



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

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

APLICAÇÃO DO PROCESSO CAGD EM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO

Diego de Azevedo Oliveira

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

Natal/RN, Novembro/2014

APLICAÇÃO DO PROCESSO CAGD EM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO
COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO

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

Aprovado em ____ de _____ de 2014.

Prof.^a Dr.^a Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientadora - UFRN

Prof. Ph. D. Tarcilio Viana Dutra Junior
Membro Examinador - UFRN

M. Sc. Edson de Andrade Araújo
Membro Interno - UFRN

Agradecimentos

Agradeço a Deus por ter me dado sabedoria para escrever este trabalho e que permite que coisas boas aconteçam comigo.

À minha orientadora, Dr.^a Jennys Lourdes Meneses Barillas, por todo apoio e explicações dadas.

À Edson, por ter apoiado, explicado e ensinado durante todo o trabalho e quando foi necessário.

À minha família, que sempre me apoia e nunca me deixou falta nada, em especial aos meus pais, Damiana e Denis.

À minha namorada, Isadora Aguiar, por todo amor e carinho, te amo.

Aos amigos, Vinicius, João, Leonardo, José, Yago e Lucas por sempre se manterem unidos.

OLIVEIRA, Diego de Azevedo – “APLICAÇÃO DO PROCESSO CAGD EM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN, Brasil.

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

RESUMO

Com o intuito de melhorar a produção de óleo, os métodos especiais de recuperação de petróleo são desenvolvidos e cada vez mais estudados pela indústria petrolífera. Os métodos especiais de recuperação visam produzir a porção de óleo que não pode ser produzida com a recuperação primária e métodos convencionais. Para a recuperação de óleos pesados, os métodos térmicos podem ser destacados porque diminuem a viscosidade do óleo, e dentre esses, o método de combustão *in-situ* que diferentemente dos outros métodos térmicos produz o calor dentro do reservatório. O objetivo do trabalho é estudar o método CAGD (*Combustion Assisted Gravity Drainage*), uma das diversas configurações que têm o método da combustão *in-situ*. Este trabalho é realizado utilizando como referência um reservatório com as características do Nordeste Brasileiro, além do objetivo de desenvolver a área do CAGD através da análise dos resultados, para isso são modificados os tamanhos dos poços injetor e produtor horizontais, além do estudo de como a vazão de injeção influencia na produção. Para o estudo, foi utilizado o simulador STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da CMG (*Computer Modelling Group*).

Palavras Chave: CAGD, combustão *in-situ*, métodos de recuperação avançada.

OLIVEIRA, Diego de Azevedo – “APLICAÇÃO DO PROCESSO CAGD EM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN, Brasil.

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

ABSTRACT

With the intention of improving the oil production, the enhanced oil recovery methods are developed and each time are more studied by the oil industry. The enhanced oil recovery methods aim to produce the portion of oil that cannot be produced with the primary recovery and conventional methods. For recovering heavy oil, the thermal methods stands out because they lower the oil viscosity, and among these methods, there is the in situ combustion that differently from the others thermal process generate heat inside the reservoir. The objective of this thesis is to study the CAGD (Combustion Assisted Gravity Drainage) process, one of the various configuration from CIS method. This thesis is carried out using with reference a reservoir from the northeast of Brazil, also order to develop the CAGD area through the analyze of the results, for it are modified the length of the injector and producer wells, also is studied how the rate of injection influences in production. For the study, was used the simulator STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) from CMG (*Computer Modelling Group*).

Keywords: CAGD, in-situ combustion, enhanced oil recovery methods.

Sumário

1	Introdução Geral.....	12
2	Objetivos	15
3	Aspectos Teóricos	17
3.1	Métodos Especiais de Recuperação de Petróleo	17
3.1.1	Combustão <i>In-Situ</i>	18
3.2	Características de reservatório	25
3.3	Características do fluido presente no reservatório	26
3.4	Aspectos do Projeto de Combustão In-situ.....	26
4	Modelagem do processo Metodologia de Trabalho	29
4.1	Modelagem do processo	29
4.1.1	Ferramentas Computacionais	29
4.2	Dados do Reservatório	29
4.2.1	Modelo Base	30
4.3	Dados do Modelo do Fluido	31
4.4	Interação Rocha-Fluido.....	33
4.5	Modelagem dos Poços	35
4.6	Configurações de poços analisadas.....	35
4.6.1	Comprimento do poço Injetor.....	35
4.6.2	Distância vertical	36
4.6.3	Variação do número de poços	37
4.7	Metodologia	38
5	Resultados e Discussões.....	40
5.1	Comparativo entre o Modelo Base e a Recuperação Primária	40
5.2	Análise das diferentes vazões de injeção de ar	40
5.3	Análise do tamanho horizontal e distância vertical do poço injetor.	43
5.4	Comparação CAGD contra o THAI™	53
5.5	Análise do número de poços.	58
5.5.1	Análise da distância vertical	58

5.5.2	Análise do aumento da vazão	64
5.5.3	Comparação com o método THAI™	66
6	Conclusões e Recomendações.....	70
6.1	Conclusões	70
6.2	Recomendações	70
7	Referências Bibliográficas	73

Índice de figuras

Figura 3.1: Representação das zonas formadas durante o processo da combustão <i>in situ</i> . (Adaptado de Rodrigues, 2013 apud ROSA 2006)	19
Figura 3.2: Processo de Injeção de ar (ARAUJO, 2012 apud HeavyOilinfo, 2010).....	22
Figura 3.3: Conceito do processo Combustão Assistida por Drenagem Gravitacional - <i>Combustion Assisted Gravity Drainage</i> (CAGD) (Adaptado de Rahnema, 2012).	23
Figura 4.1: Modelo Base	31
Figura 4.2: Permeabilidade relativa da água e do óleo.....	34
Figura 4.3: Permeabilidade relativa do gás e do líquido.	35
Figura 4.4: Tamanho do poço horizontal pequeno.	36
Figura 4.5: Tamanho do poço horizontal médio.	36
Figura 4.6: Tamanho do poço horizontal grande.....	36
Figura 4.7: Completações Verticais dos Poços	37
Figura 4.8: Modelo 3D com dois poços injetores.....	38
Figura 5.1: Fator de recuperação em função do tempo.	40
Figura 5.2: Fator de recuperação no tempo, aumento das vazões.	41
Figura 5.3: Temperatura média do reservatório no tempo, aumento das vazões.	42
Figura 5.4: Vazão de óleo no tempo, aumento das vazões.....	43
Figura 5.5: Fator de recuperação no tempo, diferentes configurações de tamanho horizontal do injetor e distância vertical.....	44
Figura 5.6: <i>Breakthrough</i> do gás, para um poço injetor pequeno.	45
Figura 5.7: <i>Breakthrough</i> do gás, para a configuração de poço injetor médio.....	45
Figura 5.8: Temperatura média no tempo, diferentes configurações de comprimento horizontal e distância vertical	46
Figura 5.9: Perda de calor para as camadas adjacentes, poço injetor completado na segunda camada.....	47
Figura 5.10: Perda de calor para as camadas adjacentes, poço injetor completado na sétima camada.....	47
Figura 5.11: Temperatura do reservatório em 4 meses de produção, poço injetor pequeno.....	48
Figura 5.12: Temperatura do reservatório em 10 anos de produção, poço injetor pequeno.....	49

Figura 5.13: Temperatura do reservatório em 20 anos de produção, poço injetor pequeno.....	50
Figura 5.14: Temperatura do reservatório em 4 meses de produção, poço injetor médio.	50
Figura 5.15: Temperatura do reservatório em 10 anos de produção, poço injetor médio.	51
Figura 5.16: Temperatura do reservatório em 20 anos de produção, poço injetor médio.	52
Figura 5.17: Viscosidade do óleo em 2020, para um poço injetor pequeno.....	52
Figura 5.18: Viscosidade do óleo em 2020, para um poço injetor médio.	53
Figura 5.19: Fator de recuperação no tempo, CAGD contra THAI™.	54
Figura 5.20: Produção de Óleo Acumulada no Tempo, CAGD contra o THAI™.	54
Figura 5.21: Temperatura média do reservatório no tempo, CAGD contra THAI™.....	55
Figura 5.22: Temperatura do reservatório em 4 meses, método THAI™.	56
Figura 5.23: Temperatura do reservatório em 10 anos, método THAI™.	57
Figura 5.24: Temperatura do reservatório em 20 anos, método THAI™.	57
Figura 5.25: Viscosidade do óleo em 2020, método THAI™.	58
Figura 5.26: Fator de recuperação no tempo, diferente número de poços.....	59
Figura 5.27: Temperatura média do reservatório no tempo, diferentes número de poços.	60
Figura 5.28: Temperatura do reservatório em 4meses, 2 injetores.....	61
Figura 5.29: Temperatura do reservatório em 10 anos, 2 injetores.	61
Figura 5.30: Temperatura do reservatório em 10 anos, 2 injetores.	62
Figura 5.31: Temperatura do reservatório em 20 anos, 2 injetores.	62
Figura 5.32: Vazão de óleo com o tempo, diferente número de poços.	63
Figura 5.33: Viscosidade do óleo em 2020, CAGD com 2 injetores.	64
Figura 5.34: Fator de recuperação no tempo, aumento da vazão, 2 injetores.	65
Figura 5.35: Temperatura média do reservatório com o tempo, aumento da vazão, 2 injetores.	65
Figura 5.36: Vazão de óleo no tempo, aumento das vazões, 2 injetores.	66
Figura 5.37: Fator de recuperação, CAGD 2 injetores contra THAI™.....	67
Figura 5.38: Temperatura média do reservatório, CAGD 2 injetores contra THAI™... ..	67

Figura 5.39: O₂ acumulado produzido no tempo, CAGD 2 injetores contra THAI™. .. 68

Índice de tabelas

Tabela 4.1: Propriedades do reservatório.	30
Tabela 4.2: Características do Óleo	31
Tabela 4.3: Mássica Inicial dos Componentes	32
Tabela 4.4: Energias de ativação e entalpia das reações	32
Tabela 4.5: Permeabilidade relativa e forças capilares dos fluidos em função da saturação.	33
Tabela 4.6: Tamanhos dos poços injetores horizontais	36
Tabela 4.7: Distância vertical entre poços	37

CAPÍTULO: I

Introdução Geral

1 Introdução Geral

O petróleo é apresentado, ainda, como a maior fonte de energia do planeta, porém não é um recurso com fácil captação e renovável, sendo um recurso natural que demora milhares de anos para ser gerado em condições corretas de pressão e temperatura. É encontrado em locais geológicos favoráveis ao acúmulo de fluidos, sendo estes locais os reservatórios. Infelizmente só uma fração do acumulado no reservatório consegue ser produzido para a superfície de maneira natural, isto é somente com a pressão presente no reservatório, para isto são necessários outros meios de recuperar esse óleo, aumentando a sua rentabilidade e estendendo a vida útil.

Com o aumento da ocorrência de óleos pesados e ultrapesados é necessário investimento em novas tecnologias para uma maior recuperação do óleo. Existem previsões econômicas de que o óleo seja a principal fonte de energia fóssil do mundo até 2025 (MOTHÉ; SILVA, 2008). No Brasil, o óleo pesado tem maior ocorrência em águas profundas da Bacia de Campos, marítimo, Estado do Rio de Janeiro. A recuperação desses óleos se faz necessária para o Brasil porque este busca a autonomia no setor para isso é preciso encontrar métodos para refinar, transportar, produzir e explorar os óleos pesados. É necessário entender que os óleos pesados têm uma maior dificuldade de manuseio e processamento em comparação com o óleo leve.

Um método de retirar uma maior porção de óleo pesado é pelo aumento de temperatura do reservatório, com isso o óleo tem uma diminuição de sua viscosidade, os métodos que utilizam este mecanismo são denominados de métodos especiais de recuperação. Dentre estes métodos tem-se vários modelos de recuperação, um desses são os métodos térmicos, que podem ser divididos em combustão *in-situ*, injeção de vapor, métodos eletromagnéticos e entre outros.

O processo de combustão, uma pequena porção do óleo do reservatório entra em ignição, a qual é sustentada pela injeção contínua de ar (ROSA *et al.*, 2006). Sendo assim, o reservatório é aquecido pela frente em combustão, aproximadamente, 10% do volume de óleo *in place* (VOIP), propagando o calor através do reservatório (GREAVES *et al.*, 2000).

Os mecanismos que fazem parte do processo de combustão *in-situ* são a redução da viscosidade e o aumento da temperatura pela frente em combustão, fazendo com que os gases de combustão e a fração mais leves do óleo sejam vaporizadas e deslocadas pelo reservatório. Porém, o processo de combustão *in situ* apresenta um difícil controle da frente de combustão, porque é dominado pelo fluxo de gás, além disso gera muitos problemas mecânicos nos equipamentos, sendo assim necessária alta manutenção dos mesmos. O método não é muito seguro porque apresenta um risco de explosão nos poços produtores.

Para análise e simulação da combustão é utilizado o simulador STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*), da empresa CMG (*Computer Modelling Group*). Este simulador consegue realizar simulações quando ocorre a mudança de temperatura, sendo o mais utilizado mundialmente para processos térmicos. O simulador tem as melhores respostas para o comportamento do fluido, injeção de vapor ou ar, aquecimento térmico ou reações químicas.

CAPÍTULO: II

Objetivos

2 Objetivos

Os objetivos do estudo realizado foram criar um modelo de fluídos que possa discretizar os fluidos presentes no reservatório de modo que atendam as características de um óleo pesado, além disso, desenvolver o método da combustão *in-situ* utilizando o poços injetores e produtores horizontais. Foi realizado uma análise dos parâmetros, tais como: diferentes maneiras de se realizar a completação, a distribuição dos poços, variação da vazão de injeção. Tem se a discussão de como a realização destas mudanças influenciam no reservatório, também é verificado a porcentagem de oxigênio que é produzido e consumido. Os resultados são divulgados a partir das curvas do fator de recuperação, produção de óleo, temperatura média e viscosidade, e a partir destes é possível inferir qual é a melhor combinação e como utilizar o reservatório com o método de combustão *in-situ*.

CAPÍTULO: III

Aspectos Teóricos

3 Aspectos Teóricos

Nesta seção são apresentados os fundamentos básicos do trabalho.

3.1 *Métodos Especiais de Recuperação de Petróleo*

Os métodos especiais de recuperação de óleo podem ser divididos em, métodos miscíveis, métodos químicos, métodos térmicos e outros.

Uma vez que, para a utilização dos métodos de recuperação avançada são o preço do barril de petróleo, quanto maior, mais facilmente será a aprovação do projeto para o método, em que os custos da exploração, desenvolvimento e produção são importantes, uma vez que podem ou não viabilizar o projeto. Além disso quanto maior o desenvolvimento tecnológico, maior será a extração do óleo, portanto, se faz necessário o investimento em pesquisas de estudo e discretização dos métodos de recuperação.

Os métodos especiais de recuperação de petróleo são alternativas com a finalidade de melhorar a produção em diversas ocasiões, sendo elas na exploração de reservas não convencionais, estimulação de poços, de áreas julgadas improdutivas ou antieconômicas, podendo ter um resultado favorável a produção daquela área com a aplicação dessas tecnologias.

Métodos miscíveis, estes métodos visam na manutenção de pressão do reservatório, por meio da injeção de fluidos no reservatório, além do deslocamento do óleo de forma miscível e/ou imiscível.

Métodos químicos, são aqueles em que é injetado compostos químicos que modificam a mobilidade do óleo e elevam a quantidade de óleo varrido pela água, geralmente são aplicados polímeros de alto peso molecular na água de injeção, apesar destes métodos terem uma alta eficiência são razoavelmente caros, o que limita a atualização do método.

Métodos térmicos, foco do trabalho, são os métodos que tendem a reduzir a viscosidade do óleo através do aumento de temperatura no reservatório, diminuindo as forças viscosas; o óleo é deslocado mais facilmente e assim produzido. Estes métodos podem ser classificados de duas diferentes formas, a combustão in-situ e a injeção de vapor, para este trabalho o foco é a combustão.

Injetando fluido aquecido no reservatório, o calor é gerado na superfície e transferido para dentro do reservatório através desse fluido injetado, desta maneira os fluidos

comumente injetados é água, quente ou também na forma de vapor. No método de combustão *in-situ* o calor gerado dentro do próprio reservatório, consiste da queima de uma porção do óleo presente no reservatório com isso liberando calor

Outros são os métodos que não podem ser classificados em nenhum dos métodos anteriores, como é o caso do método microbiológico e a estimulação sísmica.

3.1.1 Combustão *In-Situ*

No processo de combustão, uma pequena porção do óleo do reservatório entra em ignição, a qual é sustentada pela injeção contínua de ar (ROSA *et al.*, 2006). Sendo assim, o reservatório é aquecido pela frente em combustão, essa consome, aproximadamente, 10% do volume de óleo *in place* (VOIP) durante o processo, propagando o calor através do reservatório (GREAVES *et al.*, 2000). 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. Nesse caso, a composição do óleo afeta a quantidade de energia liberada. (ARAÚJO, 2012).

Para ocorrer o processo de combustão é essencialmente necessária a ignição do óleo, sendo este o primeiro requisito. A ignição pode ocorrer de maneira espontânea, isto é, devido a injeção de ar reagir com o óleo presente no reservatório gerando calor sem combustão, em outros casos é necessário aquecimento, para isso utiliza-se aquecedores de fundo para pré-aquecer o ar ou injeta-se um produto químico oxidável, por exemplo, linhaça de ferro. Em ambos os casos o calor gerado depende da composição de óleo, quando a ignição ocorre de maneira espontânea a ignição acontece porque a temperatura aumenta levando a ignição do óleo.

A queima do combustível, ou seja, do óleo, faz com que aumente a temperatura e diminua a viscosidade, além disso, vaporiza as frações mais leves que deslocam o óleo para o poço produtor. O vapor gerado e os componentes leves vaporizados são condensados após entrar em contato com as porções frias do óleo. A frente de combustão só se move para frente do reservatório quando toda a queima do combustível depositado ocorre, isto pode ser observado na Figura 3.1.

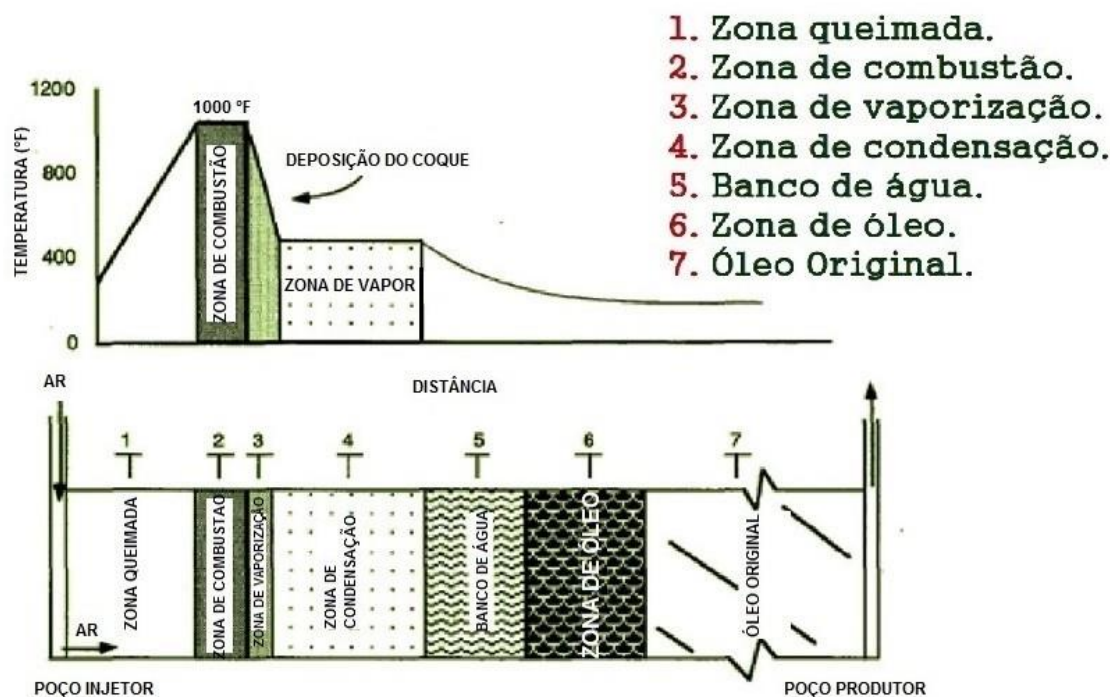


Figura 3.1: Representação das zonas formadas durante o processo da combustão *in situ*. (Adaptado de Rodrigues, 2013 apud ROSA 2006)

Na Figura 3.1 é apresentado as diferentes zonas formadas no reservatório pelo avanço da combustão, como também um gráfico da temperatura de cada zona. A primeira é a zona queimada, a sua temperatura aumenta quanto mais chega perto da zona de combustão, devido a geração de calor pela chama, nesta primeira zona não resta líquido devido a combustão que já ocorreu, portanto a rocha fica saturada com ar. A área a seguir é a zona de combustão, onde ocorre a geração de calor, encontra-se as maiores temperaturas do reservatório.

A zona de combustão é seguida pela zona de vaporização, neste local, o coque é depositado devido à vaporização dos hidrocarbonetos mais leves e da formação de vapor. As temperaturas na zona variam a medida que se distância da zona anterior, devido que se tem a troca de calor com os fluidos reduzindo a temperatura, atingindo a temperatura mínima para ferver a água presente no reservatório.

A quarta divisão é a zona de condensação, uma vez que, os fluidos vaporizados perdem calor estes voltam a se tornar líquidos. Os movimentos dos fluidos empurram o óleo e transportam o calor para o reservatório, os hidrocarbonetos leves condensados

deslocam o óleo do reservatório de maneira miscível e os gases provenientes da combustão empurra o óleo para o poço produtor. Com a perda de calor o vapor condensa tornando água quente, e então se tem o banco de água.

Em seguida, na zona de óleo, se encontra o óleo deslocado e afetado pela combustão in situ, além da água conata e alguns gases da combustão. A temperatura na área não sofre muita influência da chama, portanto, tem temperatura parecida com a inicial. A última zona é a de óleo original, nesta o óleo não foi afetado.

Para manter a chama acesa é necessário um mínimo de ar injetado para manter a frente de calor, este valor depende do reservatório e do óleo presente, porém pode ser medido em laboratório, sendo assim, o volume de ar injetado é um parâmetro importante. A velocidade da reação depende da quantidade de ar injetado, portanto quanto maior o volume injetado maior a velocidade da frente de combustão. Aumentando-se o fluxo de ar, no entanto, reduz-se o tempo de contato do ar injetado com a frente, resultando em uma fraca utilização do oxigênio do ar (ROSA, 2006.).

O processo de combustão In-situ pode ocorrer da forma molhada ou da forma seca, no primeiro a água também participa do processo de injeção, e na combustão seca só o ar injetado continuamente. Além disso, tem-se diferentes métodos de acordo de como é a distribuídos os poços, ou a maneira de como é completado, como por exemplo, o método *Toe-to-heel air injection* (THAI™), o método *Top-Down in Situ* (TD-ISC) e o *Combustion Assisted Gravity Drainage* (CAGD).

3.1.1.1 Combustão Seca

Combustão seca é o processo em que somente ar é injetado no reservatório de maneira continua. Esta pode ocorrer de duas maneiras: a combustão direta ou reversa, no primeiro caso a frente de combustão se desloca na direção do fluxo de ar injetado, caso os sentidos sejam opostos, o de injeção e o de deslocamento da frente de combustão, então a combustão é reversa.

A combustão seca é o procedimento de queima mais utilizado e consiste em injetar ar seco no reservatório para manter a frente de combustão que se desloca do injetor para o produtor (TABASINEJAD; KARRAT, 2006).

A porção de óleo queimada pela combustão direta e reversa é diferente. A combustão direta queima apenas os resíduos semelhantes a coque, enquanto o combustível queimado na combustão reversa é um hidrocarboneto de peso molecular intermediário. Isso ocorre porque o todo o óleo móvel deve se mover através da zona de combustão. Dessa forma, a combustão reversa consome um porcentual maior do óleo original do que a combustão direta. Entretanto, o movimento do óleo através da zona de alta temperatura promove o craqueamento do óleo, melhorando sua massa específica. Embora a combustão reversa tenha sido demonstrada em laboratório, ela não foi provada em campo (CRUZ, 2010).

3.1.1.2 Combustão Molhada

A combustão molhada, ou COFCAW (*Combination Of Forward Combustion And Water*), é diferenciada da injeção direta porque se injeta água, simultaneamente ou intermitentemente. É importante avaliar a com cuidado a relação água/óleo na combustão molhada, por que ao injetar água tem-se um declínio da queima do ar, este método tenta melhorar o desempenho econômico do processo.

3.1.1.3 Toe-to-heel air injection (THAI™)

O THAI é um processo de combustão que consiste de um poço horizontal produtor e um poço vertical injetor. A frente de combustão é mantida pela injeção do ar no poço vertical empurra o óleo para o poço produtor, deslocando o óleo de maneira horizontal.

O método possui semelhança ao SAGD (*Steam Assited Gravity Drainage*), de maneira que ambos possibilitam um deslocamento de óleo de curta distância.

O processo tem se apresentado viável tanto economicamente quanto tecnicamente. Porém, ainda é um processo carente de resultados científicos e pouco se sabe como controlar o processo de combustão e obter melhores índices de recuperação. (ARAUJO, 2012).

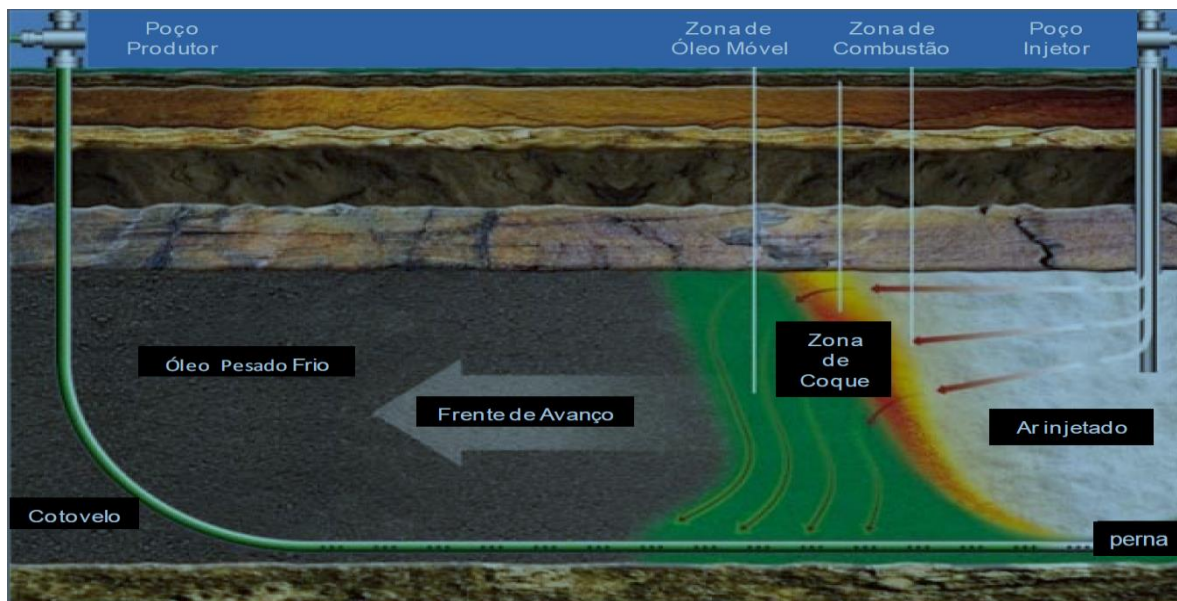


Figura 3.2: Processo de Injeção de ar (ARAÚJO, 2012 apud HeavyOilinfo, 2010).

3.1.1.4 *Top-Down In Situ* (TD-ISC)

A variação do método *Top-Down In Situ* é que a queima do óleo ocorre de cima para baixo, para isso ele utiliza um poço horizontal e um vertical, um injetor de ar vertical e o produtor horizontal. A queima de cima para baixo faz com que a propagação da frente de combustão de alta temperatura seja estável, de maneira que essa se desloque do topo para a base do reservatório, assim o óleo é drenado de por gravidade no poço horizontal.

3.1.1.5 *Combustion Assisted Gravity Drainage* (CAGD)

O processo CAGD é semelhante ao SAGD na configuração de poços, dois poços horizontais. Os poços horizontais promovem uma maior área de contato entre a formação e a frente de combustão. O óleo mobilizado não tem que necessariamente passar pelo banco de óleo frio para ser produzido, isso melhora a performance do processo. O *Combustion Assisted Gravity Drainage* é um processo de injeção de ar horizontal para a recuperação *in-situ* de óleo pesado e betume. A pequena distância entre o ar injetado e o óleo produzido é o principal mecanismo para levar o processo a uma varredura estável e grande recuperação de óleo. Essas características identificam o

CAGD como um processo com grande potencial de recuperação de óleo (REFERENCIA).

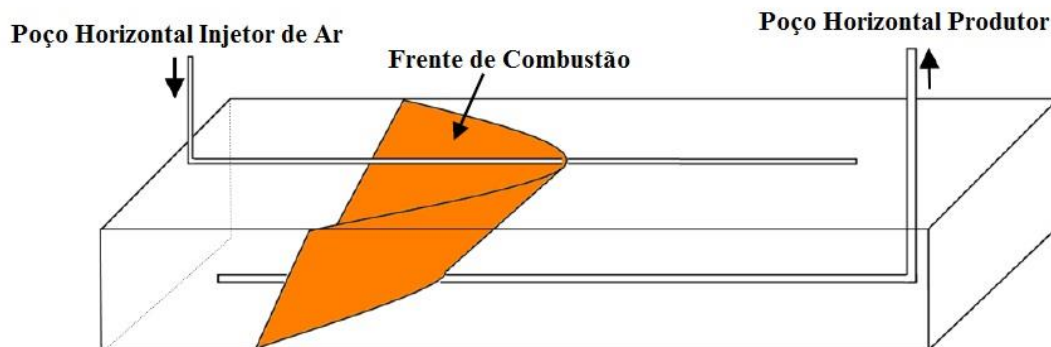


Figura 3.3: Conceito do processo Combustão Assistida por Drenagem Gravitacional - *Combustion Assisted Gravity Drainage* (CAGD) (Adaptado de Rahnema, 2012).

3.1.1.6 Aplicação

O processo da combustão *in-situ* tem como objetivo uma melhor recuperação do óleo pesado do reservatório, por ser um método térmico é utilizado em reservatórios que apresentam óleo de alta viscosidade, o processo tem sido usado como recuperação terciária em óleo $^{\circ}\text{API}$ variando de 20 a 40 (ROSA, 2006). A seguir, é listado características benéficas para a utilização da combustão *in-situ*, de acordo com ROSA (2006):

- A espessura do reservatório deve ser maior ou igual a 3 m para prevenir perdas excessivas de calor.
- A quantidade de óleo presente no reservatório deve ser maior que 0.1 m^3 de óleo/ m^3 de rocha para que o processo seja econômico. Tanto a porosidade como a saturação de óleo devem ser relativamente altas para se atingir esse valor.
- O $^{\circ}\text{API}$ do óleo deve estar no intervalo entre 10 e 40. Óleos de $^{\circ}\text{API}$ menores depositam combustível em excesso para o sucesso comercial, enquanto óleos de $^{\circ}\text{API}$ altos depositam pouco combustível para sustentar a combustão.
- A permeabilidade deve ser maior que 100 md para permitir o fluxo de óleo mais viscoso.

- A profundidade do reservatório deve variar de 100 a 1200 m. Reservatórios rasos limitam a pressão de injeção, enquanto os custos de compressão de ar são excessivos para reservatórios profundos.

3.1.1.7 Vantagens

A combustão *in-situ* é uma técnica provada, de modo que os reservatórios candidatos podem ser comparados com projetos anteriores para verificar sua viabilidade. O processo não é limitado a óleos de alta viscosidade. Há reservatórios que produzem óleos de $^{\circ}\text{API}$ maior que 40 e têm sido submetidos a esse processo. Pode-se obter alta eficiência de deslocamento, embora algum óleo seja queimado e não produzido. O fluido de injeção (ar) é facilmente disponível (ROSA, 2006).

3.1.1.8 Desvantagens

Problemas de produção frequentemente aparecem quando se opera à temperatura de combustão. Emulsões são formadas no reservatório ou na superfície. O equipamento de produção pode ser seriamente danificado pelo calor e pela corrosão à medida que a frente de combustão se aproxima do poço produtor (ROSA, 2006).

A distribuição de calor é ineficiente em projetos de combustão típicos. Uma zona aquecida, relativamente grande, é formada atrás da frente, onde pouco benefício traz. A injeção de água, simultânea ou alternada, pode auxiliar este problema (ROSA, 2006).

A segregação gravitacional pode ser um problema, com o ar overriding o reservatório de óleo, ou seja, fluindo pela parte superior da camada e ultrapassando o óleo (ROSA, 2006).

3.1.1.9 Considerações Econômicas

O balanço econômico é fortemente ditado pelo reservatório e pelo seu óleo. As características de deposição do combustível determinam o volume de ar requerido para o projeto. As propriedades do reservatório determinam as vazões de injeção de ar e a velocidade da frente de queima necessárias. Ambas determinam o dimensionamento das instalações de compressores necessárias para um projeto específico e que geralmente representam um investimento considerável. Os custos da compressão de ar podem ser altos, dependendo da pressão requerida (ROSA, 2006).

Por causa da complexidade do projeto e do seu risco de falha, uma instalação piloto é normalmente recomendada. Um bom indicador econômico da operação é a razão entre os volumes de ar injetado e de óleo produzido. Injeções de sucesso tem razão ar/óleo menores que $3500 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3$ (ROSA, 2006).

3.2 Características de reservatório

As características do reservatório que têm influência sobre os métodos são:

Profundidade: A profundidade do reservatório influencia, uma vez que, reservatórios pouco profundos não podem ter uma alta pressão de injeção, devido a pressão de fratura ser menor em profundidades rasas, além disso o custo do projeto é diretamente proporcional com a profundidade, devido a custos com a perfuração.

Homogeneidade: A homogeneidade do reservatório é muito importante, devido que ela depende da permeabilidade, e quanto mais permeável o reservatório melhor para o fluxo, conseqüentemente melhor para a produção, um reservatório não homogêneo é aquele que possui barreiras que impedem o fluxo, no caso da combustão é importante que não se crie caminhos preferenciais, conhecido como “fingers”, para que o ar injetado seja utilizado como combustível em vez de retornar pela produção.

Propriedades petrofísicas: As propriedades petrofísicas devem ser consideradas porque elas são o que definem o reservatório, portanto porosidade, permeabilidade, permeabilidade relativa, pressão capilar e molhabilidade devem ser consideradas. Como ocorre a mudança de temperatura é necessário também levar em consideração as mudanças atreladas a esse fenômeno, como o calor cedido para as rochas adjacentes ao

reservatório, a condutividade térmica da rocha, como também dos fluidos presentes e a capacidade calorífica da rocha.

3.3 Características do fluido presente no reservatório

A viscosidade do fluido presente no reservatório é a característica mais importante a ser considerada, uma vez que o mecanismo da combustão in-situ é a redução da viscosidade do óleo pesado através da temperatura para que facilite o escoamento do óleo até o produtor.

As reações químicas que ocorrem no reservatório devem ser levadas em consideração, pois estas reações são majoritariamente as responsáveis pela geração de calor dentro reservatório.

3.4 Aspectos do Projeto de Combustão In-situ

Alguns aspectos do projeto devem ser considerados antes de se iniciar a utilização dos métodos de recuperação avançada, sendo estes:

Viabilidade técnica e econômica: Quesito totalmente imprescindível para qualquer método é a viabilidade técnica e econômica do projeto, uma vez que os custos superem as receitas o projeto é descartado, porque o motivo para aplicação do projeto é a obtenção de lucros.

Distribuição dos poços: A maneira de como os poços são distribuídos no campo é importante para injeção, devido que a má distribuição dos poços pode comprometer o rendimento do projeto, já que pode-se ocasionar *fingers*.

Quantidade de poços: A produção está diretamente ligada à quantidade de poços, quanto maior o número de poços maior a produção, porém isso também implica em um maior gasto com a preparação do poço, isto é perfuração e completação, portanto é necessário análise de distribuição para que os poços tenham um rendimento otimizado.

Pressão de injeção: O cuidado que se deve tomar com a pressão de injeção é desta não ser maior que a pressão de fratura da rocha, pois caso contrário a rocha irá ser fraturada e conseqüentemente ocasionará um caminho preferencial, como também deve se ter cuidado para que a pressão de injeção seja sempre maior que a pressão de poros para que o fluido injetado consiga penetrar o reservatório.

Volume do fluido injetado/produzido: A vazão é o que determina o ganho ao se determinar o uso de um método de injeção, portanto saber o volume de fluido injetado e o volume de fluido produzido está diretamente ligado à viabilidade econômica.

CAPÍTULO: IV

Modelagem do processo e Metodologia de Trabalho

4 Modelagem do processo Metodologia de Trabalho

4.1 Modelagem do processo

4.1.1 Ferramentas Computacionais

Todos os módulos computacionais utilizados são produtos da empresa CMG (*Computer Modelling Group*).

4.1.1.1 WinProp

O WinProp pode ser utilizado para identificar corretamente e modelar o comportamento de fase como também as propriedades dos fluidos do reservatório. É provado o seu valor para multi-fases e processos especiais, onde existe a variação da composição.

4.1.1.2 Builder

Builder, permite modelar o reservatório e possibilita criar arquivos de entrada para todos os simuladores da CMG – STARS, IMEX, GEM.

4.1.1.3 STARS

O STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) é o simulador mais utilizado quando se trata de processos térmicos e processos de recuperação avançada. O STARS simula os resultados para os casos em que são relevantes o comportamento do fluido, injeção de ar ou vapor, aquecimento elétrico, ou quando ocorre reações químicas.

4.2 Dados do Reservatório

O reservatório considerado é um tridimensional homogêneo com características do nordeste Brasileiro. Os dados do reservatório são mostrados na Tabela 4.1:

Tabela 4.1: Propriedades do reservatório.

Dimensão em X (m)	90
Dimensão em Y (m)	250
Espessura do reservatório - Dimensão em K (m)	28
Profundidade do topo do reservatório (m)	200
Permeabilidade horizontal, k_h , (mD)	1200
Permeabilidade vertical, k_v , $0.09 \cdot K_h$ (mD)	108
Pressão Inicial no topo do reservatório (psi)	287
Porosidade (%)	23
Compressibilidade da formação (1/psi) @ 287 psi	$15 \cdot 10^{-7}$
Temperatura Inicial no topo do reservatório °C (°F)	38 (100,4)
Capacidade calorífica volumétrica da formação (Btu/(ft ³ ·°F))	35
Condutividade térmica da rocha (Btu/(m·day·°F))	78,74
Condutividade térmica da fase água ((Btu/(m·day·°F))	28,54
Condutividade térmica da fase óleo (Btu/(m·day·°F))	5,91
Condutividade térmica da fase gás (Btu/(m·day·°F))	1,97
Capacidade calorífica volumétrica da formação <i>Overburden</i> e <i>Underburden</i> (Btu/(ft ³ ·°F))	35
Condutividades térmicas <i>Overburden</i> e <i>Underburden</i> (Btu/(m·day·°F))	78,74
O contato água-óleo foi localizado em 228m.	
Reservatório molhado à água;	

4.2.1 Modelo Base

Para estes dados apresentados o refinamento é de 16 blocos na direção k, 17 blocos na direção i e 35 blocos na direção j, o que resulta em 9520 blocos.

O eixo y, ou seja, direção j, tem 250 metros e os blocos divididos de maneira igualitária nesse eixo, todos com aproximadamente 7,14 metros de comprimento.

Na direção y , o eixo x é dividido de maneira variada, porém as larguras dos blocos aumentam do centro do reservatório para a lateral, as larguras são de 10, 7,5, 5 e 3 metros, com 2 blocos de 10, 2 de 7,5, 8 de 5 e 5 de 3, ao todo somando 90 metros divididos em 15 blocos.

A altura do reservatório divide-se em 16 blocos de 1,75 metros de altura, preenchendo toda altura do reservatório, 28 metros.

O tempo de simulação varia de acordo com a vazão de injeção de ar, o menor tempo de simulação é de 23 minutos, caso de produção primária, e o maior é de 4 horas, 49 minutos e 31 segundos, caso com injeção e reação de combustão.

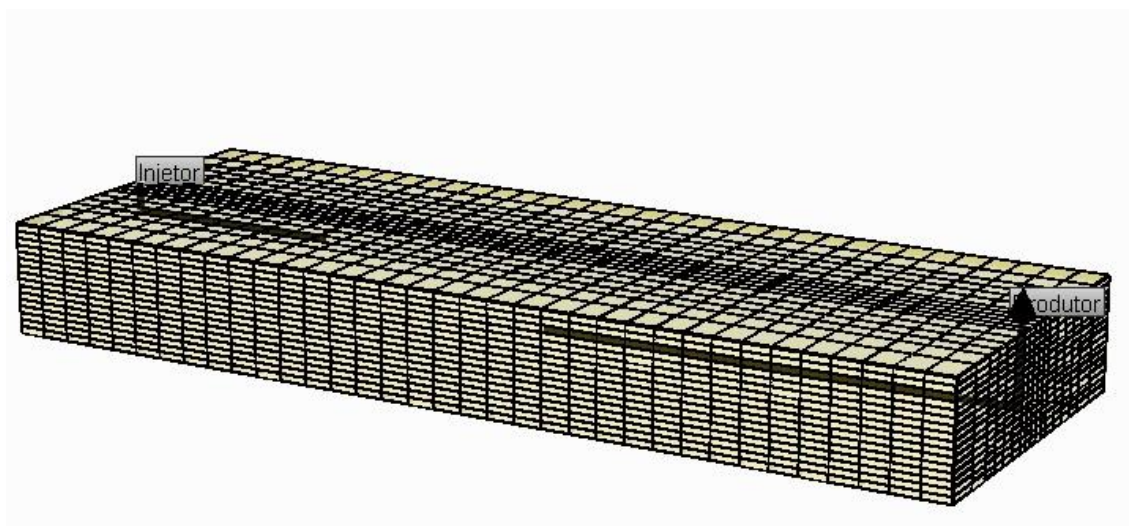


Figura 4.1: Modelo Base

4.3 Dados do Modelo do Fluido

O modelo do fluido tem características do nordeste Brasileiro, é um óleo pesado e algumas características podem ser observadas na Tabela 4.2:

Tabela 4.2: Características do Óleo

Densidade relativa do gás (ar = 1)	0,7010
Grau API do óleo	16,76
Coefficiente de expansão térmica do óleo (1/ °C)	$6,8845 \cdot 10^{-4}$

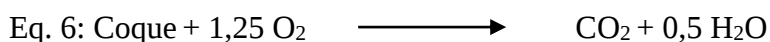
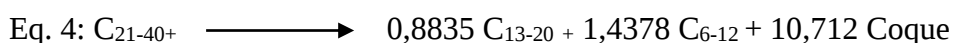
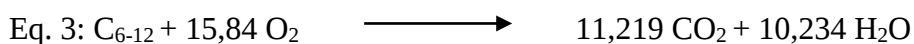
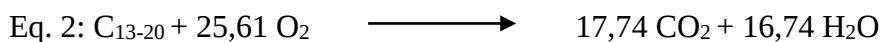
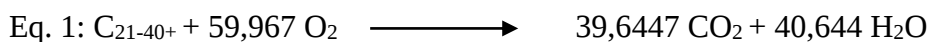
O modelo de fluido para estudo apresenta 5 pseudo-componentes (C_{1-3} , C_{4-5} , C_{6-12} , C_{13-20} , C_{21-40+}) e 4 componentes: Água (H_2O); Oxigênio (O_2); Gás inerte (CO_2 e N_2);

Coque (C). A Tabela 4.3, a seguir, apresenta os agrupamentos e a massa inicial dos componentes no reservatório: (ARAUJO, 2012)

Tabela 4.3: Massa Inicial dos Componentes

Componentes	Massa Inicial (%)
C ₆₋₁₂	0,1
C ₁₃₋₂₀	0,2
C ₂₁₋₄₀₊	0,7

Para a modelagem de combustão foram consideradas 5 reações químicas. As três primeiras (Eq.1, Eq.2 e Eq.3) representam as reações de oxidação que ocorrem com os três pseudo-componentes do óleo, tendo como produto gás carbônico (CO₂) e água (H₂O). A Eq. 4 e Eq. 5 representam o craqueamento do óleo pesado (C₂₁₋₄₀₊) e óleo médio (C₁₃₋₂₀). A Eq. 6 é a reação que envolve a oxidação do Coque (C). (ARAUJO, 2012)



As energias de ativação e a entalpia das reações estão de acordo com a Tabela 4.4: (ARAUJO, 2012)

Tabela 4.4: Energias de ativação e entalpia das reações

Equação	Energia de Ativação (Btu/lbmol)	Entalpia da reação (Btu/lbmol)	Fator Pré Exponencial
Eq. 1	32785	814240	$3,02 \cdot 10^{10}$
Eq. 2	32785	4521600	$3,02 \cdot 10^{10}$
Eq. 3	32785	2102400	$3,02 \cdot 10^{10}$
Eq. 4	28800	20000	$4,167 \cdot 10^5$
Eq. 5	28800	20000	$4,167 \cdot 10^5$
Eq. 6	28800	230000	416,7

4.4 Interação Rocha-Fluido

Na Tabela 4.5 é mostrada a permeabilidade relativa de cada fluido:

Tabela 4.5: Permeabilidade relativa e forças capilares dos fluidos em função da saturação.

Sw	Krw	Krow	Pcow	SI	Krg	Krog	Pcgo
0,3	0	0,9	2,416	0,72	0,45	0	0,1441
0,3272	0,0008	0,8285	1,697	0,7387	0,406	0,0139	0,1307
0,3544	0,0022	0,758	1,229	0,7573	0,363	0,0395	0,1188
0,3817	0,004	0,6886	0,913	0,776	0,322	0,0726	0,1083
0,4089	0,0062	0,6203	0,697	0,7853	0,283	0,1117	0,0989
0,4361	0,0087	0,5533	0,537	0,804	0,245	0,1564	0,0805
0,4633	0,0114	0,4876	0,423	0,8227	0,209	0,2048	0,0831
0,4906	0,0143	0,4233	0,338	0,8413	0,175	0,2587	0,0764
0,5178	0,0175	0,3607	0,273	0,86	0,143	0,3161	0,0703
0,545	0,0209	0,2997	0,224	0,8787	0,114	0,3769	0,0649
0,5722	0,0245	0,2409	0,185	0,8973	0,0866	0,4421	0,06
0,5994	0,0283	0,1843	0,154	0,916	0,062	0,5096	0,0555
0,6267	0,0322	0,1305	0,13	0,9253	0,0402	0,5805	0,0515

Sw	Krw	Krow	Pcow
0,6539	0,0363	0,0802	0,11
0,6811	0,0406	0,0349	0,094
0,7083	0,045	0	0,081
1	0,15	0	0,022

Sl	Krg	Krog	Pcgo
0,944	0,0219	0,6547	0,0478
0,9627	0,0077	0,7313	0,0444
0,9813	0	0,8111	0,0414
1	0	0,9	0,0384

As curvas geradas a partir da Tabela 4.5 são mostradas nas Figura 4.2e Figura 4.3:

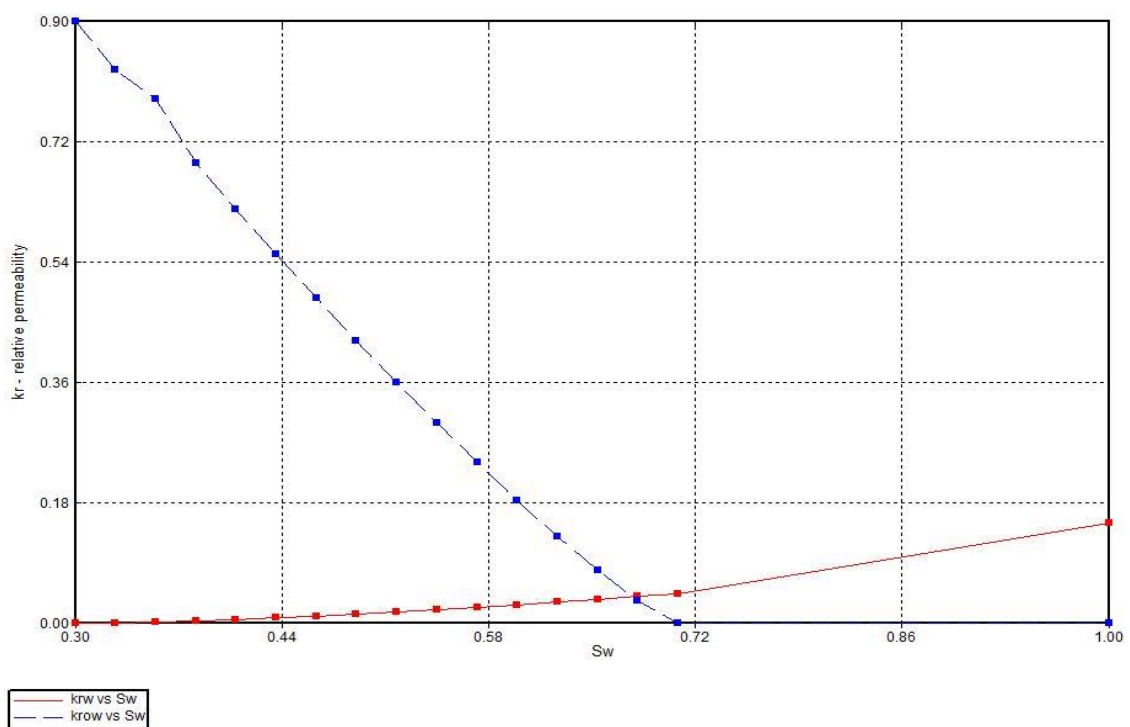


Figura 4.2: Permeabilidade relativa da água e do óleo.

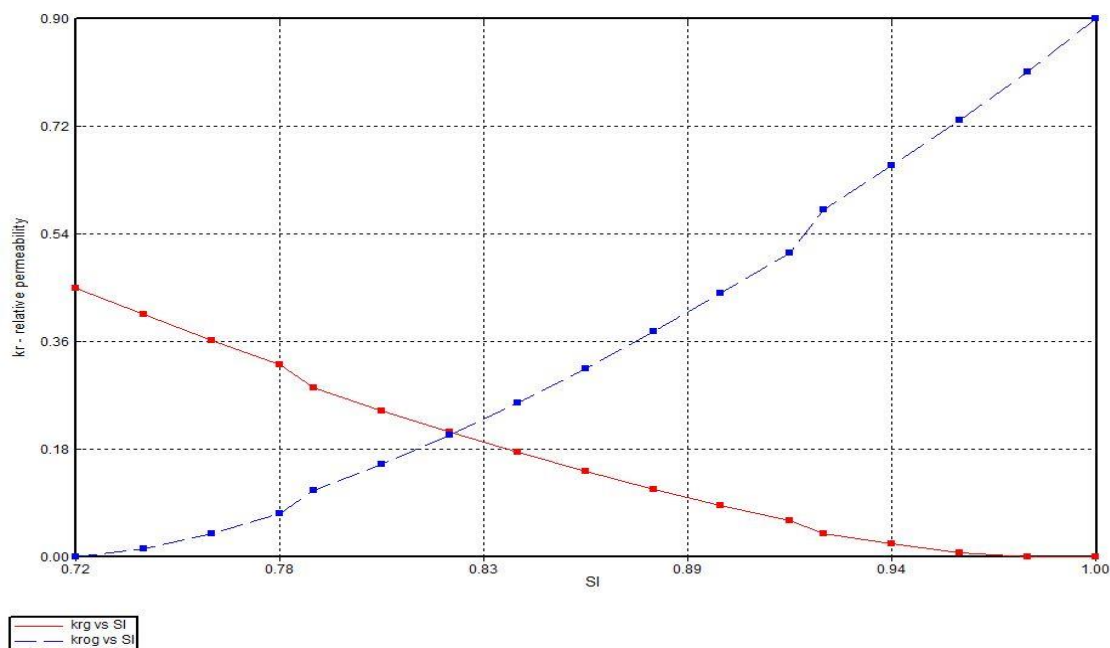


Figura 4.3: Permeabilidade relativa do gás e do líquido.

4.5 Modelagem dos Poços

Para a modelagem do poço produtor foi utilizada uma vazão máxima de vazão de 5000 m³/d, porém o que determinou a produção foi a pressão do reservatório, e a pressão mínima na cabeça de produção de 28,5 psi.

Já no poço injetor as condições do poço foram a vazão de injeção, que variou de acordo com a configuração do sistema, porém para o modelo base é de 50000 m³/d de ar, com o ar composto de 21% de O₂ e 79% de N₂, injetando à mesma temperatura do reservatório, 100,4 °F e a pressão de 1200 psi e a pressão de fundo, que foi igual a de injeção.

4.6 Configurações de poços analisadas

Para a simulação, foram utilizadas várias configurações de poços horizontais, CAGD, exceto quando comparado os resultados com o método THAI™, em todas as configurações o tamanho do poço produtor permaneceu constante.

4.6.1 Comprimento do poço Injetor

Na primeira configuração é utilizado dois poços horizontais, modificando o comprimento do poço injetor dentro do reservatório, afim de testar a influência desse

parâmetro, isto foi somado à distância vertical, com isso teve nove configurações de poços. As figuras Figura 4.4, Figura 4.5 e Figura 4.6 exemplificam os tamanhos dos poços, assim como também a Tabela 4.6.



Figura 4.4: Tamanho do poço horizontal pequeno.

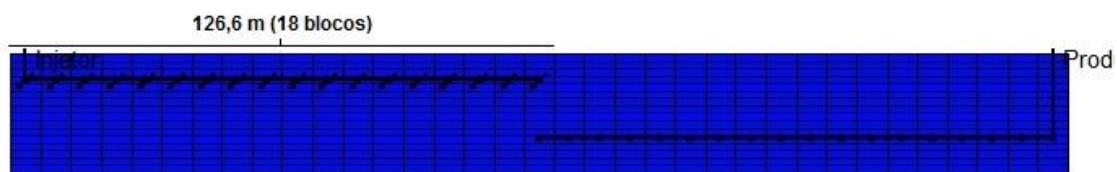


Figura 4.5: Tamanho do poço horizontal médio.

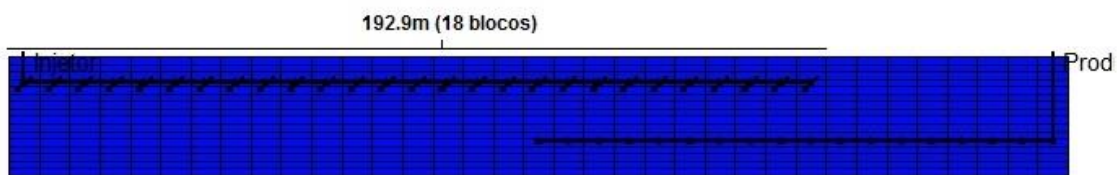


Figura 4.6: Tamanho do poço horizontal grande.

Tabela 4.6: Tamanhos dos poços injetores horizontais

Tamanho do Poço Injetor	Número de Blocos Completados Horizontalmente	Comprimento Horizontal (m)
Pequeno	9	64,29
Médio	18	128,57
Grande	27	192,86

4.6.2 Distância vertical

A segunda configuração dos poços apresentada é a alteração na distância da altura do poço injetor. Foi utilizado juntamente com o parâmetro comprimento do injetor, obtendo assim nove configurações de poços possíveis. A Figura 4.7, exemplifica as configurações.

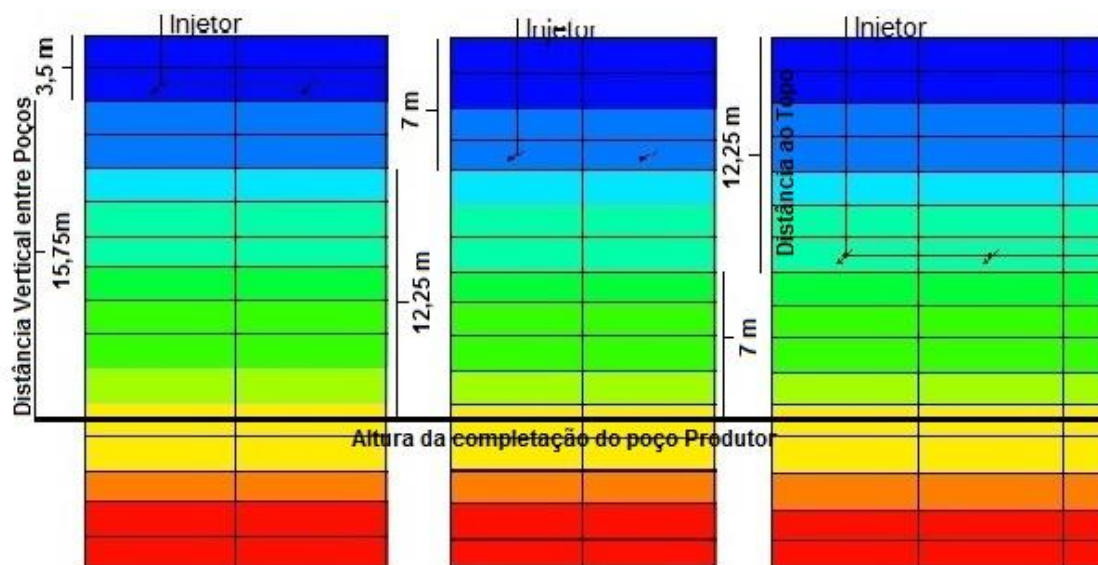


Figura 4.7: Completações Verticais dos Poços

Sendo assim, quando o poço for completado na segunda camada significa que ele foi completado a 3,5m da altura do topo, ou seja, 203,5 m, quando completado na quarta camada será 7 metros do topo e quando for completado na sétima camada será de 12,25m do topo, o que pode ser observado na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Distância vertical entre poços

Distancia Vertical entre Poços (m)	Número de Blocos Completados Verticalmente	Distância Vertical do topo ao Injetor (m)
15,75	2	3.5
12,25	4	7
7	7	12.25

4.6.3 Variação do número de poços

Na terceira configuração dos poços, se têm dois poços injetores no reservatório, ambos são colocados próximos dos limites do reservatório de maneira simétrica, além disso varia-se a altura do par de poços injetores para modificar a distância vertical, com um total de três simulações para encontrar o melhor cenário. A Figura 4.8 mostra como ficou a configuração relatada.

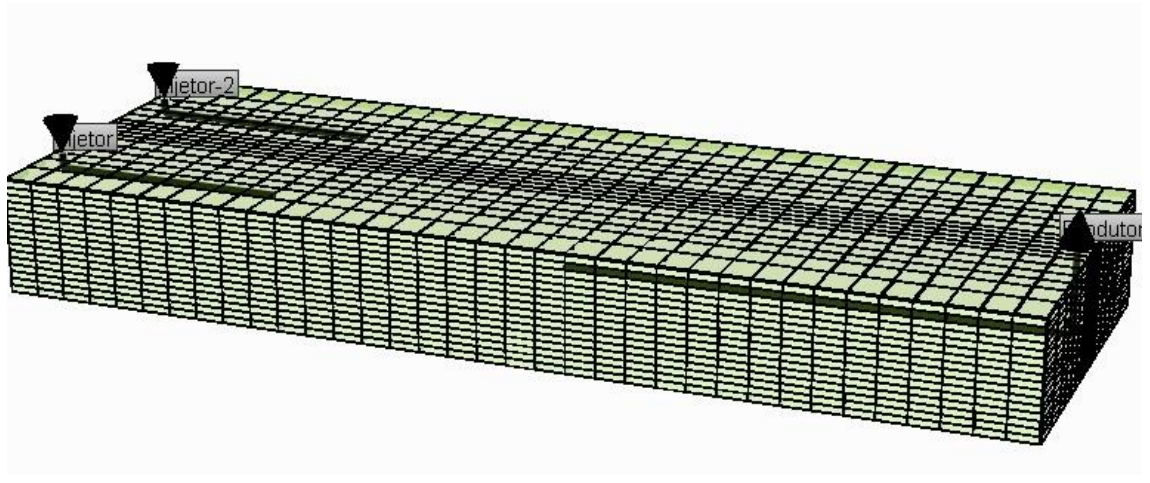


Figura 4.8: Modelo 3D com dois poços injetores

4.7 Metodologia

A seguir se têm o passo a passo das atividades realizadas:

1. Modelagem dos fluidos;
2. Modelagem do reservatório;
3. Realização do modelo base;
4. Análise da vazão de injeção para o modelo base;
5. Análise da influência do comprimento do poço injetor e a distância vertical para diferentes configurações;
6. Análise dos resultados para estas configurações e comparação com o método THAI™;
7. Análise de diferentes números de poços;
8. Estudo do aumento da vazão para diferentes números de poços;
9. Análise dos resultados para esta configuração e comparação com o método THAI™;
10. Realização do trabalho de conclusão de curso e defesa;

CAPÍTULO: V

Resultados e Discussões

5 Resultados e Discussões

Nesta seção são mostrados os resultados das análises realizadas para diferentes casos citados.

5.1 Comparativo entre o Modelo Base e a Recuperação Primária

Foram feitas simulações para verificar a necessidade de um método de recuperação de óleo no sistema, sendo assim são comparadas um sistema com o método de combustão *in-situ*, modelo base, e o sistema de recuperação primária, sem nenhum auxílio externo. Na Figura 5.1 pode ser observado o fator de recuperação (FR) no tempo:

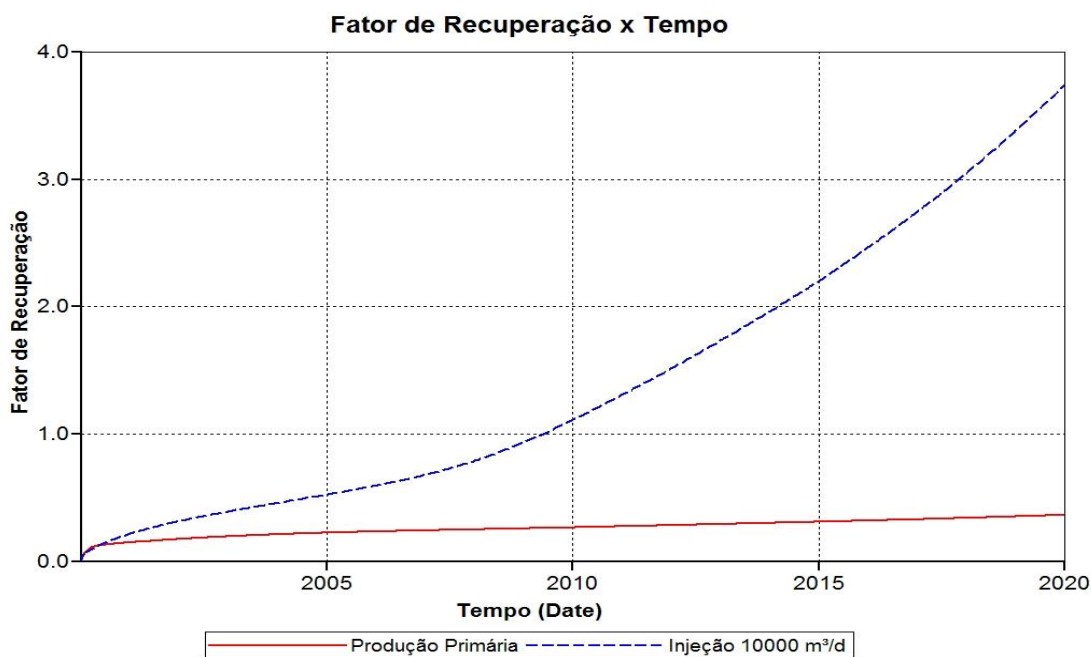


Figura 5.1: Fator de recuperação em função do tempo.

Na Figura 5.1, pode-se observar que o reservatório necessita de um método de recuperação avançado para a produção do óleo, porque com a injeção se tem um maior fator de recuperação, para isso, a combustão *in situ* é um processo eficiente.

5.2 Análise das diferentes vazões de injeção de ar

Foi analisado a variação de vazão de injeção de ar, a fim de otimizar o sistema para descobrir a vazão de injeção de ar que a partir desta tenha uma redução da produção de maneira significativa. Então através da análise do Fator de Recuperação no tempo, Figura 5.2, é observado que apesar do aumento da vazão de injeção, o método da combustão continua obtendo um aumento da produção do reservatório, até a vazão testada de 100000 m³.

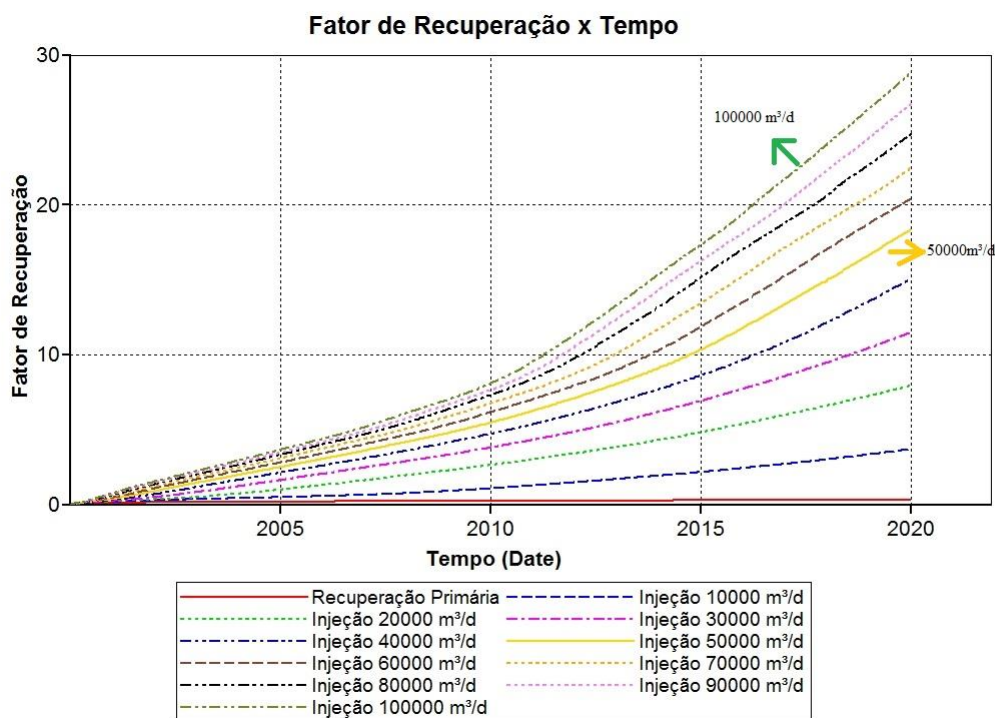


Figura 5.2: Fator de recuperação no tempo, aumento das vazões.

Como não é atingido um significativo aumento da produção e assim não se encontra a vazão de injeção otimizada, a vazão de 50000 m³ é escolhida para continuar com os testes devido ao tempo de simulação, com isso, todos os seguintes são relativos a vazão escolhida, podendo ter um resultado mais positivo caso tenha o aumento da vazão, como foi no caso da Figura 5.2. O tempo de simulação da maior vazão é de 4h8min47s, para a vazão de 50000 m³ de ar o tempo de simulação foi 3h8min47s.

A temperatura média do reservatório apresenta um resultado esperado, com uma maior vazão, uma vez que não tenha saturado o reservatório, terá uma maior temperatura, visto que com maior quantidade de oxigênio presente no reservatório terá

uma maior quantidade de reações de combustão. A temperatura média do reservatório pode ser observada na Figura 5.3.

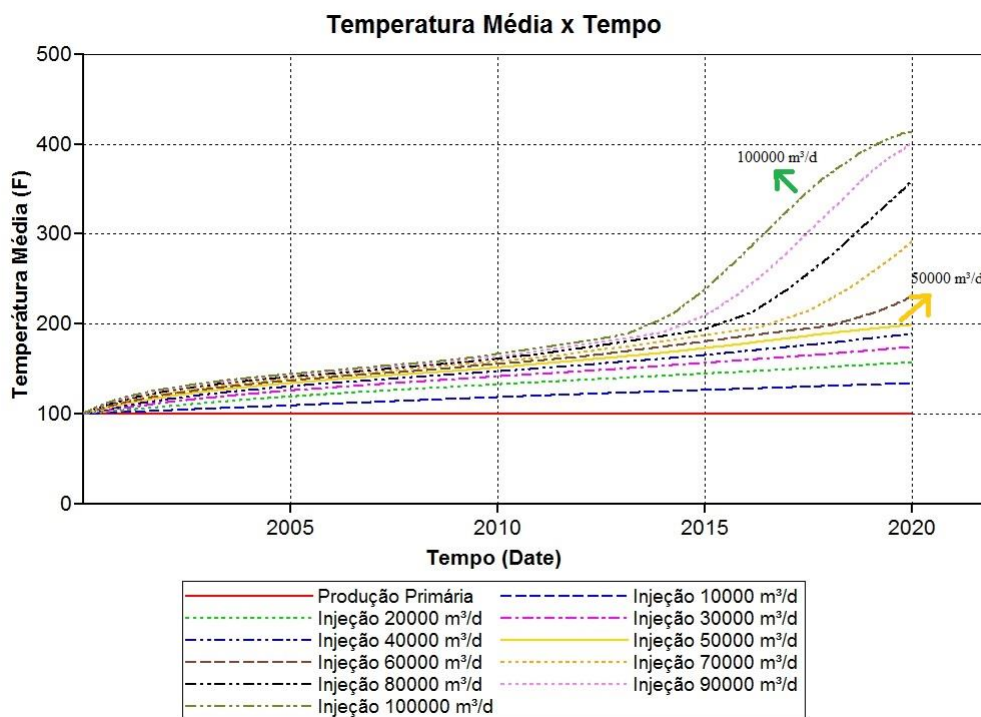


Figura 5.3: Temperatura média do reservatório no tempo, aumento das vazões.

Na Figura 5.4, tem-se a vazão do óleo com o tempo, pode ser observado que a vazão de óleo com a injeção de 100000m³/d é a maior, o que também pode ser inferido pela Figura 5.2, isto ocorre por que o banco de óleo chega ao poço produtor, como pode também ser observado, quanto maior a vazão de ar mais rápido o óleo chega ao poço produto.

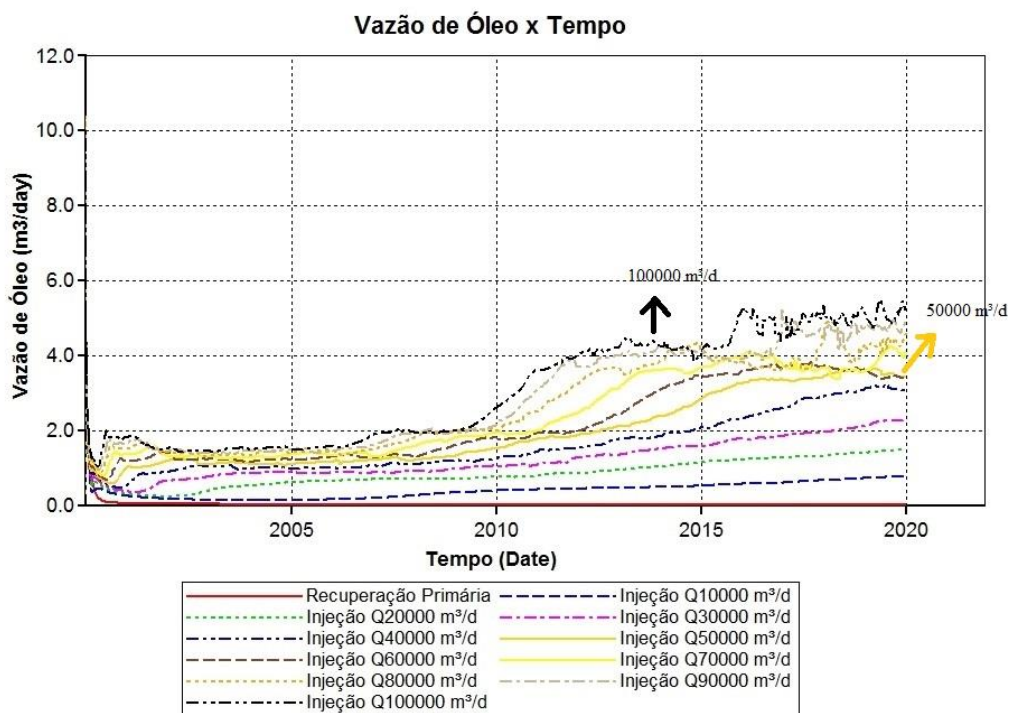


Figura 5.4: Vazão de óleo no tempo, aumento das vazões

5.3 Análise do tamanho horizontal e distância vertical do poço injetor.

Com a determinação da vazão de injeção a ser utilizada, então são analisados o tamanho horizontal e a distância vertical do poço injetor, além do aumento do comprimento do poço horizontal.

Na Figura 5.5, pode ser observado que a configuração com os poços com menor tamanho horizontal tem um melhor fator de recuperação, isso se deve porque a frente de combustão pode ser melhor desenvolvida, além do que com uma maior distância horizontal entre os poços possibilita maior tempo para que ocorra o *breakthrough* do gás, quando este ocorre parte do gás é produzido e não utilizado como reagente da combustão, diminuindo a geração de calor.

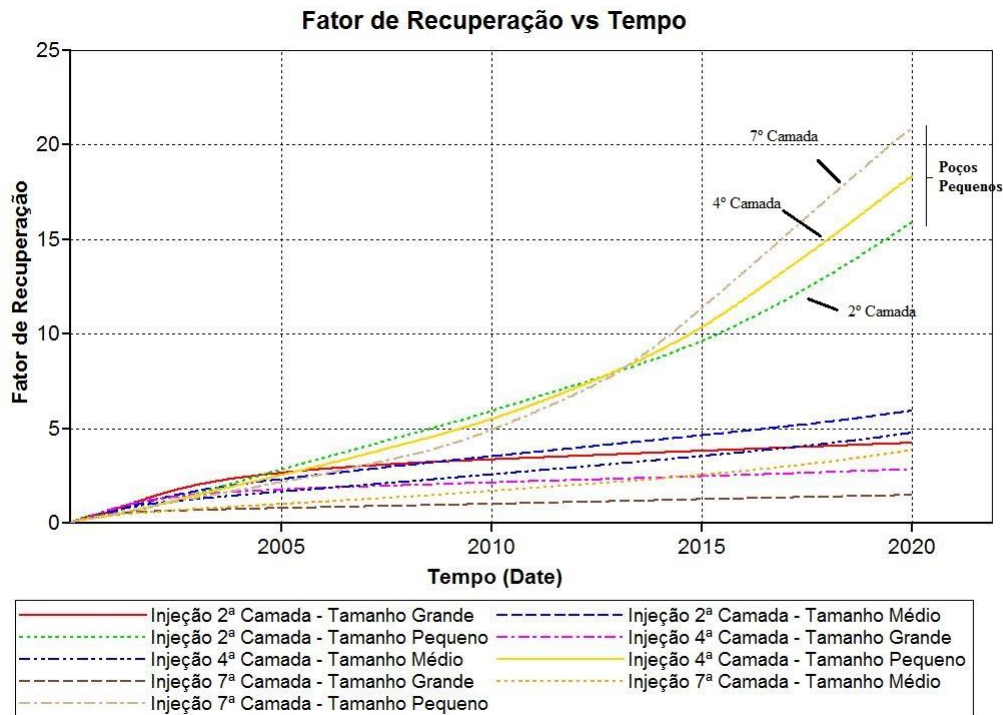


Figura 5.5: Fator de recuperação no tempo, diferentes configurações de tamanho horizontal do injetor e distância vertical.

Nas figuras Figura 5.6 e Figura 5.7, é observado como uma configuração de poço injetor completado até o meio do reservatório, poço injetor médio, e um completado até 1/4 do reservatório, poço injetor pequeno, tem diferença sobre o tempo de *breakthrough*.

Na Figura 5.6 é dado o tempo em que ocorre o *breakthrough* do poço injetor pequeno, ou seja, em torno 3 meses e 12 dias.

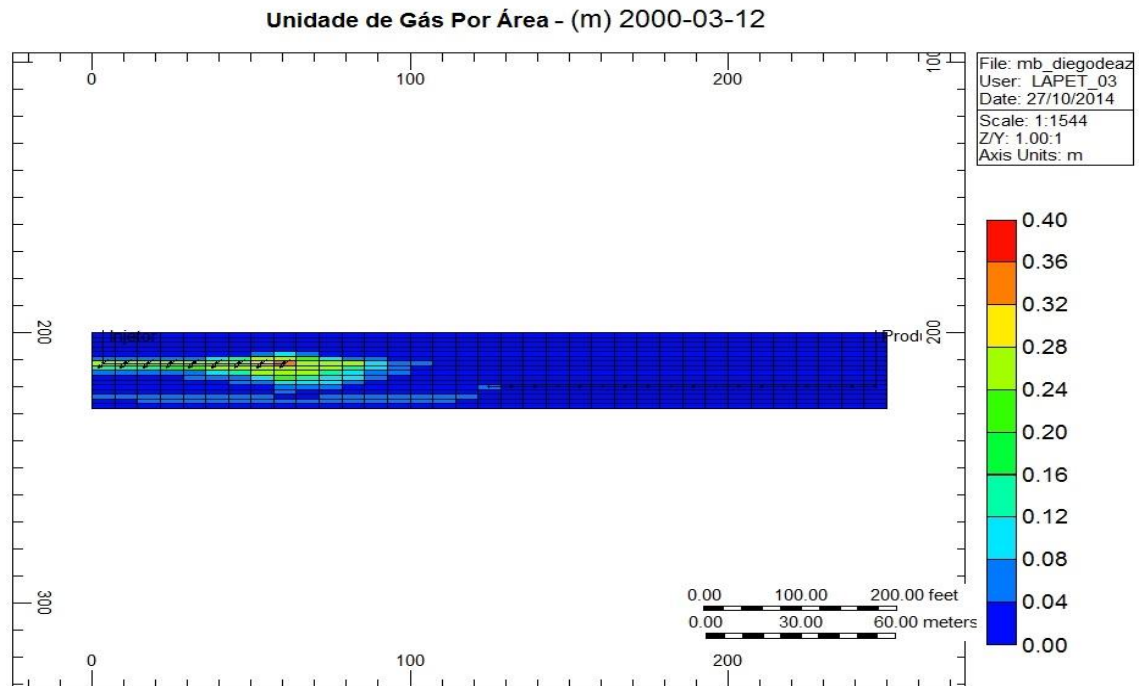


Figura 5.6: *Breakthrough* do gás, para um poço injetor pequeno.

Já a Figura 5.7 o tempo em que ocorre o *breakthrough* do poço injetor médio é dado como 17 dias.

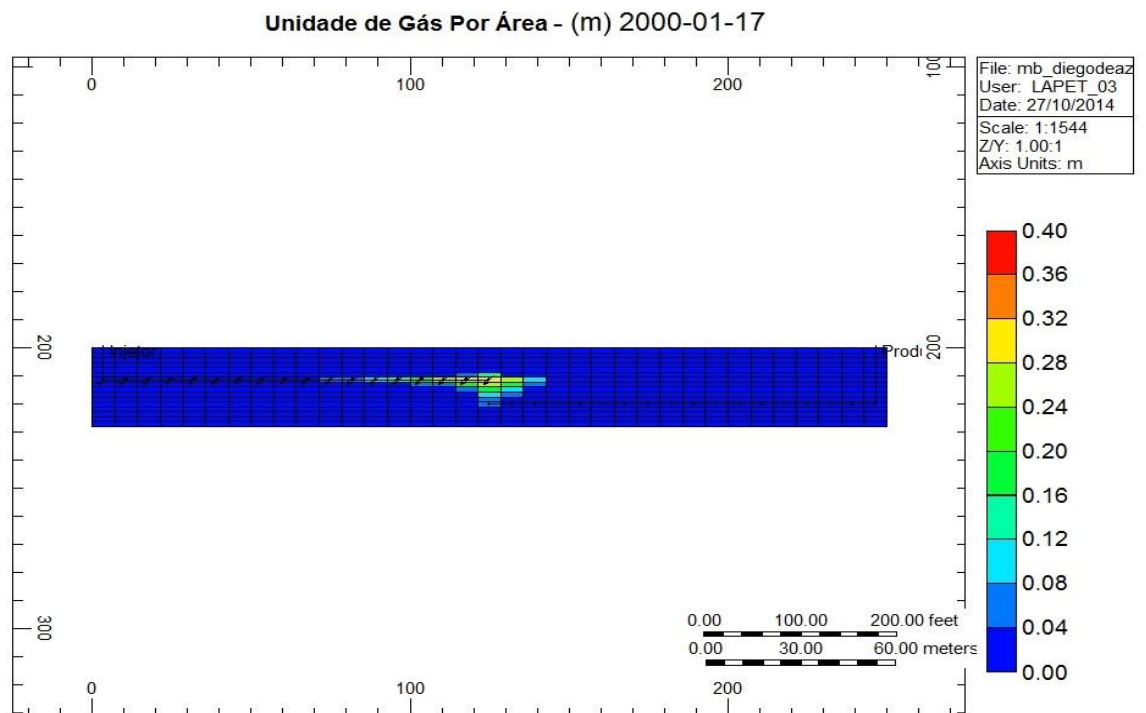


Figura 5.7: *Breakthrough* do gás, para a configuração de poço injetor médio.

A produção do gás injetado faz com que a reação de combustão seja menos eficaz alcançando uma menor temperatura no reservatório, como é observado através da Figura 5.8.

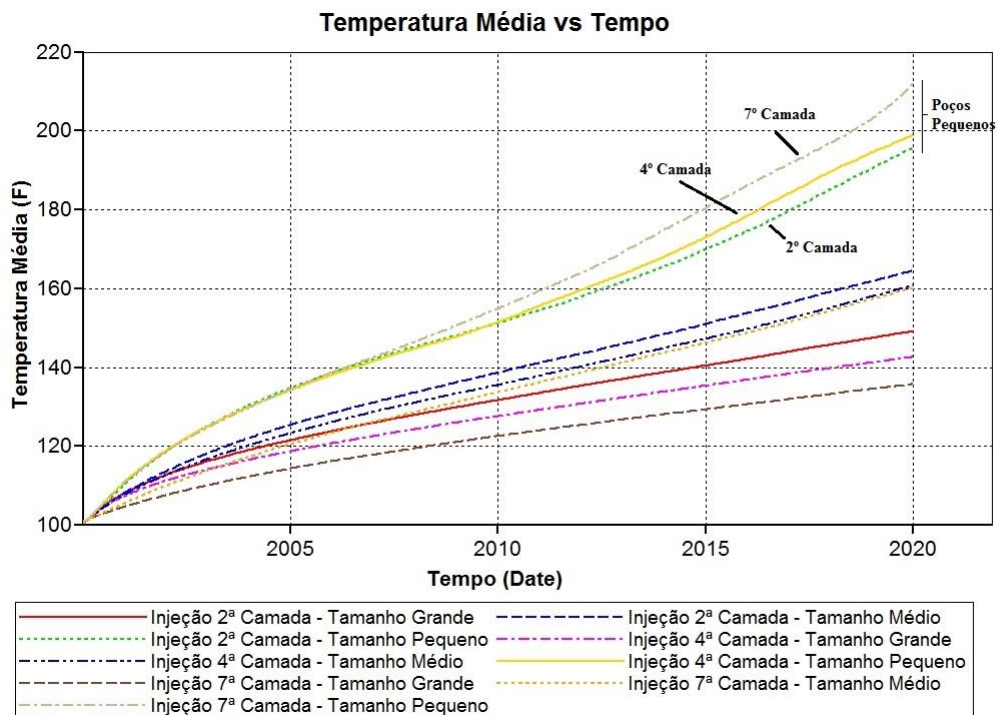


Figura 5.8: Temperatura média no tempo, diferentes configurações de comprimento horizontal e distância vertical

No caso em que o poço injetor foi canhoneado mais próximo do topo reservatório, este perde mais calor para as camadas adjacentes ao reservatório, como pode ser notado nas figuras Figura 5.9 Figura 5.10:

Na Figura 5.9, mostra-se a perda de calor em 10 anos com um poço injetor completado, perto da camada adjacente, na segunda camada.

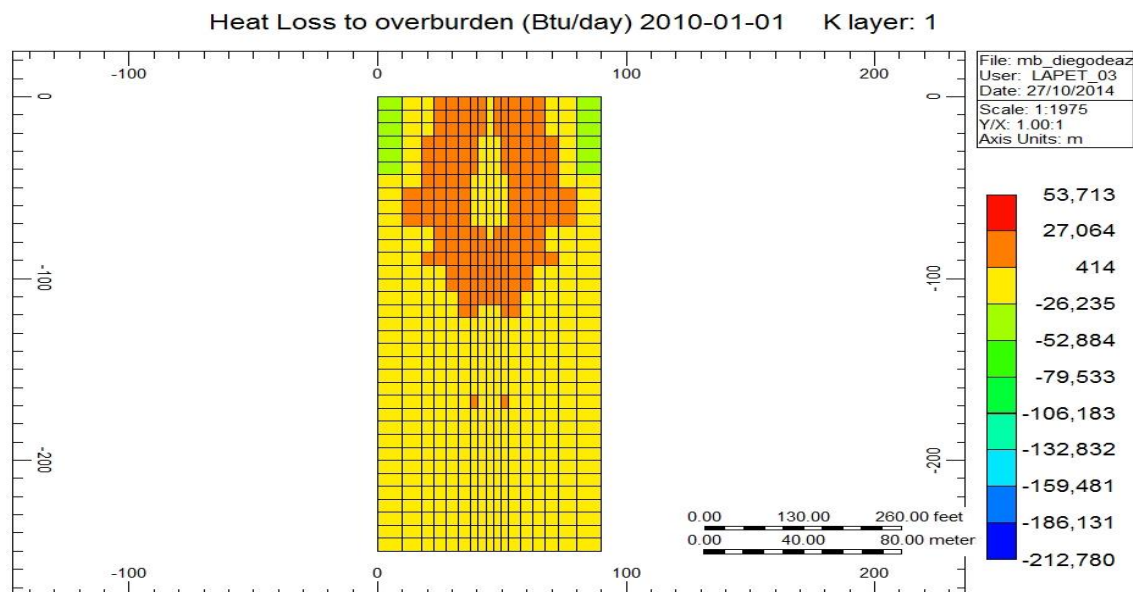


Figura 5.9: Perda de calor para as camadas adjacentes, poço injetor completado na segunda camada.

Já a Figura 5.10, pode ser observada a perda de calor em 10 anos com a maior distância vertical entre o topo e o poço injetor, então o poço está completado na sétima camada.

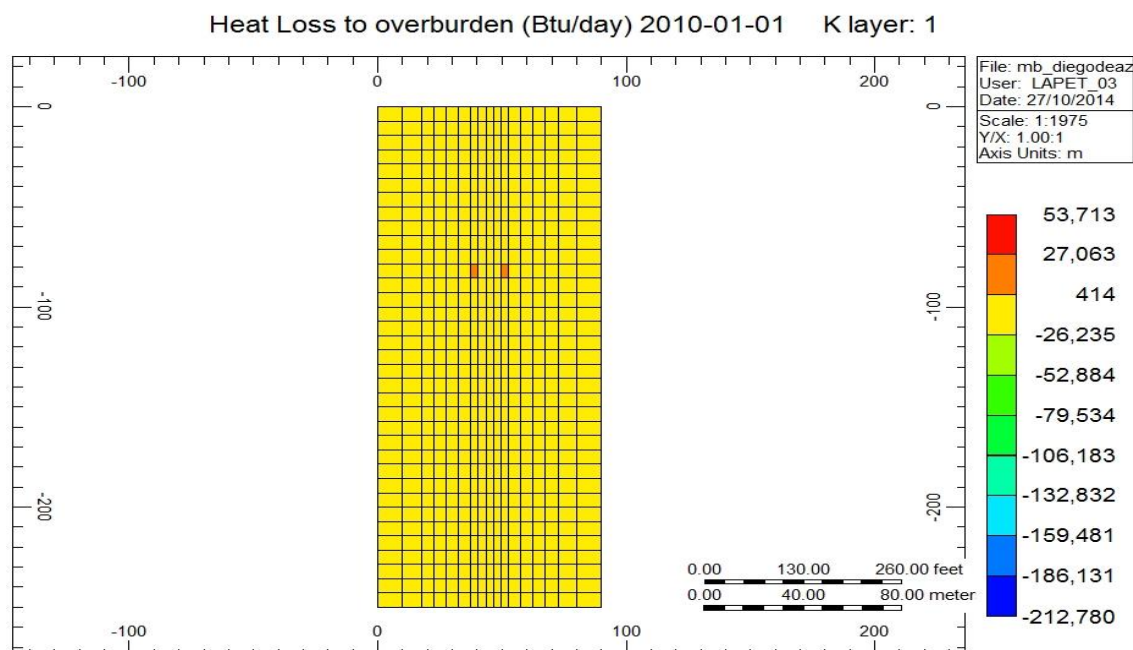


Figura 5.10: Perda de calor para as camadas adjacentes, poço injetor completado na sétima camada.

A partir das figuras Figura 5.9 e Figura 5.10, foi possível identificar que o calor perdido é maior no caso em que a completação do poço é mais próximo do topo do reservatório. Pode ser percebido que em 10 anos de produção, a perda de calor para o topo, do caso em que a completação ocorreu com uma maior distância vertical ao topo, quase não difere da inicial, portanto o calor é transferido para o óleo, diminuindo a sua viscosidade e assim aumentando a produção.

A frente de combustão é diferente para os casos de distância horizontal, no caso com um poço injetor menor, a frente de combustão empurra mais óleo para ser produzido. Iniciando ambos os reservatórios se encontravam com a mesma temperatura. A Figura 5.11 mostra como a frente de combustão está após 4 meses de injeção utilizando um poço injetor pequeno.

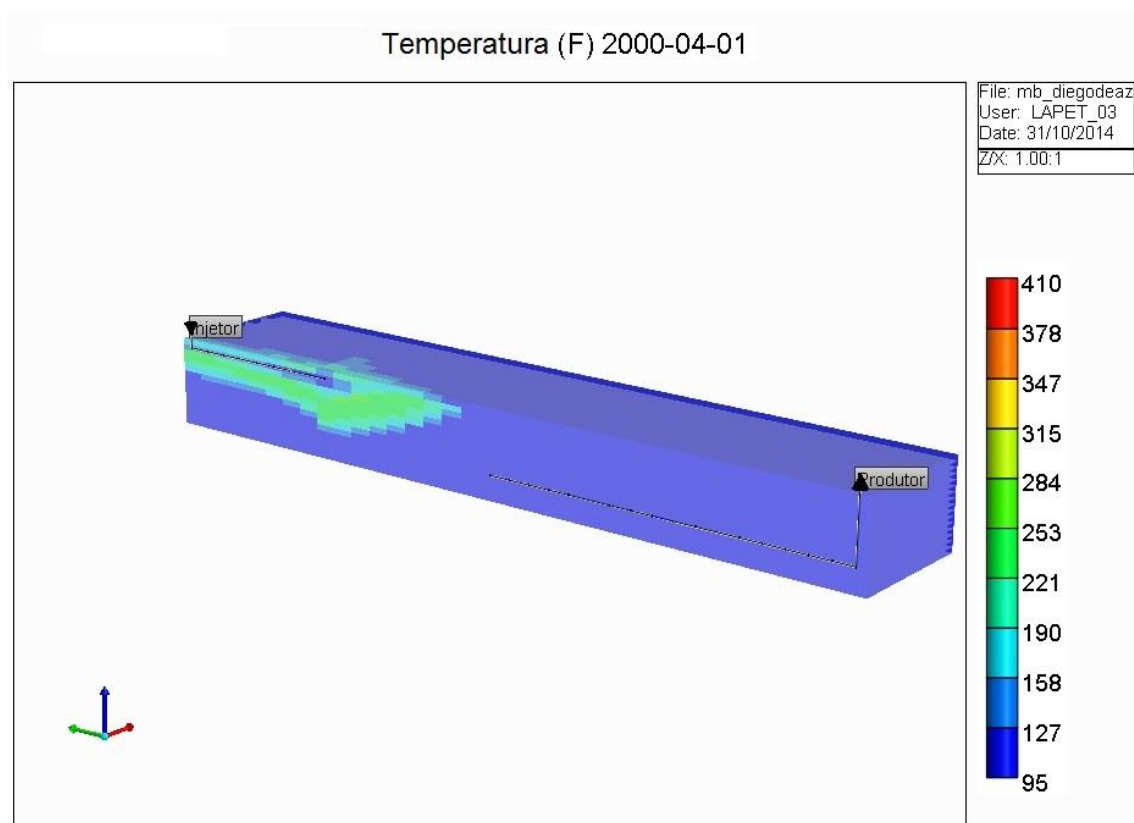


Figura 5.11: Temperatura do reservatório em 4 meses de produção, poço injetor pequeno.

Foi possível observar um aumento da temperatura a partir do poço injetor indo em direção ao poço produtor, esta é a frente de combustão, varrendo o óleo.

Na Figura 5.12, observa-se a temperatura do reservatório em 10 anos para um poço de tamanho pequeno, com isso pode observado o desenvolvimento da frente de combustão, esta já chegou ao poço produtor.

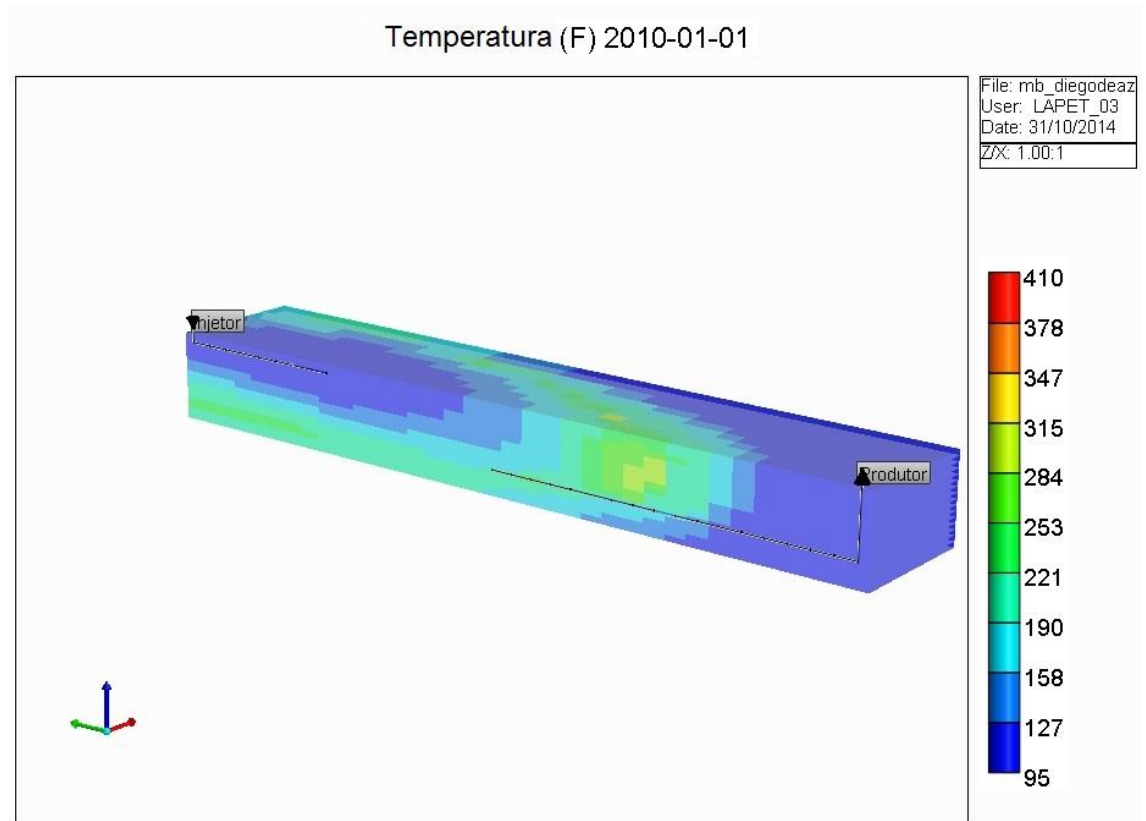


Figura 5.12: Temperatura do reservatório em 10 anos de produção, poço injetor pequeno.

Com a adição de mais 10 anos de produção, tem na Figura 5.13, a frente de combustão em 2020, ou ao término da simulação.

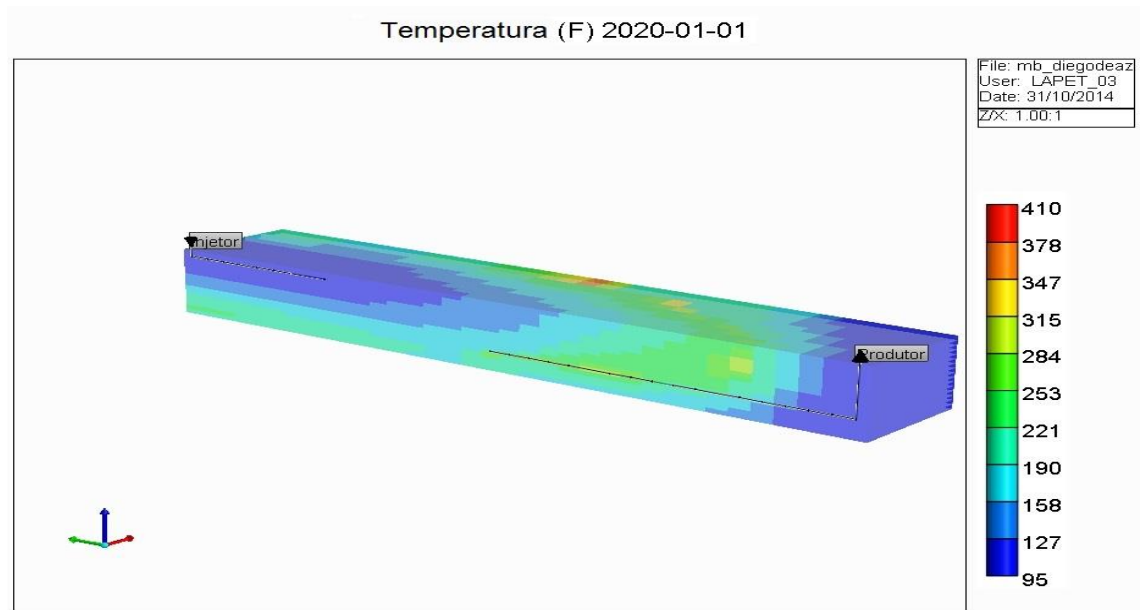


Figura 5.13: Temperatura do reservatório em 20 anos de produção, poço injetor pequeno.

Para o que ocorre com a frente no poço com uma configuração de poço injetor de tamanho médio, é utilizado as Figura 5.14, Figura 5.15 e Figura 5.16.

Na Figura 5.14, têm-se a frente de combustão ao passar 4 meses de produção do reservatório. Pode ser observado que a frente de combustão já se encontra em contato com o poço produtor.

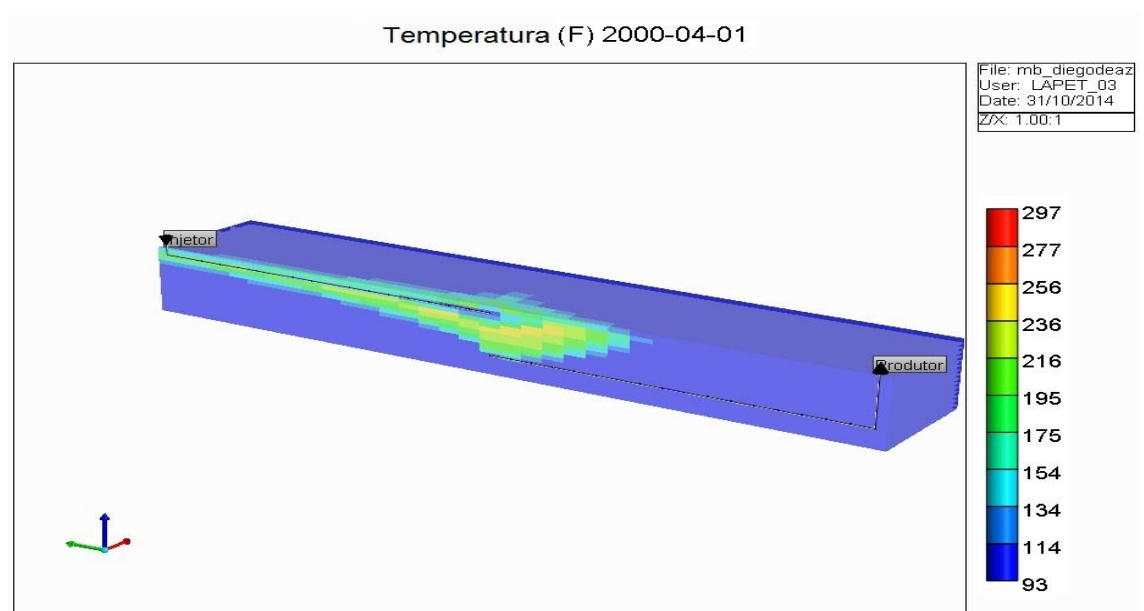


Figura 5.14: Temperatura do reservatório em 4 meses de produção, poço injetor médio.

Na Figura 5.15, pode ser observado o desenvolvimento da frente de combustão para um poço médio com 10 anos de produção, a frente se desenvolve para os lados, o óleo empurrado para as laterais do poço não é captado pelo poço produtor, o que faz com que o óleo não seja produzido.

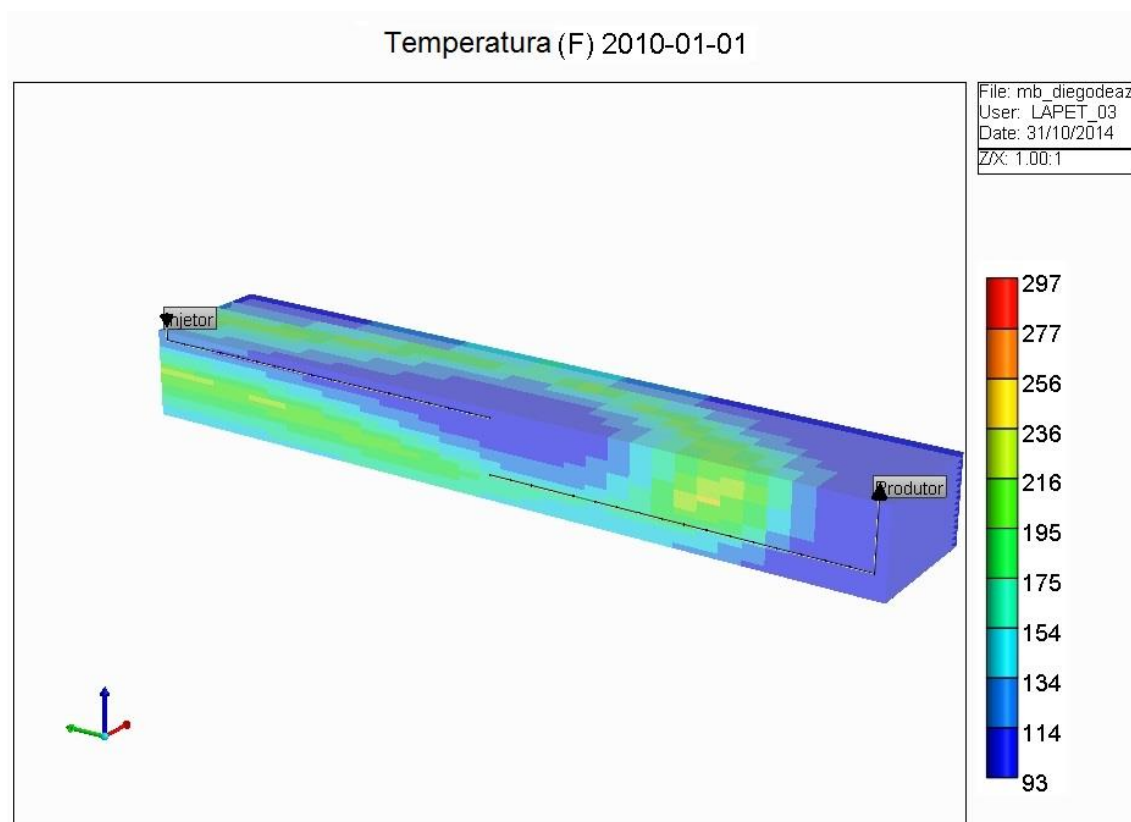


Figura 5.15: Temperatura do reservatório em 10 anos de produção, poço injetor médio.

Já a Figura 5.16, tem a temperatura do reservatório ao fim da injeção, ou seja, 2020. Pode ser inferido que a frente de combustão ainda está acessa, porém, o desenvolvimento da frente de combustão para os lados do reservatório, não empurram o óleo para o poço produtor. Isto também ocorre com o poço de menor tamanho, porém devido a ser menor, a sua frente de combustão tem um maior desenvolvimento em direção ao poço produtor, produzindo mais óleo.

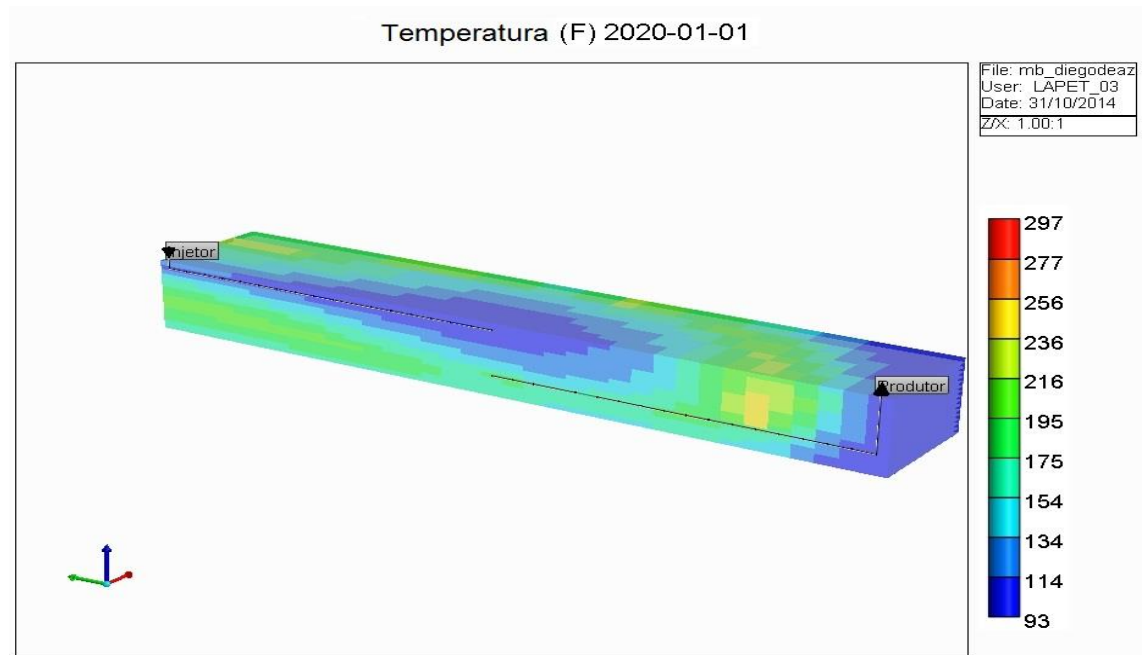


Figura 5.16: Temperatura do reservatório em 20 anos de produção, poço injetor médio.

A viscosidade ao término da produção pode ser observada nas Figura 5.17 e Figura 5.18, com elas pode ser inferido quanto o calor foi distribuído pelo reservatório e assim facilitando a produção.

Na Figura 5.17, têm se a viscosidade ao término da produção para um poço injetor pequeno.

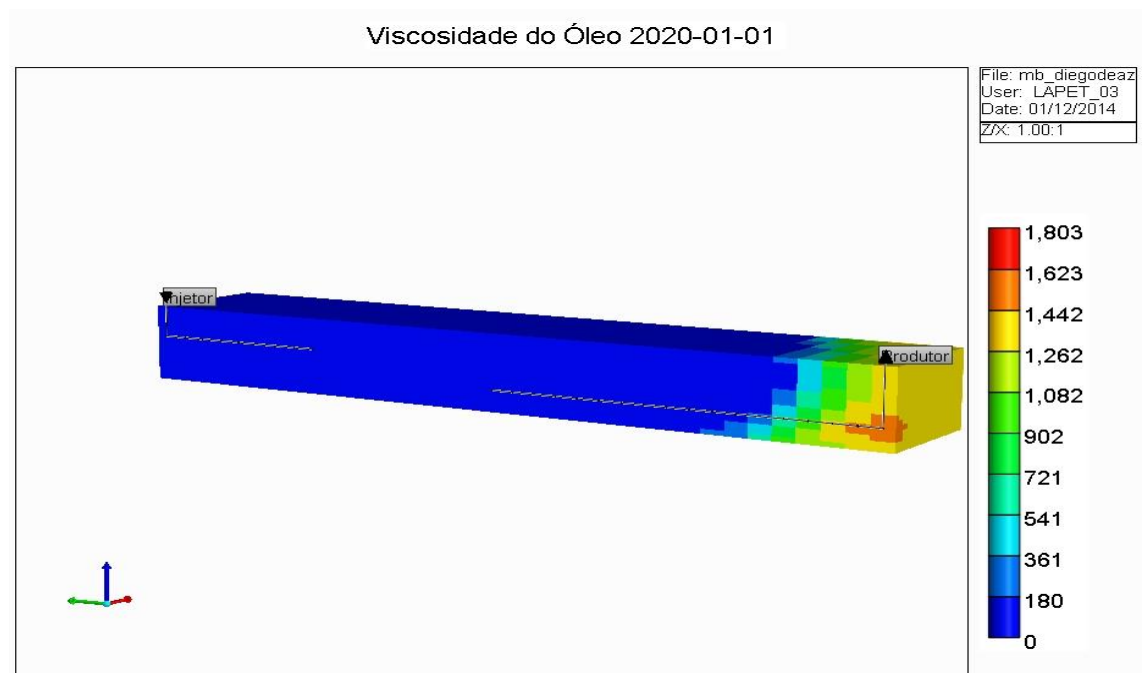


Figura 5.17: Viscosidade do óleo em 2020, para um poço injetor pequeno.

A Figura 5.18 representa a viscosidade em 2020 para um poço de tamanho médio, comparando com a Figura 5.17, é possível inferir que o calor é melhor distribuído quando o poço injetor é menor, isto porque a frente de combustão é mais bem desenvolvida.

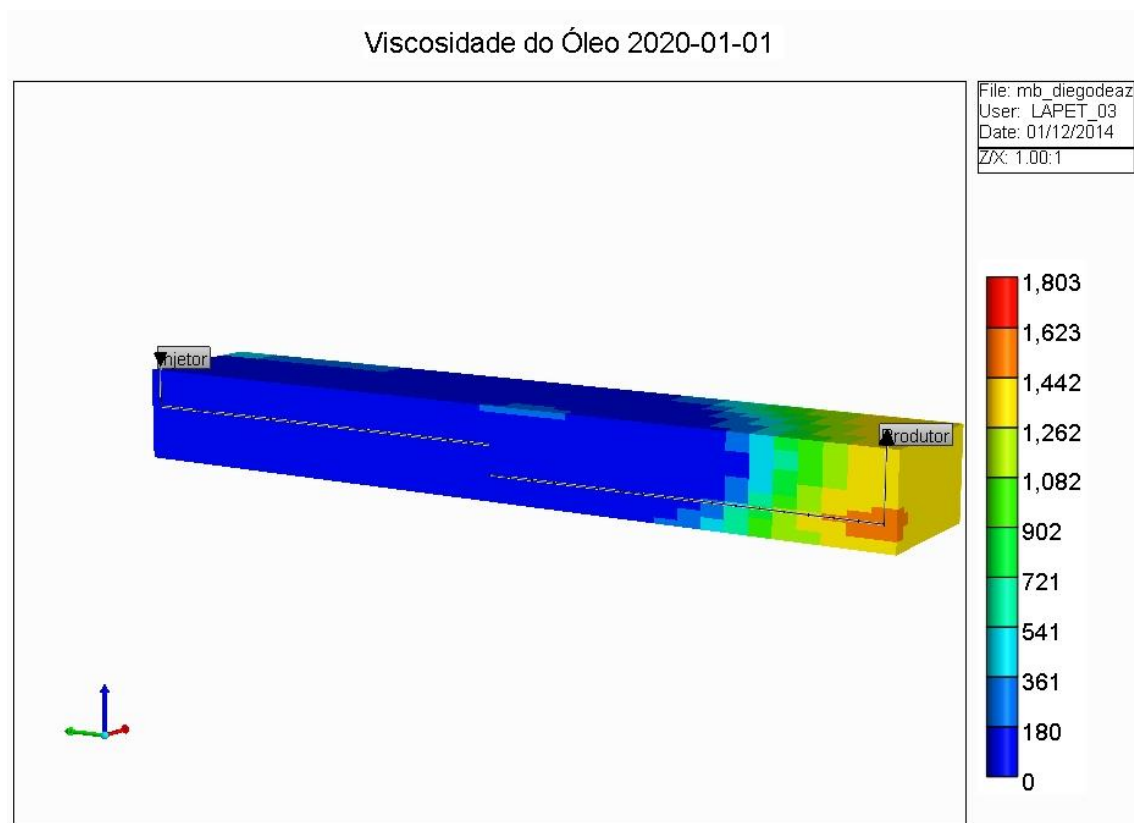


Figura 5.18: Viscosidade do óleo em 2020, para um poço injetor médio.

5.4 Comparação CAGD contra o THAI™

Com o melhor cenário apresentado, portanto, com maior produção de óleo e, consequentemente, o maior fator de recuperação, ou seja, com poços injetores pequenos, foi realizado um teste comparativo com o método THAI™, a fim de analisar os resultados do CAGD frente a outros métodos de recuperação de óleo com combustão *in situ*.

Para as comparações com o método, foram realizadas configurações do THAI™ nas quais o poço injetor é completado de maneira semelhante ao CAGD, isto é, a completação ocorreu até a segunda, quarta e sétima camada, e todos os casos injetam 50000m³/d de ar.

O método comparativo demonstra que a utilização do THAI™ é superior ao método CAGD para este caso, como pode ser observado através da Figura 5.19, o fator de recuperação sobe em torno de 20%.

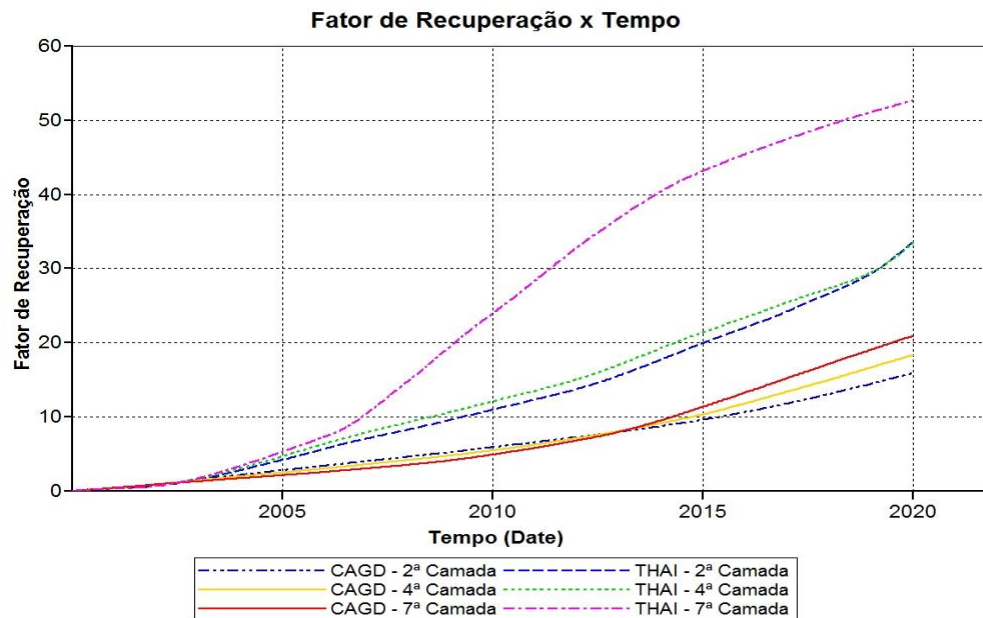


Figura 5.19: Fator de recuperação no tempo, CAGD contra THAI™.

Como pode ser observado na Figura 5.20, o incremento no fator de recuperação resulta numa maior produção em aproximadamente 15000 m³ de óleo.

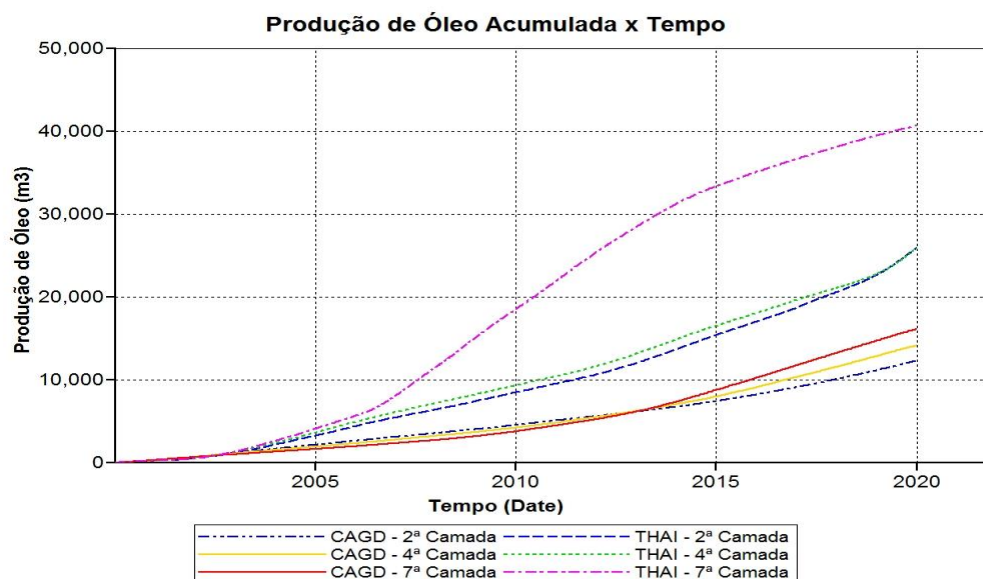


Figura 5.20: Produção de Óleo Acumulada no Tempo, CAGD contra o THAI™.

A Figura 5.21 mostra a temperatura média do reservatório, como pode ser observado as temperaturas alcançadas com o método THAI™ são superiores do que a com método CAGD.

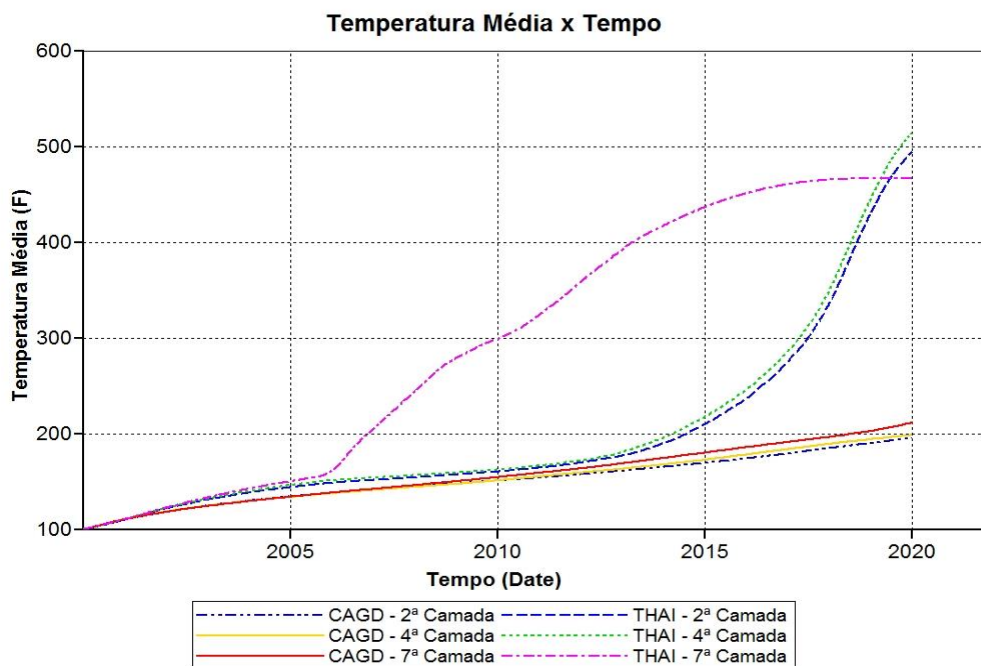


Figura 5.21: Temperatura média do reservatório no tempo, CAGD contra THAI™.

A frente de combustão pode ser observada nas figuras Figura 5.22, Figura 5.23 e Figura 5.24, através da temperatura do reservatório, utilizando o melhor cenário, ou seja, o método THAI™ completado até a sétima camada.

Na Figura 5.22, têm-se a temperatura 4 meses de produção com o método THAI™, diferentemente do que ocorre com o CAGD o método THAI™ vai poder empurrar o óleo desde a extremidade do reservatório até o poço produtor.

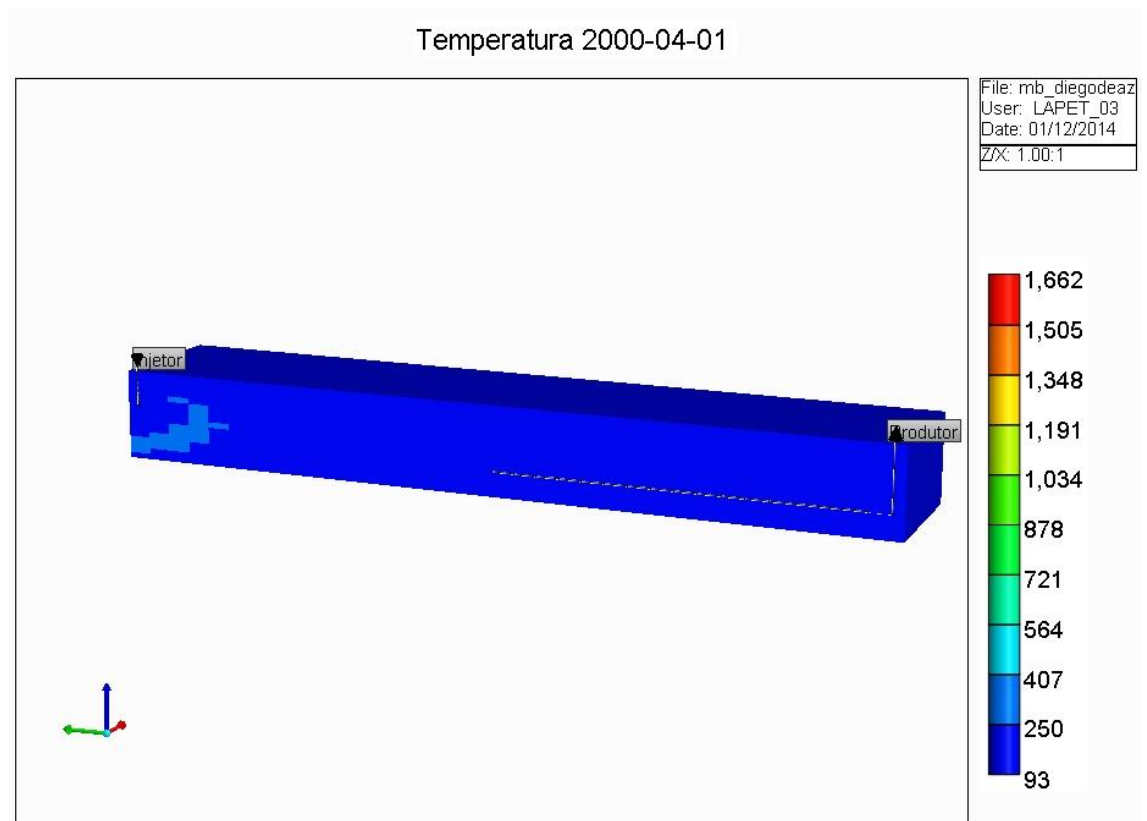


Figura 5.22: Temperatura do reservatório em 4 meses, método THAI™.

Na Figura 5.23, pode ser observado a temperatura em 10 anos de produção com o método THAI™, sendo assim a frente de combustão já está bem desenvolvida e chega ao poço produtor, então o óleo já foi empurrado pela frente.

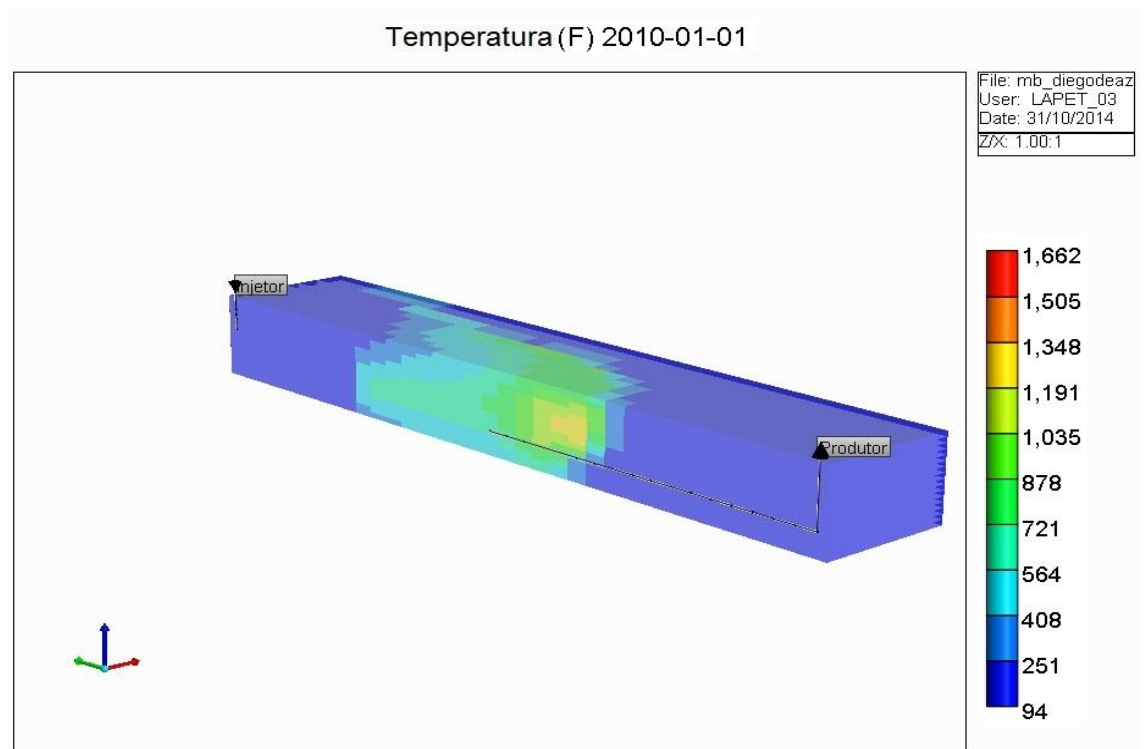


Figura 5.23: Temperatura do reservatório em 10 anos, método THAI™.

A temperatura em 20 anos é vista na Figura 5.24, nela pode ser observada que a frente de combustão avançou e ainda não alcançou o fim do reservatório, em comparação com o método CAGD as temperaturas atingidas pela frente são maiores.

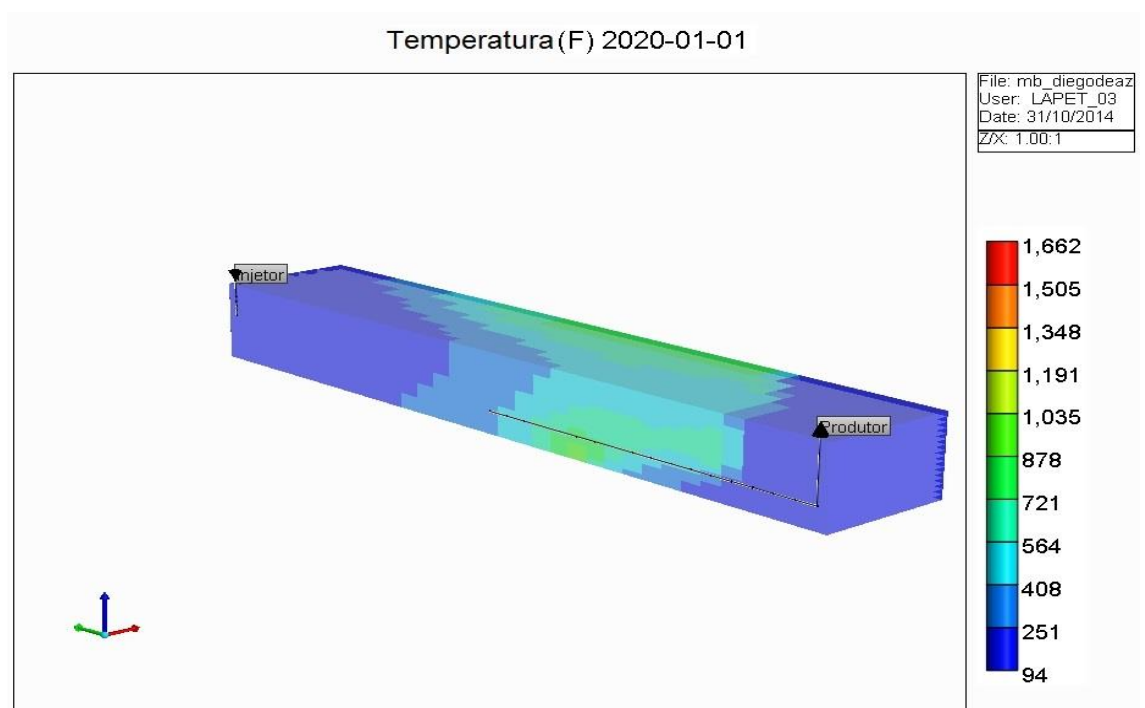


Figura 5.24: Temperatura do reservatório em 20 anos, método THAI™.

Para o método THAI™ a viscosidade diminuiu mais do que em comparação com o método CAGD, o que pode ser comparado utilizando a Figura 5.25 e a Figura 5.17. Com o THAI, é possível inferir que ocorre uma melhor distribuição do calor, o que faz com que a viscosidade diminua.

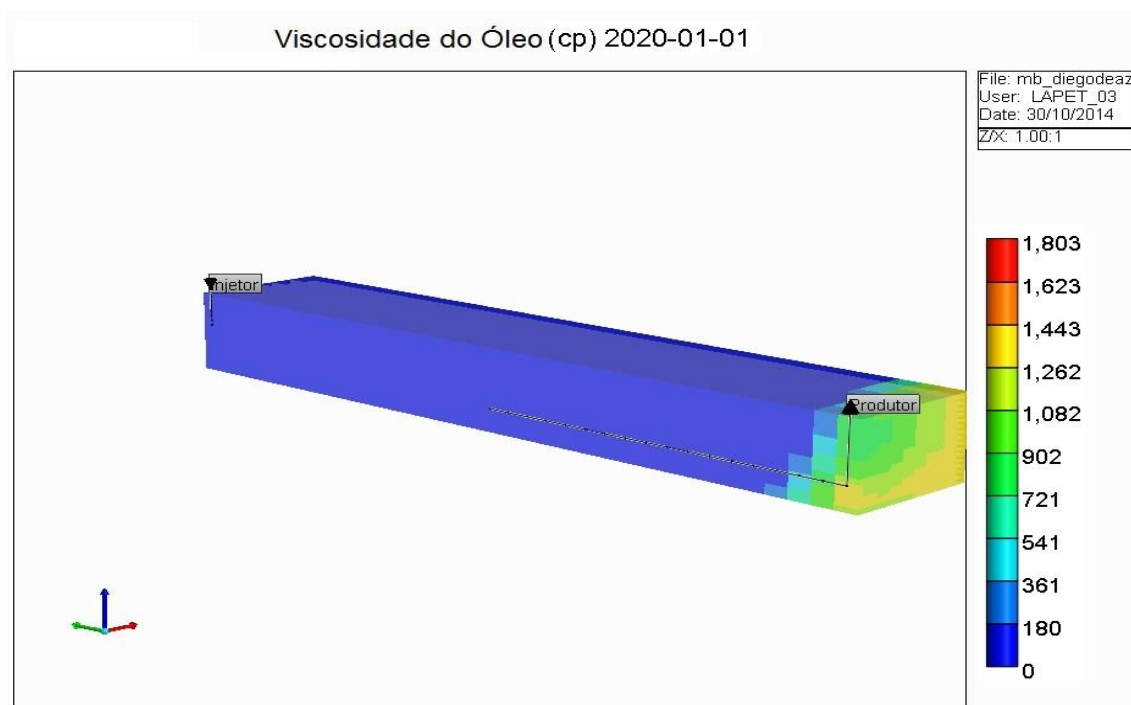


Figura 5.25: Viscosidade do óleo em 2020, método THAI™.

Uma vez que o método CAGD demonstrou ser inferior que o THAI™, nesta configuração, então é necessária nova configuração de poços com o intuito de melhorar a produção de óleo pelo método do CAGD.

5.5 Análise do número de poços.

5.5.1 Análise da distância vertical

Foi elaborado uma nova configuração de poços, desta vez, com dois poços injetores horizontais, a vazão de injeção total é mantida em 50000 m³/d, com uma vazão equivalente para os dois poços, portanto cada um injetando 25000 m³/d. Desta maneira, primeiro têm-se a comparação deste modelo com o anterior de só um poço injetor.

Através da Figura 5.26, é percebido que a produção com dois injetores aumenta em comparação a produção com só um injetor, isto se deve a dois fatores, a frente de combustão consegue distribuir melhor o calor dentro do reservatório, aumentando assim

a área de varrido da frente, além do aumento da temperatura devido a maior distância entre o poço produtor e o injetor fazendo com que o tempo de *breakthrough* ocorra mais tarde do que no caso com um só poço.

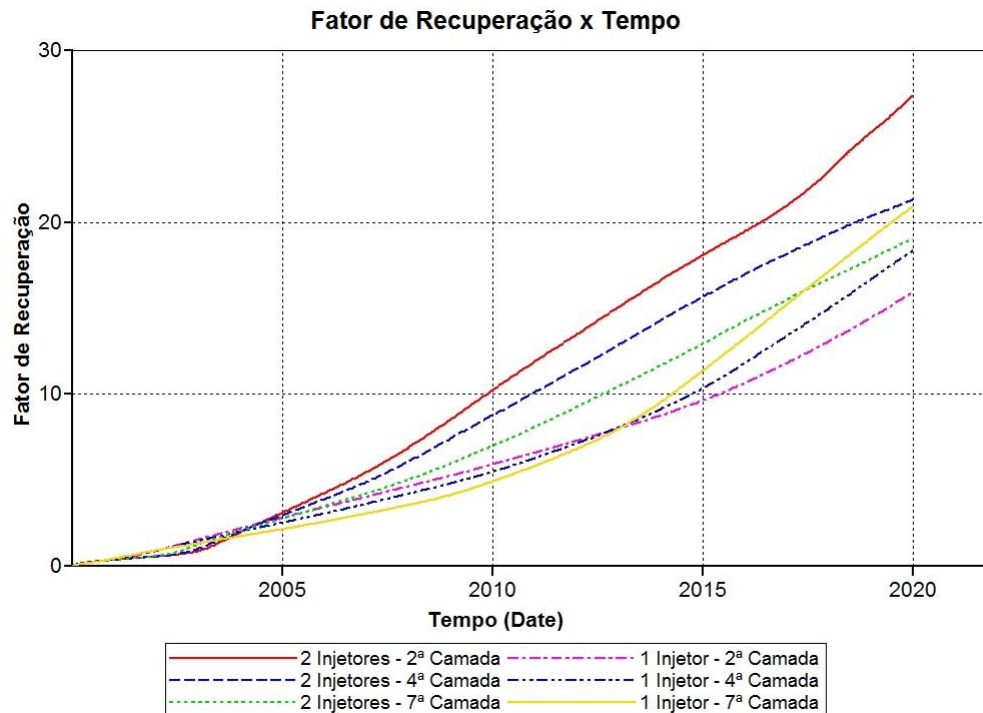


Figura 5.26: Fator de recuperação no tempo, diferente número de poços.

Com a Figura 5.27, observa-se a temperatura do poço que teve a maior recuperação de óleo, como também o que alcançou a maior temperatura média do reservatório, comprovando que passando maior quantidade de calor para o reservatório se tem uma melhor recuperação devido a diminuição da viscosidade.

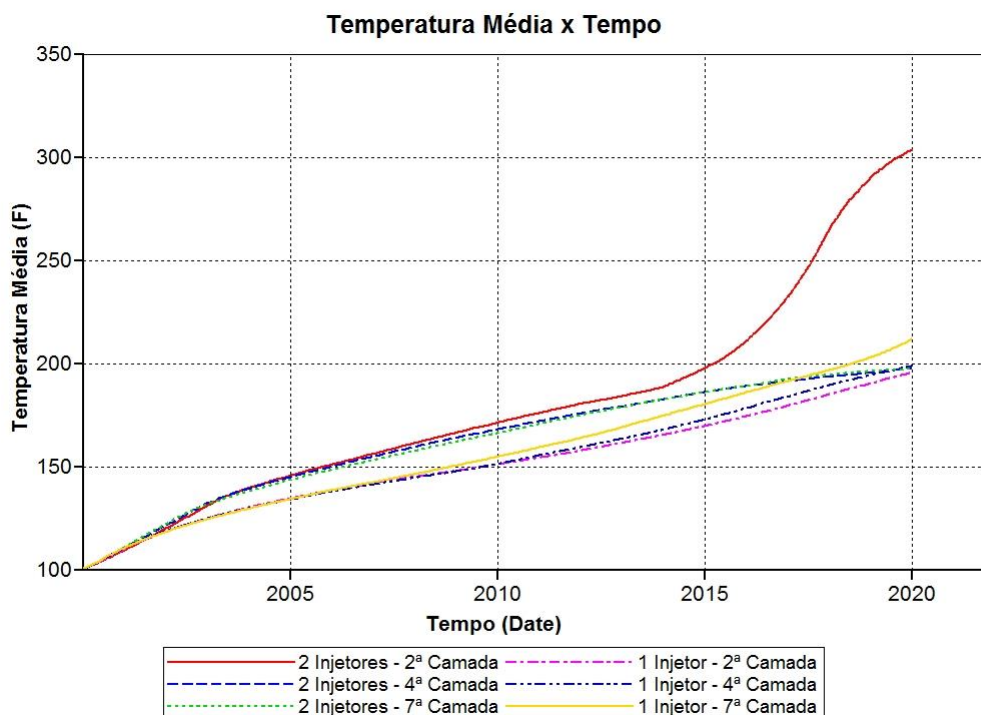


Figura 5.27: Temperatura média do reservatório no tempo, diferentes número de poços.

É interessante ressaltar que no caso com dois poços injetores, a melhor configuração, é a quando estes são completados no segundo bloco, sendo assim, mais perto do topo do reservatório aos aproximadamente 3,5 metros do topo, isto não ocorre quando comparado com só um injetor que a melhor configuração ocorreu quando o poço injetor estava mais afastado do injetor.

Então, para a melhor configuração, isto é, para o melhor fator de recuperação, é observada o desenvolvimento da frente de combustão nas figuras Figura 5.28, Figura 5.29 e Figura 5.31.

A frente de combustão em 4 meses, pode ser observada na Figura 5.28 através do gráfico da temperatura.

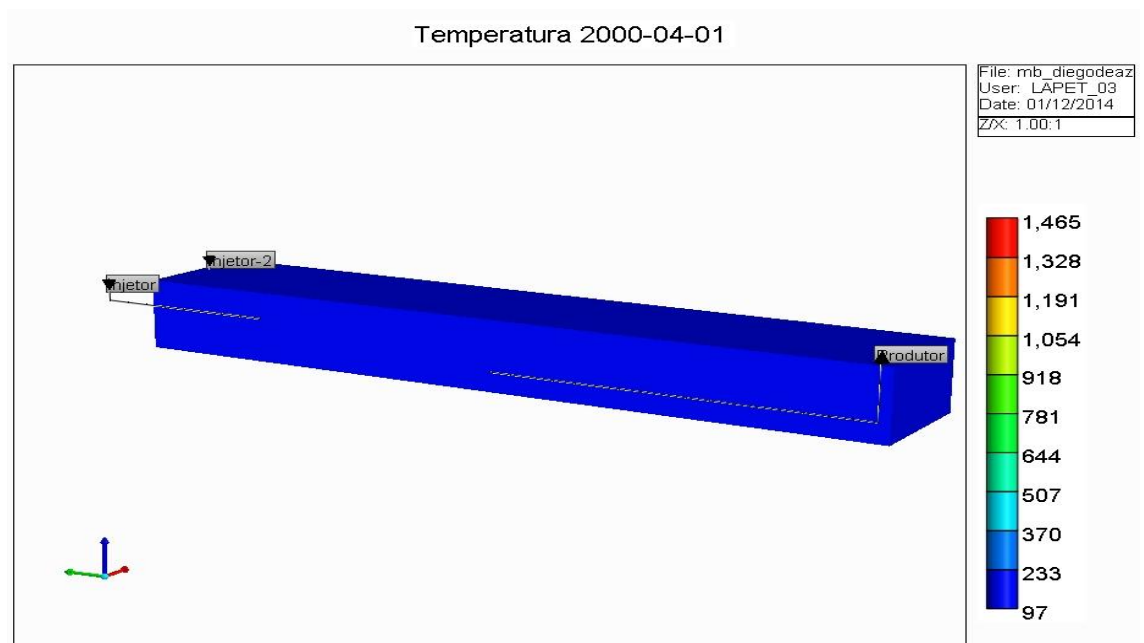


Figura 5.28: Temperatura do reservatório em 4 meses, 2 injetores.

A frente de combustão para 10 anos de produção é dada na Figura 5.29 e na Figura 5.30, já é observado que a frente chegou ao poço produtor, ainda assim, alguma parte do óleo não é empurrada para o poço produtor, e sim para as laterais do reservatório.

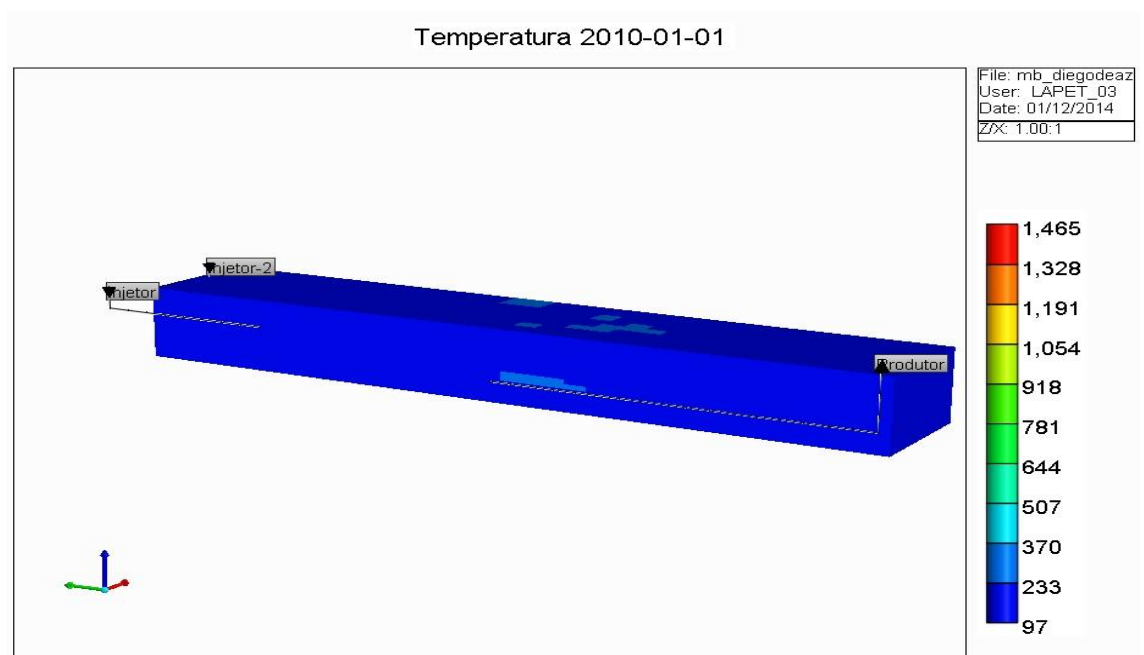


Figura 5.29: Temperatura do reservatório em 10 anos, 2 injetores.

Na Figura 5.30, pode ser observada melhor a frente de combustão:

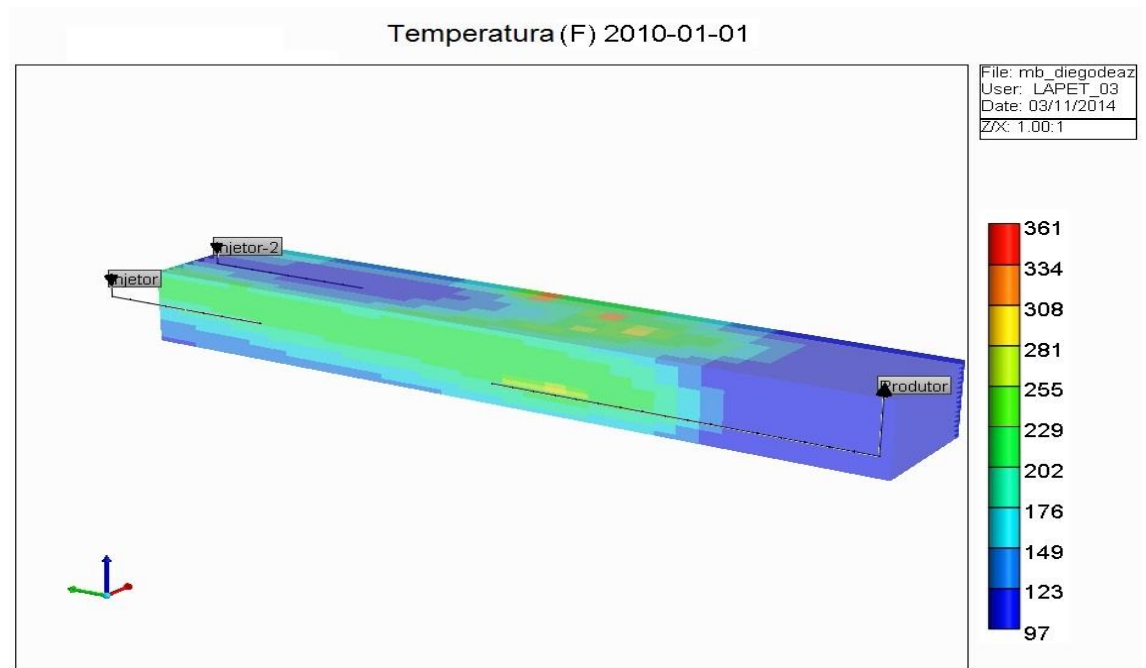


Figura 5.30: Temperatura do reservatório em 10 anos, 2 injetores.

Na Figura 5.31, têm-se a temperatura em 2020, como pode ser percebido a frente de combustão já avançou dentro do reservatório e encontrou o poço produtor, porém a temperatura aumenta em comparação com 2010.

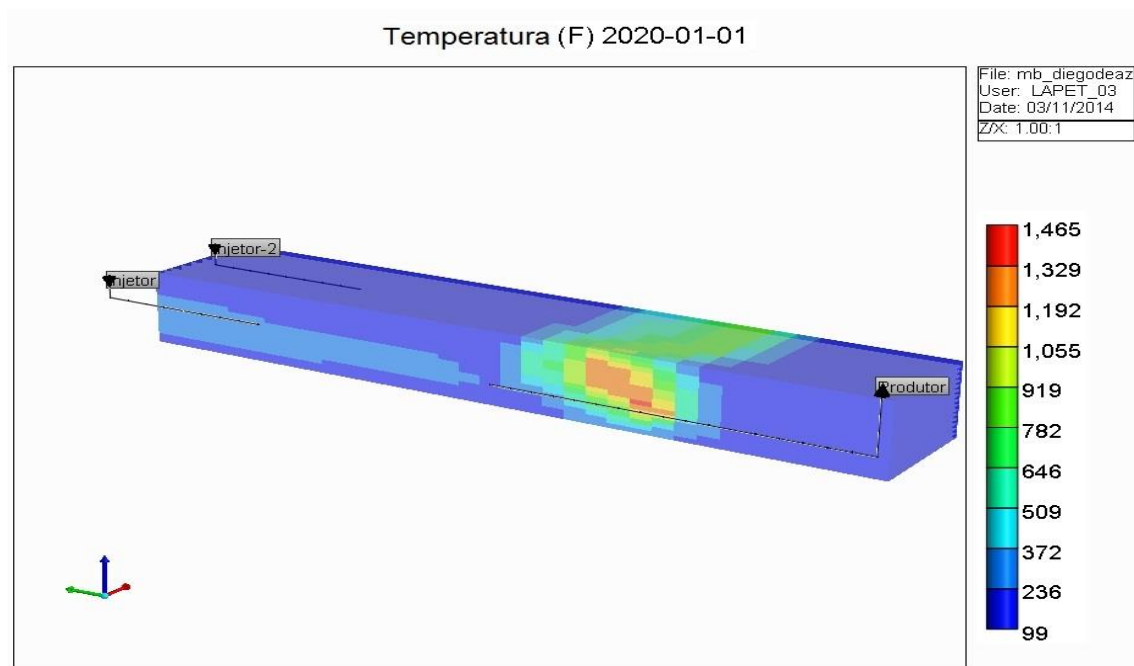


Figura 5.31: Temperatura do reservatório em 20 anos, 2 injetores.

Na Figura 5.32, é obtido a vazão de produção dos casos, com ela é possível perceber a chegada do óleo no poço produtor para o caso com o maior fator de recuperação, e após a chegada do banco de óleo a vazão continua a superior até 2013, quando é ultrapassado pela produção de óleo do poço com só um injetor, porém em 2017 já volta a ser a maior novamente. No caso com dois injetores, todas as configurações apresentaram um menor tempo da chegada do óleo para a produção em comparação com a sua configuração correspondente com só um poço injetor.

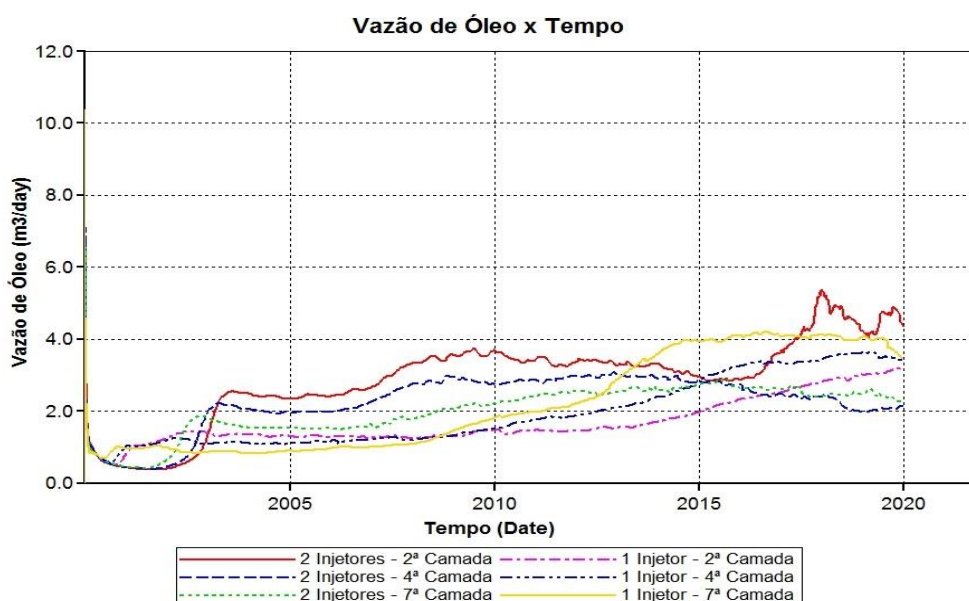


Figura 5.32: Vazão de óleo com o tempo, diferente número de poços.

Na Figura 5.33, pode ser observado a viscosidade para o melhor cenário, em 2020, ou seja, no término da produção. Em comparação com o a viscosidade no mesmo período para a configuração com um só poço, a viscosidade diminui mais quando é utilizado dois poços injetores, isto se deve a distribuição de calor que pode ser observada na Figura 5.27.

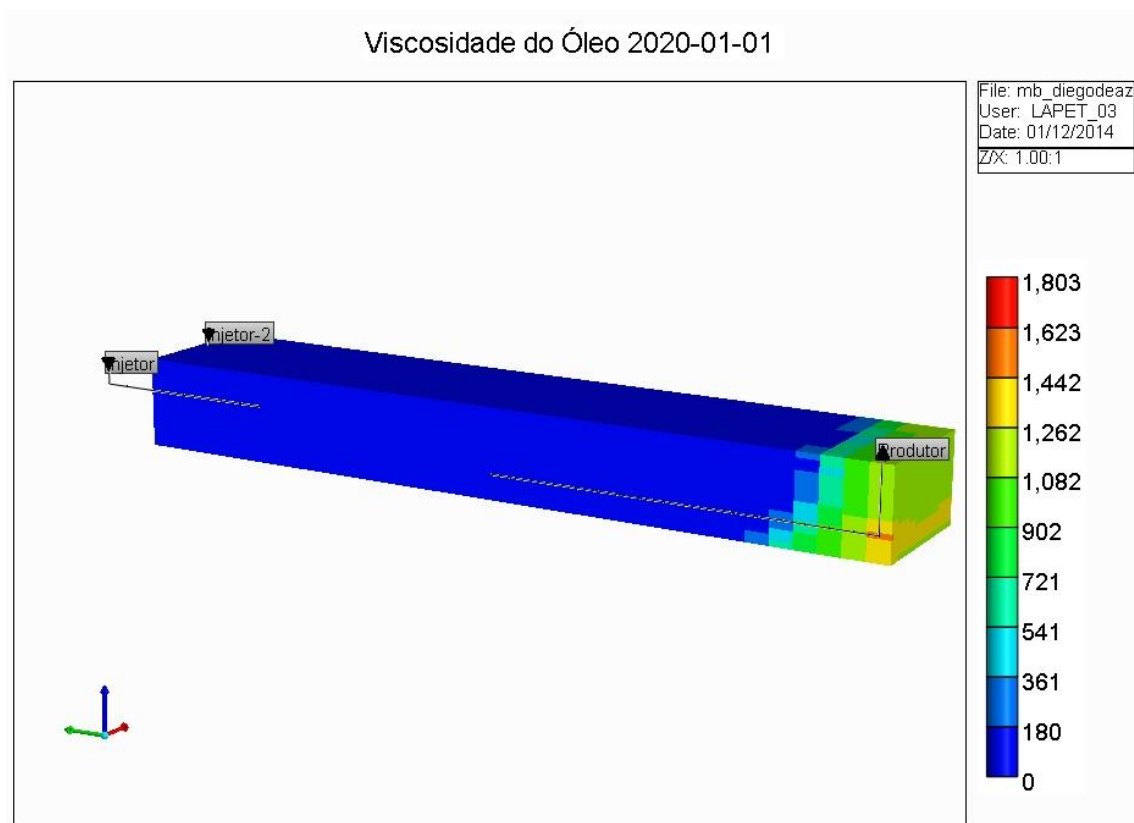


Figura 5.33: Viscosidade do óleo em 2020, CAGD com 2 injetores.

5.5.2 Análise do aumento da vazão

Com a melhoria apresentada pelo modelo com dois injetores, desta vez, para modifica-se a vazão de injeção do campo para 75000 m³/d e em seguida para 100000 m³/d, sendo assim cada poço injetará 37500 m³/d e depois 50000m³/d, em cada simulação.

Na Figura 5.34, é observado que o aumento da vazão de injeção contribui para uma melhor produção do óleo e assim um melhor fator de recuperação devido à maior quantidade de gás injetado, este rapidamente empurra o óleo por que a frente terá uma

maior velocidade de deslocamento, uma vez que irá queimar o óleo mais rapidamente, portanto

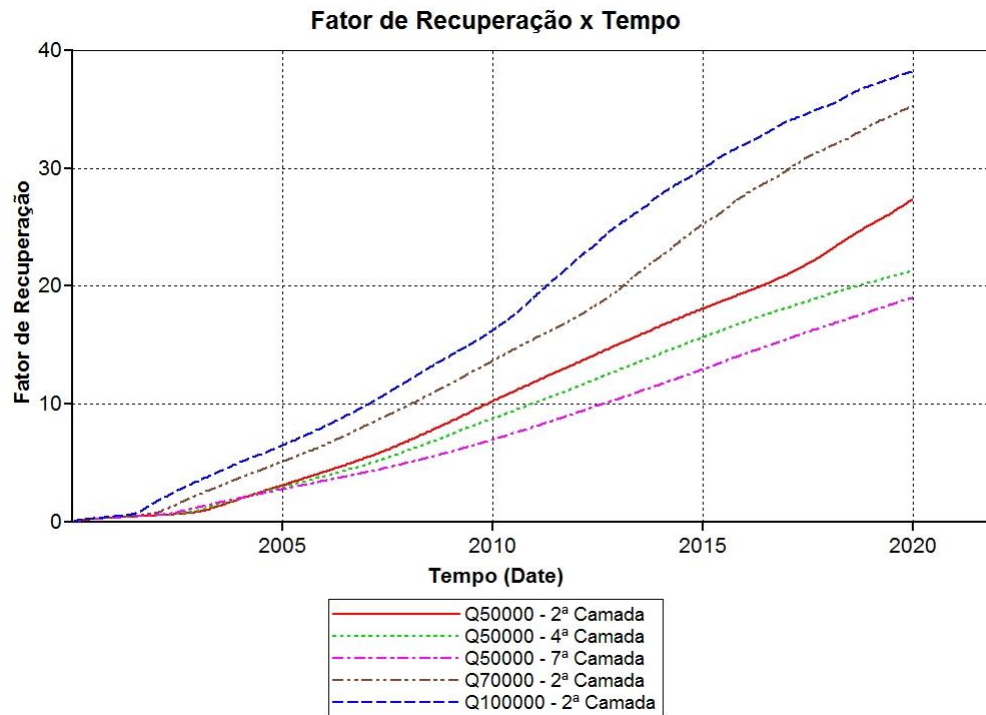


Figura 5.34: Fator de recuperação no tempo, aumento da vazão, 2 injetores.

Com uma maior vazão, têm-se um maior número de reações e portanto uma maior geração de calor no reservatório diminuindo a viscosidade. A partir da Figura 5.35, pode ser notado a temperatura média do reservatório no tempo.

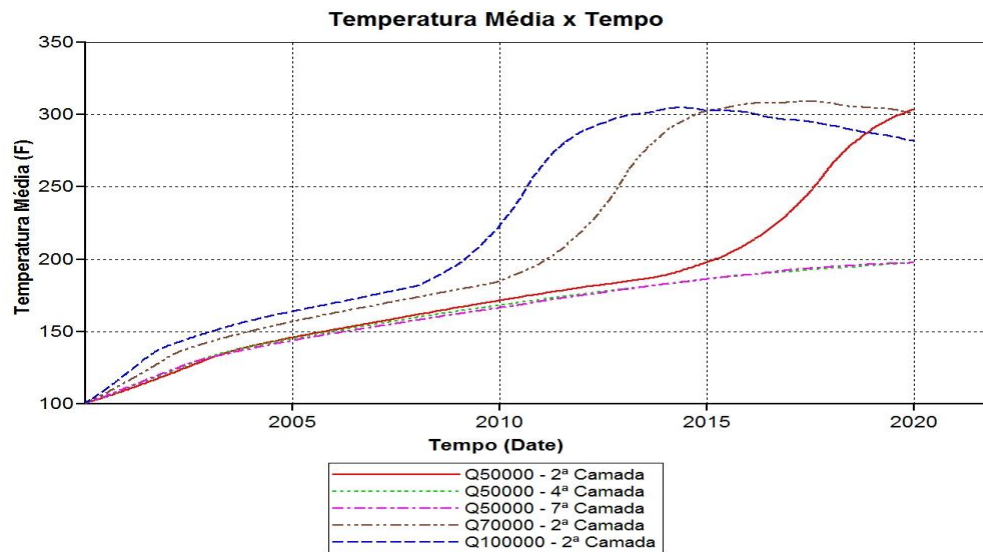


Figura 5.35: Temperatura média do reservatório com o tempo, aumento da vazão, 2 injetores.

A temperatura média com a injeção de 100000 m³/d de ar declina ao término da produção, pode ser observado através da Figura 5.35, com a diminuição da temperatura tem o aumento da viscosidade e diminuição da vazão. A vazão pode ser observada na Figura 5.36.

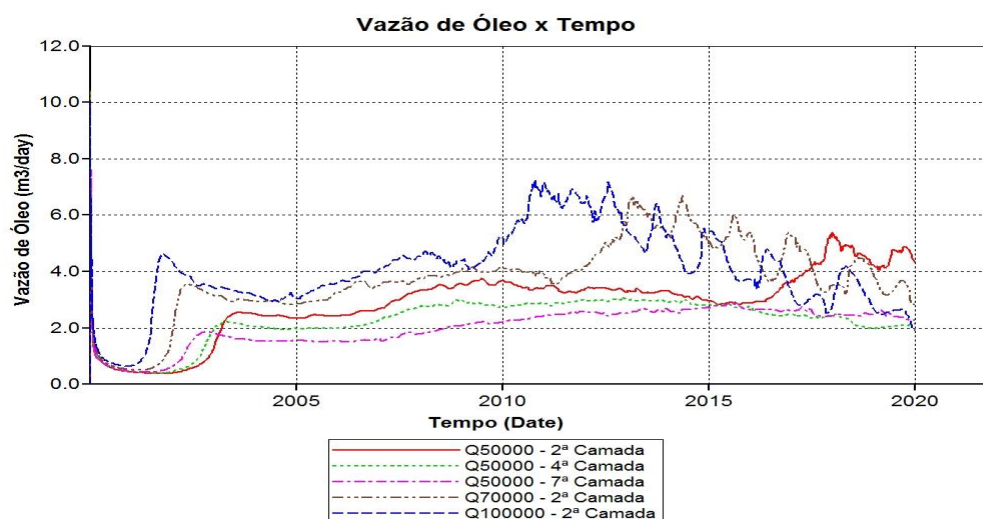


Figura 5.36: Vazão de óleo no tempo, aumento das vazões, 2 injetores.

5.5.3 Comparação com o método THAI™

Finalmente, os testes com dois poços injetores são comparados com o modelo THAI™. Novamente, o método CAGD se mostrou inferior quando comparado com o método THAI™, porém a utilização de dois poços injetores diminuiu a diferença da recuperação, entretanto a diferença ainda é de 10%, o que pode ser observado na Figura 5.37.

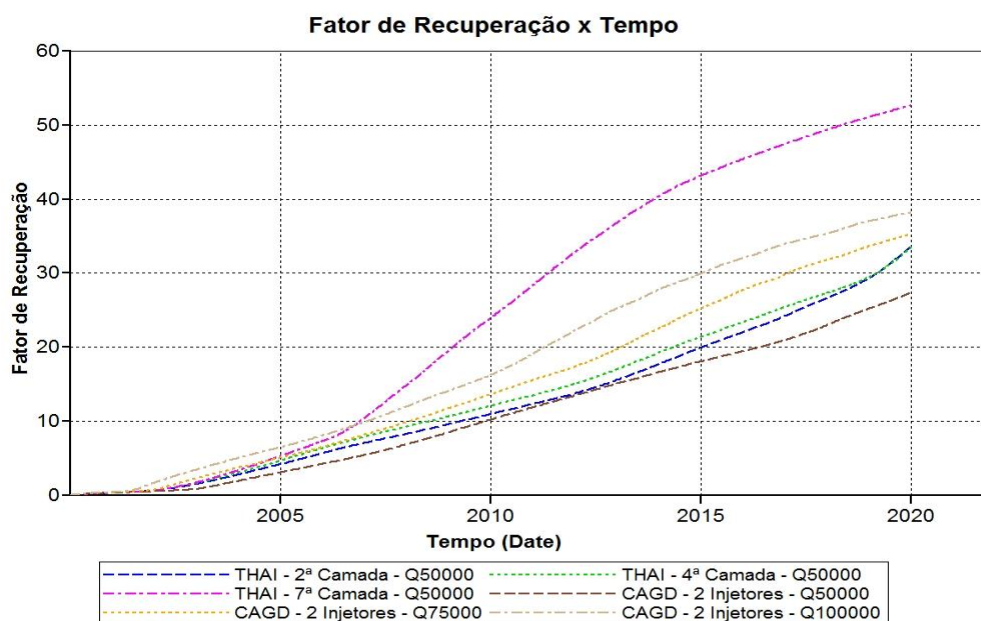


Figura 5.37: Fator de recuperação, CAGD 2 injetores contra THAI™.

A produção de óleo e o fator de recuperação são favoráveis para a utilização do método THAI™, como é observado na Figura 5.37. Isto se dá pelo aumento da área varrida pela frente de combustão, como também pela maior temperatura, uma vez que uma maior temperatura média do reservatório significa uma menor viscosidade no reservatório, a comparação da temperatura média pode ser observada na Figura 5.38.

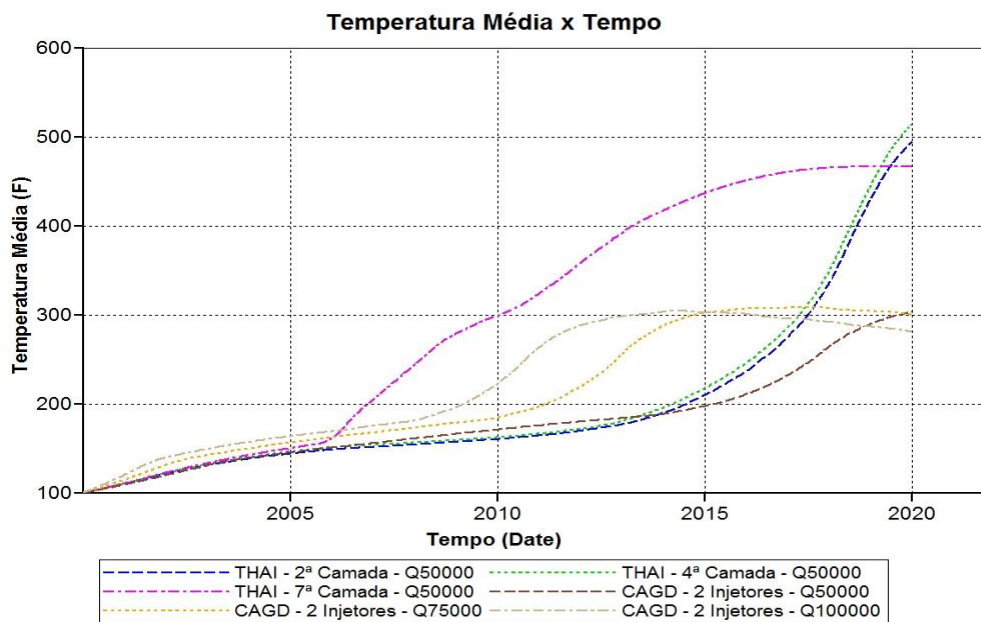


Figura 5.38: Temperatura média do reservatório, CAGD 2 injetores contra THAI™.

Na Figura 5.39, também pode ser observado que o O_2 consumido pelo método THAI™ é maior que o método CAGD, uma vez que ele tem menos acumulado, portanto, menos gás da injeção é desperdiçado e sim utilizado na reação, isto já é esperado uma vez que a comparação é realizada para o CAGD com vazão de injeção de $100000 \text{ m}^3 \text{ ar/dia}$ contra o THAI™ injetando somente $50000 \text{ m}^3 \text{ ar/dia}$.

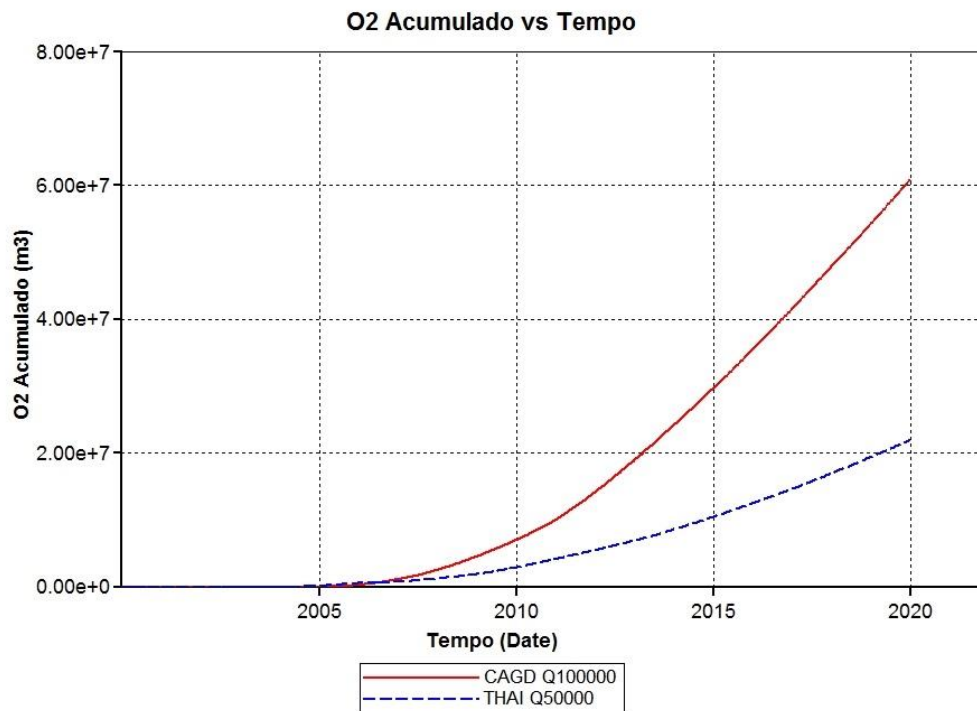


Figura 5.39: O₂ acumulado produzido no tempo, CAGD 2 injetores contra THAI™.

O método do CAGD apresentou resultados inferiores quando comparado com o THAI™, porque a frente de combustão do método CAGD não foi favorável para a sua produção, uma vez que uma porção de óleo era empurrado para as laterais do reservatório no lugar de ser produzido no poço produtor, com uma configuração de poço em que permitia ao método THAI™ desenvolver a frente de combustão varrendo uma maior área do reservatório, este teve uma melhor produção em todos os testes.

CAPÍTULO: VI

Conclusões e Recomendações

6 Conclusões e Recomendações

Nesta seção são observadas as principais conclusões obtidas deste trabalho e algumas recomendações para o melhoramento do fator de recuperação que poderá ser explorado em trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

As principais conclusões da utilização do método CAGD em um reservatório do nordeste brasileiro são:

- A modelagem da distribuição dos poços se mostrou um fator relevante para a melhor recuperação do óleo, podendo variar entre 4% até 20% dependendo de como os poços fossem distribuídos.
- O aumento na vazão de injeção de gás promove um incremento no fator de recuperação, entretanto se tem um limite máximo para a injeção, onde que a partir de determinada vazão o FR não aumenta significativamente, este ponto não foi encontrado neste trabalho. Este aumento é proporcionado pela diminuição da viscosidade do óleo causado pela frente de combustão, uma vez que as reações de combustão aumentam de acordo com a quantidade de comburente e combustível presente.
- O método THAI™ se mostrou melhor que o CAGD em todos os casos apresentados neste trabalho.

6.2 Recomendações

A partir do estudo realizado pode se obter vários apontamentos, porém é necessário um aprofundamento em determinados tópicos, por isso algumas recomendações são realizadas para futuros trabalhos:

- Um estudo de viabilidade econômica do método.
- Estudar a configuração de poços de maneira que possa se retirar o máximo de óleo possível, considerando os custos de produção de cada poço, e com isso determinar um número ótimo de poços a ser perfurados.
- Estudar o processo frente a outros métodos de recuperação.
- Estudar uma vazão de injeção ótima, em quem se tenha o máximo de lucro, sugiro que este estudo deva ser realizado adjunto com o estudo sobre a configuração dos poços, para uma melhor otimização do lucro.

CAPÍTULO: VII

Referências bibliográficas

7 Referências Bibliográficas

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J, A. D.; **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, 2006.

RODRIGUES, M. A. F.; **Métodos Convencionais de Recuperação Avançada**. 19 Fevereiro 2013, 01 Abril 2013. Notas de Aula.

GREAVES, M.; XIA, T. X.; TURTA, A. T.; AYASSE, C.; **Recente Laboratory Results of THAI and Its Comparison with Other IOR Process**, PAPER SPE 59334, Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 2000.

Rahnema, H.; Mamora, D.; **Self-Sustained CAGD Combustion Front Development; Experimental and Numerical Observations**, PAPER SPE 154333, Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 2012.

GREAVES, M.; XIA, T. X.; **Simulation Studies of THAI Process**. PAPER PETSOC 2000-084-P. Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, 2000.

TABASINEJAD, F.; KARRAT, R.; **Feasibility Study of In-Situ Combustion in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs**, PAPER SPE 103696, Petroleum U. Technology, Iran, and S. Vossoughi, SPE, U. of Kansas, 2006.

ARAUJO, Edson de Andrade; **Estudo do Processo de Combustão In-Situ Usando Poços Horizontais Como Produtores de Óleo (Toe-to-heel Air Injection)**. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.

MOTHÉ, C. G.; SILVA JR. C. S.; **Petróleo pesado e ultrapesado – reservas e produção mundial**. Revista TN Petróleo, V. 57, p. 76-80, 2008, disponível em www.tnpetroleo.com.br.

ROCHA, Mirella Lopes da. **Aplicação da combustão in-situ em reservatórios de óleos pesados com características do Nordeste Brasileiro.** 2014. 51 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

ARAÚJO, Janusa Soares de. **Estudo paramétrico do processo de combustão in situ como método de recuperação avançada de petróleo.** 2012. 175 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

CRUZ, R. O. M; **Combustão in-situ: considerações sobre o projeto e simulações numéricas em escala de laboratório e de campo.** Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, 2010.