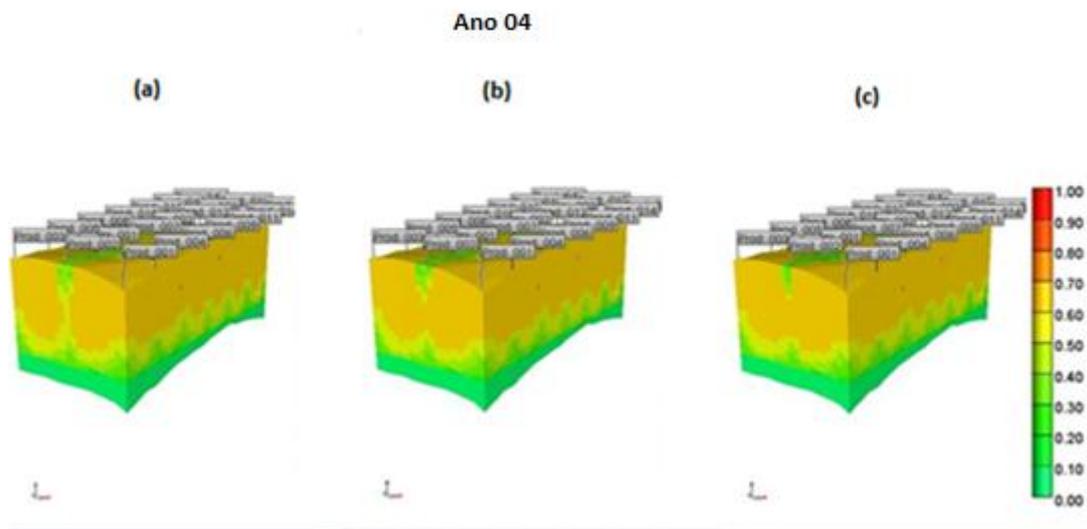


Figura 4-6: Saturação de óleo para qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 04

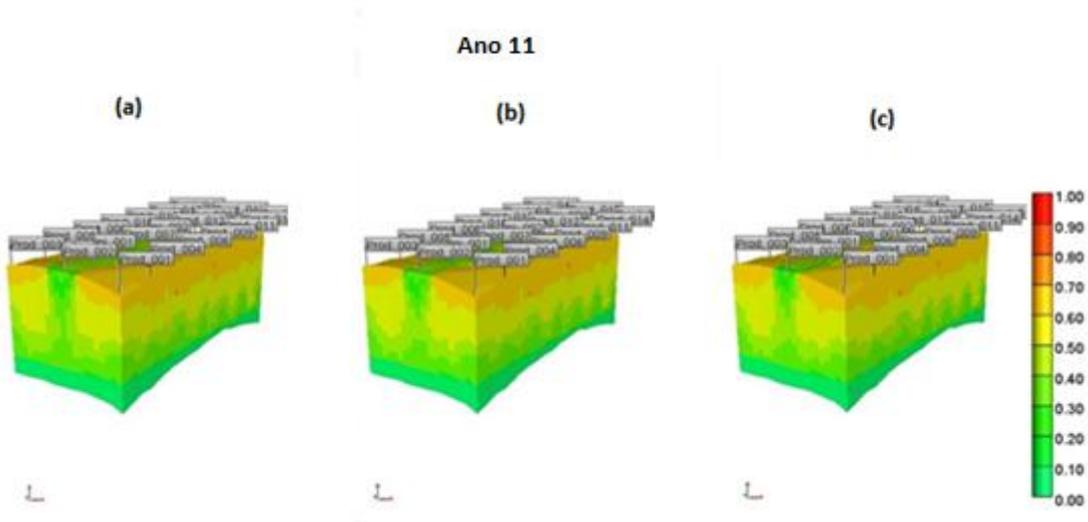


Figura 4-7: Saturação de óleo para qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 11

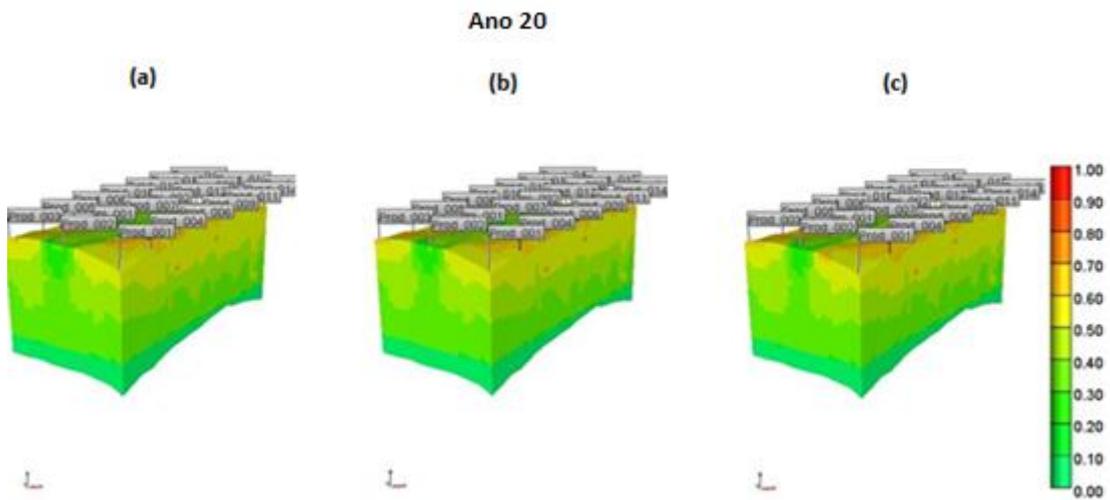


Figura 4-8: Saturação de óleo para qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 20

4.1.3 Análise da viscosidade do óleo.

Notando que o processo sofreu relativo efeito na saturação de óleo com a mudança na qualidade de vapor fez-se necessário o estudo de novos parâmetros, um deles sendo o efeito causado na viscosidade do óleo em ambos os casos, iniciando pelo modelo com aquífero que pode ser visto nas Figuras 4-9 a 4-11.

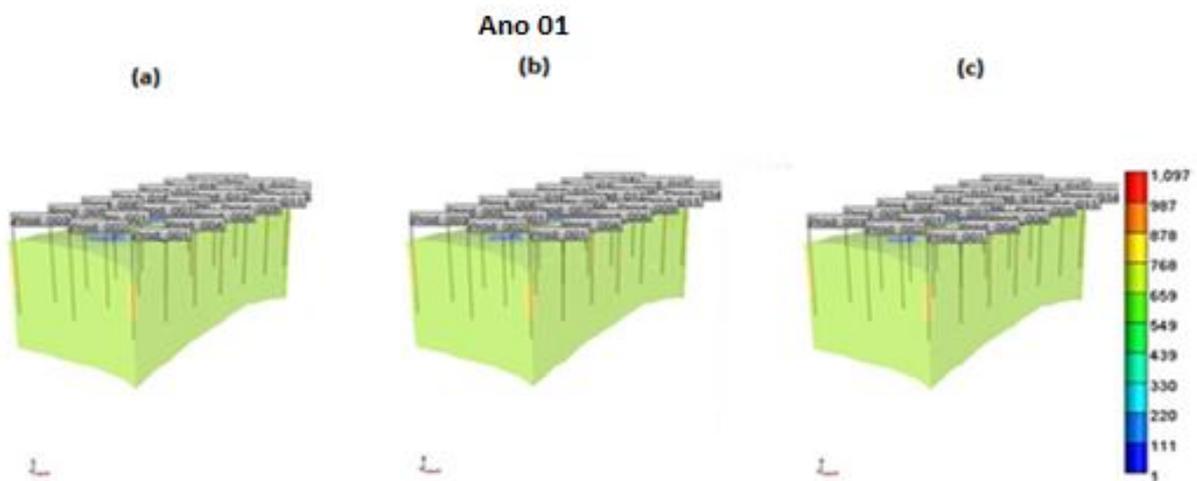


Figura 4-9: Viscosidade do óleo com aquífero para as qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 01.

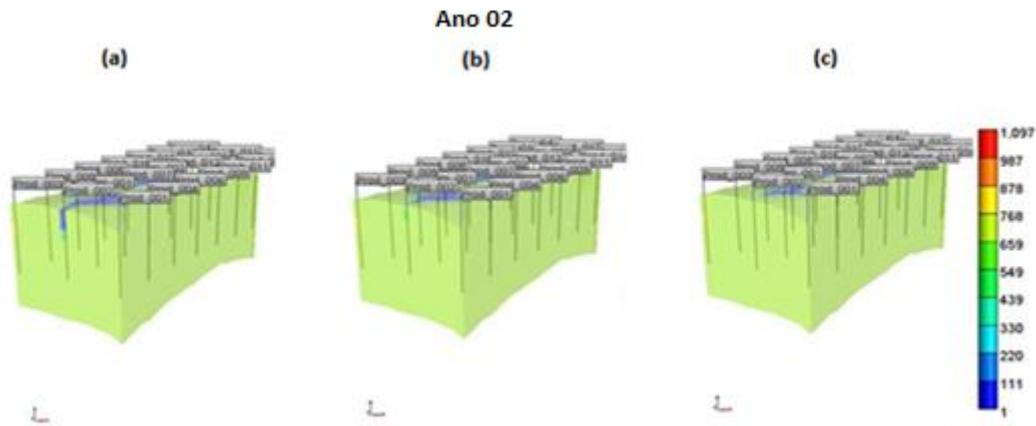


Figura 4-10: Viscosidade do óleo com aquífero para as qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 02

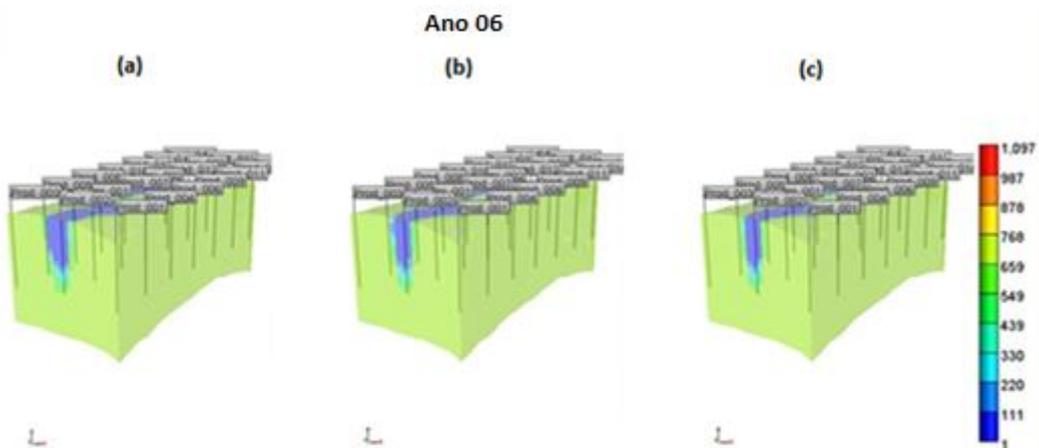


Figura 4-11: Viscosidade do óleo com aquífero para as qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 06

Como pode ser visto na figura 4-6 o aumento da qualidade do vapor (aumento do calor latente) causou uma redução mais rápida da viscosidade do óleo no reservatório e em uma área maior (isso pode ser visto através da diminuição da viscosidade do óleo chegando a uma área maior no ano 02 para a injeção de vapor com qualidade de 90%).

O mesmo comportamento da viscosidade pode ser observado em reservatórios aonde não existe o aquífero atuante como mostrado na figura a 4-12 a 4-14:

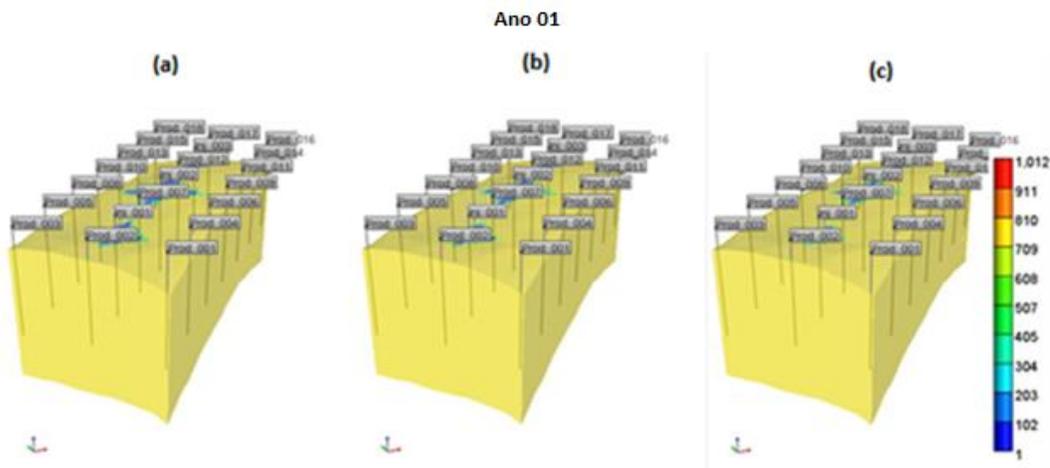


Figura 4-12: Viscosidade do óleo sem aquífero para as qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 01

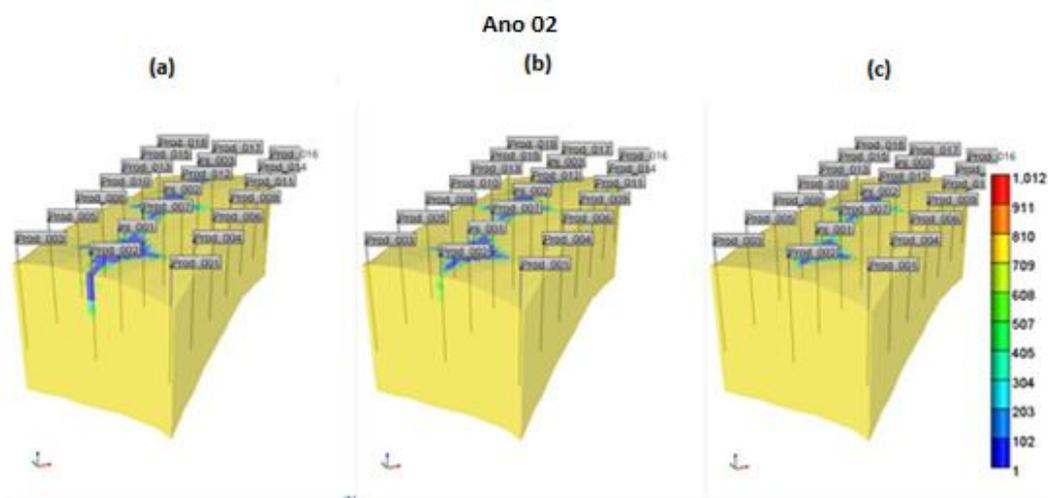


Figura 4-13: Viscosidade do óleo sem aquífero para as qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 02

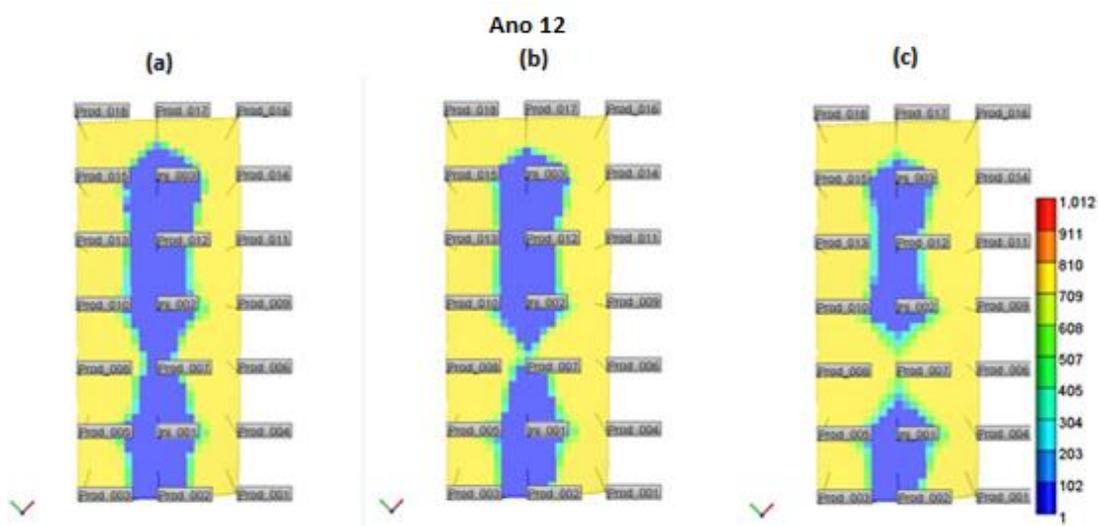


Figura 4-14: Viscosidade do óleo sem aquífero para as qualidades (a)90% (b)60% (c)30% no Ano 12

Novamente pode ser visto nessas figuras o aumento da qualidade do vapor faz com que haja uma diminuição mais rápida da viscosidade do óleo do reservatório (devido ao aumento da área aquecida com o aumento da qualidade do vapor) o que pode ser muito bem visto no ano 02 entre 30% (a) e 90%(c) e também no ano 12 entre os modelos (a) e (c) aonde uma área maior sofre essa redução.

4.1.4 Análise da temperatura média do campo.

Com a análise da saturação do óleo e da viscosidade do óleo pode-se ver que existe um arraste maior e uma diminuição da viscosidade do reservatório com o aumento da qualidade em ambos os casos o que nos leva a uma análise da temperatura média do campo para explicar esses efeitos.

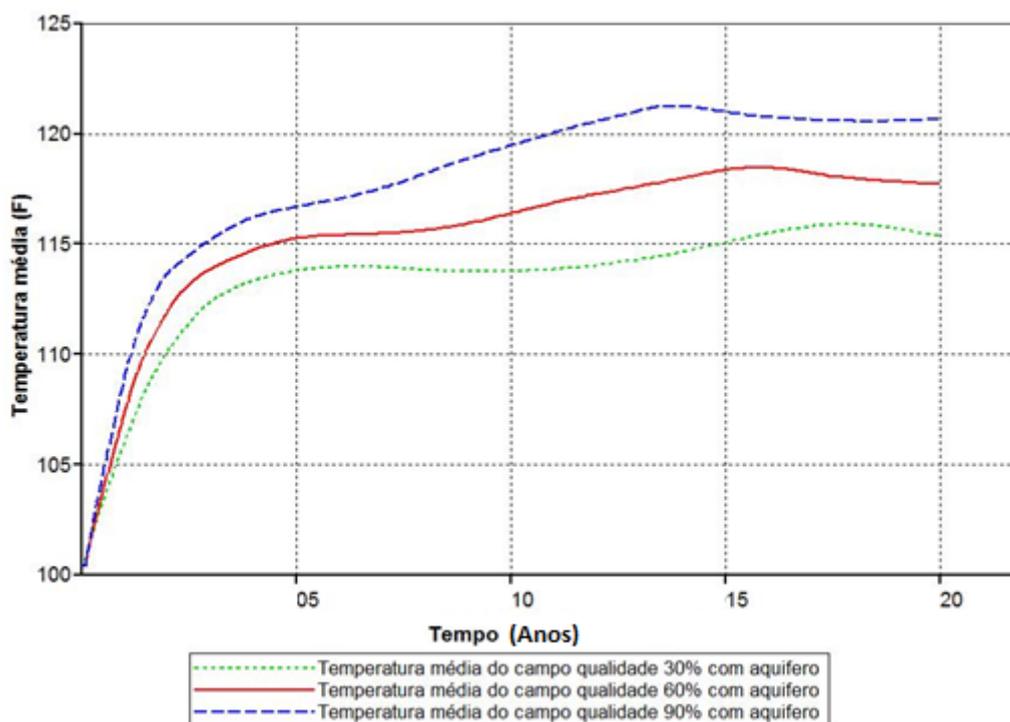


Figura 4-15: Temperatura média do campo com aquífero para diferentes qualidades

Na Figura 4-15 da temperatura média com aquífero é possível notar que o aumento da qualidade fez com que houvesse um aumento na temperatura média do campo, mas também é possível perceber que a temperatura depois de um tempo se estabiliza.

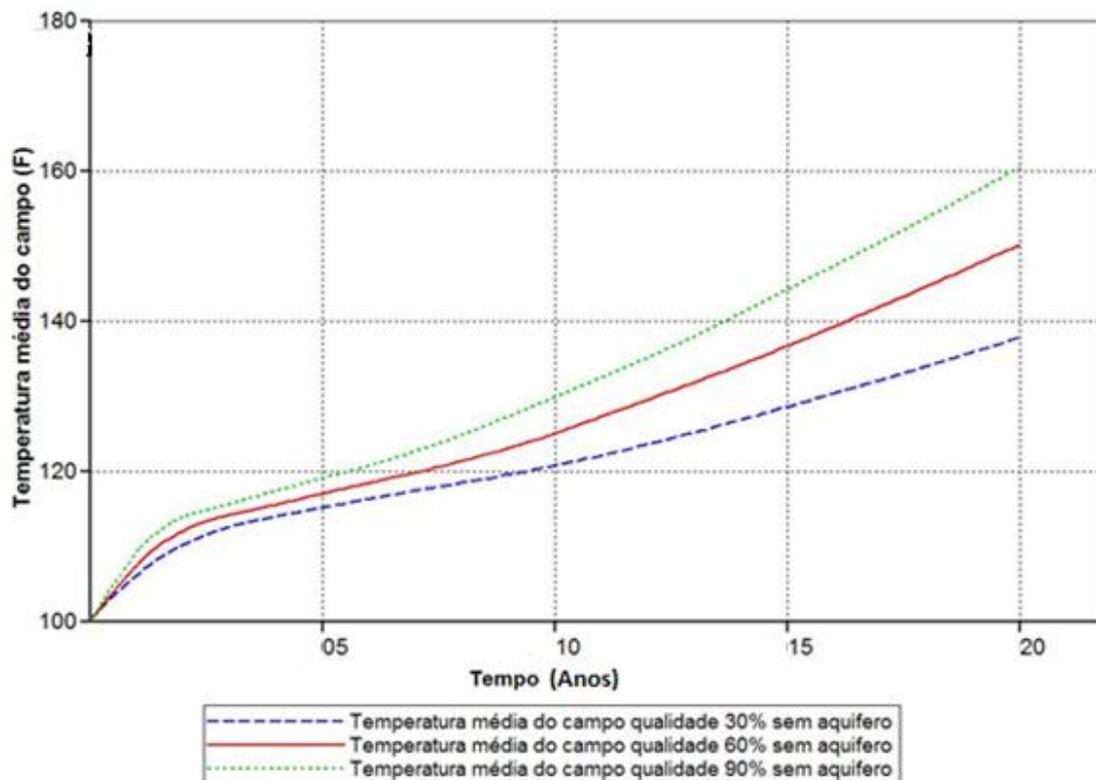


Figura 4-16: Temperatura média do campo sem aquífero para diferentes qualidades

Na Figura 4-16 pode ser visto novamente que o aumento da qualidade do vapor aumenta a temperatura média do campo (o que resulta na diminuição da viscosidade e redução da saturação do óleo mais rápida), o que também pode ser visto é que a temperatura do modelo sem aquífero é maior que o modelo com aquífero.

Devido a ausência de um aquífero e sem a reposição de massa no sistema (água fria), a energia injetada é absorvida apenas pela massa restante no reservatório, portanto aumentando a temperatura média total e não encontrando a mesma estabilidade térmica que é encontrada na Figura 4-15, pelo menos não ao longo dos 20 anos analisados, mas para explicar esse fenômeno se fez necessário uma análise da energia.

4.1.5 Análise da energia do sistema.

Para entender melhor os efeitos da temperatura e o porquê ocorrem se fez necessária a análise da energia injetada, *in place* e produzida para que seja possível ter uma boa ideia de como se comporta todo o processo, iniciando pelas energias do modelo sem aquífero que podem ser vistas Figuras 4-17 a 4-19.

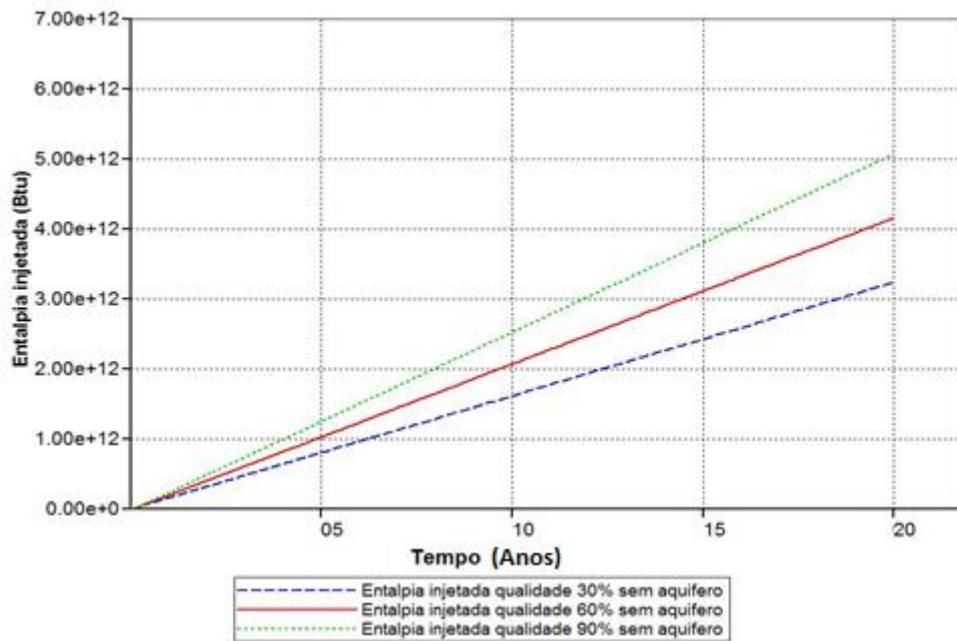


Figura 4-17: Entalpia injetada sem aquífero para diferentes qualidades

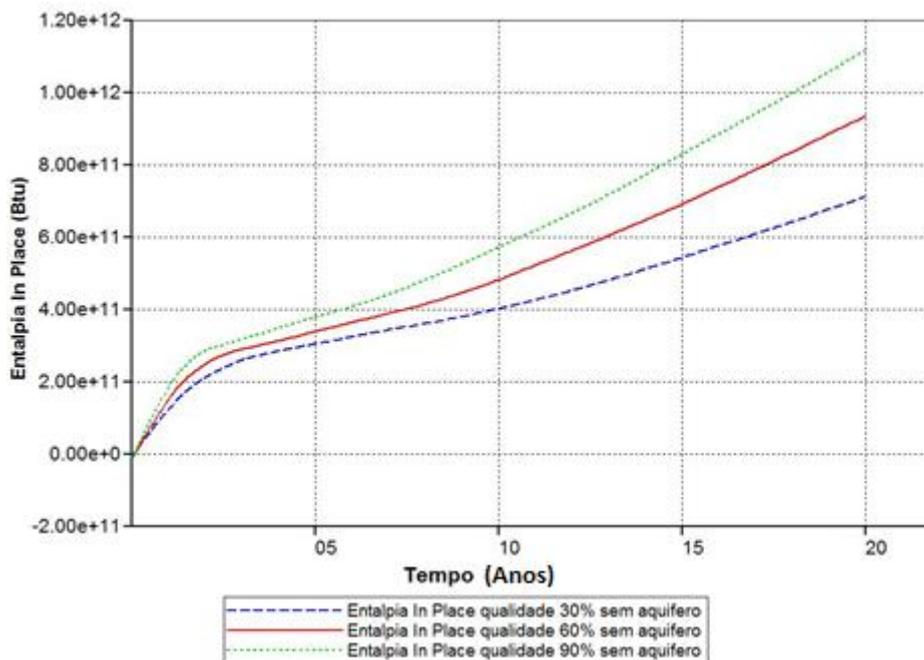


Figura 4-18: Entalpia *in place* sem aquífero para diferentes qualidades

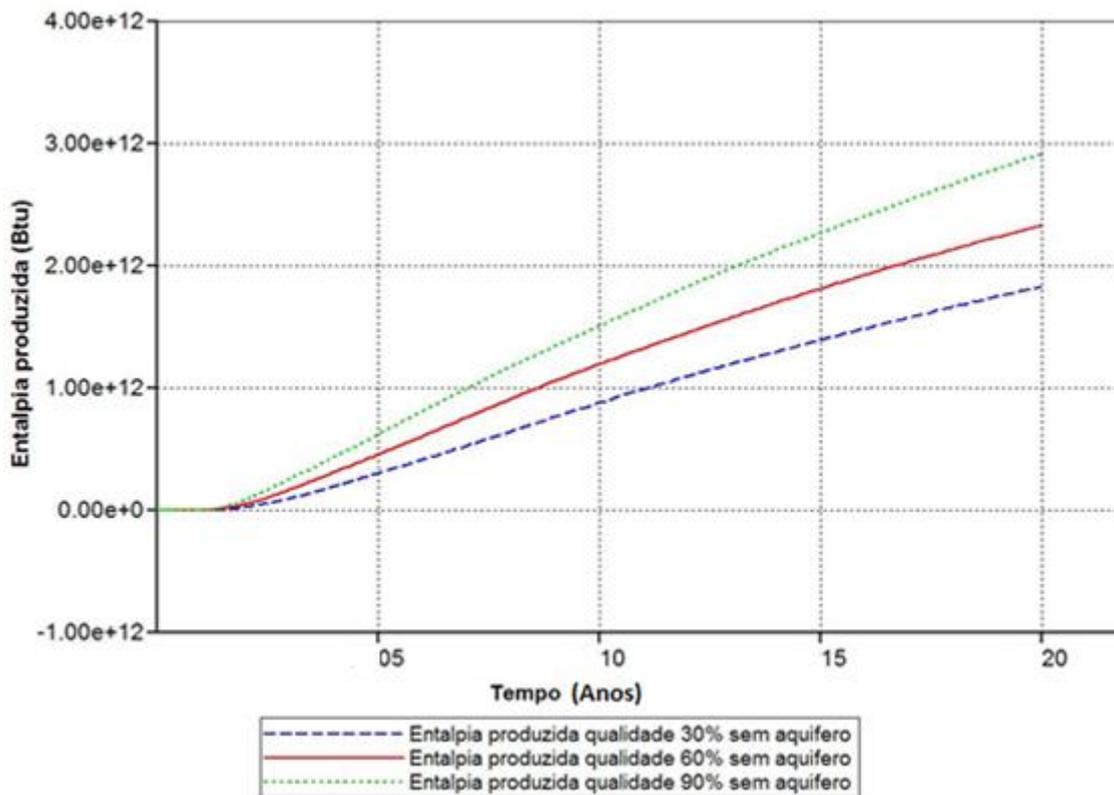


Figura 4-19: Entalpia produzida sem aquífero para diferentes qualidades

Na figura 4-17 a 4-19 pode ser vista as entalpias do modelo sem aquífero aonde é possível notar o mesmo efeito da curva de temperatura da figura 4-16 (mais precisamente a entalpia *in place*) mostrando assim a energia que esta sendo injetada no reservatório como também a energia que é produzida e que permanece no sistema.

Nas Figuras 4-20 a 4-22 que mostram os gráficos de entalpia injetada, *in place* e produzida do modelo com aquífero pode-se novamente ver a correlação entre a entalpia *in place* e a temperatura média do campo vista na Figura 4-15.

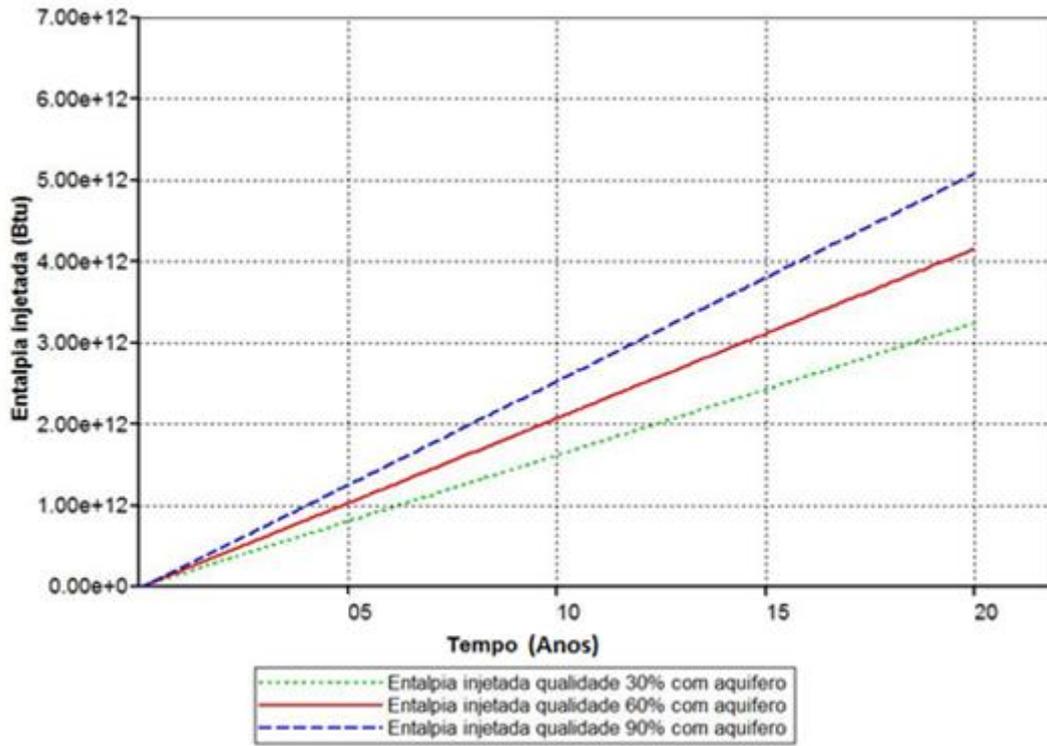


Figura 4-20: Entalpia injetada com aquífero para diferentes qualidades

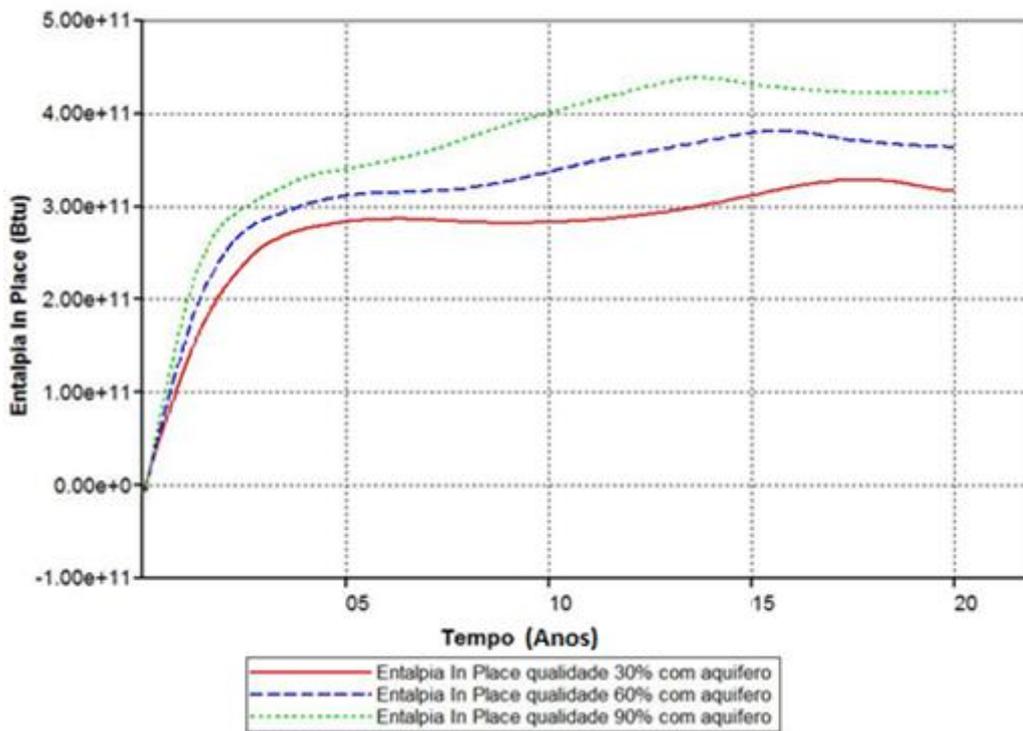


Figura 4-21: Entalpia *in place* com aquífero para diferentes qualidades

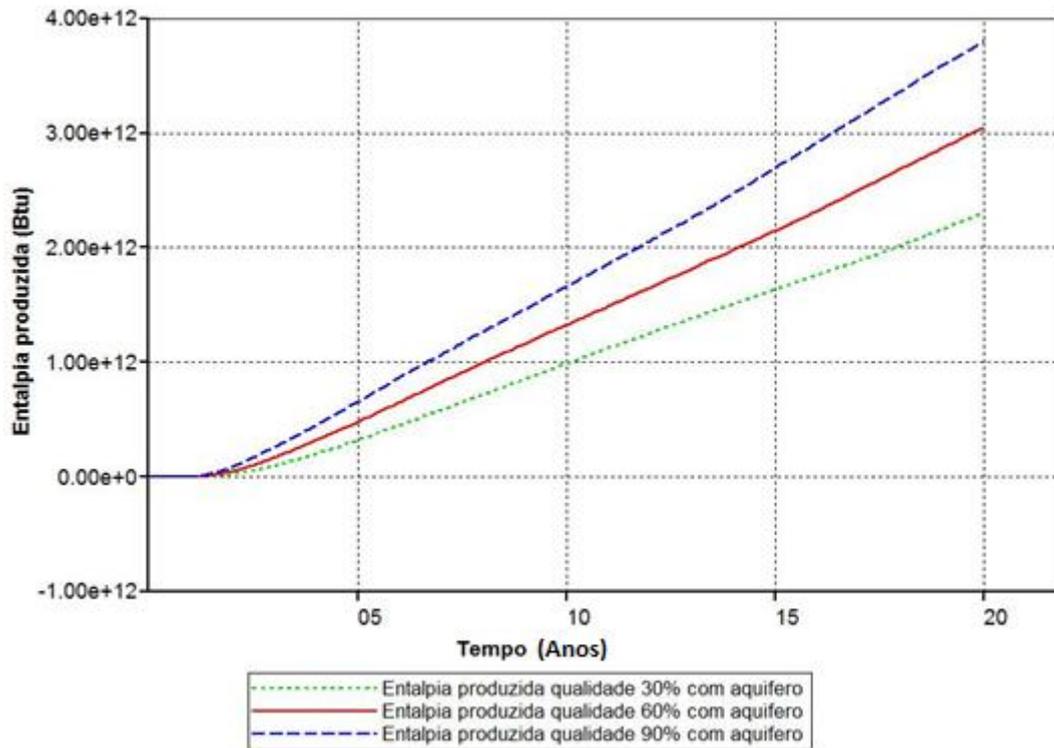


Figura 4-22: Entalpia produzida com aquífero para diferentes qualidades

Nessas duas análises de entalpia pode ser visto que com o aumento da qualidade do vapor existe um acréscimo na quantidade de energia injetada/produzida/*in place* em ambos os casos fazendo assim com o que ocorra o aumento significativo da temperatura média de todo o reservatório. Também pode ser visto que os modelos tem a mesma quantidade de entalpia injetada, mas o modelo sem aquífero tem uma menor quantidade de energia produzida, portanto mantendo uma entalpia *in place* muito acima do modelo com aquífero (como não existe o aquífero para preencher o espaço vazio deixado pela produção ou para roubar a energia injetada o modelo sem aquífero preenche as brechas com o vapor injetado e somente perde para as camadas subjacentes e sobrejacentes).

A comparação entre os dois modelos (com aquífero e sem aquífero) na qualidade de vapor 90% reflete muito bem a comparação entre temperatura x entalpia como pode ser visto nas figuras 4-23 e 4-24 e também demonstra que o modelo sem aquífero mantém uma maior quantidade de energia dentro do reservatório ocasionando, portanto sua maior temperatura média no campo:

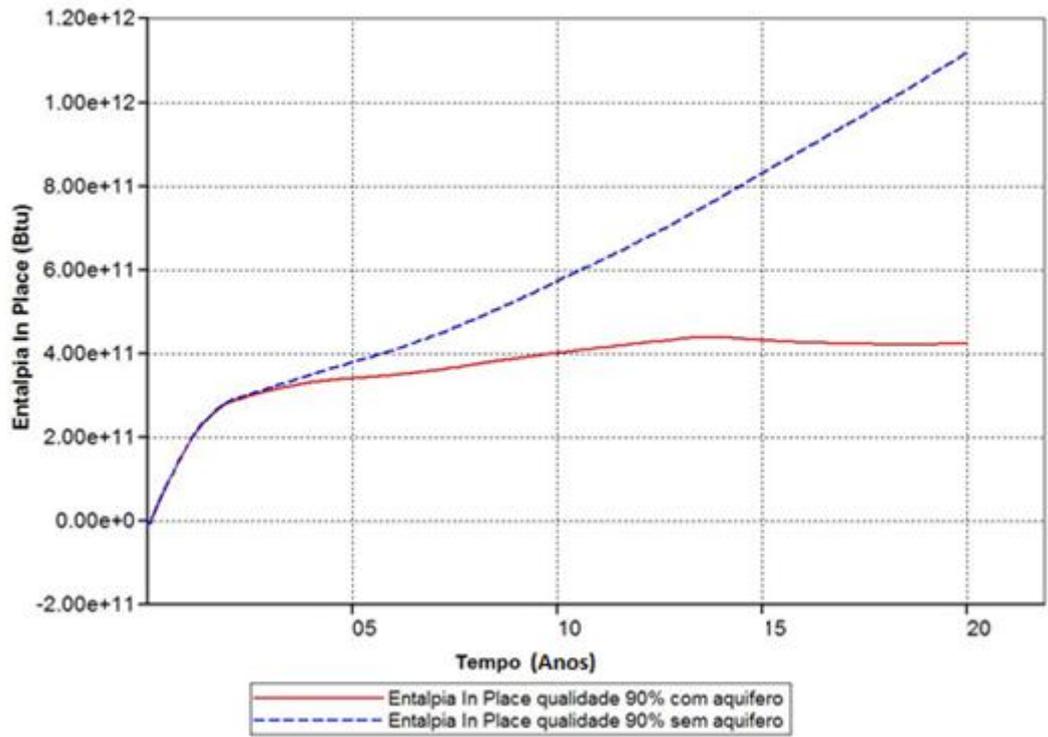


Figura 4-23: Entalpia In Place em X90% com e sem aquífero

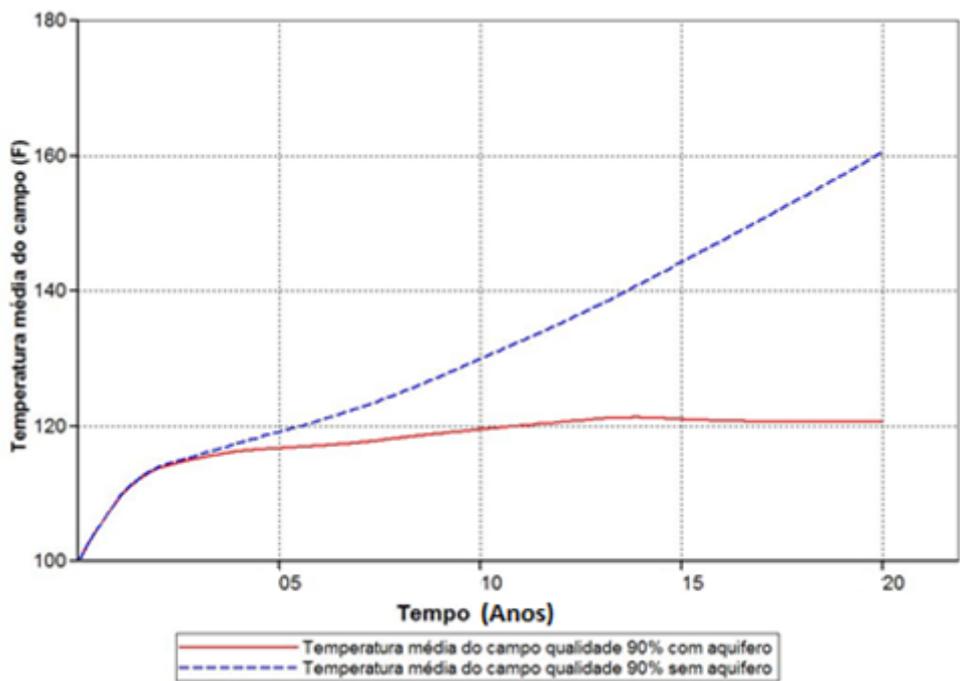


Figura 4-24: Temperatura média do campo com X90% com e sem aquífero

Como pode ser visto nas Figuras 4-23 e 4-24 que se assemelham em comportamento, o modelo sem aquífero apresenta uma temperatura maior no campo a partir do ano do 03 que é o momento em que ocorre o pico na produção e é quando o modelo com aquífero começa a entrar em equilíbrio aquífero/reservatório/vapor injetado.

Com os dados de temperatura, energia, viscosidade e saturação pode se ver que com o aumento da qualidade do vapor existe o aumento da temperatura -> redução da viscosidade -> aumento na produção, a manutenção de pressão que o modelo com aquífero realiza, fornece uma maior produção de óleo se comparada à recuperação primária (que pode ser visto na Figura 4-14), mas causa um efeito negativo na recuperação térmica.

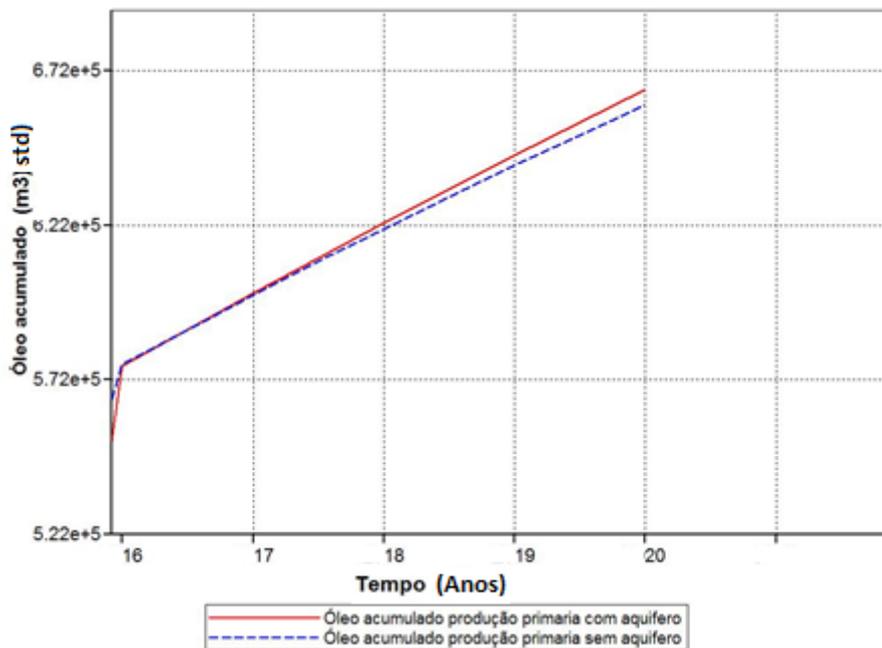


Figura 4-25: Produção de óleo primária com e sem aquífero

4.2 Análise das completções

Na tabela 4-2 são mostrados os parâmetros escolhidos para a análise da completção com suas devidas variações de vazão de injeção e completção, mantendo a temperatura de injeção em 550°F.

Tabela 4-2: Mudança na completção e na vazão de injeção

Vazão de injeção (m ³)	Qualidade do vapor (%)	Completção
0	-	-
50	60	A
50	60	B
50	60	C
100	60	A
100	60	B
100	60	C
150	60	A
150	60	B
150	60	C

Após a simulação de todos esses dados primeiramente se fez necessária checar a injetividade desses modelos em todas as suas vazões para ter certeza que todos estão trabalhando perfeitamente, o que nos leva a Figura 4-26.

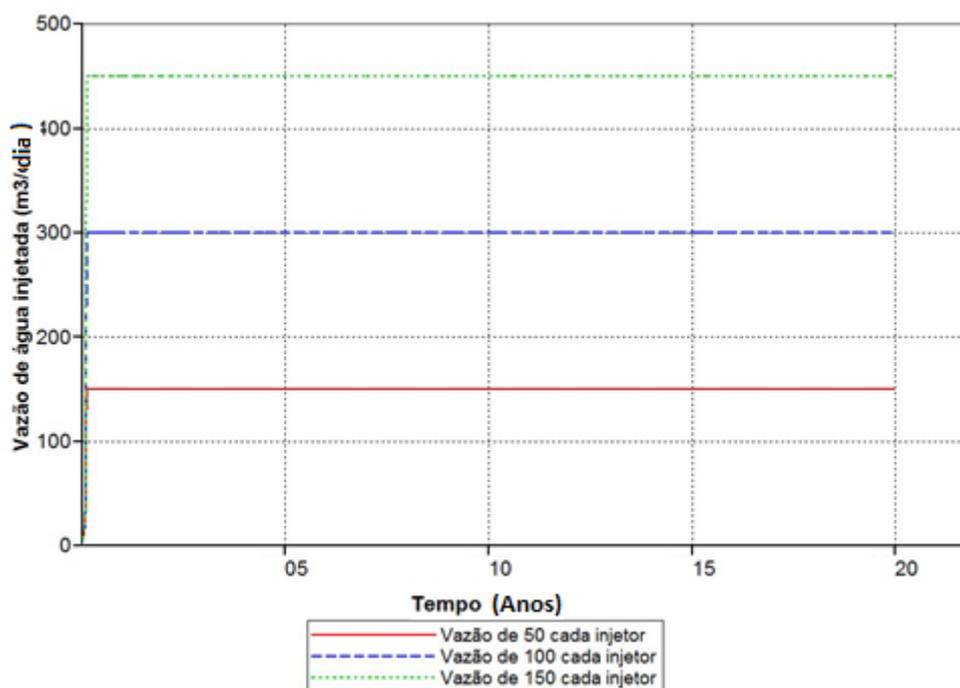


Figura 4-26: Vazão de injeção ao longo de 20 anos

4.2.1 Análise da produção acumulada de óleo

Os resultados de produção de óleo obtidos podem ser vistos nas Figuras 4-27 e 4-28 para o modelo com aquífero aonde é possível notar agora que o aumento da vazão causa um aumento esperado da produção de óleo para as três completações, mas como também é possível ver que o modelo de completação A tem uma produção maior de óleo em relação aos outros. Outro fator importante que deve ser notado em ambas às figuras é o momento que cada modelo começa a ter um crescimento diferente, por exemplo, a comparação entre (a) e (c) na Figura 4-27 aonde pode ser visto que a completação A começa a ter um aumento da produção mais rapidamente do que a completação C.

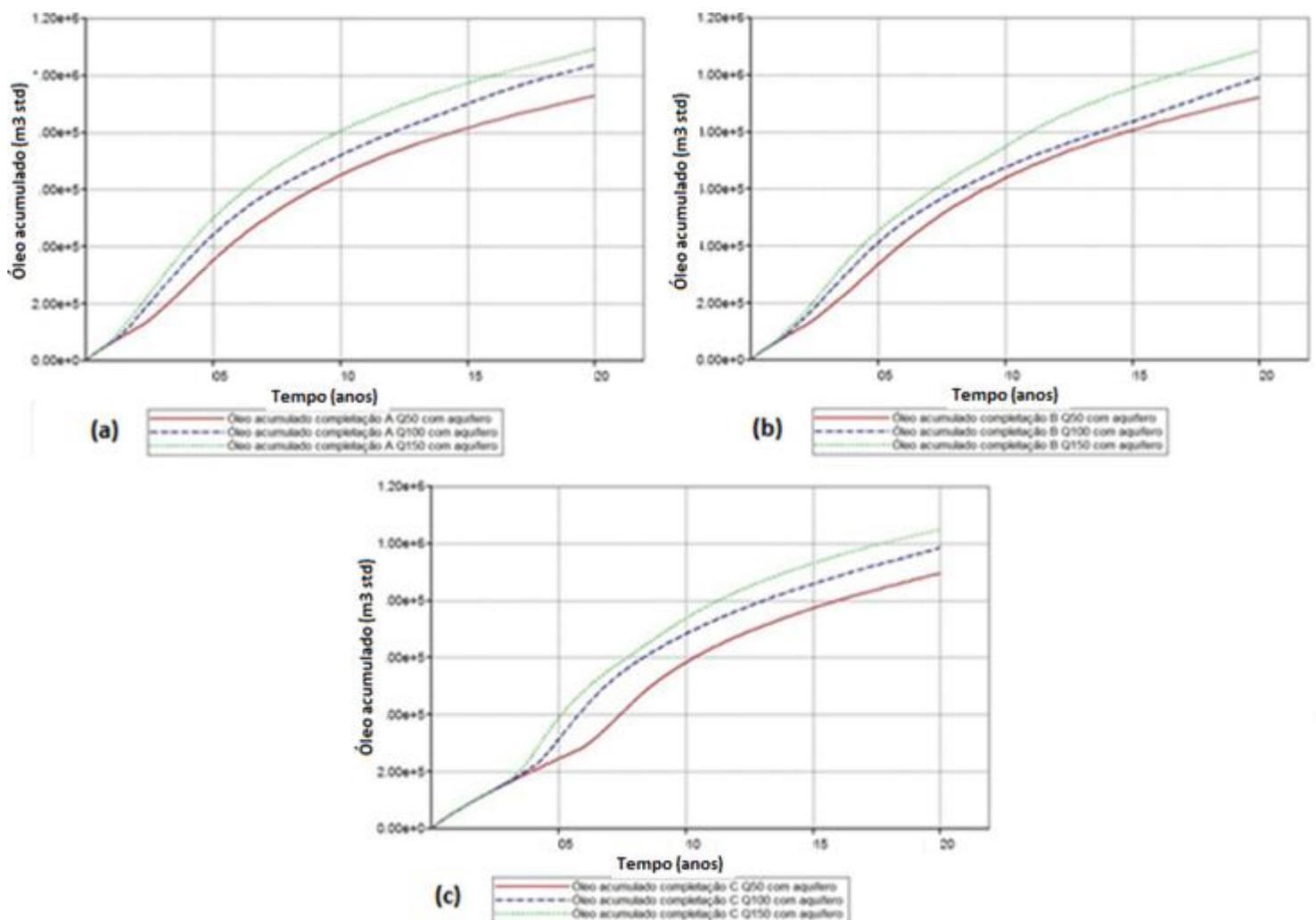


Figura 4-27: Óleo produzido com aquífero para completação (a) A (b) B (c) C e diferentes vazões

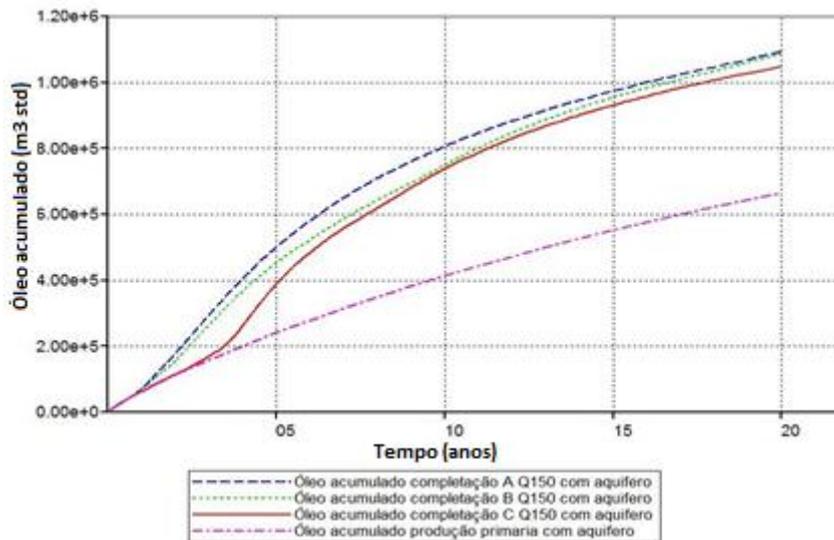


Figura 4-28: Óleo produzido com aquífero para todas as completções na vazão 150m³/dia

As Figuras 4-27 e 4-29 demonstram o aumento da produção de petróleo com o aumento da vazão de injeção, já nas Figuras 4-28 e 4-30 pode se analisar que a completção (A) em ambos os casos teve a melhor produção seguida da completção (B) e depois (C).

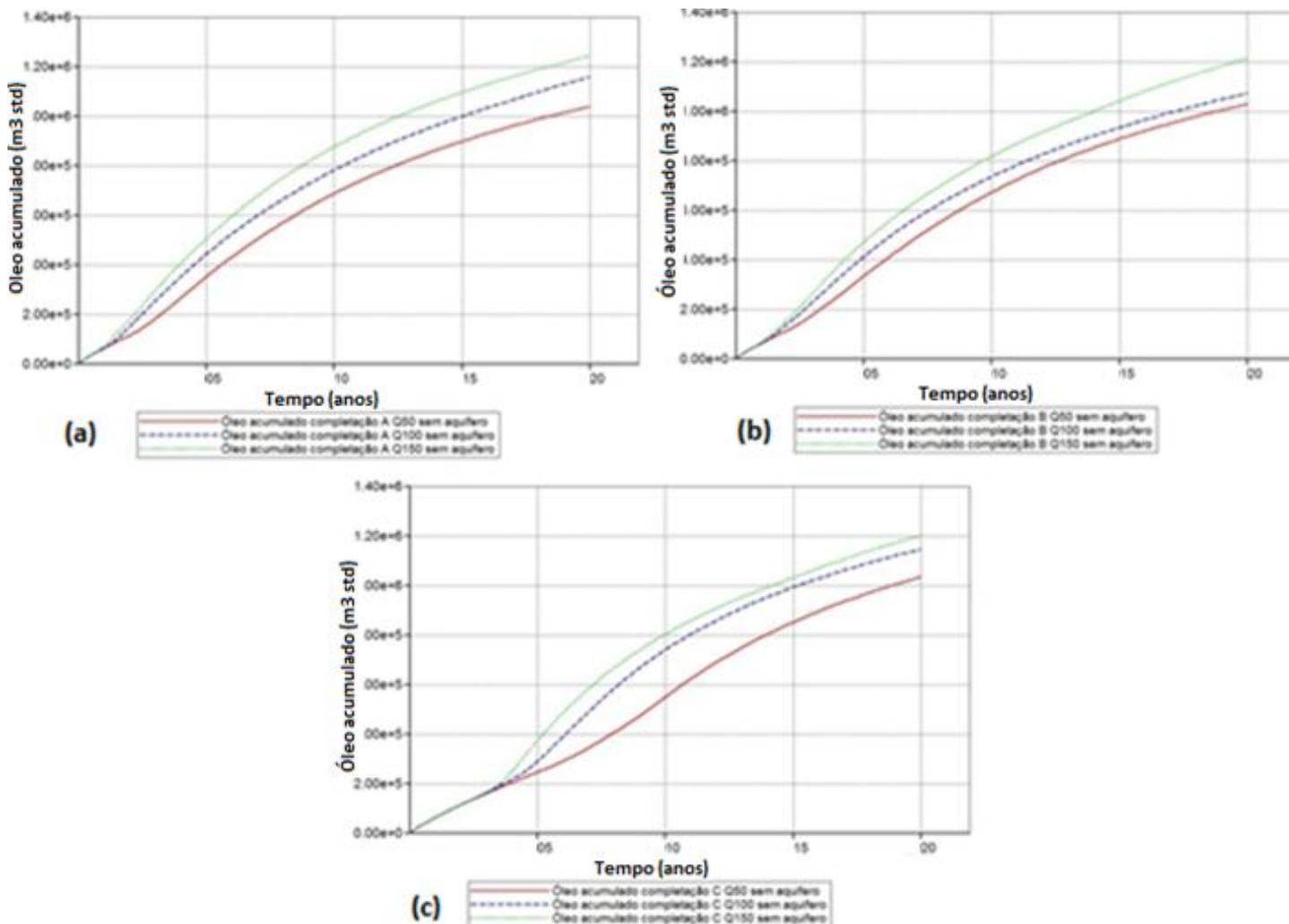


Figura 4-29: Óleo produzido sem aquífero para completção (a)A (b)B (c)C e diferentes vazões

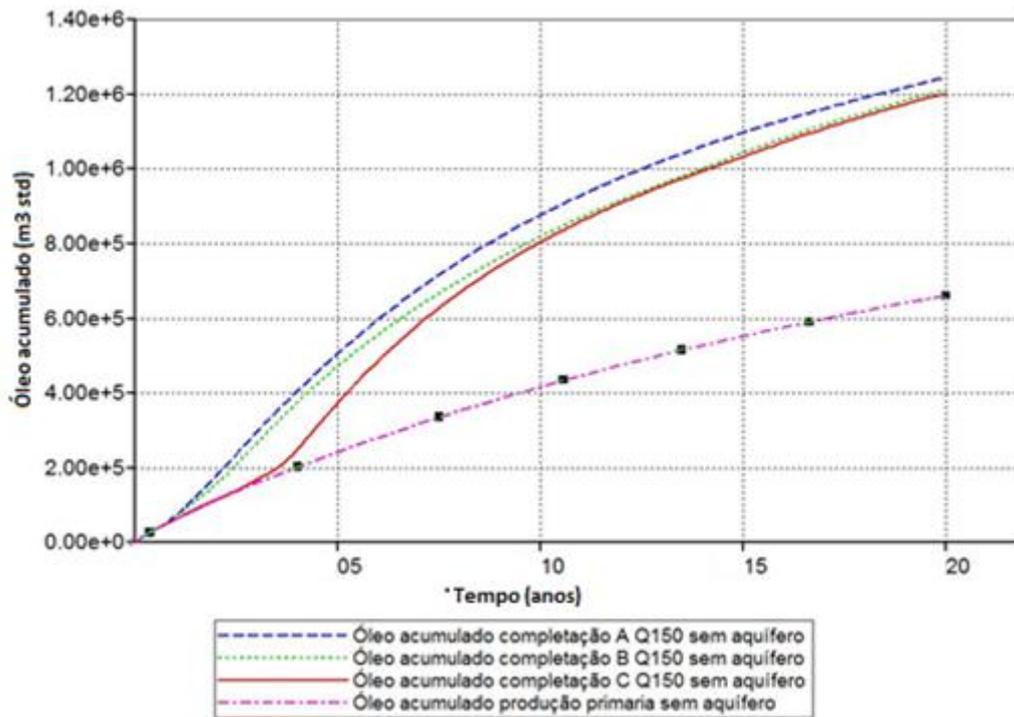


Figura 4-30: Óleo produzido sem aquífero para todas as completações na vazão de 150m³/dia

Já na comparação entre os dois que é mostrado na figura 4-31 é possível ver que o modelo sem aquífero apresenta uma maior produção acumulada de óleo em relação ao modelo com aquífero na completação A que forneceu as maiores produções para ambos modelos.

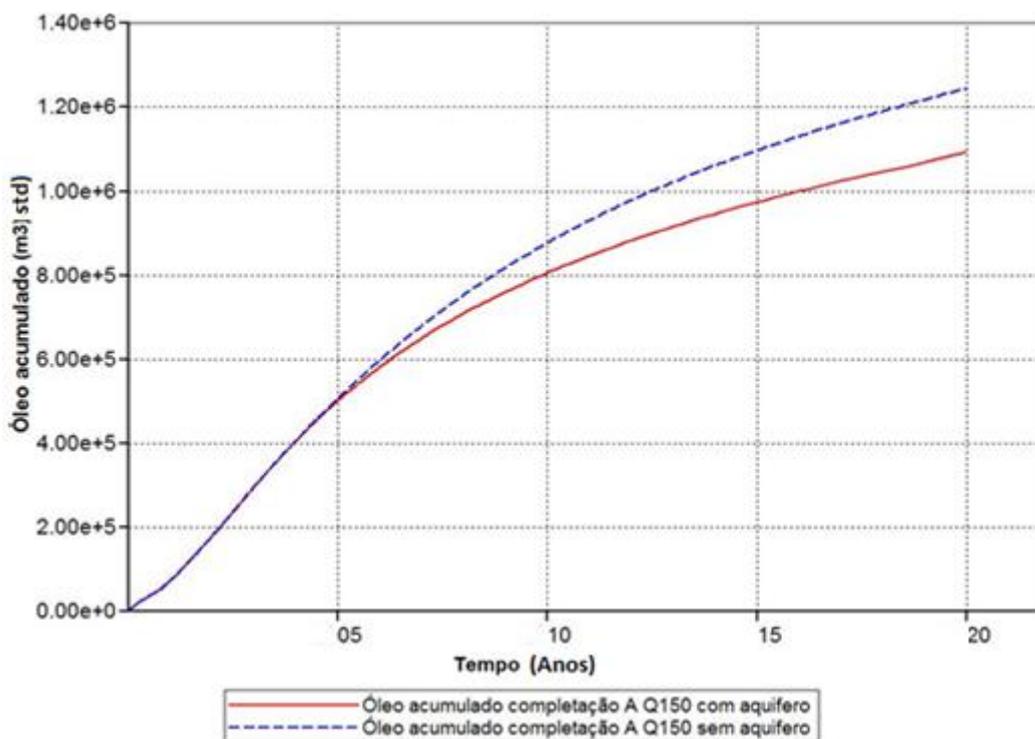


Figura 4-31: Gráfico comparativo entre os modelos com e sem aquífero para vazão 150m³/dia e completação A

4.2.2 Análise da temperatura média do campo

As figuras 4-32 e 4-33 mostra que na temperatura média do campo do modelo com aquífero o aumento da vazão faz com que ocorra um aumento da temperatura, mas também pode se notar que a completção C que é a completção que apresenta a menor produção acumulada de óleo entre as três, é a completção que apresenta a maior temperatura média do campo.

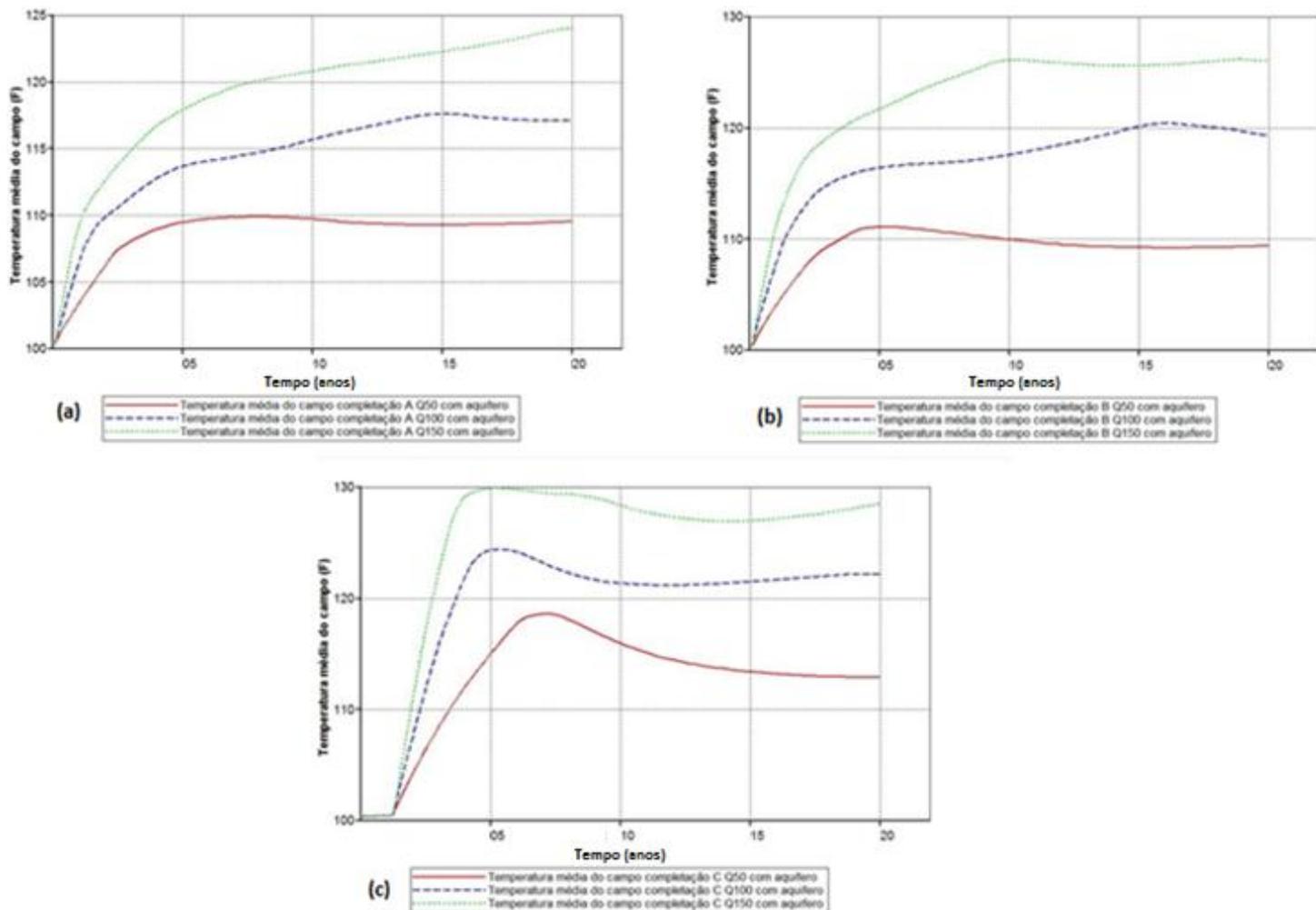


Figura 4-32: Temperatura média do campo com aquífero para diferentes vazões e completção (a) A (b) B (c) C.

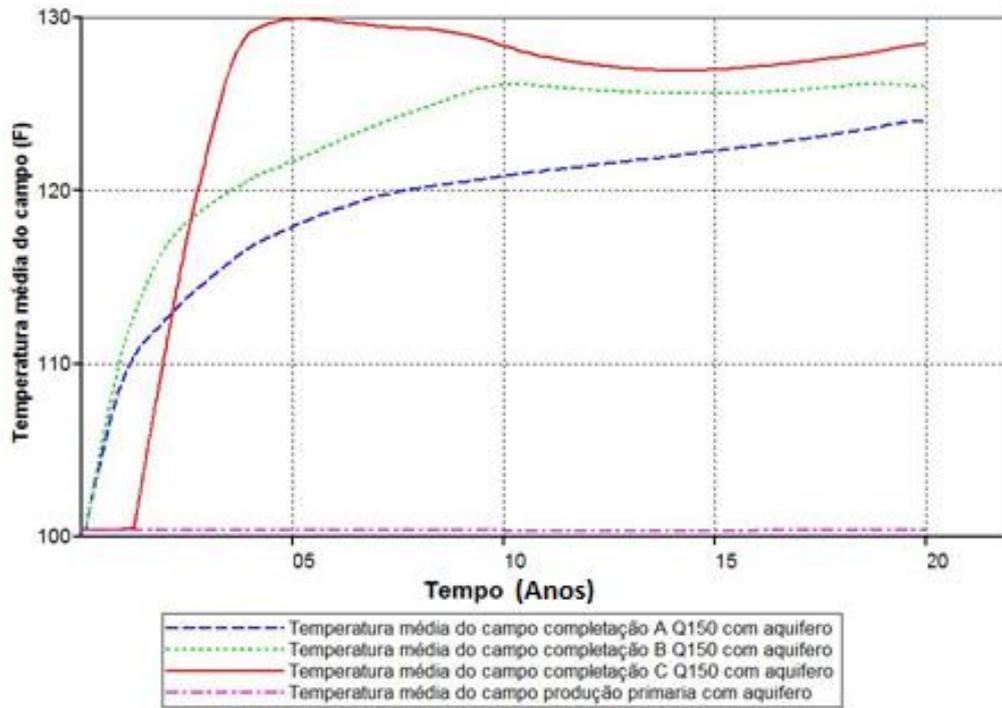


Figura 4-33: Temperatura média do campo com aquífero para vazão de 150 m³

Na Figura 4-34 mostra a temperatura média do campo do modelo sem aquífero na vazão de 150 m³/dia em cada injetor para as três diferentes completções e a primária já que o efeito do aumento da vazão é o mesmo para ambos os casos com e sem aquífero.

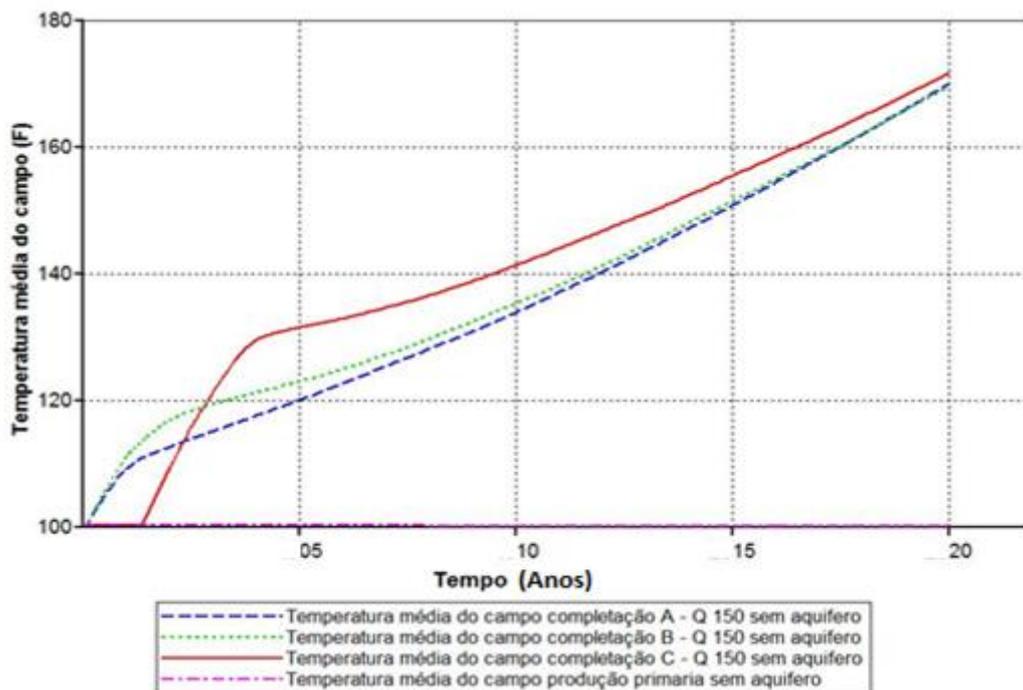


Figura 4-34: Temperatura média do campo sem aquífero para vazão de 150 m³/dia

Na figura 4-35 é mostrada a comparação entre os modelos com e sem aquífero na completação C e vazão 150 m³/dia em cada injetor.

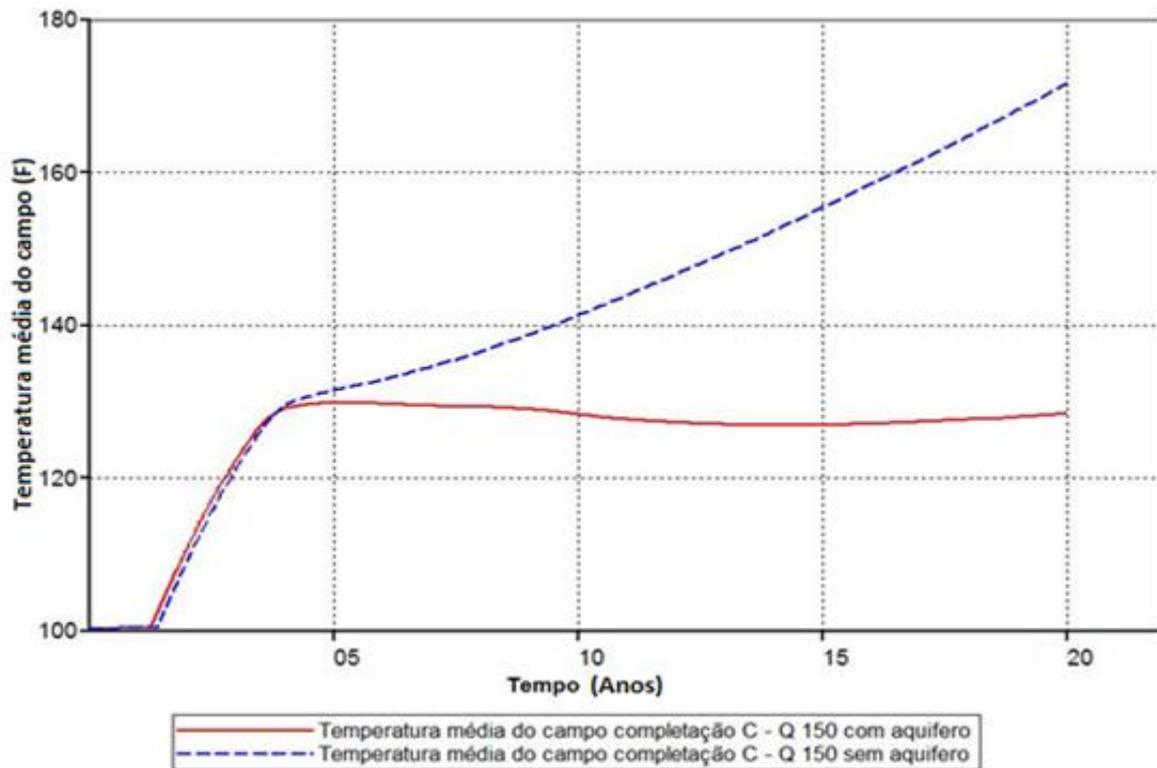


Figura 4-35: Comparativo entre os modelos com e sem aquífero da temperatura média do campo

Como pode ser visto na Figura 4-32 um aumento da vazão ocasiona um aumento da temperatura média do reservatório por causa da quantidade de massa injetada ser maior com vazões maiores, portanto mais calor. O que se pode notar também vendo as Figuras 4-33 e 4-34 é que a completação do tipo C tem uma melhor distribuição da temperatura no reservatório em ambos os casos (com e sem aquífero).

Já na comparação entre os modelos (figura 4-35) pode-se notar novamente o efeito da reposição de massa pelo aquífero (mesmo efeito notado durante o estudo da qualidade do vapor), fazendo assim com que o modelo sem aquífero a partir do ano de 03 comece a ter um crescimento na temperatura média do campo (devido à falta de reposição de massa no reservatório no modelo sem aquífero a tendência da curva de temperatura é de continuar a crescer adentro do reservatório perdendo apenas calor para camadas subjacentes, diferente do modelo com aquífero que após aquecer até o ano 03 ele se estabiliza trocando calor com a água que vem do aquífero).

Os resultados são interessantes, pois o modelo com maior produção de óleo não é o mesmo modelo com a maior temperatura média do campo o que nos leva a necessidade de outras análises como a da saturação do óleo, assim teremos uma ideia de como o aquífero reage em ambos os casos.

4.2.3 Análise da saturação de óleo

Analisando a saturação de óleo que está representada nas Figuras 4-36 a 4-39 onde é visto em (a) o modelo com aquífero e (b) o modelo sem aquífero para diferentes anos na completação A de maior produção de óleo.

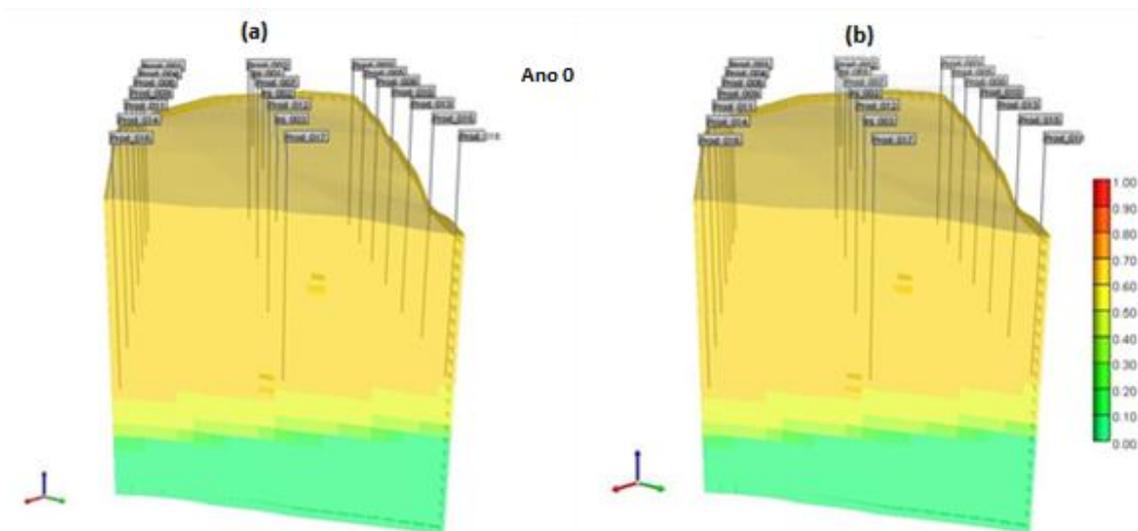


Figura 4-36: Saturação de óleo para o modelo (a) com aquífero (b) sem aquífero Ano 0

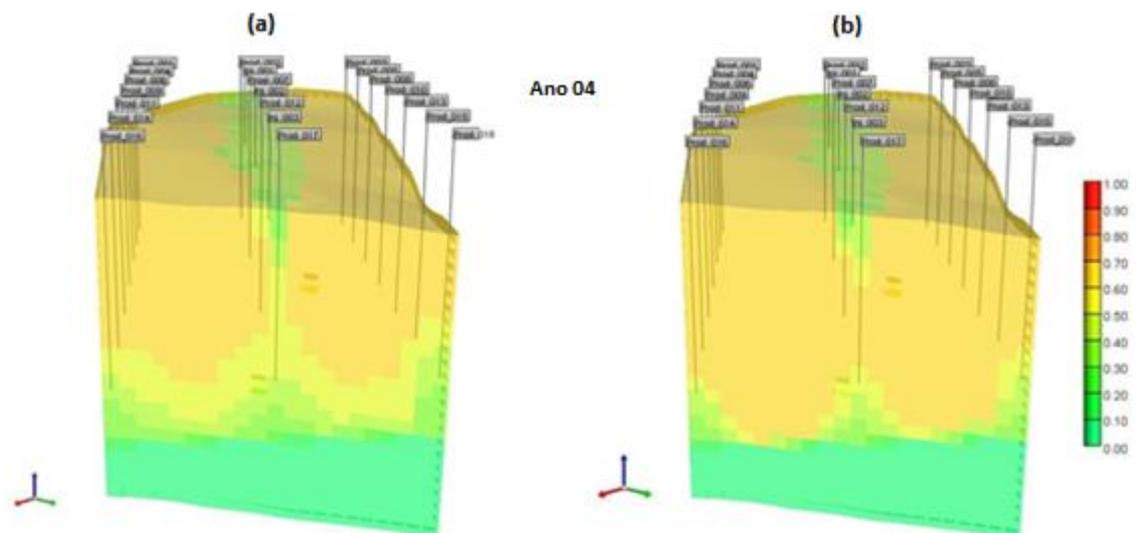


Figura 4-37: Saturação de óleo para o modelo (a) com aquífero (b) sem aquífero Ano 04

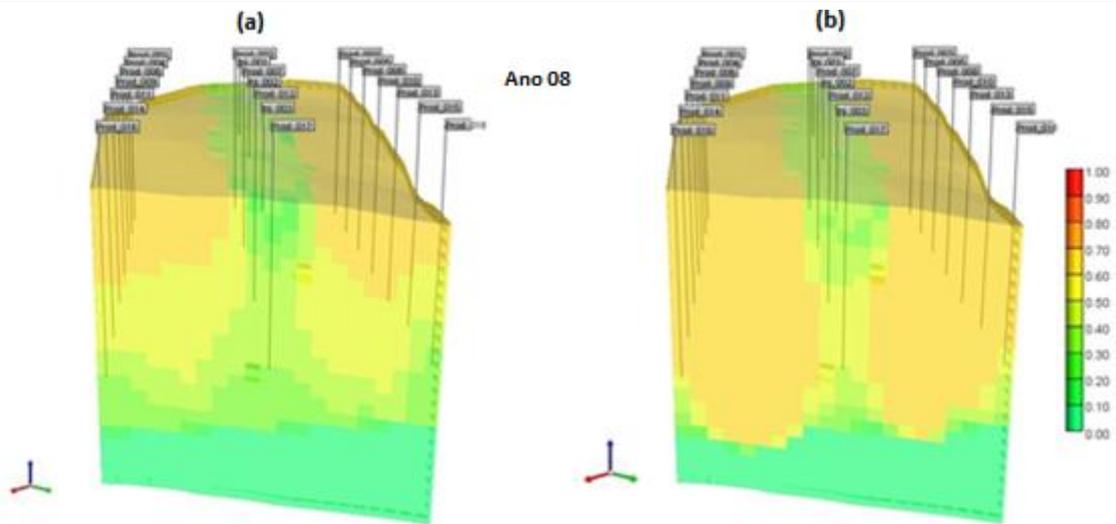


Figura 4-38: Saturação de óleo para o modelo (a) com aquífero (b) sem aquífero ano 08

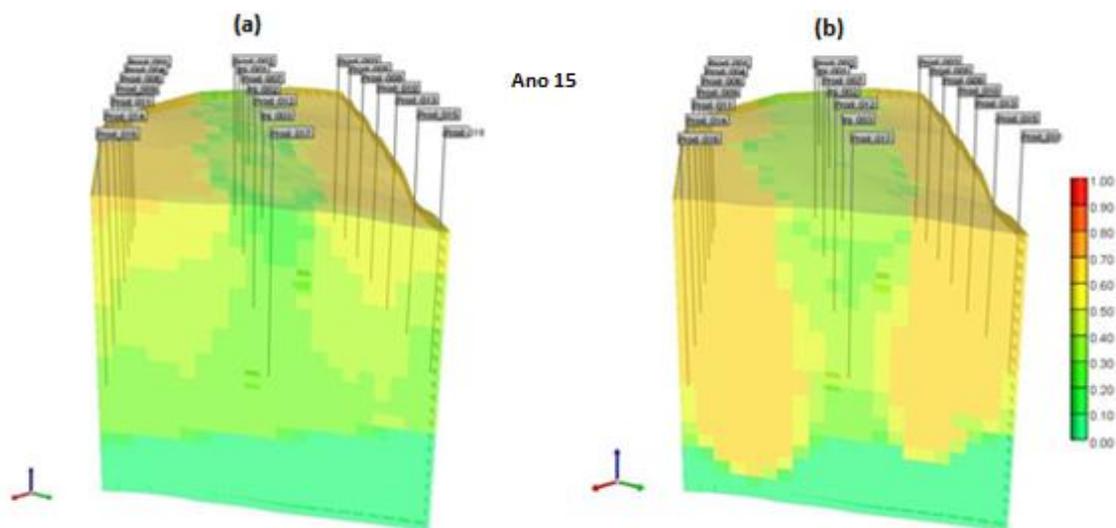


Figura 4-39: Saturação de óleo para o modelo (a) com aquífero (b) sem aquífero Ano 15

Os dados de saturação de óleo demonstram que o modelo com aquífero tem uma redução mais acentuada na saturação de óleo em relação ao modelo sem aquífero, esse efeito pode ser causado por uma maior produção de óleo ou por uma grande invasão de água o que faz com que a saturação de óleo reduza em todo o reservatório.

Como sabemos que o modelo sem aquífero tem uma maior produção de óleo o que nos resta é a hipótese da invasão de água diminuindo a saturação de óleo no reservatório, para ter certeza se faz necessária à análise da produção de água dos modelos com aquífero e sem aquífero e do influxo do aquífero no modelo com aquífero.

4.2.4 Análise da produção de água e influxo do aquífero

Na figura 4-40 é mostrada a produção de água para o modelo com aquífero na vazão de $150\text{m}^3/\text{dia}$ em cada injetor para as diferentes completações e primária.

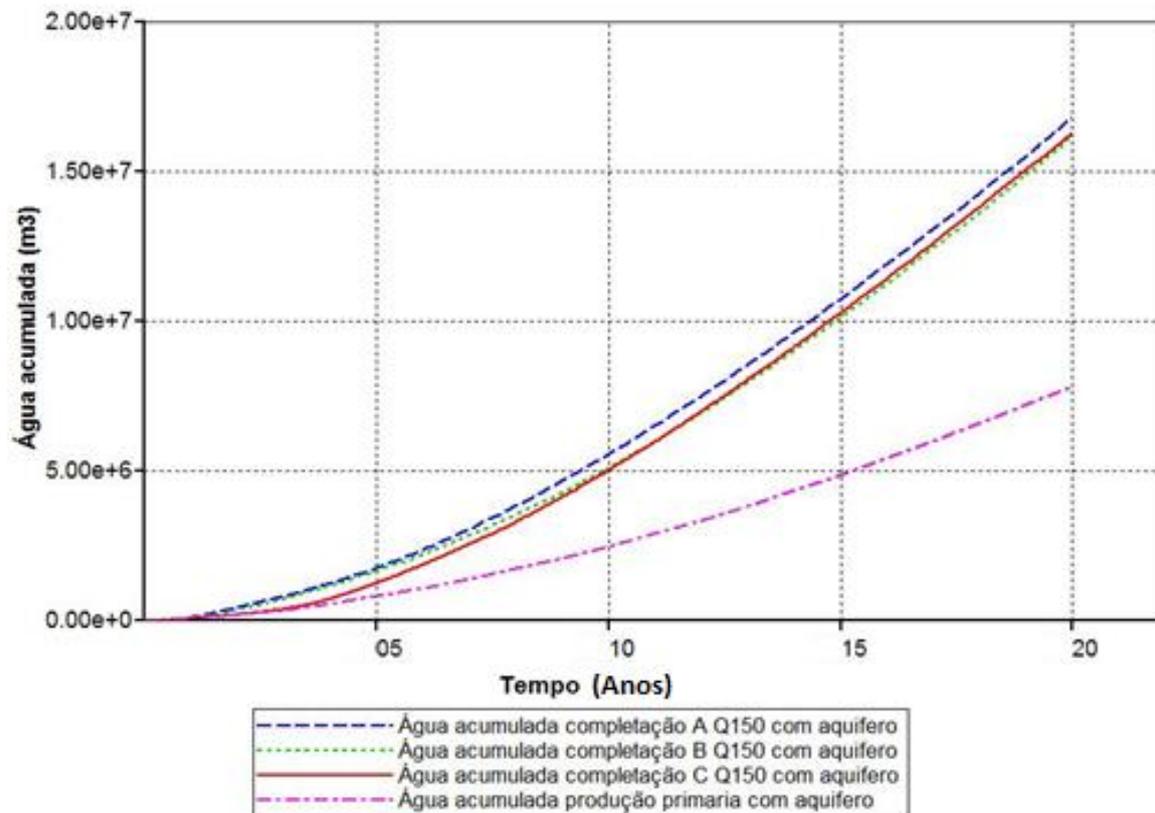


Figura 4-40: Produção de água com aquífero para diferentes completações na vazão $150\text{m}^3/\text{dia}$ e primária

Como pode ser visto na figura 4-40 o modelo de completação A tem a maior produção de água entre os modelos mostrando, não é somente o modelo que tem a maior produção de óleo, mas como também produz muita água.

Na figura 4-41 é analisada a produção de água para o modelo sem aquífero na vazão de 150 para as diferentes completações.

Nas Figuras 4-40 e 4-41 a produção de água é maior no modelo A em ambos os casos, mas o mais importante a ser notado ao ver ambas as figuras é o fato de que o modelo com aquífero tem mais de três vezes a quantidade de água produzida do que o modelo sem aquífero, o que nos leva ao responsável da diminuição brusca da saturação de óleo daquele modelo.

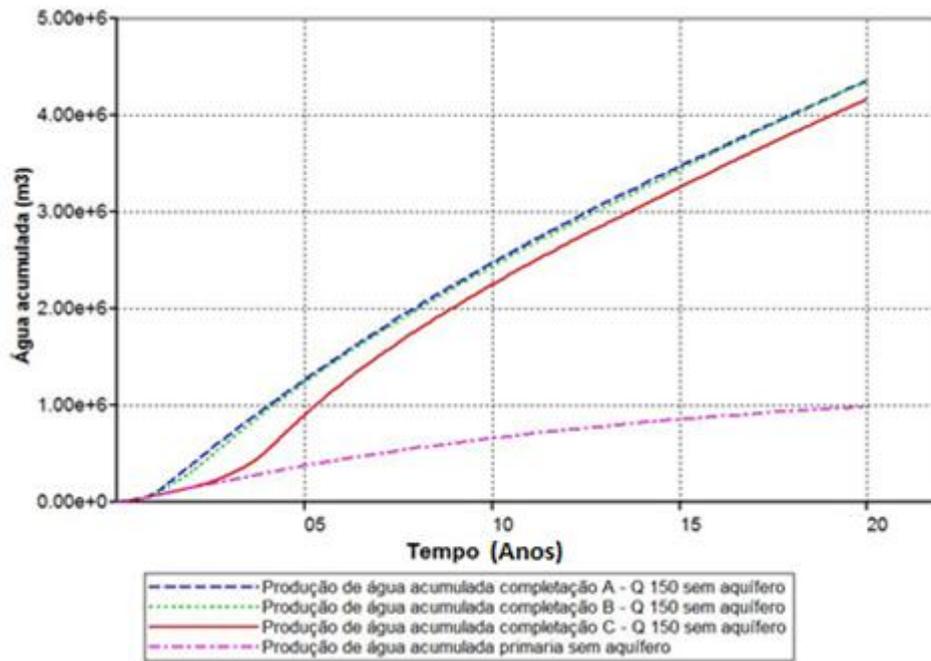


Figura 4-41: Produção de água sem aquífero para diferentes completações na vazão 150m³/dia e primária

Outro fator importante é a análise do influxo do aquífero para dentro do reservatório (Figura 4-42), como pode ser visto o aquífero está repondo quase toda a água produzida oque apenas reforça a hipótese de que a redução da saturação e a menor produção de óleo no modelo com aquífero é causada por um grande volume de água oriunda do aquífero.

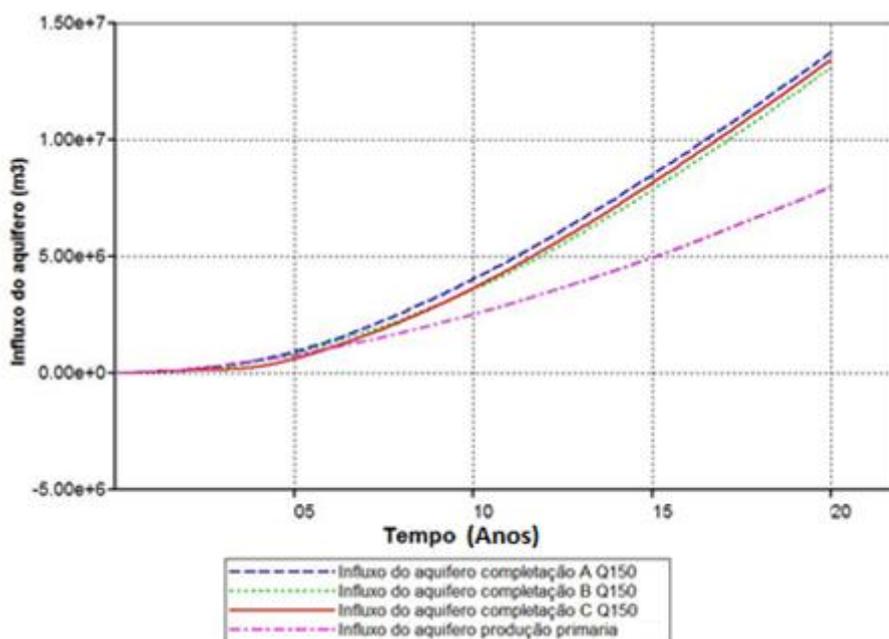


Figura 4-42: Influxo de água do aquífero para diferentes completações na vazão de 150m³/dia e primária

CAPÍTULO V:

Conclusão

5 Conclusão

Para a análise de qualidade de vapor, ficou evidente que seu aumento teve um maior efeito na produção de óleo para o modelo sem aquífero, pois esse modelo não realiza a troca de calor com a água fria como o modelo com aquífero, permitindo que o modelo sem aquífero tenha uma maior temperatura -> menor viscosidade -> maior produção de óleo.

Para a mudança de vazão, os modelos apresentaram maior produção de óleo com o aumento da vazão injetada, devido ao aumento simultâneo de massa e de calor injetado no reservatório, causando assim o aumento do arraste e diminuição da viscosidade.

Para as diferentes configurações, em ambos os casos, o modelo C, por estar situado na parte inferior do reservatório, resultou em maior temperatura média no campo, pois a temperatura foi melhor distribuída em relação ao modelo A, que está situado na parte superior do reservatório, portanto, perdendo muito do calor para as camadas subjacentes.

Entretanto, o modelo que apresentou melhor produção de óleo foi o modelo A, pois mesmo tendo a menor temperatura média do campo, entre os três modelos, ele é o modelo que tem a maior distribuição no canhoneado do injetor, causando assim uma área maior de contato e um arraste maior (esse efeito pode ser notado na relação entre os modelos A e C, onde o modelo C é apenas um canhoneado do injetor no bloco 13, enquanto o modelo A abrange um espaço de canhoneado bem maior).

No final ficou nítido que a aplicação da injeção de vapor no modelo com aquífero, apesar de ter uma manutenção de pressão e uma produção primária maior que o modelo sem aquífero, não resulta necessariamente em um bom desempenho, pois muito calor é perdido para o aquífero.

Referências Bibliográficas

6 Referências bibliográficas

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

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

CMG, Computer Modelling Group Ltda. Apostilas do usuário para Winprop/STARS/Results 3d/ Results Graph/ 2008.2009.2010.2011.2012

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe – Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural, Natal-RN, Brasil, 2008.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe – Análise de Viabilidade de um Fluido Alternativo ao Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural, Natal-RN, Brasil, 2012.

ROSA A. J; Carvalho, R. S.; Xavier J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2006.

SANTANA, Keila Regina – Estudo da segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em reservatórios heterogêneos. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural, Natal-RN, Brasil, 2009.