



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 DA COMBUSTÃO *IN-SITU* EM
RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS COM
CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO**

Mirella Lopes da Rocha

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

Natal/RN, Maio de 2014

APLICAÇÃO DA COMBUSTÃO IN-SITU EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO

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

Aprovado em ____ de _____ de 2014.

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

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

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão
Membro Interno - UFRN

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus pais,
Francisco Morais da Rocha Júnior e
Vanda Lopes da Rocha,
que me fizeram acreditar que tudo é
possível com força e determinação.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço esse trabalho, em primeiro lugar a Deus, que me deu sabedoria para vencer todos os obstáculos encontrados e também suas bênçãos que me fizeram encarar todos os desafios sem fraquejar e sem medo.

Aos meus pais, Vanda Lopes da Rocha e Francisco Morais da Rocha Júnior, por todos os anos de dedicação, sacrifícios e esforços para minha formação. Não tem como descrever a gratidão que sinto por eles.

Aos meus irmãos, Cibelle Lopes da Rocha e Halisson Lopes da Rocha, pelo companheirismo nos momentos difíceis com palavras de incentivo.

Ao meu namorado, Armando Magno, pelo amor incondicional, por sua imensa paciência comigo. Suas palavras de apoio foram muito importantes pra chegar até aqui, e me fizeram mais forte, tenho muita sorte de ter você em minha vida, te amo muito.

À minha orientadora, Dr^a Jennys Lourdes Meneses Barillas, por sua paciência em me explicar os problemas recorrentes, atenção e carinho. Suas observações fez com que pensasse diferente abrindo minha mente e foi fundamental para a conclusão deste trabalho.

Ao meu amigo, Edson de Andrade Araújo, que foi solícito em todos os momentos do trabalho, sempre disposto a me ajudar, e sem dúvidas foi essencial em todas as etapas do trabalho.

A todos os meus amigos, que me ajudaram em todos os momentos da graduação, com toda paciência e colaboração nos estudos. Tenho muito carinho por todos.

À CMG pela licença do simulador de reservatório concedida.

Muito Obrigado!

ROCHA, Mirella Lopes - “APLICAÇÃO DA COMBUSTÃO IN-SITU EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

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

RESUMO

Com o objetivo de se conseguir maior volume de óleo recuperado, a indústria petrolífera investe em técnicas para melhor aproveitamento das reservas utilizando os métodos de recuperação especiais. Estes métodos têm como objetivo extrair parte do óleo deixado pelos métodos convencionais, melhorando os fatores de eficiência e diminuindo a saturação residual do óleo. Dentre os tipos de métodos utilizados para óleos pesados, destaca-se o método da combustão *in-situ*, uma técnica no qual o calor é produzido dentro do reservatório, diferente da injeção de fluido aquecido em que o calor é gerado na superfície e transportado para o reservatório. Neste trabalho foi realizado um estudo de um reservatório com características do Nordeste Brasileiro, com o objetivo de analisar a recuperação do óleo, quando submetido a diferentes parâmetros operacionais, tais como: vazões de injeção de ar, completação do poço injetor e concentração de oxigênio. Para o estudo, foram utilizados o simulador STARS (“*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*”), do grupo CMG (“*Computer Modelling Group*”). O modelo computacional foram dividido em três partes, criação do modelo de fluido, construção do modelo de reservatório e implementação do método de recuperação avançada. Os resultados obtidos mostraram que a completação inferior apresentou melhor comportamento quando comparado com as demais completações na fração de óleo recuperada, e que o aumento da concentração de oxigênio e vazão de injeção de ar favorecem a recuperação no início do projeto, sendo interessante posteriormente diminuir a vazão de injeção de ar, bem como a concentração de oxigênio para obtenção de uma maior fração recuperada de óleo.

Palavras-chave: Combustão *in-situ*, modelo computacional, calor, óleo pesado.

ROCHA, Mirella Lopes - “ APLICAÇÃO DA COMBUSTÃO IN SITU EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

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

ABSTRACT

In order to increase the amount of recovered oil, the oil industry invests in special methods. These methods manage to extract part of the oil left by the conventional methods, improving the efficiency factors and minimizing the residual oil saturation. Among other types of methods used for heavy oils, the In-situ combustion stands out. In-situ combustion is a method which the heat is produced inside the reservoir. This is different from heated fluid injection, which the heat is produced on the surface and carried over to the reservoir. In this thesis, we provide the study of a reservoir with some northeast Brazilian characteristics in order to analyze the Oil Recovery when this is submitted in different operational parameters as: Air injection rate, injector well completion and oxygen concentration. According to this study, the STARS (“Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator”) simulator from CMG (“Computer Modelling Group”) group was used. The computational model was divided in three parts which consisted in the creation of the fluid model, construction of the reservoir model and to put in place the enhanced oil recovery method. The results showed that the lower completion has a better performance when compared with other completions in the recovered oil fraction, and that the increase in oxygen concentration and flow rate of air injection favor the recovery early in the project, it is interesting to further reduce the flow of air injection and oxygen concentration so is possible to obtain a larger fraction of oil recovery.

Keywords: In-situ combustion, computational model, heat, heavy oil.

Sumário

1	Introdução	2
1.1	Objetivos.....	3
2	Aspectos Teóricos	5
2.1	Métodos de recuperação avançada de Petróleo.....	5
2.1.1	Métodos térmicos.....	5
3	Modelagem do reservatório, dos fluidos e do processo CIS	14
3.1	Ferramentas Computacionais.....	14
3.1.1	Winprop – CMG.....	14
3.1.2	Builder – CMG.....	14
3.1.3	STARS – CMG.....	14
3.2	Modelagem do Reservatório.....	15
3.2.1	Modelagem da malha e propriedades da rocha-reservatório.....	15
3.2.2	Interação rocha-fluido.....	17
3.2.3	Modelo de fluidos.....	18
3.3	Parâmetros Operacionais.....	19
3.3.1	Modelo Base.....	19
3.3.2	Metodologia.....	20
4	Resultados e Discussões	22
4.1	Análise dos parâmetros operacionais.....	22
4.1.1	Análise dos parâmetros operacionais: Completação do poço injetor variando a Vazão de injeção e %O ₂	26
4.1.2	Oxigênio Consumido.....	32
4.2	Incremento do fator de Recuperação (FR).....	34
5	Conclusões e Recomendações	38
5.1	Conclusões.....	38
5.2	Recomendações.....	39
6	Referências Bibliográficas	41

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Representação das zonas formadas durante o processo de combustão <i>in situ</i> (Adaptado de Rosa et al., 2006)	8
Figura 2 - Detalhe do perfil de temperatura - Especificação em relação as zonas de combustão <i>in- situ</i> (Adaptado de ROSA et al., 2006)	8
Figura 3- Vista 3D do reservatório	15
Figura 4- Permeabilidade relativa do sistema água/óleo.	17
Figura 5- Permeabilidade relativa do sistema gás/líquido.	17
Figura 6 - Fluxograma de como foram trabalhados os parâmetros operacionais.	20
Figura 7- Configuração da Completação do poço injetor.....	20
Figura 8- Produção Acumulada de óleo para todas as vazões 0m ³ /dia, 1.000 m ³ /dia,2.000 m ³ /dia,5.000m ³ /dia, 10.000 m ³ /dia, 15.000 m ³ /dia, 20.000 m ³ /dia, 25.000 m ³ /dia e 50.000 m ³ /dia.....	22
Figura 9 – Vazão de óleo <i>versus</i> tempo para vazão de 15.000m ³ /dia e 50.000 m ³ /dia ..	23
Figura 10 – Perfis de Temperatura em 2000, 2005, 2015 e 2020.....	25
Figura 11– Fator de recuperação da completação topo para diferentes concentrações de oxigênio e vazão de injeção de ar.	26
Figura 12 - Fator de recuperação da completação meio para diferentes concentrações de oxigênio e vazão de injeção de ar.	27
Figura 13 - Fator de recuperação da completação inferior para diferentes concentrações de oxigênio e vazão de injeção de ar.	28
Figura 14- Comparação entre as completações os para os casos 6,12 e 18.....	30
Figura 15 – Perfis de saturação de gás no primeiro mês do ano 2000 para os casos 6 e 18	31
Figura 16 – Produção acumulada de gás oxigênio para completação inferior com diferentes concentrações de oxigênio e uma vazão de injeção de ar 25.000 m ³ /dia.	32
Figura 17- Incremento do fator de recuperação para concentração de 50% de oxigênio	35
Figura 18- Incremento do fator de recuperação para concentração de 21% de oxigênio.	35

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Modelo de Malha e propriedade da rocha-reservatório	16
Tabela 2. Agrupamentos e o percentual de cada pseudocomponente.	18
Tabela 3. Dados do modelo de reação.	19
Tabela 4. Características do Modelo Base	19
Tabela 5. Fator de recuperação para casos simulados	29
Tabela 6. Valores de oxigênio injetado, produzido e porcentagem de oxigênio consumido.....	33

CAPÍTULO 1:

Introdução

1 Introdução

Do petróleo existente no reservatório, apenas uma porção pode ser recuperada, ficando a outra retida no reservatório. Para tentar minimizar essa retenção, um dos métodos utilizados são os térmicos, que têm como um dos objetivos reduzir a viscosidade do óleo a partir do fornecimento de calor, a fim de deslocar o mesmo até o poço produtor.

Os métodos de recuperação suplementar são aplicados, em geral, após a recuperação primária de petróleo, com o objetivo de aumentar o fator de recuperação do reservatório. Em tempos passados tinha-se o pensamento que as baixas produções se davam apenas devido a rápida queda de pressão nas jazidas (THOMAS, 2001).

Para reservatórios de óleos pesados em geral, o enfoque tecnológico dado nas últimas décadas foi o de atuar na redução da viscosidade do próprio óleo, mediante o uso de energia térmica. Originalmente desenvolvidos para os campos de óleos extremamente viscosos da Califórnia e da Venezuela, os métodos da injeção de vapor e da combustão *in-situ* do óleo mediante a injeção de ar com pré-ignição, viabilizaram 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 poucas alternativas economicamente viáveis para o aproveitamento dos óleos pesados (RODRIGUES, 2008).

A Combustão *in-situ* é uma técnica de recuperação térmica de óleo na qual o calor é produzido dentro do reservatório, contrastando com a injeção de fluidos previamente aquecidos, onde o calor é gerado na superfície e transportado para o reservatório por meio de um fluido. No processo *in-situ*, uma pequena porção do óleo do reservatório entra em ignição, a qual é sustentada pela injeção contínua de ar. 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 (ROSA, 2006).

Nesse trabalho foi realizado um estudo da aplicação de combustão *in-situ* em um reservatório semi-sintético com características do Nordeste Brasileiro, com o objetivo

de analisar a recuperação do óleo, quando submetido a diferentes parâmetros operacionais, tais como: vazões de injeção de ar, completação do poço injetor e concentração de oxigênio. Para o estudo, foi utilizado o simulador STARS (“*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*”), do grupo CMG (“*Computer Modelling Group*”). O modelo computacional foi dividido em três partes, criação do modelo de fluido, construção do modelo de reservatório e implementação do método de recuperação avançada.

1.1 Objetivos

- Criar um modelo de fluidos que possa representar as características dos fluidos contidos em um reservatório de óleo pesado.
- Criar um esquema de produção em malhas, com poços verticais, para a injeção e produção no reservatório adotado.
- Realizar análises de temperatura e saturação de gás no reservatório.
- Verificar a sensibilidade de alguns parâmetros (vazões de injeção de ar, completação do poço injetor e concentração de oxigênio), podendo assim, inferir a partir de uma análise técnica, qual resultado apresenta-se mais satisfatório.
- Aumentar o fator de recuperação.

CAPÍTULO 2:

Aspectos Teóricos

2 Aspectos Teóricos

Para uma melhor compreensão deste trabalho, alguns conceitos precisam ser apresentados neste capítulo com o objetivo de apresentar os principais aspectos teóricos relacionados aos métodos especiais de recuperação, em particular ao método da combustão *in-situ*.

2.1 Métodos de recuperação avançada de Petróleo

Os reservatórios cujos mecanismos de produção são pouco eficientes e que, por consequência, retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão de sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de Métodos de Recuperação Avançada.

2.1.1 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.

O efeito mais óbvio do aquecimento de um reservatório é a redução da viscosidade do óleo. Quanto à influência do aquecimento sobre a viscosidade, observa-se na prática que a taxa de melhora da viscosidade é maior no início dos aumentos de temperatura (RODRIGUES, 2008).

2.1.1.1 Combustão *in-situ*

A combustão *in situ* é um dos métodos mais antigos de recuperação térmica de óleo e o mais eficiente energeticamente (Sarathi, 1999; Castanier *et al.*, 2002). Esse método consiste na queima de parte do próprio óleo do reservatório, criando-se uma frente de calor. À medida que essa frente avança dentro do reservatório, o calor se dissipa e a viscosidade do óleo diminui, aumentando sua mobilidade (CARCOANA, 1992).

No processo *in situ*, uma pequena porção do óleo do reservatório entra em ignição, a qual é sustentada pela injeção contínua de ar. 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,2012b).

A ignição do óleo no reservatório é o primeiro requisito para a combustão *in-situ*. Em muitos reservatórios a ignição é espontânea e em outros requer aquecimento. A reação química entre o oxigênio de ar injetado e óleo do reservatório gera calor mesmo sem combustão. Dependendo da composição do óleo, a velocidade deste processo de oxidação pode ser suficiente para desenvolver temperaturas que podem levar à ignição do óleo. Se não, a ignição pode ser auxiliada pelo uso de aquecedores de fundo, preaquecendo o ar de injeção ou por meio de injeção de ar com um produto químico oxidável, tal como óleo de linhaça (ROSA, 2006).

A alta temperatura obtida durante a queima faz com que as frações leves do óleo adiante da frente de combustão se vaporizem, deixando um resíduo de coque pesado ou depósito de carbono como combustível para ser queimado. Os componentes leves vaporizados e o vapor gerado pela combustão são carregados para adiante, até que se condensam depois de entrar em contato com as porções mais frias do reservatório. A frente se move para adiante através do reservatório somente após a queima de todo combustível depositado (ROSA, 2006).

As reações de oxidação que ocorrem durante a combustão consomem oxigênio e geram calor, água e óxidos de carbono. A energia gerada depende da composição do óleo. Devido a elevadas temperaturas, o óleo é parcialmente destilado e as frações leves do óleo e o vapor gerado nas reações de oxidação são levados adiante da frente de combustão e se condensam nas regiões mais frias do reservatório. O combustível que é formado devido à destilação do vapor e reações de craqueamento é depositado logo após a passagem da frente de vapor. Todo combustível depositado deve ser consumido para que a frente de combustão avance. O calor gerado na zona de combustão é transportado adiante da frente por condução, convecção de gases de combustão, vapores e líquidos e pela condensação de voláteis e de vapor (CHICUTA, 2009).

O termo combustão direta é denominado progressivo, quando a frente de combustão avança no mesmo sentido do fluxo de ar, ou seja, do poço injetor para o poço produtor e reverso, quando os sentidos são opostos. A combustão progressiva ainda pode ser classificada como seca, quando apenas ar enriquecido é injetado, ou molhada, quando ar e água são injetados (CASTANIER, 2002).

A combustão reversa foi sugerida para uso com óleos muito viscosos. Em contraste com a combustão direta, a frente se move em sentido contrário ao fluxo de ar. A injeção é iniciada em um poço que mais tarde se torna produtor. Depois de estabelecida a ignição, o injetor inicial é colocado em produção e um outro é usado para injeção. O óleo aquecido na frente de combustão se move através da zona aquecida até o poço produtor. Este método torna possível a produção de óleos muito viscosos para fluir sob as condições do reservatório. O reservatório, porém, deve ter permeabilidade ao ar adequada para que o processo funcione. Neste processo, uma parte do óleo que flui é queimada e o ar requerido é frequentemente excessivo, apresentando, portanto baixa eficiência (ROSA, 2006).

A Figura 1 mostra as diferentes zonas que são formadas em um reservatório de óleo quando submetido a um processo de combustão “*in-situ*” direta, já a Figura 2 apresenta um perfil de temperatura entre o poço injetor e o poço produtor, mostrando as variações de temperatura para diversas zonas.

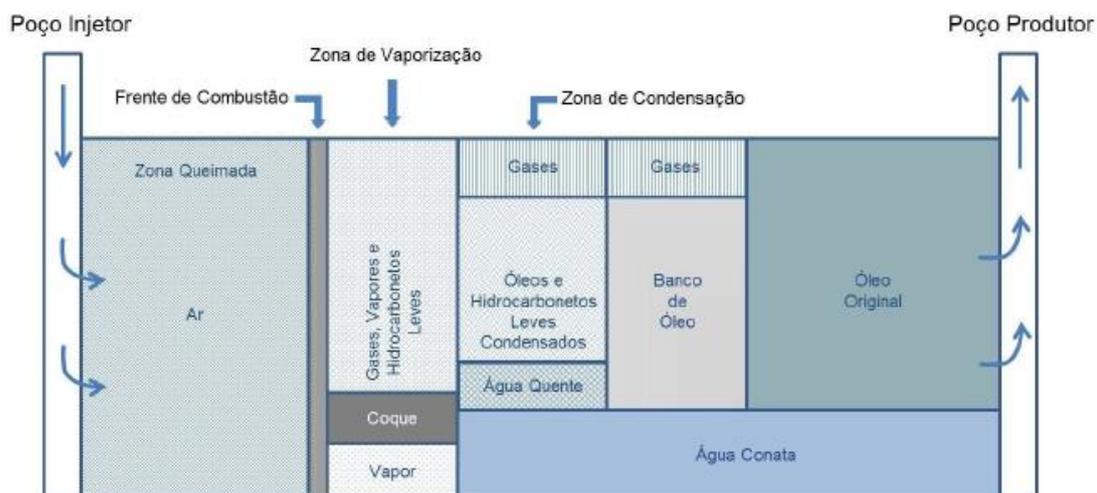


Figura 1- Representação das zonas formadas durante o processo de combustão in situ. (Adaptado de Rosa *et al.*, 2006)

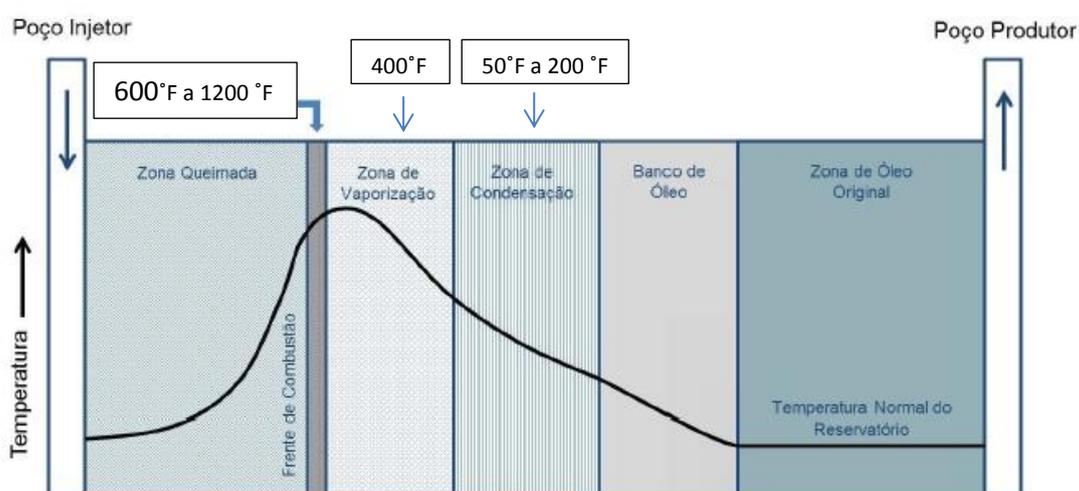


Figura 2 - Detalhe do perfil de temperatura - Especificação em relação as zonas de combustão in situ (Adaptado de ROSA *et al.*, 2006).

Próxima ao poço injetor encontra-se uma zona queimada através da qual a frente de combustão já passou. Todo o líquido foi removido da rocha, deixando somente poros saturados com ar. As temperaturas na zona queimada são mais altas nas proximidades da frente de combustão. Na frente de queima o combustível pesado depositado é queimado a temperatura de 600°F (315°C) a 1200 °F (630°C) (ROSA, 2006).

Adiante da frente de combustão, na zona de vaporização, encontram-se os produtos da combustão, os hidrocarbonetos leves vaporizados e o vapor. As temperaturas através desta zona variam da de combustão até aquela necessária para ferver a água na pressão do reservatório. Um valor típico de 400°F (204°C) (ROSA, 2006).

Logo após a zona de vaporização vem a zona de condensação, na qual o óleo é deslocado de vários modos. Os hidrocarbonetos leves condensados deslocam o óleo do reservatório miscivelmente e o vapor condensa-se criando um banco de água quente que também desloca o óleo; e os gases da combustão promovem um mecanismo de deslocamento por gás. As temperaturas nessas zonas vão de 50°F(10°C) a 200°F(40°C) acima da temperatura inicial do reservatório (ROSA, 2006).

O óleo deslocado pelo processo se acumula na próxima zona, o banco de óleo. Nessa zona a água conata imóvel, o óleo deslocado e alguns gases de combustão ocupam o espaço poroso. A temperatura é próxima da inicial, de modo que há pouco melhoramento quanto à viscosidade do óleo. Finalmente, adiante do banco de óleo encontra-se o reservatório não perturbado, isto é, que não foi ainda afetado pela frente de queima (ROSA, 2006).

As características de deposição de combustível do óleo do reservatório são os parâmetros mais básicos no projeto de combustão *in situ*. O coque depositado como combustível é medido em unidades de massa por unidade de volume de rocha-reservatório. Se este valor é muito baixo, a combustão não se auto-alimenta. Se é muito alto, o movimento da frente é muito lento porque todo o combustível deve ser queimado antes que esta avance. A deposição de combustível determina também o volume de ar requerido para o avanço da frente através da rocha-reservatório. Na medida em que mais combustível é depositado, mais ar é requerido (ROSA, 2006).

O volume de ar injetado por unidade de área da frente de combustão é outro fator importante de um projeto de combustão *in situ*. Os valores mínimos desse parâmetro, chamado de fluxo de ar, para manter a combustão dependem das condições do óleo e do reservatório, e podem ser medidos em laboratório. Abaixo desses valores mínimos a oxidação do óleo é baixa para gerar calor suficiente para manter a

combustão. À proporção que o fluxo aumenta a partir desse valor mínimo, a velocidade da frente de combustão também aumenta e resultados mais rápidos de queima são obtidos. 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).

Diversas variações do processo *in situ* foram propostas para aproveitar o calor perdido. Água pode ser injetada simultaneamente ou alternadamente com o ar, resultando em uma melhor distribuição do calor e menores necessidades de ar. Na zona queimada, a água é injetada e convertida em vapor, que atravessa a frente de combustão e aquece o reservatório adiante dela. O método de injeção de ar e água alternadamente é conhecido como COFCAW (combinação da combustão direta com a injeção de água). Dependendo do volume de água injetada, a frente pode ser parcialmente apagada, fazendo com que ela se mova para diante antes de queimar todo o combustível depositado (ROSA, 2006).

2.1.1.2 **Aplicação**

O processo de combustão *in-situ* tem sido aplicado principalmente em reservatórios com óleos que apresentam alta viscosidade. Segundo ROSA (2006), as seguintes características são benéficas para recuperação de óleo por combustão *in-situ*:

- A espessura do reservatório deve ser maior ou igual a 3 m para prevenir perdas excessivas de calor.
- A quantidade de óleo existente no reservatório deve ser maior que 0,1 m³ de óleo/ m³ 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 °API do óleo deve estar no intervalo entre 10 e 40. Óleos de °API menores depositam combustível em excesso para o sucesso comercial, enquanto óleos de °API altos depositam pouco combustível para sustentar a combustão.

- A permeabilidade deve ser maior que 100mD para permitir o fluxo de óleo mais viscoso.
- A profundidade do reservatório deve variar de 100 a 200 m. Reservatórios rasos limitam as pressões de injeção, enquanto os custos de compressão de ar são excessivos para reservatórios profundos.

2.1.1.3 *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 °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).

2.1.1.4 *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.

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 neste problema.

A segregação gravitacional pode ser um problema, com o ar *overriding*, no reservatório, visto que o ar flui para parte superior da camada ultrapassando o óleo (ROSA, 2006).

2.1.1.5 *Considerações econômicas*

O balanço econômico é fortemente ditado pelo reservatório e pelo seu óleo. As características da 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 necessária. Ambas determinam o dimensionamento das instalações dos compressores necessárias para um projeto específico e que geralmente representam um investimento considerável. Os custos de compressão de ar podem ser altos, dependendo da pressão requerida (ROSA, 2006).

Por causa da complexidade do processo e do seu risco de falha, uma instalação piloto é normalmente recomendada.

Um bom indicador econômico de operação é a razão entre os volumes de ar injetado e o de óleo produzido, injeções de sucesso têm razões ar/óleo menores que $3500 \text{ m}^3 \text{ std}/\text{m}^3 \text{ std}$ (ROSA, 2006).

CAPÍTULO 3:
Modelagem do Reservatório, dos
Fluidos e do Processo CIS

3 Modelagem do reservatório, dos fluidos e do processo.

Neste capítulo são apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas para a simulação, bem como o modelo de reservatório, fluido e as condições operacionais utilizadas para o processo de combustão *in situ*.

3.1 Ferramentas Computacionais

As ferramentas computacionais utilizadas foram o Winprop, Builder e STARS, todas pertencentes ao grupo CMG (*Computer Modelling Group*).

3.1.1 Winprop – CMG

O WinProp é uma ferramenta da CMG (versão 2012.10) com a finalidade de modelar o comportamento das fases e propriedades dos fluidos do reservatório. O WinProp pode ser utilizado para agrupar os componentes, simular processos de contato múltiplo, ajustar dados de laboratório, estudos de miscibilidade, entre outros (ARAÚJO, 2012b).

3.1.2 Builder – CMG

O Builder é um programa usado na preparação de modelos de simulação de reservatórios, onde são inseridos os dados do modelo de fluido, modelo de reservatório, as reações químicas, a configuração dos poços, entre outros. (ARAÚJO,2012a).

3.1.3 STARS – CMG

O módulo STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Process Reservoir Simulator*) desenvolvido pela CMG (*Computer Modelling Group*), versão 2012.10, é um simulador trifásico de múltiplos componentes que tem como uma das finalidades simular recuperações térmicas. Podem ser utilizados como dados de entrada inúmeros modelos

de malha, tanto na escala de laboratório quanto de campo, propriedades dos fluidos, processos de recuperação e condições iniciais (ARAÚJO, 2012a).

3.2 Modelagem do Reservatório

Nesta seção, são apresentadas as propriedades da rocha-reservatório e as interações rocha-fluido.

3.2.1 Modelagem da malha e propriedades da rocha-reservatório

O reservatório estudado é homogêneo e possui algumas características do Nordeste Brasileiro. O sistema selecionado utiliza coordenadas cartesianas “i”, “j”, “k”, com dimensões 100m x 100m x 30m totalizando 300.000 m³, constituindo a malha da simulação, como mostrado na Figura 3.

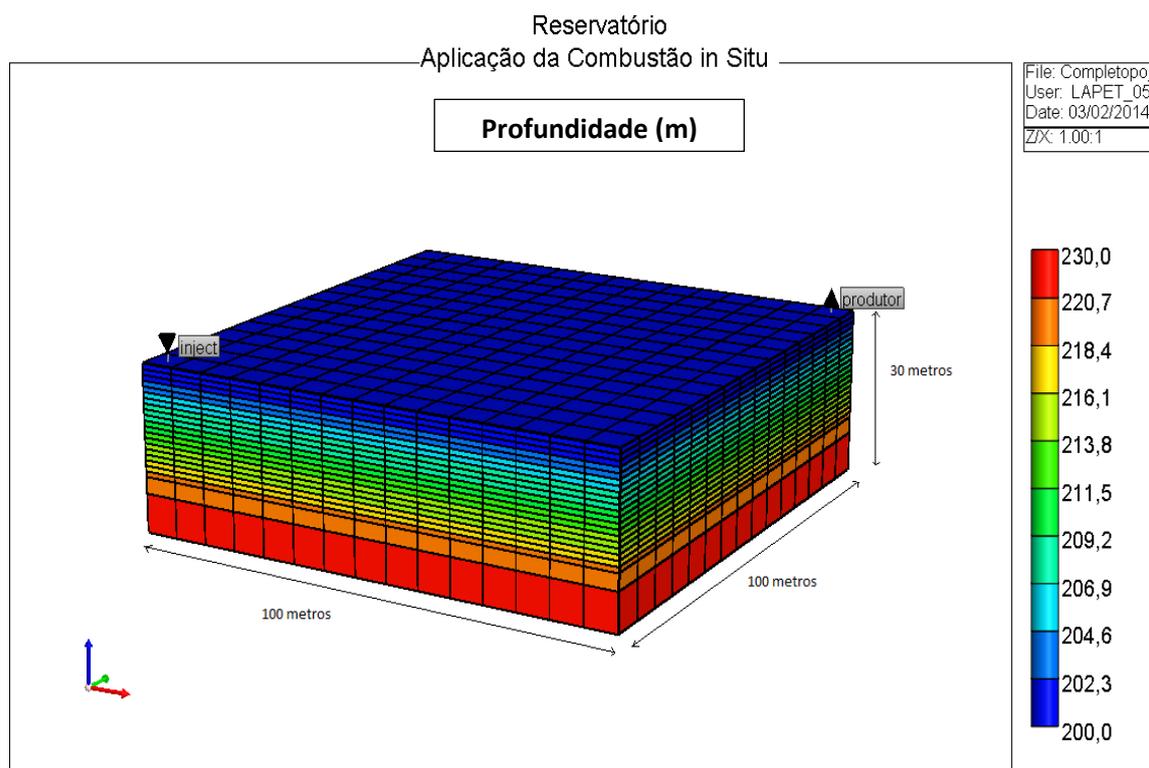


Figura 3- Vista 3D do reservatório.

O poço produtor foi canhoneado somente na zona de óleo, e mantendo uma distância considerável da zona de água. Já o poço injetor foi canhoneado de três

maneiras diferentes (na parte superior, meio e inferior da zona de óleo, e mantendo também uma distância considerável da zona de água).

As propriedades da rocha-reservatório, bem como o modelo de malha podem ser observadas na Tabela 1.

Tabela 1. Modelo de Malha e propriedade da rocha-reservatório.

Número total de blocos	4950
Área do reservatório estudado ¼ 5 spot (m ²)	100x100
Número de blocos em i, j, k (m)	15, 15, 22
Tamanho do bloco em i, j (m)	6,67
Altura do reservatório (m)	30
Tamanho do bloco em k (m)	20 blocos x 1m 1 bloco x 3m 1 bloco x 7m
Permeabilidade Horizontal (kh,mD)	1000
Permeabilidade Vertical (Kv,mD)	0,1*(kh)
Porosidade (%)	30
Temperatura Inicial (°F)	110
Profundidade do Reservatório(m)	200
Espessura da Zona de Óleo (m)	20
Contato água-óleo(m)	220
Pressão inicial (psia)	287
Compressibilidade da Formação 1/psi@ 287 psi	30×10^{-5}
Capacidade calorífica volumétrica da formação btu/(ft ³ °F)	35
Condutividade térmica da Rocha btu/(m*dia*F)	78,74
Condutividade térmica fase água btu/(m*dia*F)	28,54
Condutividade térmica fase óleo btu/(m* dia *F)	5,91
Condutividade térmica fase gás btu/(m* dia *F)	1,97
Capacidade calorífica volumétrica da formação Sobrejacente e Subjacente btu/(ft ³ °F)	35
Condutividades térmicas Sobrejacentes e Subjacentes btu/(m* dia *F)	78,74

3.2.2 Interação rocha-fluido

A Figura 4 mostra que a permeabilidade relativa à água aumenta com o aumento da saturação de água, enquanto que a permeabilidade relativa ao óleo diminui com o aumento da saturação de água.

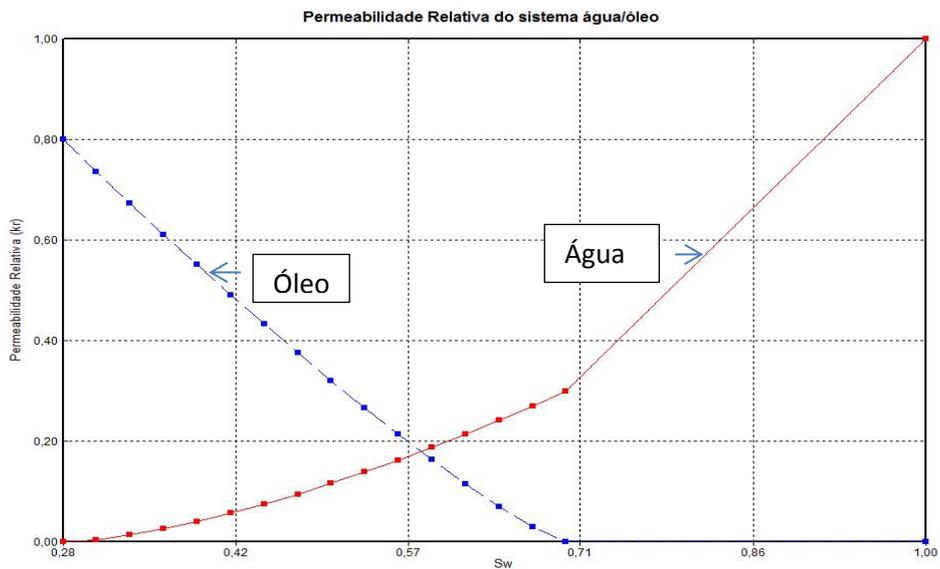


Figura 4- Permeabilidade relativa do sistema água/óleo.

A Figura 5 ilustra que a permeabilidade relativa ao gás diminui com o aumento da saturação de líquido, no entanto, a permeabilidade relativa gás-óleo aumenta com o aumento da saturação de líquido.

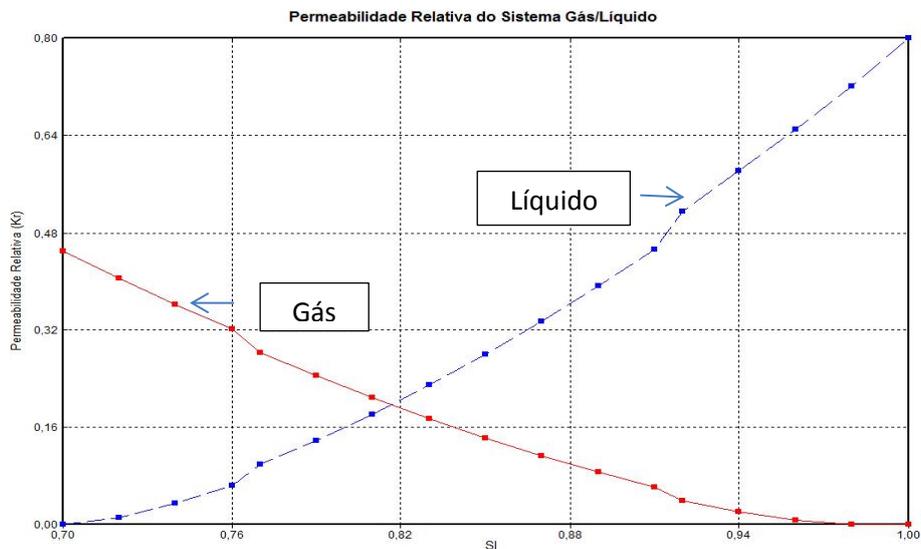


Figura 5- Permeabilidade relativa do sistema gás/líquido.

3.2.3 Modelo de fluidos

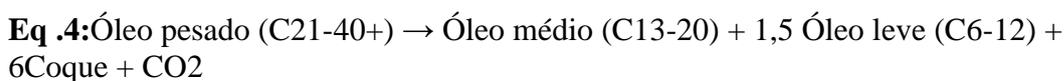
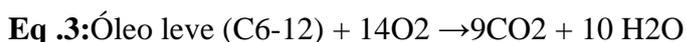
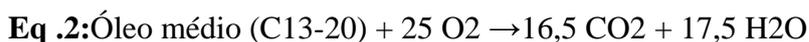
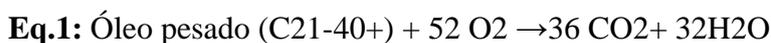
O modelo de fluido utilizado neste estudo apresenta 5 pseudo-componentes e 2 componentes: óleo pesado (C₂₁₋₄₀₊), óleo médio (C₁₃₋₂₀), óleo leve (C₆₋₁₂), gás inerte (CO₂ e N₂), coque (C), oxigênio (O₂) e a água (H₂O), respectivamente. A Tabela 2 apresenta os agrupamentos e o percentual de cada componente e dos pseudo-componentes (ARAÚJO, 2012a).

Tabela 2. Agrupamentos e o percentual de cada pseudocomponente.

Componentes	Mássica Inicial (%)
H ₂ O	0
CO ₂ -N ₂	0
O ₂	0
C ₆ -C ₁₂	10
C ₁₃ -C ₂₀	20
C ₂₁ -C ₄₀₊	70
Coque (C)	0

Fonte: ARAÚJO (2012a, p. 41)

Para a modelagem do processo 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 tipos de 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). As reações químicas foram ajustadas no módulo Builder da CMG (ARAÚJO ,2012a).



A energia de ativação e a entalpia das reações podem ser observadas na Tabela 3.

Tabela 3. Dados do modelo de reação.

Equação	Energia de Ativação (Btu/lbmol)	Entalpia da reação (Btu/lbmol)
Eq.1	32785	$8,14 \times 10^5$
Eq .2	32785	$4,52 \times 10^6$
Eq .3	32785	$2,10 \times 10^6$
Eq .4	28800	2×10^4
Eq.5	28800	2×10^4
Eq.6	28800	$2,3 \times 10^5$

Fonte: ARAÚJO (2012a, p. 42)

3.3 Parâmetros Operacionais

3.3.1 Modelo Base

As características utilizadas no modelo base podem ser observadas na Tabela 4.

Tabela 4. Características do Modelo Base.

Poços verticais	Injetor e Produtor
Completação	Topo
Concentração de oxigênio	21%
Vazão de injeção (Qinj) m ³ std/dia	15.000
Combustão	Direta e Seca

3.3.2 Metodologia

Foram analisadas diferentes condições operacionais como mostra a Figura 6, e assim simulados dezoito casos.

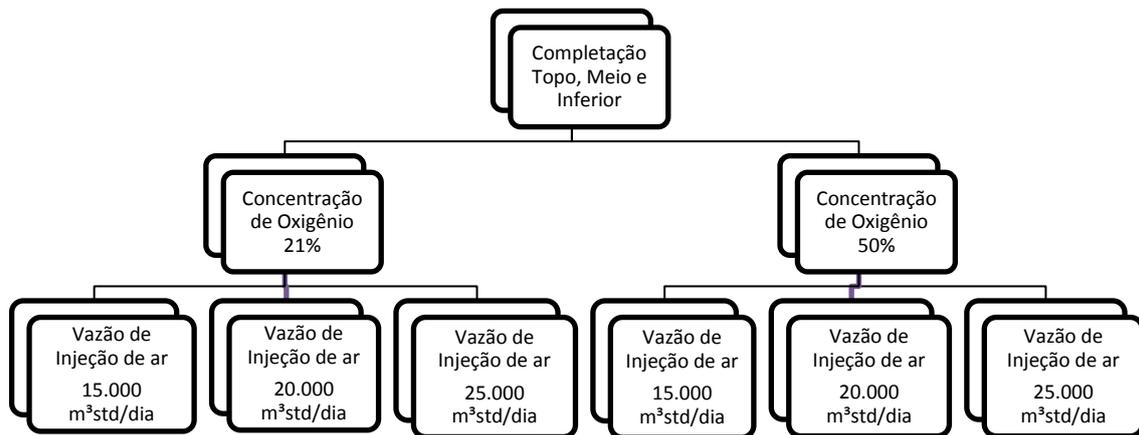


Figura 6 - Fluxograma de como foram trabalhados os parâmetros operacionais.

A Figura 7, mostra a completção do poço injetor.

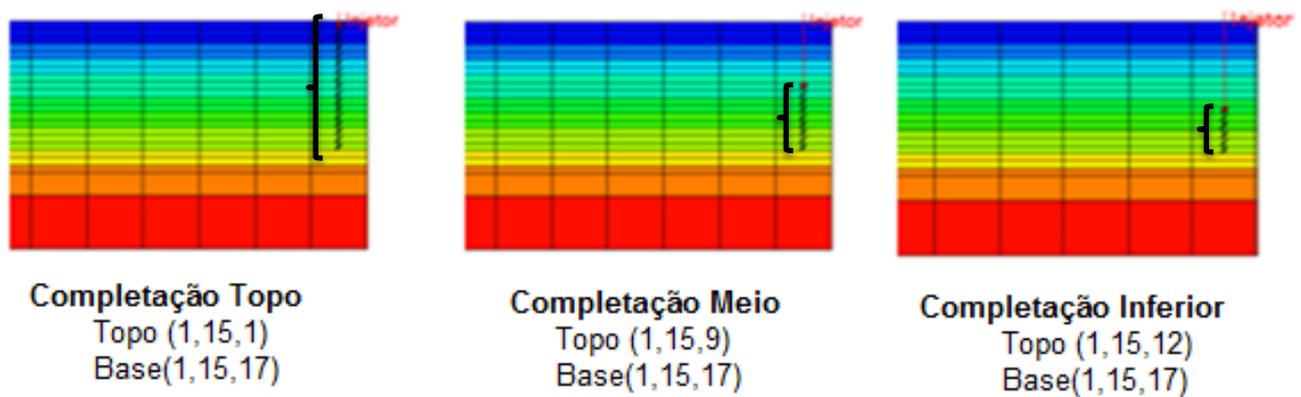


Figura 7- Configuração da Completção do poço injetor.

Foi realizada uma análise do fator de recuperação, da vazão de produção, e da produção acumulada de óleo para os diferentes casos, para observar quais as variáveis que afetam em maior proporção o sistema.

CAPÍTULO 4:

Resultados e Discussões

4 Resultados e Discussões

Nesta seção são mostrados os resultados obtidos nas simulações, bem como a análises das mesmas.

4.1 Análise dos parâmetros operacionais

Foi estudada a influência da vazão de injeção de ar na produção acumulada de óleo e os intervalos estudados foram: 0 m³std/dia, 2.000 m³std/dia, 3.000 m³std/dia, 5.000 m³std/dia, 10.000 m³std/dia, 15.000 m³std/dia, 20.000 m³std/dia, 25.000 m³std/dia e 50.000 m³std/dia em função da produção acumulada de óleo *versus* tempo. Na Figura 8, observa-se a produção acumulada de óleo em função do tempo para os diferentes casos.

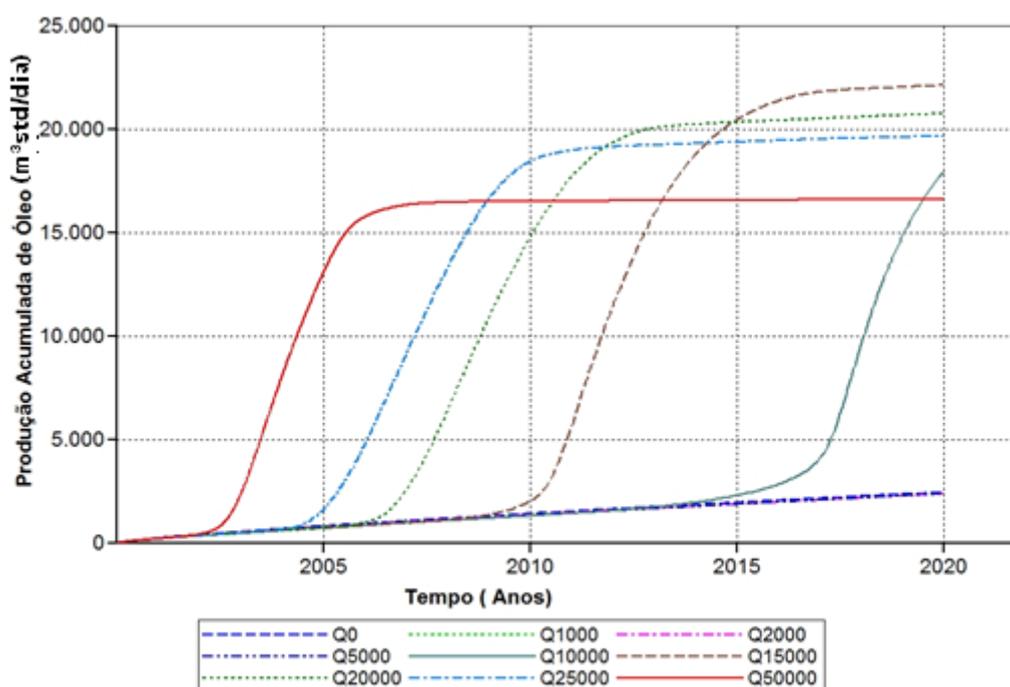


Figura 8- Produção Acumulada de óleo para todas as vazões 0m³std/dia, 1.000 m³std/dia, 2.000 m³std/dia, 5.000m³std/dia, 10.000 m³std/dia, 15.000 m³std/dia, 20.000 m³std/dia, 25.000 m³std/dia e 50.000 m³std/dia.

A partir da Figura 8, é possível perceber que vazões abaixo de 5.000 m³std/dia não são interessantes trabalhar, visto que não possuem um incremento em relação à ao

modelo sem injeção de ar. A partir da vazão de 10.000 m³std/dia, há melhores resultados para o modelo sem injeção, porém para esta vazão seria interessante um projeto com tempo maior para que fosse observado o crescimento da curva.

A vazão de 15000 m³std/dia apresentou maior percentual de óleo recuperado em vinte anos, porém com o incremento da vazão de injeção de ar, observou-se que houve uma antecipação da produção de óleo, isso se deve as altas temperaturas atingidas pelo sistema com a maior quantidade de oxigênio.

Na Figura 9, pode-se observar a vazão de óleo em função do tempo para o processo para as vazões de injeção de ar 15.000 m³std/dia e 50.000 m³std/dia.

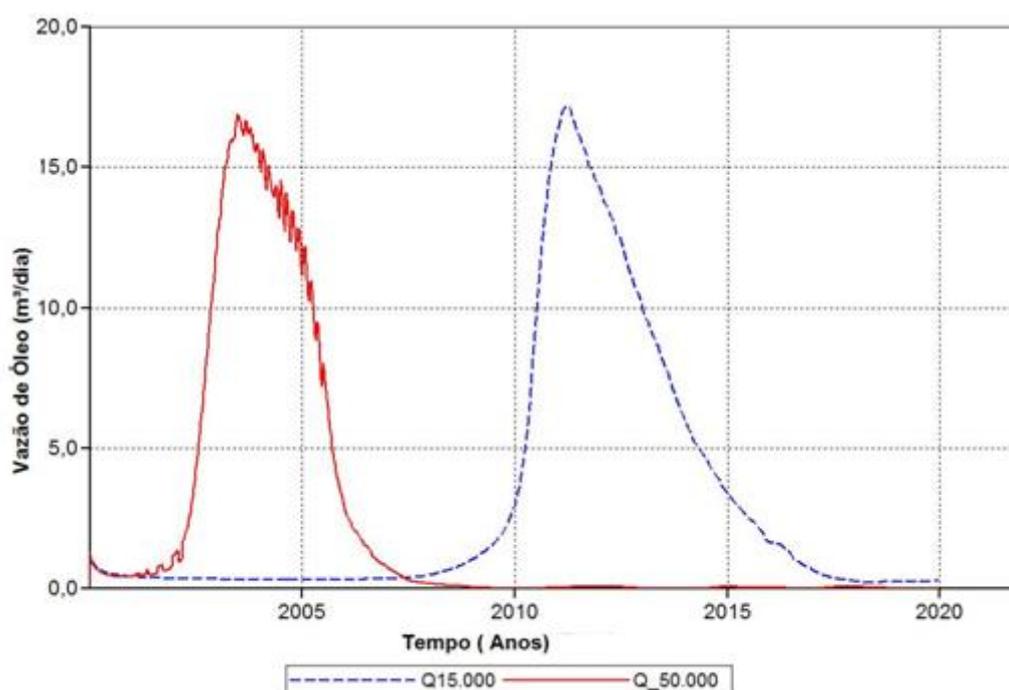
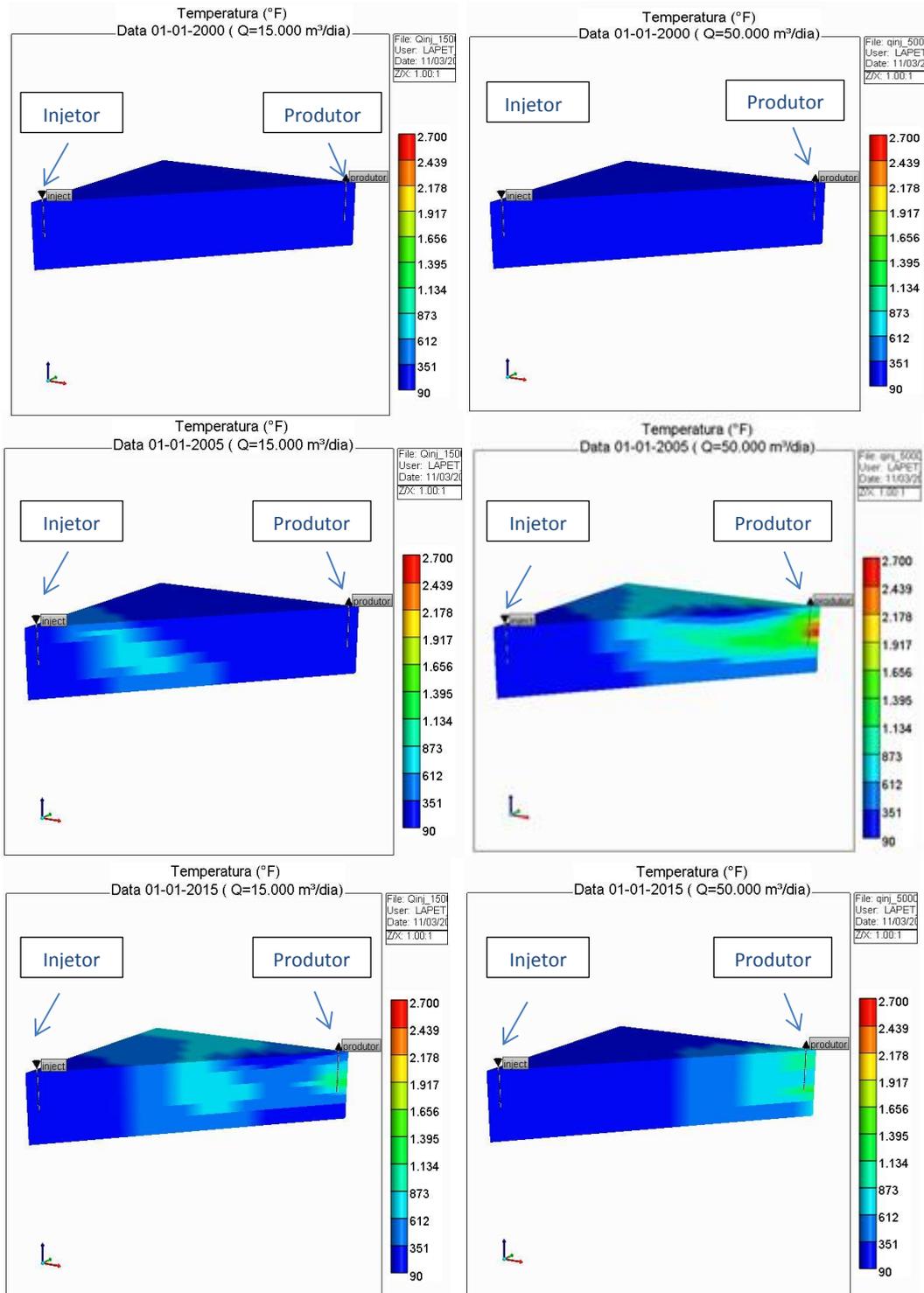


Figura 9 – Vazão de óleo *versus* tempo para vazão de 15.000m³std/dia e 50.000 m³std/dia.

A Figura 9 mostra que injetando uma vazão de 50.000 m³std/dia, se antecipa a produção, pois a chegada do banco de óleo acontece em meados de 2003, porém ocorre uma queda na vazão de óleo, enquanto para a vazão de injeção de ar de 15.000 m³std/dia a chegada do banco de óleo é apenas em 2011, o que foi retardado devido a menor velocidade das reações químicas, visto que menos ar é injetado adiando a

chegada do banco de óleo no poço produtor. Isto mostra que se é desejada uma antecipação da produção, pode-se injetar primeiro, altas vazões de ar para aumentar a quantidade de oxigênio no sistema, melhorando a combustão do mesmo e o deslocamento do óleo até o produtor.

A Figura 10 mostra uma vista 3D de temperatura comparando a vazão de 50.000 m³std/dia e 15.000 m³std/dia.



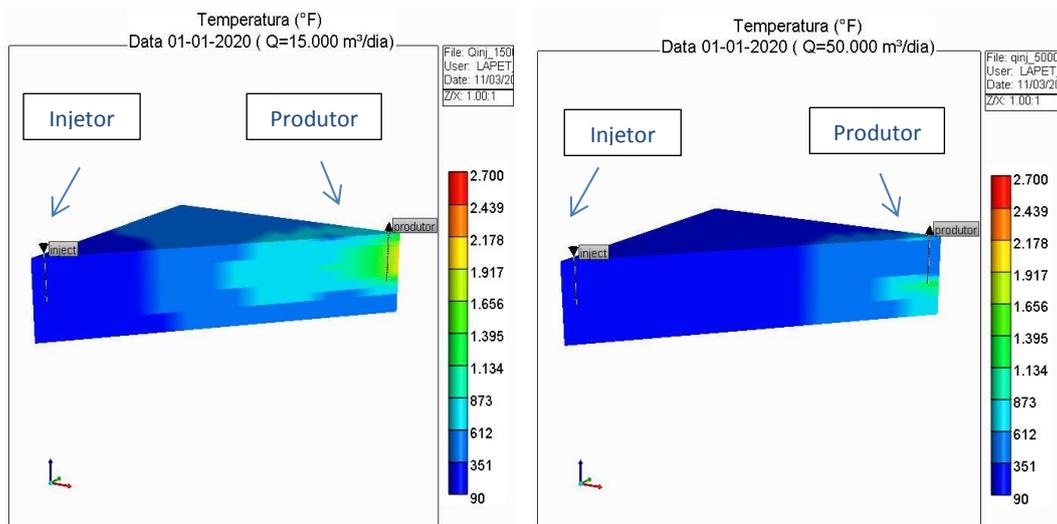


Figura 10 – Perfis de Temperatura em 2000, 2005, 2015 e 2020.

O mapa da temperatura mostra que inicialmente ambos estão nas mesmas condições, a partir de 2005 o avanço da frente de combustão é maior no caso de injetar 50000 m³std/dia de ar em relação à vazão de 15.000 m³std/dia, visto que mais oxigênio está sendo injetado o que aumenta a temperatura dentro do reservatório, facilitando a rápida propagação da frente de calor. Em 2015, para a vazão de 15.000 m³std/dia a frente de combustão é maior do que para o a vazão de 50.000 m³std/dia, o que demonstra a entrada de gás no poço produtor para o modelo de injeção de 50.000 m³std/dia.

A partir desse período, talvez já não valha a pena injetar altas vazões, pois não se obtém bom incremento do fator de recuperação, visto que a temperatura não se mantém no sistema. Em 2020, o modelo de menor vazão (15.000 m³std/dia) ainda possui um avanço maior do que a vazão de 50.000 m³std/dia, o que indica que maior tempo de projeto para esse caso (15.000 m³std/dia) seria interessante, pois a temperatura no poço produtor continua alta, ou seja, ainda desloca óleo quente.

Portanto, foi escolhido para realizar o estudo o intervalo de vazão entre 15.000m³std/dia a 25.000 m³std/dia, visto que, vazões abaixo de 15.000 m³std/dia requerem maior tempo de projeto para que se possa analisar o comportamento da curva, e a vazão de injeção de ar acima de 50.000 m³std/dia, possuem maiores gastos e antecipa a produção em apenas dois anos, além de que ocorre uma depleção do reservatório reduzindo o percentual de óleo recuperado em vinte anos.

4.1.1 Análise dos parâmetros operacionais: Completação do poço injetor variando a Vazão de injeção e % O_2 .

Foram analisadas as seguintes vazões de injeção de ar (15.000 m³std/dia, 20.000 m³std/dia e 25.000 m³std/dia), com diferentes concentrações de oxigênio (21% e 50%), para três tipos de completção do poço injetor (topo, meio e base) em função do fator de recuperação no período de vinte anos.

Na Figura 11 se observa o fator de recuperação *versus* tempo, para o caso: Completção Topo variando o O_2 e a vazão de injeção de ar.

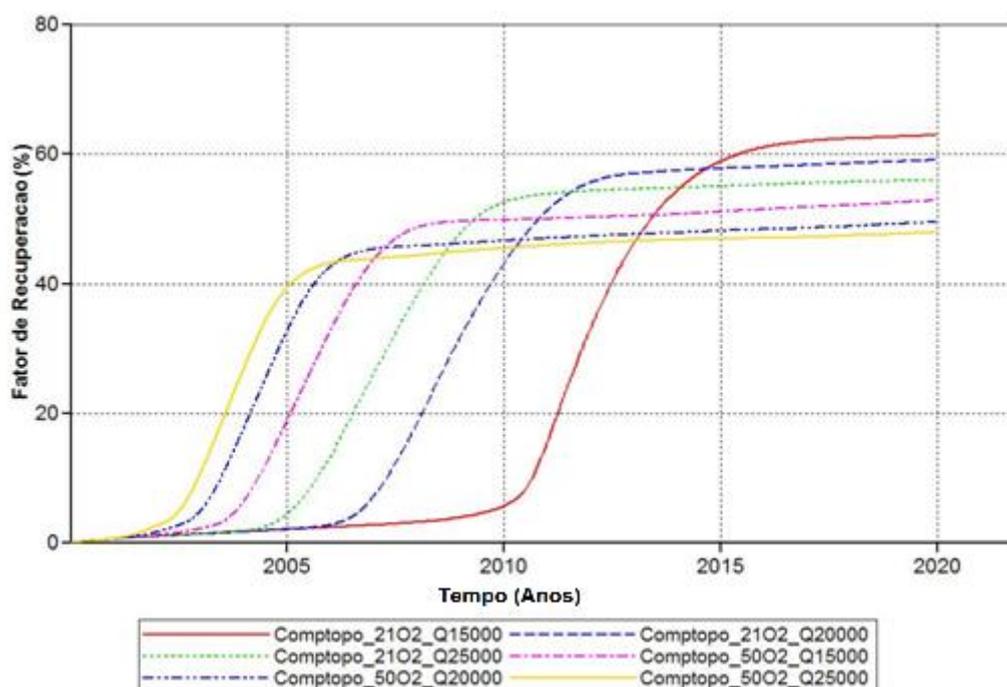


Figura 11– Fator de recuperação da completção topo para diferentes concentrações de oxigênio e vazão de injeção de ar.

A Figura 11 mostra que inicialmente a vazão de 25.000 m³std/dia e concentração de 50% de oxigênio antecipa a produção (curva amarela), e que no término de 2005 a produção acumulada da mesma não possui um bom incremento se mantendo praticamente constante ao longo dos quinze anos finais de projeto. Isto pode ser devido à maior concentração de oxigênio no sistema o que permite que as reações de combustão aconteçam no início, contudo existe uma produção antecipada de gás que começa a se produzir, não permitindo o deslocamento do óleo eficientemente ao poço

produtor, depletando rapidamente o sistema. Com a diminuição da concentração de oxigênio (21%) e vazão de injeção de ar a produção acumulada de óleo possui melhores resultados para o término do projeto, isto talvez porque a frente de combustão consegue se manter mais tempo no sistema.

Na Figura 12, foram analisadas as diferentes vazões (15.000, 20.000 e 25.000 m³std/dia) e concentrações de oxigênio (21% e 50%), com o poço injetor com modelo de completação meio, em função do fator de recuperação *versus* tempo.

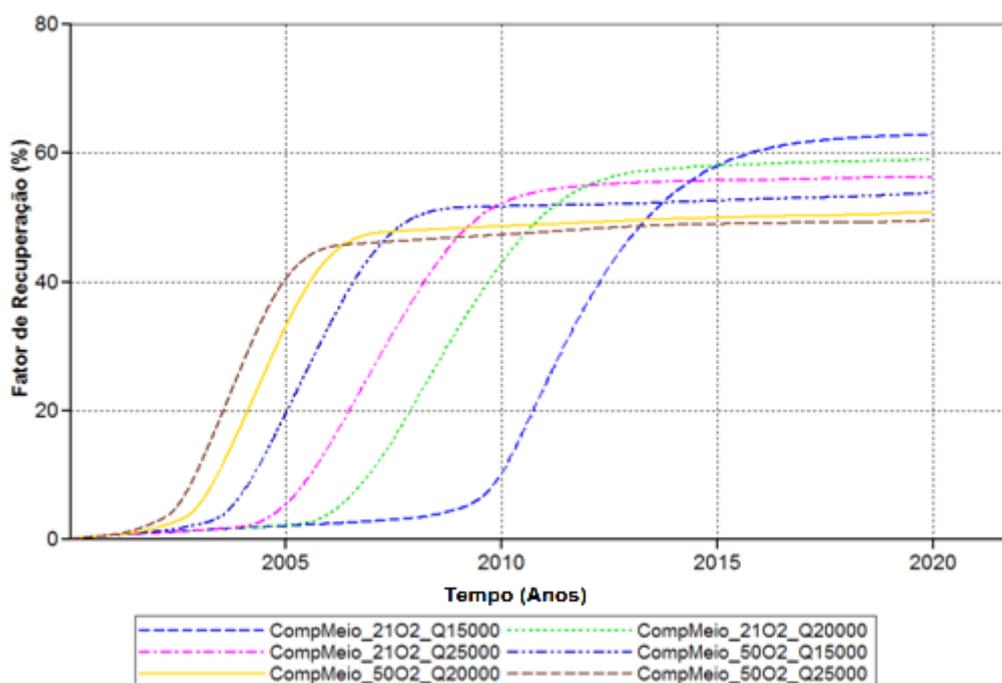


Figura 12 - Fator de recuperação da completação meio para diferentes concentrações de oxigênio e vazão de injeção de ar.

Na Figura 12 tem-se que a vazão de 25.000 m³std/dia e a concentração de 50% de oxigênio também antecipou a produção (curva marrom), e no término de 2005 a produção acumulada se manteve praticamente constante. Com a diminuição da concentração de oxigênio e da vazão de injeção de ar, se nota que apesar de não antecipar rapidamente a produção (curvas rosa, azul e verde) elas apresentam resultados satisfatórios para o término do projeto.

Na Figura 13, também foram feitas análises para as diferentes vazões (15.000, 20.000 e 25.000 m³std/dia) e concentrações de oxigênio (21% e 50%), com o poço injetor completado na parte inferior em função do fator de recuperação *versus* tempo.

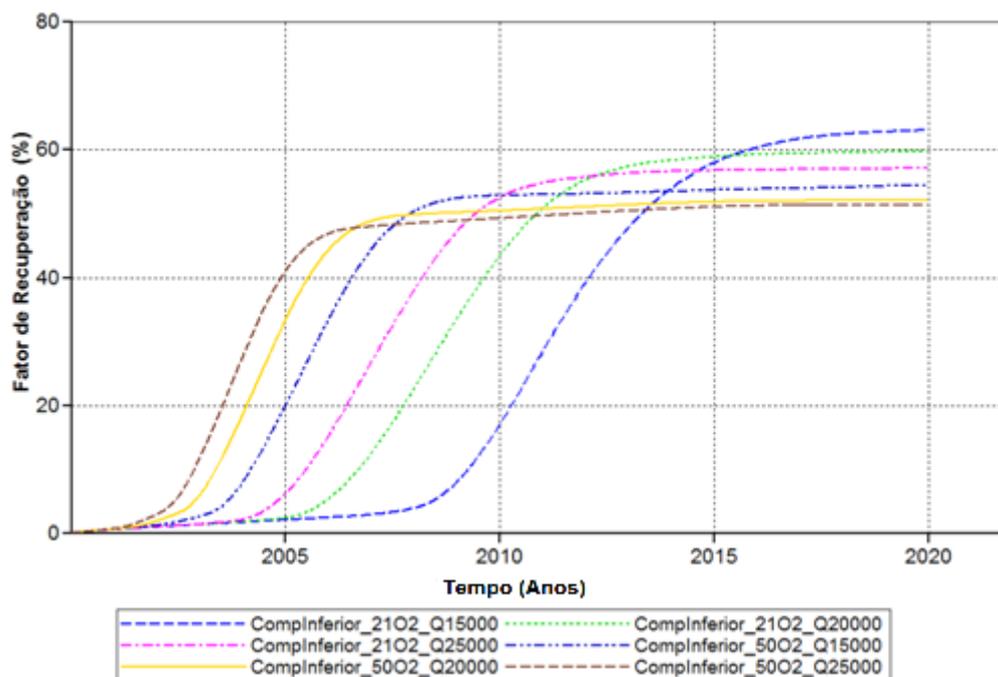


Figura 13 - Fator de recuperação da completação inferior para diferentes concentrações de oxigênio e vazão de injeção de ar.

A partir da Figura 13 é possível observar as mesmas tendências das Figuras Figura 11 e Figura 12, ou seja, a recuperação de óleo nos primeiros cinco anos é melhor para maior vazão e maior concentração de oxigênio (25.000 m³std/dia e 50%), e depois deste período passa a ter um comportamento inferior em relação aos demais modelos.

Com as Figuras Figura 11, Figura 12 e Figura 13, foi possível perceber que a vazão de 25.000 m³std/dia e uma concentração de oxigênio de 50% possui resultados satisfatórios no começo do projeto, visto que antecipam a produção, posteriormente é interessante diminuir a vazão de injeção bem como a concentração de oxigênio (21%), pois esta mudança incrementa o fator de recuperação até o término do projeto.

A Tabela 5 representa o FR para todos os casos simulados em diferentes tempos (5, 10, 15 e 20 anos). A mesma foi organizada de forma decrescente do fator de recuperação, ou seja, do maior FR para o menor FR, para o tempo de vinte anos.

Tabela 5. Fator de recuperação para casos simulados.

	% Oxigênio	Vazão m ³ std/ dia	Completação	FR (%) 5anos	FR (%) 10anos	FR (%) 15anos	FR (%) 20anos	
	Caso 13	21%	15000	Inferior	2,39	17,00	58,12	63,09
	Caso 1	21%	15000	Topo	2,09	5,68	59,00	63,00
	Caso 7	21%	15000	Meio	2,22	10,27	58,00	62,89
	Caso 14	21%	20000	Inferior	2,38	43,46	59,00	59,77
	Caso 2	21%	20000	Topo	2,05	43,10	57,81	59,12
	Caso 8	21%	20000	Meio	2,22	42,92	58,00	59,00
	Caso 15	21%	25000	Inferior	6,27	52,59	56,77	57,16
	Caso 9	21%	25000	Meio	5,55	52,24	55,73	56,37
	Caso 3	21%	25000	Topo	4,50	52,64	55,00	56,01
	Caso 16	50%	15000	Inferior	20,06	52,86	53,73	54,44
	Caso 10	50%	15000	Meio	19,60	51,73	52,62	53,83
	Caso 4	50%	15000	Topo	19,06	49,87	51,14	52,90
	Caso 17	50%	20000	Inferior	33,35	50,47	51,87	52,17
→	Caso 18	50%	25000	Inferior	41,12	49,28	51,07	51,31
	Caso 11	50%	20000	Meio	33,12	48,64	49,95	50,84
	Caso 5	50%	20000	Topo	32,82	46,65	48,17	49,56
→	Caso 12	50%	25000	Meio	40,58	47,32	48,98	49,48
→	Caso 6	50%	25000	Topo	39,43	45,49	46,940	47,97

Através da Tabela 5, percebe-se que o caso 13 possui melhores resultados para o tempo de 20 anos. Para os casos simulados a completação inferior obteve melhor desempenho em maior parte dos tempos analisados, como destacado em amarelo. A

maior vazão de injeção de ar (25.000 m³std/dia) e maior concentração de oxigênio (50%) se mostraram favoráveis para cinco anos de projeto, a partir daí é possível diminuir a vazão de injeção e a concentração de oxigênio produz melhor incremento para o fator de recuperação.

Foi plotado o gráfico de produção acumulada de óleo *versus* tempo (Figura 14) para os casos 6,12 e 18, na qual foram mantidas fixas as vazões de injeção de ar e a concentração de oxigênio e foi variado o tipo de completação (topo, meio e base). Observa-se que inicialmente até meados de 2005, as completações apresentam o mesmo comportamento e que posterior a este período a completação inferior possui melhores resultados até o término do projeto.

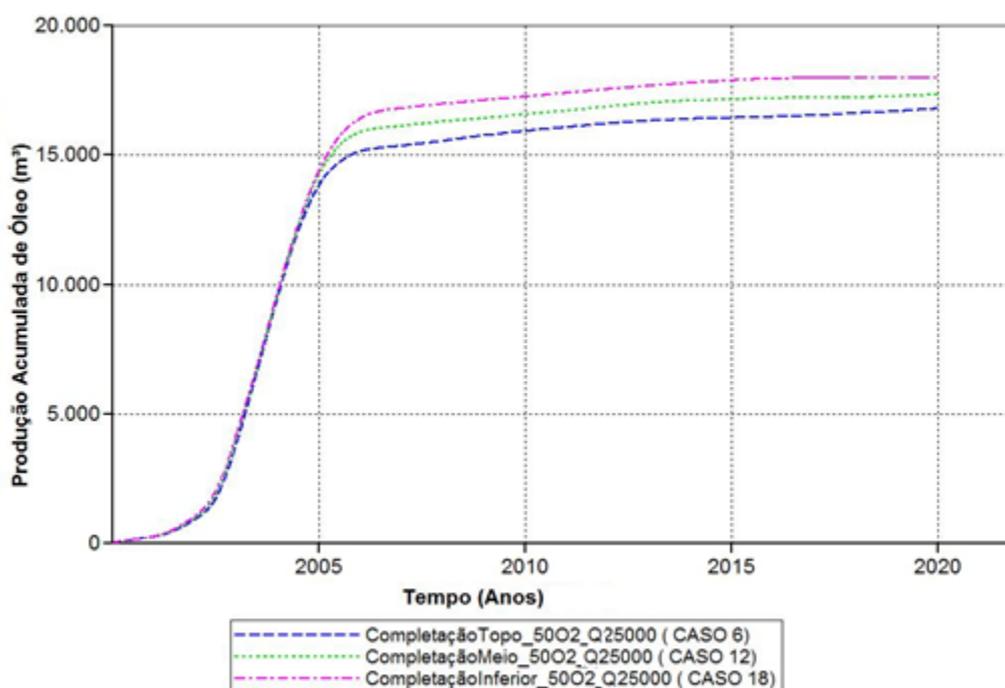


Figura 14- Comparação entre as completações os para os casos 6,12 e 18.

Para compreender o que foi observado na Figura 14, foram criados mapas 3D da saturação de gás apenas para os casos 6 e 18, com o intuito de explicar fisicamente o que ocorre no reservatório, como mostrado na Figura 15.

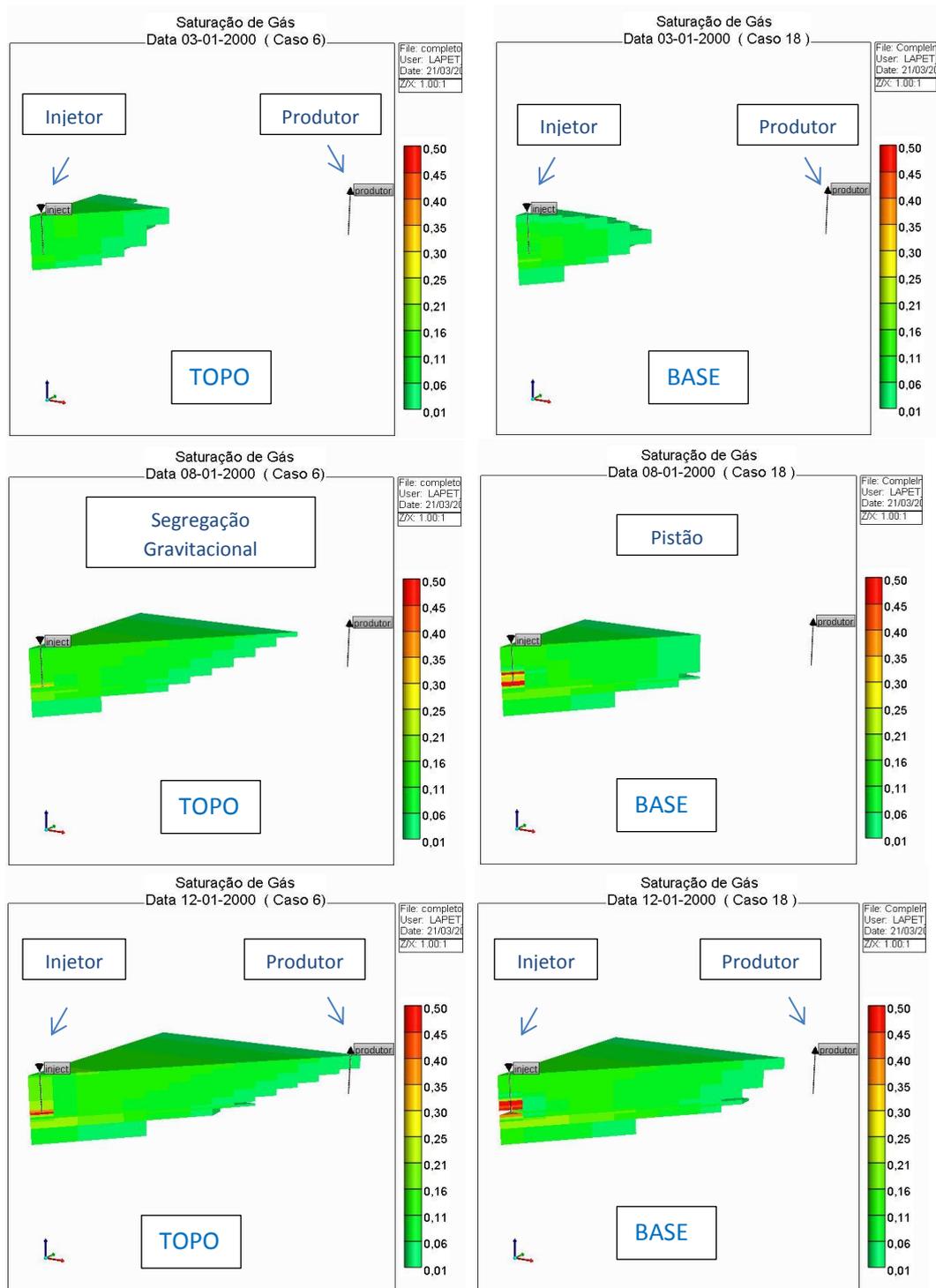


Figura 15 – Perfis de saturação de gás no primeiro mês do ano 2000 para os casos 6 e 18.

A partir da Figura 15, é possível observar o avanço do gás para o poço produtor mais rápido para o caso 6, devido à segregação gravitacional do gás, o que ocasiona um comprometimento da produção de óleo.

No caso 18, o avanço do gás é dado como pistão, sendo mais eficiente do que no caso 6, logo a completção inferior se mostra com melhor desempenho, visto que o avanço do gás é mais lento, retardando assim sua produção, comprometendo menos a produção de óleo.

4.1.2 Oxigênio Consumido

Foi observado que a completção inferior possuiu melhores resultados, assim ela foi escolhida para a análise da quantidade de oxigênio consumido. Para analisar o consumo de oxigênio foi verificada a produção acumulada de gás em função do tempo para o componente oxigênio (injetado e produzido). A Figura 16 representa o gráfico da produção acumulada de oxigênio *versus* tempo.

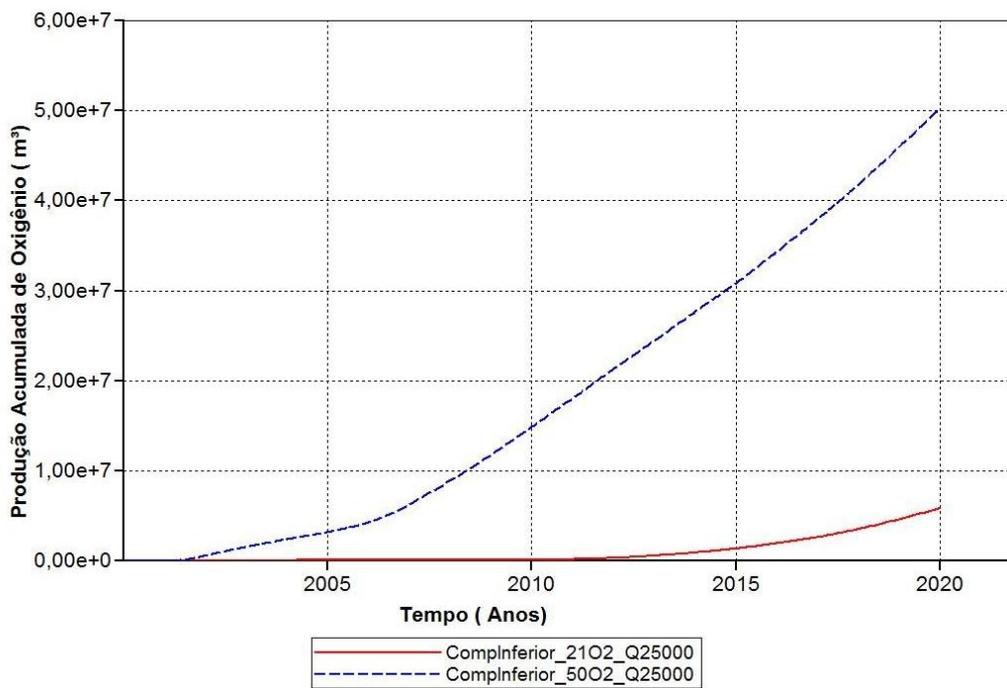


Figura 16 – Produção acumulada de gás oxigênio para completção inferior com diferentes concentrações de oxigênio e uma vazão de injeção de ar 25.000 m³std/dia.

A Figura 16 mostra a quantidade de oxigênio produzido no decorrer dos 20 anos de projeto.

A Eq.7 foi utilizada para calcular a porcentagem de oxigênio consumido.

$$\% O_2 \text{ Consumido} = \frac{|O_2 \text{ Produzido} - O_2 \text{ Injetado}|}{O_2 \text{ Injetado}} \quad \text{Eq.7}$$

Onde:

- O_2 Produzido: Volume de Gás Oxigênio Produzido (m³std)
- O_2 Injetado: Volume de Gás Oxigênio Injetado (m³std)
- % O_2 Consumido: Porcentagem de Oxigênio Consumido (%)

Na Eq.7, a quantidade de oxigênio produzido é obtida a partir da Figura 16, e a porcentagem de oxigênio injetado depende da vazão de injeção de ar e da concentração de oxigênio.

Juntamente com a Figura 16 e a Eq.7, foi possível obter a porcentagem de oxigênio consumido, como mostrado na Tabela 6.

Tabela 6. Valores de oxigênio injetado, produzido e porcentagem de oxigênio consumido para completção inferior.

	50% de O_2 Q=25.000 m³std/dia	21% de O_2 Q= 25.000 m³std/dia
O_2 Injetado (m³std) 10 anos	45.625.000	19.162.500
O_2 Produzido (m³std) 10 anos	14.904.154,50	75.518,50
O_2 Consumido (%) 10 anos	67,33	99,6
FR (%) 10 anos	49,28	52,59
O_2 Injetado (m³std) 20 anos	91.250.000	38.325.000
O_2 Produzido (m³std) 20 anos	50.968.162	5.921.103
O_2 Consumido (%) 20 anos	44,14	84,55
FR (%) 20 anos	51,31	57,16

Observa-se que há uma variação da porcentagem de oxigênio consumido entre as diferentes concentrações de oxigênio, o que pode ser observado na Tabela 6. O caso com uma maior concentração de oxigênio (50%) no ar mostrou um menor consumo do mesmo em relação à concentração de oxigênio 21%. Esse parâmetro foi importante para observar que injetando ar enriquecido, 67,33% de oxigênio foram consumidos pela frente de combustão e os restantes 32,67% foram produzidos pelo poço produtor em dez anos, já em vinte anos foram consumidos 44,14% pela frente de calor e o restante foi produzido. Para a concentração de 21 % de oxigênio, 99,6% são consumidos na reação química em dez anos, e em vinte anos consome 84,55%, logo um pequeno volume de oxigênio esta sendo perdido no processo para esta concentração.

Portanto a concentração de 21% de oxigênio se mostrou favorável, visto que, possui maior porcentagem de oxigênio consumido pela frente de combustão, logo compromete menos a produção de óleo acarretando em um aumento do fator de recuperação.

4.2 Incremento do fator de Recuperação (FR)

Foi observado a partir das análises anteriores que a completação com melhor desempenho foi a inferior, e também que para a vazão de 25.000 m³std/dia e concentração de oxigênio de 50%, os resultados foram satisfatórios até o final de 2005. Com o intuito de melhorar o fator de recuperação, foram analisados diferentes casos para incrementá-lo.

A construção dos casos se deu com a mudança das vazões (0, 5000, 10000, 15000, 25000 m³std/dia), na qual nos primeiros cinco anos, se trabalhou com uma vazão de injeção de ar de 25.000 m³std/dia e concentração de O₂ de 50% e posterior a este período a mesma foi alterada para as diferentes valores de vazões com concentração de oxigênio de 21%. A Figura 17 mostra os resultados obtidos.

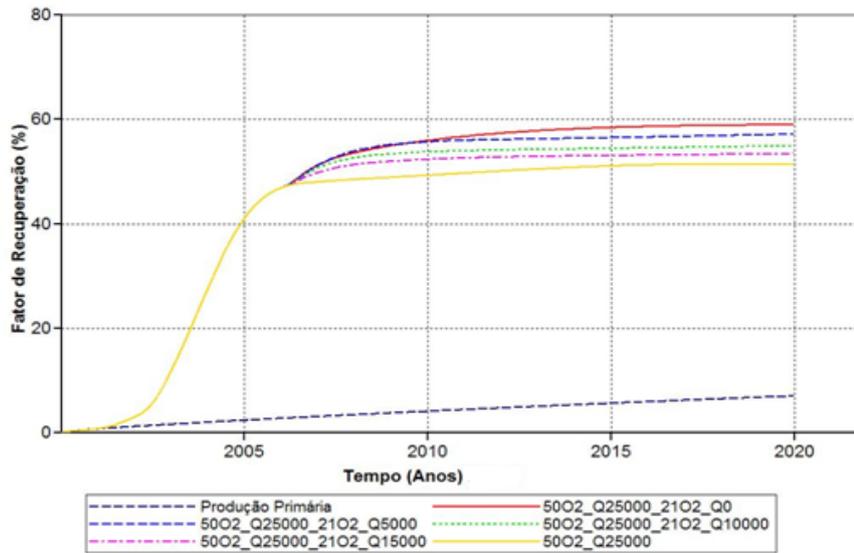


Figura 17- Incremento do fator de recuperação para concentração de 50% de oxigênio.

A Figura 17 mostra que para a menor vazão melhor o incremento no fator de recuperação, logo para este caso em particular é interessante parar a injeção após os cinco anos e deixar simplesmente o poço aberto, ou seja, um resultado satisfatório quando se analisa os custos, visto que não serão necessários mais gastos para produzir durante 15 anos.

Também foram feitas análises para a concentração de 21% de O_2 , na qual esta concentração foi mantida em todo o tempo. A vazão utilizada nos primeiros cinco anos foi de 25.000 m³std/dia, e posteriormente alterada para 0, 5000, 10000, 15000, 25000 m³std/dia, como mostrado na Figura 18.

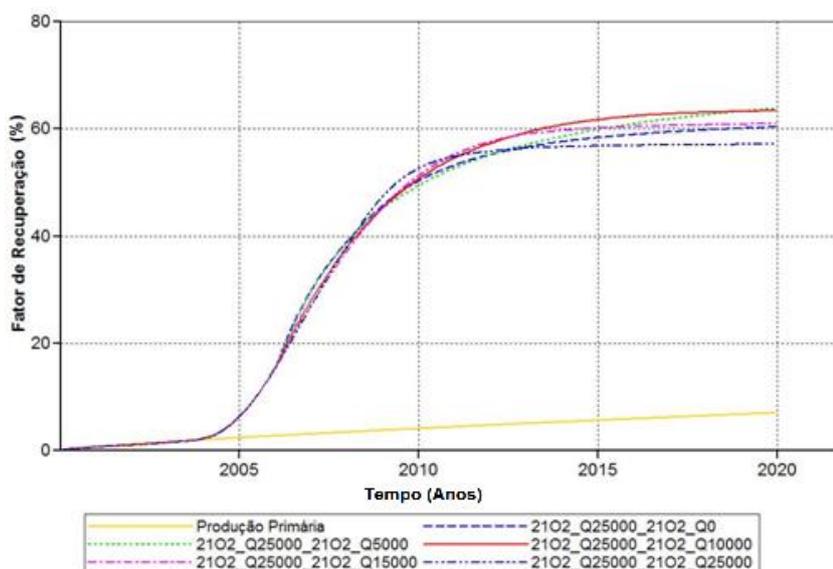


Figura 18- Incremento do fator de recuperação para concentração de 21% de oxigênio.

Na Figura 18 as curvas estão próximas, o que dificulta uma análise mais detalhada, para tanto vazões como 5.000 m³std/dia e 10.000 m³std/dia apresentam melhores resultados quando comparado com as demais vazões. Inicialmente não há mudanças do fator de recuperação para as diferentes vazões até o ano de 2005, visto que as reações químicas ainda não ocorreram. De 2005 em diante a frente de calor que se forma no reservatório se expande e varre o óleo, aumentando a produção. Para vazões mais altas o gás injetado atinge o poço produtor mais rápido minimizando o fator de recuperação em relação às vazões mais baixas.

Para ambos os casos, seria necessário uma análise econômica, pois a mesma mostraria a viabilidade dos modelos.

Conclusões e Recomendações

5 Conclusões

5.1 Conclusões

De posse de todos os resultados obtidos, pode-se aferir que:

- O aumento na vazão de injeção de ar promove um incremento no óleo recuperado, por apenas um período, o que posteriormente passa ser interessante diminuir a vazão de injeção bem como a concentração de oxigênio.
- A produção de gás foi maior para o caso 6 ($Q=25.000 \text{ m}^3\text{std}/\text{dia}$, completção topo e concentração de 50% O_2), o que comprometeu a produção de óleo.
- A completção localizada na base do reservatório (completção Inferior) para o poço injetor garantiu respostas mais satisfatórias em relação as demais completções (Topo e Meio).
- A porcentagem de oxigênio consumido foi maior para a concentração de 21% de oxigênio, logo um pequeno volume de oxigênio esta sendo perdido no processo para esta concentração.

5.2 Recomendações

- É recomendável fazer uma análise de VPL, para analisar economicamente o projeto.
- Injetar vazões acima de 25.000 m³std/dia de ar, para analisar o comportamento do sistema.
- Aumentar o tempo do projeto.
- Mudar as completações.
- Utilizar outros tipos de malhas de produção.

Referências Bibliográficas

6 Referências Bibliográficas

ARAÚJO, E.A – *Estudo do processo de combustão in-situ usando poços horizontais como produtores de óleo (toe-to-heel air injection)*. 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, 2012a.

ARAÚJO, J. S. *Estudo paramétrico do processo de combustão in situ como método de recuperação avançada de petróleo*. Tese de Doutorado, UFRN ,Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Gás Natural (ERE), Natal-RN,Brasil, 2012b.

CARCOANA, A. *Applied Enhanced Oil Recovery*. New Jersey: Prentice Hall Englewood Cliffs, 1992.

CASTANIER, L. M.; BRIGHAM W. E. Upgrading of crude oil via in situ combustion. *Journal of Petroleum Science and Engineering.*, V39,p 125-136,2002.

CHICUTA, A. M.; TREVISAN, O. V. Experimental Study on In-Situ Combustion of a Brazilian Heavy Oil. SPE 122036, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Junho 2009, Cartagena, Colombia.

CHICUTA, A. M, *Estudo Experimental Sobre Recuperação de Óleo Pesado Através da Combustão In-Situ*: Faculdade de Engenharia Mecânica/Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2009. 131 p. Dissertação de Mestrado.

RODRIGUES, M.A.F. *Estudo Paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor*. 2008. Dissertação de Mestrado UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN.

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

SARATHI, P. In Situ Combustion Handbook Principles and Practices. Report DOE/PC/91008-0374, OSTI ID 3175, Janeiro, 1999.

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