



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DO PROCESSO DE COMBUSTÃO *IN-SITU* USANDO POÇO
PRODUTOR HORIZONTAL (*Toe-to-Heel Air Injection*) APLICADO A
UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

Glen Oliveira Martin Junior

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

Natal/RN

2014

Glen Oliveira Martin Junior

**ESTUDO DO PROCESSO DE COMBUSTÃO *IN-SITU* USANDO POÇO
PRODUTOR HORIZONTAL (*Toe-to-Heel Air Injection*) APLICADO A
UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

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

Aprovado em _____ de _____ de 2014.

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

M.Sc. Célio Gurgel Amorim
Membro Examinador – UFRN

M.Sc. Edson de Andrade Araújo
Membro Examinador – UFRN

Dedico aos meus pais, por tudo o que representam em minha vida, pelo amor incondicional, pelos ensinamentos, por acreditarem e me apoiarem sempre. Que guiaram meus passos e deram-me forças para vencer os obstáculos encontrados durante a trajetória até a concretização dessa conquista.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, que sempre me incentivaram e proporcionaram condições para que eu pudesse concluir essa etapa tão importante em minha vida. Sou eternamente grato à vocês por tudo.

À professora Jennys Lourdes Meneses Barillas, pela atenção e orientação durante a realização deste trabalho, que só foi possível graças ao seu suporte.

Aos amigos que conquistei no decorrer do curso, principalmente àqueles que partilhei momentos de estudos e de lazer, e que mostraram-se presentes quando necessitei.

À equipe de professores do curso de Engenharia de Petróleo da UFRN, pelos conhecimentos transmitidos que nos possibilitaram uma sólida formação.

À CMG pela licença do simulador cedida, ao LEAP pela infraestrutura disponibilizada, e ao PRH-PB 221 e Petrobras pela bolsa concedida.

A todos que contribuíram de alguma forma para a realização deste trabalho, meu muito obrigado.

“O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis.”

(José de Alencar)

MARTIN JUNIOR, Glen Oliveira – “Estudo do Processo de Combustão *In-Situ* usando Poço Produtor Horizontal (*Toe-to-Heel Air Injection*) aplicado a um Reservatório de Óleo Pesado”. 2014. 55 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Departamento de Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN, 2014.

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

RESUMO

A ocorrência de óleos pesados tem aumentado de forma significativa, de tal modo que são necessários maiores investimentos para sua exploração. Tanto o óleo em jazidas recém-descobertas como também naquelas antes consideradas inviáveis economicamente passaram a ter posição de destaque conforme exaurem-se as reservas contendo óleo mais leve. A combustão *in-situ* é um método especial de recuperação que consiste em gerar calor dentro do reservatório buscando reduzir a viscosidade do óleo e facilitar sua produção. Quando o poço produtor é horizontal e o injetor é vertical, identifica-se a técnica “*Toe-to-Heel Air Injection*”(THAI). Neste trabalho foi realizado um estudo do método THAI em um reservatório contendo óleo pesado, com o objetivo de analisar a recuperação do óleo, quando submetido a diferentes parâmetros operacionais, tais como: vazões de injeção de ar, disposição e quantidade de poços, assim como a porcentagem de oxigênio. Para o estudo, foi utilizado o simulador computacional STARS (“*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*”), pertencente à CMG (“*Computer Modelling Group*”). O modelo computacional foi dividido em três partes, modelagem do fluido, construção do modelo de reservatório e implementação do método especial de recuperação. Os resultados obtidos mostraram que o processo foi eficiente pois aumentou consideravelmente a recuperação do óleo. Também revelaram que usar dois poços injetores dispostos lateralmente melhora a recuperação. Da mesma forma, maiores vazões de injeção ou porcentagens de oxigênio, levaram a melhores resultados. Nesse estudo foi alcançado um fator de recuperação de óleo máximo de 58%, para a vazão de injeção de ar de 3 milhões de pés cúbicos por dia, com porcentagem de oxigênio de 50%, utilizando-se dois poços injetores e um produtor.

Palavras-chave: Combustão *in-situ*; *toe-to-heel air injection*; simulação computacional; óleo pesado; métodos especiais de recuperação.

MARTIN JUNIOR, Glen Oliveira – “Estudo do Processo de Combustão *In-Situ* usando Poço Produtor Horizontal (*Toe-to-Heel Air Injection*) aplicado a um Reservatório de Óleo Pesado”. 2014. 55 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Departamento de Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN, 2014.

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

ABSTRACT

Heavy oil occurring has greatly increased so that higher investments are necessary for its exploration. Not only oil from new reservoirs but also oil from those before considered economically feasible start to play an important role as lighter oil reservoirs depletes. In-situ combustion is an enhanced oil recovery method that consists generating heat inside the reservoir in order to reduce oil viscosity and ease its production. When producer well is horizontal and injector well is vertical, that is called “Toe-to-Heel Air Injection” (THAI). In this paper it was done a research of THAI method on a heavy oil reservoir, with the purpose of analyzing oil recovery, when under different operational parameters, such as: air injection flow, position and wells quantity, as well as oxygen percentage. For the study, it was used STARS computer simulator (“Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulation”), owned by CMG (“Computer Modelling Group”). Computational model was divided in three parts, fluid model, reservoir model, and enhanced oil recovery method application. Obtained results showed that the process was efficient because it considerably increased oil recovery. Also revealed that using two wells laterally positioned leads to a higher oil recovery factor than using one injector well in line, or two injectors and two producers, with same air injection rate. Likewise, higher injection rates or oxygen percent led to better results. In this study, it was reached an oil recovery factor of 58%, corresponding to injections of 3 million standard cubic feet per day, with 50% oxygen percentage, using two injector wells and one producer well.

Keywords: *In-situ* combustion; toe-to-heel air injection; computer simulation; heavy oil; enhanced oil recovery.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	11
2	OBJETIVOS.....	13
3	ASPECTOS TEÓRICOS.....	15
3.1	Óleos pesados	15
3.2	Métodos térmicos	16
3.2.1	Combustão <i>in-situ</i>	17
3.2.2	<i>Toe-to-heel air injection</i> (THAI).....	19
4	METODOLOGIA.....	23
4.1	Metodologia de trabalho	23
4.2	Modelagem do reservatório.....	24
4.3	Modelo de fluidos	26
4.4	Permeabilidades relativas.....	29
4.5	Casos analisados.....	31
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	38
5.1	Análise da vazão de injeção de ar.....	38
5.1.1	Configuração A	38
5.1.2	Configuração B.....	39
5.1.3	Configuração C.....	40
5.1.4	Comparativo entre as configurações B e C.....	41
5.2	Análise da porcentagem de oxigênio.....	42
5.3	Comparativo entre os dois melhores casos.....	44
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	51
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação do óleo conforme o grau API-----	15
Tabela 2: Modelo da malha e propriedades da rocha-reservatório-----	24
Tabela 3: Dados para ajuste do modelo de fluido -----	26
Tabela 4: Dados experimentais para ajuste do modelo de fluido -----	26
Tabela 5: Fração molar dos componentes -----	27
Tabela 6: Percentual dos componentes e pseudo-componentes -----	28
Tabela 7: Energia de ativação, entalpia e fator pré-exponencial das reações (ROJAS, 2010)	29
Tabela 8: Restrições operacionais dos poços -----	36
Tabela 9: Melhores opções em relação ao FR -----	51

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Classificação dos métodos de recuperação avançada. -----	16
Figura 2: Esquema do método da Combustão In-Situ. -----	18
Figura 3: Esquema do método THAI (ARAÚJO, 2012). -----	20
Figura 4: Fluxograma da metodologia de trabalho. -----	23
Figura 5: Dimensões do reservatório e saturação inicial de óleo. -----	25
Figura 6: Permeabilidade relativa do sistema óleo/água. -----	29
Figura 7: Permeabilidade relativa do sistema gás/líquido. -----	30
Figura 8: Configuração de poços A. -----	32
Figura 9: Configuração de poços B. -----	33
Figura 10: Configuração de poços C. -----	34
Figura 11: Vista superior da Configuração C. -----	35
Figura 12: Canhoneados dos poços produtores e injetores. -----	36
Figura 13: Fator de recuperação vs tempo - Configuração A. -----	38
Figura 14: Fator de recuperação vs tempo - Configuração B. -----	39
Figura 15: Fator de recuperação vs tempo - Configuração C. -----	40
Figura 16: Comparativo do FR vs tempo - Config. B x Config. C. -----	41
Figura 17: FR vs tempo – 3 MMscfd - Oxig. 21% x Oxig. 50%. -----	42
Figura 18: FR vs tempo – 10 MMscfd - Oxig.21% x Oxig.50%. -----	43
Figura 19: FR vs tempo – 3 MMscfd oxig.50% x 10 MMscfd oxig.21%. -----	44
Figura 20: Produção de óleo diária vs tempo – Qinj 3MM oxig.50% x Qinj 10MM oxig.21%. -----	45
Figura 21: Saturação de óleo vs tempo - Qinj 3MM Oxig.50% x Qinj 10MM Oxig.21%. ---	46
Figura 22: Temperatura vs tempo - Qinj 3MM Oxig.50% e Qinj 10MM Oxig.21%. -----	47
Figura 23: Produção Acumulada de Gás vs tempo - Qinj 3MM oxig.50% x Qinj 10MM oxig.21%. -----	48
Figura 24: Produção acumulada de água vs tempo – Qinj 3MM oxig.50% x Qinj 10MM oxig.21%. -----	49

**Capítulo 1:
INTRODUÇÃO**

1 INTRODUÇÃO

O petróleo é considerado uma das principais fontes energéticas do mundo, ocupando no Brasil o primeiro lugar da oferta interna de energia. Trata-se de um recurso não renovável e conforme aumenta a demanda energética faz-se necessário o aprimoramento das técnicas de produção, sempre visando extrair a maior quantidade possível de petróleo de forma economicamente viável.

A ocorrência de óleos pesados e ultrapesados vem aumentando sensivelmente e aponta para a necessidade de maiores investimentos na exploração das jazidas e, conseqüentemente, para o desenvolvimento de novas tecnologias. Existem previsões econômicas de que, para o ano 2025, o óleo pesado seja a principal fonte de energia fóssil no mundo. As reservas de óleos pesados são significativamente grandes. No Brasil, o local com maior incidência de óleos pesados está em águas profundas da Bacia de Campos, *offshore* (no mar), estado do Rio de Janeiro, que produz cerca de 90% de todo o petróleo nacional. Na região nordeste há poços de produção *onshore* (em terra) de óleo pesado localizado no estado do Rio Grande do Norte. (MOTHÉ e JÚNIOR, 2007).

Quando é encontrado esse tipo de óleo em um reservatório, a utilização de métodos convencionais de recuperação não é apropriada, devido ao fato da alta viscosidade do óleo dificultar seu movimento dentro do meio poroso, deixando passar o fluido injetado e resultando em baixas eficiências de varrido. A recuperação de óleo em alguns destes reservatórios, pode ser incrementada por intermédio dos processos térmicos de recuperação avançada, uma tecnologia que aprimora o escoamento de óleos por meio da redução da viscosidade, possibilitando a produção de petróleo em campos anteriormente considerados inviáveis

Dentre os métodos térmicos, destaca-se a combustão *in-situ*, que consiste basicamente em injetar ar ou ar enriquecido para gerar e manter uma combustão no reservatório, com o intuito de aumentar a temperatura do óleo, conseqüentemente reduzindo sua viscosidade e facilitando o escoamento do mesmo. Usualmente na combustão *in-situ* convencional ambos os poços injetor e produtor são verticais.

O *Toe-to-Heel Air Injection* (THAI), marca registrada pela *Petrobank Energy and Resources Ltd.*, é uma técnica relativamente nova de recuperação avançada que contempla a combustão *in-situ* e a tecnologia dos poços direcionais, possibilitando a extração de maior quantidade de óleo pesado em reservatórios (GREAVES e TURTA, 1997).

Capítulo 2:
OBJETIVOS

2 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como objetivo desenvolver um estudo comparativo da aplicação do processo térmico THAI, método especial de recuperação, em um campo semissintético contendo óleo pesado.

Pretende-se também avaliar a influência de alguns parâmetros operacionais, tais como vazão de injeção, porcentagem de oxigênio injetado e configuração dos poços, no fator de recuperação. Baseado nesse fator busca-se analisar a eficácia do método empregado e selecionar as melhores alternativas.

Capítulo 3:
ASPECTOS TEÓRICOS

3 ASPECTOS TEÓRICOS

Este capítulo apresenta os principais aspectos teóricos de pesquisas encontradas na literatura em relação aos tópicos que foram essenciais para a realização desse trabalho.

3.1 Óleos pesados

Os óleos pesados possuem um menor preço de mercado além de exigirem tecnologias mais avançadas e onerosas para produção, quando comparado com os do tipo leve. Mesmo assim esse tipo de óleo vem aumentando a sua participação nas reservas mundiais. A sua produção representa uma série de desafios tecnológicos desde o escoamento no reservatório até o seu refino. Isso ocorre devido este ser composto por cadeias de carbono muito longas, acarretando em densidades e viscosidades muito elevadas.

O grau API ($^{\circ}\text{API}$) foi padronizado pelo *American Petroleum Institute* e é o sistema de unidades utilizado pela indústria do petróleo para representar a densidade do óleo.

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{densidade}} - 131.5$$

A densidade de uma substância é a relação entre o peso de um determinado volume de matéria e o peso de igual volume de água, medidos à temperatura de 20 °C.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) propõe a classificação baseada no $^{\circ}\text{API}$ do óleo, mostrada na **Tabela 1**:

Tabela 1: Classificação do óleo conforme o grau API

$^{\circ}\text{API}$	Tipo de Óleo
≥ 31	Leve
$22 \leq \text{API} < 31$	Mediano
$10 \leq \text{API} < 22$	Pesado
$< 10^{\circ}$	Extra-pesado

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 (RODRIGUES, 2008).

3.2 Métodos térmicos

A **Figura 1** mostra a classificação dos métodos de recuperação avançada, divididos em métodos convencionais e métodos especiais de recuperação. Dentre os métodos especiais de recuperação, que buscam não somente adicionar pressão como também atuar nas propriedades do óleo, destacam-se os métodos térmicos.

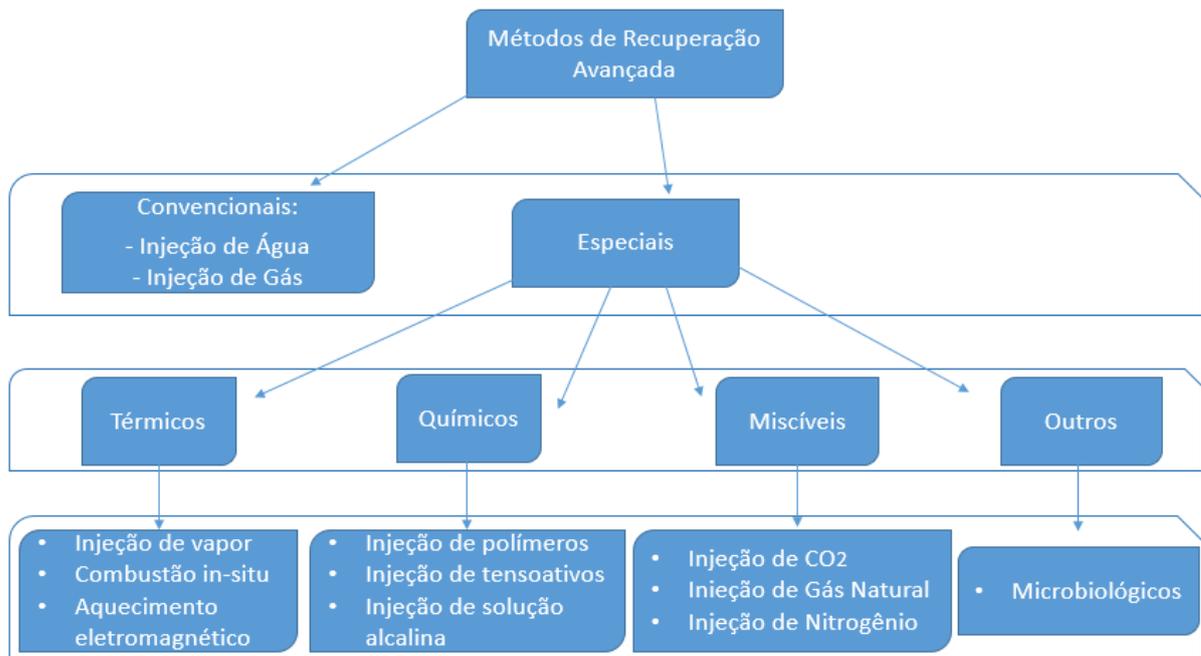


Figura 1: Classificação dos métodos de recuperação avançada.

Os métodos térmicos são divididos em duas categorias: a injeção de fluidos aquecidos na superfície e a geração de calor no reservatório. O primeiro ocorre quando o calor é gerado na superfície, transferido para um fluido e injetado no reservatório. Ao passo que na última o calor é gerado dentro do próprio reservatório, no caso da combustão *in-situ* usando como combustível fração do óleo presente nele.

O objetivo dos métodos térmicos é aquecer o reservatório e o óleo nele existente para aumentar a sua recuperação, por meio 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.

O calor afeta a recuperação de óleo pela redução da viscosidade do óleo, o que provoca um aumento da eficiência de varrido, pela expansão e destilação do óleo, o que aumenta a eficiência de deslocamento. O sucesso do método se dá principalmente pela atuação destes mecanismos. Quanto à influência do aquecimento sobre a viscosidade, observa-se na prática que a taxa de melhora da viscosidade é maior no início do aumento de temperatura (RODRIGUES, 2008).

3.2.1 Combustão *in-situ*

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, na qual o calor é gerado na superfície e transportado para o reservatório por meio de um fluido (ROSA, 2006). No processo uma pequena porção do óleo do reservatório entra em ignição, a qual é sustentada pela injeção contínua de ar, 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. 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).

A **Figura 2** apresenta o esquema do método da combustão *in-situ*.

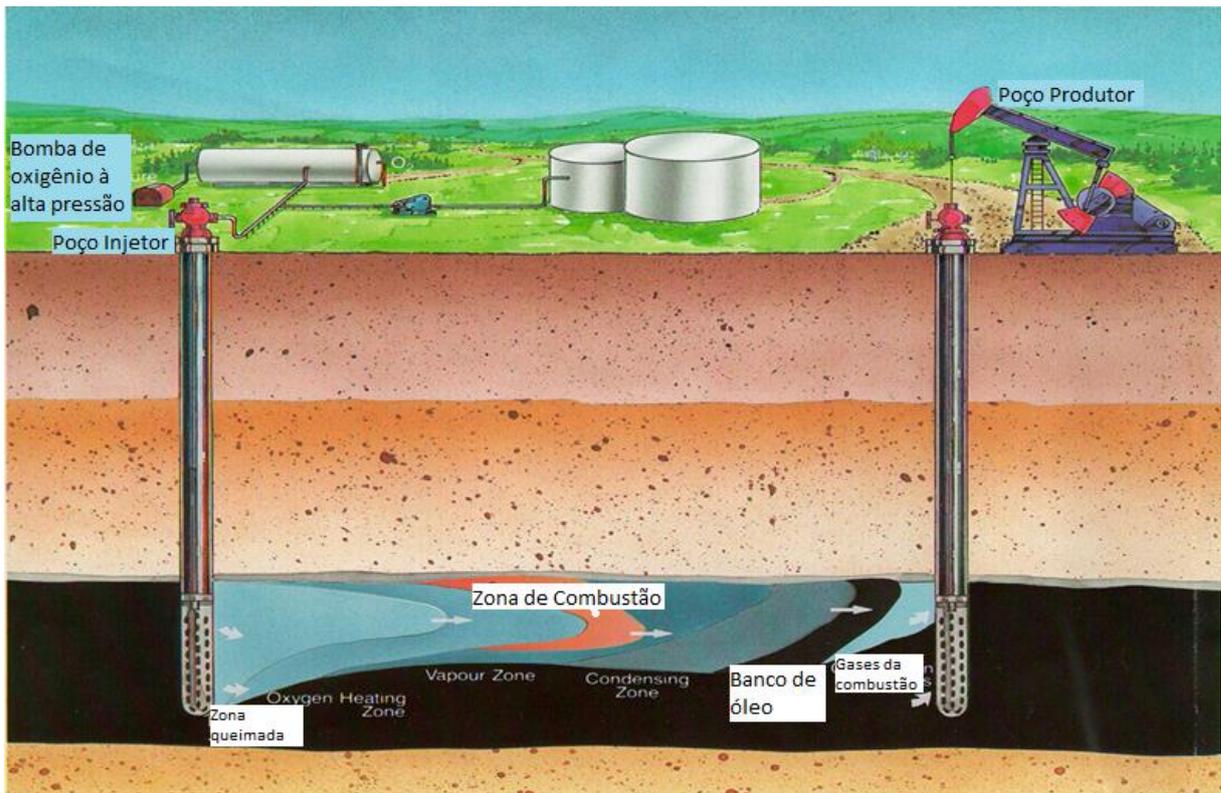


Figura 2: Esquema do método da Combustão In-Situ.

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 ao longo do reservatório somente após a queima de todo combustível depositado (ROSA, 2006). 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 óleo segue para o poço produtor por meio de mecanismos como o deslocamento de gases de combustão, de água gerada pelas reações de oxidação e por gradiente de pressão.

Ocorre a combustão direta 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 direta ainda pode ser classificada como seca, quando apenas ar ou ar enriquecido é injetado, ou molhada, quando ar e água são injetados (CASTANIER e BRIGHAM, 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 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).

3.2.2 Toe-to-heel air injection (THAI)

O THAI é um método relativamente novo que combina combustão controlada com poços verticais injetores e poços horizontais produtores. O processo realiza a ignição do óleo contido no reservatório, criando uma espécie de parede vertical de fogo que se move como uma onda, do “dedo do pé” (*toe*) em direção ao “calcanhar” (*heel*), queimando os componentes mais pesados do óleo e transformando uma parte deste óleo em frações mais leves. A utilização de poços produtores horizontais aumenta a área de drenagem. O esquema do método é apresentado na **Figura 3**:

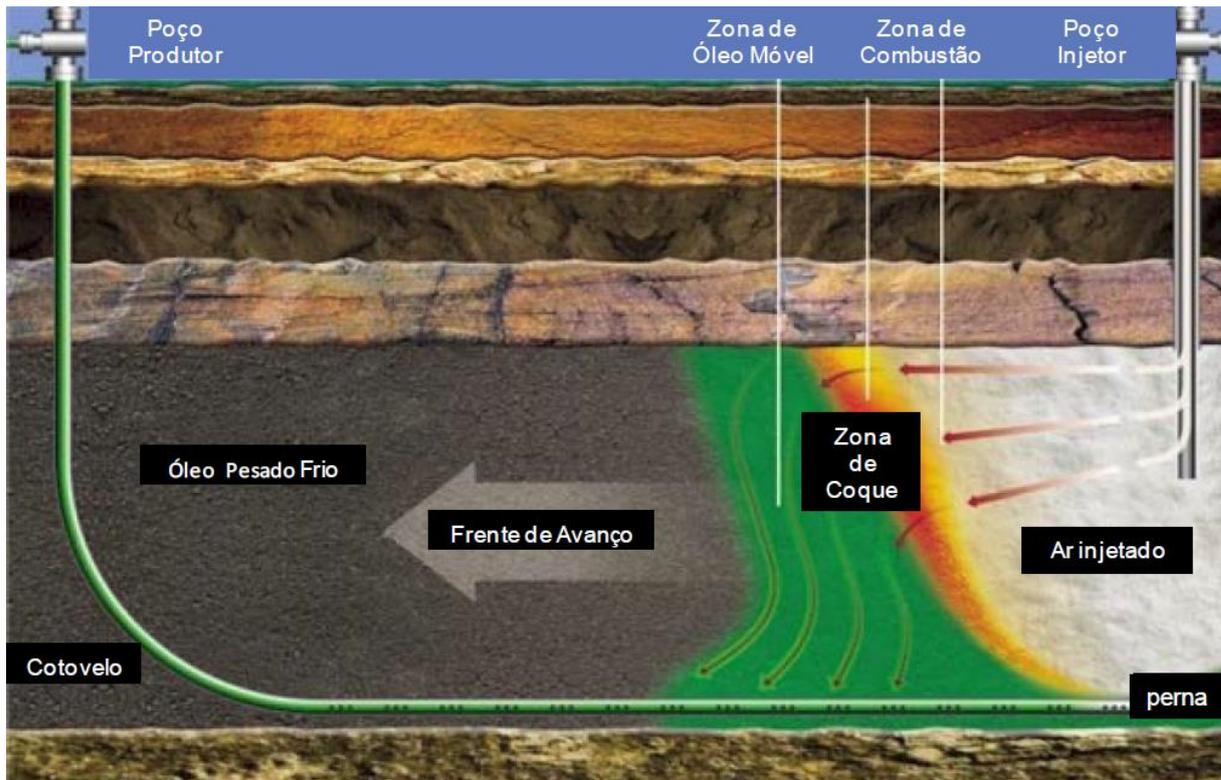


Figura 3: Esquema do método THAI (ARAÚJO, 2012).

A grande vantagem do THAI é que esse método não utiliza gás natural ou água, ao invés disso ar é injetado pelo poço vertical para criar uma reação de combustão no reservatório. Mediante a injeção controlada de ar, uma frente de combustão com espessura estimada em dois metros move-se em uma média de 25 centímetros por dia em direção ao “calcanhar” do poço horizontal. Conforme aumenta a temperatura, o betume é craqueado e as frações mais leves drenadas pelo poço produtor e trazido à superfície devido à diferença de pressão. Devido à frente de combustão atingir o betume à alta temperatura, em média 400 °C, o óleo é parcialmente transformado em um óleo mais leve, e uma porção do asfalteno do óleo é deixado para trás como coque, que é o combustível para a contínua combustão. Ao gerar o calor, a viscosidade do óleo é reduzida, possibilitando o escoamento do óleo para o poço produtor.

Em projetos como esse há sempre uma preocupação com o controle da combustão e a propensão de queimar os poços produtores, entretanto, com o avanço da tecnologia, o método se torna mais controlável e prático. Possui ainda as vantagens de não requerer energia externa para criar vapor, apresentar menor emissão de gases que provocam o efeito estufa e potencial para usar o gás produzido na geração de eletricidade.

A empresa *Petrobank Energy and Resources Ltd.*, detentora da patente do método, reportou resultados consideráveis nos poços de testes em Alberta, com vazões de produção até 400 bbl/d por poço, e com o óleo passando do grau API 8 para 12.

O processo tem ampla aplicação em reservatórios de óleo pesado e betume. Pode ser usado em reservatórios delgados, assim como em reservatórios mais espessos, de 20 a 40 metros. É possível aplicá-lo em reservatórios de baixa pressão e de alta pressão, desde que os custos com a compressão do ar não sejam limitantes (GREAVES *et al.*, 2008).

Capítulo 4:
METODOLOGIA

4 METODOLOGIA

Para a realização da pesquisa foram utilizados os seguintes programas, desenvolvidos pela *Computer Modelling Group (CMG)*: *Builder* para modelar o reservatório; *Winprop* para a modelagem do fluido; *STARS* para aplicar o método térmico e simular a resposta do reservatório; além do *Results Graph* e *Results 3D*, ambas ferramentas de análise de dados, a primeira apresenta os resultados em forma de gráficos, e a última apresenta-os na forma de visualizações em 2D ou 3D.

4.1 Metodologia de trabalho

A **Figura 4** apresenta um fluxograma com as etapas da metodologia de trabalho.



Figura 4: Fluxograma da metodologia de trabalho.

4.2 Modelagem do reservatório

O reservatório é do tipo homogêneo e na **Tabela 2** são apresentados o modelo da malha e as propriedades da rocha-reservatório.

Tabela 2: Modelo da malha e propriedades da rocha-reservatório

Sistema 3D	
Quantidade total de blocos	8000
Dimensão em x (m)	250
Quantidade de blocos em i	25
Tamanho de cada bloco em i (m)	10
Dimensão em y (m)	90
Quantidade de blocos em j	20
Tamanho de cada bloco em j (m)	4,5
Dimensão em z (m)	38
Quantidade de blocos em k	16
Tamanho de cada bloco em k (m)	14 blocos de 2m; e 2 blocos de 5m
Porosidade @ 287 psi	0,23
Permeabilidade Horizontal , Kh (mD)	1200
Permeabilidade Vertical (mD)	0.09 x Kh = 108
Compressibilidade da formação (1/psi)	15×10^{-7}
Área do reservatório (m ²)	250 x 90
Profundidade do topo	200 m
Espessura da zona de óleo no reservatório (m)	28
Contato água-óleo (m)	228
Pressão inicial (psia)	287

Na **Figura 5** é ilustrada a representação 3D do reservatório estudado. Contata-se ainda a distribuição inicial do óleo e as dimensões do modelo.

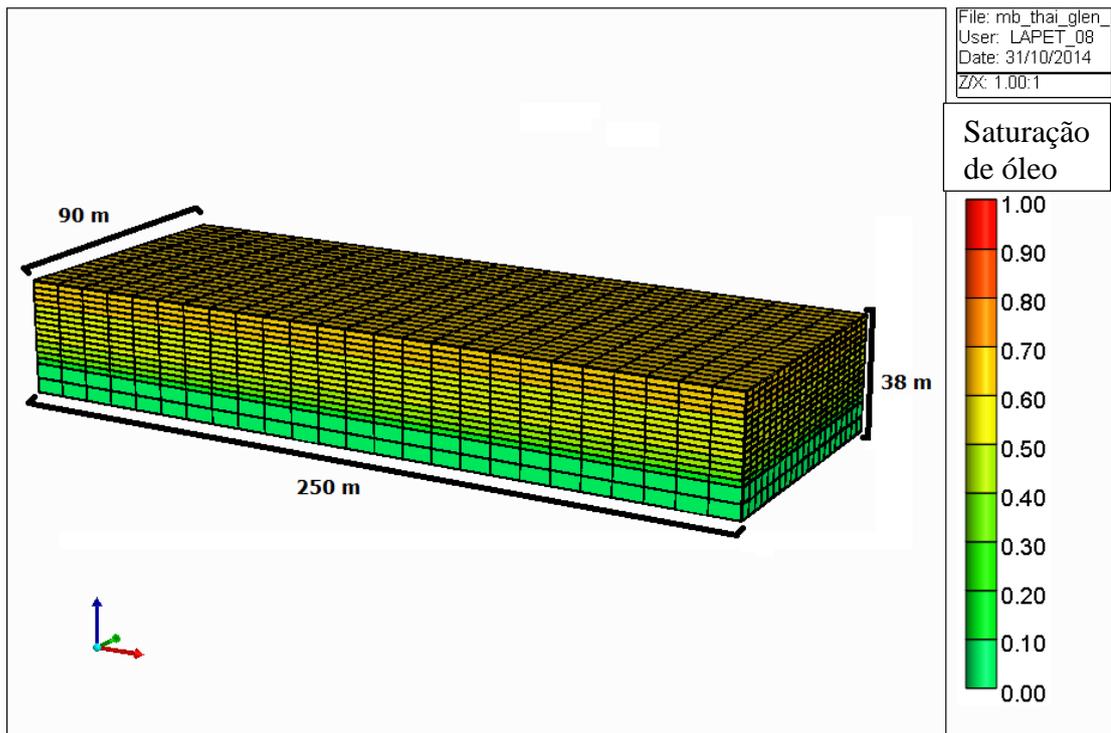


Figura 5: Dimensões do reservatório e saturação inicial de óleo.

4.3 Modelo de fluidos

Foi utilizado o programa *Winprop* para introduzir o modelo de fluido com as características da **Tabela 3**.

Tabela 3: Dados para ajuste do modelo de fluido

Propriedade	Valor
Massa Molecular C ₂₀₊	543
Densidade C ₂₀₊	0,9763
Grau API	16,76
Coef. De Expansão Térmica do óleo (1/°C)	6,88 x 10 ⁻⁴

Na **Tabela 4** são apresentados os dados experimentais para o ajuste do modelo de fluido, são mostrados: massa específica (ρ_o), fator volume formação (B_o), razão de solubilidade (R_s) e viscosidade (μ_o), para diferentes pressões.

Tabela 4: Dados experimentais para ajuste do modelo de fluido

Pressão (Kgf/cm ²)	ρ_o (g/cm ³)	B_o (m ³ /m ³ std)	R_s (m ³ /m ³ std)	μ_o (cP)
71,03	0,936	1,0241	6,35	819,2
61,03	0,935	1,0254	6,35	794,4
51,03	0,934	1,0268	6,35	769,6
41,03	0,933	1,0282	6,35	741,6
27,03 (Pb)	0,933	1,0304	6,35	706,2
16,03	0,936	1,0240	3,87	816,3
1,03	0,941	1,0138	0	1121,1

Na **Tabela 5**, estão representadas as frações molares dos componentes presentes no modelo de fluidos original.

Tabela 5: Fração molar dos componentes

Componente	Composição do Fluido (%)	Componente (cont.)	Composição do Fluido (%) (cont.)
CO2	0,45	C19	4,03
N2	0,27	C20	3,61
C1	9,91	C21	3,43
C2	0,18	C22	3,26
C3	0,27	C23	3,09
iC4	0,1	C24	2,94
nC4	0,13	C25	2,79
iC5	0,04	C26	2,65
nC5	0,05	C27	2,51
C6	0,05	C28	2,39
C7	0,07	C29	2,27
C8	0,1	C30	2,15
C9	0,04	C31	2,04
C10	0,12	C32	1,94
C11	0,63	C33	1,84
C12	0,73	C34	1,75
C13	1,39	C35	1,66
C14	2,06	C36	1,58
C15	2,73	C37	1,50
C16	1,41	C38	1,42
C17	2,15	C39	1,35
C18	1,53	C40+	25,42

Os componentes foram agrupados em 3 pseudo-componentes: óleo pesado (C₂₁₋₄₀₊), óleo médio (C₁₃₋₂₀), óleo leve (C₆₋₁₂); e 5 componentes: gás carbônico (CO₂), nitrogênio (N₂), oxigênio (O₂), água (H₂O) e coque (C). A **Tabela 6** apresenta os agrupamentos e o percentual de cada componente e pseudo-componente considerados inicialmente no reservatório.

Tabela 6: Percentual dos componentes e pseudo-componentes

Componente	Mássica inicial (%)
C ₆₋₁₂	13
C ₁₃₋₂₀	19
C ₂₁₋₄₀₊	68

As reações químicas consideradas foram as seguintes:

- Reação 1: **Óleo pesado (C₂₁₋₄₀₊) + 59,967 O₂ → 39,6447 CO₂ + 40,644 H₂O**
- Reação 2: **Óleo médio (C₁₃₋₂₀) + 26,37 O₂ → 17,74 CO₂ + 16,74 H₂O**
- Reação 3: **Óleo Leve (C₆₋₁₂) + 16,64 O₂ → 11,219 CO₂ + 10,234 H₂O**
- Reação 4: **Óleo pesado (C₂₁₋₄₀₊) → 0,8835 Óleo médio (C₁₃₋₂₀) + 1,4378 Óleo leve (C₆₋₁₂) + 10,712 Coque**
- Reação 5: **Óleo médio (C₁₃₋₂₀) → 1,22 Óleo leve (C₆₋₁₂) + 4,546 Coque**
- Reação 6: **Coque + 1,25 O₂ → CO₂ + 0,5 H₂O**

A **Tabela 7** mostra a energia de ativação, a entalpia e o fator pré-exponencial de cada reação:

Tabela 7: Energia de ativação, entalpia e fator pré-exponencial das reações (ROJAS, 2010)

	Energia de Ativação (Btu/lbmol)	Entalpia da reação (Btu/lbmol)	Fator pré-exponencial
Reação 1	32785	814240	$3,02 \times 10^{10}$
Reação 2	32785	4521600	$3,02 \times 10^{10}$
Reação 3	32785	2102400	$3,02 \times 10^{10}$
Reação 4	28800	20000	$4,167 \times 10^5$
Reação 5	28800	20000	$4,167 \times 10^5$
Reação 6	28800	230000	$4,167 \times 10^2$

4.4 Permeabilidades relativas

A **Figura 6** mostra o gráfico da permeabilidade relativa água/óleo versus a saturação da água do modelo estudado.

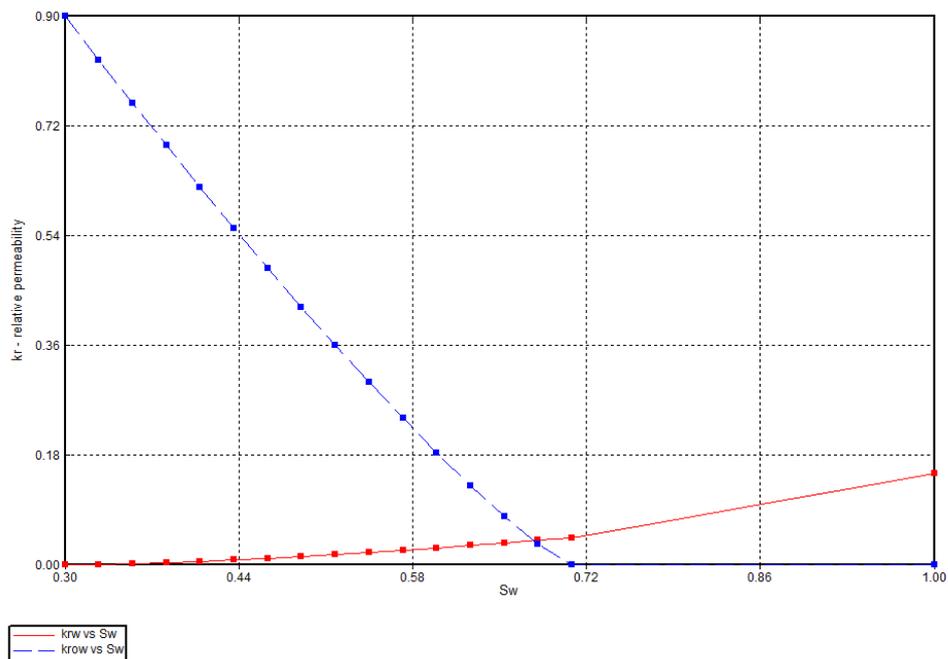


Figura 6: Permeabilidade relativa do sistema óleo/água.

A **Figura 7** mostra a permeabilidade relativa do sistema gás/líquido do modelo proposto.

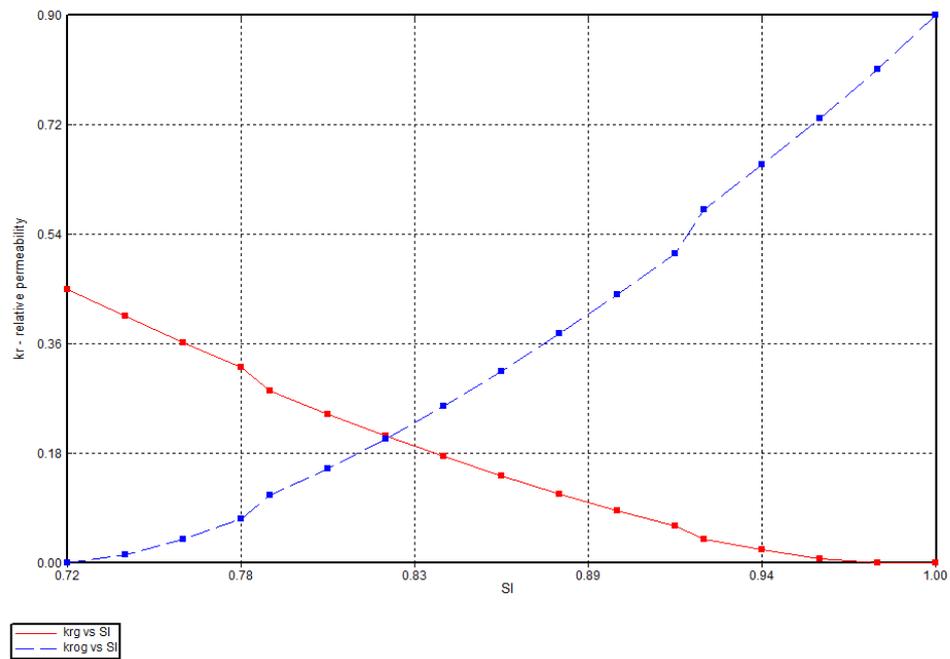


Figura 7: Permeabilidade relativa do sistema gás/líquido.

4.5 Casos analisados

Nessa seção são apresentados os casos analisados. As variáveis consideradas no estudo foram vazão de injeção, porcentagem de oxigênio no ar injetado e configuração de poços.

É comum na indústria do petróleo utilizar a unidade MMscfd para representar vazões de gás, o MM representando milhões (10^6), e o scfd representando *standard cubic feet per day* (pés cúbicos *standard* por dia), nas condições “*standard*” de temperatura e pressão, que são de 60 °F e 14.7 psi (15,6 °C e $1,01 \times 10^5$ Pa, respectivamente).

As vazões de injeção de ar (Q_{inj}) utilizadas no estudo foram:

- 3 MMscfd;
- 10 MMscfd;
- 15 MMscfd;
- 20 MMscfd;
- 30 MMscfd.

Nos gráficos serão representadas por, respectivamente, **Q_{inj} 3MM**, **Q_{inj} 10MM**, **Q_{inj} 15MM**, **Q_{inj} 20MM** e **Q_{inj} 30MM**.

O ar injetado utilizado é composto por uma mistura de nitrogênio e oxigênio, as porcentagens de oxigênio do ar injetado analisadas foram:

- 21% de oxigênio / 79% nitrogênio;
- 50% de oxigênio / 50% nitrogênio.

Representadas nos gráficos por **Oxig.21%** e **Oxig.50%**, respectivamente. Quando essa informação não estiver presente, foi considerada a porcentagem padrão de 21% de oxigênio.

Foram analisadas três configurações de poços:

- **Configuração A:** 1 poço horizontal como produtor e 1 poço vertical como injetor. A **Figura 8** ilustra essa configuração.

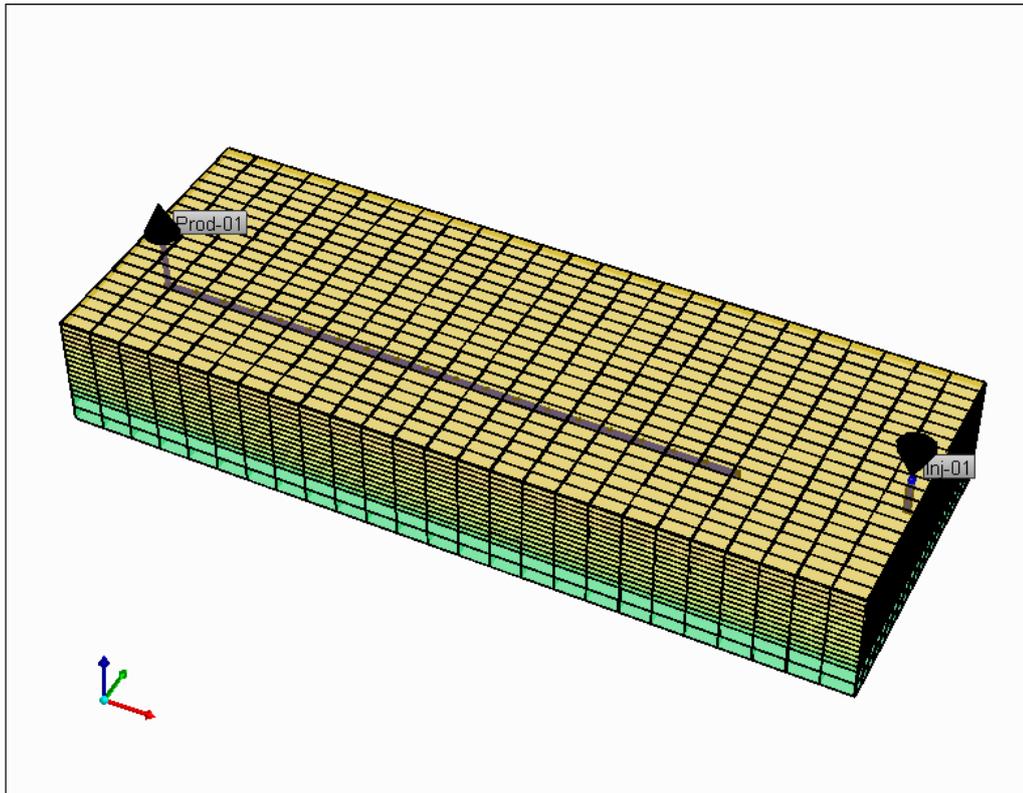


Figura 8: Configuração de poços A.

- **Configuração B:** 1 poço produtor horizontal e 2 poços injetores verticais, posicionados conforme a **Figura 9**.

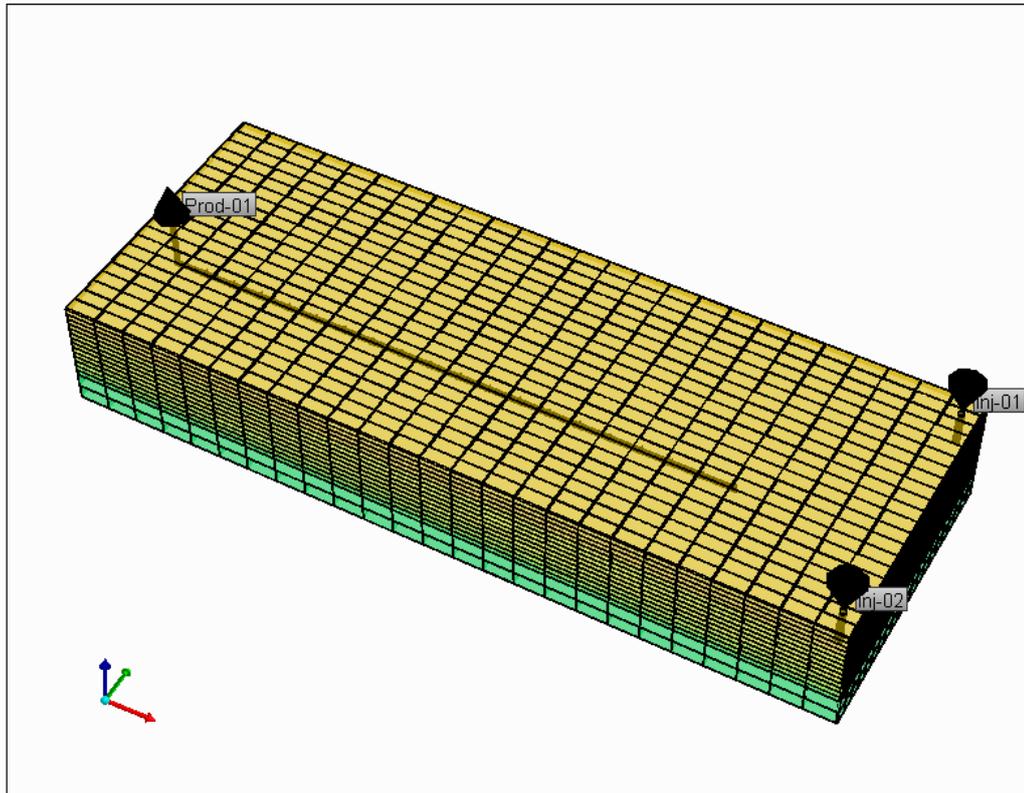


Figura 9: Configuração de poços B.

- **Configuração C:** 2 poços produtores horizontais e 2 poços injetores verticais, representados na **Figura 10**.

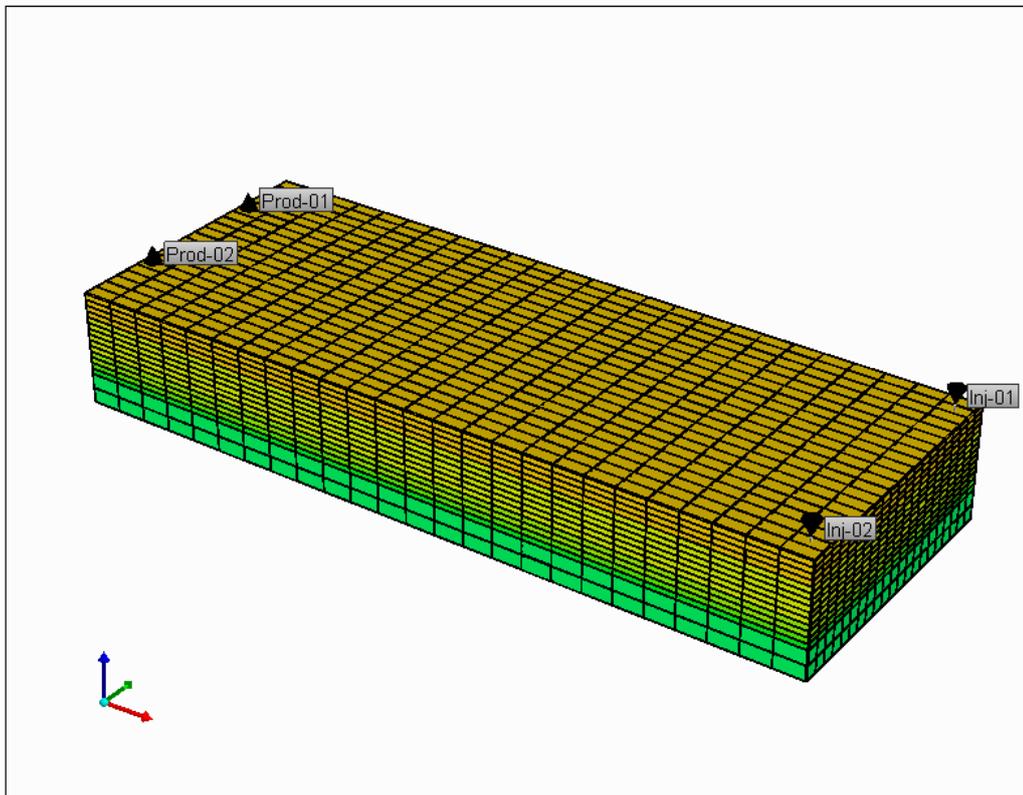


Figura 10: Configuração de poços C.

Nessa configuração optou-se por um posicionamento intermediário dos poços produtores em relação ao eixo y , buscando melhor aproveitar os efeitos de ambos os poços injetores e também diferenciar da **Configuração A** na qual o poço produtor ficava em linha com o injetor, e da **Configuração B** que posiciona o produtor no centro do eixo y .

A **Figura 11** apresenta uma vista superior da **Configuração C**, para melhor visualizar a localização dos poços produtores.

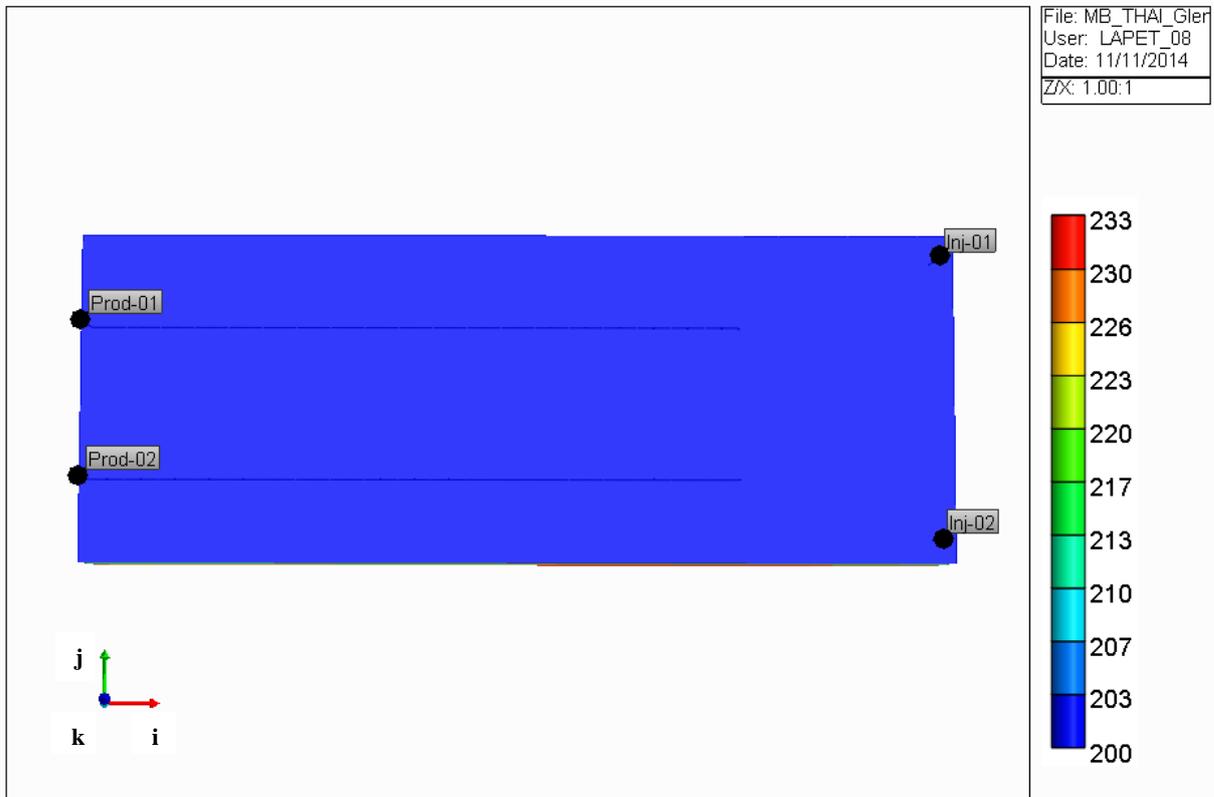


Figura 11: Vista superior da Configuração C.

Em todas as configurações o poço produtor foi canhoneado ao longo dos seus 200 metros de comprimento, na profundidade de 19 metros (em relação ao topo do reservatório). Ao passo que os poços injetores foram canhoneados dos 3 metros até os 11 metros de profundidade (em relação ao topo do reservatório). Os canhoneados são mostrados na **Figura 12**.

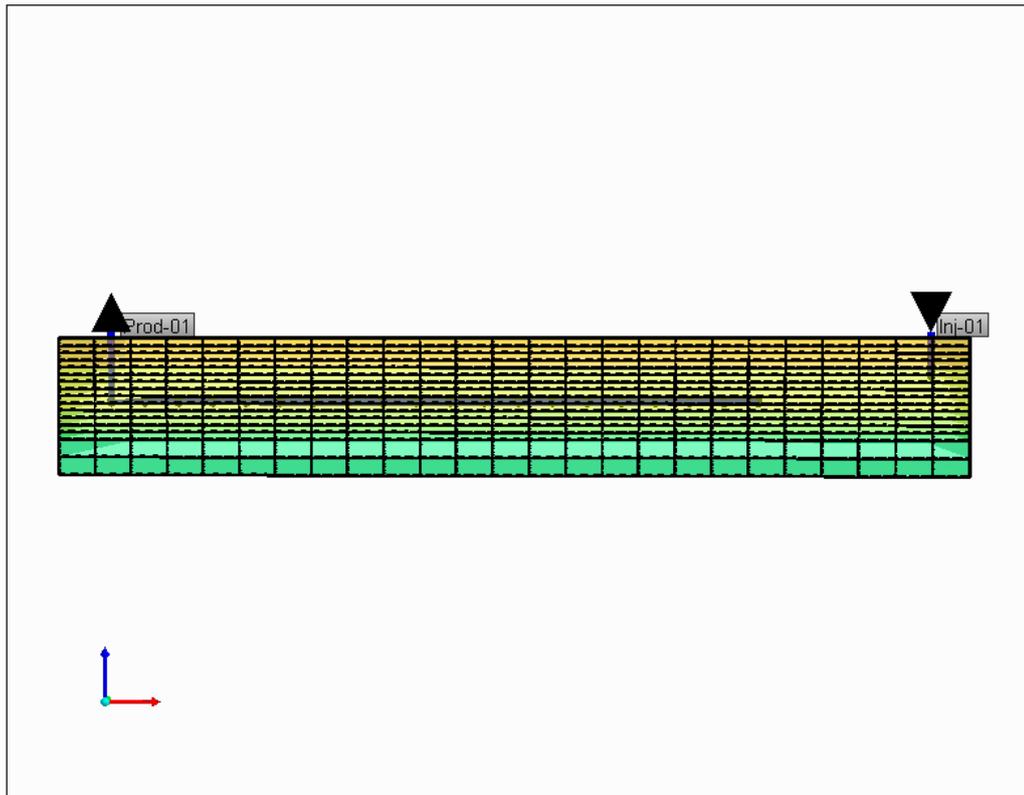


Figura 12: Canhoneados dos poços produtores e injetores.

A distância entre os canhoneados dos poços visou retardar a entrada de ar no produtor ao mesmo tempo em que favorecia a produção na extensão do reservatório.

Para todos os casos analisados foram aplicadas as restrições operacionais mostradas na **Tabela 8** aos poços injetores e produtores.

Tabela 8: Restrições operacionais dos poços

	Parâmetro	Valor	S.I.
Produção	Vazão de líquidos máxima na superfície	5000 bbl/d	795 m ³ /d
Produção	Pressão mínima no fundo do poço	28,5 psi	1,96 x 10 ⁵ Pa
Injeção	Pressão máxima no fundo do poço	1020 psi	7,03 x 10 ⁶ Pa

As simulações e análises foram realizadas para um tempo máximo de 15 anos.

Capítulo 5:
RESULTADOS E DISCUSSÕES

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nessa seção são apresentados os resultados obtidos nas análises realizadas e em seguida esses resultados são discutidos.

5.1 Análise da vazão de injeção de ar

Para cada configuração de poços descrita na *Seção 4.4*, foram realizadas análises da influência da vazão de injeção de ar no fator de recuperação.

5.1.1 Configuração A

Foi realizada uma análise da vazão de injeção de ar para a **Configuração A**. A vazão foi aumentada até o fator de recuperação (FR) atingir um valor limite. É considerado que foi atingido o FR limite quando o aumento da vazão de injeção não corresponde a um aumento no FR. A **Figura 13** mostra o fator de recuperação *versus* o tempo para a recuperação primária e para as vazões de 3MMscfd, 10MMscfd, 15MMscfd, 20MMscfd e 30MMscfd.

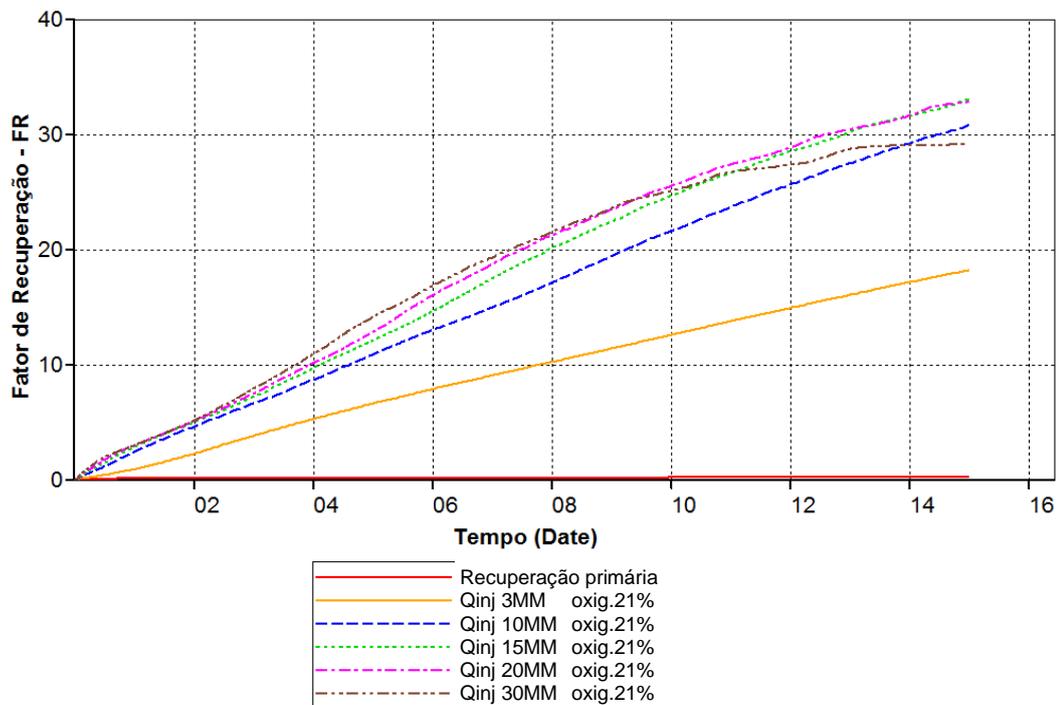


Figura 13: Fator de recuperação vs tempo - Configuração A.

Observa-se na **Figura 13** que para a recuperação primária o FR foi menor que 1%. Isso mostra que em razão de o óleo ser do tipo pesado, com alta viscosidade, não foi possível sua produção natural. Conforme a vazão de injeção foi aumentada, ocorreu um aumento do fator de recuperação até chegar-se em um FR limite de 33%, para as vazões de 15 e 20 MMscfd, sendo que para a de 20 MMscfd a curva se manteve levemente superior à de 15 MMscfd na maioria do tempo. Ao injetar 30 MMscfd, não houve um aumento no FR, indicando que para essa configuração e porcentagem de oxigênio, o limite do fator de recuperação foi atingido.

5.1.2 Configuração B

Para a **Configuração B**, que possui 2 poços injetores, realizou-se uma análise da influência da vazão de injeção de ar no fator de recuperação. A **Figura 14** apresenta o gráfico do fator de recuperação *versus* tempo para a recuperação primária e para as vazões de injeção 3MMscfd, 10MMscfd, 15MMscfd e 30MMscfd. Esses valores representam o total injetado no reservatório, é injetado metade desse valor por cada poço injetor.

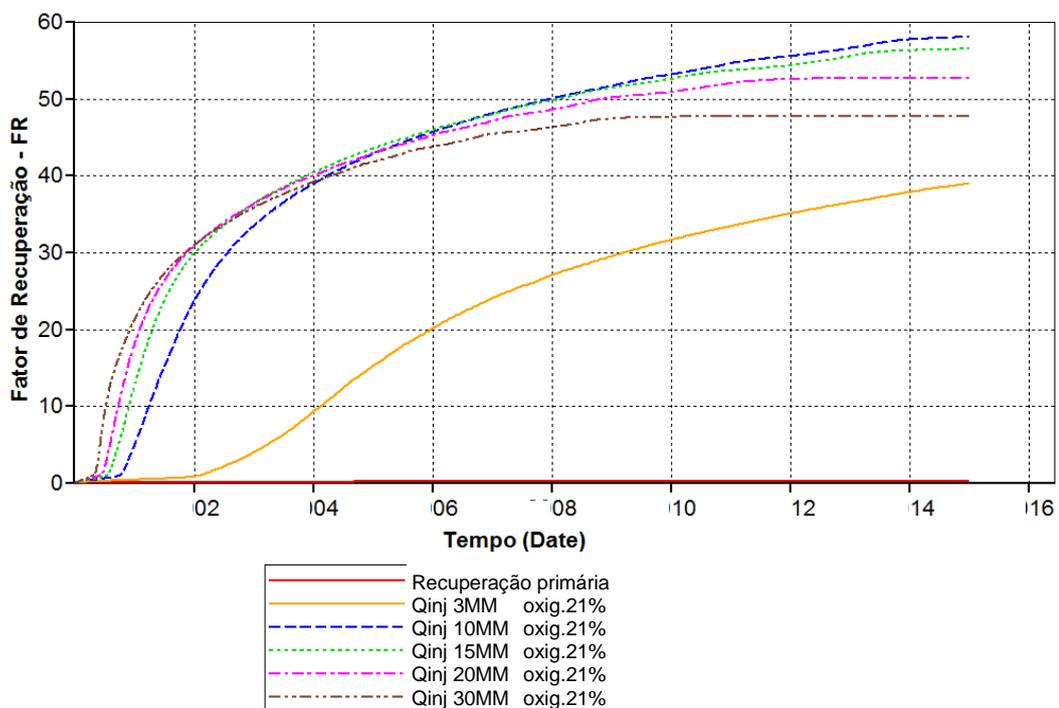


Figura 14: Fator de recuperação vs tempo - Configuração B.

Da mesma forma que ocorreu na configuração de poço anterior, na **Configuração B** também houve uma vazão limite, nesse caso o máximo FR foi de 58%, alcançado no final do projeto de 15 anos quando injetando 10 MMscfd. Resultado bastante próximo ao encontrado no mesmo ano para a vazão de 15 MMscfd. A **Configuração B** se mostrou melhor do que a **Configuração A**.

Considerando-se um tempo diferente do tempo total, pode-se selecionar melhores opções para a vazão de injeção. Tomando-se por exemplo um projeto que dure até 4 anos, vê-se graficamente que a curva azul já não é a melhor opção pois apresenta menores FRs em relação às maiores vazões. E para projetos cujo tempo seja maior que 4 anos, percebe-se no gráfico que a injeção de 30 MMscfd é menos interessante do que para vazões inferiores, exceto a de 3 MMscfd.

5.1.3 Configuração C

Aplicando-se os mesmos valores de vazões de injeção para a **Configuração C**, obteve-se o gráfico presente na **Figura 15**.

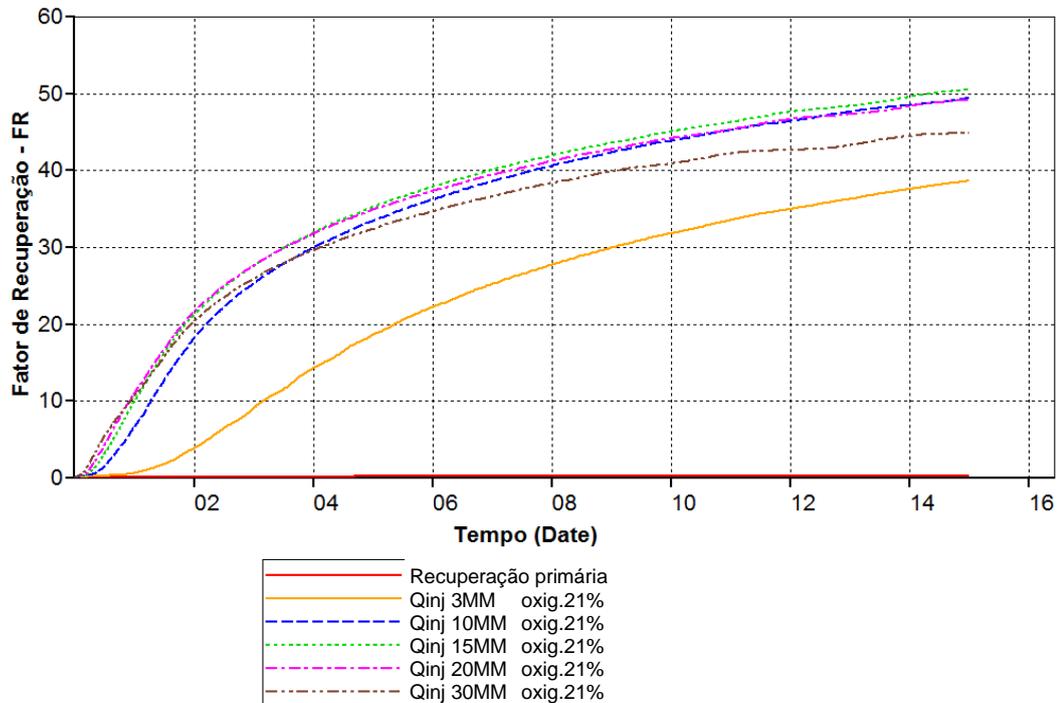


Figura 15: Fator de recuperação vs tempo - Configuração C.

Na **Figura 15** percebe-se que para a **Configuração C** a vazão de injeção de 15 MMscfd apresentou o maior fator de recuperação, em torno de 51%. Os FRs para as vazões de 10 MMscfd e 20 MMscfd chegaram bem próximos a esse valor, em torno de 50%. A vazão de 30 MMscfd resultou em um declínio na curva de FR.

5.1.4 Comparativo entre as configurações B e C

Na **Figura 16** são apresentados os gráficos do FR *versus* tempo para as **configurações B e C**, para possibilitar a realização de um comparativo.

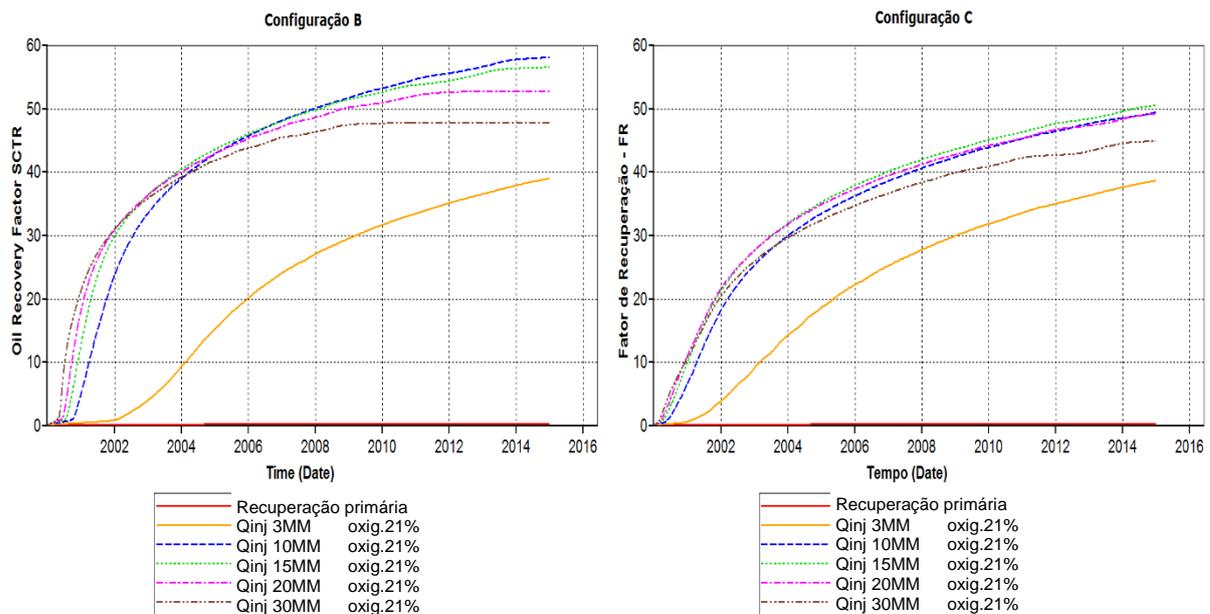


Figura 16: Comparativo do FR vs tempo - Config. B x Config. C.

Na **Figura 16** é possível observar que a **Configuração B** conseguiu atingir maiores fatores de recuperação, além disso, para dado valor de vazão de injeção essa mesma configuração foi a que apresentou melhores resultados. Nessa análise percebe-se que a adição de um poço produtor resultou em uma diminuição do FR, além do que a construção de um poço extra levaria a um custo adicional desnecessário, por isso o estudo da **Configuração C** foi interrompido, e focou-se na **Configuração B**.

5.2 Análise da porcentagem de oxigênio

Foi analisado o efeito da alteração da porcentagem de oxigênio no fluido injetado, para a **Configuração A** e **Configuração B**, mantendo fixa a vazão de injeção em 3 MMscfd. A **Figura 17** apresenta o FR *versus* tempo para as porcentagens de 21% e 50% de oxigênio.

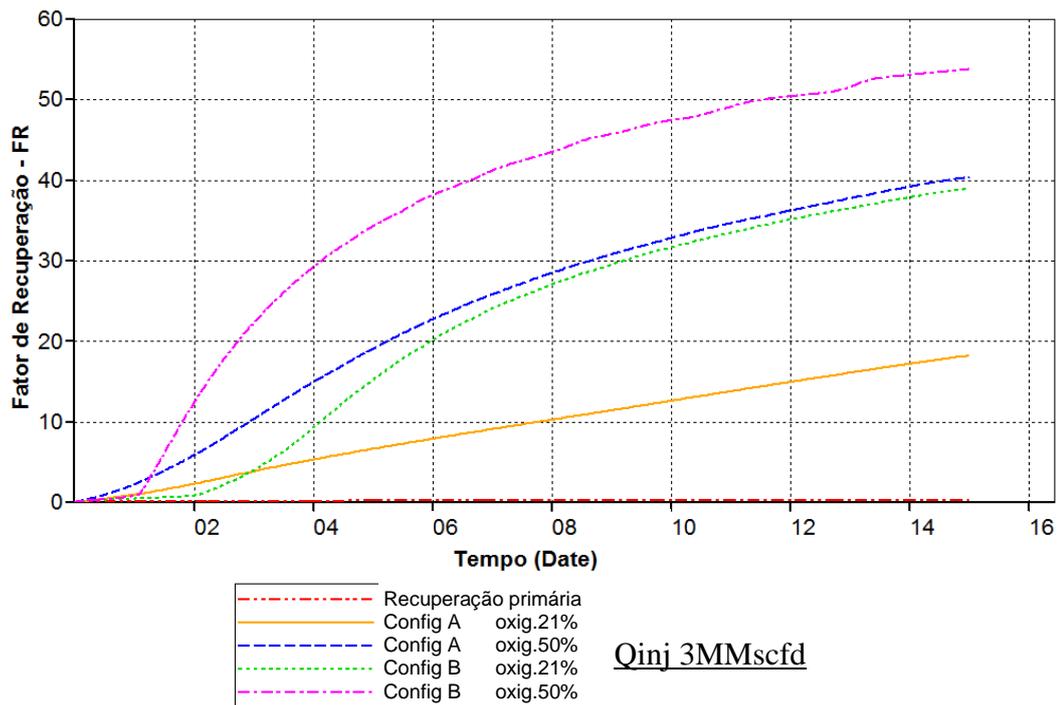


Figura 17: FR vs tempo – 3 MMscfd - Oxiq. 21% x Oxiq. 50%.

A **Figura 17** mostra que uma maior porcentagem de oxigênio aumenta o fator de recuperação para ambas as configurações. Isso ocorre devido à presença de maior quantidade de oxigênio no sistema, que promove as reações químicas e aumenta a temperatura, diminuindo a viscosidade do óleo.

A vazão de injeção de ar 3 MMscfd, tendo antes apresentado piores resultados nos gráficos, passa a ser interessante se utilizada na **Configuração B** e com a porcentagem de oxigênio de 50%, pois atingiu um FR de aproximadamente 54%, valor bem próximo ao maior valor encontrado até então, que havia sido 58%, para uma vazão de 10 MMscfd com a mesma configuração de poços.

A análise também foi realizada fixando a vazão de injeção em 10 MMscfd, e os resultados do FR no tempo são encontrados na **Figura 18**.

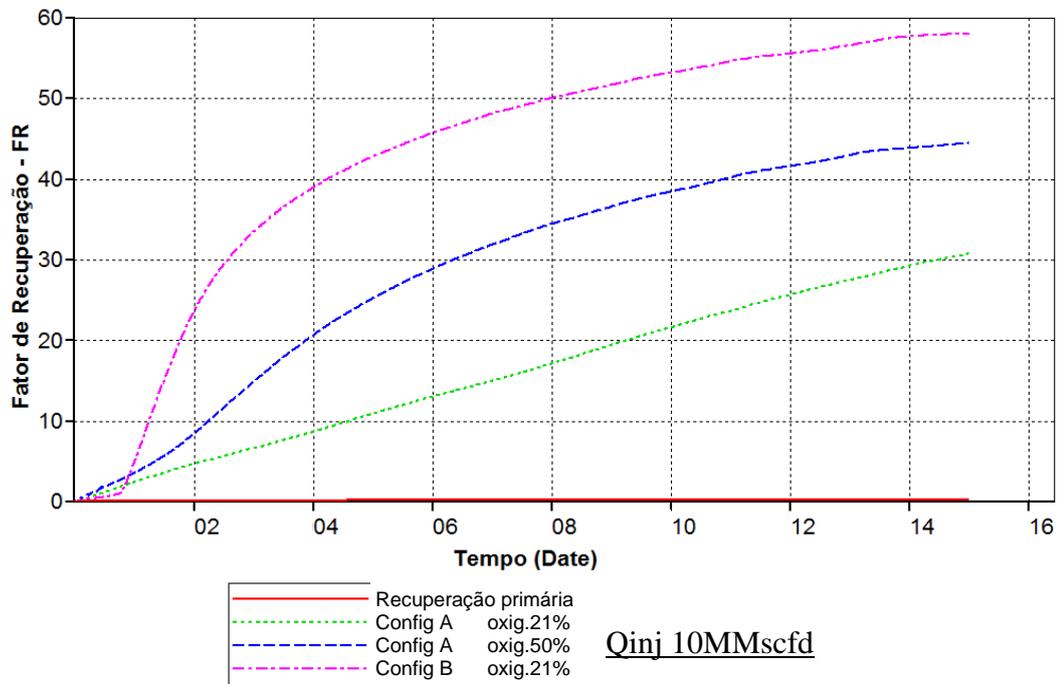


Figura 18: FR vs tempo – 10 MMscfd - Oxig.21% x Oxig.50%.

A ar injetado com 50% de oxigênio favoreceu a recuperação do óleo, mas prevaleceu a **Configuração B** que foi a que resultou em maior FR.

Na próxima seção é apresentado um comparativo entre os dois maiores FRs encontrados nesse trabalho.

5.3 Comparativo entre os dois melhores casos

Foi realizado um comparativo para as duas combinações que resultaram nos maiores fatores de recuperação, que foram as vazões de injeção de 3 MMscfd contendo 50% de oxigênio e de 10 MMscfd contendo 21 % de oxigênio, ambas utilizando a **Configuração B**. A **Figura 19** mostra o FR *versus* o tempo para os dois casos.

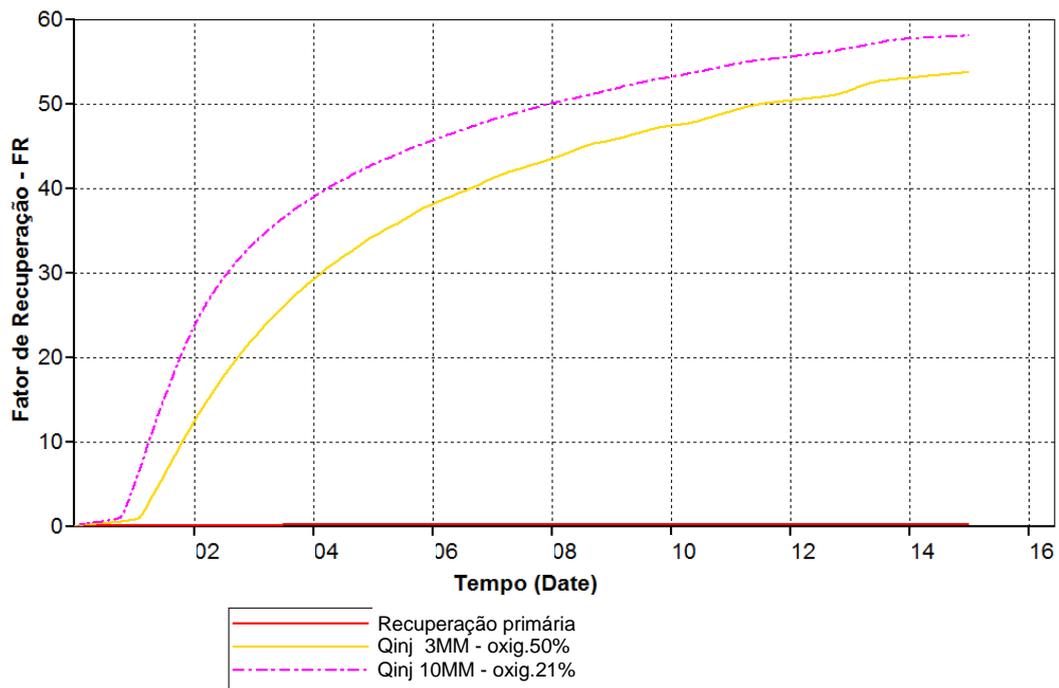


Figura 19: FR vs tempo – 3 MMscfd oxig.50% x 10 MMscfd oxig.21%.

Na **Figura 19** pode-se observar que a curva da vazão de injeção de 10 MMscfd manteve-se superior à da vazão de injeção de 3 MMscfd ao longo dos 15 anos. A menor vazão, por ter utilizado maior porcentagem de oxigênio resultou nos anos finais em um FR próximo àquele encontrado para a vazão de 10 MMscfd. Se o custo relativo à vazão de injeção for superior ao custo do enriquecimento do ar com oxigênio, talvez seja mais viável a aplicar a menor vazão.

A **Figura 20** mostra a produção de óleo em barris por dia *versus* tempo para as vazões de injeção de 3 MMscfd contendo 50% de oxigênio, e de 10 MMscfd com 21% de oxigênio.

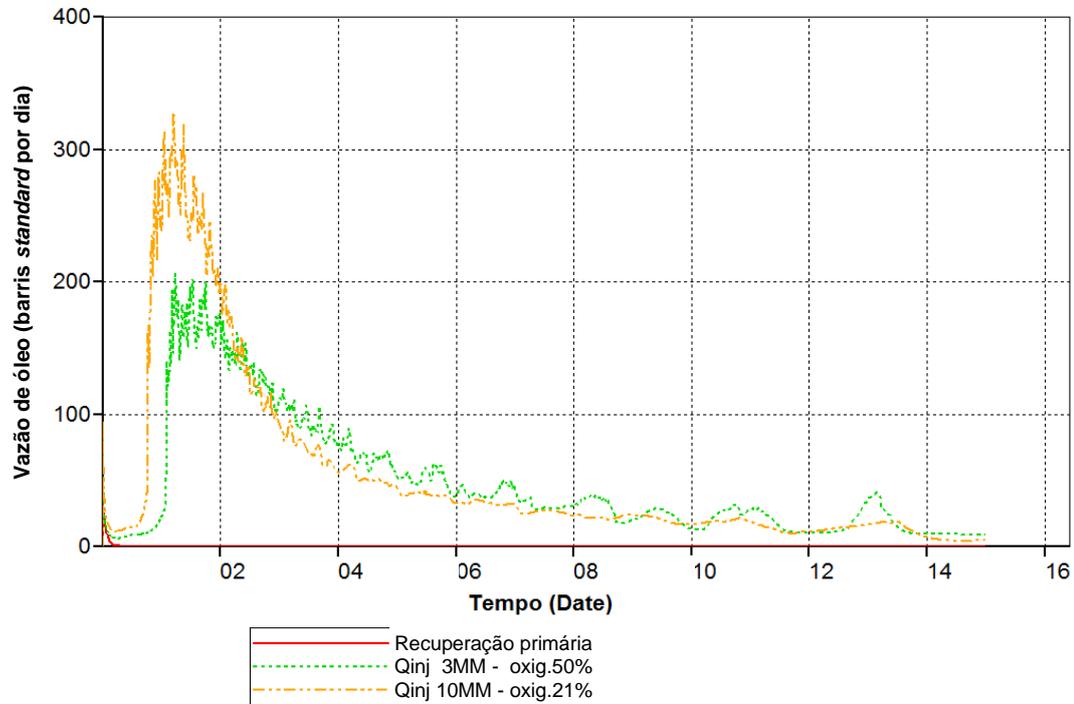


Figura 20: Produção de óleo diária vs tempo – Qinj 3MM oxig.50% x Qinj 10MM oxig.21%.

Observa-se que para ambos os casos o pico na produção de óleo ocorreu entre os anos 2001 e 2002. Para a vazão de 10 MMscfd a produção foi superior até metade do ano 2002 quando começou a ser superada pela produção relativa à vazão de 3 MMscfd. A injeção de oxigênio permitiu a formação da frente de combustão e o incremento da pressão no reservatório. A frente de calor reduz a viscosidade do óleo facilitando a mobilidade do óleo dentro do reservatório. Porém a injeção contínua de ar não promoveu a manutenção da pressão no reservatório, causando um declínio na vazão de óleo.

As **Figura 21** e **Figura 22** apresentam, respectivamente, um comparativo da saturação de óleo e da temperatura, inicialmente e em 1, 5, 10 e 15 anos para a vazão de 3 MMscfd com 50% de oxigênio e a vazão de 10 MMscfd com 21% de oxigênio. Foi considerado o ano 2000 como sendo o ano inicial.

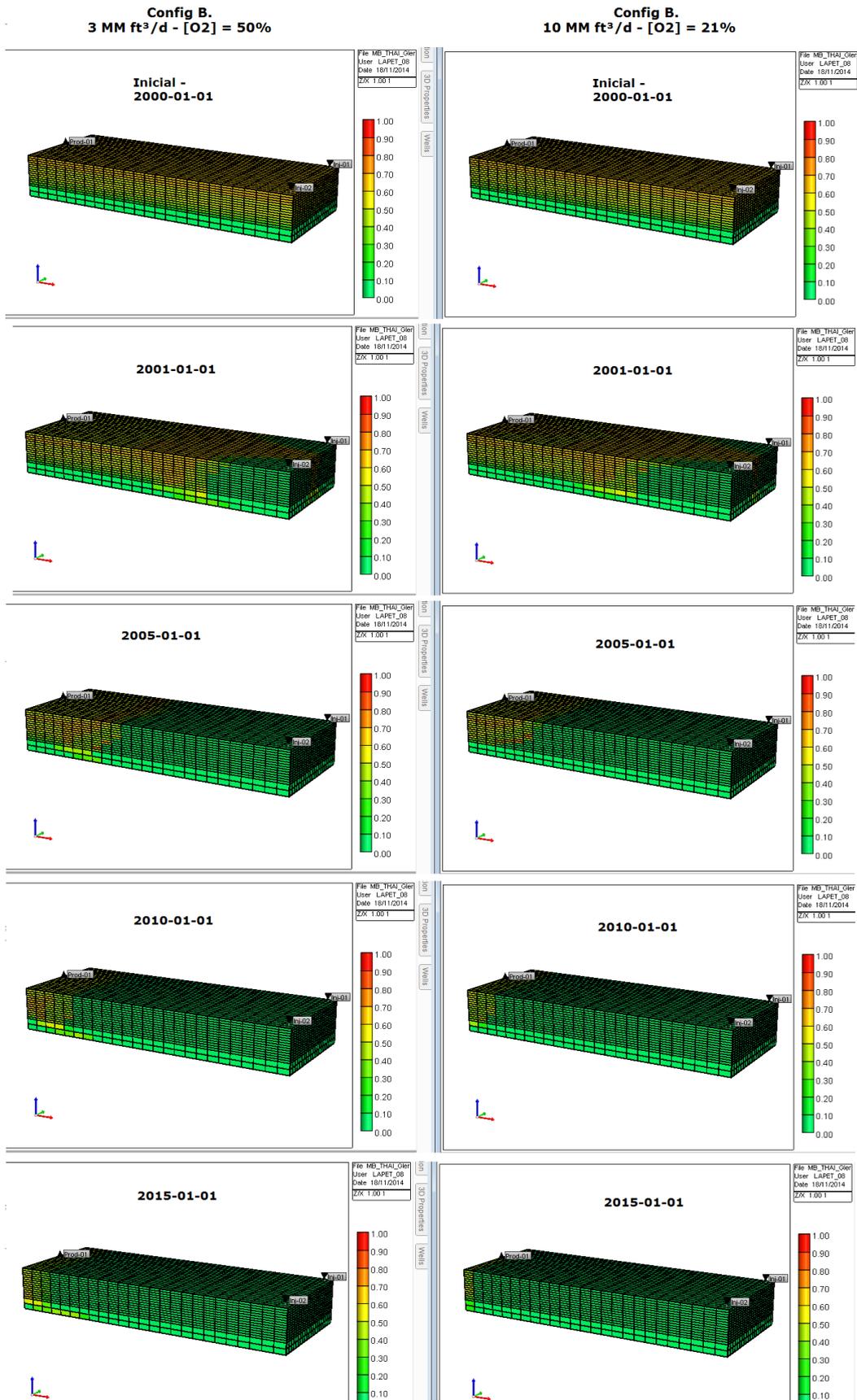


Figura 21: Saturação de óleo vs tempo - Qinj 3MM Oxig.50% x Qinj 10MM Oxig.21%.

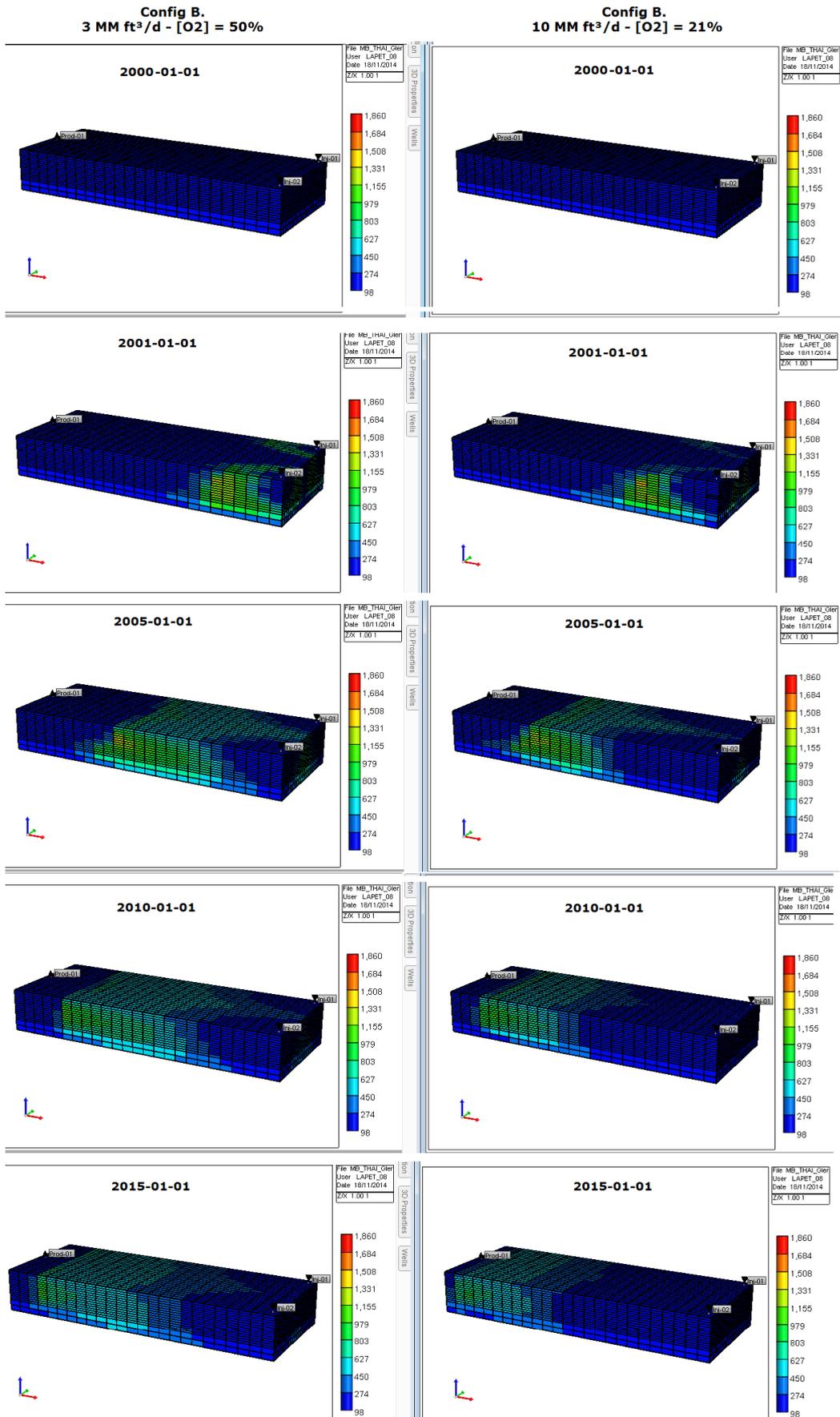


Figura 22: Temperatura vs tempo - Qinj 3MM Oxiq.50% e Qinj 10MM Oxiq.21%.

Observando-se a **Figura 21** foi possível perceber que houve uma quantidade de varrido próxima para ambos os casos, porém para a vazão de 10 MMscfd mais óleo foi produzido até o fim do projeto. Na **Figura 22** constata-se que ao aumentar a vazão de injeção, a velocidade da frente de combustão também aumenta e resultados mais rápidos de queima são obtidos, porém reduz-se o tempo de contato do ar injetado com a frente, resultando em uma fraca utilização do oxigênio do ar.

Analisou-se a produção acumulada de gás para as vazões de 3 MMscfd contendo 50% de oxigênio e 10 MMscfd com 21% de oxigênio. A **Figura 23** mostra a a produção acumulada de gás *versus* tempo.

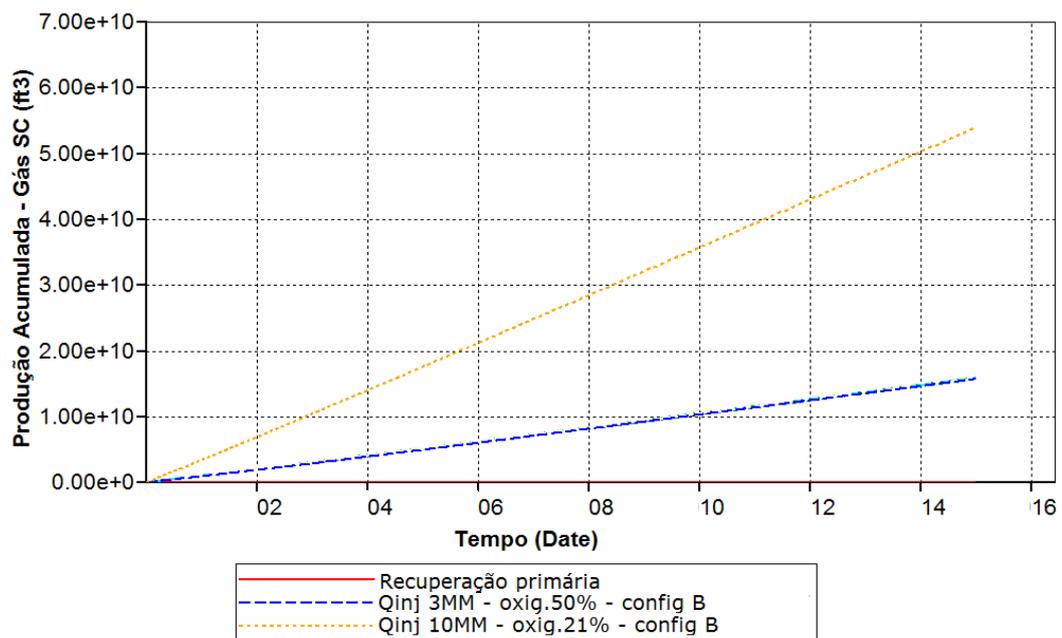


Figura 23: Produção Acumulada de Gás vs tempo - Qinj 3MM oxig.50% x Qinj 10MM oxig.21%.

Na **Figura 23** identificou-se quanto maior a vazão de injeção, maior a produção de gás. O volume de gás produzido corresponde ao volume de ar injetado, e não depende da porcentagem de oxigênio.

Na **Figura 24** é apresentado um gráfico da produção acumulada de água *versus* tempo para as vazões de injeção de 3 MMscfd contendo 50% de oxigênio, e de 10 MMscfd com 21% de oxigênio.

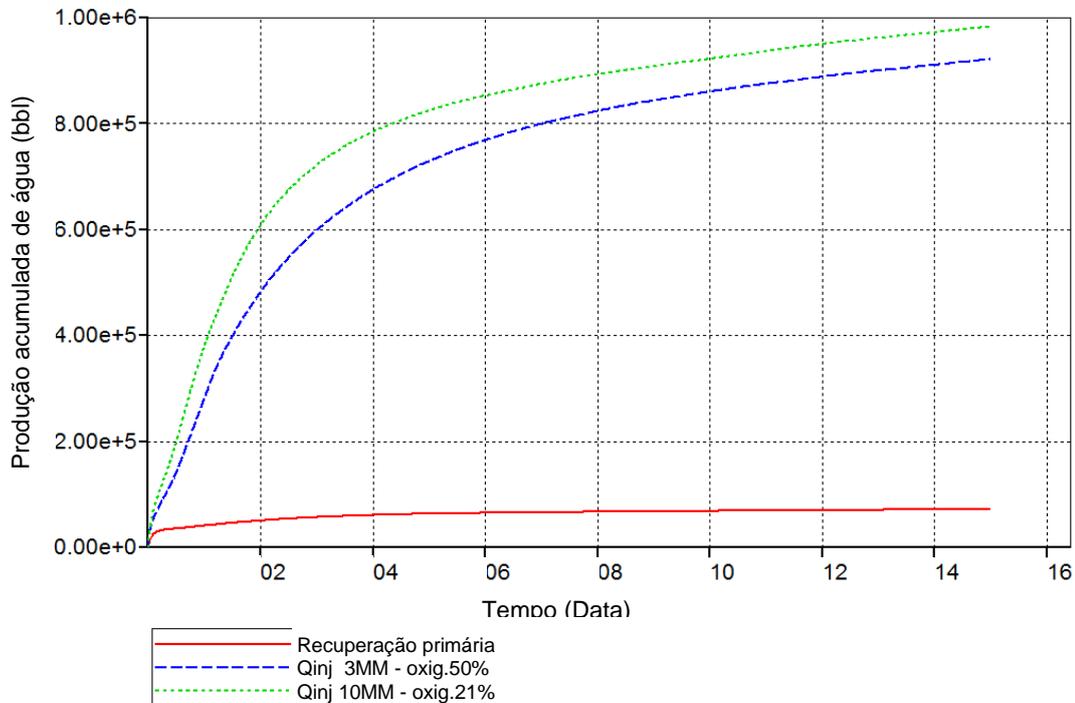


Figura 24: Produção acumulada de água vs tempo – Qinj 3MM oxig.50% x Qinj 10MM oxig.21%.

A **Figura 24** mostra que para a maior vazão de injeção houve um pequeno aumento na produção de água, provavelmente devido à água ser um dos produtos das reações de combustão.

Foi observado nesse trabalho que a recuperação do óleo depende de fatores como injeção de ar, porcentagem de oxigênio e da configuração dos poços, por isso a importância de realizar análises de tais parâmetros operacionais para saber qual a melhor combinação a ser aplicar em uma situação real.

Capítulo 6:
CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As análises realizadas mostraram que é possível melhorar o fator de recuperação alterando-se alguns parâmetros operacionais como a vazão de injeção, configuração de poços e porcentagem de oxigênio.

Maiores vazões de injeção de ar e porcentagens de oxigênio no ar injetado favoreceram as reações químicas e aumentaram a temperatura do sistema, possibilitando um incremento da recuperação.

A utilização de dois poços injetores, auxiliou no escoamento do óleo em direção ao poço produtor e apresentou maiores fatores de recuperação.

Analisando-se os gráficos produzidos nas diversas situações, chegou-se a conclusão que as melhores opções analisadas nesse trabalho foram, considerando o fator de recuperação, as dispostas na **Tabela 9**.

Tabela 9: Melhores opções em relação ao FR

Vazão de injeção de ar	Porcentagem de oxigênio	Configuração de poços	FR
10 MMscfd	21%	B (2 injetores e 1 produtor)	58%
3 MMscfd	50%	B (2 injetores e 1 produtor)	54%
15 MMscfd	21%	C (2 injetores e 2 produtores)	51%

Entretanto, na prática, para a determinação da melhor opção não basta considerar unicamente o maior fator de recuperação. Há diversos fatores que influenciam na decisão, a destacar: o custo de perfuração e completação dos poços e o custo do ar injetado. Uma maior quantidade de poços e uma alta vazão de injeção podem resultar, em geral, em um maior fator de recuperação (FR), mas podem aumentar substancialmente os custos, inviabilizando o projeto. Da mesma forma, um aumento no FR depois de um período muito longo, pode não compensar a espera pois o dinheiro tem valor no tempo.

Portanto, para escolher a melhor alternativa recomenda-se realizar um Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE), o qual considera as receitas e os custos inerentes ao projeto, a fim de encontrar a opção mais interessante do ponto de vista financeiro, respeitadas as limitações técnicas e ambientais. Para essa análise são utilizados indicadores financeiros, por exemplo o valor presente líquido (VPL), que calcula quanto os futuros fluxos de caixa subtraído o investimento inicial valeriam no dia atual.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARAÚJO, E. de A. **Estudo do Processo de Combustão *In-situ* usando Poços Horizontais como Produtores de Óleo (*toe-to-heel air injection*)**. 2012. 131 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal RN, 2012.

ARAÚJO, J. S. **Estudo Paramétrico do Processo de Combustão In Situ como Método de Recuperação Avançada de Petróleo**. 2012. 205 f. Tese de Doutorado – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal RN, 2012.

BARILLAS, J. L. M. **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais**. 2005. 163 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal RN, 2005.

BARILLAS, J. L. M. **Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor**. Tese de Doutorado em Engenharia Química - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal RN, 2008.

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. **Estudo Experimental sobre Recuperação de Óleo Pesado através da Combustão In-Situ**. 2009. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas. 2009.

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

CRUZ, R. O. M. **Combustão In-Situ: Considerações sobre Projeto e Simulações Numéricas em Escala de Laboratório e de Campo**. Campinas, 2010, 198 pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2010.

GREAVES, M; TURTA, A. **Oil field in-situ Combustion Process**, United States Patent nº 5, 626, 191, 1997.

GREAVES, M; XIA, T. X; TURTA, A. **Stability of THAITM Process – Theoretical and Experimental Observations**, PAPER PETSOC 08-09-65-P, Journal of Canadian Petroleum Technology, v,47, 2008.

MANICHAND, R. N. **Análise do Desempenho do Aquecimento Eletromagnético na Recuperação de Reservatórios de Petróleo**. 2002. 90 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal RN, 2002.

MOTHÉ, C. H; SILVA JUNIOR, C. S.; **Petróleo Pesado e Ultrapesado: Reservas e Produção Mundial**, TN Petróleo, Rio de Janeiro, n. 57,p. 76-81, nov/dez 2007.

OLIVEIRA, S. de; Silva, C. A.; ANTUNES, A. M. de S. **Prospecção Tecnológica em Recuperação de Óleos Pesados no Período de 2005 A 2010.**

RODRIGUES, M. A. F. **Estudo Paramétrico da Segregação Gravitacional na Injeção Contínua de Vapor.** 2008. 181 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal RN, 2008.

ROJAS, J.; RUIZ, J.; VARGAS, J.; **Numerical Simulation of an Enhanced Oil Recovery Process of Toe to Heel Air Injection (THAI),** PAPER SPE 129215, Conference at Oil & Gas West Asia held in Muscat, Oman, 2010.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 808 p.

THOMAS, J.E.. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Petrobras. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

VOLTATONI, T. **Emprego de Ciclodextrinas para a Recuperação Avançada de Petróleo.** 2012. 73f . Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do ABC, Santo André-SP, 2012.