

Dissertação de Mestrado

ESTUDO DO PROCESSO DE COMBUSTÃO IN-SITU USANDO POÇOS HORIZONTAIS COMO PRODUTORES DE ÓLEO (*Toe-To-Heel Air Injection*)

Edson de Andrade Araújo

Natal, fevereiro de 2012



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - UFRN
CENTRO DE TECNOLOGIA - CT
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA - CCET
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E ENGENHARIA DE
PETRÓLEO - PPGCEP

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ESTUDO DO PROCESSO DE COMBUSTÃO *IN-SITU*
USANDO POÇOS HORIZONTAIS COMO PRODUTORES DE
ÓLEO (*Toe-to-Heel Air Injection*)

Edson de Andrade Araújo

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

Natal/RN

Fevereiro/2012

**ESTUDO DO PROCESSO DE COMBUSTÃO *IN-SITU*
USANDO POÇOS HORIZONTAIS COMO PRODUTORES DE
ÓLEO (*Toe-to-Heel Air Injection*)**

Edson de Andrade Araújo

Natal/RN

Fevereiro/2012

Seção de Informação e Referência
Catalogação da Publicação na Fonte. UFRN / Biblioteca Central Zila
Mamede

Araújo, Edson de Andrade.

Estudo do processo de combustão in-situ usando poços horizontais como produtores de óleo (*Toe-to-Hell Air Injection*) / Edson de Andrade Araújo. – Natal, RN, 2012.

113 f. ; il.

Orientador: Jennys Lourdes Meneses Barillas.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Tecnologia. Programa de Pós-graduação em Engenharia de Petróleo.

1. Reservatórios – Dissertação. 2. Injeção de ar – Dissertação. 3. Poços horizontais – Dissertação. 4. Combustão *in-situ* e simulação computacional – Dissertação. I. Barillas, Jennys Lourdes Meneses. II. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. III. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 627.81

Edson de Andrade Araújo

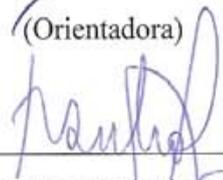
Estudo do Processo de Combustão *In-Situ* Usando Poços Horizontais como Produtores de Óleo (*Toe-to-Heel Air Injection*)

Este trabalho corresponde à dissertação de mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio grande do Norte, requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo.

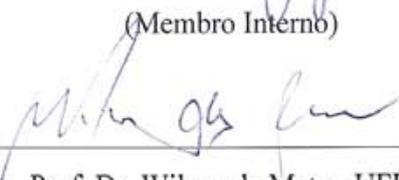
Aprovado em 17 de Fevereiro de 2012.



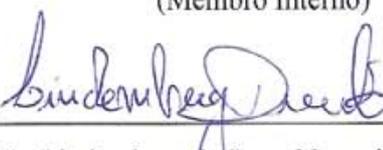
Prof.ª. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas - UFRN
(Orientadora)



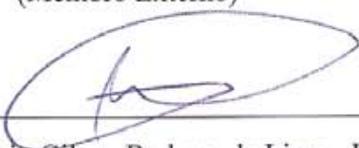
Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Jr. - UFRN
(Membro Interno)



Prof. Dr. Wilson da Mata - UFRN
(Membro Interno)



Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte - UFRN
(Membro Externo)



Prof. Dr. Antônio Gilson Barbosa de Lima - UFCG
(Membro Externo)

ARAÚJO, Edson de Andrade – Estudo do processo de combustão *in-situ* usando poços horizontais como produtores de óleo (*toe-to-heel air injection*). Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural, Natal-RN, Brasil.

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

RESUMO

O método “*toe-to-heel air injection*” (THAITM) é um processo de recuperação de petróleo avançado, que consiste na integração da combustão *in-situ* com os avanços tecnológicos na perfuração de poços horizontais. Este método utiliza poços horizontais como produtores de óleo, mantendo poços injetores verticais para a injeção de ar. Este processo ainda não foi aplicado no Brasil, tornando necessário, avaliação destas novas tecnologias aplicadas às realidades locais, por isso, este trabalho teve como objetivo principal realizar um estudo paramétrico do processo de combustão *in-situ* com produção de óleo em poços horizontais, usando um reservatório semi sintético, com características das encontradas no Nordeste Brasileiro. As simulações foram realizadas em um programa comercial de processos térmicos, denominado “STARS” (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*), da empresa CMG (*Computer Modelling Group*). Foram realizadas análises dos parâmetros operacionais: vazões de injeção, configuração dos poços e concentração de oxigênio. O estudo de sensibilidade dos fatores foi realizado com a técnica de análise de planejamento experimental, com uma combinação de dois e três níveis ($3^2 \times 2^2$), totalizando 36 simulações, 18 para cada modelo, em função da produção acumulada de óleo (Np). Também foi realizada uma estimativa econômica de análise de custo para cada modelo de fluido. Os resultados mostraram que a configuração de poços e a vazão de injeção foram o parâmetro que apresentou maior influência no óleo recuperado para os dois modelos de fluidos analisados, respectivamente, que a configuração de poços é influenciada pelo modelo de fluido, e que um aumento da concentração de oxigênio favorece a recuperação de óleo, no processo estudado. Também foi encontrado que o processo pode ser rentável dependendo da quantidade de ar injetado no processo.

Palavras-chave: Poços horizontais, injeção de ar, óleo pesado, combustão *in-situ* e simulação computacional.

ABSTRACT

The method "toe-to-heel air injection" (THAITM) is a process of enhanced oil recovery, which is the integration of in-situ combustion with technological advances in drilling horizontal wells. This method uses horizontal wells as producers of oil, keeping vertical injection wells to inject air. This process has not yet been applied in Brazil, making it necessary, evaluation of these new technologies applied to local realities, therefore, this study aimed to perform a parametric study of the combustion process with in-situ oil production in horizontal wells, using a semi synthetic reservoir, with characteristics of the Brazilian Northeast basin. The simulations were performed in a commercial software "STARS" (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator), from CMG (Computer Modelling Group). The following operating parameters were analyzed: air rate, configuration of producer wells and oxygen concentration. A sensitivity study on cumulative oil (Np) was performed with the technique of experimental design, with a mixed model of two and three levels ($3^2 \times 2^2$), a total of 36 runs. Also, it was done a technical economic estimative for each model of fluid. The results showed that injection rate was the most influence parameter on oil recovery, for both studied models, well arrangement depends on fluid model, and oxygen concentration favors recovery oil. The process can be profitable depends on air rate.

Keywords: Horizontal wells, air injection, heavy oil, in-situ combustion and computer simulation

Dedicatória

A Deus por estar sempre comigo; aos meus pais, Benival e Célia, e a minha irmã, Elayne, por nunca deixarem de acreditar na minha capacidade, sempre me apoiando e me incentivando; a minha namorada Ângela Janete, por sempre estar ao meu lado me apoiando em todos os momentos, e aos meus amigos que, de uma forma ou de outra, sempre estiveram me apoiando.

Agradecimentos

À CMG (*Computer Modelling Group*) pelo programa, ao PRH-ANP 14 (Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo) e a Petrobrás pelo apoio financeiro, ao LEAP (laboratório de Estudos Avançados de Petróleo) pela infraestrutura, aos professores do PPGCEP (Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo) e a UFRN (Universidade Federal do Rio Grande do Norte).

Aos professores Jennys Lourdes Meneses Barillas, Tarcilio Viana Dutra Júnior, Wilson da Mata, Marcos Allyson e Edney Rafael por estarem sempre dispostos a discutirem o tema do trabalho.

A Dra. professora Jennys Lourdes Meneses Barillas pela atenção, apoio e carinho durante a orientação deste trabalho; a realização deste trabalho só foi possível com o seu auxílio.

Aos meus amigos de laboratório Anderson, Sara, Pamela, Rutinaldo, Elthon, Janusa, Vanessa, Martinho, Liara, Tiago, Adriano e Glydiane. E aos amigos de pós-graduação Aruzza Mabel, Letícia, Jônatas, André, Anthony pelo apoio.

Aos meus pais Benival e Célia, pela paciência, amor, carinho e ajuda nos momentos difíceis, sempre acreditando no meu potencial e me incentivando, sem a ajuda deles nada disso seria possível. A minha irmã Elayne que sempre esteve ao meu lado com muito amor e torcendo em cada etapa concluída.

A minha namorada Ângela Janete por estar sempre ao meu lado, me incentivando e apoiando, apesar da distância sempre se fez tão perto de mim durante esta etapa.

Aos pais da minha namorada o Sr. Anderson e a Sra. Janete Ângela, aos seus irmãos Àlan Jobson, Anderson Júnior e Jorge. Aos seus tios Maria do Socorro e Ednaldo e Jaidete e Audísio pela atenção.

Aos professores da graduação: Umberto e Carlos por mostrarem o prazer em exercer a profissão e aos amigos de graduação Kleiton, Geórgia e Diogo pelo apoio, apesar de cada um seguir em busca de uma jornada diferente, a família Química sempre estará em nossos corações.

Aos irmãos de coração Charles, Júnior e Danielly e minha madrinha Carmita, em especial ao meu padrinho Valdenor, que infelizmente não esta mais entre nós.

Aos familiares do meu tio Antônio e tia Inácia que sempre me trataram com muito carinho me incentivando nos momentos de dificuldades. Ao meu tio Severino (Titi) que sempre me auxiliou.

Aos meus vizinhos que já fazem parte da família Rilma, Marcella, Rilda e Marcelo pela atenção e apoio. Em especial, a minha vó do coração Leila que, infelizmente, não está mais entre nós, mas onde quer que esteja está muito feliz pela minha conquista, muito obrigado por todo o carinho, você sempre estará em nossos corações.

Aos meus primos e amigos Wellyson, Ednaldo, Kletyjane, Francisco, Vínicius, Fracinaldo, Renan, D`artgnan, João, Sérgio, Robson, Ronaldo, Henricky, Domingos, Kayo, Hugo, Wallas Bruno, Rienzy, Pablo, Manoel, Eduardo, Hairo, Anderson, Jahfé, Bruno, Tatiane, Débora, Priscila, Aurenice, Natália, Vitória, Indya Mara, Pamela, Débora Macedo e Ketellin pelo carinho e apoio. Em especial, ao meu amigo irmão Ítalo pelo apoio.

ÍNDICE

Capítulo I

1	Introdução geral.....	2
----------	------------------------------	----------

Capítulo II

2	Aspectos teóricos	6
2.1	Métodos especiais de recuperação de petróleo (IOR).....	6
2.1.1	Reconhecimento dos reservatórios candidatos	7
2.1.2	Métodos térmicos para recuperação de petróleo	8
2.2	Combustão <i>in-situ</i> (CIS)	9
2.2.1	Combustão seca	11
2.2.2	Combustão molhada	13
2.3	<i>Toe-to-heel air injection</i> (THAI TM)	14
2.4	Reações químicas e cinéticas	17
2.5	Planejamento e otimização de experimentos	19
2.5.1	Metodologia de superfície de resposta	23
2.6	Estimativa de análise de custo	24

Capítulo III

3	Estado da arte.....	27
----------	----------------------------	-----------

Capítulo IV

4	Materiais e métodos	34
4.1	Ferramentas computacionais.....	34
4.1.1	WinProp - CMG	34

4.1.2	Builder - CMG.....	34
4.1.3	Simulador STARS - CMG.....	35
4.2	Modelagem do reservatório	35
4.2.1	Modelagem da malha e propriedades da rocha-reservatório.....	35
4.2.2	Permeabilidades relativas	37
4.2.3	Modelo de fluido	39
4.2.3.1	Modelo – “Crookston”	40
4.2.3.2	Modelo – “Nordeste Brasileiro”.....	41
4.3	Análise de sensibilidade.....	43
4.4	Metodologia do trabalho	44

Capítulo V

5	Resultados e discussões	46
5.1	Modelo base	46
5.1.1	Refinamento do modelo	46
5.1.2	Comparação da combustão espontânea e não espontânea.....	47
5.2	Modelo de fluido “Crookston”	51
5.2.1	Análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais.....	51
5.2.2	Estudos de caso das condições operacionais	59
5.2.3	Análise da vazão de injeção de ar.....	67
5.2.4	Estimativa de análise de custo	71
5.3	Modelo de fluido “Nordeste Brasileiro”	77
5.3.1	Análise de sensibilidade dos parâmetros	77
5.3.2	Estudos de caso das condições operacionais	85
5.3.3	Análise da vazão de injeção de ar.....	93
5.3.4	Estimativa de análise de custo	95
5.4	Comparativo entre os modelos Crookston e Nordeste Brasileiro.....	101

6	Conclusões e recomendações	106
6.1	Conclusões	106
6.2	Recomendações.....	107
7	Referências bibliográficas	109

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Capítulo II

Figura 2.1: Métodos especiais de recuperação de petróleo.	7
Figura 2.2: Gráfico viscosidade versus temperatura (Barillas, 2005).	9
Figura 2.3: Processo de combustão <i>in-situ</i> convencional.	10
Figura 2.4: Perfis de temperatura e saturação e distribuição das zonas formadas durante um processo de combustão direta (Chicuta, 2009).	12
Figura 2.5: Processo de injeção de ar (HeavyOilinfo, 2010).	15
Figura 2.6: Diagrama de Pareto.	23
Figura 2.7: Superfície de resposta.	24

Capítulo III

Capítulo IV

Figura 4.1: Mapa de saturação inicial de óleo e poço horizontal no modelo base em 3D.	37
Figura 4.2: Permeabilidade relativa do sistema água/óleo.	38
Figura 4.3: Permeabilidade relativa do sistema gás/líquido.	38
Figura 4.4: Configuração dos poços para os três níveis.	44
Figura 4.5: Fluxograma da metodologia do trabalho.	44

Capítulo V

Figura 5.1: Calor no poço injetor no processo de combustão não espontânea.	48
Figura 5.2: Comparação da combustão espontânea e não espontânea do modelo base.	48
Figura 5.3: : Vazão de óleo do modelo base com e sem combustão espontânea.	50
Figura 5.4: Mapa de temperatura dos combustão não espontânea e espontânea.	50
Figura 5.5: Diagrama de Pareto (5 anos).	53
Figura 5.6: Diagrama de Pareto (10 anos).	54
Figura 5.7: Diagrama de Pareto (15 anos).	55
Figura 5.8: Análise de interação entre a vazão de injeção (Q_{inj}) e a configuração dos poços (Conf. poços) no FR.	56

Figura 5.9: Análise de interação entre a concentração de oxigênio (%O ₂) e a configuração dos poços (Conf. poços) no FR. -----	57
Figura 5.10: Análise de interação entre a concentração de oxigênio (%O ₂) e a vazão de injeção (Q _{inj}) no FR. -----	58
Figura 5.11: Fator de recuperação para as condições máximo, intermediária e mínimo. -----	59
Figura 5.12: Vazão de óleo para os casos considerados como máximo, intermediário e mínimo. -----	60
Figura 5.13: Evolução de temperatura em 1 dia, 30 dias, 3 meses, 6 meses, 1 ano. -----	62
Figura 5.14: Mapa da fase sólida (coque) em 1 dia, 6 meses e 1 ano. -----	63
Figura 5.15: Perfis de pressão em 1 dia, 30 dias, 3 meses, 6 meses e 1 ano. -----	65
Figura 5.16: Vazão de gás dos componentes injetados e produzidos. -----	66
Figura 5.17: Fator de recuperação de óleo no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o caso 34. -----	67
Figura 5.18: Vazão de óleo no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o caso 34. -----	68
Figura 5.19: Perfis de pressão para diferentes vazões. -----	69
Figura 5.20: Fator de recuperação de óleo no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o caso 6. -----	70
Figura 5.21: VPL em função do tempo para o caso 34. -----	72
Figura 5.22: VPL em função do tempo para o caso 34. -----	72
Figura 5.23: VPL em função do tempo para o caso 34. -----	73
Figura 5.24: VPL em função do tempo para o caso 06 -----	74
Figura 5.25: VPL em função do tempo para o caso 06. -----	75
Figura 5.26: VPL em função do tempo para o caso 06. -----	75
Figura 5.27. Comparativo de máximo VPL. -----	76
Figura 5.28: Diagrama de Pareto (5 anos). -----	78
Figura 5.29: Diagrama de Pareto (10 anos). -----	79
Figura 5.30: Diagrama de Pareto (15 anos). -----	79
Figura 5.31: Análise de interação entre a vazão de injeção (Q _{inj}) e a configuração dos poços (Conf. poços) no FR. -----	80
Figura 5.32: Saturação de gás no reservatório. -----	82
Figura 5.33: Análise de interação entre a concentração de oxigênio (%O ₂) e a configuração dos poços (Conf. poços) no FR. -----	83
Figura 5.34: Análise de interação entre a concentração de oxigênio (%O ₂) e a vazão de injeção (Q _{inj}) no FR. -----	84

Figura 5.35: Fator de recuperação para as condições máximo, intermediário e mínimo %FR. -----	85
Figura 5.36: Vazão de óleo em função do tempo. -----	86
Figura 5.37: Mapa de temperatura em 1 dia, 30 dias, 3 meses, 6 meses, 1 ano e 5 anos. -----	88
Figura 5.38: Mapa da fase sólida (coque) em 1 dia, 6 meses e 1 ano. -----	89
Figura 5.39: Perfis de pressão em 1 dia, 30 dias, 3 meses, 6 meses, 1 ano e 3 anos. -----	92
Figura 5.40: Vazão de gás dos componentes injetados e produzidos.-----	93
Figura 5.41: Fator de recuperação de óleo no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o caso 52. -----	94
Figura 5.42: Fator de recuperação de óleo no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o caso 26. -----	95
Figura 5.43: VPL em função do tempo para o caso 52.-----	96
Figura 5.44: VPL em função do tempo para o caso 52.-----	97
Figura 5.45: VPL em função do tempo para o caso 52.-----	98
Figura 5.46: VPL em função do tempo para o caso 26.-----	99
Figura 5.47: VPL em função do tempo para o caso 26.-----	99
Figura 5.48: VPL em função do tempo para o caso 26.-----	100
Figura 5.49: Comparativo de máximo VPL. -----	101
Figura 5.50: Comparação do caso máximo com e sem a presença de coque.-----	103
Figura 5.51: Comparação do caso máximo com e sem a presença de coque.-----	104

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo I

Capítulo II

Tabela 2.1. Planejamento fatorial 2^2 dos efeitos sobre o rendimento de uma reação.	20
--	----

Capítulo III

Capítulo IV

Tabela 4.1: Modelo da malha e propriedades da rocha reservatório.	35
Tabela 4.2: Fração molar dos componentes.	39
Tabela 4.3: Agrupamentos e o percentual de cada pseudocomponente.	40
Tabela 4.4: Dados do modelo de reação (Rojas, 2010).	41
Tabela 4.5: Agrupamentos e o percentual de cada pseudocomponente.	41
Tabela 4.6: Dados do modelo de reação (Rojas, 2010).	42
Tabela 4.7: Intervalo dos parâmetros estudados.	43

Capítulo V

Tabela 5.1: Característica do modelo base estudado.	46
Tabela 5.2: Estudo do refinamento da malha.	46
Tabela 5.3: Tempo de simulação para os casos de combustão espontânea e não espontânea.	49
Tabela 5.4: Intervalo dos parâmetros estudados.	51
Tabela 5.5: Fator de recuperação para os casos simulados com o modelo Crookston.	52
Tabela 5.6: Variáveis para cálculo do VPL.	71
Tabela 5.7: Fator de recuperação de óleo para os casos simulados com o modelo de Nordeste Brasileiro.	77
Tabela 5.8: Variáveis para cálculo do VPL.	96
Tabela 5.9: Oxigênio consumido pelas reações químicas (Crookston).	102
Tabela 5.10: Oxigênio consumido pelas reações químicas (Nordeste Brasileiro).	102
Tabela 5.11: Óleo consumido pelas reações químicas (Crookston e Nordeste Brasileiro).	103

Nomenclaturas e abreviações

A:	Ordem da reação com relação a pressão parcial do oxigênio,	adimensional
A _i :	Fatores pré exponencial (constante de Arrhenius)	
A _{inv} :	Área invadida	m ²
A _t :	Área total	m ²
b:	Ordem da reação com relação a quantidade de combustível depositado	
C _f :	Quantidade de combustível depositado	
E _a :	Energia de ativação	kcal
E _A :	Eficiência de varrido horizontal	Adimensional
E _D :	Eficiência de deslocamento	Adimensional
Fr:	Fator de recuperação	%
i:	Taxa de juros	%
K:	Constante da reação de Arrhenius	
K _i :	Equação de Arrhenius	
K:	Permeabilidade horizontal	mD
k _o :	Permeabilidade efetiva do óleo	mD
k _{rg} :	Permeabilidade relativa ao gás	
K _{ro} :	Permeabilidade relativa ao óleo	
k _{rog} :	Permeabilidade relativa ao óleo no sistema óleo-gás	
k _{row} :	Permeabilidade relativa ao óleo no sistema óleo-água	
k _{rw} :	Permeabilidade relativa à água	
k _w :	Permeabilidade efetiva da água	mD
K _v :	Permeabilidade vertical	mD
M:	Razão de mobilidades	
N:	Tempo	ano
N _p :	Produção acumulada total de óleo	m ³
P:	Pressão	kPa
P _b :	Preço do barril de petróleo	R\$/bbl
P _c :	Preço de compra do ar	R\$/m ³ std
P _{O₂} :	Pressão parcial de oxigênio	kPa
RCFt:	Receita de fluxo de caixa anual	R\$
R:	Constante universal dos gases	atm.l/mol.K
Sl:	Saturação de líquido	%
So:	Saturação de óleo no início da injeção	%

Soi:	Saturação inicial de óleo	%
Sor:	Saturação de óleo residual	%
t:	Tempo de projeto	ano
T:	Temperatura	°C, K, °F

Letras gregas

γ_o :	Densidade do óleo	g/cm ³ ou kg/litro
μ :	Viscosidade do fluido	cP
μ_o :	Viscosidade do óleo	cP
μ_w :	Viscosidade da água	cP
λ :	Mobilidade de um fluido	mD/cP
λ_o :	Mobilidade do óleo	mD/cP
λ_w :	Mobilidade da água	mD/cP
\emptyset :	Porosidade	%
σ :	Desvio padrão	
σ^2 :	Variância	

CAPÍTULO I:

Introdução Geral

1 Introdução geral

A ocorrência de óleos pesados e ultrapesados vêm aumentando sensivelmente e aponta para a necessidade de maiores investimentos na exploração de jazidas e, conseqüentemente, para o desenvolvimento de novas tecnologias. Existem previsões econômicas de que, para o ano 2025 (MOTHÉ; SILVA, 2008), o óleo pesado seja a principal fonte de energia fóssil do mundo. No Brasil, o local com maior incidência de óleos pesados está em águas profundas da Bacia de Campos, marítimo, Estado do Rio de Janeiro, que produz cerca de 90% de todo o petróleo nacional. Na região Nordeste, há produção de óleo pesado em poços terrestre localizado no estado do Rio Grande do Norte (MOTHÉ; SILVA, 2008).

A busca da autonomia no setor petrolífero no Brasil passa por encontrar métodos para explorar, produzir, transportar e refinar esses óleos. Para isso, é essencial entender que a maior dificuldade de manuseio e processamento dos óleos pesados leva à necessidade de se estabelecer uma integração de ações e tecnologias, que vão desde a movimentação desses óleos no reservatório, transporte à refinaria, e por fim seu tratamento e refino (MOTHÉ; SILVA, 2008). Para tanto, estão sendo estudados e desenvolvidos diferentes métodos térmicos, tais como: SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), ES-SAGD (*Expanding Solvent Steam Assisted Gravity Drainage*), SW-SAGD (*Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage*), entre outros, para que seja possível aumentar a extração do óleo, melhorando a capacidade de escoamento dos fluidos, aumentando a rentabilidade dos reservatórios não convencionais e estendendo sua vida produtiva.

Os métodos térmicos apresentam-se em duas categorias: a injeção de fluidos aquecidos e a combustão *in-situ*. A injeção de fluidos quentes ocorre quando o calor é gerado na superfície e transferido para um fluido que logo é injetado no reservatório. A combustão *in-situ* gera o calor dentro do próprio reservatório, a partir da queima de uma fração do óleo do reservatório. Neste tipo de processo, é comum utilizar poços verticais como produtores e injetores. Contudo, métodos que utilizam poços horizontais como produtores de óleo são cada vez mais estudados devido à maior área de drenagem.

O método “*toe-to-heel air injection*” (THAITM), marca registrada pela Petrobank Energia e Recursos Ltd., é um processo de recuperação de petróleo avançado que consiste na integração da combustão *in-situ* com os avanços tecnológicos na perfuração de poços horizontais, usados como produtores de óleo, mantendo o poço injetor vertical para a injeção

de ar, possibilitando uma maior quantidade de extração de óleo pesado em reservatórios (GREAVES; TURTA, 1997).

Neste processo, uma pequena porção do óleo do reservatório entra em ignição, a qual é sustentada pela injeção contínua de ar (ROSA *et al.*, 2006). Dessa forma, o reservatório é aquecido por esta frente de combustão que queima, aproximadamente, 10% do volume de óleo *in place* (VOIP), propagando o calor através do reservatório (GREAVES^b *et al.*, 2000).

O THAITM tem se apresentado mais eficiente do que o processo de combustão *in-situ* (CIS) convencional para extração de óleo pesado e betume em reservatórios de arenito. Esta eficiência ocorre pela eliminação de gás no processo e pela frente de combustão que viaja pelo reservatório, aquecendo e escoando o óleo em direção aos poços horizontais pelo efeito da força gravitacional, permitindo um incremento no fator de recuperação. A área de combustão com temperaturas acima de 371 °C (700°F) é identificada durante o seu desenvolvimento e a zona de deposição de coque (combustível de processamento) é criada apenas à jusante da frente de combustão. À frente destas duas zonas encontra-se a zona de óleo aquecido que desloca o óleo com viscosidade reduzida (TABASINEJAD; KARRAT, 2006).

Vale ressaltar que o *toe-to-heel air injection* ainda não foi aplicado no Brasil, tornando, assim, necessário o estudo de aplicabilidade de novas tecnologias às realidades locais. Dessa forma, este trabalho tem como objetivo realizar um estudo paramétrico do processo de combustão *in-situ* com produção de óleo em poços horizontais, usando um reservatório semi-sintético com características do Nordeste Brasileiro.

Para tal análise, foi utilizado um programa comercial de simulação de reservatórios de petróleo usando processos térmicos, denominado “STARS” (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da empresa CMG (*Computer Modelling Group*). Este módulo é um simulador trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo, tais como: injeção de vapor, aquecimento eletromagnético, combustão *in-situ*, entre outros.

Esta dissertação é composta por sete capítulos, sendo esta introdução referente ao Capítulo I. No capítulo II são apresentados os conceitos referentes à combustão *in-situ* e sua aplicação em poços horizontais, reações químicas e cinéticas e como se realiza um planejamento e otimização dos experimentos. No Capítulo III são mostrados em ordem cronológica alguns trabalhos realizados sobre a combustão *in-situ* convencional e o método “*toe-to-heel air injection*” (THAI). O Capítulo IV mostra o modelo de reservatório analisado, a modelagem do fluido, a ferramenta computacional e a metodologia de trabalho. No Capítulo

V podem ser observados os principais resultados obtidos e as discussões referentes aos casos de estudo realizados. No Capítulo VI são mostradas as conclusões mais importantes obtidas neste trabalho e as recomendações para se aplicar em trabalhos futuros. No Capítulo VII se encontra as referências bibliográficas utilizadas.

CAPÍTULO II:

Aspectos Teóricos

2 Aspectos teóricos

Para aumentar a recuperação em reservatórios de óleo pesado podem ser utilizados diversos métodos de recuperação térmica. Estes processos estão dentro dos denominados métodos especiais de recuperação de petróleo (em inglês *Improved Oil Recovery – IOR*) que tem como principal característica elevar a temperatura do óleo dentro do reservatório, permitindo, assim, reduzir sua viscosidade e possibilitando melhores índices de produtividade desses campos.

Neste capítulo são apresentados os métodos térmicos com uma ênfase ao processo de combustão *in-situ* (CIS). Este método tem adquirido grandes avanços nos últimos anos, beneficiado pelas pesquisas de laboratório que ocorreram e continuam acontecendo em conjunto com o desenvolvimento de novas tecnologias, como por exemplo, processo “*toe-to-heel air injection*” (THAI).

2.1 Métodos especiais de recuperação de petróleo (IOR)

Dos reservatórios de petróleo existentes no mundo só é possível recuperar, em geral, uma fração do óleo contido no reservatório, ficando a maior parte contida dentro da jazida após a depletação de sua energia natural. Esses reservatórios se tornam propícios a aplicação de métodos avançados para a recuperação de óleo (Estas metodologias estão sendo estudadas e desenvolvidas para que seja possível extrair uma maior quantidade do óleo residual, aumentando a rentabilidade dos campos e estendendo sua vida produtiva.

No processo de recuperação convencional, as baixas recuperações podem ser devido à alta viscosidade do óleo do reservatório e às altas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. Se o fluido injetado tem uma viscosidade menor que a do óleo é possível que o fluido deslocante se movimente melhor dentro dos canais porosos, encontrando caminhos preferenciais até os poços produtores. Dessa forma, o óleo remanescente não é deslocado de forma eficiente. Como consequência, se tem grande volume da rocha com óleo devido o deslocamento ineficiente do fluido injetado. No caso de elevadas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo para fora dos poros da rocha é muito baixa, deixando alta a saturação de óleo nessas regiões que já tiveram contato com o fluido deslocante (BARILLAS, 2008).

Os reservatórios que 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 (RODRIGUES, 2008). Na Figura 2.1 podem ser observados os diferentes métodos de recuperação especiais.



Figura 2.1: Métodos especiais de recuperação de petróleo.

O método a ser utilizado vai depender das características do reservatório, da rocha, do fluido e, principalmente, do retorno monetário. No entanto, antes de se colocar em prática algum desses métodos, torna-se necessário realizar um projeto minucioso que inclua simulações numéricas e uma análise econômica do processo.

2.1.1 Reconhecimento dos reservatórios candidatos

O reconhecimento de campos que são candidatos à recuperação especial requer uma familiaridade completa de cada campo de óleo em uma determinada área, assim como a compreensão dos métodos especiais de recuperação. A injeção de água tem sido agente de recuperação secundária universal. Não há um método especial semelhante à injeção de água aplicável à maioria dos reservatórios. A aplicação de técnicas especiais de recuperação

secundária a um reservatório específico requer a análise de todos os métodos disponíveis para se selecionar o mais adequado (ROSA *et al.*, 2006).

No entanto, para se analisar a aplicabilidade da recuperação especial é necessário continuar a examinar a recuperação secundária convencional e a injeção de água em particular. A fração de óleo recuperada com a injeção é uma função dos seguintes fatores: (a) eficiência de varrido horizontal ou areal; (b) fator de contato; (c) eficiência de deslocamento. Essa abordagem simplificada admite que o reservatório seja composto por uma única camada, com as propriedades médias do reservatório real. Outro método de cálculo da recuperação de óleo admite que o reservatório seja formado de várias camadas com diferentes propriedades. Neste caso cada camada é tratada independentemente, resultando em uma eficiência de varrido diferente para cada uma.

2.1.2 Métodos térmicos para recuperação de petróleo

Grandes reservas de petróleo pesado e extra pesado podem ser encontradas na Venezuela e no Canadá. No Brasil, o Rio Grande do Norte conta com grandes reservas de óleo pesado “*onshore*”. Em reservatórios com óleos pesados ou extrapesados não é muito conveniente a utilização de métodos convencionais de recuperação devido ao fato da alta viscosidade do óleo dificultar seu movimento dentro do meio poroso, deixando passar o fluido injetado, resultando em eficiências de varrido baixas (BARILLAS, 2008).

Para tanto, a energia térmica proporciona várias alterações dentro do reservatório e ativa mecanismos que auxiliam a recuperação de óleo. Entre esses mecanismos têm-se como principais pontos, a redução da viscosidade com o aumento da temperatura (Figura 2.2), favorecendo a mobilidade do óleo e a dilatação da formação ocasionando a expulsão dos fluidos. Além disso, pode-se destacar a expansão, a destilação do óleo e a extração das frações leves pelos solventes gerados pelo aquecimento (CABRAL e SILVA, 2010). Na Figura 2.2, são mostradas três curvas de viscosidades para óleos com diferentes viscosidades (300 cP, 1000 cP e 3000 cP) na condição de 100°F (37,8°C) no reservatório *versus* temperatura.

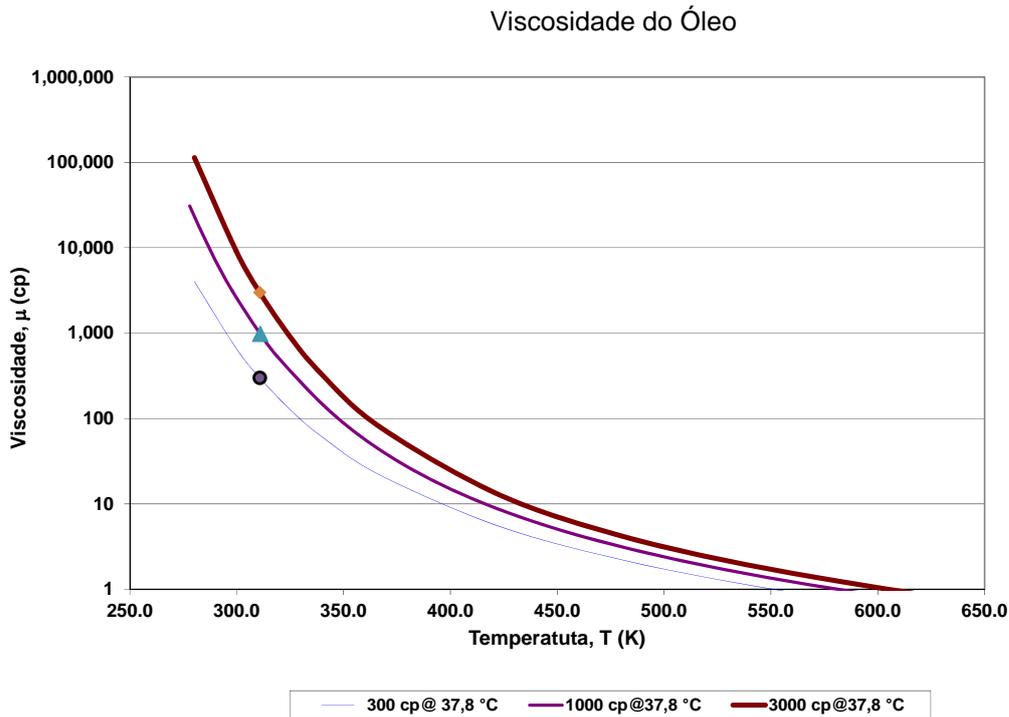


Figura 2.2: Gráfico viscosidade versus temperatura (Barillas, 2005).

Os métodos térmicos apresentam duas categorias sobressalentes: a injeção de fluidos aquecidos onde há a geração de calor na superfície e transferida para um fluido que logo é injetado no poço e a combustão *in-situ*, na qual o calor é gerado dentro do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo com o ar injetado.

Na injeção de fluidos aquecidos, o calor é gerado na superfície e transportado para dentro do reservatório pelo fluido injetado, que usualmente 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, o que provoca um aumento da eficiência de varrido. O efeito mais óbvio do aquecimento de um reservatório é a redução da viscosidade do óleo.

2.2 Combustão *in-situ* (CIS)

Segundo Michaelis (2000), o termo combustão tem como significado o ato de queimar; estado de um corpo que arde produzindo calor e luz; queima da mistura ar-gasolina efetuada pelo carburador, a qual transforma a energia química potencial em energia mecânica capaz de movimentar o veículo, entre outros.

Por sua vez, o termo oriundo do latim “*in-situ*”, tem como significado “no local”. Todavia, o conceito *in-situ* não é tão simples. Há uma relação com todas as áreas existentes, tais como: a indústria aeroespacial, a arqueologia, a astronomia, a biologia, a química, entre outros. Dentre todas as vertentes que podem ser estudadas os termos combustão e *in-situ*, este trabalho investigou a “combustão *in-situ* (no local)” (CIS) aplicada na indústria petrolífera utilizada para a recuperação de óleos pesados.

Dentre os métodos de recuperação térmica, a combustão *in-situ* (CIS) é uma das técnicas de recuperação de óleo mais antigas, na qual os fluidos são aquecidos dentro do reservatório, contrastando com a injeção de fluido aquecido, em que o calor é gerado na superfície e transportado para o reservatório por meio de um fluido. A CIS foi utilizada por mais de nove décadas com muitos projetos bem sucedidos economicamente. Porém, é considerada como um processo de alto risco por muitos, principalmente por causa de muitos fracassos dos testes de campo (CASTANIER; BRIGHAM, 2002).

Na Figura 2.3, observa-se que o reservatório é aquecido pela frente da combustão que queima uma pequena porção do volume de óleo *in place* (VOIP) e é sustentada pela injeção contínua de ar, propagando-se através do reservatório. Em um processo de combustão estável, o consumo de combustível está em torno de 10% do VOIP (GREAVES^b *et al.*, 2000). Como em qualquer reação de combustão, o comburente (oxigênio) reage com o combustível (óleo) liberando calor e formando produtos como água (H₂O) e dióxido de carbono (CO₂) para uma reação completa. Neste caso, a composição de óleo afeta a quantidade de energia liberada (ROSA *et al.*, 2006).

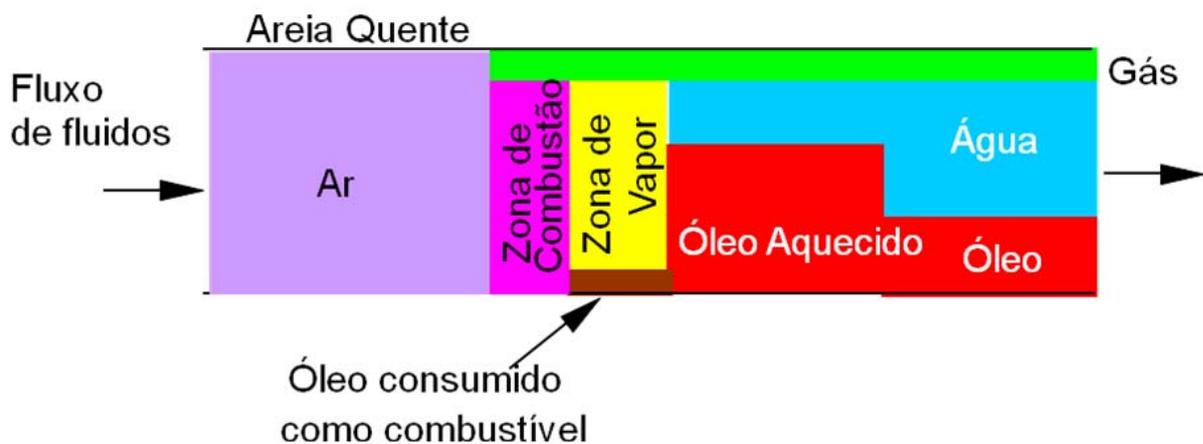


Figura 2.3: Processo de combustão *in-situ* convencional.

Este processo de queima no local não é limitado a óleos de alta viscosidade, uma vez que, com o aumento da temperatura há uma redução da viscosidade. A combustão *in-situ* também pode ser utilizada na recuperação de óleos leves, pois o processo da queima gera expansão térmica e vaporização deste tipo de óleo (GERRITSEN *et al.*, 2004).

As características de deposição de combustível determinam o volume de ar requerido para o projeto. As propriedades do reservatório determinam as vazões de injeção de ar e a velocidade requerida da frente de queima. Ambas determinam o dimensionamento das instalações de compressores necessárias para um projeto específico e que geralmente representam um investimento considerável. Os custos da compressão de ar podem ser altos, dependendo da pressão requerida. Por causa da complexidade do processo e do seu risco de falha, uma instalação piloto é normalmente recomendada. Um bom indicador econômico da operação é a razão entre os volumes de ar injetado e de óleo produzido. Injeções de sucesso têm razões ar/óleo menores que $3500 \text{ m}^3\text{std}/\text{m}^3$ (ROSA *et al.*, 2006).

O processo de combustão *in-situ* pode ocorrer de duas formas: a combustão seca e combustão molhada. O processo em que ocorre a combustão seca ocorre apenas pela injeção contínua de ar, já o processo de combustão molhada ocorre quando a água participa do processo.

2.2.1 Combustão seca

O processo de combustão *in-situ* seca é aquele em que somente ar é injetado no reservatório. Quando a frente de combustão formada se propaga na direção do fluxo de ar o processo é denominado combustão seca direta, ou reverso quando os sentidos são opostos.

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

A combustão seca direta é o procedimento de queima mais utilizado e consiste em injetar ar seco no reservatório para manter a frente de combustão que se desloca do injetor

para o produtor (TABASINEJAD; KARRAT, 2006). A ignição é marcada pela queima, sendo que em alguns casos é induzida por meios externos, como aquecedores elétricos ou injeção de agentes pirofóricos. Ela pode ser propagada por um fluxo contínuo de ar ou através de outros artifícios, pois em alguns momentos a energia liberada das reações químicas não é suficiente. A medida que a frente avança no reservatório, várias zonas entre poços injetores e produtores são criadas em virtude do transporte de calor e de massa e das reações químicas. Estas zonas são denominadas como: (A) zona queimada, (B) zona de combustão, (C/D) zona de vaporização e craqueamento térmico, (E) zona de condensação, (F) banco de água, (G) banco de óleo e (H) zona pura (CASTANIER; BRIGHAM, 2002). Estas zonas podem ser visualizadas na Figura 2.4.

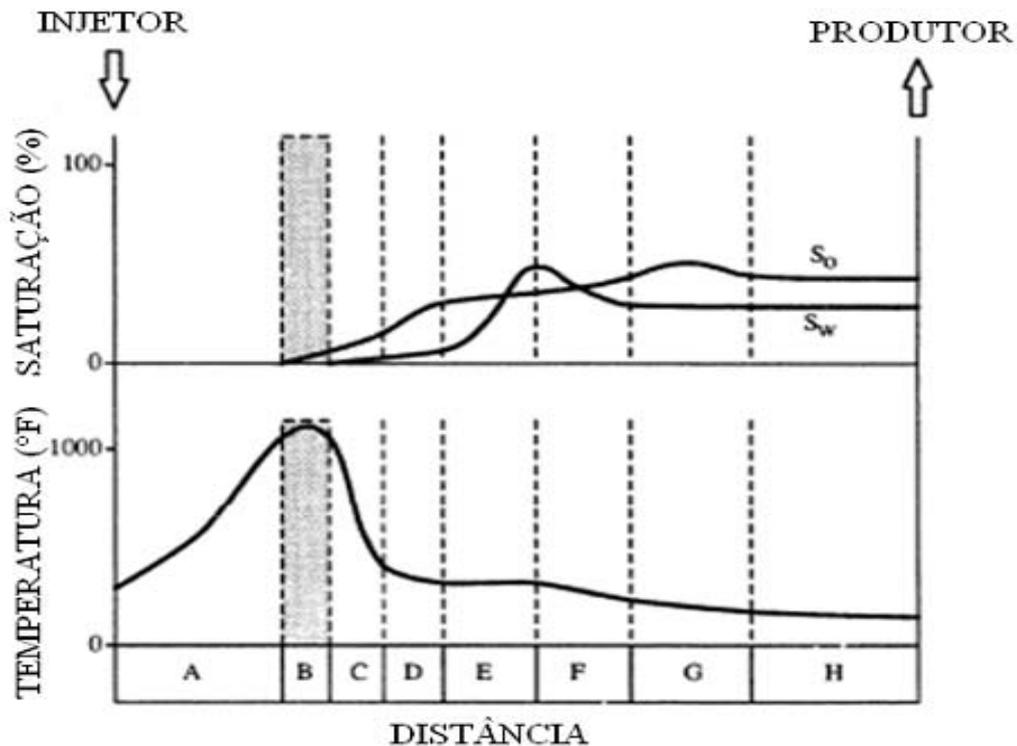


Figura 2.4: Perfis de temperatura e saturação e distribuição das zonas formadas durante um processo de combustão direta (Chicuta, 2009).

A **zona queimada (A)** é a região cheia de ar onde a frente de combustão passou e queimou o óleo, podendo ter pequenas quantidades de resíduos sólidos orgânicos não queimados, apresentando a maior temperatura próxima à zona de combustão (CASTANIER; BRIGHAM, 2002).

A **zona de combustão (B)** apesar de ser muito fina possui a mais elevada temperatura das regiões. Neste setor, o oxigênio reage com o combustível, daí ocorre à oxidação de alta

temperatura (OAT). Esse combustível é formado na zona de craqueamento térmico à jusante da frente de combustão (CHICUTA, 2009).

A **zona de vaporização e craqueamento térmico (C/D)** são formadas adiante da frente de combustão existente a partir da alta temperatura do processo. O coque é utilizado como combustível para a queima, elevando a temperatura do poço e permitindo que a água e as frações mais leves se vaporizem. O gás formado avança para regiões adiante, onde a temperatura é menor. Na região chamada de **zona de condensação (E)** ocorre a condensação do vapor d'água e dos gases de hidrocarbonetos, que ao se misturarem com o óleo original, melhoram suas propriedades de mobilidade no meio poroso (CABRAL E SILVA, 2010).

O **banco de água (F)** é a região formada por um banco de água proveniente da condensação do vapor d'água. A temperatura desta região é inferior à da saturação do vapor (CHICUTA, 2009). O **banco de óleo (G)** é a região que contém a maioria do óleo deslocado. A **zona pura (H)** é a região onde nenhuma característica inicial do reservatório foi alterada (CASTANIER; BRIGHAM, 2002).

2.2.2 Combustão molhada

A combustão úmida, conhecida também por COFCAW (*combination of forward combustion and water*), é uma variação da combustão direta, onde a água é injetada com o ar simultaneamente ou de forma intermitente. Deve-se compreender que qualquer redução na queima de combustível resultante da injeção de água também reduz as exigências de ar. Isso aumentaria o desempenho econômico do processo. No entanto, o declínio no índice da queima deve ser baixo o suficiente para manter a integridade da frente de combustão. Este ponto mostra a importância de se avaliar com cuidado a relação água/óleo na combustão úmida (TABASINEJAD; KARRAT, 2006).

Alguns ensaios experimentais e de campo mostraram que a combustão molhada reduz a quantidade de óleo queimado como combustível. Esse comportamento aumenta a quantidade de óleo deslocado e restringe a quantidade de ar exigida para queimar um volume específico de óleo do reservatório (TABASINEJAD; KARRAT, 2006).

2.3 *Toe-to-heel air injection* (THAI™)

O processo “*toe-to-heel air injection*” (THAI™), marca registrada pela Petrobank Energia e Recursos Ltd., é um processo de recuperação de petróleo avançado que consiste na integração da combustão *in-situ* (CIS) e dos poços horizontais. A principal característica deste método é a utilização de poços horizontais para a produção de óleo, mantendo o poço vertical para injeção de ar. Deste modo, forma-se uma frente de combustão que viaja ao longo do reservatório escoando o óleo aquecido em direção ao poço horizontal (ROJAS *et al.*, 2010).

O processo *toe-to-heel air injection* (THAI™) tem uma ampla aplicação em reservatórios de óleo pesado e betume. É aplicável em reservatórios delgados (> 6 metros), bem como em reservatórios de maior espessura (20 – 40 metros). Pode ser aplicado em reservatórios com baixa pressão (com contenção de gás) e de alta pressão, desde que os custos de compressão de ar não sejam limitantes (GREAVES *et al.*, 2008). Em laboratório, estudos mostraram recuperação de petróleo em torno de 80% VOIP (GREAVES; TURTA, 1997).

Na Figura 2.5, observa-se uma ilustração do processo de combustão *in-situ* com produção de óleo em poços horizontais. O ar injetado no poço vertical reage com o combustível formando a frente de combustão que viaja pelo reservatório deslocando o óleo em direção ao poço horizontal. Essa configuração de poços é identificada como VIHP (um poço injetor vertical e um poço produtor horizontal). As configurações de poços podem ser estendidas através do reservatório em uma unidade de linha de fases, 2VIHP (dois poços verticais e um poço horizontal produtor), entre outros.

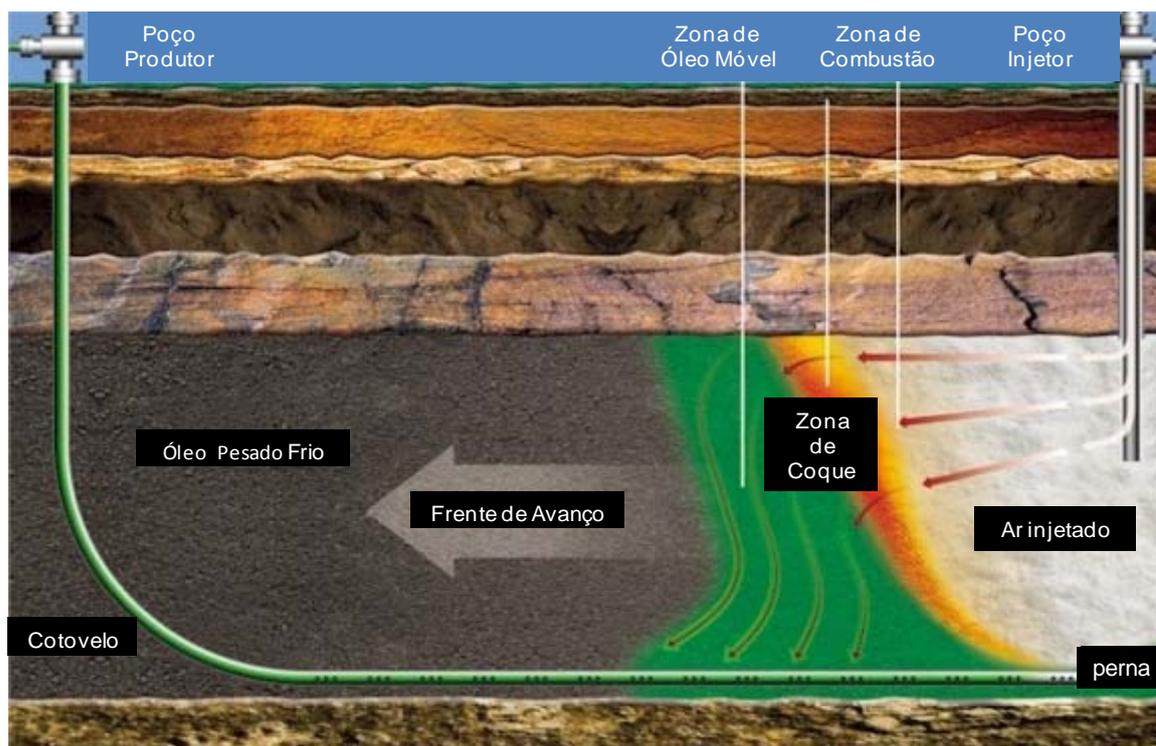


Figura 2.5: Processo de injeção de ar (HeavyOilinfo, 2010).

O ar injetado migra preferencialmente para a frente de combustão em virtude da força do gradiente de difusão de oxigênio estabelecida sob condições de estado estacionário. Este é o resultado do equilíbrio entre o fluxo de oxigênio estequiométrico necessário para queimar o combustível (coque) previsto adiante da frente de combustão e da eliminação dos gases de combustão. Ocorre esse equilíbrio devido os gases de combustão e fluidos mobilizados serem atraídos para baixo na seção exposta do poço produtor horizontal. Assim, o THAITM é um processo de gravidade assistida que é controlado pelo gradiente de pressão (GREAVES^a; XIA, 2000).

Uma área de combustão com temperaturas acima de 700 °F é identificada durante o seu desenvolvimento. A zona de deposição de coque (combustível de processamento) é criada apenas à jusante da frente de combustão. Na frente destas duas zonas encontra-se a zona de óleo aquecido, que desloca o óleo com viscosidade reduzida (ROJAS *et al.*, 2010).

O óleo frio proporciona uma vedação natural ao longo do poço horizontal, impedindo qualquer desvio do gás. Além disso, o óleo frio cria uma barreira viscosa, impedindo o deslocamento de gás na região do petróleo a jusante. Manter o petróleo a jusante e saturação de água constante prevêm condições de processo contínuo, tanto na zona de óleo móvel como na frente de combustão (GREAVES^b *et al.*, 2000).

Com essa zona de óleo móvel é possível que o processo seja eficiente e seguro. A alta temperatura criada pela zona de combustão promove o craqueamento térmico das moléculas de hidrocarbonetos, produzindo óleo mais leve no reservatório de óleo pesado (GREAVES^b *et al.*, 2000).

A temperatura atingida na zona de combustão depende de muitos fatores, incluindo a taxa de injeção de ar (fluxo de oxigênio), pois a região pode expandir ou contrair, e também de quanto calor é perdido através das rochas e da zona de água. No método *toe-to-heel air injection* (THAITM), o calor é transportado diretamente para o poço produtor horizontal pelos fluidos quentes, em vez de aquecimento até a região fria, a jusante do reservatório, como ocorre no processo de combustão *in-situ* (CIS) convencional. O fator preponderante é a eficiência de varredura alcançada no processo *toe-to-heel air injection*, onde as altas temperaturas geradas à frente da frente combustão em relação ao processo convencional (GREAVES *et al.*, 2008).

A camada fria do reservatório de óleo é uma característica do processo THAITM, contribuindo para a sua estabilidade. Isso ocorre porque a saturação do óleo permanece em grande parte intacta, permitindo um processo mais estável. Contudo, a temperatura alcançada no processo de combustão será ligeiramente maior na operação de campo do que em ensaios experimentais, uma vez que a perda é menor do que nos experimentos em laboratórios (GREAVES *et al.*, 2008).

A eficiência do processo de recuperação “*toe-to-heel air injection*” (THAITM) para óleo pesado e betume em reservatórios de arenito é superior em relação ao processo de combustão *in-situ* convencional. Esta eficiência ocorre pela eliminação de gás no processo e pela frente de combustão que viaja ao longo do poço horizontal, aquecendo e escoando o óleo em direção ao poço produtor pelo efeito da força gravitacional, permitindo este incremento no fator de recuperação (ROJAS *et al.*, 2010).

Além disso, este método de injeção de ar em poços verticais e produção de óleo em poços horizontais proporciona uma melhora na qualidade da frente de combustão, a qual fica contida pelo gradiente de pressão criado pelo poço horizontal. Ensaios experimentais têm mostrado um ganho de qualidade do óleo produzido por volta de 10° API, sendo considerado ideal para a produção de petróleo inferior a 15° API. No entanto, testes laboratoriais realizados em uma amostra de 20° API fornecida pela *British Petroleum* (BP), a partir de seu campo Clair no Norte do Reino Unido, indicam que também poderia trazer benefícios a óleos menos pesados (HeavyOilinfo, 2010).

Este método possui semelhanças ao SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainagem*), ou seja, o “*toe-to-heel air injection*” (THAI) possibilita um “deslocamento de óleo de curta distância” contrariando à combustão *in-situ* convencional, que cobre uma grande distância entre a injeção e a produção (TABASINEJAD; KARRAT, 2006).

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

2.4 Reações químicas e cinéticas

O processo de combustão *in-situ* (CIS) envolve vários tipos de reações químicas que podem ser agrupadas em três categorias, dependendo dos intervalos de temperatura. A primeira reação, conhecida como *Low Temperature Oxidation* (LTO) ou oxidação a baixa temperatura (OBT), engloba reações heterogêneas (gás/líquido) abaixo de 200°C. A segunda, *Medium Temperature Oxidation* (MTO) ou oxidação em médias temperaturas (OMT), agrupa as reações homogêneas (gás/gás) que envolvem a oxidação dos produtos da destilação e da pirólise. A última, a reação conhecida por *High Temperature Oxidation* (HTO) ou oxidação ocorrida a altas temperaturas (OAT), é formada por reações altamente exotérmicas e heterogêneas acima de 350°C (gás/sólido e gás/líquido) (SHALLCROSS, 1989).

O alcance das reações de oxidação depende da composição do óleo, pressão, temperatura, ar injetado, entre outros. Em baixa temperatura (OBT), a oxidação tende a ocorrer com a inserção de oxigênio nos hidrocarbonetos, formando compostos oxigenados como ácidos carboxílicos (RCOOH), aldeídos (RCHO), cetonas (R₂CO), alcoóis (R₃COH) e hidroperóxidos (R₃COOH) (BURGUER; SAHUQUET, 1972).

A oxidação em médias temperaturas (OMT) engloba outros sub-tipos de reações, tais como a desidrogenação, craqueamento e condensação. Nas reações de desidrogenação, os átomos de hidrogênio são retirados dos hidrocarbonetos. Nas reações de craqueamento a ligação carbono-carbono dos hidrocarbonetos mais pesados é rompida, resultando em hidrocarbonetos mais leves. E no caso das reações de condensação, o número de átomos de carbono nas moléculas aumenta resultando na formação de hidrocarbonetos mais pesados (SARATHI, 1999).

A oxidação tende a ocorrer em altas temperaturas (OAT) devido à alta quantidade de comburente e de combustível, formando dióxido de carbono (CO₂), óxido de carbono (CO) e

água (H₂O), ocorrendo rupturas nas ligações carbono/hidrogênio (BURGUER; SAHUQUET, 1972). A descrição estequiométrica das reações de OAT pode ser visualizada na Equação 2.1:



onde:

n = razão atômica de hidrogênio (H) em relação ao carbono (C);

m = percentual molar de dióxido de carbono (CO₂) convertido em monóxido de carbono (CO).

Além disso, outro aspecto importante para o processo de queima está relacionado com a variável velocidade que ocorre as reações citadas, anteriormente sendo abordada pela cinética das reações. Sendo prejudicado pela grande quantidade de reações que ocorrem no processo de combustão *in-situ* (CIS). A Equação 2.2 mostra um modelo simplificado baseado nas Equações de Arrhenius.

$$R_c = \frac{dC_f}{dt} = K p_{O_2}^a \cdot C_f^b \quad (2.2)$$

onde:

- R_c (kg/m³.min) = taxa de reação do óleo bruto;
- C_f (kg/m³) = quantidade de combustível depositado;
- p_{O₂} (bar) = pressão parcial do oxigênio;
- K (bar⁻¹min⁻¹) = constante de reação;
- a = ordem da reação com relação à pressão parcial do oxigênio;
- b = ordem de reação com relação à quantidade de combustível depositado.

As taxas específicas de reação podem ser representada pela Equação de Arrhenius.

$$K_i = A_i \exp \frac{-E_a}{RT} \quad (2.3)$$

onde:

- A_i (bar⁻¹min⁻¹) = fatores pré-exponencial (constante de Arrhenius);
- E_a (kJ/kg-mol) = energia de ativação;

- R (kJ/Kg-mol.K) = constante universal do gás;
- T (K) = temperatura absoluta.

O fator pré-exponencial A_i é conhecido por constante de Arrhenius, podendo variar com a composição do óleo, pressão, entre outros fatores. Definidos esses fatores, a constante de Arrhenius se torna invariável (constante) (CRUZ, 2010).

2.5 Planejamento e otimização de experimentos

A utilização de técnicas de planejamento de experimentos é largamente utilizada em trabalhos acadêmicos, inclusive na área de simulação computacional. O planejamento de experimentos tem por finalidade suprir informações sobre o relacionamento de diferentes fatores, ou seja, explicitar quais são os impactos de cada fator analisado e como eles se relacionam em nível de interação entre os próprios fatores (CAMARGO *et al.*, 2009).

Nesse sentido, o planejamento de experimentos é uma abordagem utilizada para se montar e organizar um experimento, definindo quais são seus principais fatores e os níveis de regulagens a fim de avaliar como esses fatores influenciam no processo, tornando-se uma técnica de extrema importância em diversas áreas da indústria. Seu correto emprego permite identificar conjuntamente o comportamento de diversos fatores e como podem estar influenciando os resultados, podendo reduzir os custos financeiros e o tempo (CAMARGO *et al.*, 2009).

Dessa forma, os fatores são as variáveis de saída do sistema nas quais se tem interesse. Eles poderão ser afetadas por modificações devido a mudanças nos fatores, estas respostas também podem ser qualitativas ou quantitativas. As respostas são variáveis dependentes dos fatores, ou seja, propriedade de interesse do pesquisador. Em um planejamento fatorial completo é necessário em primeiro lugar obter o número total das possíveis combinações entre os fatores estudados. Ao ser definido um experimento fatorial onde os k fatores são representados por n níveis, o mesmo é conhecido como planejamento fatorial n^k . Em geral, se houver n_1 níveis do fator 1, n_2 do fator 2, ..., e n_k do fator k , o planejamento será um fatorial $n_1 \times n_2 \times \dots \times n_k$ de experimentos. Este é o número mínimo para se ter um planejamento fatorial completo.

Quando apenas dois níveis são utilizados, são comumente representados pelos níveis máximo e mínimo com os sinais (+) e (-), respectivamente, tem-se um experimento 2^k .

Dentre os diversos planejamentos experimentais possíveis, este planejamento é considerado o mais simples.

Caso existam mais variáveis podem ser utilizados planejamentos fatoriais fracionados que permitem fazer uma triagem para se conhecer as principais variáveis que interferem no processo. Por sua vez, os sistemas mistos podem ser modelados através da adição de uma variável indicadora, sendo seu valor estimado de modo análogo aos coeficientes de regressão. Quando existem três níveis (A, B e C), são atribuídos -1 (um negativo) para o nível A, 0 (zero) para o nível B e 1 (um positivo) para o C (SARAMANGO *et al.*, 2008). Nas simulações computacionais, as repetições tornam-se desnecessárias, pois os resultados serão os mesmos para todas as repetições realizadas.

Sendo assim, a estatística é uma ciência que se dedica à coleta, análise e interpretação de dados, porém a atividade estatística não é analisar ou interpretar dados, e sim o planejamento dos experimentos em que esses dados devem ser obtidos. Então, no planejamento qualquer experimento ou sistema em estudo deve seguir normalmente uma sequência de objetivos com suas respectivas técnicas.

Por exemplo, Barros Neto *et al.* (2007) mostra um planejamento fatorial 2^2 para estudar o efeito da temperatura e do tipo de catalisador sobre o rendimento de uma reação química. Na Tabela 2.1 observa-se os dados referente ao planejamento.

Tabela 2.1. Planejamento fatorial 2^2 dos efeitos sobre o rendimento de uma reação.

Ensaio	Temperatura (°C)	Catalisador	Rendimento (%)
1	40	A	59
2	60	A	90
3	40	B	54
4	60	B	68

Fonte: Barros Neto et al. (2007).

Na Tabela 2.1, observa-se que quando se utiliza o catalisador A e a temperatura de 40°C até 60°C, há um incremento no rendimento de 59% para 90%, isto apresenta um aumento de 31% (pontos percentuais). Analisando o catalisador tipo B pode ser observado que a resposta do rendimento vai de 54% para 68% (um incremento de 14% pontos percentuais). Os resultados mostraram que o aumento da temperatura tem influência no rendimento da reação, sendo considerado assim o efeito principal do processo. A mudança de catalisador mostrou-se dependente da temperatura, a 40°C se observa que a mudança do

catalisador promove uma diminuição do rendimento da reação em 5% (pontos percentuais), para uma temperatura de 60°C há um declínio de rendimento de 22% (pontos percentuais).

Dessa forma, pode ser observado que estas variáveis são dependentes uma da outra, e o efeito dessa interação pode ser calculado. O efeito (influência) e a significância estatística de cada parâmetro na resposta é, por definição, a média dos efeitos da temperatura nos dois níveis do catalisador. Usando a letra T para representar esse efeito, e sendo y_i a resposta média, se pode escrever segundo a equação 2.4:

$$T = \frac{(y_2 - y_1)}{2} + \frac{(y_4 - y_3)}{2} \quad (2.4)$$

$$T = \frac{(90 - 59) + (68 - 54)}{2} = 22,5\% \quad (2.5)$$

Isto mostra que o rendimento da reação sobe 22,5% em média quando a temperatura passa de seu nível mínimo para o máximo. Contudo, esta conclusão é incompleta, já que anteriormente se observou que há uma interação entre o catalisador e a temperatura, assim, sendo necessário incluir também o catalisador.

Nos planejamentos de dois níveis podem ser identificados os níveis superior e inferior com os sinais (+) e (-), respectivamente. Com esta notação pode ser observado na Tabela 2.1 que os experimentos 2 e 4 estão no nível máximo (+) e os ensaios 1 e 3 no nível mínimo (-). Esta atribuição também pode ser realizada em termos qualitativos como é o caso do catalisador. Neste exemplo, o catalisador B está correspondendo ao nível máximo e não afetam os resultados (BARILLAS, 2008).

Para o cálculo do efeito do catalisador será utilizada esta Equação 2.4.

$$C = \frac{(54 + 68)}{2} - \frac{(59 + 90)}{2} = -13,5\% \quad (2.6)$$

Observa-se que o efeito do catalisador é negativo, o que significa que trocando de catalisador do A pelo B, o rendimento catalisador B, o rendimento da reação cai 13,5% em média.

Se não existisse interação, o efeito da temperatura deveria ser o mesmo em ambos catalisadores, mas já se observou que não é assim, por isso existe a necessidade de avaliar a

interação entre os dois fatores. Como na ausência de interação estes parâmetros deveriam ser idênticos é possível tornar a diferença entre eles como uma medida da interação entre os fatores temperatura e catalisador. Na realidade, por uma questão de consistência com a definição dos outros efeitos, a metade da diferença é por definição o efeito de interação entre os dois fatores (BARILLAS, 2008). Para o cálculo da interação dos efeitos Temperatura X Catalisador será analógica a Equação 2.4.

$$TxC = \frac{(68-54)}{2} - \frac{(90-59)}{2} = -8,5\% \quad (2.7)$$

Observa-se que através da equação 2.4 usam-se todas as respostas para calcular qualquer efeito. Cada efeito é a diferença de duas médias, metade das observações contribui para uma das médias e a metade restante aparece na outra média. Esta característica é importante nos planejamentos fatoriais de dois níveis (BARROS NETO *et al.*, 2007).

Para tal análise, já se tem disponível no mercado diferentes programas que permitem o cálculo destes efeitos e da interação entre duas ou três variáveis. Existem diferentes programas no mercado que permitem realizar uma análise dos efeitos principais e suas interações, sendo possível fazer cálculos estatísticos, gráficos e procedimentos para manipular experimentos com o intuito de analisar dados e respostas obtidas.

Para saber se este efeito é significativo realiza-se uma análise de significância do efeito ou das interações usando a distribuição “t”, segundo a Equação 2.8. O S_{efeito} é o desvio padrão do efeito e o t_v é o parâmetro de distribuição t.

$$|\text{Efeito}| \geq S_{\text{efeito}} \cdot t_v \quad (2.8)$$

Para ter uma melhor visualização da significância pode ser usado o diagrama de Pareto, que mostra através de barras a relevância do efeito. Na Figura 2.6, todas as barras à direita da linha divisória ($p = 0,05$ ou 5%) são estatisticamente significativas a um nível de confiança de 95%, e o valor representado na barra (exemplo 8,568753) corresponde à média das respostas dos níveis máximo e mínimo do fator estudado, dividido pelo erro padrão.

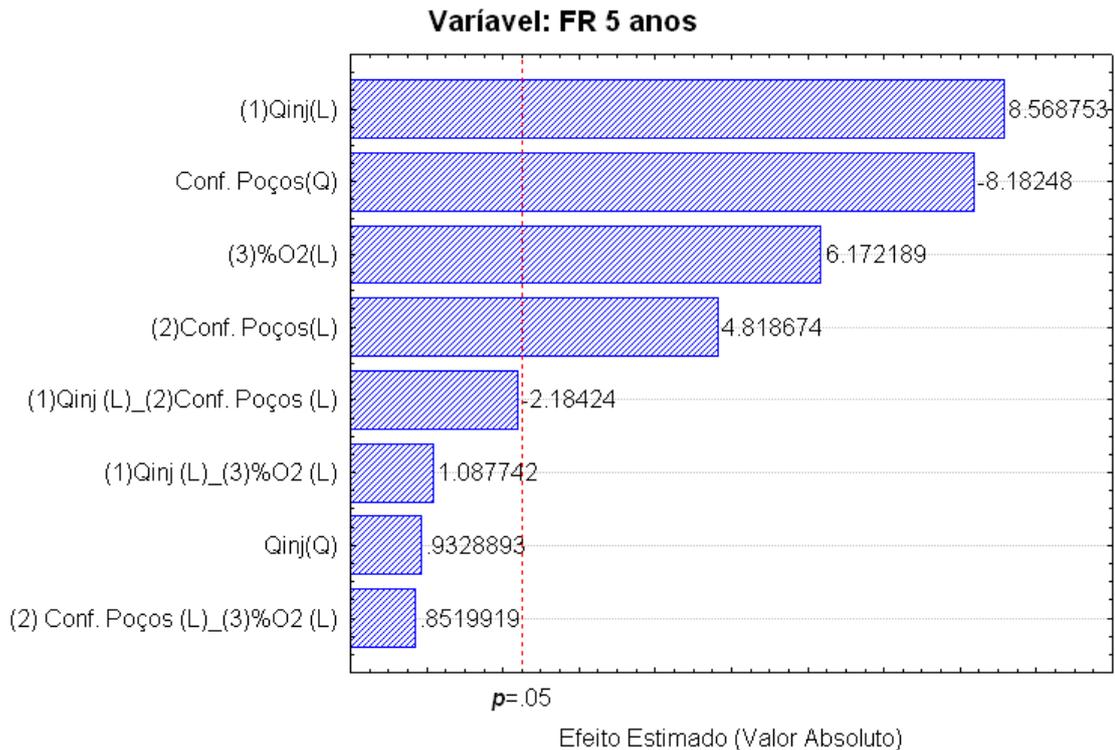


Figura 2.6: Diagrama de Pareto.

O diagrama de Pareto pode ser entendido da seguinte forma:

1. As variáveis de estudo neste exemplo são: (1)Qinj, (2) Conf. Poços e (3)%O2;
2. Um valor positivo na barra significa que quando há uma mudança do fator do nível mínimo ao máximo acontece um incremento na variável resposta, um valor negativo indica um decréscimo da resposta, .
3. O conjunto de duas variáveis, por exemplo “(1)Qinj_(2)Conf Poços” mostra a interação entre os fatores e neste caso o valor representa a diferença segundo a Equação 2.11.
4. As variáveis cujos valores estejam à esquerda da linha divisória não são estatisticamente significativas, ou seja, pode haver mudanças quando o nível da variável muda, mas com pouca variação.

2.5.1 Metodologia de superfície de resposta

O processo de otimização pode ser analisado através da metodologia de superfícies de resposta com o objetivo de atingir uma região ótima investigada (BARROS NETO *et al.*, 2007). A Figura 2.7 mostra a superfície de resposta obtida entre a vazão de ar injetado e a

configuração dos poços, a região vermelha representa a superfície de maior resposta e a verde a de menor resposta.

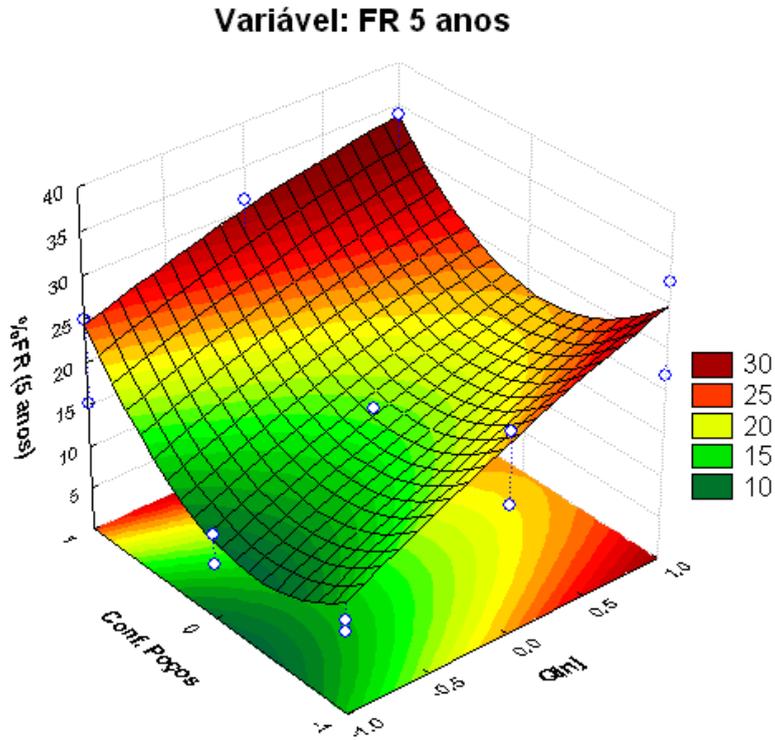


Figura 2.7: Superfície de resposta.

2.6 Estimativa de análise de custo

Neste trabalho foi realizada uma estimativa de análise de custo para avaliar a vazão de injeção de ar em função da produção acumulada de óleo (N_p), através do cálculo do valor presente líquido (VPL). Para tal análise, foram considerados: o preço de venda do petróleo, o preço do ar e o custo da produção do óleo; não foram incluídos os custos relacionados ao capital inicial nem outros custos adicionais.

As equações (2.9) e (2.10) mostram, respectivamente, o cálculo da receita anual e do valor presente líquido (VPL) para a injeção de ar.

$$RCF_t = \Delta N_p \cdot 6,28 \cdot P_o - \Delta a_{inj} \cdot P_c \quad (2.9)$$

$$VPL = \sum_{n=0}^{16} \frac{RCF_t}{(1+i)^n} \quad (2.10)$$

onde:

RCFt: Fluxo de caixa anual (R\$);

Pb: Preço do barril de petróleo (R\$/bbl);

VPL: Valor presente líquido (R\$);

ΔN_p : Variação do volume produzido anual (m^3 std);

Δa_{inj} : Variação do volume de ar injetado anual (m^3 std);

Conversão: 6.28 bbl= 1 m^3 ;

Pc: Preço de compra do ar enriquecido e de compressão (R\$/ m^3 std)

i: Taxa de juros (fração);

n: Tempo (anos).

CAPÍTULO III:

Estado da Arte

3 Estado da arte

A expressão “combustão *in-situ*” (CIS) nasceu a partir de experimentos realizados no final do século XIX por Dimitri Mendeleev, que envolvia a transformação do carvão em gases de combustão (FAROUQ, 1972). No início do século XX, através de estudos experimentais, o conceito foi transportado para a indústria, sendo considerado um dos métodos mais antigos de recuperação térmica de petróleo (SHEINMAN; DUBROVAI, 1934).

O primeiro episódio do processo “talvez” tenha ocorrido em 1911, nos Estados Unidos, no sudoeste do estado de Ohio, onde projetos de injeção de ar quente eram implantados para liquefazer a parafina e aumentar a produtividade de óleo (SARATHI, 1999). Segundo dados da empresa operadora, foi relatado a injeção de 4,25 m³std/dia de ar quente, com temperatura de 71°C e pressão de 276 kPa (2,76 bar) durante o período de 40 dias. Os gases produzidos apresentaram pequenos índices de oxigênio (O₂) e altos índices de dióxido de carbono (CO₂). Estes índices estavam diretamente ligados à reação entre o oxigênio do ar injetado e o óleo contido no reservatório (LEWIS, 1917). Contudo, descobriu-se que a injeção prolongada de ar quente no reservatório provocou a auto-ignição do óleo bruto dentro da formação. Naquele período, outros projetos de injeção de ar também reportavam o aumento da produtividade de petróleo (SARATHI, 1999). Em 1923, o processo de combustão *in-situ* (CIS) foi patenteado por E. R. Walcott.

De acordo com a literatura existente, esse processo de combustão *in-situ* (CIS) foi utilizado no Canadá em 1920 e na Rússia na década de 30 (SARATHI, 1999). Em meados de 1940, o conceito de queimar uma porção de óleo com a finalidade de melhorar a produção de petróleo começou a receber atenção de grandes empresas; tendo assim, os primeiros testes realizados em laboratórios com o intuito de se obter os parâmetros que controlassem o processo (KUHN; KOCH, 1953). Estes trabalhos de laboratório culminaram em projetos nos Estados Unidos, no estado de Oklahoma, os quais se mostraram bem sucedidos tecnicamente e abriram caminho para maiores desenvolvimentos da tecnologia de recuperação de óleo por combustão *in-situ* (GONÇALVES, 2010).

No Brasil, esta metodologia foi aplicada no final da década de 70 com o intuito de recuperar óleo em dois projetos pilotos, com estrutura de campo terrestre, Buracica e Carmópolis. O projeto piloto de Buracica obteve os melhores índices, onde a injeção de ar promoveu a manutenção da pressão no reservatório, favorecendo a produção do óleo. Foi reportado que as reações de oxidação de baixa temperatura eram dominantes. Por outro lado,

a produção de areia, a corrosão nos poços e a manutenção dos equipamentos de superfície eram os principais problemas operacionais. A difusão rápida e enérgica de oxigênio levou à interrupção do projeto devido ao risco de explosão nos poços produtores. O piloto de Carmópolis apresentou índices inferiores utilizando o processo de combustão. A precária caracterização do reservatório foi a principal causa da perda do controle da frente de combustão (SHECAIRA *et al.*, 2002).

Anos depois, após uma nova análise do modelo geológico do campo, constatou-se que a zona onde se aplicou a combustão *in-situ* não tinha uma camada selante espessa o bastante para resistir à temperatura da frente de combustão. Este fato favoreceu a comunicação entre duas zonas e, a partir daí, um volume maior de óleo entrou em contato com o ar injetado, formando assim, uma quantidade maior de coque. Este incremento demandava uma quantidade maior de oxigênio para ser queimada e manter a frente de combustão acesa. Infelizmente, ocorreu uma série de problemas operacionais que obrigou o abandono do projeto (CORREIA, 1986).

Consequente, o maior projeto de combustão *in-situ* do mundo pertence à Romênia, localizado na Europa Oriental. O campo conhecido por Supaclu de Barcau produz há mais de 34 anos, com as seguintes características: viscosidade do óleo pesado em torno de 2000 cP, densidade de 16 °API, pressão menor que 14 kgf/cm², reservatório raso com 180 metros de profundidade, com aproximadamente 800 produtores e 90 injetores, e uma produção diária de 1.200 barris de óleo (PADURARU; PANTAZI, 2000). De acordo com essas características era esperada uma recuperação final de 9% em mais de 80 anos. No entanto, pesquisas em laboratório apontaram os métodos térmicos como prósperos para o aumento na recuperação final de petróleo em um tempo inferior. Dentre os métodos térmicos disponíveis, o processo de combustão *in-situ* (CIS) oferecia potencial para uma maior eficiência, incluindo a injeção de água atrás da frente, a otimização da vazão de injeção de ar e o melhor controle da frente de combustão (PANAIT-PATICA *et al.*, 2006).

Em 1987, **Kumar** realizou um estudo com o método de combustão *in-situ* (CIS) em escala laboratorial e tridimensional, tendo como principal objetivo validar um simulador térmico para a identificação dos parâmetros de entrada que afetavam os resultados e determinavam os efeitos da injeção de oxigênio. De acordo com a pesquisa, o teste experimental foi realizado em um tubo de combustão (2,65 metros de comprimento e 2,17 polegadas de diâmetro interior) adiabático, com paredes finas (0,0025 polegadas) de aço inoxidável para minimizar a condução de calor e preenchido com areia Berea esmagada, com uma pressão atuante de 2000 psia. O teste tridimensional foi realizado com o simulador

desenvolvido pela *Computer Modelling Group* (CMG) que permitia quatro fases (óleo, água, gás e combustíveis sólidos) sendo responsável por todos os processos físicos e químicos ocorridos durante o processo de combustão *in-situ* (CIS). Para ser compatível com o arranjo experimental, o tubo foi dividido em 12 blocos para o modelo base (com dois refinamentos, 24 e 48 blocos) e aquecido externamente para obtenção da ignição. As condições iniciais foram: a permeabilidade de 12,7 Darcy, a porosidade de 41,4%, a temperatura de 100°C, a saturação inicial do óleo, água e gás foram de 65,4%, 17,8% e 16,8%, respectivamente. O óleo cru utilizado tinha 26°API e um peso molecular de 290 g/mol, sendo subdividido em dois pseudocomponentes; óleo leve com um peso molecular de 156,7 g/mol e óleo pesado com 675 g/mol.

Foi possível constatar que os dados apresentados pelo simulador coincidiram com os laboratoriais, validando o instrumento. Para tanto, os resultados foram sensíveis a permeabilidade relativa, pressão capilar perto da saturação de água irreduzível e a diminuição do coeficiente de equilíbrio do pseudocomponente óleo leve. Contudo, não apresentaram sensibilidade relacionada à cinética de combustão e tamanho do bloco. A combustão úmida causou uma diminuição no consumo de combustível e aumento nas taxas de produção e no avanço da frente de combustão.

Um dos últimos acontecimentos ocorreu no início dos anos 90 com o aparecimento da tecnologia para perfurar poços horizontais. Começou-se a pensar em como utilizar esta nova tecnologia para melhorar o processo de combustão *in-situ* (CIS). A utilização de poços horizontais como injetores foi descartada, pois implicava num grande risco de erupções. Entretanto, não se configurou este tipo de risco quando os poços horizontais eram utilizados como produtores, e a partir daí foram desenvolvidas algumas técnicas para se utilizar esta nova tecnologia. Dentre todas as vertentes existentes, para a aplicação da combustão *in-situ* (CIS) em poços horizontais como produtores, as duas mais comuns são: o processo de queima de cima para baixo (TD-ISC - em inglês *top-down in-situ*) e o de injeção de ar em poços verticais e produção de óleo em poços horizontais (*toe-to-heel air injection* - THAITM) (CABRAL E SILVA, 2010).

O processo “*top-down in-situ*” (TD-ISC) possibilita a propagação estável de uma frente de alta temperatura de combustão do topo para a base de um reservatório de petróleo. O ar é injetado no topo dos poços injetores, dando início à combustão e possibilitando a drenagem do óleo por gravidade aos poços produtores horizontais (TABASINEJAD; KARRAT, 2006).

Em 1993, Greaves (HeavyOilinfo, 2010) desenvolveu o processo “THAITM – em inglês *toe-to-heel air injector*”, ou seja, injeção de ar em poços verticais com produção de óleo em poços horizontais devido à necessidade do desenvolvimento métodos com uma eficiência maior em reservatórios de alta viscosidade.

Em 2000, Greaves^b *et al.* realizaram dois ensaios laboratoriais para melhorar entendimento dos mecanismos que regulam a recuperação de óleo através do processo “*toe-to-heel air injection*” (THAITM), e compararam este procedimento com outros métodos de recuperação térmica. O primeiro experimento laboratorial composto por dois tipos de combustão (seca e úmida), sendo executado em uma célula de combustão em aço inox, de formato retangular com 0,4 m³, com 76 termopares dispostos em três níveis (0,02 m, 0,05 m e 0,08 m da superfície superior da célula). O controle da temperatura foi obtido por meio de seis aquecedores de fita, enrolados em volta da célula. Este artifício foi necessário para evitar perdas de calor das paredes, mantendo uma condição aproximadamente adiabática. A recuperação acumulada de petróleo atingiu índices de 85% e 86,5%, respectivamente, para os casos de combustão seca e úmida. Estes resultados não são surpreendentes, já que quase 100% da célula foi afetada pela frente térmica de alta temperatura (>450°C).

No segundo momento foi utilizado o simulador de reservatório STARS (*Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da CMG (*Computer Modelling Group*), sendo construído um modelo de simulação tridimensional do reservatório, com as seguintes características: 2100 blocos (20x21x5), 6 componentes (água, óleo pesado, óleo leve, gás inerte, oxigênio e coque), saturação do óleo 72%, permeabilidade de 1040 mD e injeção de ar 6 m³/min. A temperatura na zona de combustão foi de 700°C a 800°C, ou seja, maior do que a observada no teste de célula 3D (ensaio experimental), devido ao fato de que uma condição ideal adiabática foi assumida no modelo da simulação, enquanto que no ensaio experimental a condição ideal não pode ser atingida. A produção de petróleo é alta inicialmente com cerca de 20 mL/mim. Em seguida, observa-se um declínio pra cerca de 5 mL/mim, semelhante ao desempenho obtido pelos teste em células 3D. Por sua vez, a produção acumulada de óleo ficou em torno de 85% VOIP, valor semelhante ao adquirido pelo modelo físico. Diante do exposto, foi possível concluir que o processo de combustão é mantido estável, atingindo quase 100% da matriz petrolífera pela frente térmica e reduzindo a perda de calor. A temperatura de combustão é superior em comparação com o experimento laboratorial. Em comparação com outros métodos de recuperação avançada de petróleo para óleos pesados, “*toe-to-heel air injection*” tem a vantagem de proporcionar um processo mais robusto.

Continuando com os estudos do processo THAI, em **2001**, **Greaves et al.** realizaram testes experimentais com três tipos de óleo da Clair, West Shetlands e Wolf Lake com grau °API 30,7, 20,8 e 10,95, respectivamente. O método de injeção de ar com produção de óleo em poços horizontais mostrou-se eficiente para óleos pesados e médios, atingindo elevadas temperaturas. Os testes mostraram que foi possível atingir altos percentuais de óleo recuperado em reservatórios parcialmente esvaziados, anteriormente operados por meio de injeção de vapor, entre outros. A principal característica do processo é a criação de uma zona de óleo móvel logo adiante da frente de combustão.

Rodriguez (2004) propôs um modelo analítico para a zona de combustão, possibilitando calcular a temperatura e a espessura da frente de combustão, utilizando ar enriquecido. O modelo apresentado permitiu dimensionar a quantidade de combustível consumido nas reações cinéticas químicas e cinéticas. Os ensaios experimentais foram realizados com óleo entre 9 a 11°API e ar com 21%, 30% e 40%, respectivamente, de oxigênio. A utilização do ar enriquecido aumentou a temperatura e a velocidade da frente de combustão, diminuindo o tempo inicial para a produção de petróleo.

Em **2008**, **Greaves et al.** analisaram o desempenho do processo de “*toe-to-heel air injection*” em experimentos em 3D, usando óleo cru e óleo de Athabasca. A estabilidade do processo foi demonstrada pela zona de combustão, ausência de canalização de gás, insensibilidade a alterações significativas na taxa de injeção de ar, aumento da temperatura de combustão e espessura da camada de óleo. Os parâmetros mais importantes para expansão do desempenho da frente de combustão na escala experimental para operação em escala de campo são a temperatura e a velocidade da frente de combustão. Os primeiros resultados da fase piloto do campo de Whitesands (Christina Lake), em que o processo *toe-to-heel air injection* tem sido aplicado, confirmam a alta temperatura da zona de combustão (700°C a 800°C), e produção de até 2 mil barris por dia (50% - 55% de óleo). Este campo tem sido operado com êxito por quase dois anos.

Rojas et al. (2010) realizaram um estudo de caso testando diferentes cenários (modelo base e quatro matrizes combinando poços horizontais e verticais) sobre o processo de recuperação de óleo pesado THAI. Para efetuar tal análise, o modelo base foi baseado em testes de sensibilidade para todos os parâmetros, exigindo alguns ajustes para oferecer a combinação correta das variáveis envolvidas no processo com critérios fortes e apoiado por fenômenos físicos. Estas medições referiam-se a identificar qual das matrizes atingiu o melhor índice de varredura, comparativos entre o método inovador e tradicional, efeitos da heterogeneidade no processo “*toe-to-heel air injection*” e a formação do coque.

Segundo a pesquisa, a utilização de poços injetores horizontais como auxiliares na criação de uma frente de combustão melhora o processo de forma distribuída. Dessa forma, a matriz HI2HP (um poço horizontal injetor e dois poços horizontal produtor) apresentou a melhor eficiência de varredura, com temperaturas elevadas. Em torno de 30% (pontos percentuais) do produto é recuperado pelo processo THAI em relação ao método tradicional.

Para efeitos da heterogeneidade foram selecionados três cenários (homogêneo, heterogêneo e distribuído estocasticamente, respectivamente) mostrando uma perda na recuperação. O declínio na recuperação indica que as forças de gravidade e a queda de pressão causada pela produção prevalecem sobre o efeito da heterogeneidade. Contudo, o estudo da heterogeneidade deve ser aprofundado para melhor caracterizar o processo. A forma da área de deposição de coque é a mesma que a da frente de combustão, sendo formada à jusante da frente de combustão, impossibilitando qualquer interferência do fluxo. Tendo o coque como combustível do processo, foi possível observar a melhoria qualitativa do petróleo bruto resultante de craqueamento térmico, que além da geração de coque envolve a conversão da fração pesada.

Os trabalhos realizados permitiram um melhor entendimento do método de injeção de ar em poços verticais e produção de óleo em poços horizontais servindo como base para este trabalho. Com base neles foi possível realizar uma análise dos parâmetros operacionais que mais influenciam o método de injeção de ar.

CAPÍTULO IV:

Materiais e métodos

4 Materiais e métodos

Neste capítulo são mostradas as ferramentas computacionais utilizadas para simular e modelar o reservatório, o modelo de fluido, as principais características do reservatório e a metodologia de trabalho.

4.1 Ferramentas computacionais

Os módulos utilizados foram o WinProp, o Builder e o STARS que são programas da CMG (*Computer Modelling Group*).

4.1.1 WinProp - CMG

O WinProp é um programa projetado pela CMG (versão 2010.10) com a finalidade de modelar o comportamento de fase e propriedades dos fluidos do reservatório. Esta ferramenta ajuda na compreensão da distribuição das propriedades de fluidos dentro do reservatório e a interação com o fluido injetado. Este *software* pode ser utilizado para representar condições de reservatório ou de superfície, sendo possível caracterizar com precisão sistemas de fluidos do reservatório por meio de correspondência ou experiências de laboratório PVT. O WinProp ainda pode ser utilizado para agrupar os componentes, simular processos de contato múltiplo, ajustar dados de laboratório através da regressão, estudos de miscibilidade, entre outros.

4.1.2 Builder - CMG

O Builder é um programa usado na preparação de modelos de simulação de reservatórios onde se cria o arquivo de entrada para os módulos IMEX (*Implicit-Explicit Black Oil Simulator*), STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) e GEM (*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*), pertencentes a CMG (*Computer Modelling Group*).

O arquivo de entrada (.dat) foi criado utilizando o modelo de fluido, o modelo de reservatório, as reações químicas, a configuração dos poços, entre outros.

4.1.3 Simulador STARS - CMG

O módulo STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Process Reservoir Simulator*) desenvolvido pela CMG (*Computer Modelling Group*), versão 2010.10, é um simulador trifásico de múltiplos componentes que tem como finalidade 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.

4.2 Modelagem do reservatório

Nesta seção são apresentados o modelo e as propriedades da rocha-reservatório e as interações rocha-fluido. O modelo de fluidos e as características do reservatório foram selecionadas em função das especificidades da região do Nordeste Brasileiro.

4.2.1 Modelagem da malha e propriedades da rocha-reservatório

O reservatório analisado é homogêneo e possui algumas características do Nordeste Brasileiro. O modelo de malha e as dimensões da rocha-reservatório podem ser observados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Modelo da malha e propriedades da rocha reservatório.

	Sistema 3D
Número total de blocos	7056
Dimensão em x (m)	100
Nº de blocos em i	21
Tamanho do bloco em i (m)	Variável

Dimensão em j (m)	300
N° blocos em j	22
Tamanho do bloco em j (m)	Variável
Dimensão em k (m)	26
N° de blocos em k	21
Tamanho do bloco em k (m)	Variável
Permeabilidade horizontal (Kh, mD)	1000
Permeabilidade vertical (Kv, mD)	0,1 x Kh
Porosidade (%)	30
Temperatura inicial (°C)	38
Área do reservatório (m²)	100 x 300
Profundidade do reservatório (m)	200
Espessura da zona de óleo no reservatório (m)	20
Contato água-óleo (m)	220
Pressão inicial (psia)	289(1992 KPa)
Comprimento do poço horizontal (m)	180

Na Figura 4.1 observa-se uma representação 3D do reservatório estudado. Pode-se ainda constatar a distribuição inicial do óleo, as dimensões do modelo e a localização do poço injetor vertical e do poço produtor horizontal (PVHP). Neste sistema, a saturação inicial do óleo no topo do reservatório é 0,64, o poço vertical injetor foi completado nas primeiras 12 camadas (12 m), e o poço produtor horizontal foi localizado na décima quinta camada do reservatório com 180 metros de comprimento.

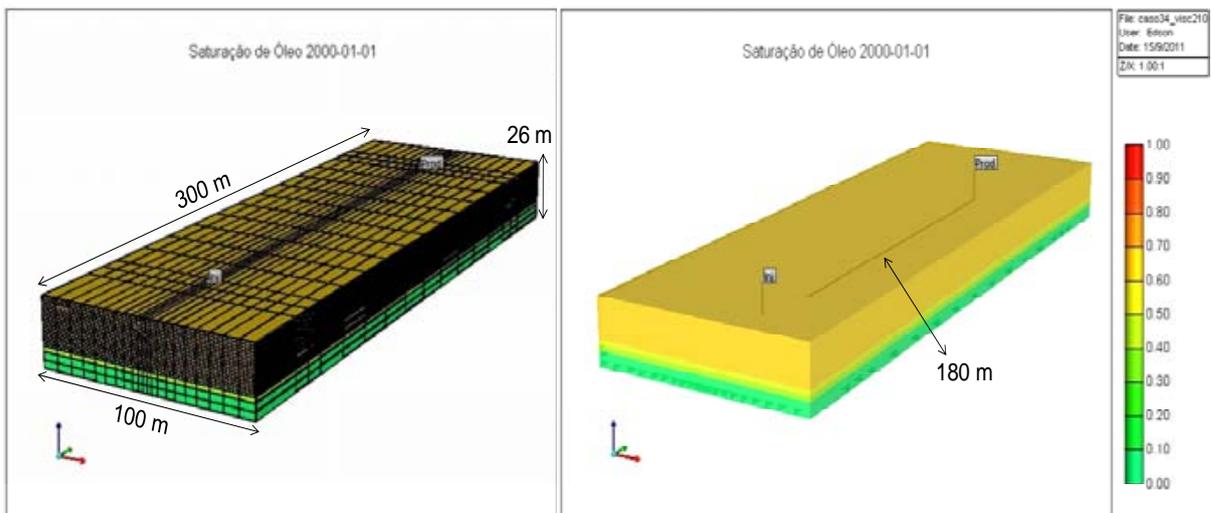


Figura 4.1: Mapa de saturação inicial de óleo e poço horizontal no modelo base em 3D.

Observa-se na Figura 4.1 que foi realizado um refinamento simétrico na direção “i” na região do poço. Barillas (2008) realizou o refinamento em “i” (44720 blocos em total) e não encontrou mudança significativa na vazão de óleo ou água, nem nas produções acumuladas de óleo ou água. O modelo mais refinado aumentou o tempo de processamento em 5,75 vezes (de 40 minutos para 3,5 horas).

Para os casos analisados foi determinado um comprimento do reservatório de 300 m, mesmo tendo em vista que o comprimento deva ser acima de 500 m, conforme a literatura. A escolha do comprimento tendo em vista reduzir o tempo computacional.

4.2.2 Permeabilidades relativas

A Figura 4.2 mostra o gráfico da permeabilidade relativa água/óleo do modelo proposto.

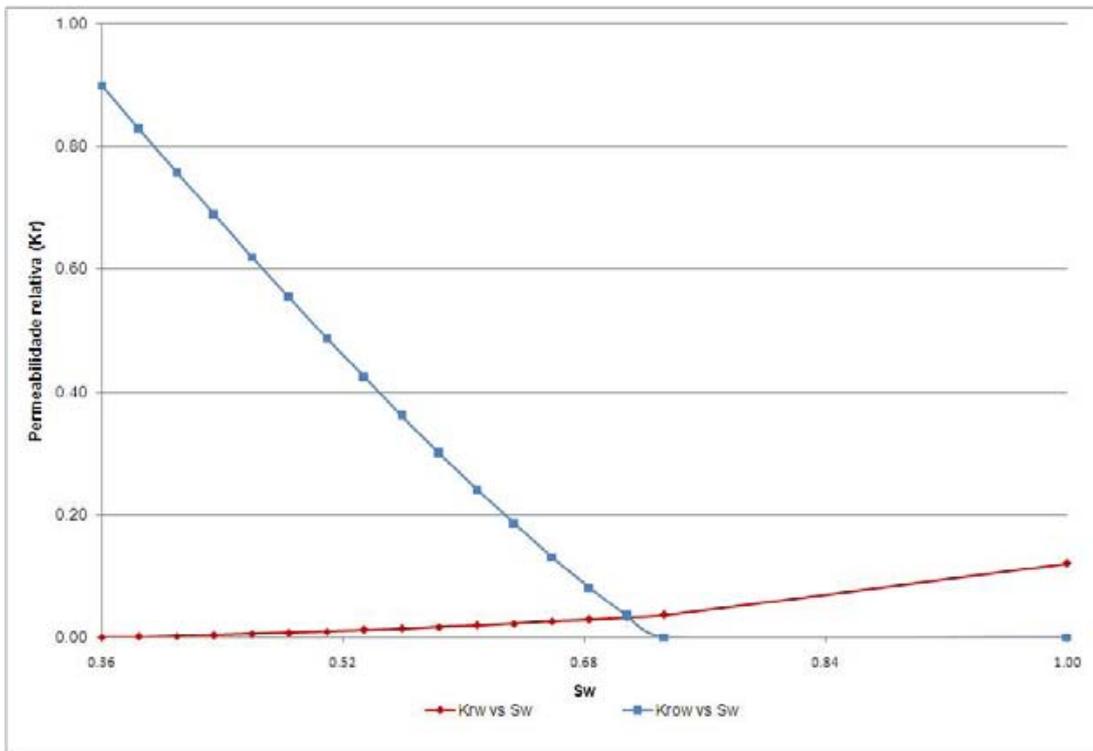


Figura 4.2: Permeabilidade relativa do sistema água/óleo.

A Figura 4.3 mostra a permeabilidade relativa do sistema gás/líquido do modelo proposto.

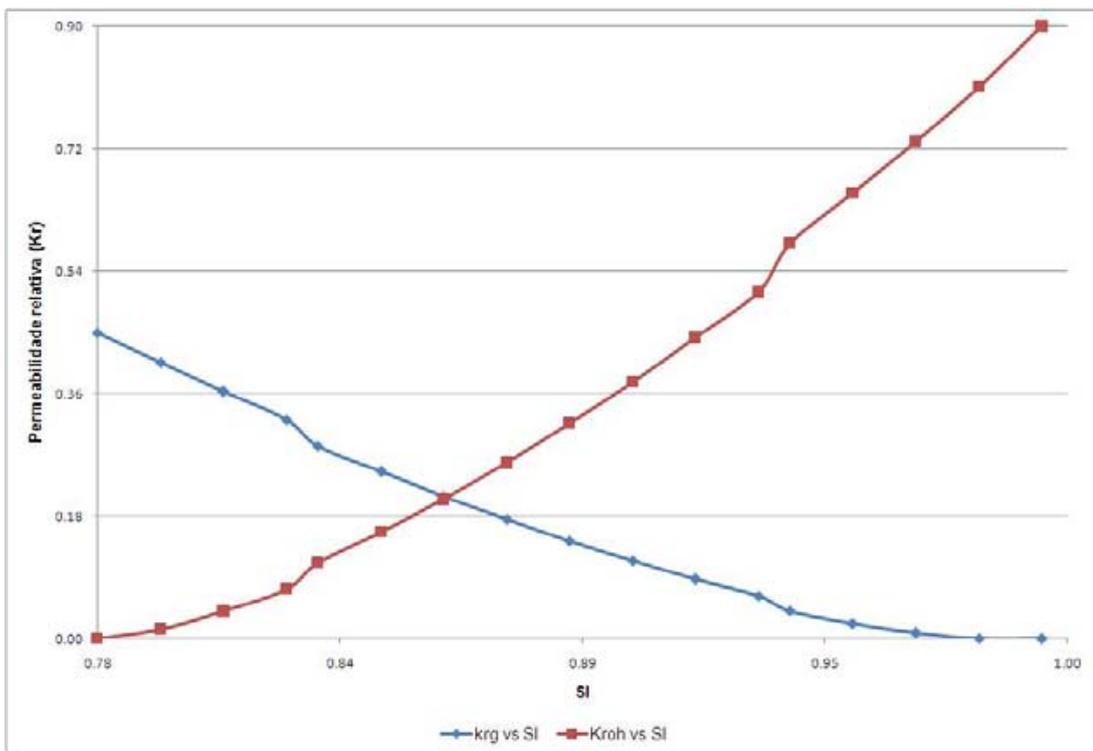


Figura 4.3: Permeabilidade relativa do sistema gás/líquido.

4.2.3 Modelo de fluido

Na Tabela 4.2 estão representadas as frações molares de todos os componentes presentes no modelo de fluidos.

Tabela 4.2: Fração molar dos componentes.

Componentes	Fração molar (%)	Componentes	Fração molar (%)
N₂	0,27	C₁₉	4,03
CO₂	0,45	C₂₀	3,61
C₁	9,90	C₂₁	3,43
C₂	0,18	C₂₂	3,26
C₃	0,27	C₂₃	3,09
IC₄	0,10	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	0,10	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

Estes componentes foram agrupados de duas diferentes formas para representar os modelos de fluidos de diferentes trabalhos, isto foi realizado desta forma devido à informação dos modelos cinéticos das reações químicas presentes em trabalhos utilizados com referência para realização deste trabalho.

Os modelos foram denominados Crookston (1979) e Nordeste Brasileiro. Estes modelos serão utilizados na simulação computacional.

4.2.3.1 Modelo – “Crookston”

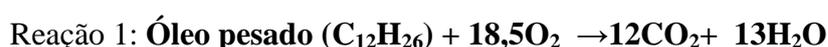
O modelo desenvolvido por Crookston (1979) apresentou problemas em escala de campo. Dessa forma, Coats (1980) propôs um modelo de fluido com 4 componentes e 2 pseudo-componentes em escala experimental, onde os mesmos são: água (H₂O), óleo leve (C₃H₈), óleo pesado (C₁₂H₂₆), oxigênio (O₂), gás inerte (CO₂ e N₂) e um componente sólido denominado coque (C), respectivamente, que aparece como reagente nas reações que envolvem altas temperaturas.

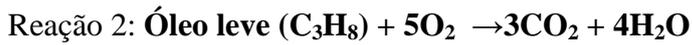
Neste modelo foi realizado um ajuste dos componentes para obter um modelo aproximado ao desenvolvido por Crookston (1979). A Tabela 4.3 apresenta os agrupamentos e o percentual de cada componente e pseudo-componente.

Tabela 4.3: Agrupamentos e o percentual de cada pseudocomponente.

Componentes	Mássica inicial (%)
H ₂ O	0
CO ₂ -N ₂	0
O ₂	0
C ₃	20
C ₁₂	80
Coque (C)	0

O percentual mássico inicial apresenta as condições iniciais dos componentes envolvidos nas reações. Dentre as reações químicas envolvidas no processo, as duas primeiras representam as reações de oxidação que ocorrem com os dois tipos de óleo. A terceira reação representa o craqueamento do óleo pesado (C₁₂H₂₆), tendo como produto da reação óleo leve (C₃H₈) e o coque (C). A última reação envolve a oxidação do coque (C). As reações químicas foram ajustadas no módulo Builder da CMG. As reações químicas incluídas no modelo (Coats, 1980) são:





As energias de ativação e as entalpias das reações podem ser observadas na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Dados do modelo de reação (Rojas, 2010).

	Energia de Ativação (Btu/lbmol)	Entalpia da reação (Btu/lbmol)
Reação 1	32785	3,49e+6
Reação 2	32785	9,48e+5
Reação 3	28800	2,00e+4
Reação 4	28800	2,25e+5

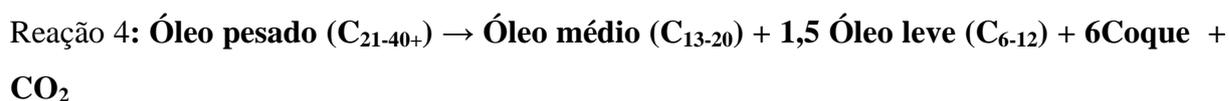
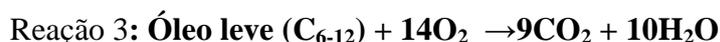
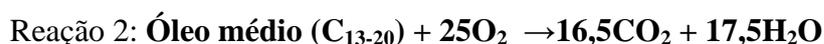
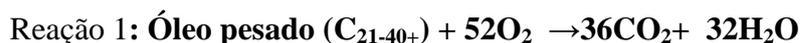
4.2.3.2 Modelo – “Nordeste Brasileiro”

O modelo de fluido denominado Nordeste Brasileiro apresenta 5 pseudo-componentes e 2 componentes: óleo pesado (C_{21-40+}), óleo médio (C_{13-20}), óleo leve (C_{6-12}), gás inerte (CO_2 e N_2), coque (C), oxigênio (O_2) e a água (H_2O), respectivamente. A Tabela 4.5 apresenta os agrupamentos e o percentual de cada componente e pseudo-componente.

Tabela 4.5: Agrupamentos e o percentual de cada pseudocomponente.

Componentes	Mássica inicial (%)
H_2O	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

Dentre as reações químicas participantes no modelo citados abaixo, as três primeiras representam as reações de oxidação que ocorrem com os três tipos de óleo, tendo como produto gás carbônico (CO₂) e água (H₂O). A quarta e quinta reação representam o craqueamento do óleo pesado (C₂₁₋₄₀₊) e óleo médio (C₁₃₋₂₀). A última reação envolve a oxidação do coque (C). As reações químicas foram ajustadas no módulo Builder da CMG. As reações químicas incluídas no modelo denominado Nordeste Brasileiro, são:



A energia de ativação e a entalpia das reações podem ser observadas na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Dados do modelo de reação (Rojas, 2010).

	Energia de Ativação (Btu/lbmol)	Entalpia da reação (Btu/lbmol)
Reação 1	32785	8,14e+5
Reação 2	32785	4,52e+6
Reação 3	32785	2,10e+6
Reação 4	28800	2e+4
Reação 5	28800	2e+4
Reação 6	28800	2,3e+5

4.3 Análise de sensibilidade

Foi realizada uma análise de sensibilidade do processo para os parâmetros operacionais: vazões de injeção, configuração dos poços e concentração de oxigênio.

A Tabela 4.7 apresenta os intervalos em que os parâmetros foram analisados. Os níveis são representados por valores mínimos (-1), valores intermediários (0) e valores máximos (+1). No decorrer da análise dos parâmetros operacionais as características que não interessavam para estudo foram fixadas. O estudo de sensibilidade dos fatores foi realizado com a técnica de análise de planejamento experimental com uma combinação de dois e três níveis ($3^2 \times 2^2$), totalizando 36 simulações, 18 para cada modelo, em função da produção acumulada de óleo (Np).

Tabela 4.7: Intervalo dos parâmetros estudados.

Parâmetros	Níveis		
	-1	0	1
Viscosidade do óleo, μ (cP)	210		866
Vazão de injeção, Q_{inj} (m ³ STD/dia)	20.000	60.000	100.000
Configuração dos poços	PVHP	2PLHP	2PVHP
Oxigênio (%O ₂)	21		50

Estas análises foram realizadas a partir dos Diagramas de Pareto e Superfícies de Resposta. A partir deste estudo podem ser observadas as variáveis que afetam em maior proporção o sistema e serão descartadas as que não sejam significativamente estatisticamente.

O parâmetro operacional configurações de poços apresenta 3 tipos de sistemas. A Figura 4.4 mostra as configurações de poços: PVHP (nível mínimo), um poço vertical injetor e um poço horizontal produtor; o nível intermediário apresenta um arranjo 2PLHP, dois poços laterais injetores e um horizontal produtor; e o nível máximo mostra o arranjo 2PVHP, dois poços verticais e um horizontal produtor.



Figura 4.4: Configuração dos poços para os três níveis.

4.4 Metodologia do trabalho

Na Figura 4.5, observa-se a metodologia do trabalho por etapas desenvolvidas.

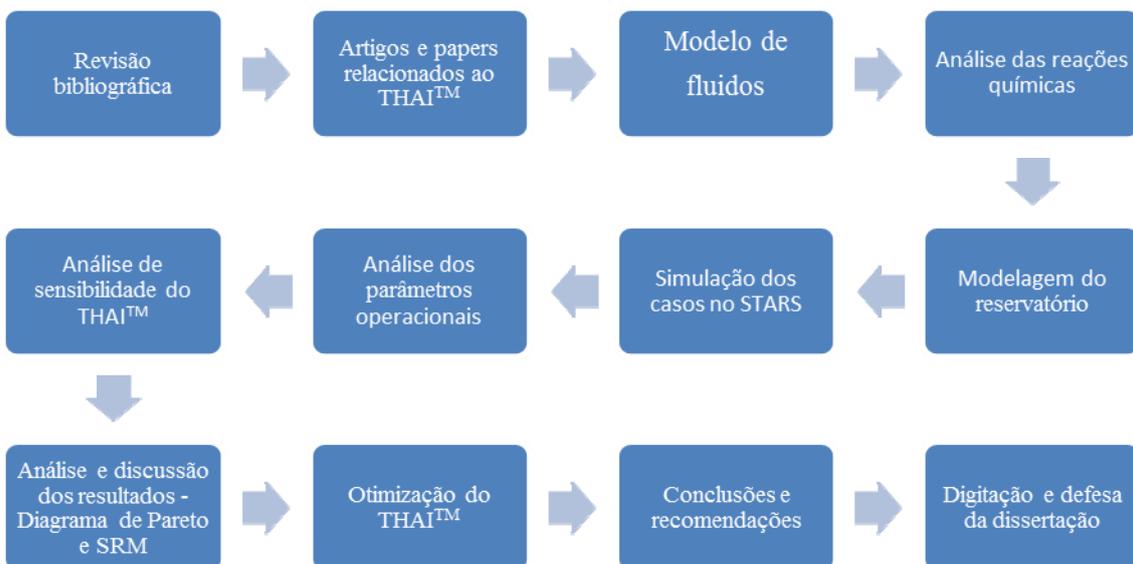


Figura 4.5: Fluxograma da metodologia do trabalho.

CAPÍTULO V:

Resultados e discussões

5 Resultados e discussões

Neste capítulo se observam os principais resultados obtidos durante a análise do processo. Foram discutidos os tópicos referentes ao processo de combustão espontânea e não espontânea, análise da injeção de ar, os diferentes modelos de fluidos, análise das diferentes condições operacionais e uma estimativa de análise de custo de cada um dos modelos.

5.1 Modelo base

As características operacionais do modelo base podem ser observadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Característica do modelo base estudado.

Um poço vertical injetor e um horizontal produtor	PVHP
Concentração de oxigênio (%)	50
Viscosidade (cP) @ 38 °C (modelo Crookston)	210
Vazão de injeção (Q _{inj}) m ³ STD/dia	20.000

5.1.1 Refinamento do modelo

Foi realizado um refinamento na direção “j” na região entre os poços, o qual pode ser observado na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Estudo do refinamento da malha.

N° de blocos	Tamanho em j (m)	Np (16 anos) m ³	Tempo de simulação
6174	30	64303,3	10 horas e 3 minutos
7056	20	65171,3	12 horas e 29 minutos
9702	15	69451,4	15 horas e 50 minutos
11466	10	68499,6	32 horas e 40 minutos

A Tabela 5.2 mostra diferenças entre todos os modelos na produção acumulada de óleo em 16 anos. Quando se compara o modelo menos refinado (6174 blocos) e o mais refinado (11466) se observa uma diferença de 4196,3 m³ std de óleo produzido. O modelo mais refinado apresentou maior erro no balanço de materiais e isto pode comprometer a produção acumulada de óleo (Np), por isso não foi utilizado. O modelo usado para análise foi um intermediário em termos de refinamento (7056 blocos) por apresentar uma produção de óleo mais conservadora, menor tempo de simulação e menor erro no balanço de materiais.

5.1.2 Comparação da combustão espontânea e não espontânea

Para analisar a combustão *in-situ* foi estudado um modelo com combustão espontânea e não espontânea. No processo de combustão espontânea as reações de combustão ocorrem livremente, apenas com o auxílio das energias de ativação. A quantidade de calor fornecida ao combustível provoca reações que liberam calor, o que aumenta a temperatura no meio reacional. Como consequência, a velocidade dessas reações também aumenta, liberando cada vez mais calor. No processo de combustão não espontânea as energias não favorecem o processo de queima de forma imediata. Por isso, são utilizados meios externos para acelerar o processo de queima. Isto dentro do simulador STARS da CMG deve ser colocado em forma de calor no poço. Para este estudo, foram realizados testes com diferentes valores de energia no poço injetor (0, na situação espontânea, isto é sem calor no poço e 4,4e+9 BTU/ano na situação não espontânea), com diferentes períodos de tempo (15, 30, 90 e 360 dias). Dos resultados observados nos testes, o período de 90 dias foi o que se mostrou suficiente para manter a frente de ignição no sistema, sendo, então, usado como período de aquecimento *in-situ* para a análise.

Na Figura 5.1 pode ser observado o processo de combustão espontânea e não espontânea.

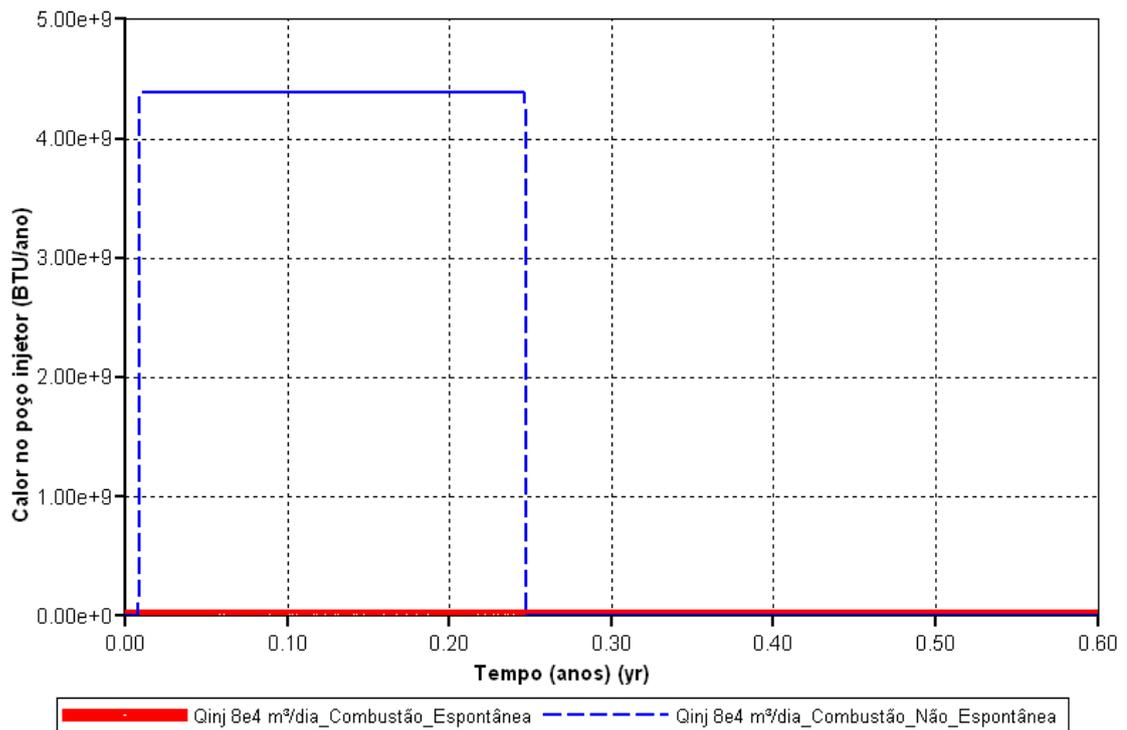


Figura 5.1: Calor no poço injetor no processo de combustão não espontânea.

Na Figura 5.2, encontra-se o fator de recuperação em função do tempo para os modelos estudados com e sem combustão espontânea.

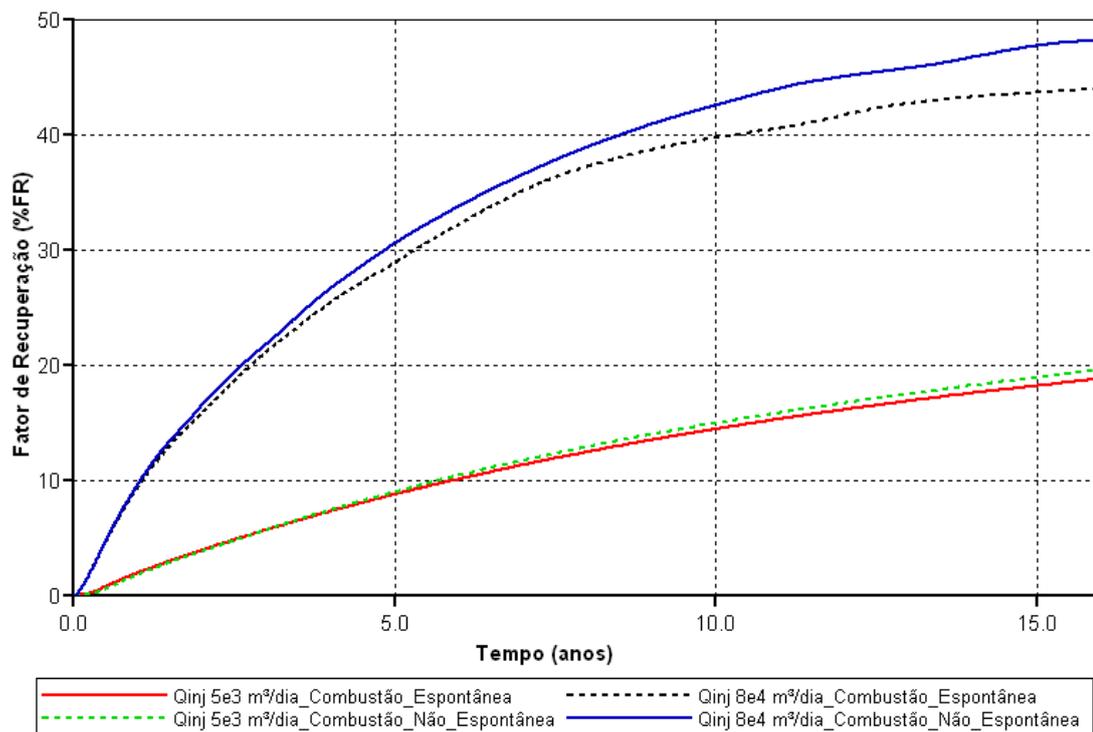


Figura 5.2: Comparação da combustão espontânea e não espontânea do modelo base.

Na Figura 5.2, observa-se que para a vazão de 5.000 m³/dia o processo de combustão não espontâneo apresentou um incremento de 0,8% (pontos percentuais) em 16 anos de produção quando comparado com o processo de combustão espontâneo. Já para a vazão de 80.000 m³/dia o processo não espontâneo apresentou um acréscimo de 4% (pontos percentuais), em 16 anos de produção, em relação ao espontâneo. A utilização de meios externos para auxiliar a propagação de calor no sistema favorece a propagação de calor no sistema, possibilitando um incremento na produção de óleo.

Apesar do incremento encontrado no percentual de óleo recuperado (%FR), a utilização de energia adicional para acelerar o processo de queima acarreta um aumento no tempo de simulação e um custo extra de calor e de investimento, já que seria necessária uma resistência no poço ou outro sistema de calor *in-situ*, fatores considerados desfavoráveis. Na Tabela 5.3, observa-se o tempo de simulação para os casos com vazão de 5.000 m³/dia e 80.000 m³/dia.

Tabela 5.3: Tempo de simulação para os casos de combustão espontânea e não espontânea.

	Tempo de simulação			
	5.000 m ³ /dia	%FR 16 anos	80.000 m ³ /dia	%FR 16 anos
Combustão não espontânea	7 horas e 23 minutos	19,6	27 horas e 8 minutos	48,30
Combustão espontânea	4 horas e 21 minutos	18,9	22 horas e 43 minutos	44,10
Δ FR		0,7		4,2

Na Figura 5.3, pode-se observar a vazão de óleo em função do tempo para o processo de combustão espontânea e não espontânea. Observa-se que a utilização de meios externos possibilita um incremento na vazão de óleo para o processo de combustão não espontânea quando comparado com o processo espontâneo. Em seguida, constata-se um declínio oriundo da queda pressão para ambos os processos.

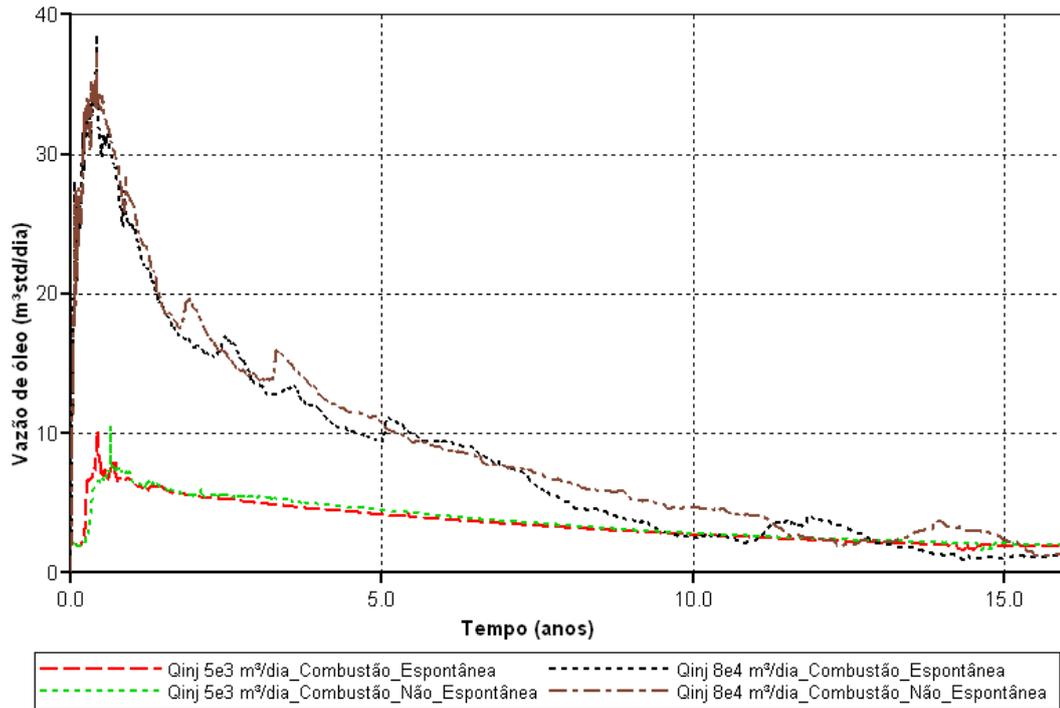


Figura 5.3: : Vazão de óleo do modelo base com e sem combustão espontânea.

A análise do processo de queima pode ser avaliado com o auxílio da Figura 5.4 a qual apresenta um mapa de temperatura no reservatório no período de 2 meses. Observa-se que o processo de combustão não espontâneo mantém temperaturas mais altas, em torno de 150°C, na região do poço injetor, melhorando a qualidade do avanço da frente de combustão, enquanto o processo espontâneo atinge uma temperatura em torno 75°C na região do poço.

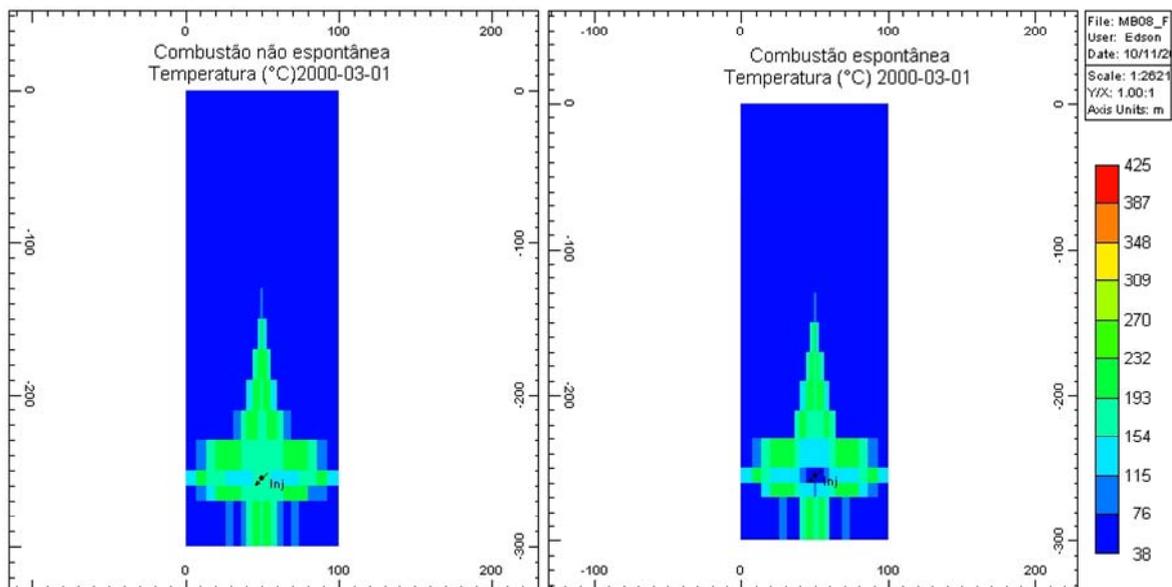


Figura 5.4: Mapa de temperatura dos combustão não espontânea e espontânea.

A utilização de meios externos para acelerar o processo de queima possibilitou um incremento no percentual de óleo recuperado. No entanto, a utilização de energia representa um custo adicional ao método. Por isso, optou-se por utilizar o método de combustão espontânea buscando minimizar os custos do processo e reduzir o tempo de simulação.

5.2 Modelo de fluido “Crookston”

Nesta seção são expostas as seguintes análises: sensibilidade dos parâmetros operacionais, estudos de caso das condições operacionais, vazão de injeção e estimativa da análise de custo do modelo de fluidos denominado “Crookston”. Este modelo de fluido apresenta uma densidade relativa inicial de 0,77 e uma viscosidade de 210 cP à 38 °C.

5.2.1 Análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais

Foi realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais: vazão de injeção de ar (Q_{inj}), configuração dos poços (Conf. Poços) e concentração de oxigênio (% O_2) na recuperação de óleo. Foi usada a técnica de análise de planejamento experimental com uma combinação de dois e três níveis ($3^2 \times 2^2$), totalizando 36 simulações, 18 para cada modelo (Crookston e Nordeste Brasileiro).

A Tabela 5.4 apresenta os intervalos em que os parâmetros foram analisados. Os níveis são representados por valores mínimos (-1), valores intermediários (0) e valores máximos (+1). Nesta tabela o parâmetro “viscosidade” representa os diferentes modelos: 210 cP para “Crookston” e 866 cP para o Nordeste Brasileiro.

Tabela 5.4: Intervalo dos parâmetros estudados.

Parâmetros	Níveis		
	-1	0	1
Viscosidade do óleo, μ (cP)	210		866
Vazão de injeção, Q_{inj} (m^3 STD/dia)	20.000	60.000	100.000
Configuração dos poços	PVHP	2PLHP	2PVHP
Oxigênio (% O_2)	21		50

A Tabela 5.5 contém os 18 casos simulados para o modelo de fluidos “Crookston”. Os casos estão distribuídos de forma decrescente no fator de recuperação 15 anos. Os casos destacados em amarelo são considerados para efeito de estudo aqueles que apresentaram máximo, intermediário e mínimo fator de recuperação.

Tabela 5.5: Fator de recuperação para os casos simulados com o modelo Crookston.

Casos	Óleo(μ)	Qinj _{ar}	C.Poços	O ₂	VOIP (m ³ std)	FR(%)		
	cP	m ³ /dia		%	(5 anos)	(10 anos)	(15anos)	
34	210	100000	PVHP	50	108.025.00	32,47	43,47	47,42
6	210	60000	2PVHP	50	108.025.00	31,07	40,78	46,72
36	210	100000	2PVHP	50	108.025.00	33,88	42,89	45,93
30	210	20000	2PVHP	50	108.025.00	24,98	38,39	43,79
4	210	60000	PVHP	50	108.025.00	23,59	33,75	39,43
9	210	100000	2PVHP	21	108.025.00	25,42	33,72	36,54
7	210	100000	PVHP	21	108.025.00	21,81	30,35	35,27
3	210	20000	2PVHP	21	108.025.00	15,16	27,07	32,41
33	210	60000	2PVHP	21	108.025.00	22,12	28,25	31,54
31	210	60000	PVHP	21	108.025.00	15,14	21,13	24,61
32	210	60000	2PLHP	50	108.025.00	16,26	21,35	23,43
35	210	100000	2PLHP	21	108.025.00	14,41	20,42	23,24
28	210	20000	PVHP	50	108.025.00	10,96	17,93	22,04
8	210	100000	2PLHP	50	108.025.00	18,53	21,31	21,60
2	210	20000	2PLHP	50	108.025.00	9,91	16,22	19,58
5	210	60000	2PLHP	21	108.025.00	10,24	16,09	19,07
1	210	20000	PVHP	21	108.025.00	9,73	15,29	18,77
29	210	20000	2PLHP	21	108.025.00	6,52	12,82	16,41

Para análise destes parâmetros foi usado o diagrama de Pareto. A Figura 5.5 mostra essa representação com a variável resposta FR (%) em 5 anos de produção do sistema. Observam-se em ordem decrescente os efeitos que apresentaram influência estatisticamente significativa: a vazão de injeção (Qinj), a configuração de poços (conf. poços) (Q), a concentração de oxigênio (%O₂) e a configuração de poços (conf. poços) (L), respectivamente. O valor positivo para a vazão de injeção (Qinj) significa que quando há mudança do fator do nível mínimo para o máximo há um incremento na variável de resposta,

o óleo recuperado (%FR). Não houve interação entre os parâmetros que fosse estatisticamente significativa para o %FR.

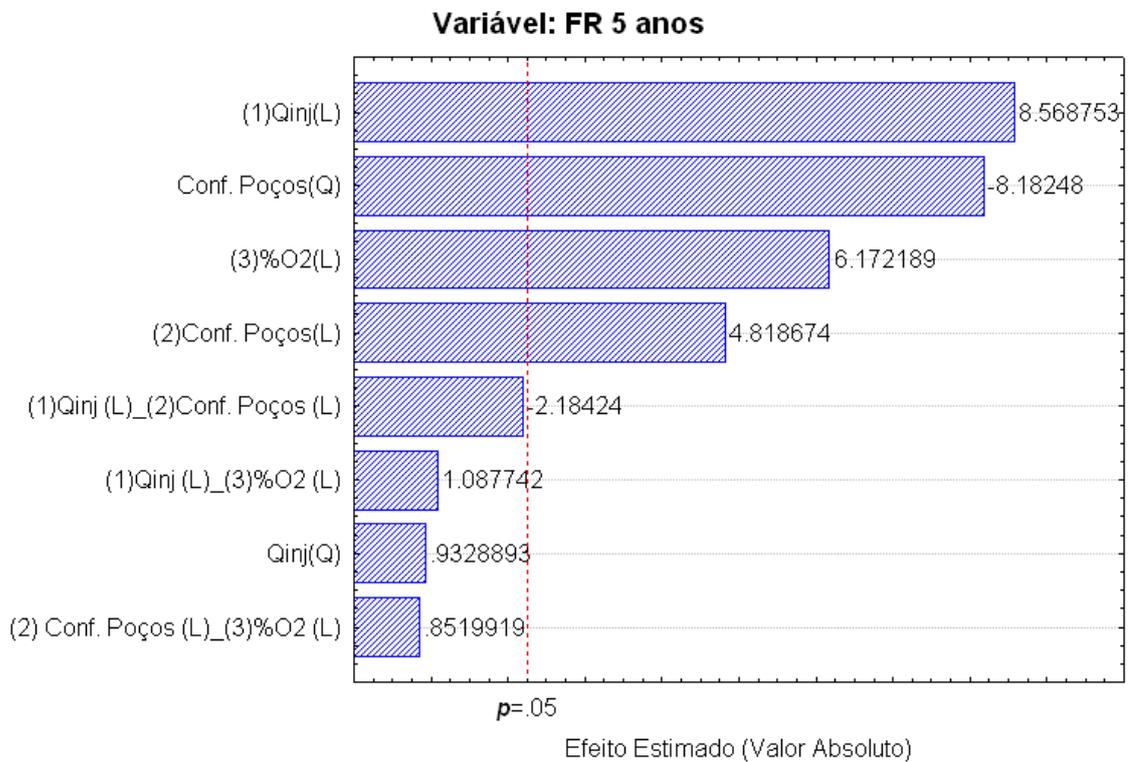


Figura 5.5: Diagrama de Pareto (5 anos).

Na Figura 5.6, ao final do décimo ano, observa-se que houve uma alteração na ordem de significância entre os efeitos. O efeito quadrático configuração dos poços (Conf. Poços) passou a ser o efeito mais influente, mostrando que a configuração dos poços no reservatório no decorrer do tempo causa alterações na produção de óleo. O valor negativo deste efeito indica que quando há uma mudança do fator do nível mínimo para o máximo há um declínio da variável de resposta, o óleo recuperado (%FR). A interação entre os fatores (1)Qinj_(2)Conf. Poços mostra a diferença das médias em cada nível dos parâmetros analisados.

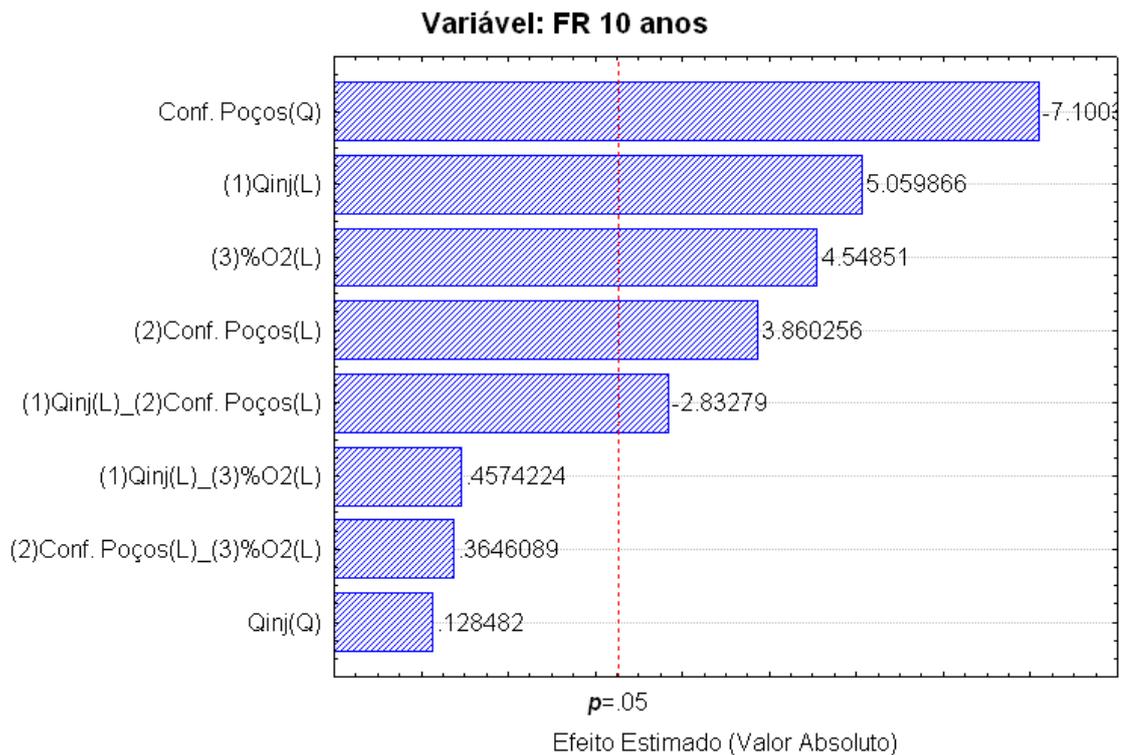


Figura 5.6: Digrama de Pareto (10 anos).

Na Figura 5.7, ao final do décimo quinto ano, o efeito Conf. Poços manteve a ordem de influência. No entanto, o parâmetro vazão de injeção (Q_{inj}) passou a ser o terceiro parâmetro mais influente, mostrando que a vazão de injeção auxilia na formação da frente de combustão nos primeiros anos, em seguida há um declínio na participação do sistema. A concentração de oxigênio ($\%O_2$) tornou-se o segundo parâmetro de maior influência, mostrando que esse parâmetro auxiliou no decorrer do tempo a manutenção da frente de combustão, mesmo em temperaturas mais baixas. A interação entre os fatores (1) Q_{inj} _(2)Conf. Poços mostra a diferença das médias em cada nível dos parâmetros analisados, o valor negativo mostra que quando há mudança do nível mínimo para o máximo há um declínio na variável de resposta.

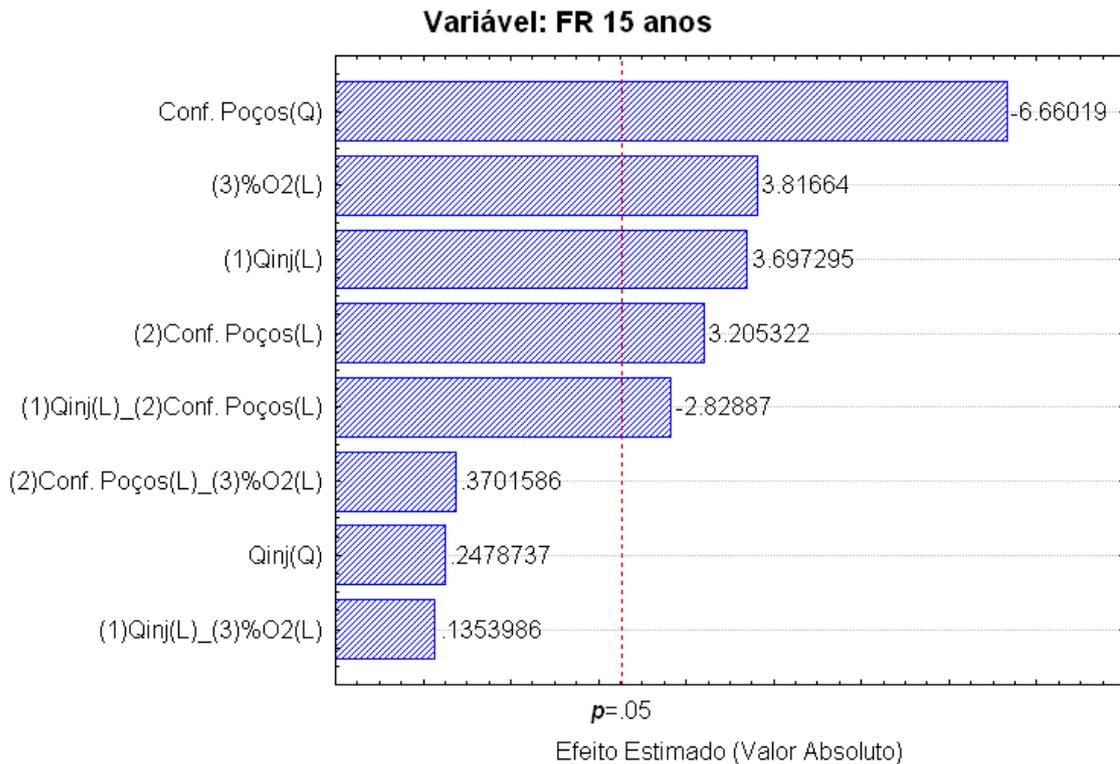


Figura 5.7: Digrama de Pareto (15 anos).

A Figura 5.8 mostra a influência da interação dos parâmetros vazão de injeção (Qinj) e configuração de poços (Conf. Poços) no percentual de óleo recuperado (%FR) em 5, 10 e 15 anos. O parâmetro operacional concentração de oxigênio foi mantido no ponto máximo (50% O₂). Observa-se que a configuração de poços no nível máximo (2PVHP) e a vazão de injeção em qualquer dos níveis (-1, 0, +1), favoreceu o percentual de óleo recuperado. Em 5 anos, o fator de recuperação pode chegar a **33%**, em 10 anos a **43%** e em 15 anos a **47%**. No entanto, deve se considerar que com a configuração de poços no nível mínimo (PVHP) e a vazão de injeção no nível máximo (100.000 m³/dia), apresentou o fator de recuperação de óleo de aproximadamente **47%** em 15 anos, semelhante ao caso anterior.

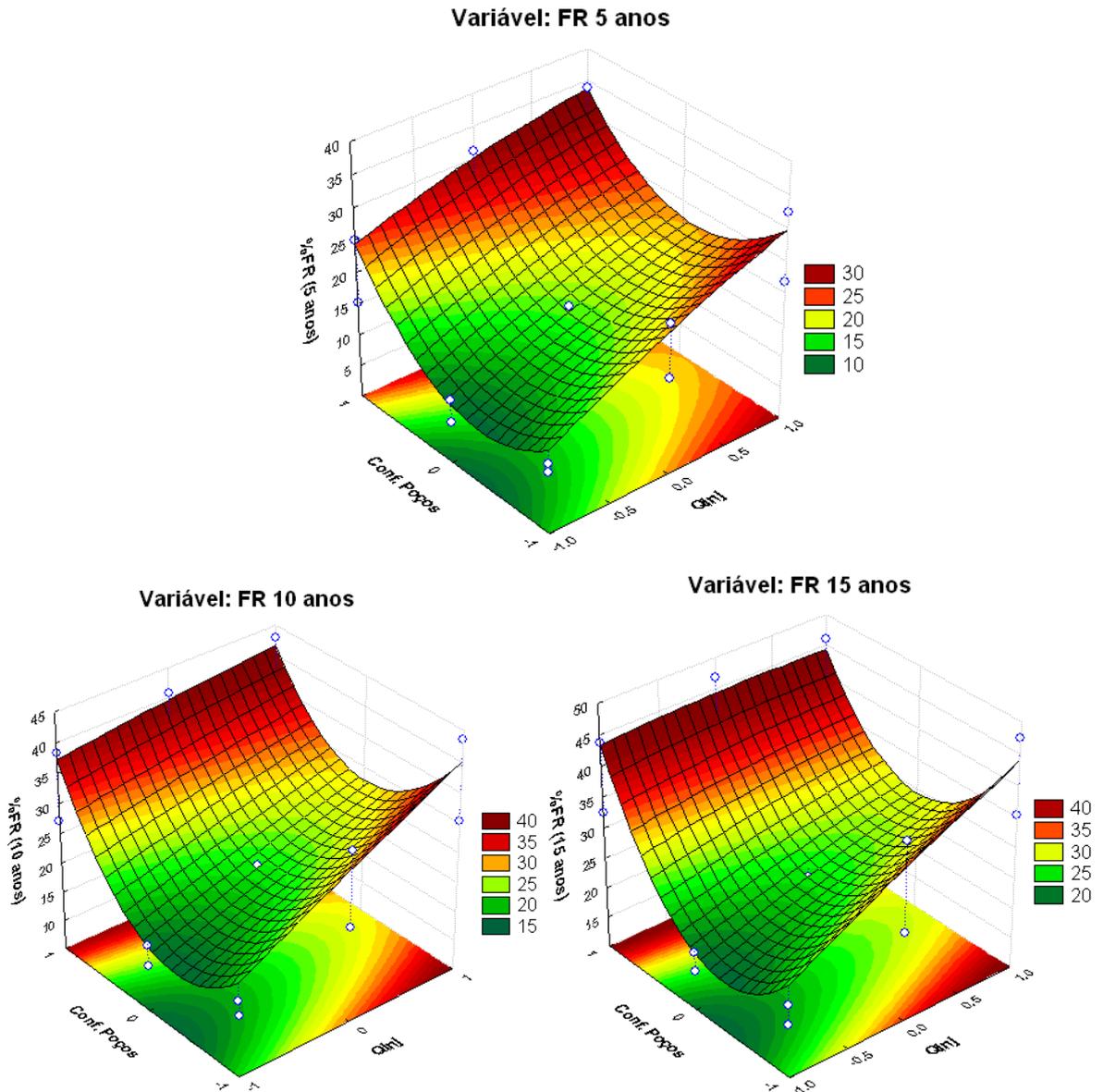


Figura 5.8: Análise de interação entre a vazão de injeção (Q_{inj}) e a configuração dos poços (Conf. poços) no FR.

Na Figura 5.9 observa-se a interação dos parâmetros concentração de oxigênio ($\%O_2$) e configuração de poços (Conf. Poços) através de superfícies de respostas para o fator de recuperação de óleo (FR) em 5, 10 e 15 anos. A vazão de injeção foi mantida no nível máximo (1) para todo o período.

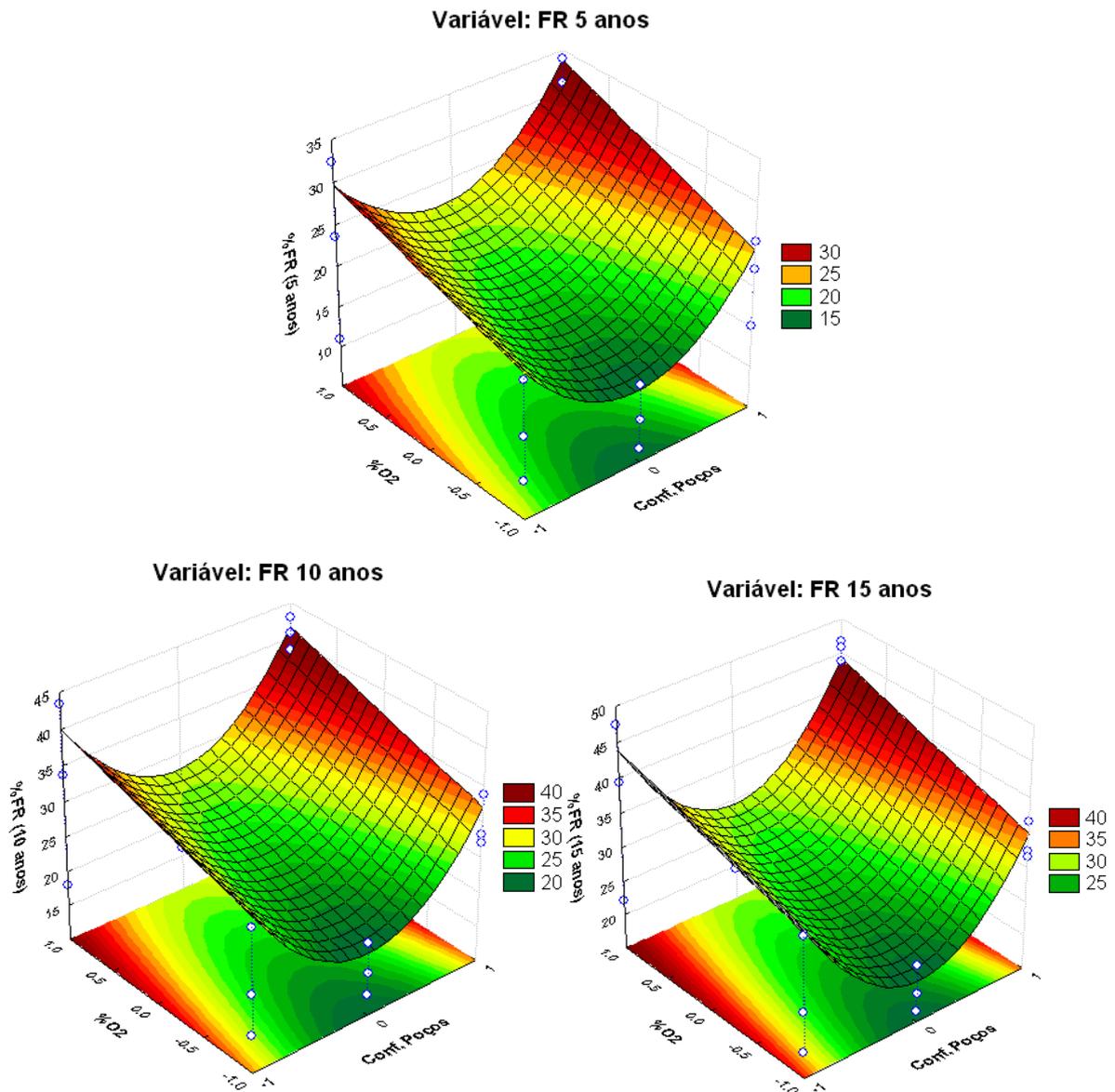


Figura 5.9: Análise de interação entre a concentração de oxigênio (%O₂) e a configuração dos poços (Conf. Poços) no FR.

Na Figura 5.9 observa-se que houve um incremento do óleo recuperado com a interação dos parâmetros configuração de poços e concentração de oxigênio no nível máximo em 5, 10 e 15 anos. Em 5 anos, o fator de recuperação pode chegar a **34%**, em 10 anos a **43%** e em 15 anos a **45%**. Além disso, outra situação que deve ser considerada é a configuração de poços no nível mínimo (PVHP) e a concentração de oxigênio no nível máximo (50%) que apresentam um percentual de óleo recuperado (%FR) em 15 anos de **44%**. Essas duas situações representam duas ótimas condições operacionais.

A Figura 5.10 apresenta a interação dos parâmetros concentração de oxigênio e vazão de injeção através de superfícies de respostas para o fator de recuperação de óleo (FR) em 5,

10 e 15 anos. O parâmetro operacional configuração de poços foi mantido no nível 1 (2PVHP).

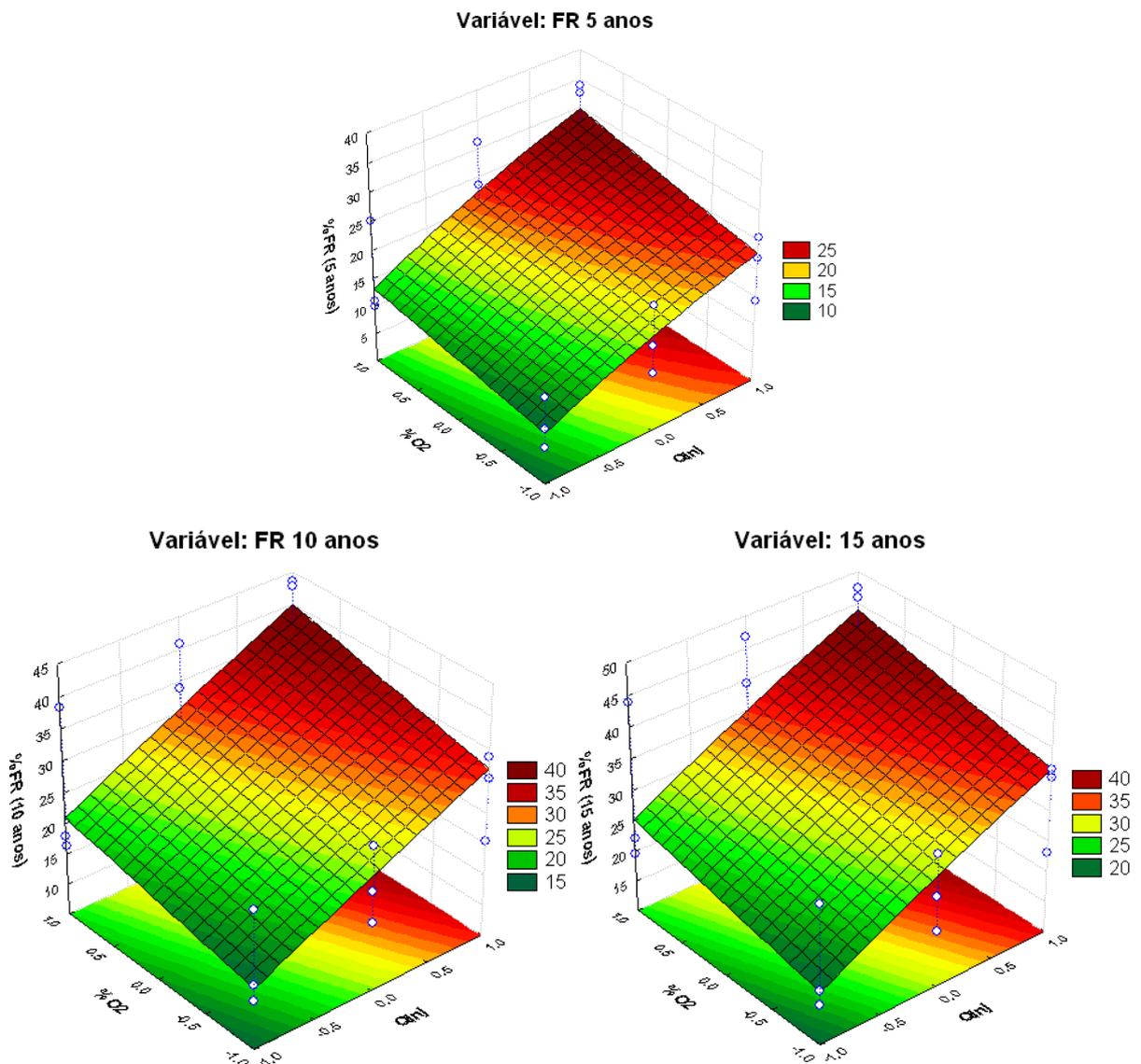


Figura 5.10: Análise de interação entre a concentração de oxigênio (%O2) e a vazão de injeção (Qinj) no FR.

Na Figura 5.10, observa-se que para os pontos mínimos há uma condição considerada como desfavorável. Quando se altera a vazão de injeção para o ponto máximo há um incremento no percentual de óleo recuperado (%FR) devido uma maior quantidade de oxigênio injetado no reservatório. Quando se mantém fixo no ponto mínimo a vazão de injeção de ar e altera a concentração de oxigênio par o ponto máximo há um incremento no percentual de óleo recuperado devido uma maior quantidade de oxigênio injetado no reservatório. Já para os parâmetros no ponto máximo há um incremento no percentual de óleo

recuperado (%FR) para os três períodos analisados. Em 5 anos, o fator de recuperação pode chegar a **30%**, em 10 anos a **40%** e 15 anos a **44%**, aproximadamente.

5.2.2 Estudos de caso das condições operacionais

Foi realizado um estudo das condições operacionais dos casos que apresentaram o maior, o intermediário e o menor percentual de óleo recuperado considerados como casos de máximo, intermediário e mínimo fator de recuperação. Foram vistos mapas de temperatura, pressão e de coque formado.

Na Figura 5.11 são apresentadas as curvas fator de recuperação em função do tempo para os casos denominado como máximo, intermediário e mínimo. O “**caso 34**”, denominado **máximo** apresentou **47,42%** de óleo recuperado, o “**caso 29**”, denominado **mínimo**, apresentou **16,41%**, o menor percentual de óleo recuperado entre todos os casos simulados. O “**caso 33**”, considerado **intermediário**, é, aproximadamente, uma média aritmética dos casos máximo e mínimo com **31,54%** do óleo recuperado. O “**caso 06**” foi considerado por apresentar um percentual de óleo recuperado de **46,72%**, ou seja, próximo ao caso considerado máximo.

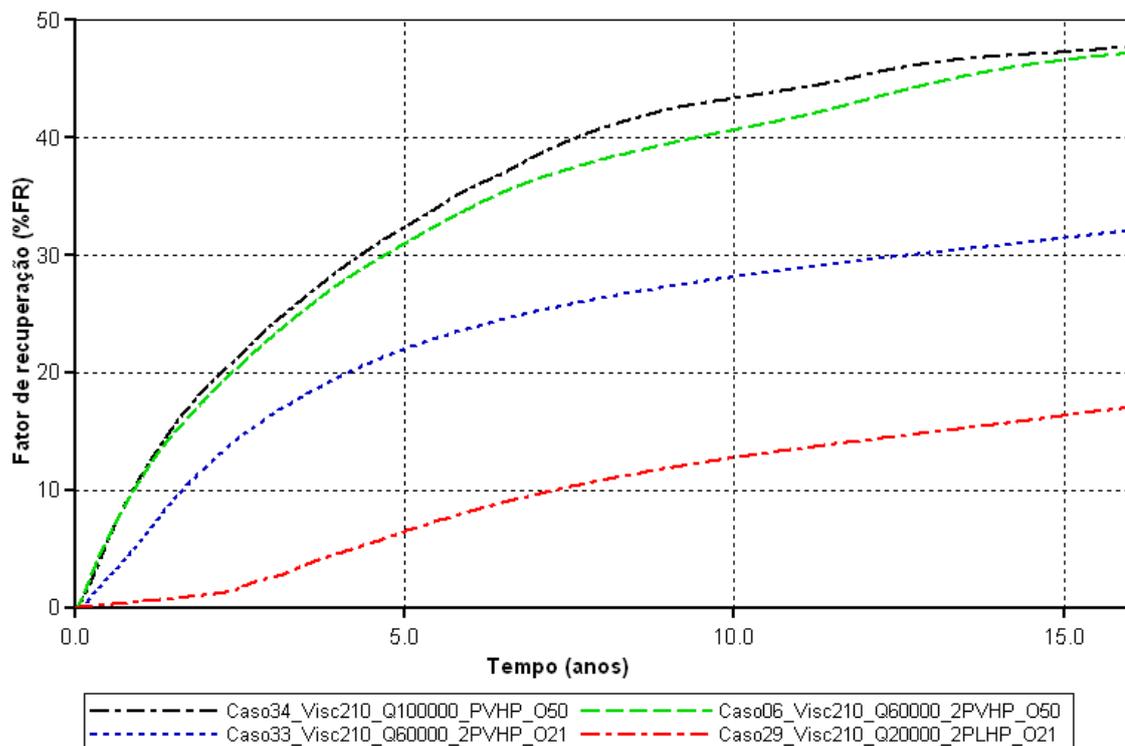


Figura 5.11: Fator de recuperação para as condições máximo, intermediária e mínimo.

A Figura 5.12 mostra as curvas de vazão de óleo no tempo para os casos analisados. A injeção de ar permitiu a formação da frente de combustão e o incremento da pressão dentro do reservatório. Essa frente de calor reduz a viscosidade do óleo melhorando a mobilidade do óleo dentro do reservatório, porém a injeção de ar não promoveu a manutenção da pressão no reservatório, causando um declínio da vazão de óleo.

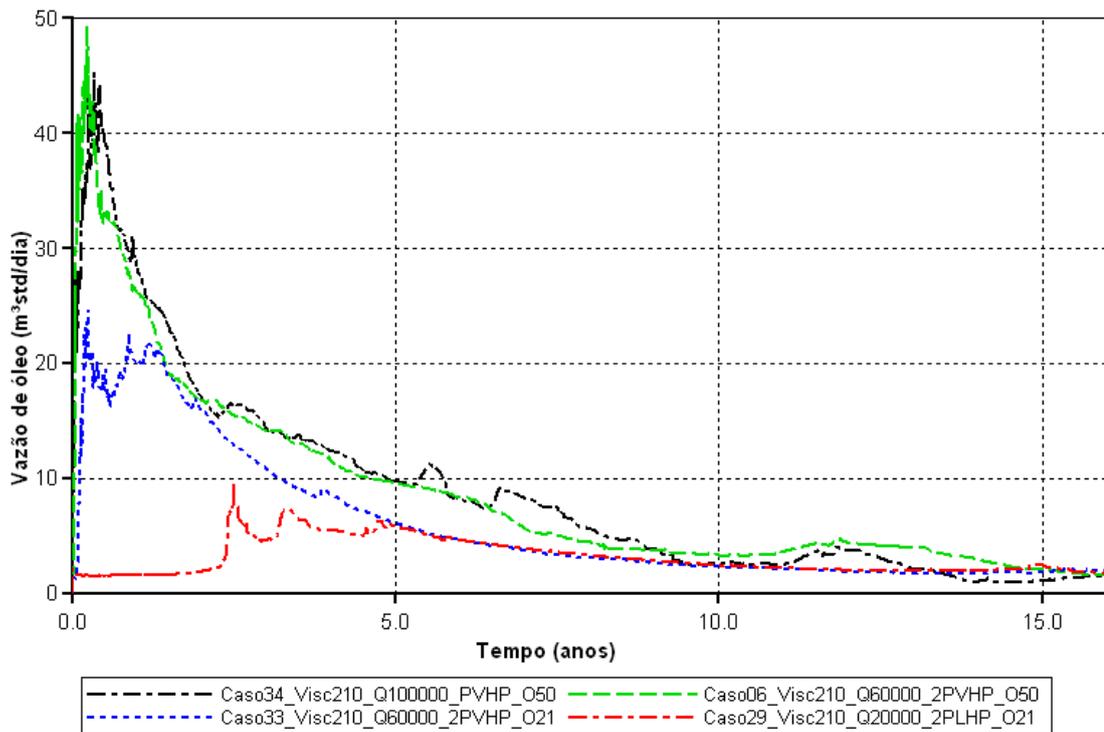
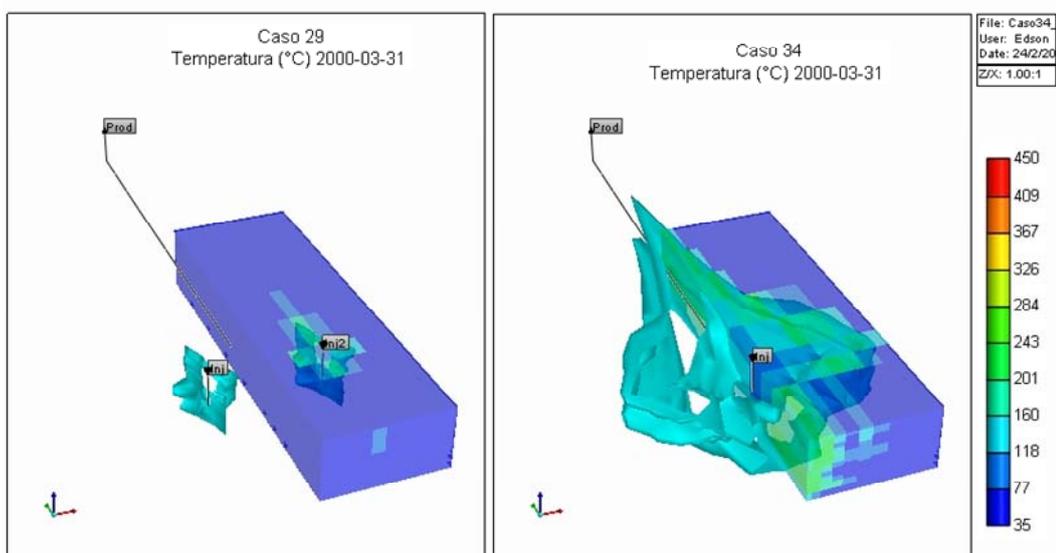
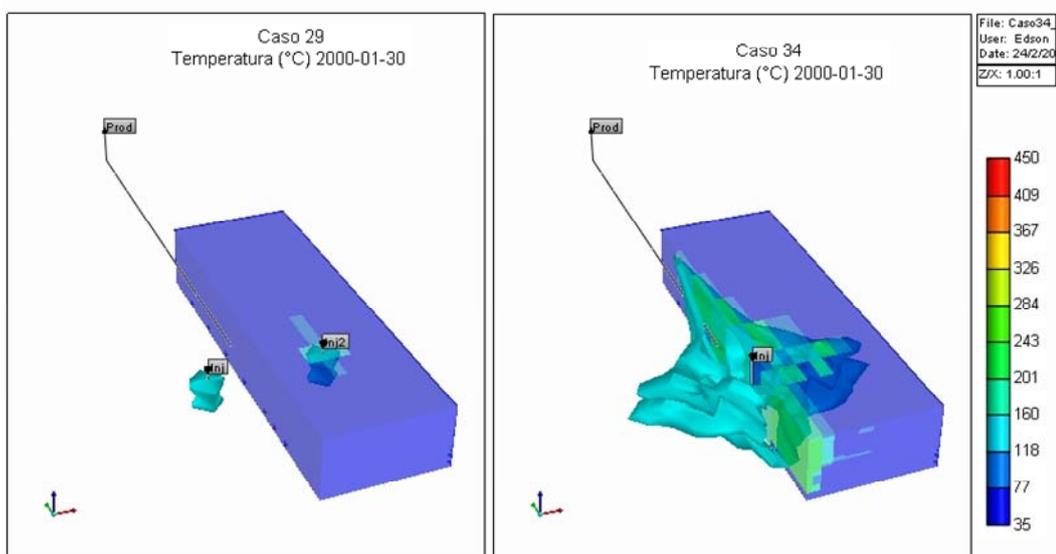
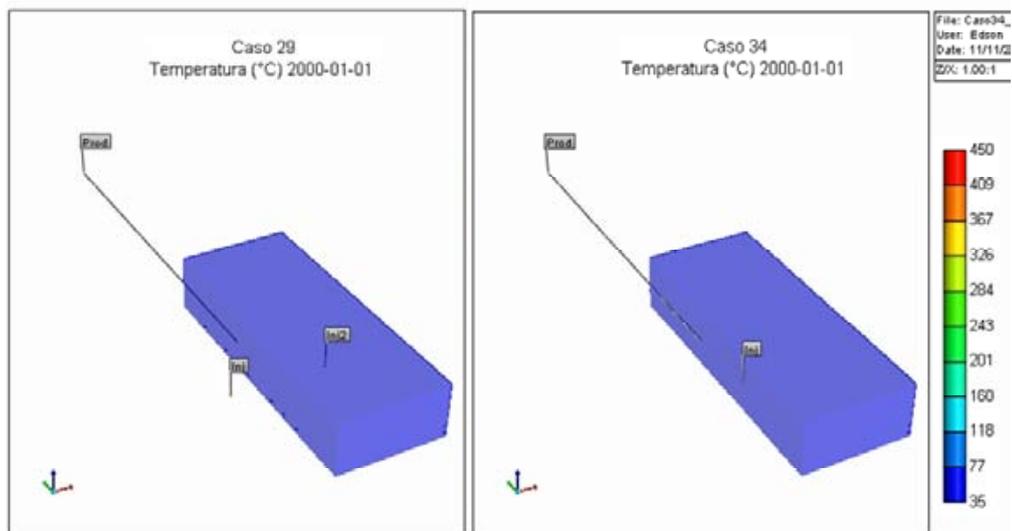


Figura 5.12: Vazão de óleo para os casos considerados como máximo, intermediário e mínimo.

O incremento na vazão de óleo deve-se as altas temperaturas envolvidas no sistema e ao incremento da pressão no reservatório. Na Figura 5.13 mostra-se a evolução da temperatura para os períodos de 1 dia, 30 dias, 3 meses, 6 meses e 1 ano para o caso de máximo (caso34_Visc210_Q100.000_PVHP_O50) e intermediário %FR (caso29_Visc210_Q20.000_2PLHP_O21).



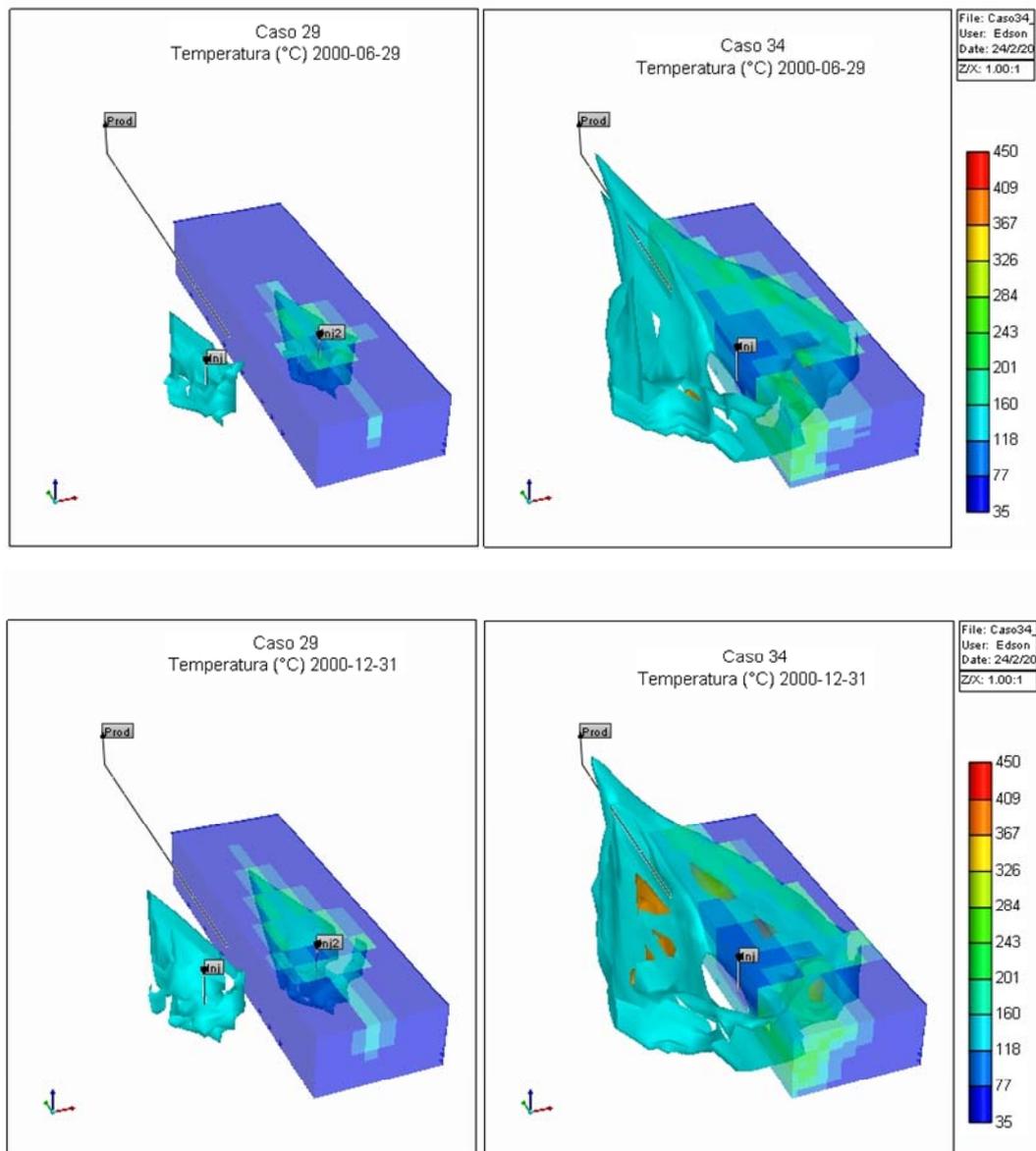


Figura 5.13: Evolução de temperatura em 1 dia, 30 dias, 3 meses, 6 meses, 1 ano.

Na Figura 5.13, observa-se a evolução da frente de combustão dos casos denominados máximo e mínimo no período de 1 ano. No caso máximo, a frente de combustão atinge temperatura, em torno, de 200°C e se expande pelo reservatório desde os primeiros meses, enquanto no caso intermediário a frente se forma com temperatura, aproximadamente, de 120°C.

A frente de combustão queima uma pequena fração do óleo formando sólidos orgânicos, denominado coque. O coque é considerado a principal fonte de energia do reservatório, por isso a análise de coque no sistema deve ser realizada. O coque depositado como combustível é medido em unidades de massa por unidade de volume da rocha reservatório. A Figura 5.14 apresenta os mapas de distribuição da densidade molar de coque

no sistema, em 1 dia, 6 meses e 1 ano. A região preta é o coque depositado em fase sólida no reservatório.

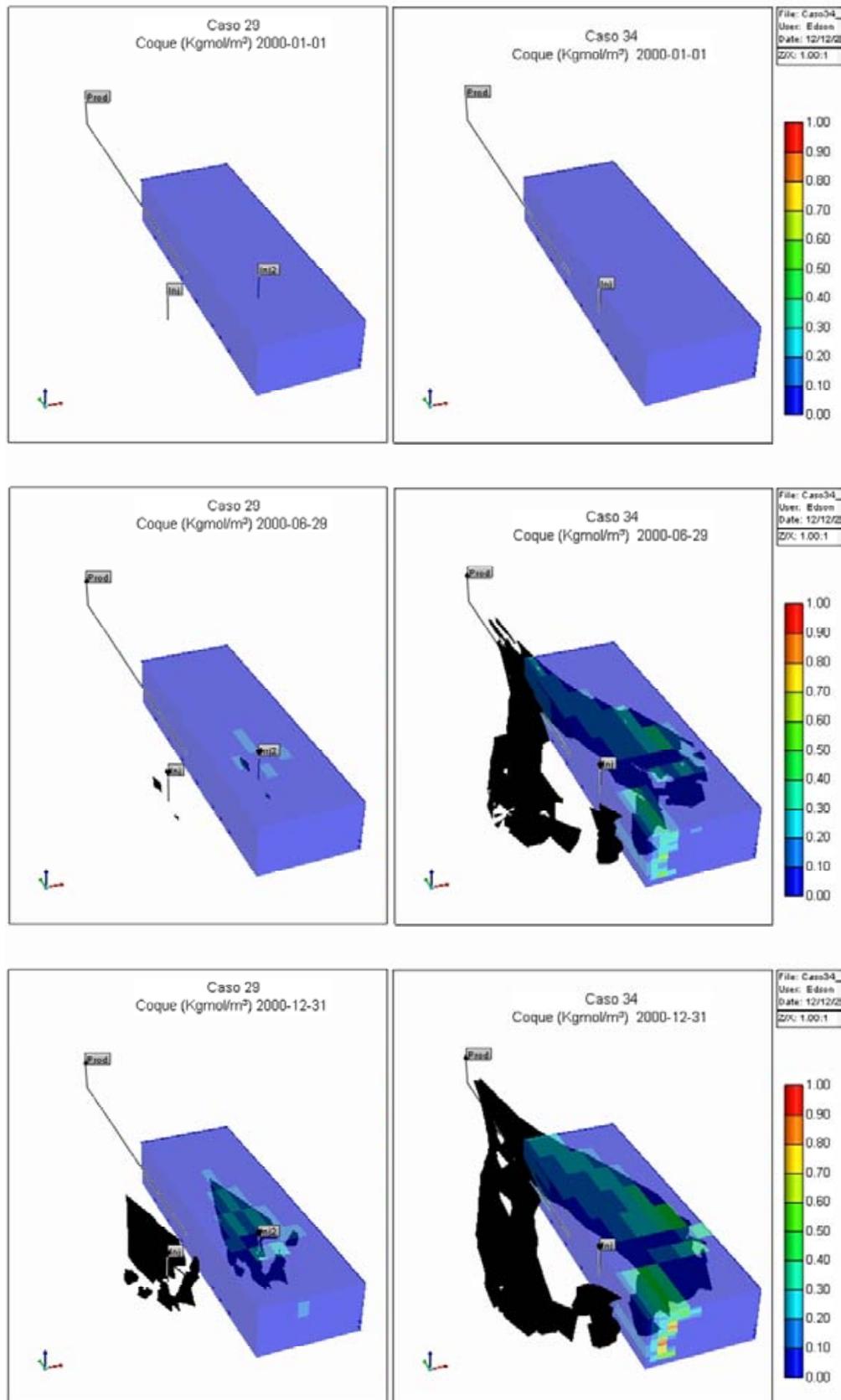
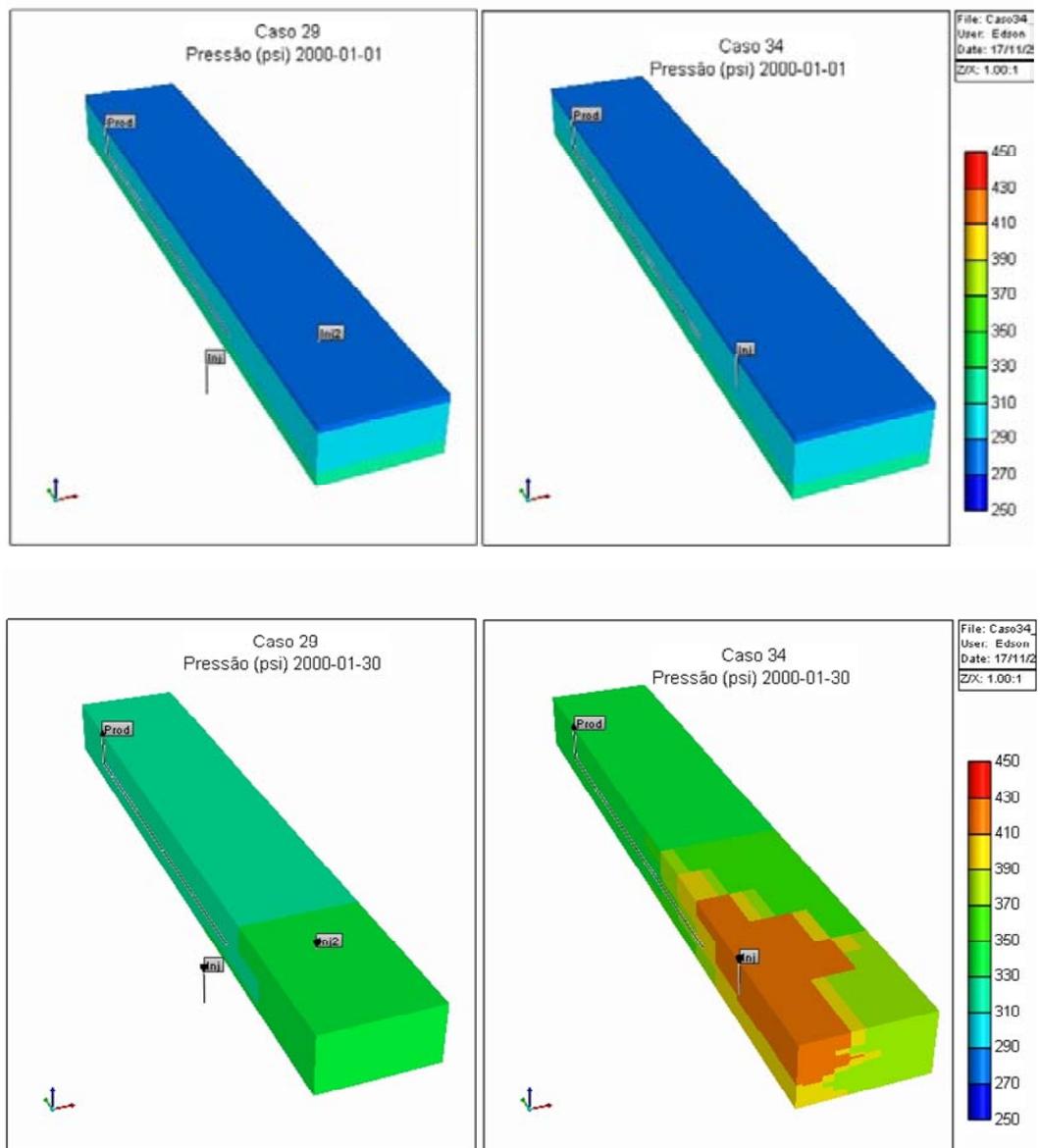


Figura 5.14: Mapa da fase sólida (coque) em 1 dia, , 6 meses e 1 ano.

Se a quantidade de coque é muito baixa a combustão não se auto-alimenta, contudo, se é muito alto o movimento da frente de combustão 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 (ROJAS *et al.*, 2006). Devido ao processo *toe-to-heel air injection* (THAI™) ser muito complexo, envolvendo reações químicas que favorecem a produção de gases, como o gás carbônico (CO₂) e propano (C₃).

Faz-se necessário uma análise da pressão no sistema para verificar se a frente de combustão formada possibilita um incremento da pressão, aumentando a energia do reservatório, conseqüentemente, favorecendo um aumento na produção de óleo. Na Figura 5.15 podem ser observados os perfis de pressão do reservatório estudado para o caso denominado máximo e mínimo, em 1 dia, 30 dias, 3 meses, 6 meses, e 1 ano.



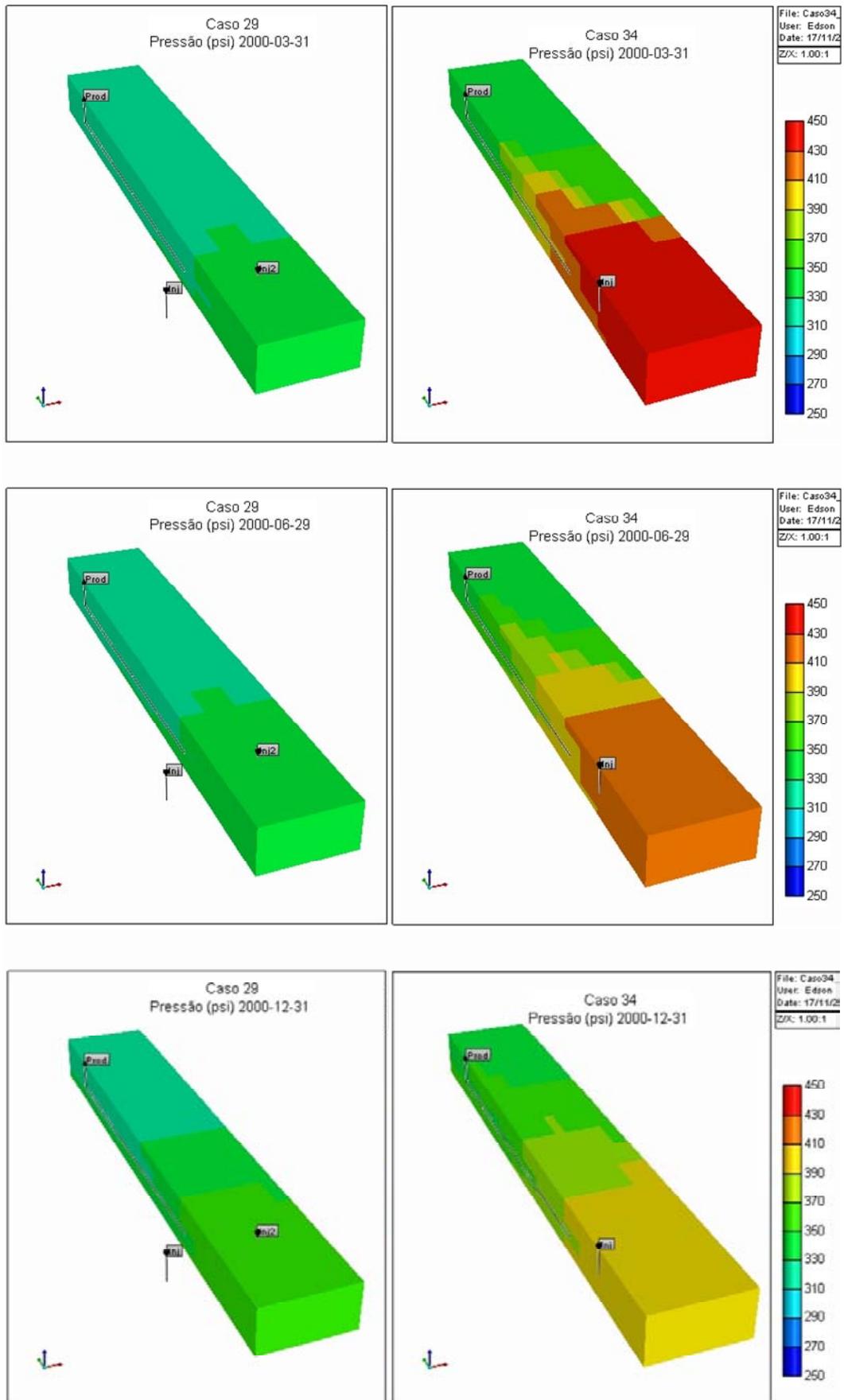


Figura 5.15: Perfis de pressão em 1 dia, 30 dias, 3 meses, 6 meses e 1 ano.

Na Figura 5.15, observa-se que o caso considerado máximo atinge uma pressão 450 psi na região do poço injetor nos primeiros meses do período de produção devido à alta vazão de injeção de ar. Enquanto que no caso mínimo atinge uma pressão, em torno, de 330 psi devido à baixa vazão de injeção de ar não favorecendo o incremento da energia do reservatório. No entanto, observa-se que no primeiro ano o reservatório se depleta, provocando a diminuição da vazão de óleo (Figura 5.12).

Para analisar o consumo de oxigênio foi verificada a vazão de gás em função do tempo para o componente oxigênio (injetado e produzido) e os gases produzidos nas reações (Figura 5.16). Esta figura mostra a quantidade de oxigênio injetado e a quantidade que não foi consumido pelas reações químicas que produzem água (H_2O) e gás carbônico (CO_2) no reservatório no decorrer dos 16 anos de produção. Observa-se que nos primeiros anos a taxa de consumo é maior, em decorrência da formação da frente de combustão. A reação de craqueamento do óleo pesado (C_{12}) produz o componente propano (C_3). O nitrogênio (N_2) injetado no reservatório é produzido na sua totalidade por não participar nas reações químicas. O gás carbônico (CO_2) e o propano (C_3) apresentam picos, em seguida há um declínio, mostrando que as reações químicas ocorreram nos primeiros anos com mais intensidade.

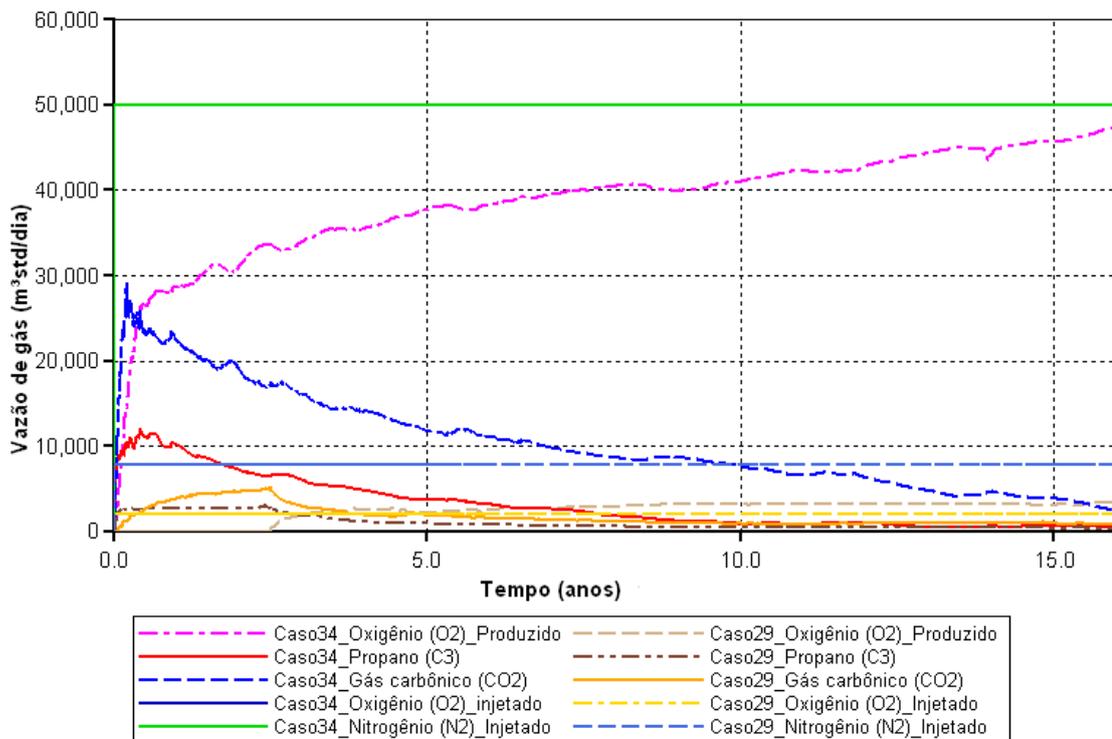


Figura 5.16: Vazão de gás dos componentes injetados e produzidos.

5.2.3 Análise da vazão de injeção de ar

O estudo da vazão de injeção de ar foi realizado para o “caso 34” (apresentou o maior percentual de óleo recuperado). Foram fixados os parâmetros operacionais configuração dos poços e concentração de oxigênio, em PVHP e 50% O₂, respectivamente. Os parâmetros foram mantidos fixos por apresentarem as condições consideradas ótimas de trabalho. A vazão de injeção de ar foi incrementada até 140.000 m³/dia. Na Figura 5.17, observa-se o fator de recuperação de óleo para diferentes vazões de injeção de ar em função do tempo de produção.

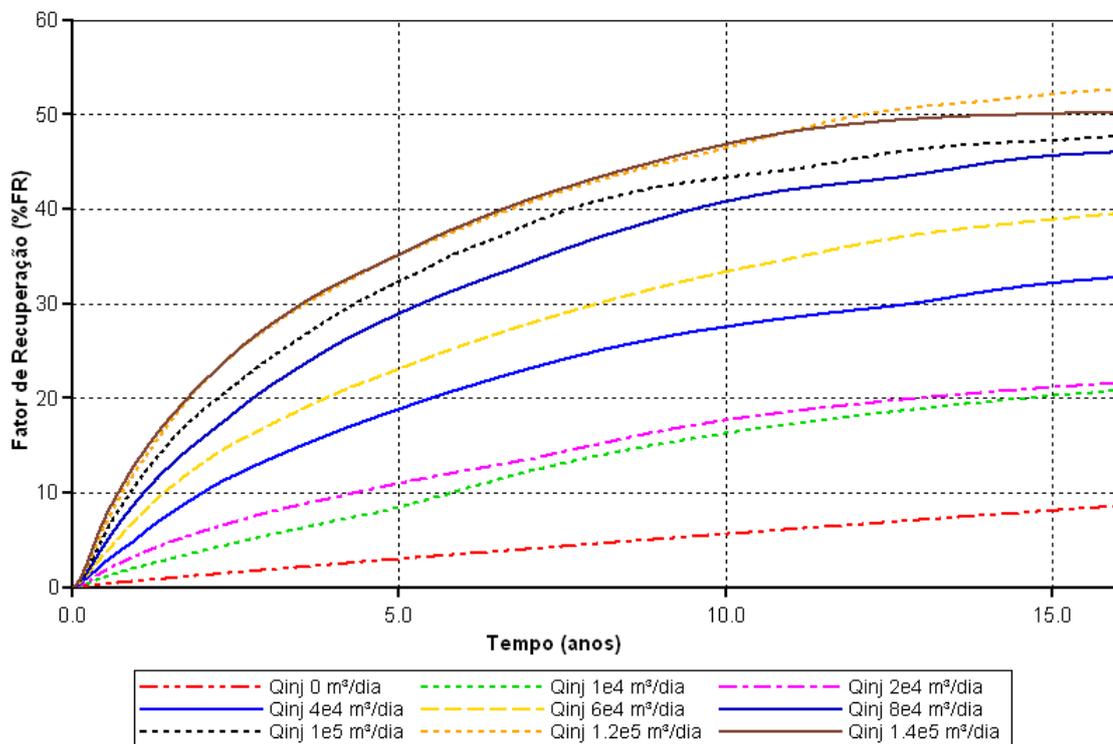


Figura 5.17: Fator de recuperação de óleo no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o caso 34.

Na Figura 5.17, observa-se que o percentual de óleo recuperado é maior quando se injeta ar. Com a recuperação primária, obteve-se um percentual de óleo recuperado em 16 anos de aproximadamente 8,5%, e para uma vazão de 20.000 m³/dia um fator de recuperação de 21,5%, ou seja, um incremento de 13% pontos percentuais. Para uma vazão de injeção de ar de 140.000 m³/dia o reservatório se depleta, reduzindo o fator de recuperação de óleo ao final dos 16 anos de produção quando comparado com o sistema com uma vazão de injeção de ar de 120.000 m³/dia, mostrando que há um limite para a vazão de injeção de ar.

A Figura 5.18 mostra as curvas de vazão de óleo em função do tempo para diferentes vazões de injeção de ar. Observa-se um incremento da vazão de óleo nos primeiros anos

decorrente das altas temperaturas da frente de combustão e do incremento da pressão no reservatório provenientes da vazão de injeção de ar. No entanto, a partir do primeiro ano há um declínio na pressão do reservatório reduzindo a vazão de óleo no decorrer do tempo

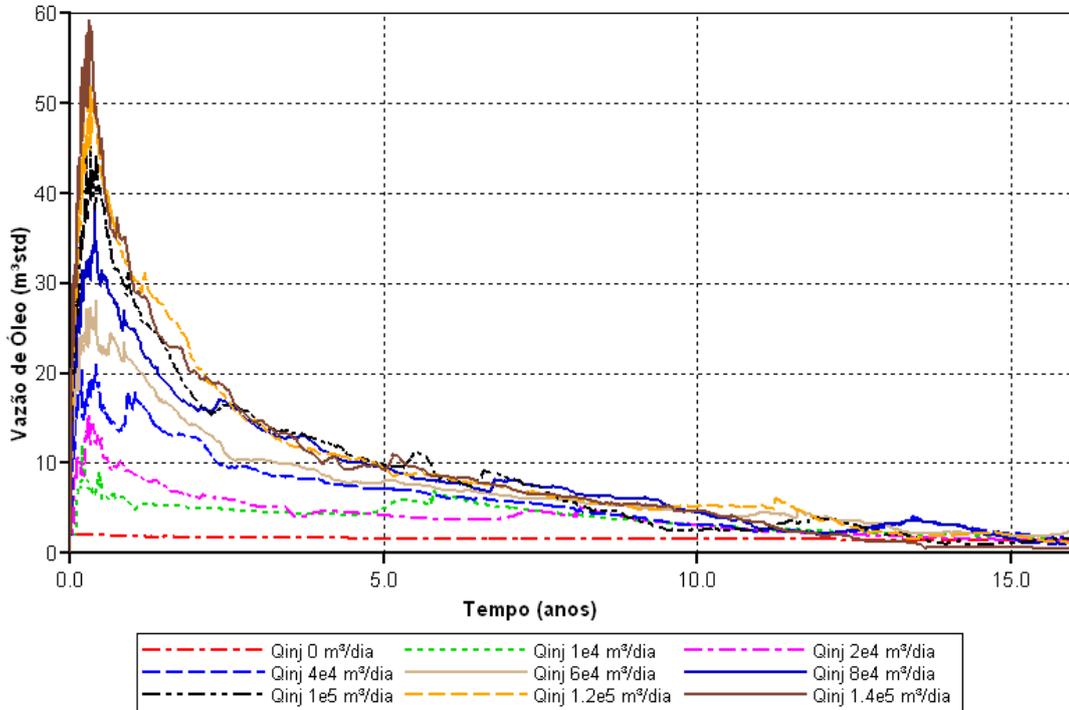
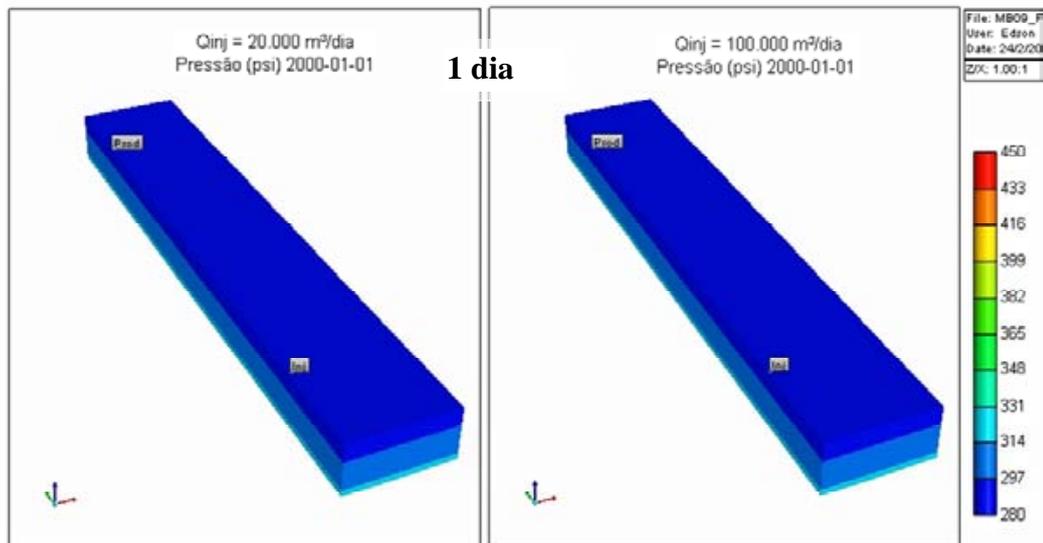


Figura 5.18: Vazão de óleo no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o caso 34.

A Figura 5.19 mostra um comparativo através de perfis de pressão para as vazões de injeção de ar de 20.000 m³/dia e 100.000 m³/dia para os períodos de 1 dia, 2 meses, 6 meses e 1 ano. Nota-se quanto maior for à vazão de injeção de ar, maior será o incremento na pressão do reservatório.



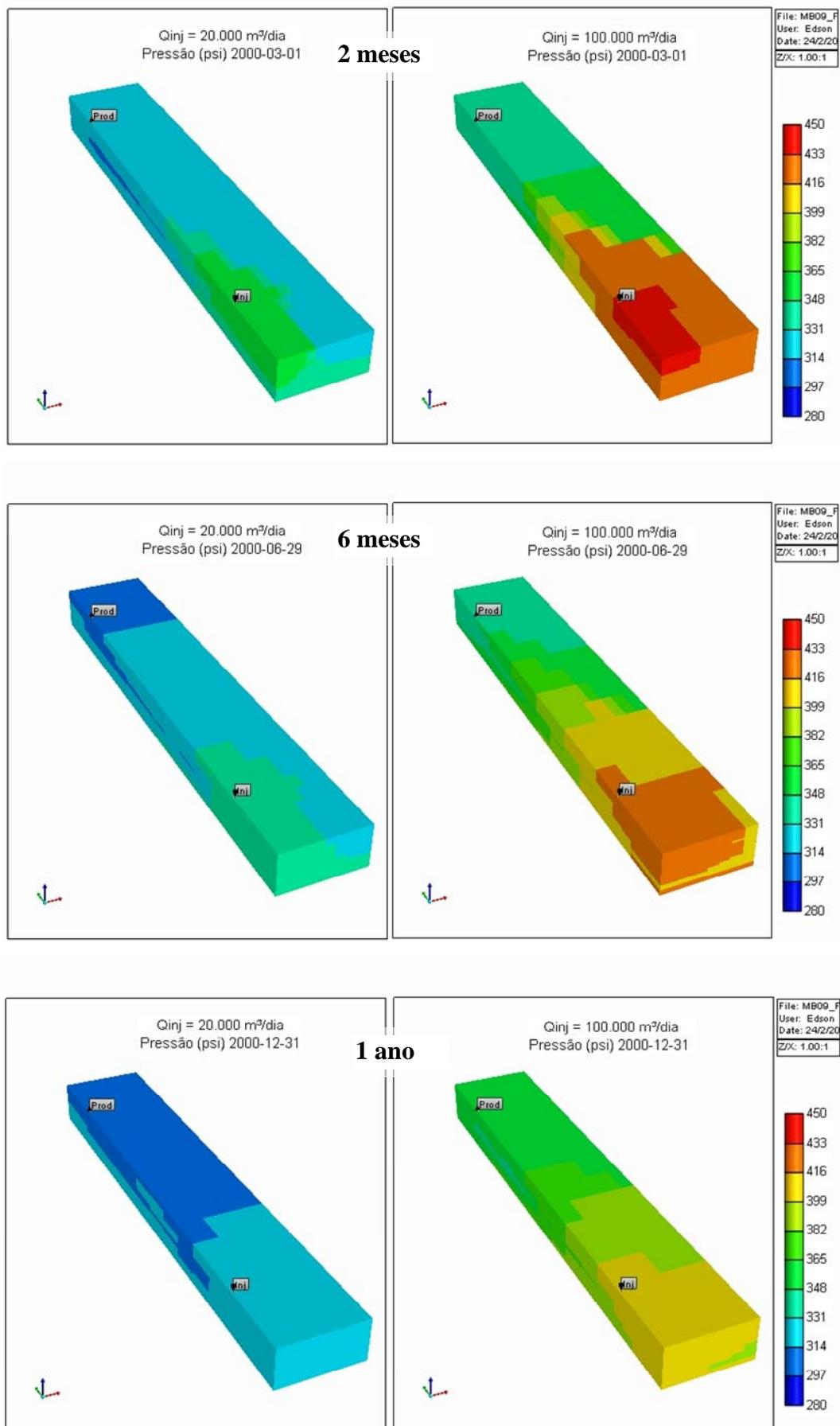


Figura 5.19: Perfis de pressão para diferentes vazões.

Foi realizado o estudo da vazão de injeção de ar para o “caso 06” por apresentar um percentual de óleo recuperado próximo ao caso denominado máximo. Foram fixados os parâmetros operacionais configuração dos poços e concentração de oxigênio, em 2PVHP e 50% O₂, respectivamente. A vazão de injeção de ar foi incrementada até 80.000 m³/dia. Na Figura 5.20, observa-se o fator de recuperação de óleo para diferentes vazões de injeção de ar em função do tempo de produção.

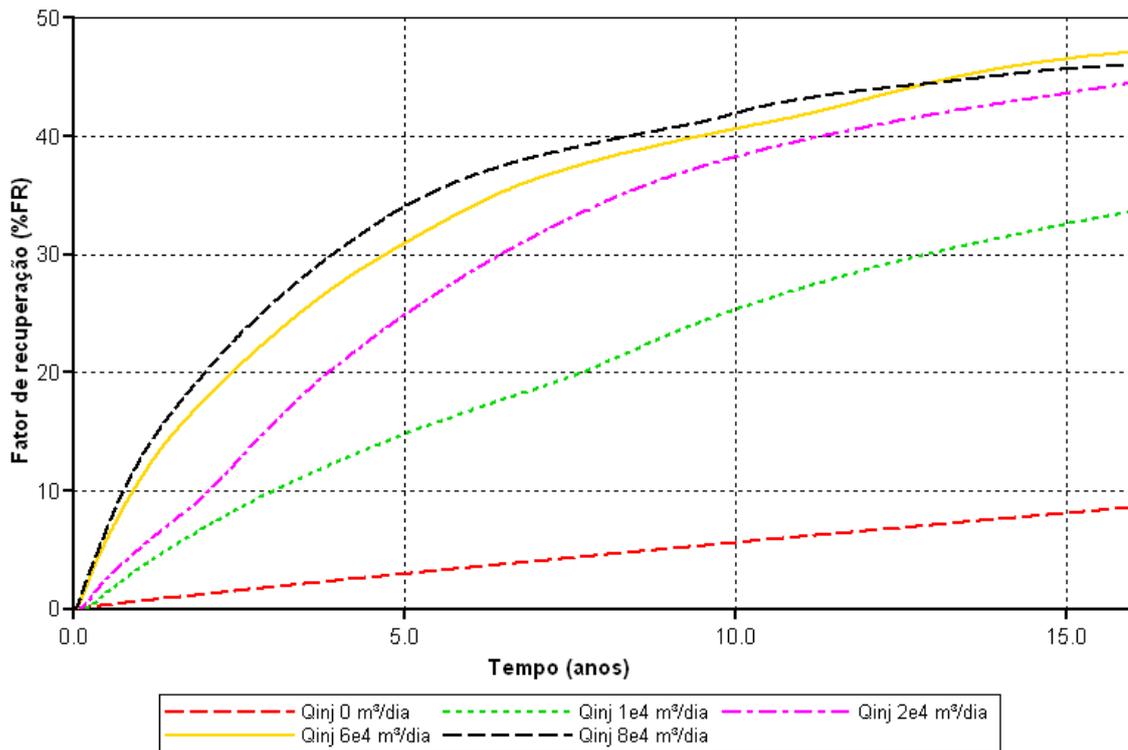


Figura 5.20: Fator de recuperação de óleo no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o caso 6.

Na Figura 5.20, observa-se que o incremento da vazão de injeção de ar acima de 60.000 m³/dia não permitiu um aumento da produção de óleo. Dessa forma, observa-se que existe um limite máximo da injeção de ar que otimiza o fator de recuperação de óleo.

O percentual de óleo recuperado não pode ser o único parâmetro para otimização do processo de injeção de ar. Quando se aumenta a demanda por ar, o incremento do percentual de óleo recuperado não acompanha o custo associado à injeção. Sendo assim, existe a necessidade de uma estimativa de análise de custo através do cálculo do valor presente líquido que dependa da quantidade de ar requerido e do óleo produzido no processo para analisar se o processo de injeção de ar pode ou não ser rentável.

5.2.4 Estimativa de análise de custo

Para realizar a estimativa econômica foi utilizado o valor presente líquido (VPL) apresentado no capítulo 2. Foi realizada a estimativa de análise de custo para o caso máximo (caso “34”). É necessário ressaltar que para o caso de injeção de ar consideram-se somente os gastos com injeção de ar e de produção do óleo. Para o cálculo do VPL foi considerado R\$ 100,00 o preço do barril de petróleo e foram estipulados três valores como preço de compra do ar (R\$/m³std 0,05, R\$/m³std 0,10 e R\$/m³std 0,20), sendo incluídos nestes valores os custos da compressão e do ar enriquecido. Na Tabela 5.6 podem ser observadas outras variáveis para o cálculo do VPL.

Tabela 5.6: Variáveis para cálculo do VPL.

Taxa de juros, i (%)	15
Preço de compra do barril (R\$/bbl)	100,00
Tempo (anos)	16
Preço de compra do ar (R\$/m³std)	0,05 – 0,10 - 0,20

No trabalho foi considerado que o processo “pode ser rentável” quando o VPL é maior que R\$ “0”. Quando há um declínio na curva do valor presente líquido o processo pode continuar sendo rentável, mas quando se compara com o ano anterior observa-se que há uma perda no lucro do projeto tornando-se economicamente inviável.

A Figura 5.21 mostra o valor presente líquido (VPL) em função do tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o “caso 34” (configuração de poços PVHP e concentração de 50%O₂). O processo de injeção de ar foi comparado com a recuperação primária, ou seja, sem injeção de ar (curva VPL Q_{inj} = 0 m³/dia). O preço de compra do ar foi estipulado em R\$/m³ 0,05. Observa-se que o processo “*toe-to-heel air injection*” “pode ser rentável” para a vazão de injeção de ar acima de 40.000 m³/dia por um período entre 4 a 5 anos. Além deste período, o processo “pode ser rentável” para uma vazão de 10.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e para o sistema sem injeção de ar (Q_{inj}= 0m³/dia) para os 15 anos de produção.

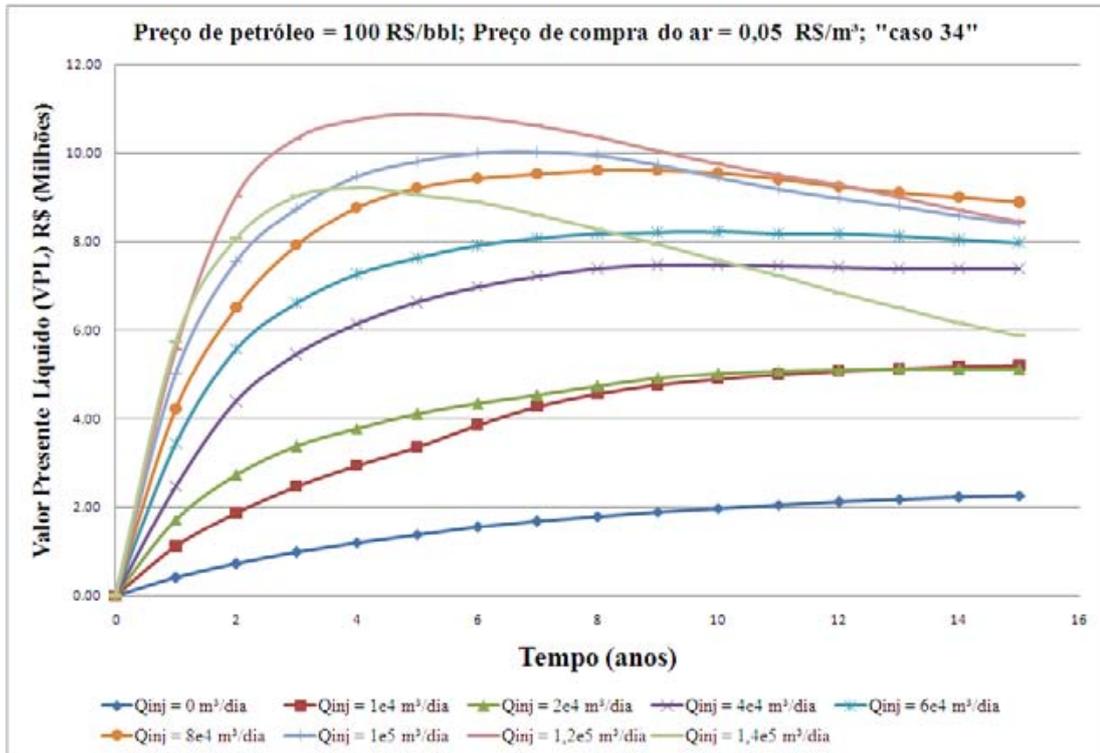


Figura 5.21: VPL em função do tempo para o caso 34.

A Figura 5.22 mostra o valor presente líquido (VPL) no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o “caso 34” com o preço de compra do ar estipulado em RS/m^3 0,10.

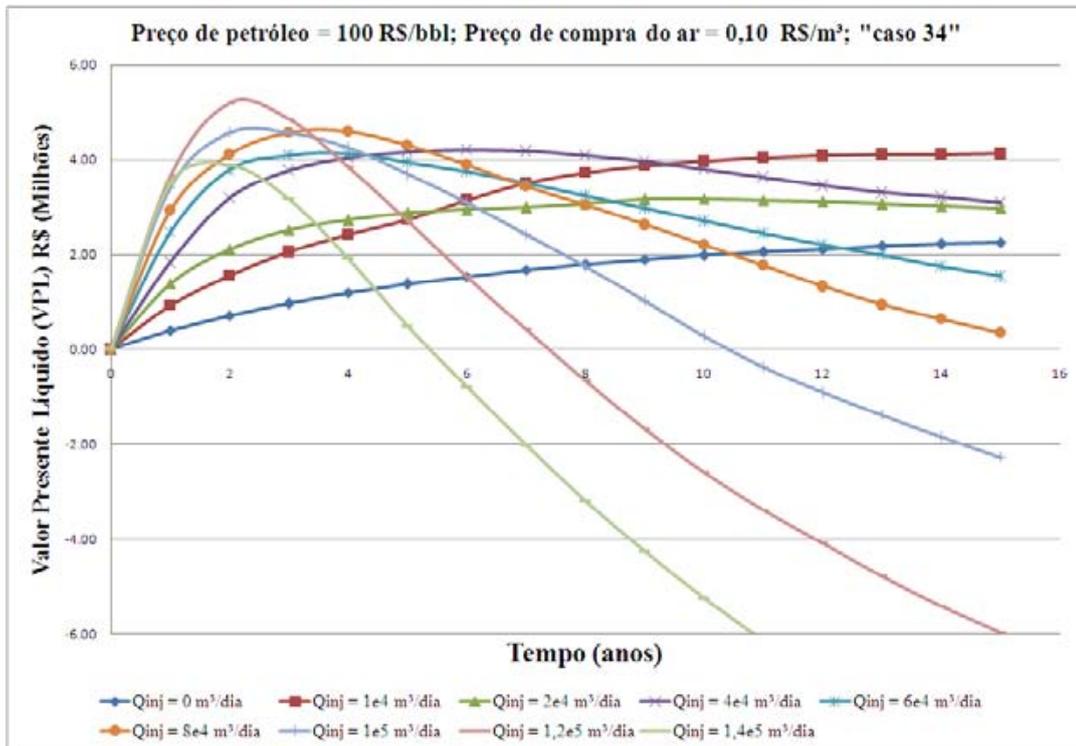


Figura 5.22: VPL em função do tempo para o caso 34.

Na Figura 5.22 observa-se que o processo “*toe-to-heel air injection*” “pode ser rentável” para todas as vazões de injeção por um período entre 2 a 3 anos. Além deste período, o processo “pode ser rentável” para uma vazão de 10.000 m³/dia e para a recuperação primária ($Q_{inj} = 0$ m³/dia) para os 15 anos de produção.

A Figura 5.23 mostra o valor presente líquido (VPL) no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o “caso 34” com o preço de compra do ar estipulado em R\$/m³ 0,20.

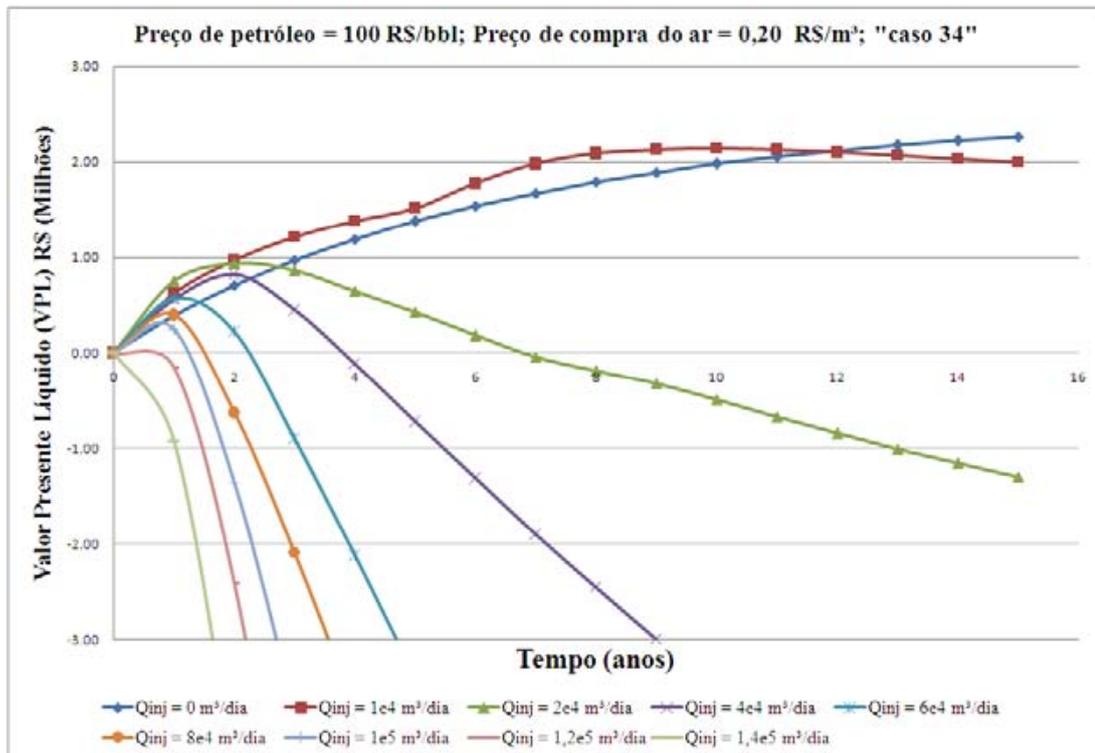


Figura 5.23: VPL em função do tempo para o caso 34.

Na Figura 5.23 observa-se que o processo “*toe-to-heel air injection*” “pode ser rentável” apenas para uma vazão de 10.000 m³/dia por um período de 8 anos, além deste período recomenda-se o fechamento do poço injetor.

Foi realizada a estimativa de análise de custo para o “caso 06” por apresentar um percentual de óleo recuperado próximo ao caso denominado máximo. A Figura 5.24 mostra o valor presente líquido (VPL) em função do tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o “caso 06” (configuração de poços 2PVHP e concentração de oxigênio de 50%). O processo de injeção de ar foi comparado com a recuperação primária, ou seja, sem injeção de ar (curva VPL $Q_{inj} = 0$ m³/dia). O preço de compra do ar foi estipulado em R\$/m³ 0,05.

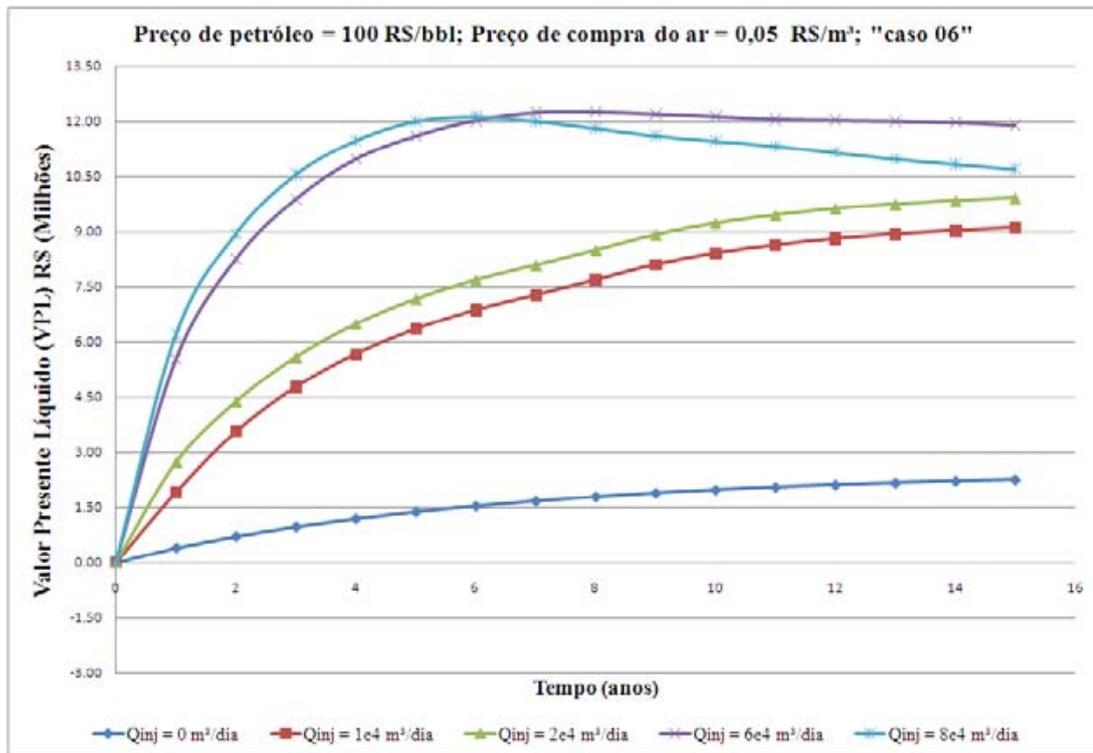


Figura 5.24: VPL em função do tempo para o caso 06

Na Figura 5.24 observa-se que o processo “*toe-to-heel air injection*” “pode ser rentável” para uma vazão de injeção de ar de 60.000 m³/dia por um período de 9 anos. Para vazões inferiores a citada, o processo “pode ser rentável” pelo período de 15 anos de produção. Para uma vazão de injeção de ar de 80.000 m³/dia o processo “pode ser rentável” por um período de 8 anos, além deste período torna-se inviável se injetar ar no reservatório.

A Figura 5.25 mostra o valor presente líquido (VPL) no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o “caso 6” com o preço de compra do ar estipulado em R\$/m³ 0,10. Observa-se que o processo “*toe-to-heel air injection*” “pode ser rentável” para todas as vazões de injeção por um período de 4 anos. Além deste período, o processo “pode ser rentável” para vazões de 20.000 e 10.000 m³/dia. Para a recuperação primária ($Q_{inj} = 0 \text{ m}^3/\text{dia}$) o processo é rentável para os 15 anos de produção.

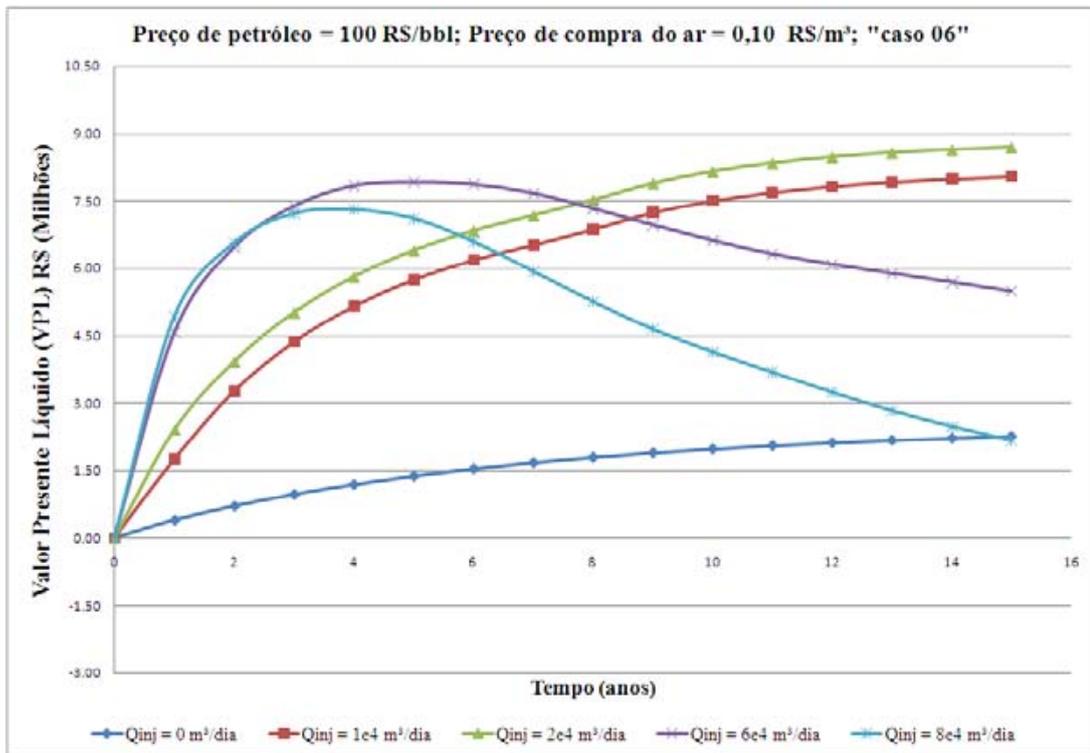


Figura 5.25: VPL em função do tempo para o caso 06.

A Figura 5.26 mostra o valor presente líquido (VPL) no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o “caso 6” com o preço de compra do ar estipulado em RS/m³ 0,20.

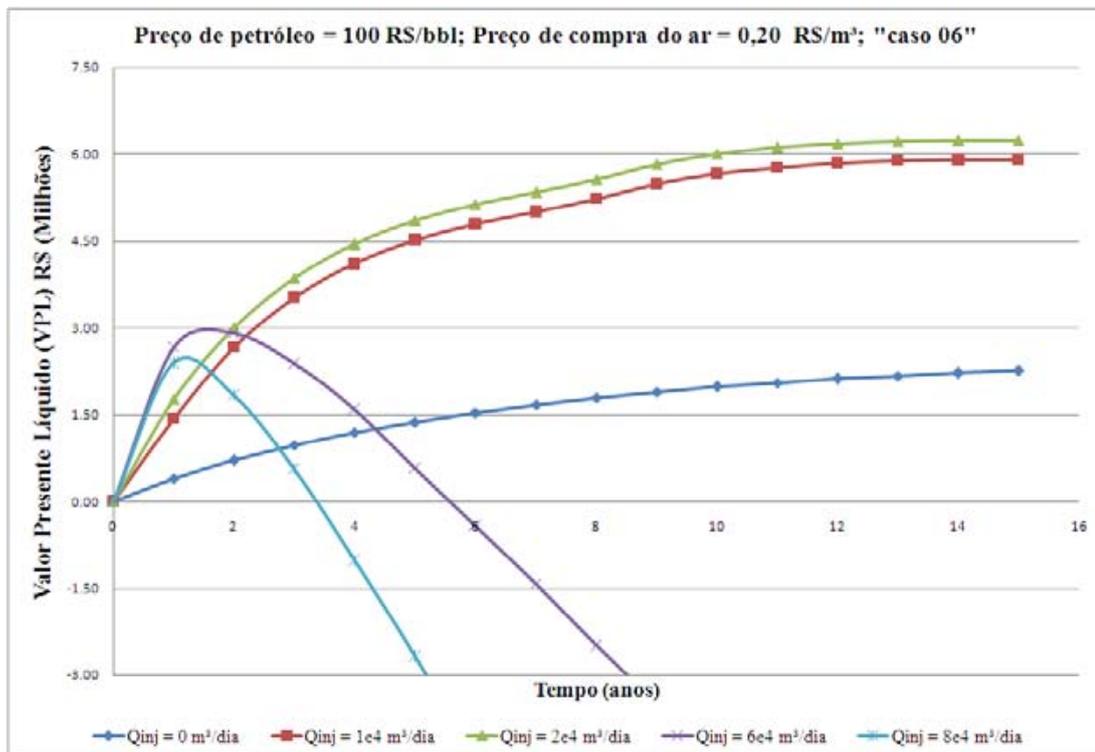


Figura 5.26: VPL em função do tempo para o caso 06.

Na Figura 5.26 pode ser observado que o processo “*toe-to-heel air injection*” “pode ser rentável” para todas as vazões de injeção por um período de 2 anos. Além deste período, o processo “pode ser rentável” para vazões de 20.000 e 10.000 m³/dia. Para a recuperação primária ($Q_{inj} = 0$ m³/dia) o processo é rentável para os 15 anos de produção.

A Figura 5.27 mostra o ponto de máximo valor presente líquido referente aos três valores de compra de ar para os dois casos analisados (34 e 06).

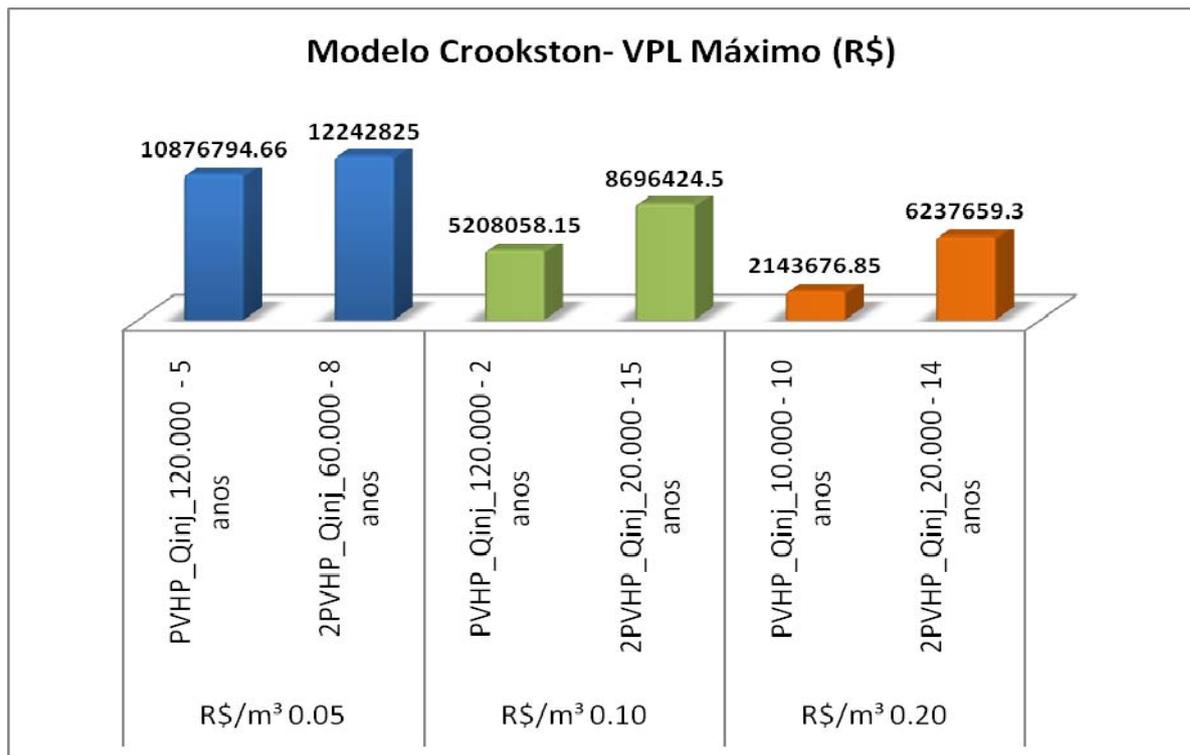


Figura 5.27. Comparativo de máximo VPL.

Na Figura 5.27 pode se observar que o caso 34 (PVHP_Qinj) considerado como máximo por apresentar o maior percentual de óleo recuperado em 15 anos não é tão rentável quanto o caso 06 (2PVHP_Qinj). O caso 06 é mais rentável por se injetar menos ar no reservatório, ou seja, reduzindo o custo na compra do ar e a configuração de poços 2PVHP auxiliou no escoamento do óleo em direção ao poço produtor.

5.3 Modelo de fluido “Nordeste Brasileiro”

Nesta seção são expostas as seguintes análises: sensibilidade dos parâmetros operacionais, estudos de caso das condições operacionais, vazão de injeção e da estimativa de análise de custo do modelo de fluidos denominado “Nordeste Brasileiro”. Este modelo de fluido apresenta uma densidade relativa inicial de 0,96 e uma viscosidade de 866 cP à 38 °C.

5.3.1 Análise de sensibilidade dos parâmetros

A Tabela 5.7 contém os 18 casos simulados para o modelo de fluido denominado Nordeste Brasileiro com viscosidade de 866 cP, com o volume original de óleo (VOIP) e o percentual de óleo recuperado em 5, 10 e 15 anos de produção. Os casos simulados estão distribuídos de forma decrescente de %FR de 15 anos. Os casos destacados em amarelo são aqueles que apresentaram máximo, intermediário e mínimo percentual de óleo recuperado.

Tabela 5.7: Fator de recuperação de óleo para os casos simulados com o modelo de Nordeste Brasileiro.

Casos	Óleo(μ)	Qinj	C.Poços	O ₂	VOIP (m ³ std)	%FR		
	cP	m ³ /dia		%		(5 anos)	(10 anos)	(15anos)
52	866	100000	PVHP	50	96.256,60	38,14	57,20	64,10
26	866	100000	2PLHP	50	96.256,60	32,12	48,31	55,03
50	866	60000	2PLHP	50	96.256,60	23,11	40,12	49,66
54	866	100000	2PVHP	50	96.256,60	29,30	40,58	48,45
25	866	100000	PVHP	21	96.256,60	18,44	28,18	37,10
22	866	60000	PVHP	50	96.256,60	21,35	31,93	35,82
53	866	100000	2PLHP	21	96.256,60	16,02	27,86	33,72
24	866	60000	2PVHP	50	96.256,60	19,23	27,34	32,71
20	866	20000	2PLHP	50	96.256,60	8,49	19,31	23,23
23	866	60000	2PLHP	21	96.256,60	8,95	18,94	22,69
27	866	100000	2PVHP	21	96.256,60	14,22	19,42	21,49
49	866	60000	PVHP	21	96.256,60	9,78	15,13	18,89
48	866	20000	2PVHP	50	96.256,60	6,71	14,73	18,60
46	866	20000	PVHP	50	96.256,60	8,33	12,43	16,32
51	866	60000	2PVHP	21	96.256,60	8,04	13,03	15,71

47	866	20000	2PLHP	21	96.256,60	0,70	8,46	11,73
21	866	20000	2PVHP	21	96.256,60	3,90	7,07	10,79
19	866	20000	PVHP	21	96.256,60	3,25	6,78	8,39

Para análise destes efeitos foi aplicado o diagrama de Pareto. A Figura 5.28 mostra essa representação com variável de resposta percentual de óleo recuperado (%FR) em 5 anos de produção. Observam-se em ordem decrescente os efeitos que apresentaram influência estatisticamente significativa: a vazão de injeção (Q_{inj}), a concentração de oxigênio ($\%O_2$), a configuração de poços (conf. poços), respectivamente. As interações que apresentaram influência foram a vazão de injeção com concentração de oxigênio ($Q_{inj}_%O_2$) e a vazão de injeção com configuração dos poços ($Q_{inj}_Conf. Poços$). Os valores positivos associados aos efeitos indicam um aumento da variável de resposta, o percentual de óleo recuperado, e valores negativos indicam diminuição da variável de resposta.

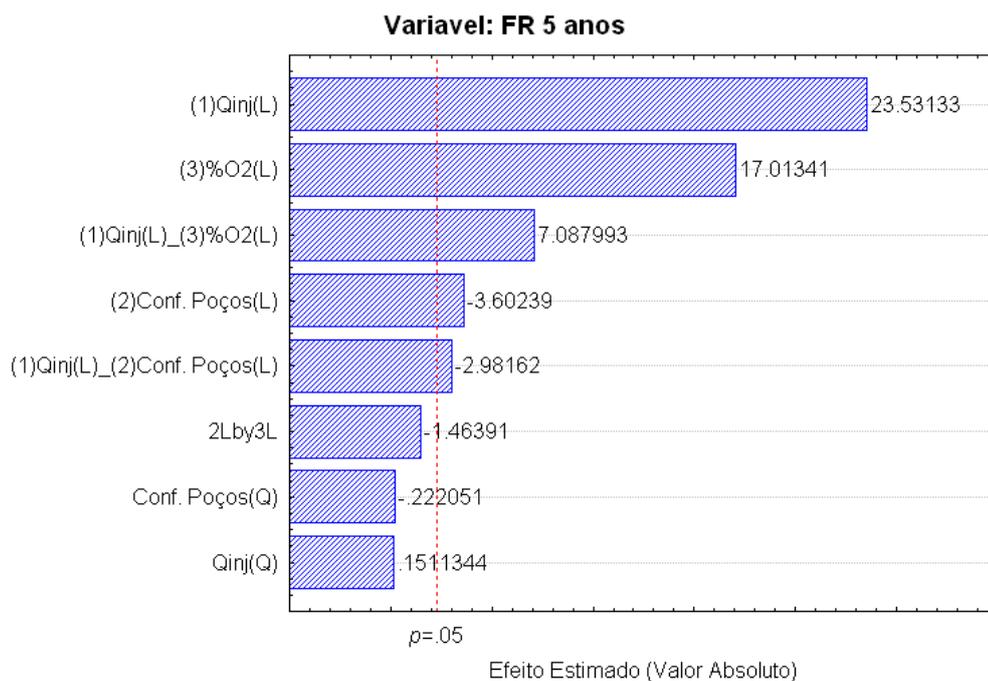


Figura 5.28: Diagrama de Pareto (5 anos).

Na Figura 5.29, ao final do décimo ano, observa-se que os três primeiros parâmetros se mantiveram a mesma ordem de influência, mas a interação vazão de injeção e configuração dos poços ($Q_{inj}_Conf. Poços$) passou a ocupar o quarto posto na ordem de influência. A configuração dos poços quadrática (Q) e linear (L) foi o quinto e sexto, respectivamente, efeito de maior influência estatisticamente significativa (Q e L).

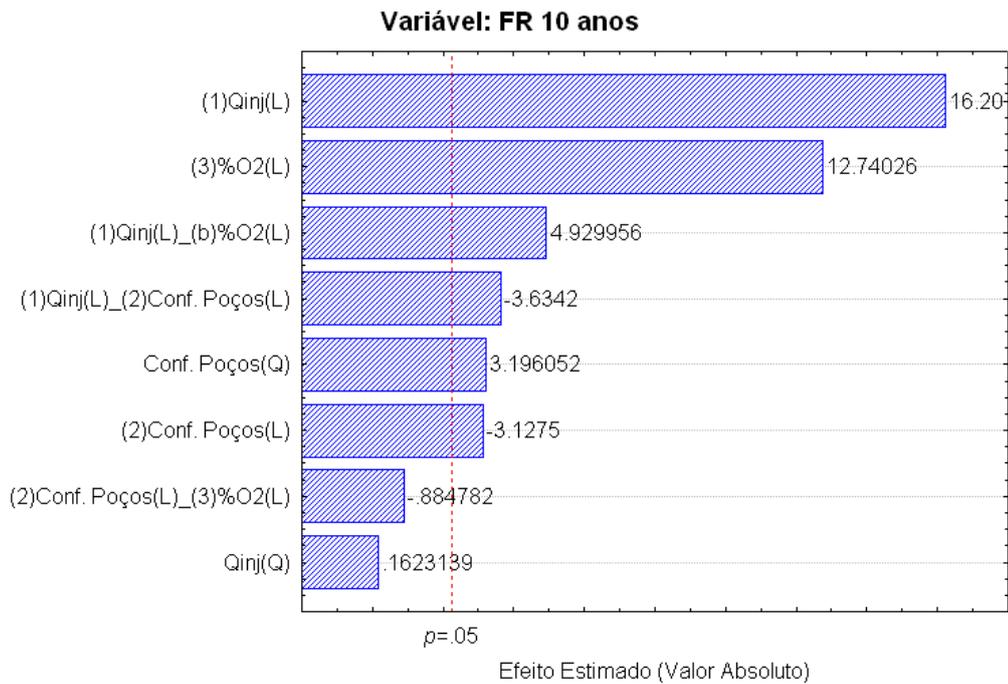


Figura 5.29: Diagrama de Pareto (10 anos).

A Figura 5.30 mostra os efeitos influentes para o período de 15 anos. Observa-se que os efeitos se mantiveram a mesma ordem decrescente de influência do período de 10 anos.

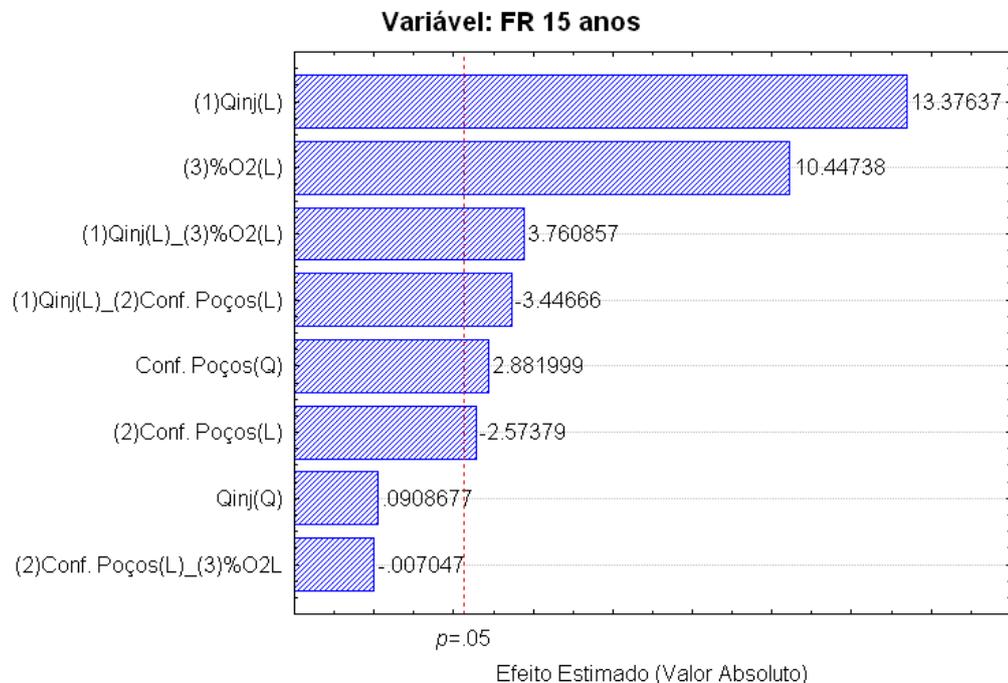


Figura 5.30: Diagrama de Pareto (15 anos).

A Figura 5.31 mostra as superfícies de resposta para o percentual de óleo recuperado (%FR) na interação dos parâmetros configuração dos poços (conf. poços) e vazão de injeção

(Q_{inj}) em 5, 10 e 15 anos. O parâmetro operacional concentração de oxigênio foi mantido no nível máximo (1).

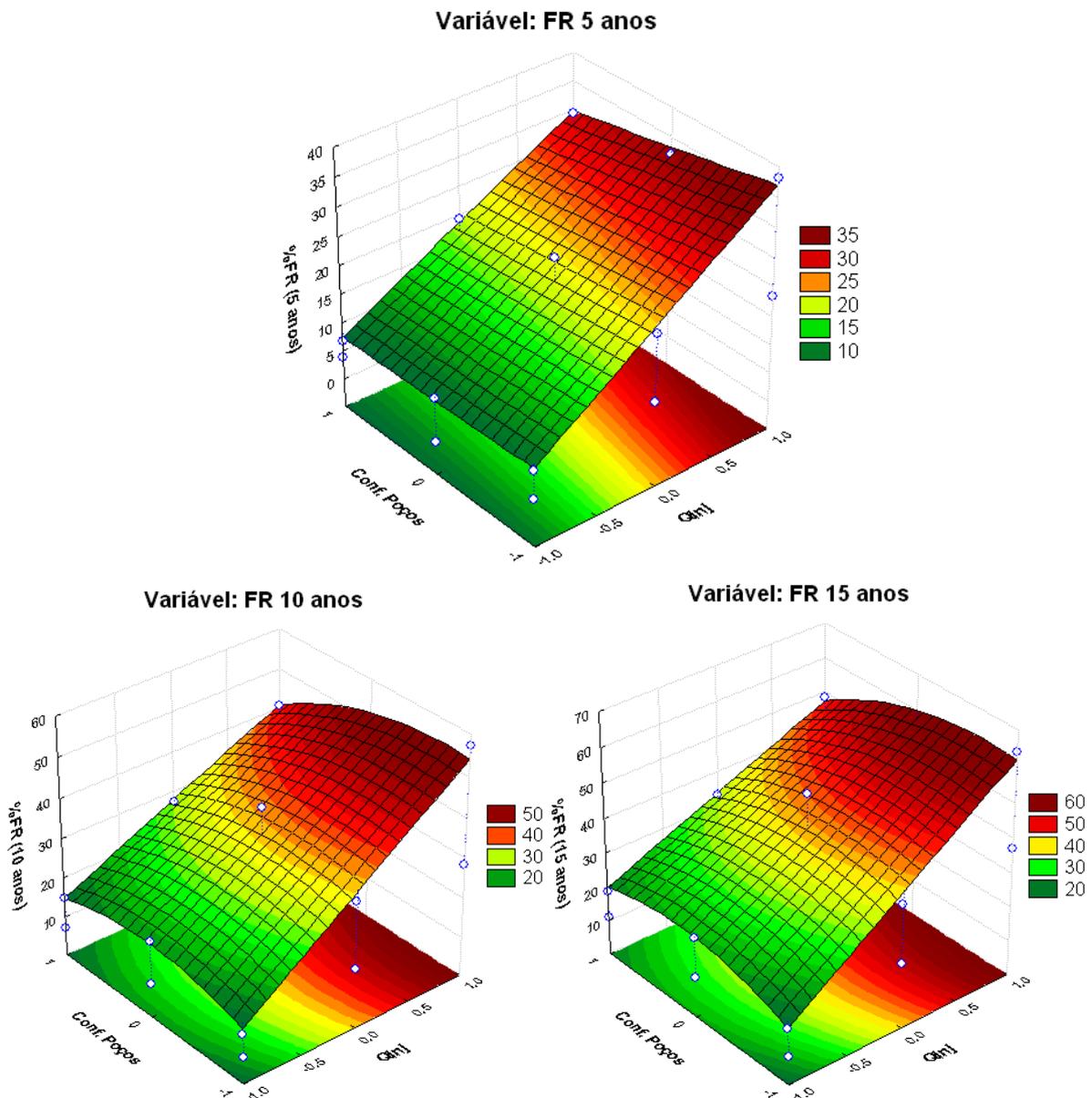


Figura 5.31: Análise de interação entre a vazão de injeção (Q_{inj}) e a configuração dos poços (Conf. poços) no FR.

Na Figura 5.31 observa-se que o percentual de óleo recuperado aumenta com o incremento da vazão de injeção de ar (Q_{inj}) e com a configuração de poços mantida fixa no seu nível mínimo (PVHP). Este comportamento pode ser observado em 5, 10 e 15 anos de produção. Em 5 anos, o fator de recuperação pode chegar a **37%**, em 10 anos a **56%** e em 15 anos a **65%**, aproximadamente.

Comparando as superfícies de resposta do modelo Crookston (Figura 5.8) com o modelo Nordeste Brasileiro (Figura 5.31) pode-se observar que para o primeiro modelo a interação: configuração dos poços - vazão de injeção apresenta uma superfície de resposta côncava para cima, ou seja, mostra uma região de mínima resposta para a configuração 2PLHP (nível 0), enquanto que para o outro modelo (Nordeste Brasileiro) a interação configuração dos poços - vazão de injeção apresenta uma superfície de resposta côncava para baixo, mostrando que não há região de mínima resposta do %FR no nível “0” da configuração de poços (2PLHP), e sim próxima da região de máxima resposta. A inversão das superfícies de resposta mostra a necessidade de análise no nível “0” da Configuração de Poços (2PLHP), para os dois modelos estudados, para entender as causas dessa inversão nas Superfícies de Respostas.

Sendo assim, foi realizado um estudo de diferentes parâmetros que podem influenciar no processo dentro do reservatório (Temperatura, Pressão, Saturação de gás, Viscosidade e Coque). Foi encontrado que no início da combustão, em ambos modelos (Crookston e Nordeste Brasileiro), acontece um aumento da Temperatura até atingir um máximo e depois declina, sendo que o modelo Crookston atinge uma temperatura em torno de 600 °C maior que a máxima do Nordeste Brasileiro, que está em torno de 450 °C. Foi observado também que no modelo de Crookston o ar chega mais rapidamente no poço produtor, não permitindo um varrido eficiente do reservatório, deixando para trás o óleo, que é consumido pela combustão no reservatório. Isto pode ser observado na Figura 5.32 que mostra a saturação de gás no reservatório após a irrupção do gás no poço produtor, para o modelo de menor viscosidade (Caso 08_Visc210_Qinj_100.000 m³/dia_O50%_2PLHP) e que foi comparado com o modelo de maior viscosidade (Caso 26_Visc866_Qinj_100.000 m³/dia_O50%_2PLHP).

A irrupção de gás no poço produtor acaba por limitar a entrada de óleo, só que essa irrupção acaba sendo mais rápida no modelo de menor viscosidade (modelo Crookston) e mais tardia no reservatório mais viscoso (modelo Nordeste Brasileiro), fazendo que essa configuração seja então mais eficiente no modelo do Nordeste Brasileiro. Na Figura 5.32 pode ser observado que para caso 08 (esquerda da figura), a saturação de gás é próxima de 100% na região do poço produtor, enquanto que no caso 26 (figura da direita) a saturação de gás é próxima de 0% , isto para o mesmo período de produção, mostrando que o ar entra no poço produtor no início da combustão para o modelo “Crookston”.

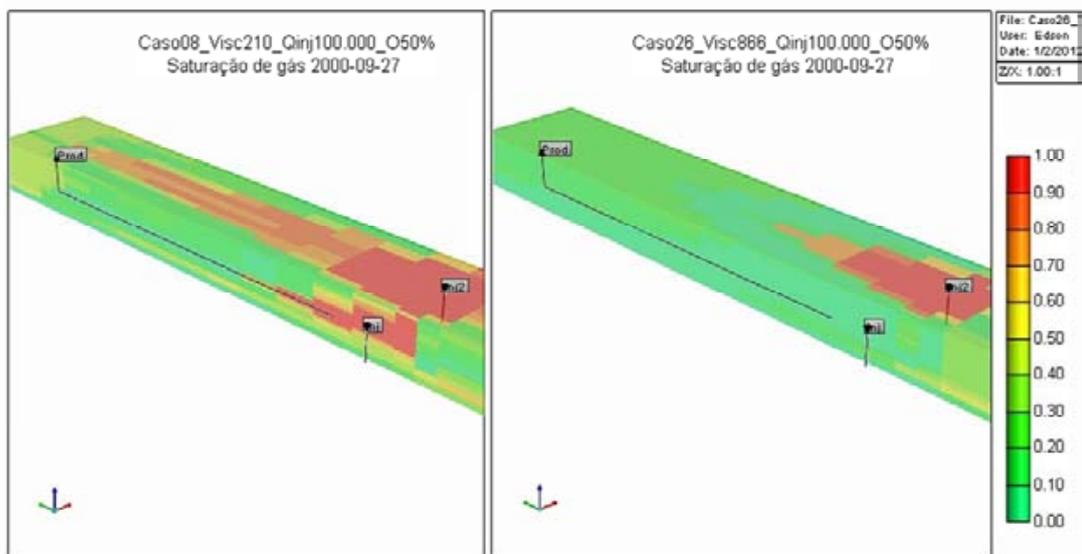


Figura 5.32: Saturação de gás no reservatório.

A Figura 5.33 mostra as superfícies de resposta para o percentual de óleo recuperado na interação dos parâmetros configuração dos poços (conf. poços) e concentração de oxigênio ($\%O_2$) em 5, 10 e 15 anos. O parâmetro operacional vazão de injeção foi mantido no nível máximo (1). Constata-se que há um incremento no percentual de óleo recuperado quando o parâmetro configuração dos poços está no seu nível mínimo (PVHP) e a concentração de oxigênio no seu nível máximo (50% O_2). Este comportamento pode ser observado em 5, 10 e 15 anos de produção. Esse aumento pode ser visualizado na região em vermelho nas superfícies de respostas. Em 5 anos, o fator de recuperação pode chegar a **37%**, em 10 anos a **52%** e 15 anos a **62%**, aproximadamente.

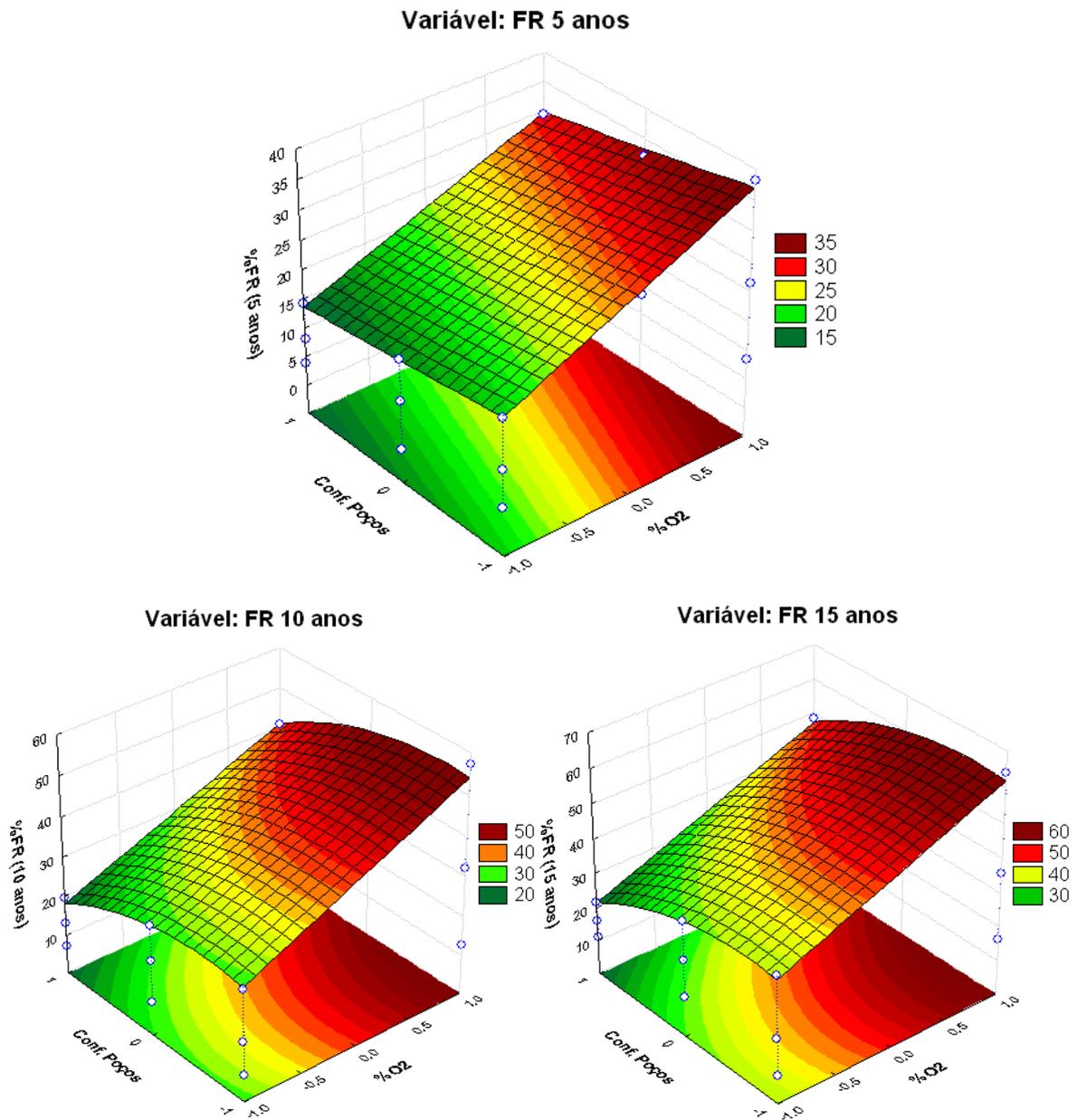


Figura 5.33: Análise de interação entre a concentração de oxigênio (%O₂) e a configuração dos poços no FR.

Comparando a Figura 5.9 com a Figura 5.33 observa-se uma diferença entre as superfícies de respostas, essa diferença se dá justamente pela produção de gás que ocorre no primeiro modelo desde o nono mês de produção.

A Figura 5.34 mostra as superfícies de resposta para o percentual de óleo recuperado para a interação dos parâmetros vazão de injeção de ar (Q_{inj}) e concentração de oxigênio (%O₂) em 5, 10 e 15 anos. O parâmetro operacional configuração dos poços foi mantido no nível mínimo (-1).

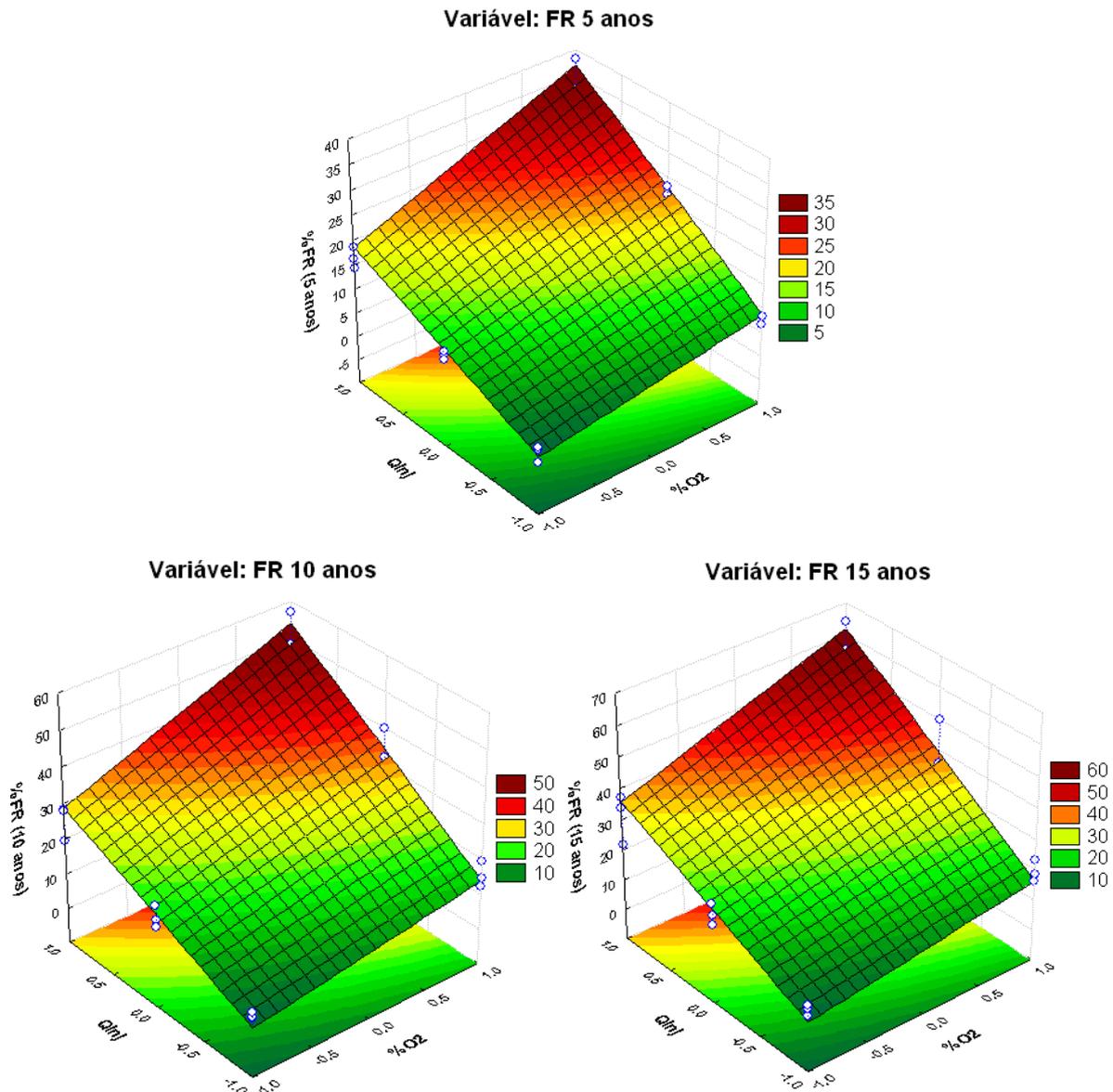


Figura 5.34: Análise de interação entre a concentração de oxigênio (%O₂) e a vazão de injeção (Q_{inj}) no FR.

Na Figura 5.34, observa-se que os parâmetros no seu nível mínimo há uma condição de mínima resposta. No entanto, quando se altera a vazão de injeção para o ponto máximo há um incremento no percentual de óleo recuperado (%FR) devido uma maior quantidade de oxigênio injetado no reservatório. Já a interação dos parâmetros no nível máximo observa-se que há um incremento no percentual de óleo recuperado atingido o ápice da produção. Em 5 anos o fator de recuperação pode chegar a **37%**, em 10 anos a **56%** e 15 anos a **65%**, aproximadamente.

Comparando a Figura 5.10 com a Figura 5.34, observa-se que as superfícies de respostas são similares, ou seja, quando se altera o nível mínimo dos parâmetros operacionais

vazão de injeção e concentração de oxigênio há um incremento no percentual de óleo recuperado para ambos os modelos.

5.3.2 Estudos de caso das condições operacionais

Foi realizada uma análise das diferentes condições operacionais dos casos **52**, **24** e **19** por apresentarem um percentual de óleo recuperado denominado máximo, intermediário e mínimo, respectivamente. O “**caso 26**” foi considerado por apresentar **55,03%** do óleo recuperado, ou seja, com **9,07%** pontos percentuais de diferença para o caso denominado máximo. Na Figura 5.35 são apresentadas as curvas de óleo recuperado em função do tempo para os casos citados

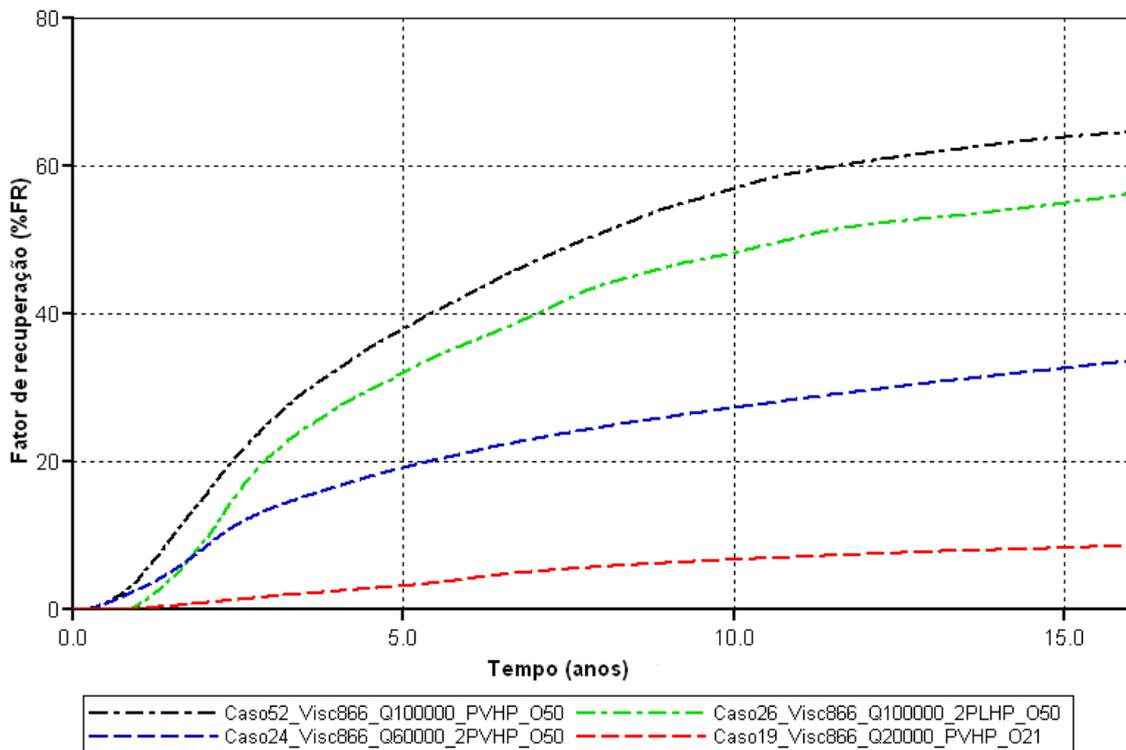


Figura 5.35: Fator de recuperação para as condições máximo, intermediário e mínimo %FR.

A injeção de ar permitiu a formação da frente de combustão e o incremento da pressão dentro do reservatório. Essa frente de calor reduz a viscosidade do óleo, melhorando sua capacidade de escoamento, incrementando a produção de óleo. A Figura 5.36 mostra as curvas de vazão de óleo em função do tempo para os casos analisados. Porém, a injeção de ar

não permitiu a manutenção da pressão no reservatório, e essa depleção acabou causando um declínio da vazão de óleo, em torno do terceiro ano de produção.

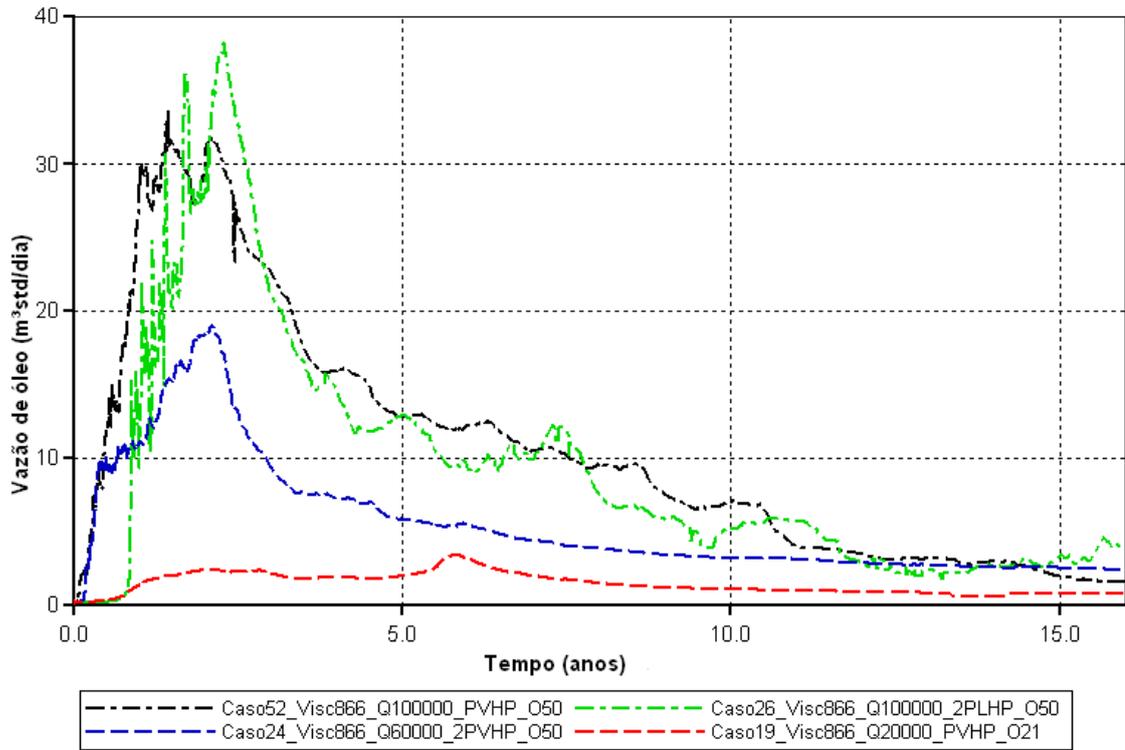
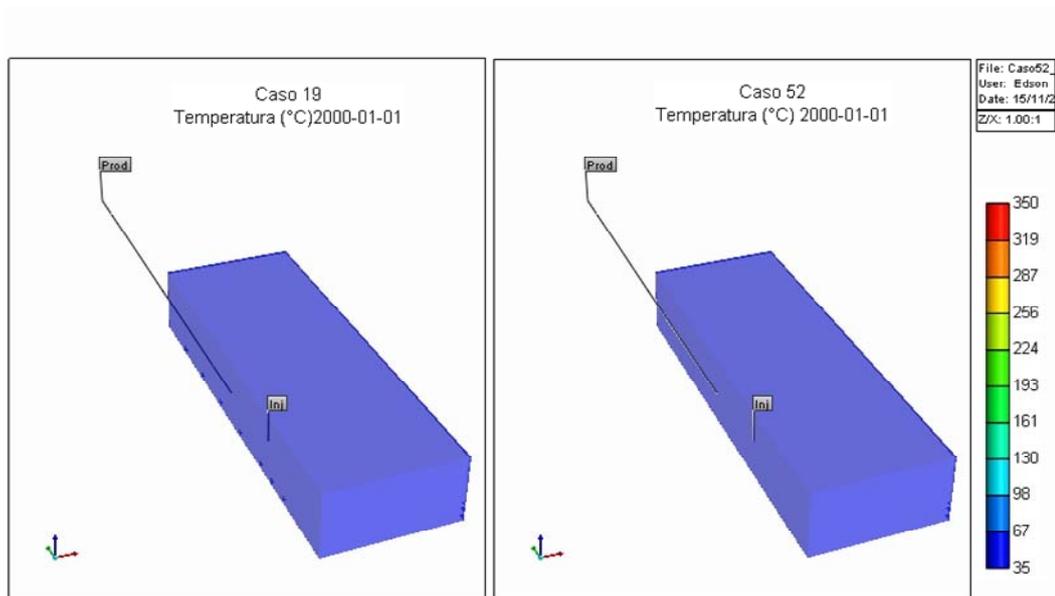
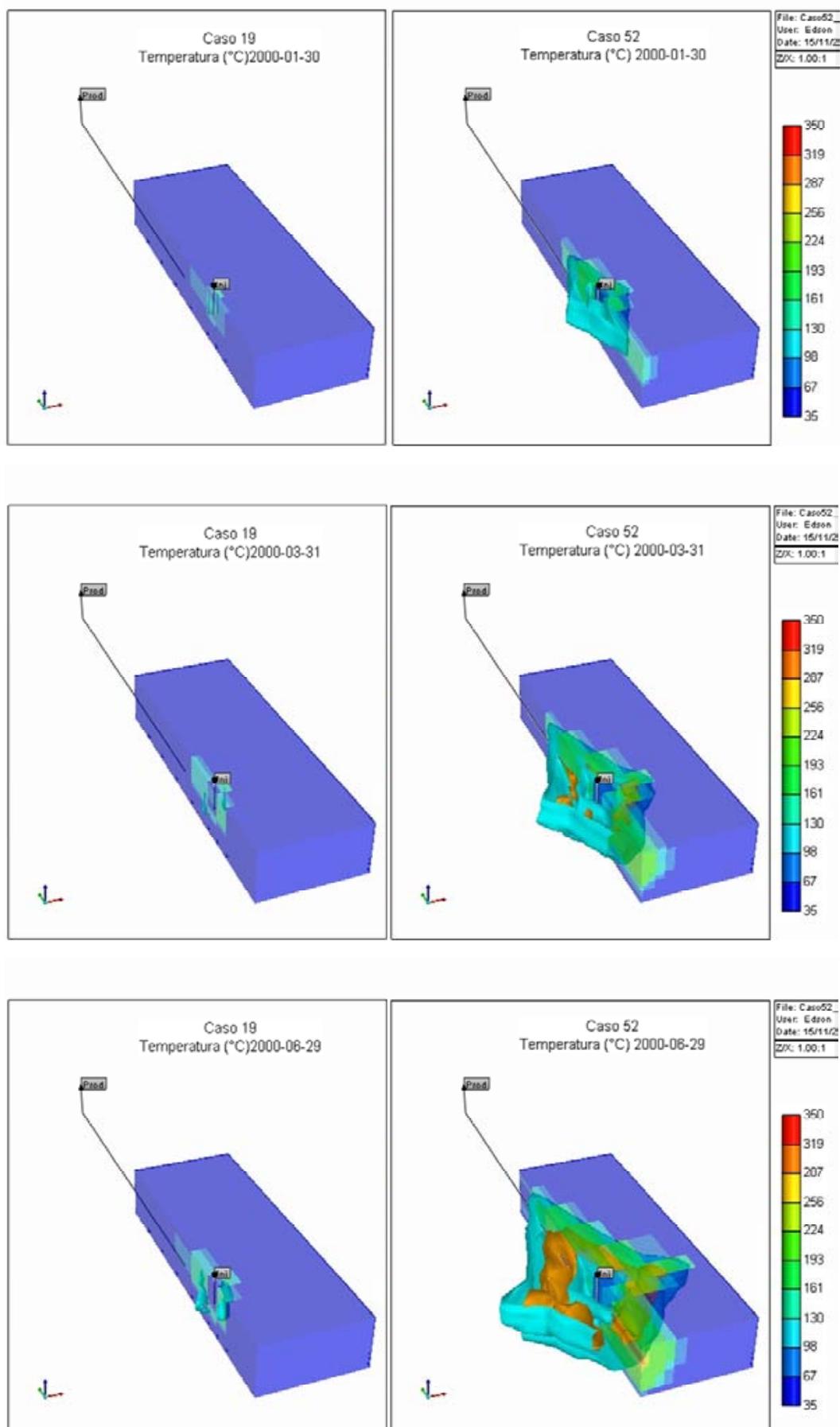


Figura 5.36: Vazão de óleo em função do tempo.

O incremento na vazão de óleo deve-se as altas temperaturas envolvidas no sistema. A Figura 5.37 mostra mapas de temperatura para os períodos 1 dia, 30 dias, 3 meses, 6 meses, 1 ano e 5 anos para o caso máximo (caso52_Visc866_Q100.000_PVHP_O50) e intermediário (caso19_Visc866_Q20.000_PVHP_O21).





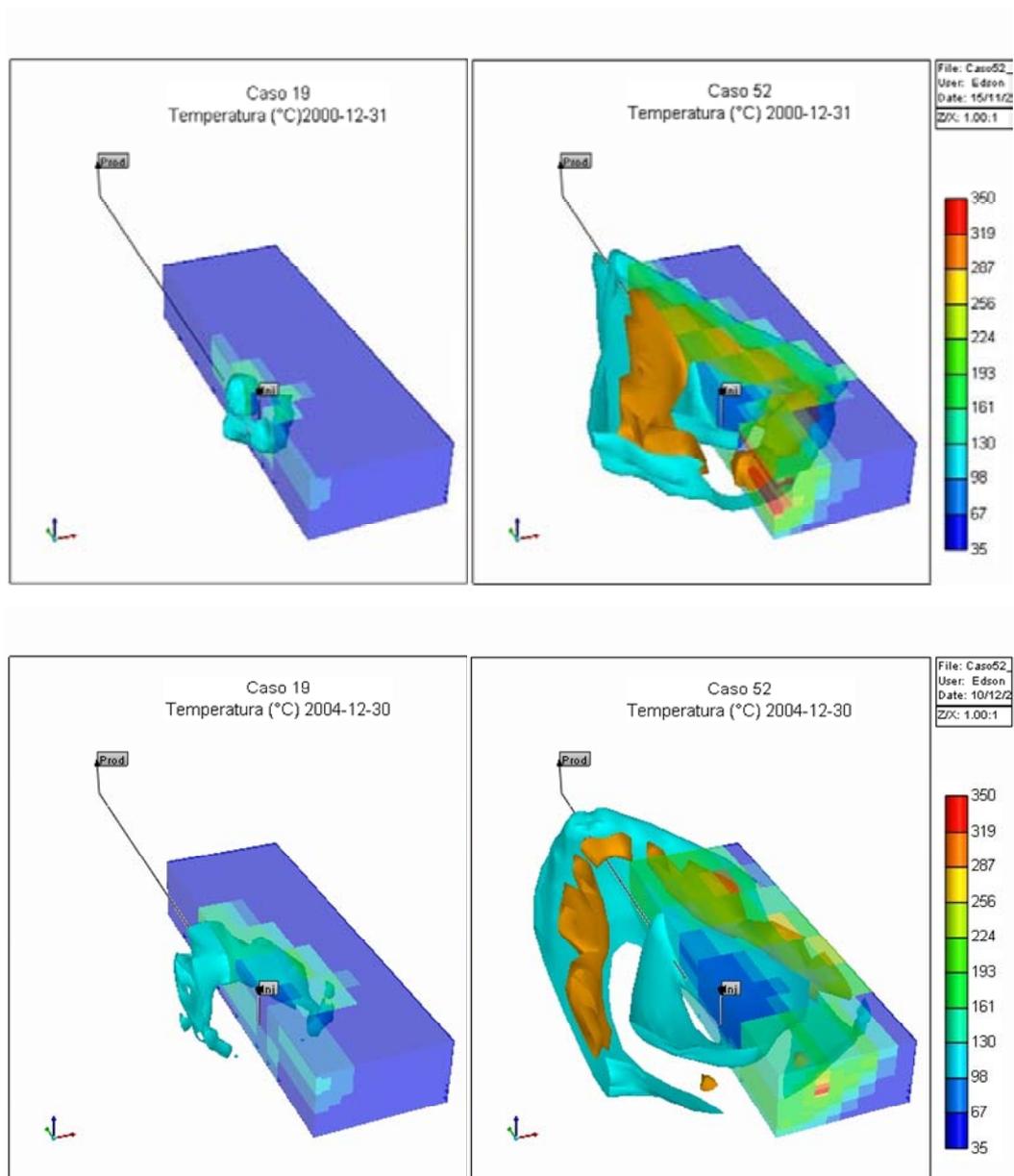


Figura 5.37: Mapa de temperatura em 1 dia, 30 dias, 3 meses, 6 meses, 1 ano e 5 anos.

Na Figura 5.37, observa-se a evolução da frente de combustão dos casos denominados máximo e mínimo no período de 5 anos. No caso máximo, a frente de calor atinge uma temperatura em torno de 350°C e começa a varrer o reservatório desde os primeiros meses, enquanto no caso mínimo, a frente se forma, mas a baixa temperatura (120°C).

Na Figura 5.38, observam-se mapas da fase sólida (coque) no sistema nos períodos de 1 dia, 6 meses e 1 ano. A região preta é a o coque depositado no reservatório.

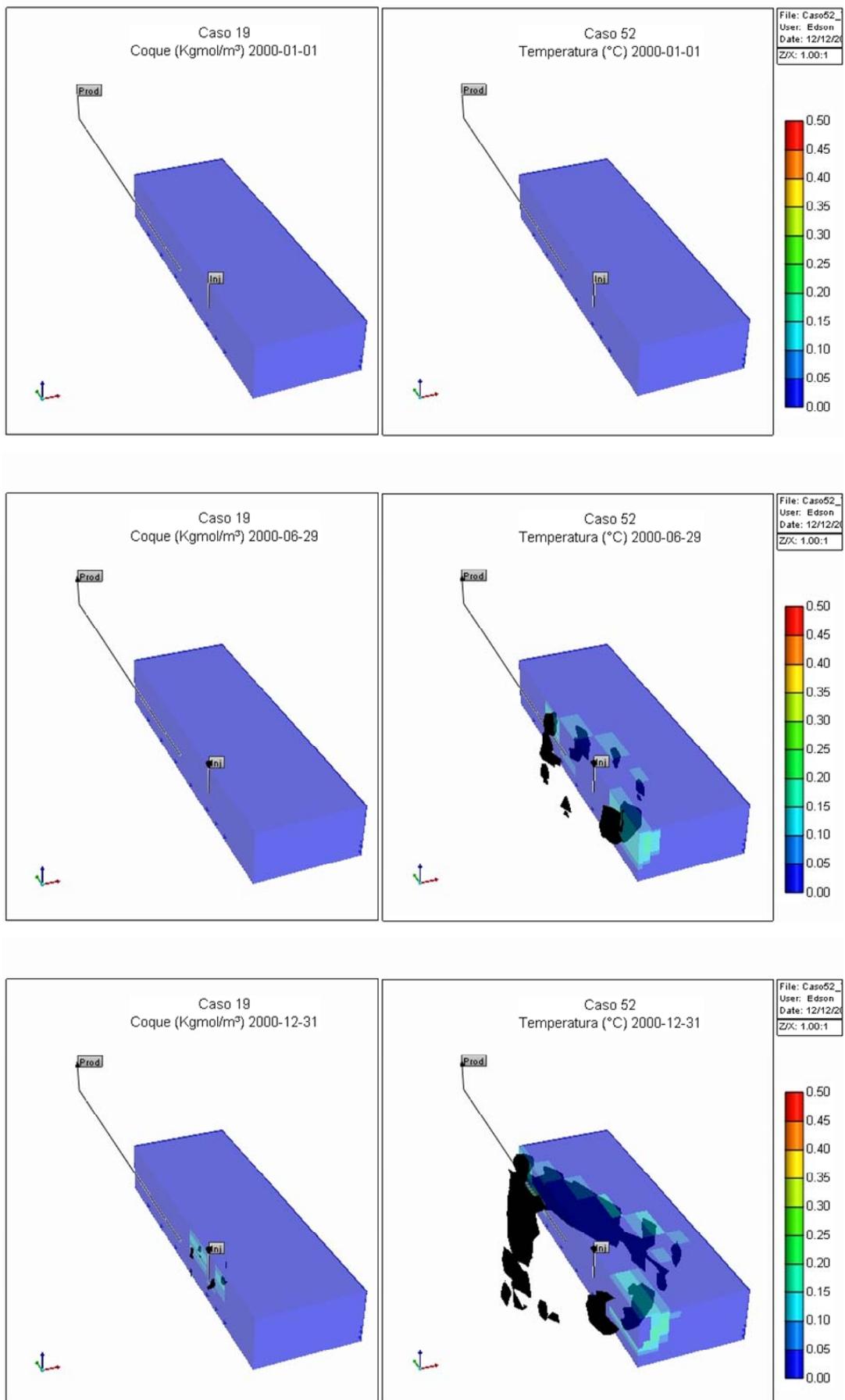
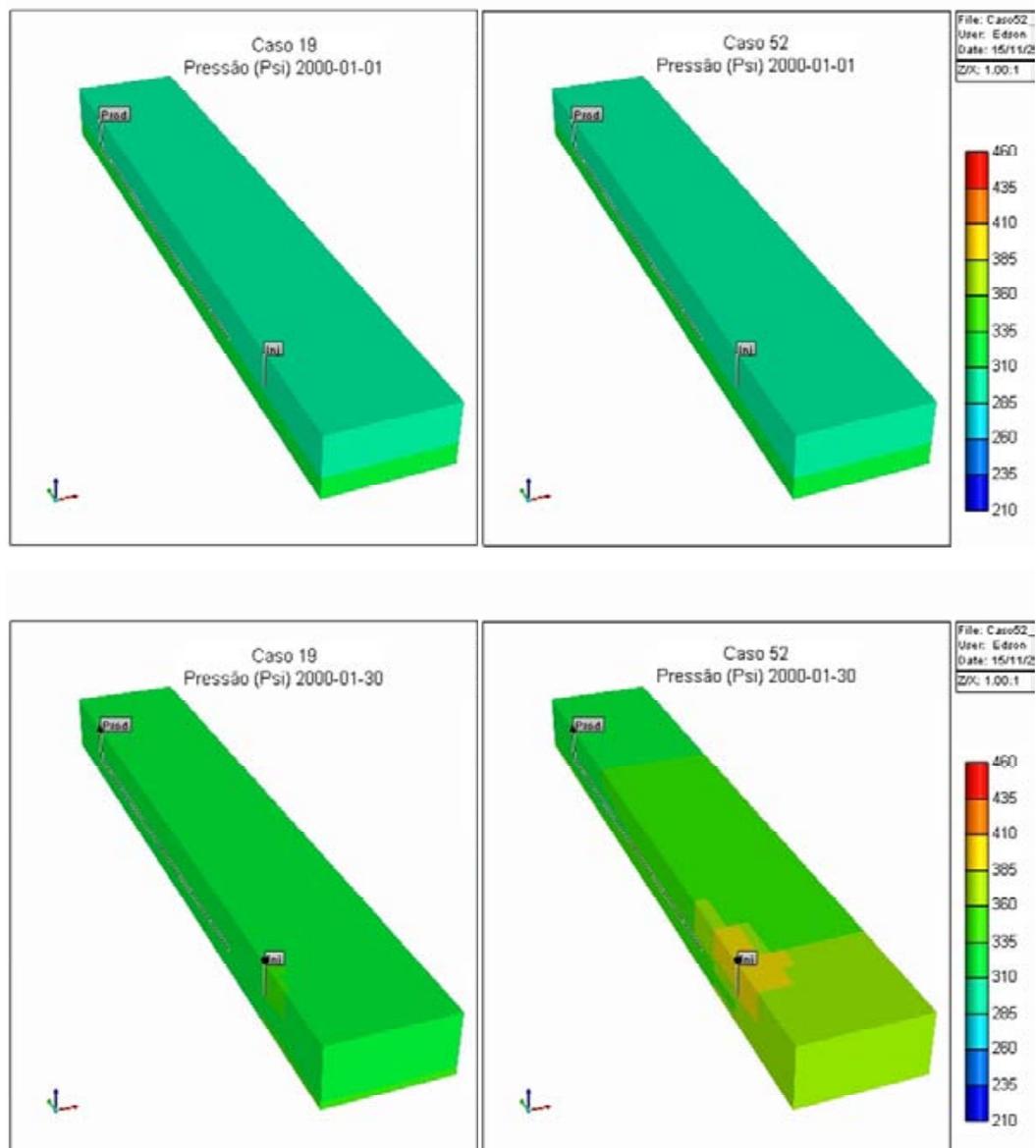
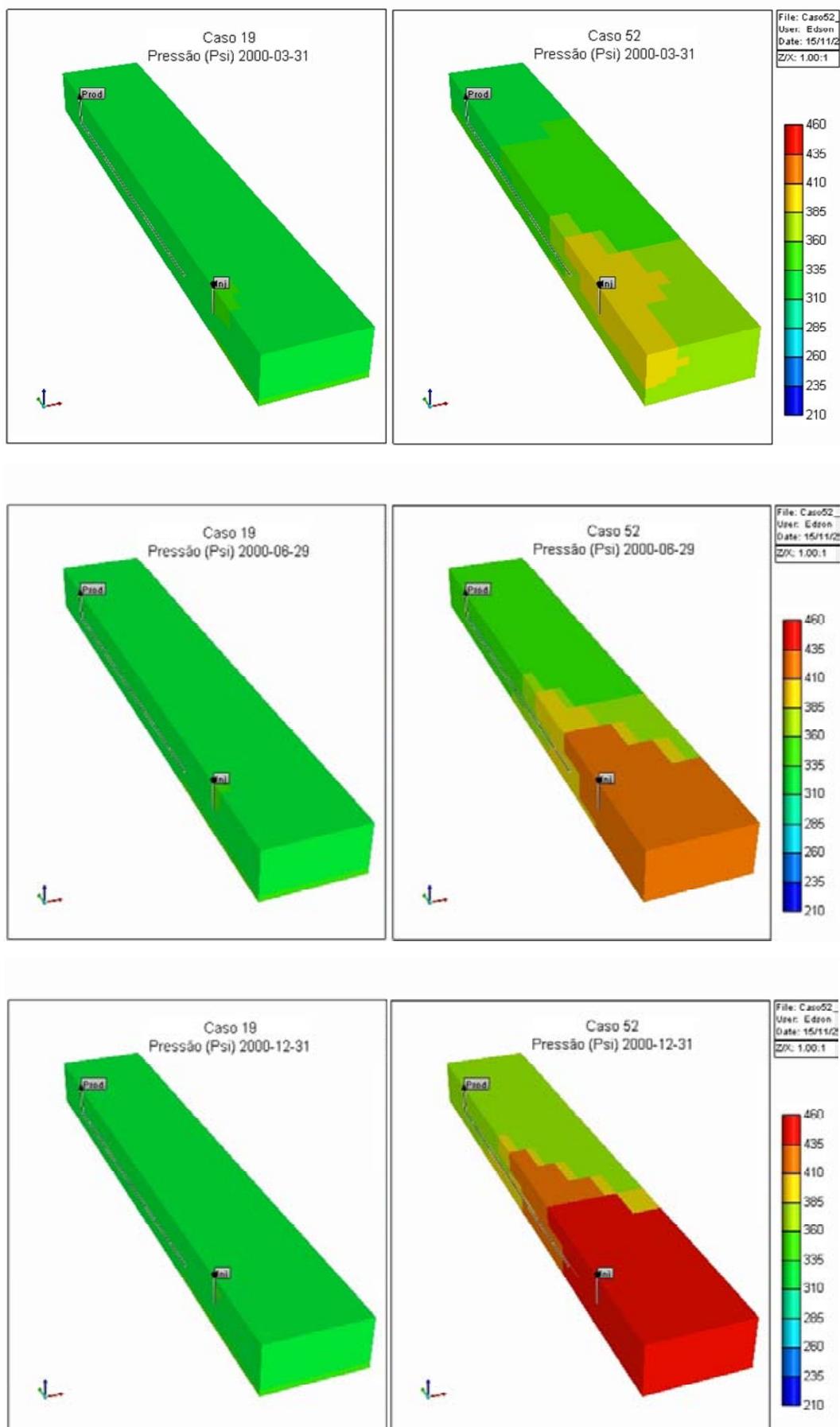


Figura 5.38: Mapa da fase sólida (coque) em 1 dia, 6 meses e 1 ano.

A Figura 5.38 mostra os mapas de coque na fase sólida no período de um ano produzido pela queima do óleo. Essa quantidade produzida de coque na fase sólida relaciona-se diretamente com a temperatura da frente de combustão, ou seja, quanto maior a temperatura da frente de combustão maior será a quantidade de coque produzida.

Na Figura 5.39 podem ser visualizados perfis de pressão do reservatório estudado, em 1 dia, 30 dias, 3 meses, 6 meses, 1 ano e 3 anos. A injeção de ar proporciona aumento de pressão no sistema ao redor do poço vertical. No decorrer do tempo, essa pressão tende a se estabilizar em todas as regiões existentes através do gradiente de pressão.





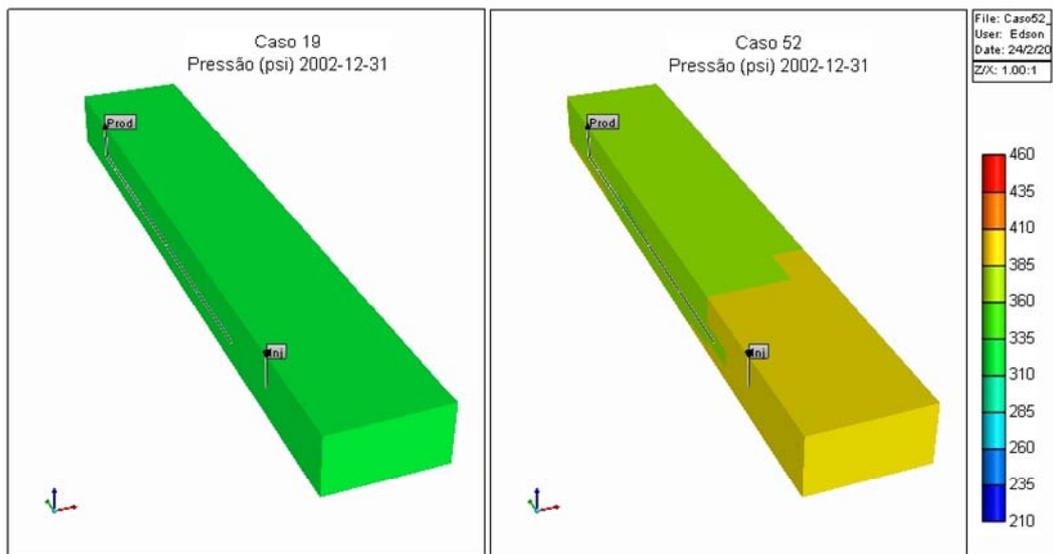


Figura 5.39: Perfis de pressão em 1 dia, 30 dias, 3 meses, 6 meses, 1 ano e 3 anos.

Na Figura 5.39 observa-se que o caso considerado máximo apresenta um incremento na pressão até 460 psi nos primeiros meses de produção devido à quantidade de ar injetada no reservatório. No caso mínimo também há um incremento, porém insuficiente para favorecer a produção de óleo.

Para analisar o consumo de oxigênio foi verificou-se a vazão de gás em função do tempo para o oxigênio (injetado e produzido) e os gases produzidos nas reações (Figura 5.40). Esta figura mostra que a quantidade de oxigênio injetado e a que não consumido pelas reações químicas, que produzem água (H_2O) e gás carbônico (CO_2) no reservatório no decorrer dos 16 anos de produção. O gás carbônico (CO_2) apresenta um pico nos primeiros anos de produção, em seguida há um declínio, mostrando que as reações químicas ocorreram nos primeiros anos com mais intensidade. Observa-se que nos primeiros anos a taxa de consumo é maior, em decorrência da formação da frente de combustão. O nitrogênio (N_2) injetado no reservatório é produzido na sua totalidade por não participar nas reações químicas.

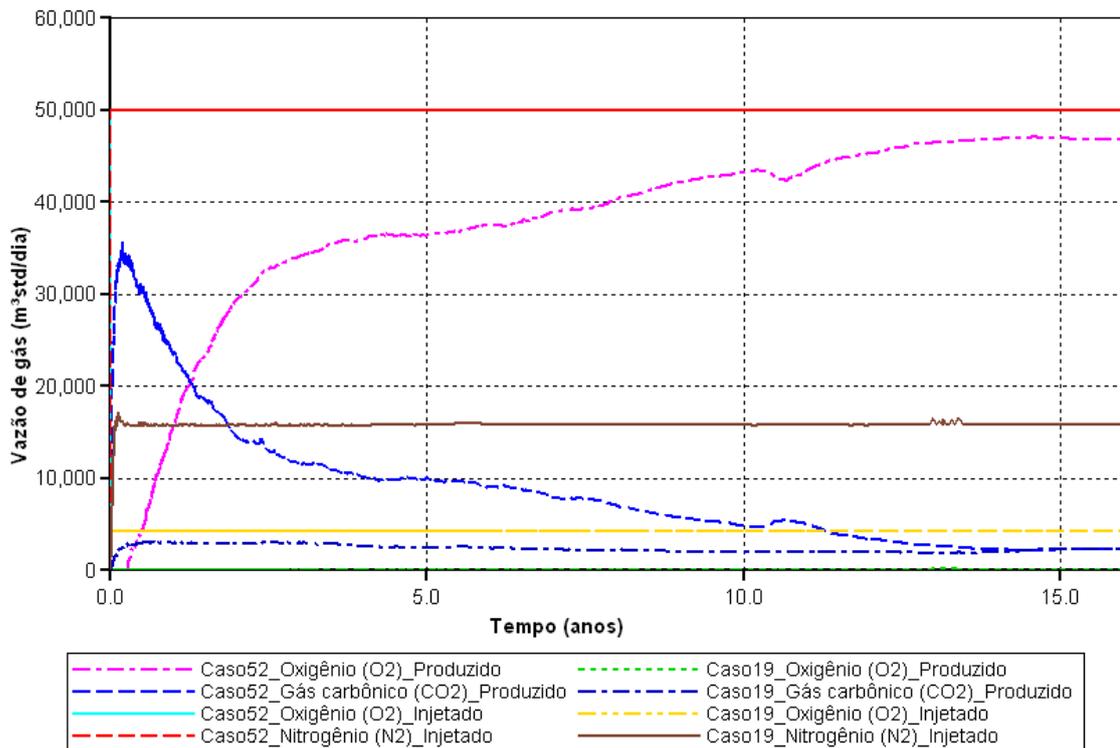


Figura 5.40: Vazão de gás dos componentes injetados e produzidos.

5.3.3 Análise da vazão de injeção de ar

Foi realizado o estudo da vazão de injeção de ar para o caso denominado máximo (caso 52). Foram fixados os parâmetros operacionais configuração dos poços e concentração de oxigênio, em PVHP e 50%O₂, respectivamente. Os parâmetros foram mantidos fixos por apresentarem as condições consideradas ótimas de trabalho. A vazão de injeção de ar foi incrementada até 120.000 m³/dia. Na Figura 5.41, observa-se o fator de recuperação de óleo para diferentes vazões de injeção de ar em função do tempo de produção.

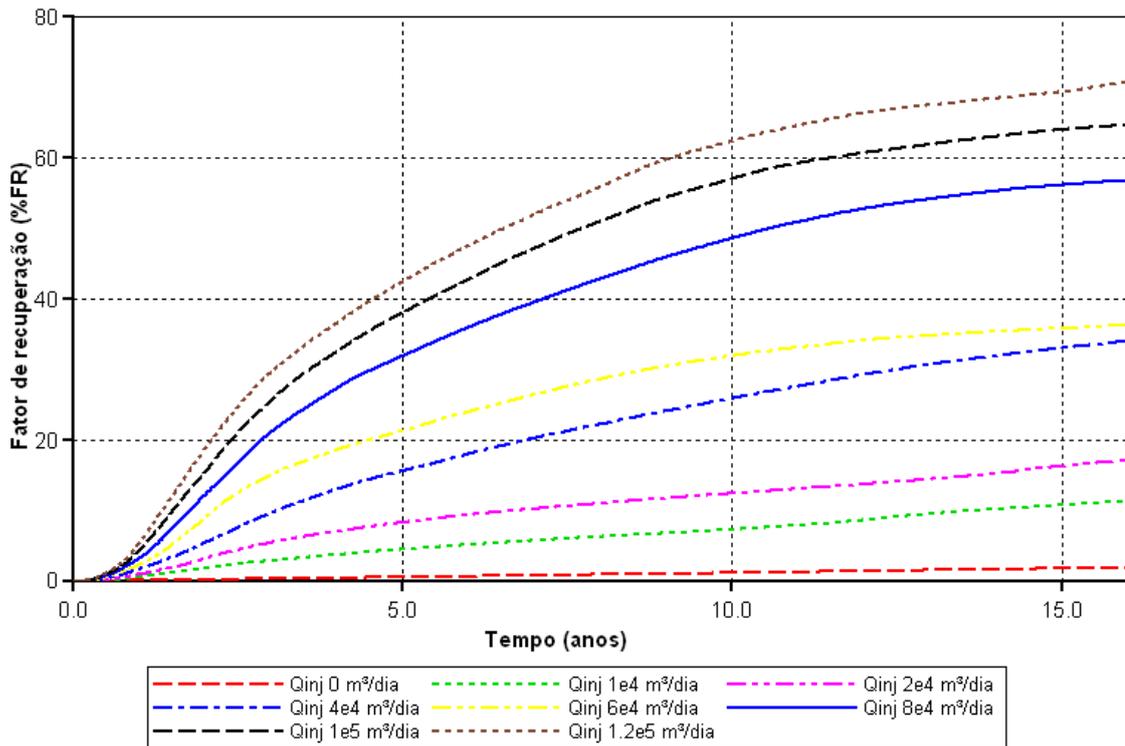


Figura 5.41: Fator de recuperação de óleo no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o caso 52.

Na Figura 5.41, constata-se que o incremento da vazão de injeção de ar até 120.000 m³/dia permitiu um aumento da produção de óleo, implicando em um aumento percentual do óleo recuperado ao final dos 16 anos de produção. No entanto, não foi possível realizar simulações com vazões de injeção de ar acima de 120.000 m³/dia devido o simulador apresentar erros de convergências, entre outros.

Foi realizado o estudo da vazão de injeção de ar para o “caso 26” por apresentar um percentual de óleo recuperado próximo ao caso máximo %FR. Foram fixados os parâmetros operacionais configuração dos poços e concentração de oxigênio, em 2PLHP e 50%O₂, respectivamente. A vazão de injeção de ar foi incrementada até 100.000 m³/dia, pois acima deste valor o simulador apresentou inúmeros problemas de convergências. Na Figura 5.42 observa-se as curvas do percentual de óleo recuperado em função do tempo para diferentes vazões de injeção de ar.

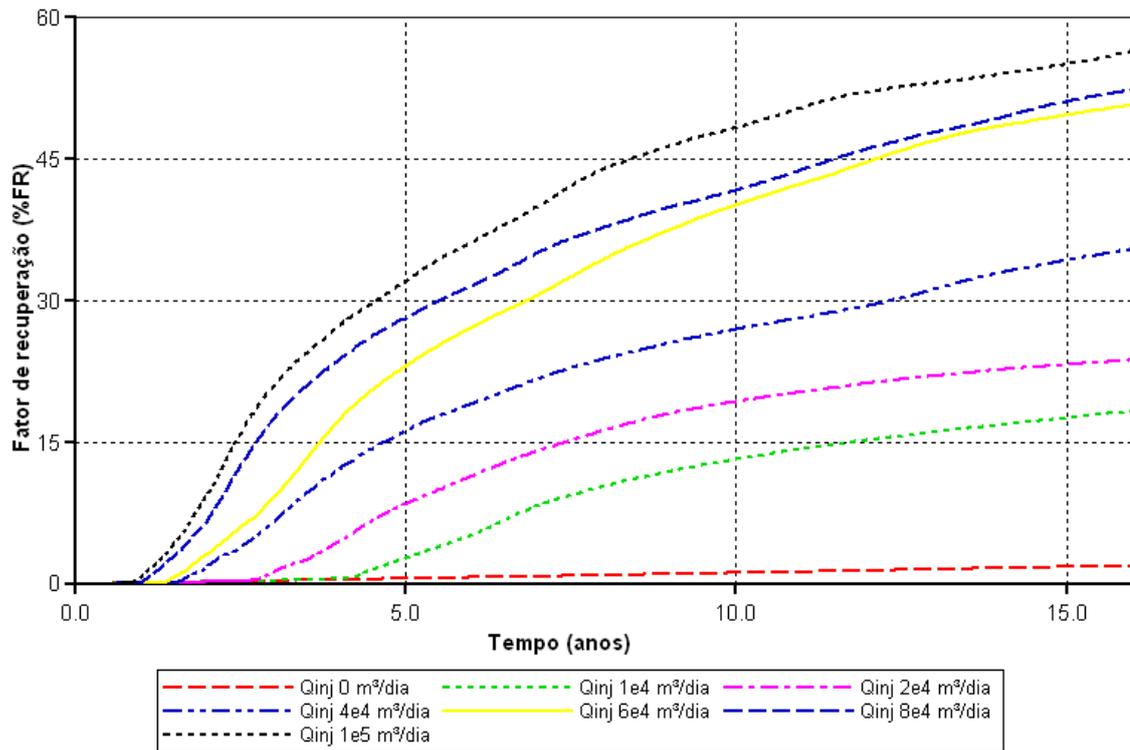


Figura 5.42: Fator de recuperação de óleo no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o caso 26.

Na Figura 5.42 é possível observar que o incremento da vazão de injeção permitiu um aumento da produção de óleo inicial, implicando em um aumento percentual do óleo recuperado durante os 16 anos de produção. No entanto, o percentual de óleo recuperado não pode ser o único parâmetro para otimização do processo “*toe-to-heel air injection*”. Existe a necessidade de uma estimativa de análise de custo através do cálculo do valor presente líquido que dependa da quantidade de ar requerido e do óleo produzido no processo para analisar se o processo de injeção de ar “pode ser rentável”, sendo desconsiderados custos iniciais do projeto.

5.3.4 Estimativa de análise de custo

Foi realizada uma estimativa de análise de custo utilizando o valor presente líquido (VPL) apresentado no capítulo 2. A estimativa de análise de custo foi realizada para o caso máximo %FR (caso 52). É necessário ressaltar que para o caso de injeção de ar consideram-se somente os gastos com injeção de ar e de produção do óleo. Para o cálculo do VPL foi considerado R\$ 100,00 o preço do barril de petróleo e foram estipulados três valores como preço de compra do ar (R\$/m³std 0,05, R\$/m³std 0,10 e R\$/m³std 0,20) para analisar se o

processo “pode ser rentável”. Na Tabela 5.8 podem ser observadas outras variáveis para o cálculo do VPL.

Tabela 5.8: Variáveis para cálculo do VPL.

Taxa de juros, i (%)	15
Preço de compra do barril (R\$)	100,00
Tempo (anos)	15
Preço de compra do ar (R\$/m³std)	0,05 – 0,10 - 0,20

No trabalho foi considerado que o processo “pode ser rentável” quando o VPL é maior que R\$ “0”. Quando há um declínio na curva do valor presente líquido o processo pode continuar sendo rentável, mas quando se compara com o ano anterior observa-se que é há uma perda no lucro do projeto tornando-se economicamente inviável.

A Figura 5.43 mostra o valor presente líquido (VPL) em função do tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o caso 52 (configuração de poços PVHP e concentração de oxigênio 50%O₂). O processo de injeção de ar foi comparado com a recuperação primária (curva VPL $Q_{inj} = 0$ m³/dia). O preço de compra do ar foi estipulado em R\$/m³ 0,05.

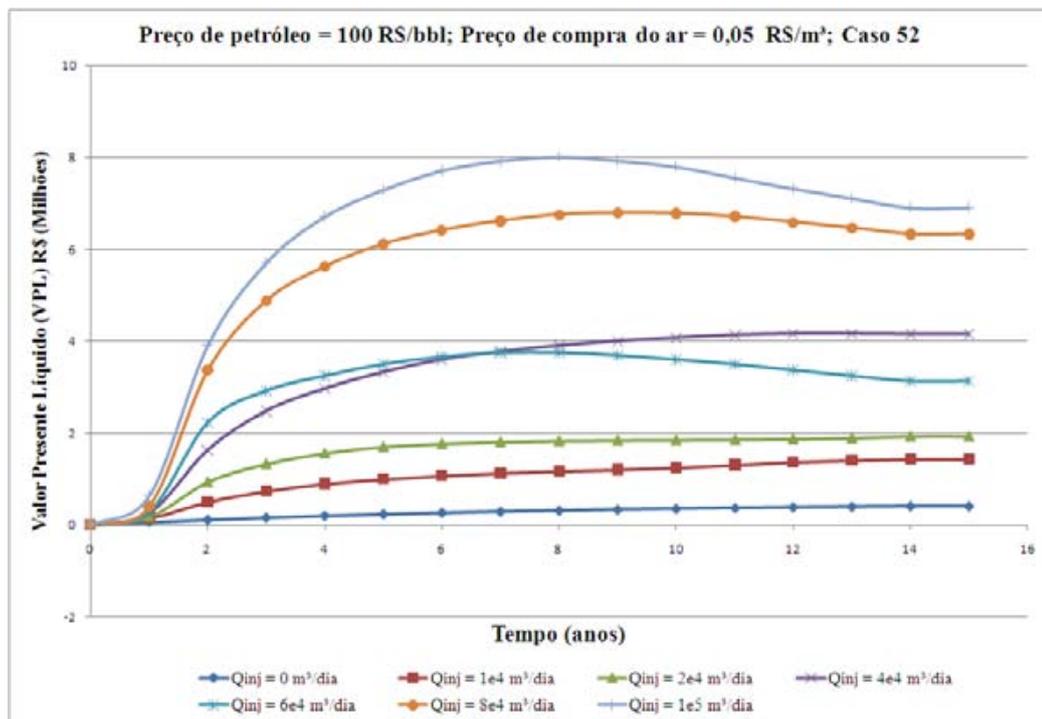


Figura 5.43: VPL em função do tempo para o caso 52.

Na Figura 5.43 observa-se que o processo “*toe-to-heel air injection*” “pode ser rentável” para vazões de injeção de ar acima de 40.000 m³/dia por um período de 8 anos. Além deste período, o processo “pode ser rentável” para uma vazão de 10.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e para a recuperação primária ($Q_{inj} = 0$ m³/dia) para os 15 anos de produção.

A Figura 5.44 mostra o valor presente líquido (VPL) no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o “caso 52” com o preço de compra do ar estipulado em R\$/m³ 0,10.

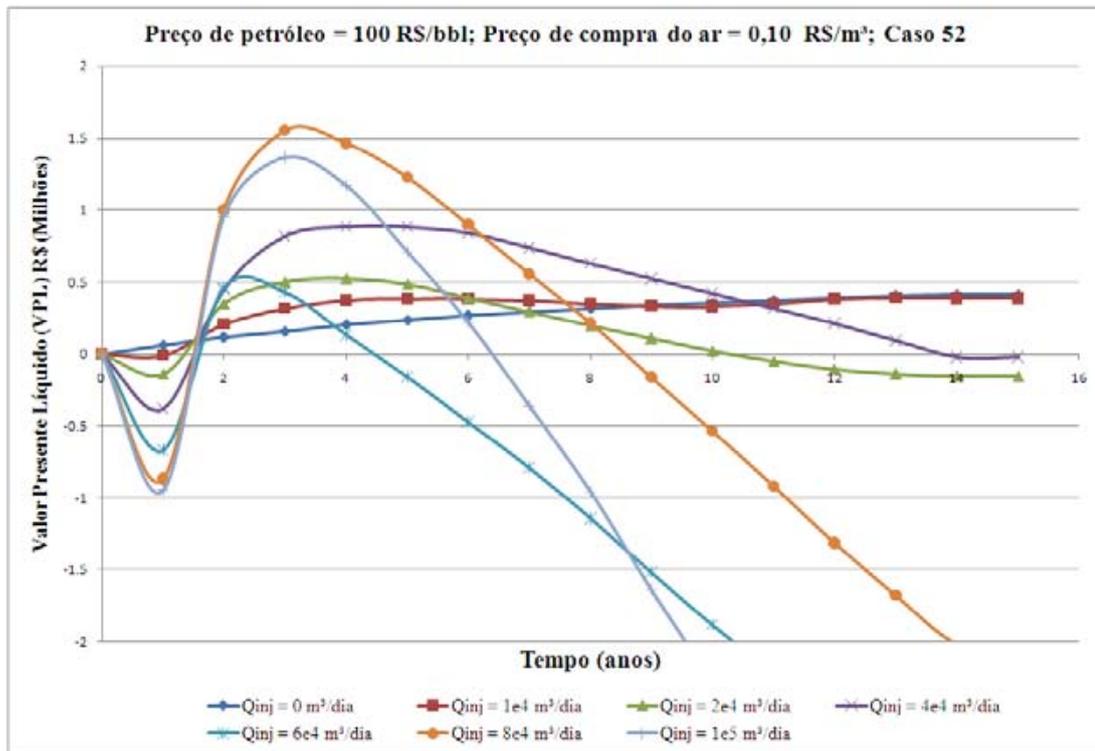


Figura 5.44: VPL em função do tempo para o caso 52.

Na Figura 5.44 pode-se constatar que o processo não é rentável durante o primeiro ano. A partir desse período a frente de combustão começa a deslocar o banco de óleo, incrementando a produção mostrando que o processo pode ser rentável do segundo até o quarto ano de produção. Além deste período, recomenda-se fechar o poço vertical injetor.

A Figura 5.45 mostra o valor presente líquido (VPL) no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o “caso 52” com o preço de compra do ar estipulado em R\$/m³ 0,20.

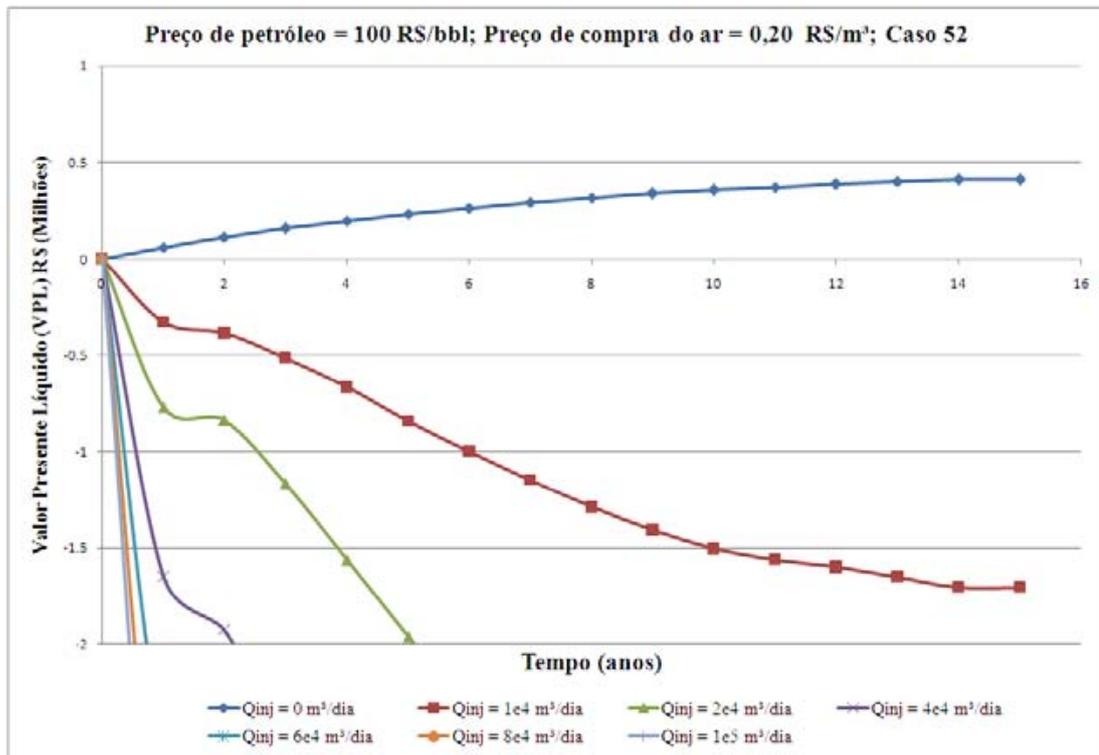


Figura 5.45: VPL em função do tempo para o caso 52.

Na Figura 5.45 pode ser observado que o processo não é rentável para nenhuma das vazões de injeção de ar analisadas com o preço de compra do ar estipulado em R\$/m³ 0,20. O processo é rentável apenas para a recuperação durante os 15 anos de produção.

Foi realizada a estimativa de análise de custo para o “caso 26” por apresentar um percentual de óleo recuperado próximo ao caso máximo %FR. A Figura 5.46 mostra o valor presente líquido (VPL) em função do tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o “caso 26” (configuração de poços 2PLHP e concentração de oxigênio de 50%). O processo de injeção de ar foi comparado com a recuperação primária. O preço de compra do ar foi estipulado em R\$/m³ 0,05. Observa-se que o processo “*toe-to-heel air injection*” “pode ser rentável” para uma vazão de injeção de ar de 60.000 m³/dia por um período 9 anos. Para baixas vazões e a recuperação primária o processo “pode ser rentável” pelo período de 15 anos de produção. Para uma vazão de injeção de ar de 80.000 m³/dia o processo “pode ser rentável” por um período de 8 anos, além deste período torna-se inviável se injetar ar no reservatório.

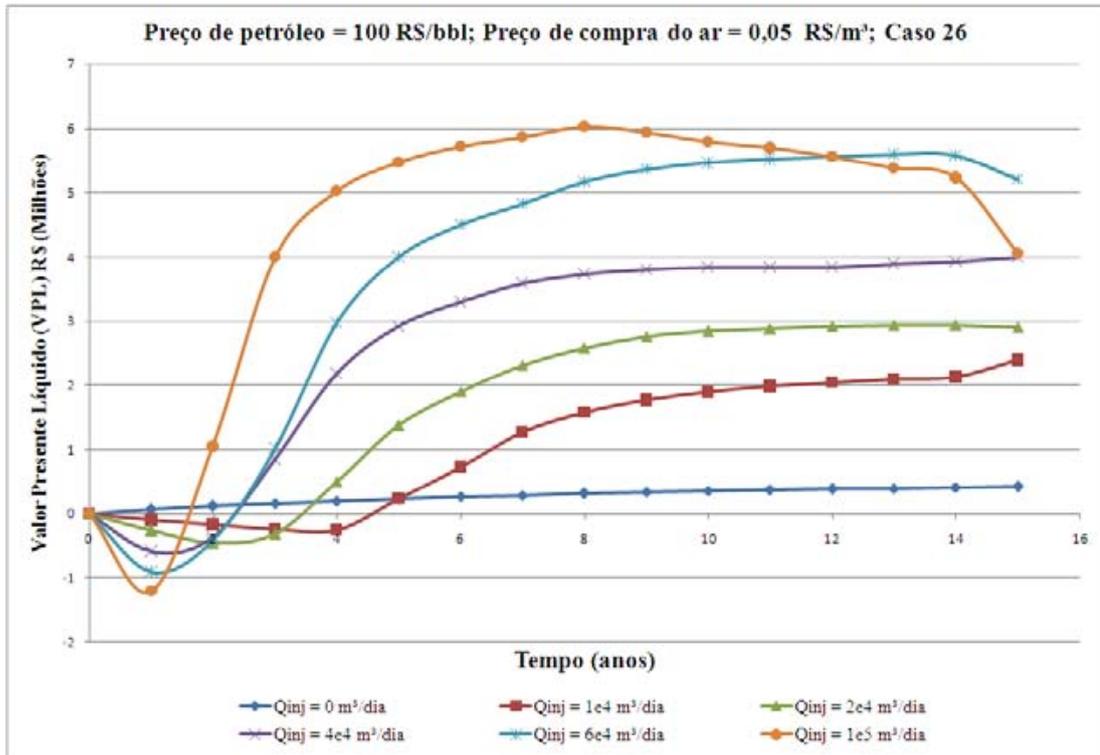


Figura 5.46: VPL em função do tempo para o caso 26.

A Figura 5.47 mostra o valor presente líquido (VPL) no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o “caso 26” com o preço de compra do ar estipulado em R\$/m³ 0,10.

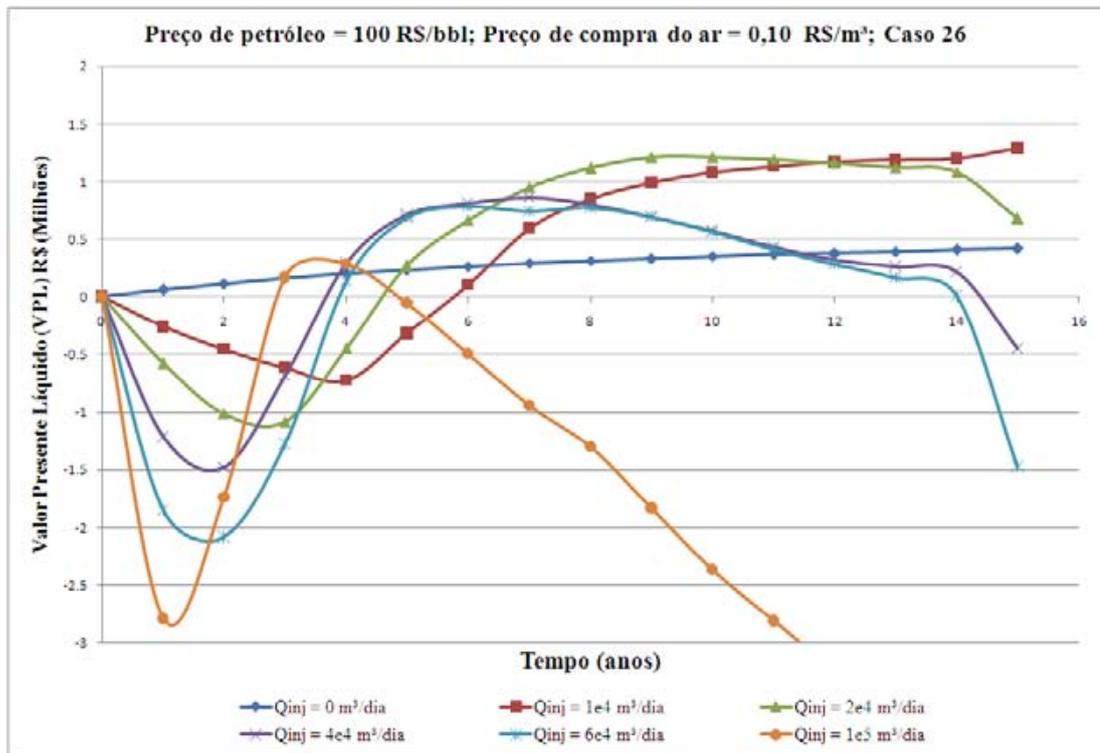


Figura 5.47: VPL em função do tempo para o caso 26.

Nesta Figura 5.47 observa-se que o processo “*toe-to-heel air injection*” não é rentável durante os quatro primeiros anos de produção. O processo pode ser rentável a partir do quarto ano de produção devido à frente de combustão começar a deslocar o banco de óleo incrementando a produção. Para uma vazão de 20.000 m³/dia o processo pode ser rentável até o 9º ano de produção, além deste período recomenda-se a interrupção da injeção do sistema. Para uma vazão de injeção de 10.000 m³/dia e o processo sem injeção ($Q_{inj} = 0$ m³/dia) verifica-se a rentabilidade durante os 15 anos da produção.

A Figura 5.48 mostra o valor presente líquido (VPL) no tempo para diferentes vazões de injeção de ar para o “caso 26” com o preço de compra do ar estipulado em R\$/m³ 0,20.

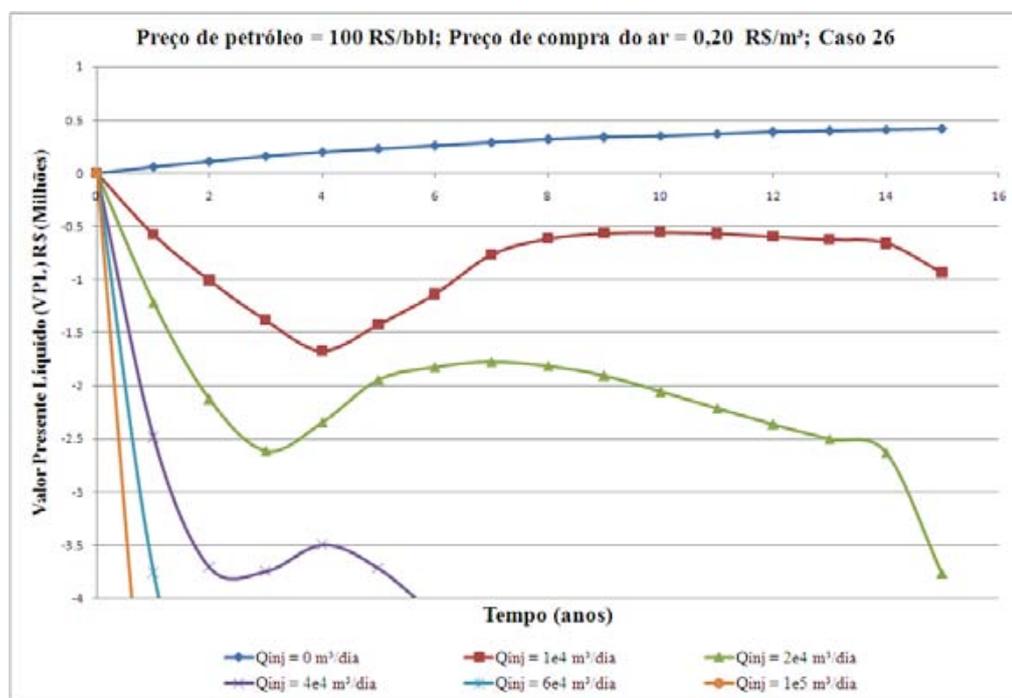


Figura 5.48: VPL em função do tempo para o caso 26.

Na Figura 5.48 observa-se que o processo não é rentável para nenhuma das vazões de injeção de ar analisadas com o preço de compra do ar estipulado em R\$/m³ 0,20. Para a recuperação primária o processo pode ser rentável durante os 15 anos de produção.

A Figura 5.49 mostra o ponto de máximo valor presente líquido referente aos três valores de compra de ar para os dois casos analisados (52 e 26).

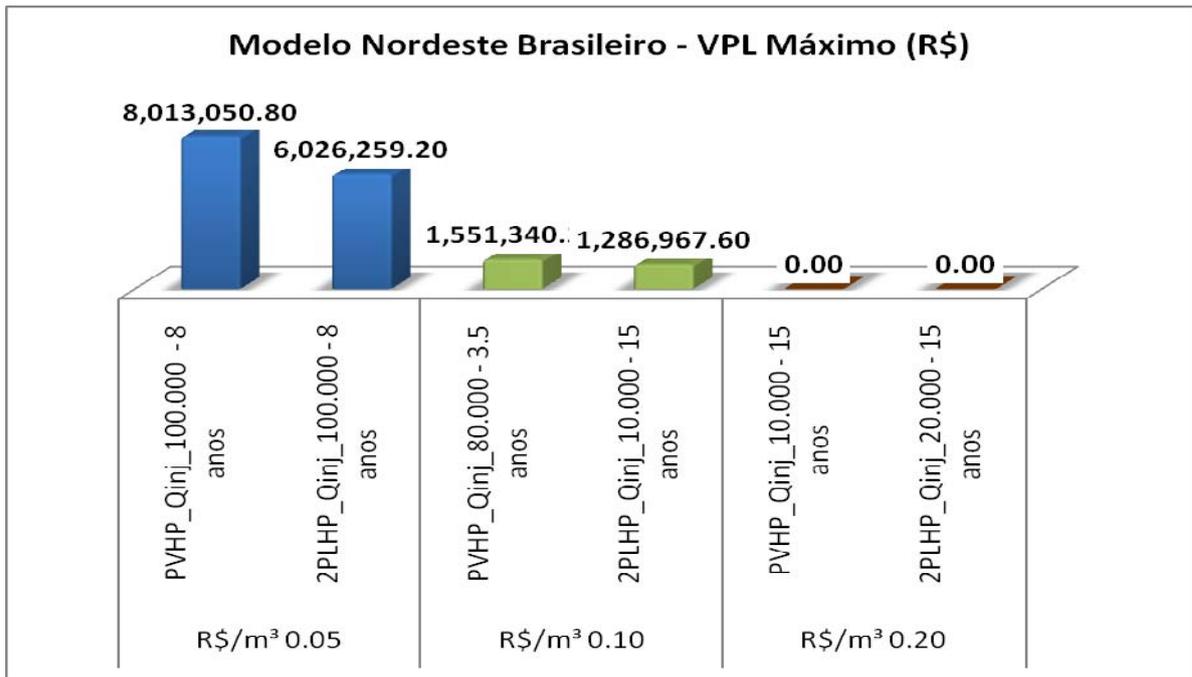


Figura 5.49: Comparativo de máximo VPL.

Na Figura 5.49, pode-se observar que o caso 52 (PHVP_Qinj) considerado como máximo é mais rentável do que o caso 26 (2PLHP_Qinj) por apresentar um VPL maior para o preço de compra de ar de R\$/m³ 0,05. Para o preço de compra de ar de R\$/m³ 0,10, o caso 52 continua sendo mais rentável, no entanto, por um período inferior, apenas três anos e meio. Para o preço de compra do ar de R\$/m³ 0,20 o processo é não rentável para os dois casos.

5.4 Comparativo entre os modelos Crookston e Nordeste Brasileiro

Nesta seção foram comparados alguns resultados encontrados no modelo Crookston e Nordeste Brasileiro.

A Tabela 5.9 mostra, em termos percentuais, o gás oxigênio (O₂) injetado, produzido e consumido no processo, no período de 15 anos de produção, para os casos que apresentaram %FR máximo e mínimo referentes ao modelo Crookston.

Tabela 5.9: Oxigênio consumido pelas reações químicas (Crookston).

	Caso 34			Caso 29		
	Oxigênio (O ₂)	Oxigênio (O ₂) Total	%O ₂	Oxigênio (O ₂)	Oxigênio (O ₂) Total	%O ₂
Injetado		2,92e+8 m ³	100	2,44e+7		100
Produzido		2,27e+8 m ³	77,74	1,42e+7		58,20
Consumido		0,65e+8 m ³	22,26	1,02e+7		41,80

Na Tabela 5.9, observa-se que as reações químicas dos casos de máximo e mínimo %FR consomem 22,26% e 41,80% do oxigênio, respectivamente.

A Tabela 5.10 mostra, em termos percentuais, a quantidade de oxigênio envolvida no processo, no período de 15 anos de produção, para os casos que apresentaram máximo e mínimo fator de recuperação referente ao modelo Nordeste Brasileiro.

Tabela 5.10: Oxigênio consumido pelas reações químicas (Nordeste Brasileiro).

	Caso 52			Caso 19		
	Oxigênio (O ₂)	Oxigênio (O ₂) Total	%O ₂	Oxigênio (O ₂)	Oxigênio (O ₂) Total	%O ₂
Injetado		2,92e+8 m ³	100	2,44e+7		100
Produzido		2,21e+8 m ³	75,68	4,9e+6		20,10
Consumido		0,71e+7 m ³	24,32	19,5e+6		79,90

Na Tabela 5.10 observa-se que foi consumido pelas reações químicas 24,32% e 79,9%, respectivamente para os casos de máximo e mínimo FR, do oxigênio total injetado no sistema, no período de 16 anos. Contudo, vale ressaltar que para ambos os modelos (Crookston e Nordeste Brasileiro) há uma diferença na quantidade de ar injetado no reservatório para os casos de máximo e mínimo %FR. No caso de máximo %FR foi injetado 2,92e+8 m³ enquanto que no caso de mínimo %FR foi injetado apenas 2,44x10⁷ m³.

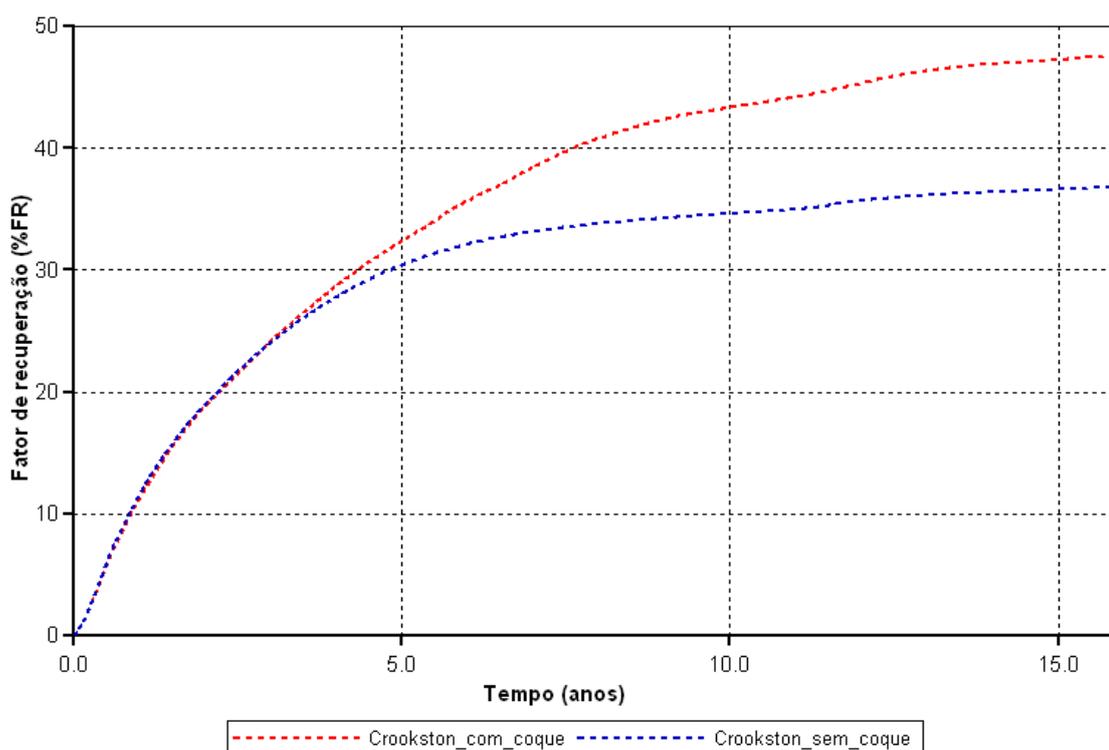
Para que as reações químicas ocorram, uma fração do óleo é queimada em contato com o oxigênio (O₂). A Tabela 5.11 mostra a produção acumulada de óleo, a quantidade óleo consumido pelas reações químicas e o restante do óleo contido no reservatório após os 15 anos de produção para o caso 34 e 52 (máximo %FR dos modelos Crookston e Nordeste Brasileiro).

Tabela 5.11: Óleo consumido pelas reações químicas (Crookston e Nordeste Brasileiro).

	Crookston		Nordeste Brasileiro	
	m ³ std	%	m ³ std	%
Produção acumulada de óleo (Np)	51.217	47,42%	61.701	64,10%
Volume de óleo restante no reservatório	14.711	13,61%	33.249	34,54%
Óleo consumido	42.096	38,97%	1.297	1,36%
Volume original de óleo (VOIP)	108.025	100%	96.257	100%

Na Tabela 5.11 mostra que 38,97% do óleo, modelo Crookston, foi consumido pelas reações químicas, esse valor se encontra acima do encontrado na literatura, onde se considera 10% do óleo do reservatório na queima (Greaves *et al.*, 2000^b). Já no modelo Nordeste Brasileiro 1,36% do volume original de óleo foi queimado pela frente de combustão; esse valor se encontra dentro percentual estipulado na literatura, onde se considera 10% do óleo queimado pela frente de combustão (Greaves *et al.*, 2000^b).

Para verificar se o coque está realmente sendo utilizado como combustível no processo foi realizado uma simulação adicional para o caso 34, de máximo %FR (modelo Crookston), no entanto, sem a presença de coque, com três reações: 1, 2 e 3 da seção 4.2.3.1(Figura 5.50).

**Figura 5.50: Comparação do caso máximo com e sem a presença de coque.**

Na Figura 5.50, observa-se que se não é considerada a presença de coque no sistema há um declínio no fator de recuperação (%FR) em 10,81% pontos percentuais em relação ao caso de máximo %FR com a presença de coque.

Para o Nordeste Brasileiro foi realizado a mesma análise para o caso 52, máximo %FR com cinco reações químicas: 1, 2, 3, 4 e 5 da seção 4.2.3.2. Os resultados foram similares.

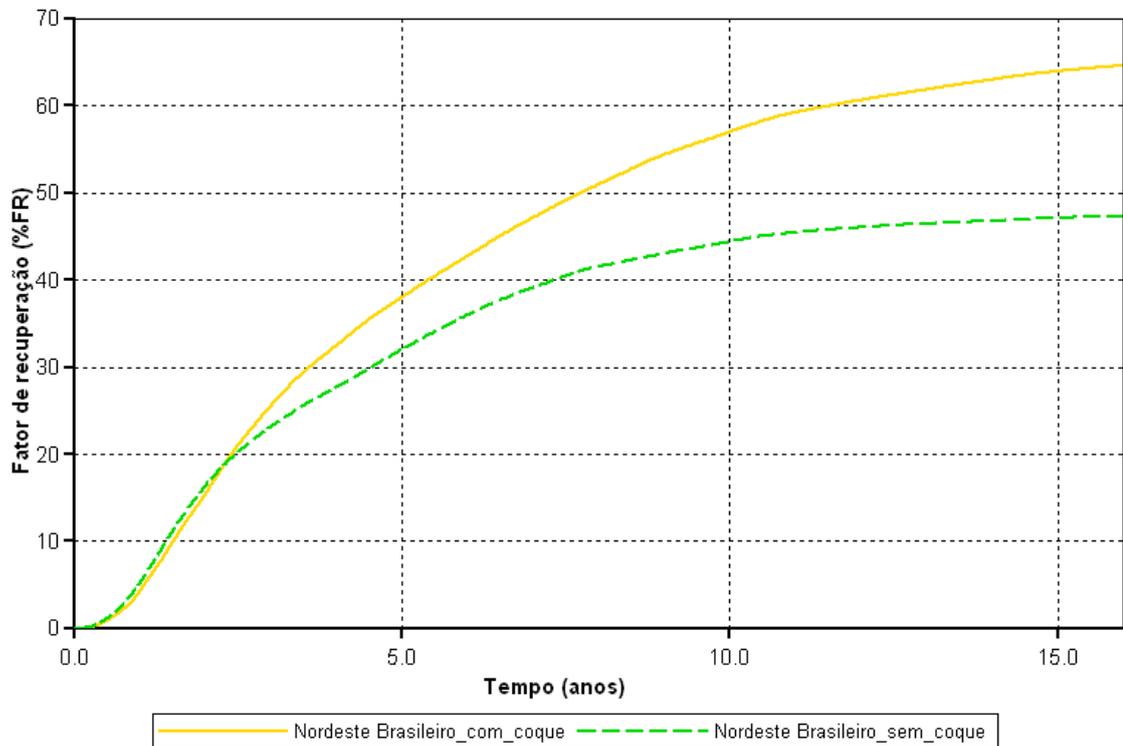


Figura 5.51: Comparação do caso máximo com e sem a presença de coque.

Esta análise mostra que a queima de coque no sistema fornece energia favorecendo o incremento no percentual de óleo recuperado. Por isto é importante ter um bom estudo das reações químicas que acontecem no processo.

Conclusões e recomendações

6 Conclusões e recomendações

Nesta seção são observadas as principais conclusões obtidas deste trabalho e algumas recomendações para trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

As principais conclusões do processo de injeção de ar em poços verticais e produção de óleo em poços horizontais (*toe-to-heel air injection* – THAITM) para os dois modelos de fluidos analisados são:

- A utilização de meios externos para acelerar o processo de combustão possibilita um incremento no percentual de óleo recuperado quando comparado com a não utilização dele no processo de combustão espontâneo;
- Com o processo THAITM foi possível incrementar o percentual de óleo recuperado para os modelos Crookston e Nordeste Brasileiro em até 39% e 62% (pontos percentuais) em comparação com a recuperação primária de cada modelo;
- A análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais referentes ao modelo Crookston, mostrou que a configuração dos poços teve uma maior influência no óleo recuperado, seguidos pela concentração de oxigênio e a vazão de injeção de ar. Já para o modelo Nordeste Brasileiro foi encontrado que a vazão de injeção de ar teve uma maior influência durante os 15 anos, seguidos pela concentração de oxigênio e configuração de poços;
- O aumento na vazão de injeção de ar promove um incremento no óleo recuperado, porém observa-se que existe um limite máximo da injeção de ar.
- Para o modelo com viscosidade de 210 cP (Crookston) há produção de gás nos primeiros meses limitando a produção de óleo, devido à alta mobilidade do gás, já para o modelo com viscosidade de 866 cP (Nordeste Brasileiro) a produção de gás

acontece após 1,5 anos de produção, possibilitando um maior percentual de óleo recuperado quando comparado com o modelo Crookston;

- A estimativa de análise de custo mostrou que o processo de injeção de ar pode ser rentável para os dois modelos de fluidos dependendo, entre outros, do preço de compra do ar (incluindo custos com o ar enriquecido e com a compressão do ar). Foi encontrado que existe um máximo retorno de VPL com o mínimo de insumo de ar;

6.2 Recomendações

Do estudo realizado se obtiveram alguns resultados interessantes, porém têm alguns tópicos que devem ser aprofundados, por isso algumas recomendações são realizadas para futuro trabalhos:

- Realizar pesquisas que envolvam outros valores para as energias de ativação das reações químicas;
- Estudar reservatórios que possuam capa de gás;
- Estudar as configurações de poços injetores horizontais comparando com o atual modelo proposto, realizando análise de sensibilidade para os casos;
- Otimizar o processo utilizando injeção semi-contínua;
- Considerar custos relacionados ao capital inicial do projeto.

Referências Bibliográficas

7 Referências bibliográficas

BARILLAS, J.L.M.; Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais. Dissertação de Mestrado em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2005.

BARILLAS, 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, 2008.

BARROS NETO, B.; SCARMINIO, I. S.; BRUNS, R. E.; Como Fazer Experimentos. 3ª Edição, Editora da UNICAMP, 2007.

BURGER, J. G., SAHUQUET, B. C.; Chemical Aspects of In-Situ Combustion – Heat of Combustion and Kinetic., SPEJ, Vol. 12, No.5, 410-422, Outubro, 1972.

CABRAL E SILVA, R. R.; Análise Numérica Dimensional Aplicada a Combustão *In-Situ* (CIS). Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, 2010.

CAMARGO, L. F. R.; MOREIRA, V.; VACCARO, G. L. R.; Aplicação das técnicas de planejamento e análise de experimentos no desenvolvimento de novos produtos em uma empresa de saneantes. Estudos Tecnológicos, V.5, nº3, p. 404-420, 2009.

CASTANIER, L. M., BRIGHAM, W. E.; Upgrading of crude oil via in situ combustion. Journal of Petroleum Science and Engineering, V 39, p. 125-136, 2002.

CHICUTA, A. M.; Estudo Experimental Sobre Recuperação de Óleo Pesado Através da Combustão *In-Situ*. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, 2009.

COATS, K. H.; In-situ combustion model. Society of Petroleum Engineers Journal, SPE 8394, 1980.

CORREIA, A. B., Avaliação do Projeto Piloto de Combustão In Situ em Carmópolis. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Ouro Preto, Escola de Minas, Departamento de Mineração, Ouro Preto, 1986.

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

CROOKSTON, H. B.; CULHAM, W. E.; CHEN, W. H.; Numerical simulation model for thermal recovery processes, SPE 6724, 1979.

FAROUQ ALI, S.M., "A Current Appraisal of In-Situ Combustion Field Tests", SPE3350, Abril, 1972.

GERRITSEN, M.; KOVSCEK, A.; CASTANIER, L.; NILSSON, J.; YOUNIS, R.; HE, B.; Experimental Investigation and High Resolution Simulator of In-Situ Combustion Processes; 1. Simulator Design and Improved Combustion with Metallic Additives. SPE 86962, 2004.

GONÇALVES, L. I. B.; Estudo Experimental da Combustão Molhada na Recuperação de Óleo Pesado. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, 2010.

GREAVES, M.; SAGHR, A. M.; XIA, T. X.; TURTA, A. T.; AYASSE, C.; THAI – New air injection technology for heavy oil recovery and in situ upgrading. PAPER PETSOC 01-03-03-P. Journal of Canadian Petroleum Technology, V. 40, N°3, 2001.

GREAVES, M.; TURTA, A.; Oil field in-situ combustion process, United States Patent N° 5, 626, 191, 1997.

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

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

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

HeavyOilinfo, Características do THAI, 1993. Disponível em: www.heavyoilinfo.com/feature_items/thai, acessado em 2010.

KUHN, C. S.; KOCH, R. L. In situ Combustion – Newest Method of Increasing Oil Recovery. Oil and Gas Journal, 1953.

KUMAR, M.; Simulation of Laboratory In-Situ Combustion Data and Effect of Process Variations, PAPER 16027, Symposium on Reservoir Simulation held in San Antonio, Texas, 1987.

LEWIS, J. O. Methods for Increasing The Recovery From Oil Sands. U.S. Bureau of Mines Bulletin Number 148, Petroleum Technology Publication No 37, Washington, Outubro, 1917.

MICHAELIS. Minidicionário Escolar da Língua Portuguesa. companhia melhoramentos, São Paulo, 2000.

MOTHÉ, C. G.; SILVA JR. C. S.; Petróleo pesado e ultrapesado – reservas e produção mundial. Revista TN Petróleo, V. 57, p. 76-80, 2008, disponível em www.tnpetroleo.com.br, acessado em novembro de 2011.,

PADURARU, R., PANTAZI, I., —IOR/EOR – Over Six Decades of Romanian Experience. SPE 65169, 2000.

PANAIT-PATICA, A., SERBAN, D., LLIE, N., —Supaclu de Barcau Field – A Case History of a Successful In-Situ Combustion Exploitation, SPE 100346, 2006.

RODRIGUES, M. A. F.; Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

RODRIGUEZ, J. R.; Experimental and analytical study to model temperature profiles and stoichiometry in oxygen-enriched in-situ combustion. Texas A&M University, 2004.

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. S.; XAVIER, J. A. D.; Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Editora Interciência, 2006.

SARAMANGO, S. P.; STEFFEN Jr, V.; SILVA, J. D.; SARAMANGO, S. F. P.; Planejamentos de experimentos e otimização de sistemas mistos. Faculdade de Matemática, Revista n°11, 2008.

SARATHI, P. S., In-Situ Combustion Handbook – Principles and Practices, United States Department of Energy Petroleum Technologies, Oklahoma Tulsa, 1999.

SHALLCROSS, D. C.: “Devices and Methods for In-situ Combustion Ignition,” SUPRI TR 69, U.S. DOE Report DOE/BC/14126-12 (DE 89000766), Outubro 1989.

SHECAIRA, F. S., Branco, C. C. M., Souza, A. L. S., Pinto, A. C. C., Holleben, C. R. C., Johann, P. R. S., IOR: The Brazilian Perspective||. SPE 75170, 2002.

SHEINMAN, A. B., DUBROVAI, K. K., “Underground Gasification of Oil Reservoir and a Thermal Method of Oil Recovery”, Nedra Press, Moscou, 1934.

TABASINEJAD, F.; KARRAT, R.; Feasibility Study of In-Situ Combustion in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs, *PAPER SPE 103969*, Petroleum U. Technology, Iran, and S. Vossoughi, SPE, U. of Kansas, 2006.