



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
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* EM  
RESERVATÓRIOS MADUROS DE ÓLEOS MÉDIOS E LEVES (*High  
Pressure Air Injection*)**

Humberto Sampaio Catonho

**Orientador:** Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior  
**Co-orientadora:** Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes Meneses Barillas

**Natal/RN, Julho de 2013**

**ESTUDO DO PROCESSO DE COMBUSTÃO *IN-SITU* EM  
RESERVATÓRIOS MADUROS DE ÓLEOS MÉDIOS E LEVES (*High  
Pressure Air Injection*)**

Humberto Sampaio Catonho

**Natal, Julho de 2013**

Catálogo da Publicação na Fonte. UFRN / SISBI / Biblioteca Setorial  
Centro de Ciências Exatas e da Terra – CCET.

Catonho, Humberto Sampaio.

Estudo do processo de combustão in-situ em reservatórios maduros de óleos médios e leves (high pressure air injection) / Humberto Sampaio Catonho. - Natal, 2013.

164 f. : il.

Orientador: Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior.

Co-Orientador: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Ciências Exatas e da Terra. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo.

1. Combustão – Dissertação. 2. Combustão in-situ – Dissertação. 3. Injeção de ar em alta pressão – Dissertação. 4. Óleos médios e leves – Dissertação. 5. Reservatórios maduros – Dissertação. 6. Simulação de reservatórios – Dissertação. I. Dutra Junior, Tarcilio Viana. II. Barillas, Jennys Lourdes Meneses. III. Título.

RN/UF/BSE-CCET

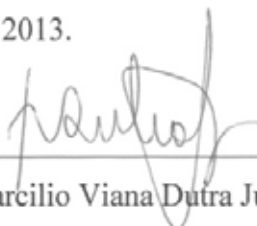
CDU: 662.61

**Humberto Sampaio Catonho**

**Estudo do processo de combustão *in-situ* em reservatórios maduros de óleos médios e leves (*high pressure air injection*)**

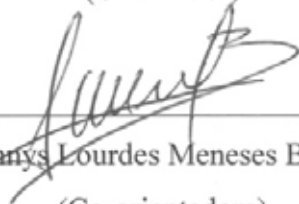
Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo PPGCEP, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo.

Aprovado em 29 de julho de 2013.



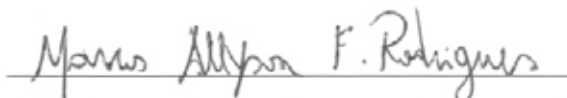
Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior – UFRN

(Orientador)



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

(Co-orientadora)



Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues – UFRN

(Membro Externo ao Programa)



Abel Gomes Lins Junior, Ph.D. – Petrobras

(Membro Externo à Instituição)

**Catonho**, Humberto Sampaio – Estudo do processo de combustão *in-situ* em reservatórios maduros de óleos médios e leves (*high pressure 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.

**Orientador:** Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior

**Co-orientadora:** Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes Meneses Barillas

## RESUMO

---

Aproximadamente  $3 \times 10^{11} \text{ m}^3$  de óleos médios e leves restarão nos reservatórios ao redor do mundo após a aplicação dos métodos convencionais de recuperação e grande parte desse volume seria recuperável com o uso de métodos especiais. A combustão *in-situ* (CIS) é um método de recuperação avançada de petróleo no qual um gás que contém oxigênio é injetado no reservatório onde reage com o óleo cru para criar uma frente de combustão de alta temperatura que se propaga pelo reservatório. O método HPAI (*High Pressure Air Injection*) é uma denominação particular do processo de injeção de ar aplicado em reservatórios de óleos leves, onde as reações de combustão são dominantes entre 150 e 300°C e a geração de *flue gas* é o principal fator de deslocamento do óleo. Um modelo de simulação de fluxo de um reservatório homogêneo foi construído para o estudo, o qual foi inicialmente submetido à produção primária, por 3 anos, e em seguida, ao processo de injeção de água por mais 21 anos. Nesse ponto, com a condição madura estabelecida no reservatório, foram selecionadas três variações desse modelo, de acordo com o fator de recuperação (FR) obtido, para o estudo da técnica de combustão *in-situ* (HPAI). Em seguida realizou-se uma análise de sensibilidade sobre o FR de parâmetros operacionais próprios do método: vazão de injeção de ar por poço, concentração de oxigênio no gás injetado, esquema de injeção de ar e configuração dos canhoneados dos poços. Essa análise, para um período adicional de até 10 anos produção, foi efetuada com o auxílio da técnica de planejamento composto central. O comportamento do reservatório e os impactos de parâmetros envolvendo as reações químicas e de particularidades de reservatório sobre o FR também foram avaliados. Adicionalmente foram elaborados uma análise econômica e um estudo de maximização do FR do processo. As simulações foram realizadas com o simulador de processos térmicos em reservatórios STARS (*Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulation*) da CMG (*Computer Modelling Group*). Os resultados mostraram que os FR incrementais foram baixos e que o valor presente líquido (VPL) é impactado negativamente pelos elevados investimentos iniciais para compressão do ar. Observou-se que a adoção de maiores concentrações de oxigênio no gás injetado e do esquema de injeção de ar tipo *five spot* tende a favorecer o FR, e que a configuração dos canhoneados dos poços apresenta influência crescente com o aumento da espessura porosa com óleo do reservatório. Casos simulados referentes às particularidades de reservatório indicaram que menores saturações residuais de óleo ao gás levam a FR maiores e que a existência de heterogeneidades resulta em variações consideráveis nos FR e nas curvas de produção.

---

**Palavras-Chaves:** combustão *in-situ*, injeção de ar em alta pressão, reservatórios maduros, óleos médios e leves, simulação de reservatórios.

## ABSTRACT

---

Nearly  $3 \times 10^{11} \text{ m}^3$  of medium and light oils will remain in reservoirs worldwide after conventional recovery methods have been exhausted and much of this volume would be recovered by Enhanced Oil Recovery (EOR) methods. The *in-situ* combustion (ISC) is an EOR method in which an oxygen-containing gas is injected into a reservoir where it reacts with the crude oil to create a high-temperature combustion front that is propagated through the reservoir. The High Pressure Air Injection (HPAI) method is a particular denomination of the air injection process applied in light oil reservoirs, for which the combustion reactions are dominant between 150 and 300°C and the generation of flue gas is the main factor to the oil displacement. A simulation model of a homogeneous reservoir was built to study, which was initially undergone to primary production, for 3 years, next by a waterflooding process for 21 more years. At this point, with the mature condition established into the reservoir, three variations of this model were selected, according to the recovery factors (RF) reached, for study the *in-situ* combustion (HPAI) technique. Next to this, a sensitivity analysis on the RF of characteristic operational parameters of the method was carried out: air injection rate per well, oxygen concentration into the injected gas, patterns of air injection and wells perforations configuration. This analysis, for 10 more years of production time, was performed with assistance of the central composite design. The reservoir behavior and the impacts of chemical reactions parameters and of reservoir particularities on the RF were also evaluated. An economic analysis and a study to maximize the RF of the process were also carried out. The simulation runs were performed in the simulator of thermal processes in reservoirs STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) from CMG (Computer Modelling Group). The results showed the incremental RF were small and the net present value (NPV) is affected by high initial investments to compress the air. It was noticed that the adoption of high oxygen concentration into the injected gas and of the five spot pattern tends to improve the RF, and the wells perforations configuration has more influence with the increase of the oil thickness. Simulated cases relating to the reservoir particularities showed that smaller residual oil saturations to gas lead to greater RF and the presence of heterogeneities results in important variations on the RF and on the production curves.

---

**Keywords:** *in-situ* combustion, high pressure air injection, mature reservoirs, medium and light oils, reservoir simulation.

## **Dedicatória**

Dedico este trabalho aos meus pais Bertoldo e Marlene, à minha irmã Jacqueline, ao meu sobrinho Mateus, à minha esposa Sandra e especialmente à minha filha Larissa (*my sunshine*).

## **Agradecimentos**

A Deus.

Aos professores Tarcilio Viana Dutra Junior e Jennys Lourdes Meneses Barillas pela atenção, orientação e motivação fundamentais para realização deste trabalho.

Aos professores e colegas do Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo (PPGCEP/UFRN) que contribuíram para o aprimoramento dos meus conhecimentos na área de Engenharia de Petróleo.

Aos colegas da Petrobras, Unidade de Operação Rio Grande do Norte e Ceará, Danielle Lopes Macedo Cavalcante, Delson Fernando Silveira Cursino, Eduardo Eidelwein (“camarada”) e Martinho Quintas de Alencar Filho, que mantiveram o ritmo das atividades durante os meus períodos de ausência, e Wagner Preda, pela elaboração do modelo estrutural.

À Petrobras, pelo suporte e oportunidade de desenvolvimento profissional.



## ÍNDICE

### CAPÍTULO 1

1. INTRODUÇÃO .....	2
---------------------	---

### CAPÍTULO 2

2. ASPECTOS TEÓRICOS .....	6
----------------------------	---

2.1. MÉTODOS ESPECIAIS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO .....	6
---	---

2.1.1. Critérios de seleção para a aplicabilidade de métodos especiais de recuperação de petróleo .....	7
---	---

2.2. COMBUSTÃO <i>IN-SITU</i> (CIS) .....	9
---	---

2.2.1. Combustão direta seca .....	10
------------------------------------	----

2.2.2. Combustão direta molhada .....	12
---------------------------------------	----

2.2.3. Combustão reversa .....	15
--------------------------------	----

2.2.4. Mecanismos de produção de óleos médios e leves submetidos ao processo de combustão <i>in-situ</i> ( <i>high pressure air injection</i> ) .....	16
---	----

2.3. REAÇÕES QUÍMICAS E CINÉTICA .....	18
--	----

2.3.1. Oxidação em altas temperaturas (OAT) .....	19
---	----

2.3.2. Oxidação em temperaturas intermediárias (OTI) .....	20
--	----

2.3.3. Oxidação em baixas temperaturas (OBT) .....	22
--	----

2.3.4. Cinética da reação .....	25
---------------------------------	----

2.4. INFLUÊNCIA DE PARÂMETROS DE RESERVATÓRIO NO PROCESSO DE COMBUSTÃO <i>IN-SITU</i> .....	27
---	----

2.4.1. Porosidade e Permeabilidade .....	27
--	----

2.4.2. Saturação de óleo .....	28
--------------------------------	----

2.4.3. Espessura .....	29
------------------------	----

2.4.4. Profundidade .....	29
---------------------------	----

2.4.5. Estrutura e Inclinação .....	30
-------------------------------------	----

2.4.6. Resistência das camadas superiores .....	30
---	----

2.4.7. Heterogeneidades .....	30
-------------------------------	----

2.4.8. Grau API do óleo .....	31
-------------------------------	----

2.5. PLANEJAMENTO DE EXPERIMENTOS .....	33
---	----

### **CAPÍTULO 3**

<b>3. ESTADO DA ARTE.....</b>	<b>39</b>
3.1. HISTÓRICO DO PROCESSO DE COMBUSTÃO <i>IN-SITU</i> .....	39
3.2. APLICAÇÕES DO PROCESSO DE COMBUSTÃO <i>IN-SITU</i> EM ESCALA DE CAMPO.....	40
3.3. ESTUDOS DE SIMULAÇÃO DE FLUXO DO PROCESSO DE COMBUSTÃO <i>IN-SITU</i> EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS MÉDIOS E LEVES .....	42

### **CAPÍTULO 4**

<b>4. MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	<b>48</b>
4.1. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS.....	48
4.1.1. WinProp.....	48
4.1.2. Builder .....	48
4.1.3. STARS.....	49
4.1.4. CMOST .....	49
4.1.5. Results .....	49
4.2. MODELO DE RESERVATÓRIO UTILIZADO PARA O ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE ÁGUA.....	49
4.2.1. Descrição do reservatório – Caso base.....	50
4.2.2. Modelos de fluidos .....	56
4.3. MODELOS DE RESERVATÓRIO UTILIZADOS PARA O ESTUDO DO PROCESSO DE COMBUSTÃO <i>IN-SITU</i> .....	59
4.3.1. Descrição dos reservatórios.....	59
4.3.2. Modelos de reações .....	60
4.4. METODOLOGIA DO TRABALHO.....	62

### **CAPÍTULO 5**

<b>5. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>65</b>
5.1. PARÂMETROS OPERACIONAIS.....	65
5.1.1. Identificação dos parâmetros operacionais significativos .....	69
5.1.2. Análise das interações entre os parâmetros operacionais.....	76
5.1.3. Comparativo dos modelos RES_1, RES_2 e RES_3 pós-injeção de água.....	84
5.1.4. Análise do processo de combustão molhada (COFCAW) .....	93

5.2. COMPORTAMENTO DO RESERVATÓRIO SUBMETIDO AO PROCESSO DE COMBUSTÃO <i>IN-SITU</i> .....	95
5.3. PARÂMETROS DE RESERVATÓRIO E CINÉTICOS DAS REAÇÕES .....	113
5.3.1. Análise de heterogeneidades do reservatório .....	113
5.3.2. Análise do aquífero e da injeção de água .....	118
5.3.3. Análise da saturação residual de óleo ao gás.....	120
5.3.4. Análise dos fatores pré-exponenciais e das energias de ativação das reações de combustão e dos fatores pré-exponenciais das reações de craqueamento.....	121
5.3.5. Análise da razão atômica hidrogênio-carbono (H/C).....	123
5.3.6. Análise de modelo de reações com a inclusão de reações específicas de oxidação em baixas temperaturas (OBT).....	125
5.4. ANÁLISE ECONÔMICA .....	129
5.5. MAXIMIZAÇÃO DO FR DO MÉTODO DE COMBUSTÃO <i>IN-SITU</i> .....	134
<b>CAPÍTULO 6</b>	
<b>6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>138</b>
6.1. CONCLUSÕES .....	138
6.2. RECOMENDAÇÕES.....	140
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>142</b>
<b>APÊNDICE A</b>	
<b>APÊNDICE A. ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE ÁGUA .....</b>	<b>151</b>
A.1. TRIAGEM DE VARIÁVEIS.....	151
A.2. PLANEJAMENTO FATORIAL.....	154
<b>APÊNDICE B</b>	
<b>APÊNDICE B. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES – IDENTIFICAÇÃO DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS SIGNIFICATIVOS – PROCESSO DE COMBUSTÃO <i>IN-SITU</i> .....</b>	<b>160</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Perfis de temperatura e de saturação e zonas do processo de combustão <i>in-situ</i> (Castanier & Brigham, 2003). .....	10
Figura 2.2. Perfis de temperatura e de saturação do processo de combustão <i>in-situ</i> molhada incompleta (Sarathi, 1999). .....	13
Figura 2.3. Perfis de temperatura e de saturação do processo de combustão <i>in-situ</i> molhada normal (Sarathi, 1999). .....	14
Figura 2.4. Perfis de temperatura e de saturação do processo de combustão <i>in-situ</i> supermolhada (Sarathi, 1999). .....	14
Figura 2.5. Perfis de temperatura e de saturação do processo de combustão <i>in-situ</i> reversa (Prats, 1982). .....	16
Figura 2.6. Processo de injeção de ar em reservatórios de óleo leve (Clara <i>et al.</i> , 1999). .....	18
Figura 2.7. Regiões de oxidação para óleos leves e pesados típicos (Gutierrez <i>et al.</i> , 2009). .	24
Figura 2.8. Efeito da porosidade e da permeabilidade na deposição de combustível – óleo de 25°API e viscosidade de 270 cp a 15°C (Couch & Rodriguez, 1970). .....	28
Figura 2.9. Efeito da porosidade e da permeabilidade na deposição de combustível – óleo de 36°API e viscosidade de 21 cp a 15°C (Couch & Rodriguez, 1970). .....	28
Figura 2.10. Efeito do grau API na concentração de combustível e na velocidade da frente de combustão (Onyekonwu <i>et al.</i> , 1986). .....	32
Figura 2.11. Perfil de temperatura (simulado) para óleos de 10 e 30°API (Onyekonwu <i>et at.</i> , 1986). .....	32
Figura 2.12. Diagrama de Pareto – Planejamento fatorial 2 <sup>4</sup> de um processo de injeção de solução micelar. ....	36
Figura 2.13. Superfície de resposta – interação entre $k_h$ e $\mu_o$ – Planejamento fatorial 2 <sup>4</sup> de um processo de injeção de solução micelar. ....	37
Figura 4.1. Mapa de saturação inicial de óleo – Visualização 3D – Caso base. ....	52
Figura 4.2. Mapa de saturação inicial de óleo – Visualização 2D – Caso base. ....	52
Figura 4.3. Completação dos poços produtores e injetores – Corte IK – Caso base. ....	53
Figura 4.4. Completação dos poços produtores e injetores – Corte JK – Caso base. ....	54
Figura 4.5. Curva de permeabilidade relativa – Sistema água-óleo – Caso base. ....	55
Figura 4.6. Curva de permeabilidade relativa – Sistema gás-líquido – Caso base. ....	55
Figura 4.7. Variação da viscosidade dos pseudocomponentes do óleo e da fase óleo com a temperatura – Óleo de 28,7°API. ....	57

Figura 4.8. Variação da viscosidade dos pseudocomponentes do óleo e da fase óleo com a temperatura – Óleo de 35,9°API. ....	58
Figura 4.9. Variação da viscosidade dos pseudocomponentes do óleo e da fase óleo com a temperatura – Óleo de 45,2°API. ....	59
Figura 4.10. Fluxograma das etapas do estudo.....	63
Figura 5.1. Esquema de injeção de ar 1 – Malha <i>five spot</i> . ....	66
Figura 5.2. Esquema de injeção de ar 2 – Malha em linhas diretas.....	66
Figura 5.3. Configuração dos canhoneados dos poços 1 – Poços produtores de óleo e poços injetores de ar canhoneados em toda a espessura vertical com reservatório. ....	67
Figura 5.4. Configuração dos canhoneados dos poços 2 – Poços produtores de óleo canhoneados na metade superior e poços injetores de ar canhoneados na metade inferior da espessura vertical com reservatório.....	67
Figura 5.5. Configuração dos canhoneados dos poços 3 – Poços produtores de óleo e poços injetores de ar canhoneados na metade superior da espessura vertical com reservatório. ....	68
Figura 5.6. Configuração dos canhoneados dos poços 4 – Poços produtores de óleo e poços injetores de ar canhoneados na metade inferior da espessura vertical com reservatório. ....	68
Figura 5.7. Configuração dos canhoneados dos poços 5 – Poços produtores de óleo canhoneados na metade inferior e poços injetores de ar canhoneados na metade superior da espessura vertical com reservatório.....	69
Figura 5.8. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais – RES_1. ....	74
Figura 5.9. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais – RES_2. ....	75
Figura 5.10. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais – RES_3. ....	75
Figura 5.11. Superfície de resposta – Interação entre a vazão de injeção de ar por poço e a concentração de oxigênio – RES_1, RES_2 e RES_3. ....	77
Figura 5.12. Superfície de resposta – Interação entre a vazão de injeção de ar por poço e o esquema de injeção de ar – RES_1, RES_2 e RES_3. ....	78
Figura 5.13. Superfície de resposta – Interação entre a vazão de injeção de ar por poço e a configuração dos canhoneados dos poços – RES_1, RES_2 e RES_3. ....	80
Figura 5.14. Superfície de resposta – Interação entre a concentração de oxigênio e o esquema de injeção de ar – RES_1, RES_2 e RES_3. ....	81
Figura 5.15. Superfície de resposta – Interação entre a concentração de oxigênio e a configuração dos canhoneados dos poços – RES_1, RES_2 e RES_3. ....	82
Figura 5.16. Superfície de resposta – Interação entre o esquema de injeção de ar e a configuração dos canhoneados dos poços – RES_1, RES_2 e RES_3. ....	83

Figura 5.17. Vazão de óleo – 01/01/2015 a 31/12/2048 – RES_1. ....	85
Figura 5.18. Vazão de óleo – 01/01/2039 a 31/12/2048 – RES_1. ....	86
Figura 5.19. Vazão de óleo – 01/01/2015 a 31/12/2048 – RES_2. ....	86
Figura 5.20. Vazão de óleo – 01/01/2039 a 31/12/2048 – RES_2. ....	87
Figura 5.21. Vazão de óleo – 01/01/2015 a 31/12/2048 – RES_3. ....	87
Figura 5.22. Vazão de óleo – 01/01/2039 a 31/12/2048 – RES_3. ....	88
Figura 5.23. Temperatura – Corte IK – 3 meses após início da injeção de ar – RES_1. ....	89
Figura 5.24. Temperatura – Corte IK – 1 ano após início da injeção de ar – RES_1. ....	90
Figura 5.25. Temperatura – Corte IK – 3,75 anos após início da injeção de ar – RES_1. ....	90
Figura 5.26. Saturação de gás – Corte IK – 3,75 anos após início da inj. de ar – RES_1. ....	91
Figura 5.27. Temperatura – Corte IK – 1,5 anos após início da injeção de ar – RES_3. ....	91
Figura 5.28. Saturação de óleo – Corte IK – Pós-injeção de água – RES_3. ....	92
Figura 5.29. Saturação de gás – Corte IK – 1,5 anos após início da inj. de ar – RES_3. ....	93
Figura 5.30. Vazão de óleo – Análise do processo de combustão molhada (COFCAW). ....	94
Figura 5.31. FR – Simulações 13 e 27 – RES_3. ....	96
Figura 5.32. Mapas de temperatura – 1 mês, 3 meses, 6 meses e 1 ano – Simulações 13 e 27 – RES_3. ....	98
Figura 5.33. Mapas de coque depositado – 3 meses, 6 meses e 1 ano – Simulações 13 e 27 – RES_3. ....	101
Figura 5.34. Mapas de coque depositado e temperatura – 3 meses, 6 meses e 1 ano – Simulações 13 e 27 – RES_3. ....	102
Figura 5.35. Mapas de viscosidade do óleo – Início, 3 meses, 6 meses e 1 ano – Simulações 13 e 27 – RES_3. ....	105
Figura 5.36. Mapas de saturação de óleo e de gás – 3 meses – Formação do banco de óleo e seu deslocamento por gás – Simulação 27 – RES_3. ....	106
Figura 5.37. Mapas de saturação de óleo e de gás – 6 meses – Formação do banco de óleo e seu deslocamento por gás – Simulação 27 – RES_3. ....	107
Figura 5.38. Mapas de pressão – 3 meses, 6 meses e 1 ano – Simulações 13 e 27 – RES_3. ....	109
Figura 5.39. Vazões de gás injetado e produzido (componentes) – Simulação 27 – RES_3. ....	110
Figura 5.40. Composição da fase oleica (componentes) – Simulação 27 – RES_3. ....	112
Figura 5.41. Composição da fase gasosa (componentes) – Simulação 27 – RES_3. ....	112
Figura 5.42. Mapa de permeabilidade horizontal – Modelo heterogêneo – Caso 1. ....	114
Figura 5.43. Histograma – Permeabilidades horizontais do modelo heterogêneo – Caso 1. ....	114
Figura 5.44. Permeabilidade horizontal – Corte IK – Mod. heterogêneo – Caso 2. ....	115

Figura 5.45. Permeabilidade horizontal – Corte IK – Mod. heterogêneo – Caso 3. ....	116
Figura 5.46. Vazão de óleo – Análise de heterogeneidades do reservatório – Casos base, 1, 2 e 3. ....	117
Figura 5.47. Saturação de óleo – Corte IK – Pós-injeção de água – Caso 2 – RES_3. ....	118
Figura 5.48. Vazão de óleo – Análise do aquífero e da inj. de água – Casos base, 1, 2 e 3. ....	119
Figura 5.49. Curvas $k_r$ – Sistema gás-líquido – $S_{org} = 0,25$ – Caso base e $S_{org} = 0,12$ . ....	120
Tabela 5.15. FR – Análise da saturação residual de óleo ao gás – $S_{org} = 0,25$ – Caso base e $S_{org} = 0,12$ . ....	121
Figura 5.50. Vazão de óleo – Análise dos fatores pré-exponenciais – Reações de craqueamento. ....	123
Figura 5.51. Vazão de óleo – Análise de modelo de reações com reações específicas OBT. ....	126
Figura 5.52. Mapas de temperatura – 1 mês, 3 meses, 6 meses e 1 ano – Casos base e OBT – RES_3. ....	128
Figura 5.53. VPL x Tempo – RES_1. ....	131
Figura 5.54. VPL x Tempo – RES_2. ....	132
Figura 5.55. VPL x Tempo – RES_3. ....	132
Figura 5.56. Esquema de injeção de ar – Maximização do FR – Combustão <i>in-situ</i> – Malha <i>nine spot</i> . ....	134
Figura 5.57. Vazão de óleo – Maximização do FR – Combustão <i>in-situ</i> . ....	135
Figura 5.58. FR – Maximização do FR – Combustão <i>in-situ</i> . ....	136
Figura A.1. Diagrama de Pareto – Triagem de variáveis. ....	152
Figura A.2. Diagrama de Pareto – Planejamento fatorial fracionário. ....	155

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1. Critérios de seleção para métodos especiais de recuperação de petróleo (Green & Willhite, 1998).....	8
Tabela 2.2. Intervalos de análise das propriedades do reservatório – Planejamento fatorial $2^4$ de um processo de injeção de solução micelar. ....	33
Tabela 2.3. FR após 17 anos de produção – Planejamento fatorial $2^4$ de um processo de injeção de solução micelar.....	34
Tabela 2.4. Matriz de contraste (parcial) – Planejamento fatorial $2^4$ de um processo de injeção de solução micelar. ....	35
Tabela 4.1. Fatores estudados no processo de injeção de água. ....	50
Tabela 4.2. Propriedades do reservatório – Caso base. ....	51
Tabela 4.3. Propriedades do aquífero – Caso base. ....	51
Tabela 4.4. Cronograma – Desenvolvimento da produção – Caso base. ....	53
Tabela 4.5. Pontos terminais e expoentes – Curva $k_r$ água-óleo – Caso base. ....	55
Tabela 4.6. Pontos terminais e expoentes – Curva $k_r$ gás-líquido – Caso base. ....	55
Tabela 4.7. Distribuição de fase dos componentes.....	56
Tabela 4.8. Propriedades dos componentes – Óleo de 28,7°API. ....	57
Tabela 4.9. Propriedades dos componentes – Óleo de 35,9°API. ....	57
Tabela 4.10. Propriedades dos componentes – Óleo de 45,2°API. ....	58
Tabela 4.11. Reservatórios selecionados para o estudo do processo de combustão <i>in-situ</i> . ....	59
Tabela 4.12. Parâmetros cinéticos – Modelos de reações (Lin <i>et al.</i> , 1999). ....	62
Tabela 5.1. Intervalos e níveis dos parâmetros operacionais estudados.....	69
Tabela 5.2. Reservatórios selecionados para o estudo do processo de combustão <i>in-situ</i> – FR pós-injeção de água. ....	70
Tabela 5.3. FR – Processo de combustão <i>in-situ</i> – RES_1. ....	71
Tabela 5.4. FR – Processo de combustão <i>in-situ</i> – RES_2. ....	72
Tabela 5.5. FR – Processo de combustão <i>in-situ</i> – RES_3. ....	73
Tabela 5.6. FR – Comparativo dos métodos de inj. água e de combustão <i>in-situ</i> – RES_1. ....	84
Tabela 5.7. FR – Comparativo dos métodos de inj. água e de combustão <i>in-situ</i> – RES_2. ....	84
Tabela 5.8. FR – Comparativo dos métodos de inj. água e de combustão <i>in-situ</i> – RES_3. ....	84
Tabela 5.9. FR – Análise do processo de combustão molhada (COFCAW). ....	94
Tabela 5.10. Óleo consumido nas reações químicas – Simulação 13 – RES_3.....	111
Tabela 5.11. Óleo consumido nas reações químicas – Simulação 27 – RES_3.....	111



Tabela 5.12. FR – Análise de heterogeneidades do reservatório – Casos base, 1, 2 e 3. ....	116
Tabela 5.13. FR – Análise do aquífero e da injeção de água – Casos base, 1, 2 e 3. ....	119
Tabela 5.14. Pontos terminais e expoentes – Curva $k_r$ gás-líquido – Variação $S_{org}$ . ....	120
Tabela 5.16. FR – Análise dos fatores pré-exponenciais – Reações de combustão. ....	121
Tabela 5.17. FR – Análise das energias de ativação – Reações de combustão. ....	122
Tabela 5.18. FR – Análise dos fatores pré-exponenciais – Reações de craqueamento. ....	122
Tabela 5.19. FR – Análise da razão atômica hidrogênio-carbono (H/C). ....	124
Tabela 5.20. Parâmetros cinéticos – Modelo de reações – Caso OBT. ....	125
Tabela 5.21. FR – Análise de modelo de reações com reações específicas OBT. ....	126
Tabela 5.22. Dados para cálculo do fluxo de caixa – 31/12/2038 – Injeção de água. ....	130
Tabela 5.23. Premissas para o cálculo do VPL – Combustão <i>in-situ</i> (HPAI). ....	131
Tabela 5.24. Resultados – Maximização do FR – Combustão <i>in-situ</i> . ....	135
Tabela A.1. Parâmetros estudados no processo de injeção de água – Triagem de variáveis. ....	151
Tabela A.2. Resultados – Triagem de variáveis. ....	153
Tabela A.3. Parâmetros estudados no processo de injeção de água – Planejamento fatorial fracionário. ....	154
Tabela A.4. Resultados – FR – Planejamento fatorial fracionário – Processo inj. de água. ..	156
Tabela B.1. Resultados – FR – Processo de combustão <i>in-situ</i> – RES_1. ....	160
Tabela B.2. Resultados – FR – Processo de combustão <i>in-situ</i> – RES_2. ....	161
Tabela B.3. Resultados – FR – Processo de combustão <i>in-situ</i> – RES_3. ....	163

# Nomenclatura

## Sistema de unidades

L	comprimento
M	massa
T	temperatura
t	tempo

## Siglas e abreviações

API	Instituto Americano do Petróleo ( <i>American Petroleum Institute</i> )
ARC	calorímetro de taxa acelerada ( <i>Accelerating Rate Calorimeter</i> )
CIS	combustão <i>in-situ</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
COFCAW	método de recuperação por combustão molhada, patenteado ( <i>Combination of Forward Combustion And Waterflooding</i> )
DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos ( <i>Department of Energy</i> )
EOR	recuperação avançada de petróleo ( <i>Enhanced Oil Recovery</i> )
FC	fluxo de caixa
FCA	fluxo de caixa atualizado
HPAI	injeção de ar em alta pressão ( <i>High Pressure Air Injection</i> )
ISCOM	simulador térmico da CMG (1988)
i	direção i
j	direção j
k	direção k
LOAI	injeção de ar em reservatórios de óleo leve ( <i>Light Oil Air Injection</i> )
OAT	oxidação em altas temperaturas ( <i>High Temperature Oxidation</i> )
OBT	oxidação em baixas temperaturas ( <i>Low Temperature Oxidation</i> )
OIP	óleo no reservatório ( <i>in place</i> )
OTI	oxidação em temperaturas intermediárias ( <i>Intermediate Temperature Oxidation</i> )
p.p.	ponto percentual
RQ	reações químicas

STARS	simulador térmico-composicional da CMG ( <i>Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulation</i> )
std	condição <i>standard</i> (ou padrão)
TMA	taxa mínima de atratividade
VOIP	volume de óleo no reservatório ( <i>Volume of Oil In Place</i> )
VP	volume poroso
VPL	valor presente líquido
°API	medida de densidade do óleo
2D	de duas dimensões
3D	de três dimensões

### Letras latinas

A	fator pré-exponencial (constante de Arrhenius)	$M^{-1}.L.t$ ou $t^{-1}$
$C_f$	concentração instantânea de combustível	$M.L^{-3}$
$C_m$	disponibilidade de combustível	$M.L^{-3}$
E	energia de ativação	$M.L^2.t^{-2}.n^{-1}$
FR	fator de recuperação	%
H/C	razão atômica hidrogênio-carbono	adimensional
$h_{res}$	espessura porosa máxima com óleo	L
i	taxa de juros	%
k	constante de reação	$M^{-1}.L.t$
k	permeabilidade absoluta	$L^2$
$k_h$ (ou $Permi_h$ )	permeabilidade horizontal	$L^2$
$k_{rg}$	permeabilidade relativa ao gás (sistema gás-líquido)	adimensional
$k_{ro}$ (ou $kr_o$ )	permeabilidade relativa ao óleo (sistema água-óleo)	adimensional
$k_{rog}$	permeabilidade relativa ao óleo (sistema gás-líquido)	adimensional
$k_{rw}$ (ou $kr_w$ )	permeabilidade relativa à água (sistema água-óleo)	adimensional
$k_v$	permeabilidade vertical	$L^2$
$k_v_{kh}$	razão entre as permeabilidades absolutas vertical e horizontal	%
$m'$	razão molar de CO para (CO+CO <sub>2</sub> )	adimensional
n	número de moles	adimensional
n	tempo de projeto	t
$n_o$ (ou $n_o$ )	expoente das curvas de $k_{ro}$ e $k_{rog}$	adimensional

$n_g$	expoente da curva de $k_{rg}$	adimensional
$n_w$ (ou $n_w$ )	expoente da curva de $k_{rw}$	adimensional
$N_p$	volume de óleo produzido (acumulado) nas condições padrão	$L^3$
$p$	pressão	$M.L^{-1}.t^{-2}$
$P_{O_2}$	pressão parcial do oxigênio	$M.L^{-1}.t^{-2}$
$P_{or}$	porosidade	%
$Q_{inj}$	vazão de injeção	$L^3.t^{-1}$
$R$	constante universal dos gases	$M.L^2.t^{-2}.n^{-1}.T^{-1}$
$r_e$	raio do sistema reservatório-aquífero	$L$
$r_o$	raio do reservatório	$L$
$r_{eD}$	raio adimensional	adimensional
$RAO$	razão água-óleo	adimensional
$R_c$	taxa de combustão do óleo cru	$M.L^{-3}.t^{-1}$
$S_o$	saturação de óleo	adimensional
$S_{oi}$	saturação de óleo inicial	adimensional
$S_l$	saturação de líquido	adimensional
$S_w$	saturação de água	adimensional
$S_{or}$	saturação de óleo residual (sistema água-óleo)	adimensional
$S_{wi}$	saturação de água irreduzível (sistema água-óleo)	adimensional
$S_{lcon}$	saturação de líquido irreduzível (sistema gás-líquido)	adimensional
$S_{gcon}$	saturação conata de gás	adimensional
$T$	temperatura	$T$
$x$	razão atômica hidrogênio/carbono (H/C)	adimensional

### Letras gregas

$\Delta$	incremento	p.p.
$\emptyset$	porosidade	%
$\mu_o$	viscosidade do óleo	$M.L^{-1}.t^{-1}$
$\mu_w$	viscosidade da água	$M.L^{-1}.t^{-1}$

### Superescritos

$a$	ordem da reação com relação à pressão parcial do oxigênio
-----	---

b ordem da reação com relação à concentração de combustível

### **Subscritos**

g gás

h horizontal

o óleo

res reservatório

std condição *standard* (ou padrão)

v vertical

w água (*water*)

---

**Capítulo 1**

**Introdução**

---

# 1. Introdução

No início de sua vida produtiva os reservatórios de petróleo possuem certa quantidade de energia primária, a qual é consumida no processo de produção pela descompressão dos fluidos existentes na acumulação e pelas resistências viscosas e capilares encontradas durante o fluxo em direção aos poços produtores. A dissipação dessa energia primária reflete-se na queda da produtividade dos poços, sendo que, para os casos mais comuns de reservatórios portadores de óleos médios, que possuem grau API entre 22,3 e 31,1, e leves, com grau API maior que 31,1 ([www.aenergytrading.com/tag/api-gravity](http://www.aenergytrading.com/tag/api-gravity)), essa perda pode ser mitigada pela suplementação com energia secundária através da injeção de água, que é o método convencional de recuperação secundária mais utilizado no mundo.

Tipicamente, um reservatório de óleo médio ou leve passará por um período de produção primária seguido pela implantação de um projeto de injeção de água. O fator de recuperação por esses processos pode variar de 35 a 50% quando a injeção de água atingir o limite econômico (Green & Willhite, 1998). Nesse instante, o óleo residual na porção do reservatório varrida pela água encontra-se, então, isolado e trapeado na forma de glóbulos no interior dos poros, no caso de rochas molháveis à água, ou preso em pequenos canais ou como uma película em torno da matriz da rocha em canais maiores, no caso de rochas molháveis ao óleo (Craig, 1971). A outra parcela do óleo remanescente, além do óleo residual, é constituída pelo óleo presente em áreas não varridas pela água e que não foi produzido pelas forças expulsivas primárias do reservatório.

Em outra configuração possível, reservatórios de óleos médios e leves podem ter o influxo de água como mecanismo de produção predominante. Para esse tipo de reservatório, o fator de recuperação é normalmente alto, de cerca de 30 a 40%, mas pode atingir valores consideravelmente mais altos, devido principalmente ao fato de que a pressão permanecendo alta, além das vazões permanecerem altas, as características dos fluidos se mantêm próximas das originais (Rosa; Carvalho; Xavier, 2006).

Segundo Thomas (2008), aproximadamente  $3 \times 10^{11} \text{ m}^3$  de óleos médios e leves e  $8 \times 10^{11} \text{ m}^3$  de óleo pesado restarão nos reservatórios ao redor do mundo após a aplicação dos métodos convencionais de recuperação e grande parte desse volume seria recuperável com o uso de métodos especiais. Ainda de acordo com o autor supracitado, para os casos de reservatórios de óleo leve, 25% do volume de óleo *in place* seriam produzidos por recuperação primária e 30% por recuperação secundária. Como os métodos especiais são normalmente empregados após as operações de recuperação secundária, os 45% do volume de

óleo *in place* restantes tornam-se, portanto, alvos em potencial para a aplicação dessas técnicas.

De qualquer forma, nos casos descritos acima, o volume de óleo remanescente ainda é considerável, fazendo-se necessários o estudo e a aplicação de métodos especiais de recuperação. De uma maneira geral, para as mesmas situações citadas, o método de recuperação especial deve ser capaz de mover esse óleo e criar um banco de óleo que possa ser eficientemente deslocado em direção aos poços produtores. Entre esses métodos podem ser citados os térmicos, cujo objetivo é aquecer o reservatório e o óleo nele existente para aumentar a sua recuperação, e dentre esses, pode-se destacar a combustão *in-situ*, na qual o calor é produzido dentro do reservatório por meio de reações exotérmicas entre o oxigênio do gás injetado e o óleo, contrastando com a injeção de fluidos aquecidos, como a injeção de água quente e a injeção de vapor, onde o calor é gerado na superfície e transportado para o reservatório por meio de um fluido.

O atual estágio de desenvolvimento de muitos campos do Nordeste brasileiro, que podem ser considerados como maduros em virtude das frações recuperadas já elevadas, a fácil disponibilidade do fluido de injeção (ar) e o fato de a combustão *in-situ* ser uma técnica provada, não limitada a óleos de alta viscosidade e usada como método de recuperação especial em óleos com até 40°API (Green & Willhite, 1998 e Rosa; Carvalho; Xavier, 2006) motivaram o estudo da aplicabilidade dessa técnica no caso específico de reservatórios maduros portadores de óleos médios e leves.

Para o desenvolvimento deste trabalho, foi construído um modelo de simulação de fluxo de um reservatório homogêneo onde, primeiramente, foi estudado o processo de injeção de água por meio da análise de sensibilidade dos efeitos da variação de um total de 12 parâmetros de reservatório (porosidade, espessura porosa máxima com óleo, permeabilidade absoluta, razão entre as permeabilidades absolutas vertical e horizontal, °API do óleo, pontos terminais e expoentes das curvas de permeabilidade relativa água-óleo, saturação inicial de óleo e atuação do aquífero) e um operacional (vazão de injeção de água) sobre o fator de recuperação (FR) após 24 anos de produção. Nesse ponto, com os reservatórios podendo ser tratados como maduros, foram selecionados três modelos de acordo com o valor do FR (máximo, intermediário e mínimo) para serem submetidos ao estudo da técnica de combustão *in-situ* (HPAI) propriamente dita. O método HPAI (do inglês, *High Pressure Air Injection*) é uma denominação particular do processo de injeção de ar aplicado em reservatórios de óleos leves.



A parte seguinte do trabalho consistiu-se na análise de sensibilidade dos efeitos da variação de parâmetros operacionais próprios do método de combustão *in-situ* (HPAI) sobre o fator de recuperação: vazão de injeção de ar por poço, concentração de oxigênio no gás injetado, esquema de injeção de ar e configuração dos canhoneados dos poços. Essa análise foi realizada para os três tipos de reservatório anteriormente selecionados, considerando-se um período adicional de até 10 anos de produção. Um caso particular foi escolhido para a análise dos mecanismos de produção e para a avaliação do comportamento de propriedades de reservatório influenciadas pelo processo de combustão *in-situ* (HPAI) como temperatura, saturação de óleo e formação de coque, dentre outras. Da mesma forma, os impactos de parâmetros envolvendo as reações químicas e de particularidades de reservatório sobre o FR também foram avaliados. Adicionalmente foram elaborados uma análise econômica e um estudo de maximização do FR do processo por meio do aumento da vazão de injeção de ar por poço e do adensamento da malha de produção. Neste trabalho foram utilizados programas comerciais da empresa CMG (*Computer Modelling Group*), dentre os quais se destaca o simulador STARS (*Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulation*), que trata de processos térmicos em reservatórios.

Esta dissertação é constituída por um total de seis capítulos, sendo que esta breve introdução corresponde ao Capítulo 1. O Capítulo 2 trata de aspectos teóricos referentes à combustão *in-situ* (HPAI) como os tipos de combustão, as reações químicas envolvidas e a influência de parâmetros de reservatório no processo e de como se realiza um planejamento experimental. O Capítulo 3 apresenta um breve histórico do método de combustão *in-situ* (HPAI), além de relatos de estudos de simulação e de aplicações da técnica em campo. O Capítulo 4 descreve as ferramentas computacionais empregadas, os modelos de reservatório, de fluidos e de reações químicas utilizados, bem como, a metodologia do trabalho. No Capítulo 5 são mostrados os principais resultados obtidos e as discussões relativas aos casos estudados. No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões mais importantes e as recomendações que podem ser consideradas em trabalhos futuros. No final do texto listam-se as referências bibliográficas que embasaram este estudo. O Apêndice A detalha o estudo do processo de injeção de água que serviu de base para o estudo do método de combustão *in-situ* (HPAI) neste trabalho, enquanto que o Apêndice B apresenta os resultados das simulações do processo de combustão *in-situ* (HPAI) para os diferentes valores dos parâmetros operacionais avaliados.

---

**Capítulo 2**  
**Aspectos teóricos**

---

## 2. Aspectos teóricos

Neste capítulo é apresentada uma visão geral dos métodos especiais de recuperação de petróleo com ênfase nos aspectos teóricos relativos ao processo de combustão *in-situ* (HPAI). Complementarmente, no final do capítulo, descreve-se sucintamente o planejamento de experimentos, importante para a compreensão da parte experimental deste trabalho.

### 2.1. Métodos especiais de recuperação de petróleo

Os métodos especiais de recuperação de petróleo envolvem a injeção de um ou mais tipos de fluidos no reservatório. Os fluidos injetados suplementam a energia natural presente no reservatório para deslocar o óleo em direção aos poços produtores. De forma complementar, os fluidos injetados interagem com o sistema rocha-fluido do reservatório para criar condições favoráveis à recuperação do óleo. Essas interações podem, por exemplo, resultar em menores tensões interfaciais, no inchamento do óleo, na redução da viscosidade do óleo e na modificação da molhabilidade da rocha.

Segundo Green & Willhite (1998), os métodos especiais de recuperação de petróleo podem ser divididos em cinco categorias: controle da mobilidade, químicos, miscíveis, térmicos e outros.

Os processos para controle da mobilidade têm a proposta de melhorar as eficiências de varrido areal e vertical. O exemplo mais comum dessa técnica é a injeção de soluções de polímeros, empregadas com os objetivos de desenvolver uma razão de mobilidade favorável entre a água injetada e o óleo do reservatório e de bloquear regiões de alta permeabilidade, já varridas pela água injetada anteriormente, melhorando assim a distribuição areal e vertical da água a ser injetada.

Os métodos químicos são aqueles em que os fluidos injetados, como surfactantes ou agentes alcalinos, possuem baixa tensão interfacial com o óleo deslocado, o que tende a melhorar a eficiência de deslocamento.

Nos processos miscíveis o objetivo é injetar fluidos que são diretamente miscíveis com o óleo ou que gerem miscibilidade no reservatório por meio de alteração na composição. Como exemplos desses métodos têm-se a injeção de hidrocarbonetos solventes ou de CO<sub>2</sub>. O principal fator na aplicação de tais processos é o comportamento de fase entre o óleo e o fluido injetado, o qual pode resultar na mobilização e no deslocamento do óleo, por exemplo,

devido ao inchamento do óleo, à transferência de componentes do óleo para o fluido injetado e à eliminação da tensão interfacial.

Os processos térmicos se baseiam na injeção de energia térmica ou na geração *in-situ* de calor para a melhoria da recuperação de óleo. A injeção de vapor e a combustão *in-situ* a partir da injeção de ar ou de oxigênio são exemplos de métodos dessa categoria. Alterações na viscosidade do óleo, comportamento de fase favorável, e em alguns casos, reações químicas são os mecanismos primários que levam à melhoria da recuperação de óleo.

Como exemplos de outros métodos têm-se os microbiológicos, a injeção de CO<sub>2</sub> imiscível e a mineração de recursos localizados em profundidades rasas.

### **2.1.1. Critérios de seleção para a aplicabilidade de métodos especiais de recuperação de petróleo**

A Tabela 2.1 explicita alguns critérios que correspondem a estimativas atuais a respeito dos intervalos das propriedades do óleo e do reservatório para os quais os diferentes métodos são aplicáveis. Tais critérios, porém, são aproximados e em casos específicos, projetos viáveis podem ser desenvolvidos para reservatórios com características de rocha e de fluido que excedem os valores mostrados. Com o desenvolvimento tecnológico esses critérios tendem a se ampliar como reflexo dos novos conhecimentos. Restrições mais severas, porém, devem ser consideradas na seleção dos métodos como, por exemplo, no caso de aplicação do CO<sub>2</sub> miscível, que é limitado a reservatórios suficientemente profundos para que se alcance a pressão de miscibilidade. A injeção de vapor tem limitações também quanto à profundidade dos reservatórios por causa das perdas de calor. Os processos de injeção de surfactante/polímero, por sua vez, são geralmente limitados pela salinidade da água do reservatório e pela temperatura.

Um fator naturalmente decisivo na implantação de um projeto em escala de campo, seja qual for o método especial selecionado, é o preço do óleo, visto que, em geral, os lucros comparativamente menores obtidos com a recuperação especial são devidos a uma menor produção de óleo em relação à recuperação convencional e aos custos de investimento e de operação relativamente maiores.

Tabela 2.1. Critérios de seleção para métodos especiais de recuperação de petróleo (Green &amp; Willhite, 1998).

Métodos	Propriedades do óleo			Características do reservatório					
	°API	Viscosidade (cp)	Composição	Saturação de óleo (%VP)	Tipo de formação	Espessura útil (m)	k média (mD)	Prof. (m)	Temp. (°C)
Métodos miscíveis									
Nitrogênio (e "flue gas")	> 35 <u>48</u> ↗ <sup>(1)</sup>	< 0,4 \ 0,2 \	Elevados % de C <sub>1</sub> - C <sub>7</sub>	> 40 <u>75</u> ↗	Arenito ou Carbonato	Delgada sem inclinação	N.C. <sup>(2)</sup>	> 1830	N.C.
Hidrocarboneto	> 23 <u>41</u> ↗	< 3 \ 0,5 \	Elevados % de C <sub>2</sub> - C <sub>7</sub>	> 30 <u>80</u> ↗	Arenito ou Carbonato	Delgada sem inclinação	N.C.	> 1200	N.C.
Dióxido de carbono	> 22 <u>36</u> ↗	< 10 \ 1,5 \	Elevados % de C <sub>5</sub> - C <sub>12</sub>	> 20 <u>55</u> ↗	Arenito ou Carbonato	Grande intervalo	N.C.	> 760	N.C.
Métodos químicos									
Injeção de solução micelar, de ASP (álcali-surfactante-polímero) e de solução alcalina	> 20 <u>35</u> ↗	< 35 \ 13 \	Leves e intermediários. Alguns ácidos orgânicos para a injeção de solução alcalina	> 35 <u>53</u> ↗	Preferencialmente arenito	N.C.	< 10 <u>450</u> ↗	< 2740 \ 990	< 93 \ 27
Injeção de polímero	> 15 - < 40	> 10 - < 150	N.C.	> 70 <u>80</u> ↗	Preferencialmente arenito	N.C.	< 10 <sup>(3)</sup> <u>800</u> ↗	< 2740	< 93 \ 60
Métodos térmicos									
Combustão <i>in-situ</i>	> 10 <u>16</u> → ?	< 5000 → <u>1200</u>	Alguns componentes asfáltênicos	> 50 <u>72</u> ↗	Arenito de alta porosidade	> 3	> 50 <sup>(4)</sup>	< 3500 \ 1060	> 38 <u>57</u>
Vapor	> 8- <u>13,5</u> → ?	< 200000 \ <u>4700</u>	N.C.	> 40 <u>66</u> ↗	Arenito de alta porosidade	> 6	> 200 <sup>(5)</sup>	< 1370 \ 460	N.C.

(1) Valores sublinhados representam uma média aproximada para projetos de campo atuais. O símbolo ↗ indica que valores mais altos para o parâmetro são melhores.

(2) N.C. = parâmetro não crítico.

(3) > 5 mD para alguns reservatórios carbonáticos.

(4) Transmissibilidade > 65,6 mD.m/cp.

(5) Transmissibilidade > 164,0 mD.m/cp.

## 2.2. Combustão *in-situ* (CIS)

A combustão *in-situ* (CIS) é um processo de deslocamento no qual um gás que contém oxigênio é injetado no reservatório onde reage com o óleo cru para criar uma frente de combustão de alta temperatura que se propaga pelo reservatório. Na maioria dos casos, o gás injetado é o ar, porém, o uso de oxigênio puro já foi reportado (Green & Willhite, 1998). Calor é gerado dentro do reservatório, o que explica a expressão *in-situ* originária do Latim, pela queima (ou oxidação) de uma porção do óleo estimada em aproximadamente 10% do óleo *in-situ* do reservatório (Farouq Ali & Thomas, 1996). A queima é mantida pela injeção de gás (ar ou gás enriquecido com oxigênio). O combustível consumido no processo não é o óleo cru do reservatório, mas o resíduo rico em carbono resultado do processo de craqueamento térmico e de destilação do óleo cru residual próximo da frente de combustão (Prats, 1982). O óleo é então conduzido em direção ao poço produtor por meio de um vigoroso fluxo de gás (gases de combustão) e de água (formada no processo de combustão e pela recondensação da água da formação) (Sarathi, 1999).

A combustão *in-situ* é possível se a combinação entre a rocha e o óleo do reservatório produzir combustível suficiente para sustentar a frente de combustão. A injeção de ar é a base do método de CIS. A depender da composição do óleo e das condições de pressão e temperatura, normalmente ocorre um processo de oxidação do óleo no interior da rocha-reservatório, com diversos benefícios para a recuperação. Além disso, outros mecanismos importantes durante a injeção de ar são o deslocamento do óleo e a manutenção da pressão ou até mesmo a repressurização do reservatório (Rosa; Carvalho; Xavier, 2006).

De acordo com o sentido de propagação da frente de combustão em relação ao fluxo de ar, o processo de combustão *in-situ* pode ser classificado como combustão direta, quando a frente de combustão avança no mesmo sentido do fluxo de ar, ou como combustão reversa, quando a frente de combustão move-se no sentido contrário ao fluxo de ar. Essas duas variantes vêm sendo estudadas em laboratório e em testes de campo, porém, a combustão reversa não foi desenvolvida comercialmente (Green & Willhite, 1998). A combustão direta é ainda subdividida em combustão seca e combustão molhada. No processo seco, somente ar ou ar enriquecido com oxigênio é injetado no reservatório para sustentar a combustão. No processo molhado, ar e água são coinjectados no reservatório através do poço injetor.

Os termos HPAI e LOAI (do inglês, *Light Oil Air Injection*) são normalmente usados para se referir à injeção de ar em reservatórios de óleo leve.

### 2.2.1. Combustão direta seca

O primeiro passo no processo de combustão *in-situ* direta seca é a ignição do óleo. Em alguns casos, a ignição espontânea ocorre com o início da injeção de ar se a temperatura do reservatório for adequadamente alta e a reatividade do óleo razoável. Em outros casos, a ignição também pode ser induzida com o auxílio de queimadores a ar, aquecedores elétricos e/ou injeção de agentes pirofóricos ou vapor.

Após a ignição, a frente de combustão é propagada pelo contínuo fluxo de ar. Com o progresso dessa frente, várias zonas são formadas entre o poço injetor e o poço produtor como resultado do transporte de calor e de massa e das reações químicas que ocorrem no processo. Segundo Castanier & Brigham (2003), partindo-se do poço injetor, sete zonas podem ser definidas (Figura 2.1):

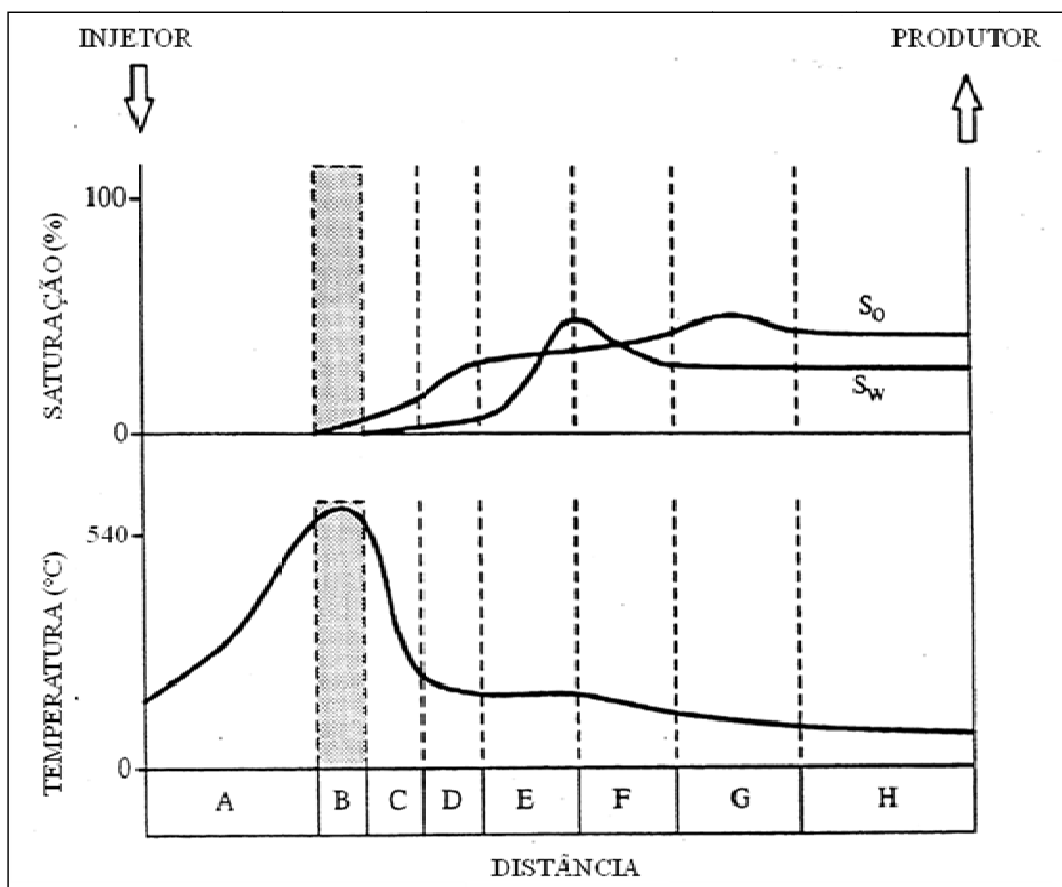


Figura 2.1. Perfis de temperatura e de saturação e zonas do processo de combustão *in-situ* (Castanier & Brigham, 2003).

- A) Zona queimada: essa zona está preenchida com ar e pode conter pequenas quantidades de sólidos orgânicos não queimados. Alterações na composição dos

minerais são possíveis em virtude da exposição às altas temperaturas. Por causa do contínuo fluxo de ar, a temperatura na zona queimada aumenta da temperatura do ar injetado no poço injetor até quase a temperatura da frente de combustão na zona de combustão. Não há óleo remanescente nessa zona.

- B) Zona de combustão: é a zona de maior temperatura. Ela é muito delgada, em geral não maior que alguns centímetros. Nessa região o oxigênio combina-se com o combustível e ocorre a oxidação em alta temperatura. Os produtos da reação de queima são água e óxidos de carbono. O combustível não é carbono puro, mas um hidrocarboneto com razão atômica H/C variando entre 1,0 e 2,0. Esse combustível é formado na zona de craqueamento imediatamente à frente e é o produto de craqueamento e pirólise que é depositado na matriz da rocha. A quantidade de combustível depositado é um parâmetro importante visto que determina quanto ar deve ser injetado para queimar certo volume de reservatório.
- C/D) Zona de craqueamento e vaporização: está localizada a jusante da frente de combustão. O óleo remanescente nessa zona é o óleo residual deixado pelo platô de vapor. O óleo cru é modificado nessa zona pelas altas temperaturas do processo de combustão. As frações mais leves vaporizam-se e são transportadas para jusante onde elas condensam e misturam-se com o óleo cru original (destilação). As frações mais pesadas pirolisam, resultando em gases de hidrocarbonetos e em combustível orgânico sólido depositado na rocha.
- E) Platô de vapor: a maior parte do óleo é deslocada adiante pelo vapor. Mais à jusante, alguns vapores de hidrocarboneto se condensam, assim como o vapor d'água. A temperatura do platô de vapor depende da pressão parcial da água na fase gasosa. Dependendo da temperatura, o óleo original pode sofrer um leve craqueamento térmico, chamado de *visbreaking*, o que normalmente reduz sua viscosidade. Essa região contém vapor, óleo, água, nitrogênio e gases de combustão que se movem em direção ao poço produtor.
- F) Banco de água: localiza-se à frente do platô de vapor onde a temperatura é menor que a de condensação do vapor. Essa região é caracterizada pela saturação de água maior que a original. Há um decréscimo, porém, na temperatura e na saturação de água à jusante com conseqüente aumento na saturação de óleo.
- G) Banco de óleo: essa zona contém a maior parte do óleo deslocado incluindo a maior parte das frações leves que resultaram do craqueamento térmico.



- H) Óleo original: é a região que ainda não foi afetada pelo processo de combustão, exceto por um possível aumento na saturação de gás devido ao fluxo dos gases da combustão ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$  e  $\text{N}_2$ ).

### 2.2.2. Combustão direta molhada

O processo de combustão seca gera uma grande quantidade de calor que fica armazenada na zona queimada atrás da frente de combustão ou perde-se para formações adjacentes. Apenas uma pequena parte da energia em forma de calor que se acumula na rocha aquecida é transportada para a frente de combustão através do ar injetado em virtude de sua baixa capacidade calorífica, o que faz com que o ar injetado não seja capaz de transferir o calor da matriz da rocha tão rapidamente quanto é gerado.

A combustão molhada foi desenvolvida para melhorar a eficiência da combustão direta por meio da injeção simultânea ou alternada de ar e água e utiliza-se do fato da água poder absorver e transportar calor de forma muito mais eficiente que o ar. A água injetada absorve calor da zona queimada, vaporiza-se, passa através da frente de combustão, e libera o calor ao se condensar nas porções mais frias do reservatório. Dessa forma, o crescimento do platô de vapor e do banco de água é acelerado, resultando em um movimento do calor e deslocamento do óleo mais rápidos.

Dependendo da razão água/ar injetados, a combustão molhada pode ser classificada em: incompleta (Figura 2.2), onde, em baixas vazões, a água injetada é convertida em vapor superaquecido, recuperando apenas parte do calor da zona queimada; normal (Figura 2.3), quando a água injetada em vazões maiores consegue recuperar todo o calor da zona queimada; e supermolhada (Figura 2.4), onde a temperatura da frente de combustão é reduzida pela água injetada em altas vazões.

Estudos de laboratório e testes de campo mostraram que a combustão molhada reduz a quantidade de óleo queimado como combustível. Esse comportamento aumenta a quantidade de óleo deslocado, mas, o que é mais importante, diminui a quantidade de ar requerido para queimar um determinado volume de reservatório.

A combustão supermolhada é uma variação da combustão molhada que procura diminuir ainda mais a demanda de ar. O processo não aumenta a recuperação de óleo, mas aumenta a velocidade da frente de combustão e reduz os custos com compressão. A água é injetada em vazões muito maiores que na combustão molhada normal. O aumento no calor, transportado pelo vapor quando atravessa a frente de combustão, reduz as temperaturas de

combustão. A temperatura torna-se menor que a requerida para a queima na trilha da frente, fazendo com que o oxigênio ultrapasse uma porção do combustível depositado, diminuindo a demanda de ar.

Segundo Sarathi (1999), a combustão supermolhada é mais aplicável a reservatórios de óleos pesados e menos adequada a óleos leves com baixa deposição de combustível. O processo de combustão molhada foi patenteado e testado em campo pela Amoco com o nome de COFCAW (do inglês, *Combination of Forward Combustion And Water*). Estudos de laboratório mostraram que vazões entre 2800 e 5600 m<sup>3</sup> de água por milhão de m<sup>3</sup> de ar resultam em redução na demanda de ar. Contudo, valores ótimos para a vazão de injeção de água são difíceis de determinar em virtude de ela ser afetada pelas heterogeneidades do reservatório.

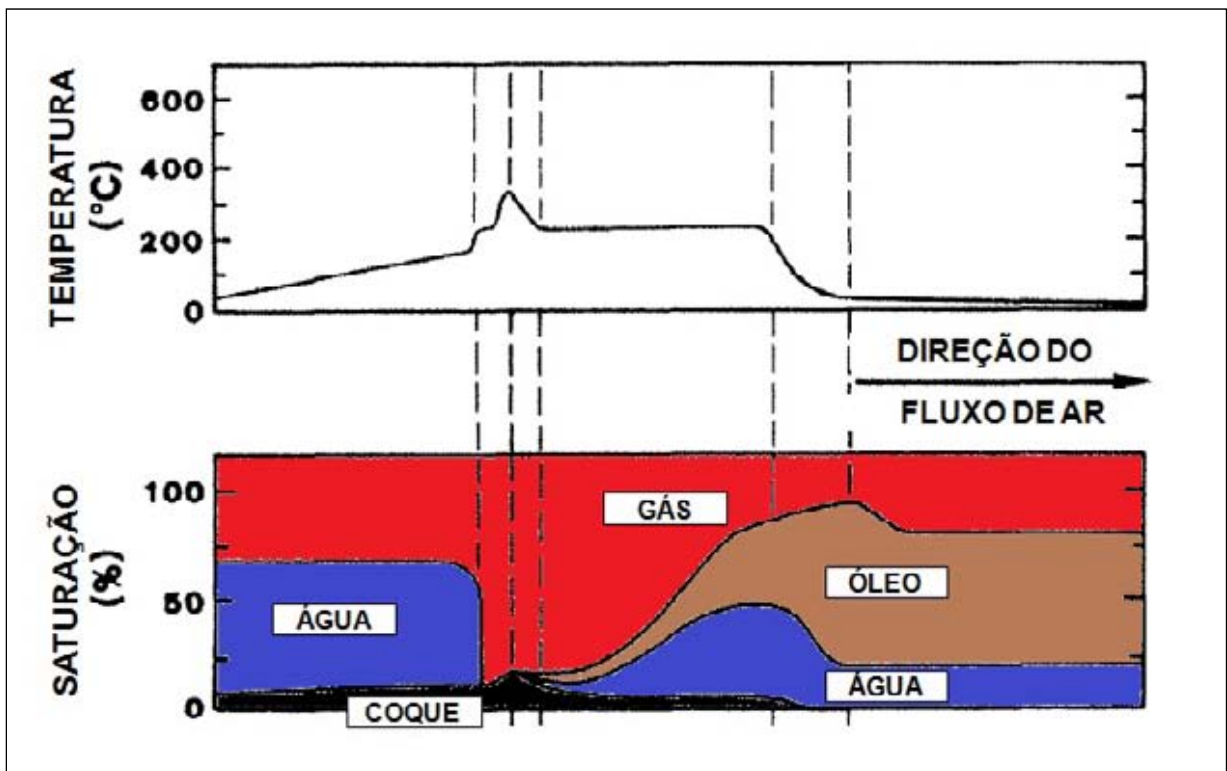


Figura 2.2. Perfis de temperatura e de saturação do processo de combustão *in-situ* molhada incompleta (Sarathi, 1999).

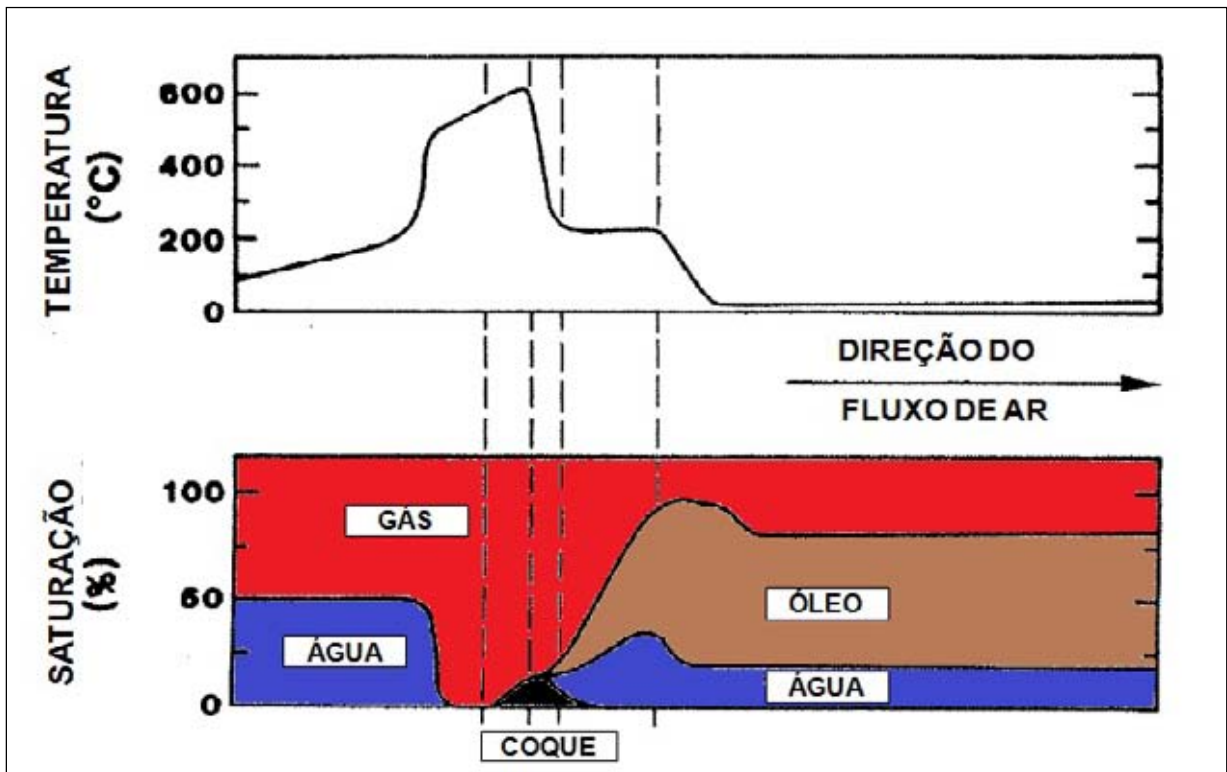


Figura 2.3. Perfis de temperatura e de saturação do processo de combustão *in-situ* molhada normal (Sarathi, 1999).

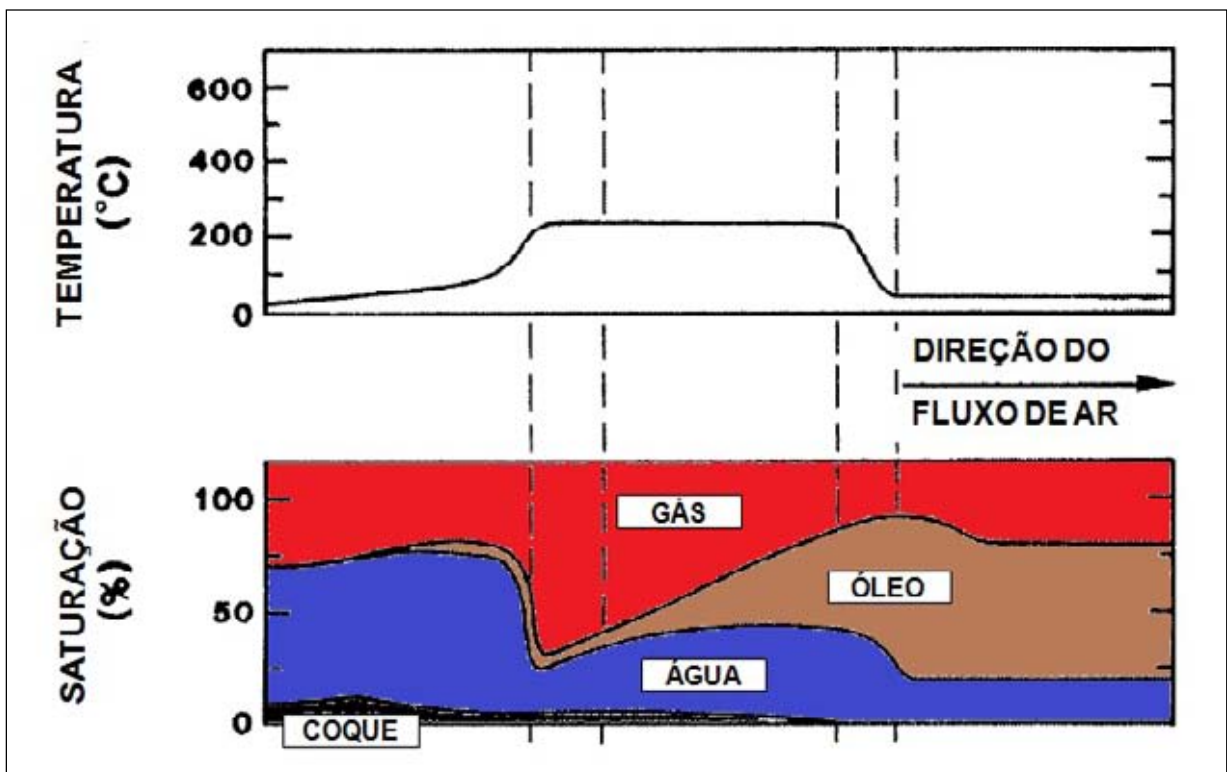


Figura 2.4. Perfis de temperatura e de saturação do processo de combustão *in-situ* supermolhada (Sarathi, 1999).

### 2.2.3. Combustão reversa

Na combustão reversa, a frente de combustão inicia-se no poço produtor e move-se no sentido oposto ao do fluxo de ar. Em um modelo de deslocamento frontal, o óleo cru que é deslocado deve passar através da zona de combustão e da zona queimada. Os perfis de temperatura e de saturação são apresentados na Figura 2.5. A extensão da região de alta temperatura na zona queimada (Zona 4) depende, entre outros fatores, da taxa de perda de calor para as formações adjacentes. Quando o óleo cru é deslocado através da frente de combustão (Zona 3) ele é destilado e craqueado, ou seja, as frações leves vaporizam-se e as pesadas contribuem com um resíduo (coque). Quando os vapores se aproximam das seções mais frias da zona queimada alguma condensação ocorre e óleo e água podem existir próximo ao poço produtor. A região a montante da zona de combustão (Zona 2) é aquecida por condução, o que leva a reações de oxidação em baixa temperatura e à geração de calor em taxas consideráveis. A montante dessa zona está a de óleo original (Zona 1), não afetada pelo processo, exceto pelo fluxo de ar.

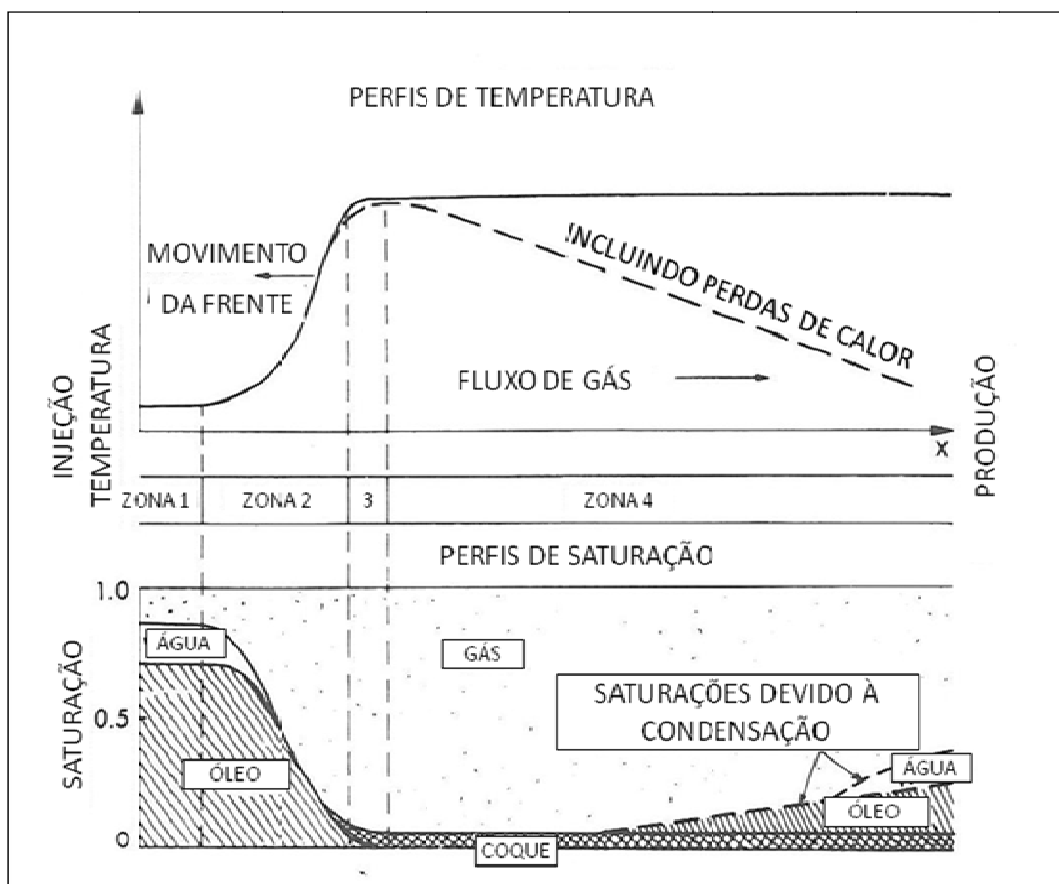
Devido ao fato de não haver desenvolvimento do banco de óleo, a resistência total ao fluxo pode, nesse processo, decrescer com o tempo. Por essa razão, essa técnica é particularmente aplicável a óleos muito viscosos, onde a formação de um banco de óleo provavelmente aumentaria a resistência ao fluxo de forma significativa.

Segundo Sarathi (1999), os princípios operacionais da combustão reversa não são tão bem entendidos quanto os da combustão direta. Embora o processo de combustão seja essencialmente o mesmo, seu movimento não é controlado pela taxa de combustível consumido, mas pelo fluxo de calor. Dos elementos essenciais requeridos pela queima, oxigênio, combustível e elevadas temperaturas, o oxigênio está presente entre o poço injetor e a zona de combustão e o combustível está presente por todas as partes do reservatório. O fator que determina onde a queima ocorre é a alta temperatura próximo ao poço produtor durante a ignição. Como o calor gerado durante a queima eleva a temperatura original do reservatório na direção do poço injetor, a frente move-se nessa direção. A frente de combustão não pode se mover em direção ao poço produtor visto que todo o oxigênio está sendo consumido na frente de combustão. Dessa forma, o processo de combustão está buscando fontes de oxigênio para poder mover-se tão rápido quanto o calor possa gerar elevadas temperaturas.

A porção de óleo queimado no processo de combustão reversa é maior que na combustão direta. A combustão direta consome somente coque, enquanto que na combustão reversa são consumidos hidrocarbonetos de um peso molecular intermediário, visto que todo

o óleo móvel tem que se mover através da frente de combustão, diminuindo, contudo sua densidade.

Embora a combustão reversa tenha sido demonstrada em laboratório ela não foi provada em campo (Sarathi, 1999) nem desenvolvida comercialmente (Green & Willhite, 1998). A causa preliminar de falha é a tendência de ignição espontânea próxima ao poço injetor.



**Figura 2.5. Perfis de temperatura e de saturação do processo de combustão *in-situ* reversa (Prats, 1982).**

#### **2.2.4. Mecanismos de produção de óleos médios e leves submetidos ao processo de combustão *in-situ* (*high pressure air injection*)**

Conforme Tunio (2008), o processo de combustão é consideravelmente diferente entre óleos leves e pesados. Para óleos mais pesados, a geração de calor e de vapor e a subsequente redução da viscosidade do óleo são os mecanismos de deslocamento principais. Por essa razão, a combustão *in-situ* em óleos pesados deve ser operada no regime de reações de

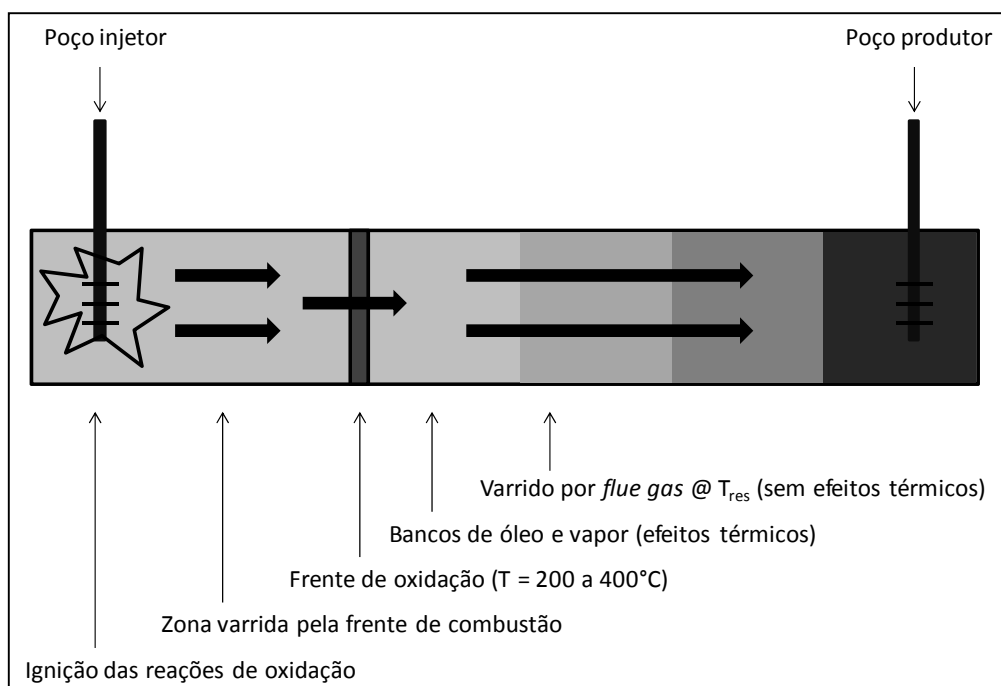
oxidação em altas temperaturas. Para óleos leves, contudo, a geração de calor possui importância secundária e a geração de *flue gas* é o principal fator de deslocamento do óleo.

Segundo Clara *et al.* (1999), os principais mecanismos de recuperação da técnica de injeção de ar em reservatórios de óleo leve são, em ordem decrescente:

- 1) Varrido por *flue gas*,
- 2) Repressurização do reservatório,
- 3) Inchamento do óleo (principalmente pelo CO<sub>2</sub> gerado *in-situ*),
- 4) Redução da viscosidade (pela dissolução de CO<sub>2</sub>),
- 5) Separação dos componentes mais leves do óleo, e
- 6) Efeitos térmicos.

De acordo com os mesmos autores, várias experiências de campo sugerem que a ocorrência de ignição espontânea com a geração de uma frente de oxidação de alta temperatura (entre 200 e 400°C) é a situação mais provável em reservatórios de óleo leve. Quando as perdas de calor para as rochas adjacentes são limitadas em comparação com o calor gerado pelas reações, a temperatura no reservatório aumenta e as reações de oxidação podem apresentar autoignição no reservatório. O oxigênio é então consumido pelo óleo em uma zona confinada de alta temperatura chamada de frente de oxidação (ou de combustão), cujo tamanho depende da vazão de injeção de ar e das características do óleo e da rocha. Dessa forma, quatro zonas podem ser destacadas no reservatório (Figura 2.6):

- 1) A zona varrida pela frente de combustão, onde a saturação de óleo residual é baixa e a temperatura é maior que a inicial do reservatório,
- 2) A frente de oxidação, onde o oxigênio é consumido. Nessa zona, temperaturas entre 200 e 400°C podem ser alcançadas. Parte do óleo original é queimada e CO<sub>2</sub> e CO são produzidos. O gás formado pelo nitrogênio remanescente do ar e pelos gases de combustão, chamado de *flue gas* (composto tipicamente por 85% de N<sub>2</sub>, 13% de CO<sub>2</sub> e 2% de CO), varre o reservatório a jusante,
- 3) Uma estreita zona a jusante da frente de combustão onde efeitos térmicos participam da formação de um banco de óleo, o qual é parcialmente deslocado por *flue gas*, água quente ou vapor, e
- 4) Uma extensa zona a jusante da frente de combustão, que contém óleo original, não afetada por efeitos térmicos e que é varrida por *flue gas*.



**Figura 2.6. Processo de injeção de ar em reservatórios de óleo leve (Clara *et al.*, 1999).**

De acordo com Montes *et al.* (2010) porém, após a injeção de certa quantidade de ar, a frente de combustão torna-se o mecanismo principal. A frente térmica tem a capacidade de mobilizar parte do óleo residual deixado pela injeção de ar, sendo que esse “óleo extra” pode ser deslocado em direção aos poços produtores pelo *flue gas* ou pela própria frente de combustão.

Moore; Mehta; Ursenbach (2002) propuseram definições distintas para os processos de combustão *in-situ* e HPAI. Para esses autores, a CIS se refere à injeção de ar em reservatórios de óleos pesados, que requerem operação em altas temperaturas (maiores que 450°C) para o eficiente deslocamento do óleo pela zona de oxidação, enquanto que o processo HPAI implica na injeção de ar em reservatórios profundos, de óleo leve, onde as reações de combustão são dominantes entre 150 e 300°C. Neste trabalho a expressão “combustão *in-situ*” será preferencialmente utilizada em virtude da ocorrência do fenômeno de combustão ser comum em ambos os processos de injeção de ar.

### 2.3. Reações químicas e Cinética

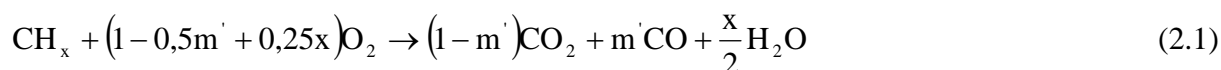
As reações químicas associadas com o processo de combustão *in-situ* são numerosas, portanto, com o objetivo de simplificar os estudos, geralmente os pesquisadores agrupam essas reações em três classes (Sarathi, 1999): (1) oxidação em altas temperaturas (OAT), ou *high temperature oxidation (HTO)*, em inglês, que consistem na combustão do resíduo sólido

de hidrocarboneto (coque); (2) oxidação em temperaturas intermediárias (OTI), ou *intermediate temperature oxidation (ITO)*, em inglês, que correspondem às reações de formação de combustível, envolvendo craqueamento/pirólise de hidrocarbonetos, que levam à formação do coque; e (3) oxidação em baixas temperaturas (OBT), ou *low temperature oxidation (LTO)*, em inglês, as quais geralmente resultam na produção de compostos parcialmente oxigenados.

Outros autores (Moore; Mehta; Ursenbach, 2002 e Gutierrez *et al.*, 2009) afirmam que existem dois tipos principais de reação entre o óleo e o oxigênio que são relevantes no processo de injeção de ar: as reações de “quebra de cadeia”, que correspondem às OAT, e as reações de “adição de oxigênio”, que normalmente se referem às OBT.

### 2.3.1. Oxidação em altas temperaturas (OAT)

A reação entre o oxigênio no ar injetado e o coque a temperaturas acima de 350°C são frequentemente chamadas de oxidação em altas temperaturas (OAT) ou reações de combustão (Sarathi, 1999). Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO) e água (H<sub>2</sub>O) são os principais produtos dessas reações. As reações OAT levam à destruição da cadeia de hidrocarboneto (Burger & Sahuquet, 1972) e são caracterizadas pelo consumo de todo o oxigênio na fase gás. A estequiometria das reações OAT é dada por (Prats, 1982):



onde:

$x$  = razão atômica hidrogênio/carbono, e

$m'$  = razão molar de CO para (CO+CO<sub>2</sub>) produzidos. É igual a zero no caso de combustão completa.

O calor gerado por essas reações provê a energia térmica para sustentar e propagar a frente de combustão.

Estudos indicam que as reações OAT consistem predominantemente em um fluxo de reações heterogêneas, envolvendo as fases gasosa, líquida e sólida, e em um processo de queima que envolve vários fenômenos de transporte. Segundo Fassihi; Brigham; Ramey Jr.<sup>a</sup> (1984), o gás oxidante injetado deve passar pela zona de combustão para fazer com que a frente se mova. Na zona de combustão, quatro processos de transporte ocorrem:

- 1) Difusão do oxigênio da corrente de gás para a interface do combustível, e talvez,



- 2) Absorção do oxigênio e reação com o combustível,
- 3) Desabsorção dos produtos de combustão, e
- 4) Difusão dos produtos de combustão para dentro da corrente de gás.

Se qualquer uma dessas etapas é mais lenta que as demais, o processo de combustão será controlado por essa etapa. Em geral as reações químicas (passo 2) processam-se em uma taxa muito mais rápida que os processos difusivos (passos 1 e 4). Portanto, a taxa média da combustão provavelmente é controlada pela difusão.

A questão se a taxa da reação química ou a taxa de difusão do oxigênio controla o processo de combustão é controversa. Sarathi (1999) afirma que alguns pesquisadores encontraram que a reação de combustão foi controlada pela difusão, enquanto outros acreditam ser controlada pela reação química. Islam; Chakma; Farouq Ali (1989) contestaram experimentos de laboratório que são conduzidos em condições ideais, o que permite que a taxa de transferência de massa de oxigênio da interface seja consideravelmente mais alta distorcendo, dessa forma, a influência da difusão nas reações de combustão no reservatório. Outros investigadores contestaram que a taxa média da combustão é dependente da concentração de oxigênio (pressão parcial) nas proximidades da frente de combustão. Em altas vazões de ar a reação é controlada pela taxa de reação, enquanto que em baixas vazões de ar, a reação é limitada pela difusão.

As reações OAT também são conhecidas reações de “quebra de cadeia”. De acordo com Moore; Mehta; Ursenbach (2002), em muitos reservatórios de óleo leve as reações de quebra de cadeia ocorrem no intervalo de 150 a 300°C, enquanto que em óleos pesados, essas reações não são as reações de oxidação dominantes em temperaturas abaixo de 450°C. As reações de quebra de cadeia são críticas para o sucesso do processo de injeção de ar em alta pressão (HPAI).

### **2.3.2. Oxidação em temperaturas intermediárias (OTI)**

Segundo Sarathi (1999), as reações de oxidação em temperaturas intermediárias (OTI) são tratadas na literatura como reações de deposição de combustível visto que essas reações são responsáveis pela deposição do coque (uma fração de hidrocarboneto rica em carbono, pesada e pouco volátil) para subsequente combustão.

Conforme Fassihi; Brigham; Ramey Jr.<sup>a</sup> (1984), os mecanismos de deposição de combustível têm sido discutidos por muitos pesquisadores. Alguns acreditam que o

combustível responsável pela combustão é carbono puro, o qual é depositado na rocha após a seguinte reação de pirólise:



Outros assumem que o mecanismo dominante é o fenômeno de craqueamento, resultado da quebra de moléculas devido ao calor o que leva à formação de um resíduo sólido (coque), conforme a reação abaixo:



Segundo estudos realizados por Alexander; Martin; Dew (1962), a quantidade de combustível disponível para o processo de combustão *in-situ* varia com as características do óleo cru e do meio poroso, com a saturação de óleo, com o fluxo de ar e com a temperatura.

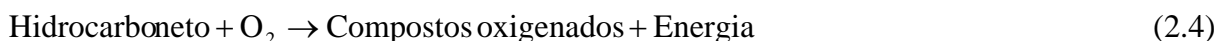
De acordo com Sarathi (1999), as reações OTI são principalmente homogêneas (gás) e endotérmicas (absorvem calor) e envolvem três tipos de reação: desidrogenação, craqueamento e condensação. Nas reações de desidrogenação, os átomos de hidrogênio são separados das moléculas de hidrocarbonetos, deixando os átomos de carbono intocáveis. Nas reações de craqueamento, as ligações C-C das moléculas de hidrocarbonetos mais pesadas são quebradas, resultando na formação de moléculas de hidrocarbonetos menores, com menos átomos de carbono. No caso das reações de condensação, o número de átomos de carbono nas moléculas aumenta levando à formação de hidrocarbonetos mais pesados e ricos em carbono. O tipo de óleo e a estrutura química dos seus hidrocarbonetos constituintes determinam a taxa e a extensão das diferentes reações OTI.

As parafinas (hidrocarbonetos de cadeia linear) não sofrem reação de condensação. Entre 370 e 680°C, elas sofrem desidrogenação e/ou craqueamento dependendo do comprimento da cadeia de hidrocarboneto. Em geral cadeias curtas de hidrocarbonetos (de metano a butano) sofrem desidrogenação e moléculas maiores sofrem craqueamento. As reações de craqueamento usualmente iniciam-se com a quebra das ligações C-C, seguida pela reação de extração de hidrogênio (desidrogenação). As moléculas desidrogenadas recombinam-se então para formar moléculas mais pesadas, eventualmente levando à formação de coque. Dessa forma, as longas cadeias lineares de parafina, quando sujeitas ao calor ou a temperaturas suficientemente altas, frequentemente produzem coque e consideráveis quantidades de frações de hidrocarbonetos voláteis.

Estudos de laboratório sobre reações OTI em óleos pesados (14 a 16°API) da Califórnia indicaram que elas acontecem em três estágios no meio poroso: destilação, craqueamento suave e formação do coque. Durante a destilação, o óleo perde a maioria de suas frações leves e médias. Em temperaturas mais altas (200 a 280°C), ocorre o craqueamento suave do óleo (*visbreaking*, em inglês), quando o hidrocarboneto perde grupos laterais pequenos e átomos de hidrogênio e formam compostos menos ramificados, que são mais estáveis e menos viscosos. Em temperaturas ainda mais altas, acima dos 290°C, o óleo restante no meio poroso craqueia-se em uma fração volátil e em outra não volátil rica em carbono e pobre em hidrogênio, frequentemente chamada de coque. O coque é definido como a fração de tolueno insolúvel de um óleo e geralmente contém de 80 a 90% de carbono e de 3 a 9% de hidrogênio. As reações de craqueamento suave e de formação de coque produzem hidrogênio gasoso e alguns hidrocarbonetos leves na fase gás. Uma observação adicional é que a destilação do óleo a baixas temperaturas tem um importante papel nas reações de craqueamento e formação do coque. Altas pressões operacionais geralmente levam à formação de mais combustível que contém menos hidrogênio.

### 2.3.3. Oxidação em baixas temperaturas (OBT)

Ao contrário das reações de oxidação em altas temperaturas (OAT), que produzem CO<sub>2</sub>, CO e água como produtos primários, as reações de oxidação em baixas temperaturas (OBT) produzem água e hidrocarbonetos parcialmente oxigenados tais como ácidos carboxílicos, aldeídos, cetonas, alcoóis e hidroperóxidos (Burger & Sahuquet, 1972 e Dabbous & Fulton, 1974). Esses compostos tendem posteriormente a reagir e polimerizar formando compostos mais pesados tais como asfaltenos e, eventualmente, coque (Gutierrez *et al.*, 2009). As reações OBT também são conhecidas como reações de “adição de oxigênio” e seguem a forma geral abaixo:



Conforme resultados obtidos por Dabbous & Fulton (1974), a produção de óxidos de carbono (CO e CO<sub>2</sub>) pelas reações OBT, abaixo de 150°C, é muito baixa em virtude da maior parte do oxigênio reagido se combinar com hidrogênio e com cadeias de hidrocarbonetos (ainda remanescentes em virtude das baixas temperaturas), ao invés de com carbono.

As reações OBT ocorrem mesmo em baixas temperaturas de reservatório e são causadas pela dissolução do oxigênio no óleo cru, sendo que o grau de dissolução depende da taxa de difusão das moléculas de oxigênio no óleo cru na temperatura do reservatório (Burguer & Sahuquet, 1972). Óleos leves são mais suscetíveis à OBT que óleos pesados (Sarathi, 1999).

As reações OBT são muito complexas e não muito bem compreendidas. Porém, acredita-se que essas reações consistam da condensação de componentes de baixo peso molecular em produtos de mais alto peso molecular (Sarathi, 1999). De acordo com Alexander; Martin; Dew (1962) e Bousaid & Ramey Jr. (1968), as reações OBT resultam no aumento da viscosidade do óleo. No seu estudo sobre a cinética e os efeitos das reações OBT no processo de combustão *in-situ*, Dabbous & Fulton (1974) observaram um substancial declínio no óleo recuperável nas zonas de craqueamento e destilação (vaporização), um aumento na deposição de combustível (coque) e drásticas alterações nas características do combustível e nas propriedades da rocha queimada.

Baixos fluxos de ar na zona de oxidação resultado das heterogeneidades do reservatório e da perda de oxigênio por canalização promovem reações OBT. Características pobres de combustão do óleo cru também tendem a promover as OBT devido ao baixo consumo de oxigênio. Em reservatórios de óleo pesado, as reações OBT tendem a ser mais pronunciadas quando oxigênio, ao invés de ar, é injetado no reservatório (Sarathi, 1999).

A Figura 2.7 mostra um gráfico esquemático da taxa de consumo de oxigênio contra a temperatura, mostrando o intervalo de temperatura no qual cada tipo de oxidação é dominante em óleos leves e pesados típicos (ambos os tipos de reação ocorrem simultaneamente, mas um tipo prevalece sobre o outro). Pode-se observar que, para óleos pesados, as reações de adição de oxigênio (ou OBT) são dominantes em temperaturas menores que 300°C e as reações de quebra de cadeia (ou OAT), nas quais o oxigênio destrói as moléculas de hidrocarbonetos para produzir principalmente dióxido de carbono e água, tornam-se o mecanismo de reação dominante em temperaturas maiores que 350°C. Entre esses dois valores existe a região de gradiente negativo de temperatura. Para óleos leves, as reações de quebra de cadeia (ou OAT) prevalecem para a maioria dos níveis de temperatura e as reações de adição de oxigênio (ou OBT) parecem dominar apenas em temperaturas inferiores a 150°C.

As reações de adição de oxigênio são muito ineficientes em mobilizar o óleo visto que levam à produção de hidrocarbonetos mais pesados (asfaltenos e, eventualmente, coque) e hidrocarbonetos oxigenados que promovem a formação de uma emulsão estável com a água (Gutierrez *et al.*, 2009). Conforme Moore; Mehta; Ursenbach (2002), evitar a operação em

condições favoráveis à ocorrência das reações OBT é desejável em praticamente todos os processos de injeção de ar, visto que quando essas reações predominam, a zona térmica torna-se ineficiente em deslocar o óleo e há o encolhimento da corrente de fluxo de gás.

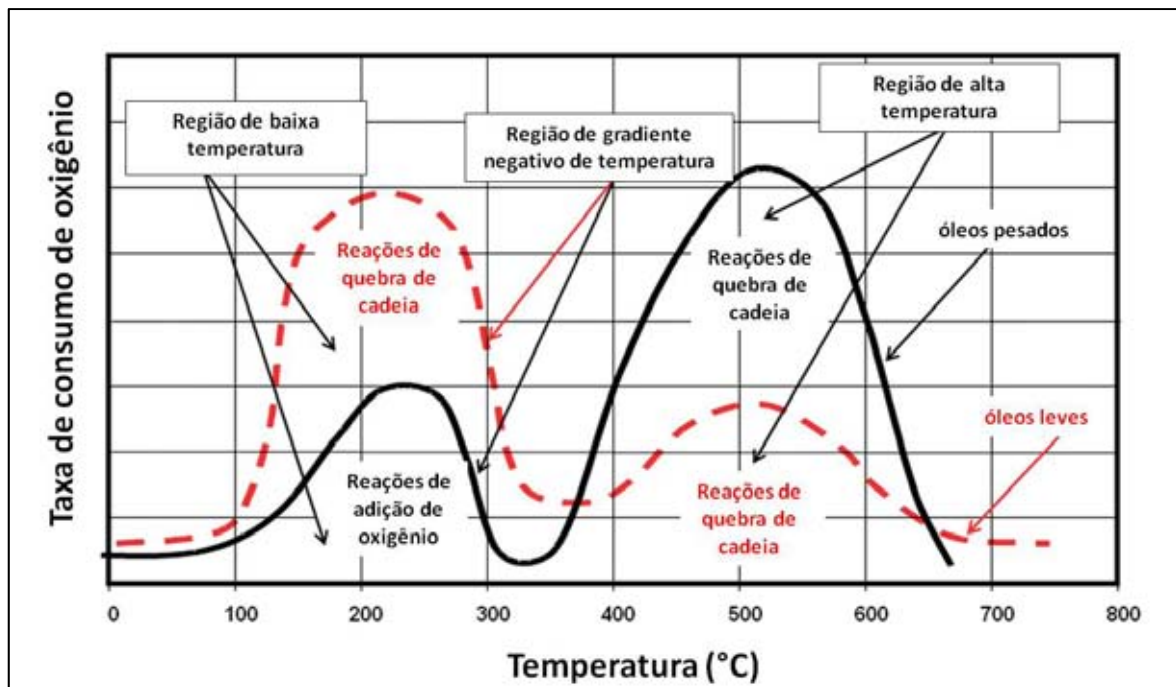


Figura 2.7. Regiões de oxidação para óleos leves e pesados típicos (Gutierrez *et al.*, 2009).

Sarathi (1999), referindo-se a outros autores em seu trabalho, afirmou que estudos de laboratório realizados por Fassihi; Meyers; Baslie (1990) em quatro amostras de óleo com grau API variando entre 10,1 e 31,1 e viscosidade entre 14 a 54300 cp (óleo morto) indicaram que as reações OBT têm efeitos insignificantes na composição e na viscosidade de óleos leves (31,1°API). Reações OBT em óleos leves não afetam significativamente suas mobilidades ou recuperação. Yannimaras (1997) também observou tendência similar em seus estudos de injeção de ar em laboratório para vários óleos leves. Em óleos mais pesados (aqueles com alto conteúdo de asfaltenos e resina), porém, as reações OBT afetam drasticamente a mobilidade, visto que aumentam a viscosidade e a massa específica, o que se reflete na recuperação. A pré-oxidação de óleos pesados em baixas temperaturas também aumenta consideravelmente a disponibilidade de combustível e a subsequente demanda de ar para a combustão. Dessa forma, condições que promovam reações OBT devem ser minimizadas na combustão *in-situ* em óleos pesados.

### 2.3.4. Cinética da reação

A cinética das reações pode ser definida como o estudo da taxa e extensão das transformações químicas de reagentes em produtos (Sarathi, 1999). O estudo da cinética das reações para o processo de combustão *in-situ* é empreendido com seguintes objetivos:

- 1) Caracterizar a reatividade do óleo,
- 2) Determinar as condições requeridas para se atingir a ignição e/ou determinar se a autoignição ocorrerá no reservatório com a injeção de ar,
- 3) Conhecer a natureza do combustível formado e seu impacto na combustão, e
- 4) Estabelecer valores de parâmetros para modelos cinéticos (taxa de reação) usados nas simulações numéricas de processos de combustão *in-situ*.

A combustão do óleo cru no meio poroso não é uma reação simples, mas segue várias reações consecutivas que ocorrem em diferentes intervalos de temperatura (Fassihi; Brigham; Ramey Jr.<sup>b</sup>, 1984). Uma vez que o óleo cru é formado por centenas de componentes, uma representação correta da cinética da reação de oxidação do óleo cru demandaria um grande número de expressões cinéticas. Porém, isso não é prático porque esses componentes sofrem reações que não podem ser facilmente descritas. Essa complexidade está ligada à estrutura química de cada hidrocarboneto. Muitos deles contêm várias ligações C-H coexistentes que podem reagir sucessivamente ou simultaneamente e com frequência produzir reações intramoleculares. Modelos detalhados para reações de oxidação de hidrocarbonetos estão disponíveis e foram validados apenas para moléculas mais simples e são formados por várias equações.

O modelo mais simples que representa a oxidação de um combustível de hidrocarboneto típico corresponde ao descrito pela Equação 2.1, onde os valores de “x” e “m” dependem do tipo do combustível. Essa reação global é uma forma conveniente de aproximar os efeitos de muitas reações elementares que ocorrem no reservatório durante o processo de combustão. Sua taxa deve, portanto, representar uma média apropriada de todas as taxas das reações individuais envolvidas.

A maioria dos pesquisadores descreve as taxas de reação de oxidação na combustão *in-situ* em termos de um modelo simples de taxa de reação que depende da concentração de carbono no combustível e da pressão parcial do oxigênio. Esse modelo é dado por:

$$R_c = \frac{dC_m}{dt} = kP_{O_2}^a C_f^b \quad (2.5)$$

onde:

$R_c$  = taxa de combustão do óleo cru ( $M.L^{-3}.t^{-1}$ )

$C_f$  = concentração instantânea de combustível ( $M.L^{-3}$ )

$k$  = constante ( $M^{-1}.L.t$ )

$P_{O_2}$  = pressão parcial do oxigênio ( $M.L^{-1}.t^{-2}$ )

$a$  = ordem da reação com relação à pressão parcial do oxigênio

$b$  = ordem da reação com relação à concentração de combustível

De acordo com Sarathi (1999), estudos de oxidação em altas temperaturas realizados por outros pesquisadores, com carbono e óleo cru, indicam os valores de 1,0 para “a” e entre 0,5 e 1,0 para “b”.

A constante “k” na Equação 2.5 depende da temperatura e da energia de ativação e é expressa por:

$$k = A \exp\left(\frac{-E}{RT}\right) \quad (2.6)$$

onde:

$A$  = fator pré-exponencial ( $M^{-1}.L.t$ )

$E$  = energia de ativação ( $M.L^2.t^{-2}.n^{-1}$ )

$R$  = constante universal dos gases ( $M.L^2.t^{-2}.n^{-1}.T^{-1}$ )

$T$  = temperatura (escala absoluta) (T)

A Equação 2.6 é chamada de Equação de Arrhenius e o fator pré-exponencial “A” é conhecido como Constante de Arrhenius, o qual está relacionado com a quantidade de vezes que a reação ocorre em um determinado intervalo de tempo, enquanto que a energia de ativação (E) é a energia necessária para que a reação possa ser desencadeada. Os parâmetros “A” e “E” são funções da rocha e do óleo e devem ser obtidos experimentalmente para o óleo e o meio poroso em estudo. Outro parâmetro cinético importante é a entalpia da reação ( $\Delta H$ ), a qual representa a energia liberada para cada mole reagido durante o processo. A simulação do processo de combustão *in-situ* geralmente requer informações cinéticas para calcular a taxa de avanço da frente de combustão e a recuperação de óleo.

## 2.4. Influência de parâmetros de reservatório no processo de combustão *in-situ*

Diversas características geológicas e propriedades de rocha e fluido devem ser levadas em consideração na avaliação de reservatórios candidatos à aplicação do processo de combustão *in-situ*. Vários autores abordam esse assunto, sendo o trabalho de Sarathi (1999) um dos mais abrangentes.

### 2.4.1. Porosidade e Permeabilidade

Altas porosidades são desejáveis uma vez que se refletem diretamente na quantidade de óleo que a rocha pode conter. O sucesso econômico do processo de combustão *in-situ* depende mais do produto entre a porosidade e a saturação de óleo ( $\phi \cdot S_o$ ) no início do projeto que apenas da porosidade. Quanto à permeabilidade tem-se a exigência de que deva permitir a injeção de ar a uma pressão compatível com a resistência das formações adjacentes a um custo de compressão aceitável.

Resultados de experimentos em tubos de combustão realizados por Couch & Rodriguez (1970), em amostras de areia inconsolidada e de meio poroso consolidado, concluíram que a porosidade e a permeabilidade têm efeitos marcantes, e que geralmente tendem a se compensar, sobre a deposição de combustível e que esses efeitos dependem da viscosidade do óleo. Ren; Greaves; Rathbone (2002) em estudos de injeção de ar em reservatórios de óleo leve, considerando reações de oxidação OBT, obtiveram que a produção de óleo aumenta com o aumento da permeabilidade e a redução da viscosidade do óleo nas simulações de fluxo efetuadas com um modelo 2D. As Figuras 2.8 e 2.9 apresentam o comportamento da quantidade de combustível depositado com a variação da porosidade e da permeabilidade para uma amostra de óleo médio (25°API) e uma de óleo leve (36°API):



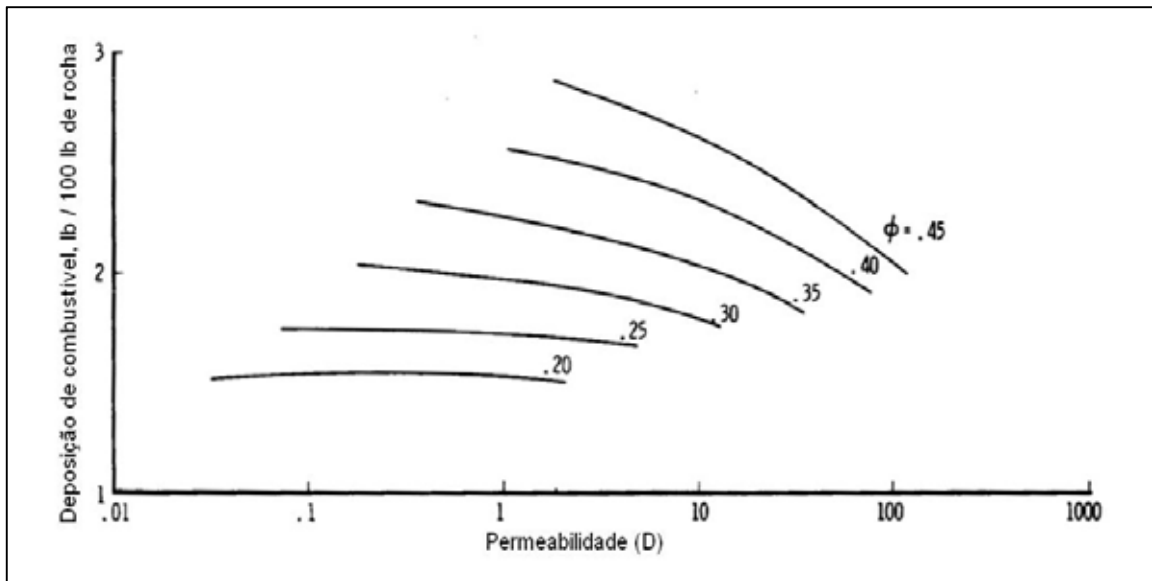


Figura 2.8. Efeito da porosidade e da permeabilidade na deposição de combustível – óleo de 25° API e viscosidade de 270 cp a 15°C (Couch & Rodriguez, 1970).

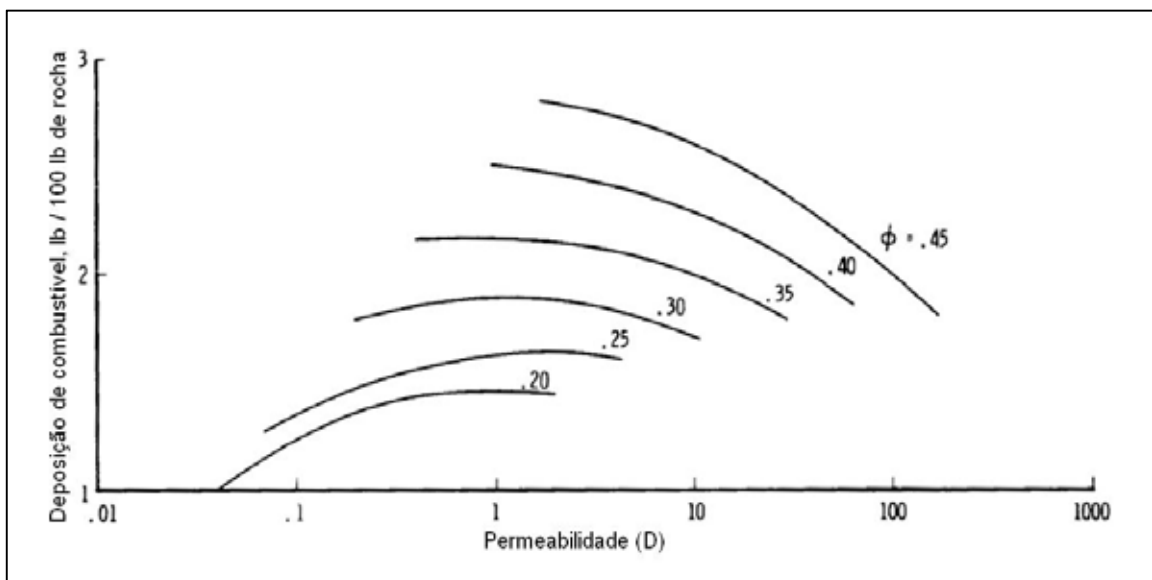


Figura 2.9. Efeito da porosidade e da permeabilidade na deposição de combustível – óleo de 36° API e viscosidade de 21 cp a 15°C (Couch & Rodriguez, 1970).

#### 2.4.2. Saturação de óleo

Um conteúdo mínimo de óleo, isto é, o produto entre a porosidade e a saturação de óleo, é necessário com o objetivo de compensar o consumo de óleo como combustível na combustão *in-situ*. Uma regra amplamente aceita na indústria é que se o valor de  $\phi \cdot S_o$  for menor que 0,09 a combustão seca deve ser desconsiderada (Sarathi, 1999). Esse limite, de caráter econômico, simplesmente implica que o reservatório deve ter suficiente óleo recuperável para atender à demanda de energia do processo e suprir a produção adicional para

tornar o método economicamente viável. Para o processo de combustão molhada, onde a deposição de combustível é menor, menores saturações de óleo são aceitáveis.

Onyekonwu *et al.* (1986), em estudos de simulação baseados em resultados de laboratório (tubo de combustão) para uma amostra de óleo de 15,7°API, encontraram que a concentração de combustível e a velocidade da frente de combustão aumentam de forma insignificante com o aumento da saturação inicial de óleo. Ogunbanwo; Gerritsen; Kovscek (2012) elaboraram um estudo de análises de incertezas, usando planejamento experimental, sobre condições de fluxo e operacionais que afetam o processo de combustão *in-situ* para um óleo de 10°API onde obtiveram que a saturação inicial de óleo é um parâmetro crítico no comportamento da pressão do sistema.

### 2.4.3. Espessura

A espessura do reservatório é um parâmetro importante no processo de combustão. A grande diferença de densidade entre o ar e os fluidos presentes no reservatório faz com que o ar tenha a tendência de passar sobre a coluna de óleo, conseqüentemente deixando muito óleo para trás, se o reservatório exceder a uma espessura crítica. Reservatórios delgados tendem a conter essa tendência e a favorecer a um deslocamento mais uniforme e melhor varrido vertical. Se o reservatório for muito delgado, porém, muito calor será perdido para as formações adjacentes podendo resultar na queda da temperatura para valores abaixo do necessário para sustentar a frente de combustão, o que pode levar às reações de oxidação em baixas temperaturas e à perda de recuperação. Preferencialmente, a espessura com óleo deve ser de pelo menos de 2,5 m e não deve exceder 15,0 m.

### 2.4.4. Profundidade

A profundidade do reservatório não é um obstáculo para a implantação do processo de combustão *in-situ* (HPAI). A profundidade do reservatório, porém, interfere na pressão de injeção, na temperatura e nos custos dos poços e da compressão do ar. Reservatórios mais rasos, com profundidades menores que 60,0 m e conseqüentemente com menores valores de pressão de fratura, limitariam severamente a pressão na qual o ar poderia ser injetado. Reservatórios mais profundos são geralmente quentes o suficiente para obter-se a ignição espontânea do óleo com a injeção de ar. Os custos de perfuração e completação dos poços naturalmente aumentam com a profundidade.

#### **2.4.5. Estrutura e Inclinação**

O formato estrutural e a inclinação do reservatório são importantes na definição da localização dos poços em um projeto de combustão *in-situ*. O movimento do ar injetado e da frente de combustão será mais rápido em direção aos poços das partes mais altas que em direção aos poços das partes mais baixas da estrutura. Em reservatórios inclinados é aconselhável posicionar os poços injetores de ar na parte baixa e os poços produtores na parte alta da estrutura para compensar o esperado fluxo de ar em direção às porções mais altas (Sarathi, 1999). Em alguns projetos implantados em reservatórios muito inclinados (Webster e Midway Sunset), porém, os operadores preferiram injetar ar no topo da estrutura para ter a vantagem da gravidade na recuperação do óleo afetado pela combustão. Essa última configuração, porém, parece ser a mais comum e a que resulta em melhores recuperações de óleo.

Análises de sensibilidade realizadas por Ren; Greaves; Rathbone (2002), em estudos de injeção de ar em reservatórios de óleo leve usando o simulador STARS, permitiram concluir que em um processo de drenagem gravitacional o ar pode ser injetado no topo do reservatório formando uma frente de gás estável que empurra o óleo em direção ao produtor localizado na base da estrutura, com consequente melhoria na eficiência de varrido volumétrica. Nessa situação observou-se um decréscimo na produção de óleo e a antecipação do *breakthrough* de gás com a redução da inclinação do reservatório.

#### **2.4.6. Resistência das camadas superiores**

As camadas superiores devem ser capazes de confinar o ar injetado na formação produtora. Diferenças na resistência dessas camadas ou comunicação entre zonas em reservatórios estratificados poderiam permitir que os fluidos vazassem para formações superiores.

#### **2.4.7. Heterogeneidades**

As heterogeneidades que impactam o desempenho da recuperação da combustão *in-situ* incluem as barreiras verticais e laterais de permeabilidade, fraturas naturais, zonas de alta permeabilidade e presença de capa de gás e aquíferos.

As barreiras de permeabilidade podem ter efeitos positivos ou negativos sobre o processo de combustão *in-situ*. Como efeito positivo, barreiras verticais de permeabilidade podem dividir um reservatório espesso em unidades menores, que podem ser mais compatíveis com o processo de CIS. Barreiras verticais podem também atuar como um selo à migração do ar injetado para as porções mais altas podendo resultar em uma queima mais uniforme em reservatórios relativamente espessos. Como efeito negativo, barreiras horizontais de permeabilidade podem reduzir a continuidade do reservatório e a recuperação.

Fraturas podem criar canais de fluxo preferenciais e influenciar na recuperação. Uma fina zona de alta permeabilidade no topo do reservatório, estendendo-se entre um poço injetor e um produtor, é prejudicial à combustão visto que canaliza ar e priva a frente de combustão do oxigênio necessário.

A presença de capa de gás não é uma característica geológica desejável para as operações de combustão *in-situ* visto que ela pode contribuir para a canalização do ar injetado o que promoveria uma queima irregular. A presença de aquífero não é impeditiva ao sucesso do processo de CIS. Segundo Sarathi (1999), vários projetos bem sucedidos (Glen Hummel, Gloriana e Trix-Liz) foram implantados em reservatórios com aquíferos atuantes, sendo que nesses casos o aquífero não somente mantém a pressão do reservatório como também atua para transferir calor para adiante da frente de combustão.

#### **2.4.8. Grau API do óleo**

Em geral, óleos com grau API maiores que 40 não depositam coque suficiente para manter a frente de combustão, enquanto que óleos com grau API menores que 10 podem depositar coque em excesso e/ou são normalmente muito viscosos para fluir adiante da frente de combustão, onde prevalecem temperaturas de reservatório mais baixas no processo de combustão *in-situ* direta.

Onyekonwu *et al.* (1986) concluíram que a concentração de combustível (coque) parece variar linearmente com o grau API. As altas concentrações de combustível em baixos valores de grau API devem-se preliminarmente às baixas mobilidades dos óleos que têm essa característica. Por sua vez, a velocidade da frente de combustão apresenta comportamento inverso, isto é, quanto menos combustível existe para ser queimado, mais rápido a frente se move, conforme mostrado na Figura 2.10. A variação da concentração de combustível com o grau API do óleo também afeta o pico e o perfil de temperatura como se pode observar na Figura 2.11.

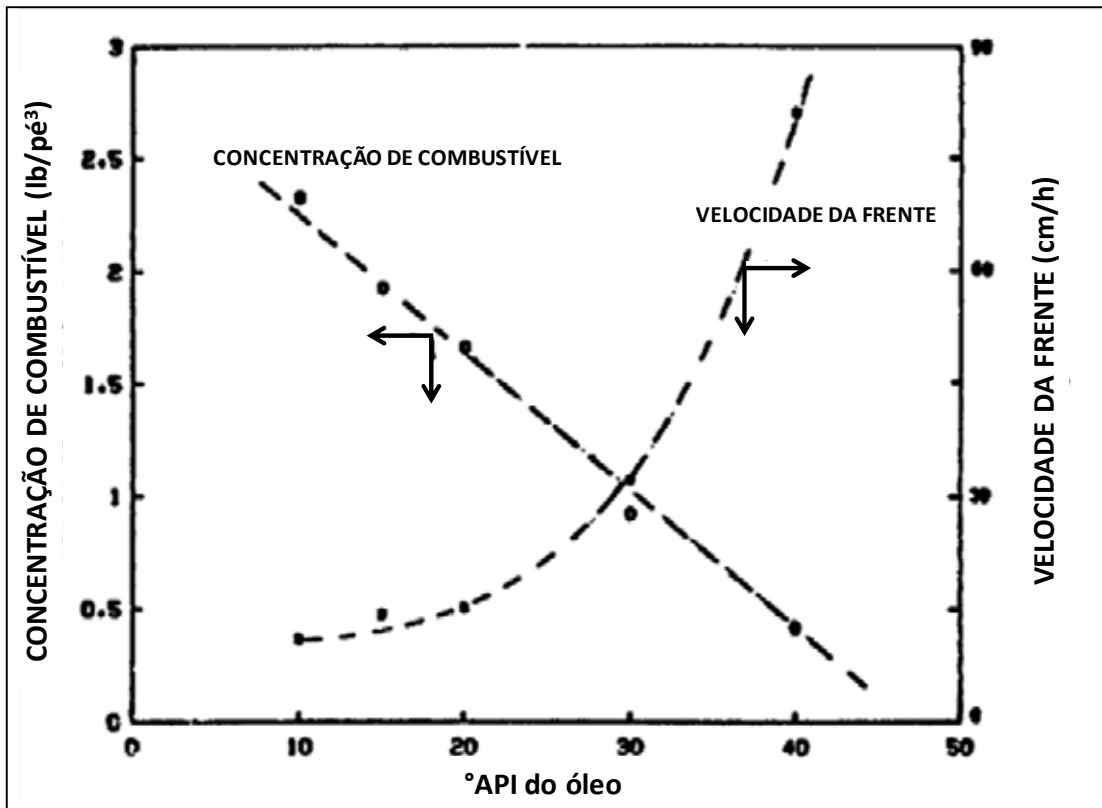


Figura 2.10. Efeito do grau API na concentração de combustível e na velocidade da frente de combustão (Onyekonwu *et al.*, 1986).

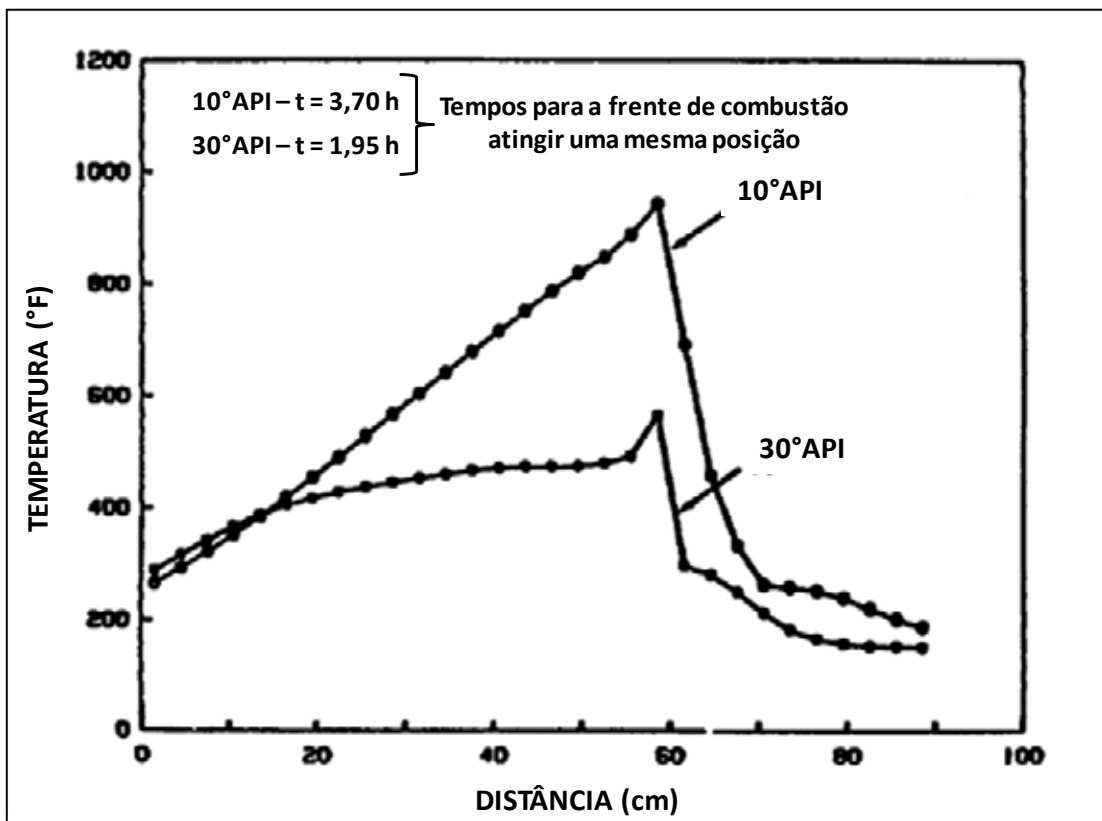


Figura 2.11. Perfil de temperatura (simulado) para óleos de 10 e 30°API (Onyekonwu *et al.*, 1986).

## 2.5. Planejamento de experimentos

Segundo Button (2012), o planejamento experimental representa um conjunto de ensaios estabelecidos com critérios científicos e estatísticos, com o objetivo de determinar a influência de diversas variáveis (ou fatores) nos resultados de um dado sistema ou processo. De acordo com Calado & Montgomery (2003), em qualquer área de pesquisa, sempre se está interessado em saber quais variáveis são importantes em algum estudo que se esteja realizando.

Antes de começar a realizar os experimentos, os objetivos e os critérios devem estar bem claros, de modo a dar subsídios para a escolha dos fatores envolvidos, com os respectivos número de níveis e faixa de variação, e da variável de resposta. A partir dos resultados desses experimentos, técnicas estatísticas devem ser utilizadas de modo a se concluir algo sobre a dependência da resposta em relação às variáveis analisadas. O planejamento experimental é uma dessas técnicas, que atualmente vem sendo usada em larga escala. Através dele, pesquisadores podem determinar as variáveis que exercem maior influência no desempenho de determinado processo, o que pode resultar na redução do tempo do processo e dos custos operacionais.

Como exemplo, podemos citar o planejamento fatorial completo  $2^4$ , ou seja, com quatro fatores em dois níveis, realizado por Barillas *et al.* (2007) que analisa o efeito da permeabilidade horizontal, da saturação de óleo inicial, da viscosidade do óleo e da porosidade, sobre o fator de recuperação após 17 anos de produção com a aplicação do processo de injeção de solução micelar (que consiste em promover o deslocamento do óleo residual através da injeção de uma solução aquosa que contém surfactante e polímero). As Tabelas 2.2 e 2.3 apresentam os dados e os resultados desse planejamento:

**Tabela 2.2. Intervalos de análise das propriedades do reservatório – Planejamento fatorial  $2^4$  de um processo de injeção de solução micelar.**

Variável	Mínimo (-1)	Máximo (+1)
Permeabilidade horizontal ( $k_h$ , mD)	80,0	1200,0
Viscosidade do óleo ( $\mu_o$ , cp)	3,0	50,0
Porosidade (Por, fração)	0,16	0,50
Saturação de óleo inicial ( $S_{oi}$ , fração)	0,30	0,53

**Tabela 2.3. FR após 17 anos de produção – Planejamento fatorial 2<sup>4</sup> de um processo de injeção de solução micelar.**

Simulação	k <sub>h</sub> (mD)	μ <sub>o</sub> (cp)	Por (fração)	S <sub>oi</sub> (fração)	FR (%)
1	80,0	3,0	0,16	0,30	17,26
2	1200,0	3,0	0,16	0,30	24,35
3	80,0	50,0	0,16	0,30	6,59
4	1200,0	50,0	0,16	0,30	7,30
5	80,0	3,0	0,50	0,30	1,63
6	1200,0	3,0	0,50	0,30	3,24
7	80,0	50,0	0,50	0,30	0,10
8	1200,0	50,0	0,50	0,30	0,11
9	80,0	3,0	0,16	0,53	52,37
10	1200,0	3,0	0,16	0,53	56,51
11	80,0	50,0	0,16	0,53	22,07
12	1200,0	50,0	0,16	0,53	31,17
13	80,0	3,0	0,50	0,53	25,64
14	1200,0	3,0	0,50	0,53	29,30
15	80,0	50,0	0,50	0,53	2,68
16	1200,0	50,0	0,50	0,53	4,47

A Tabela 2.3 mostra que se variando, por exemplo, o valor da permeabilidade horizontal pode-se obter um fator de recuperação entre 0,10% e 52,37%, para k<sub>h</sub> = 80,0 mD, e entre 0,11 e 56,51%, para k<sub>h</sub> = 1200,0 mD, a depender da combinação dos demais fatores, o que demonstra que a variação de k<sub>h</sub> tem influência no FR. A diferença entre as respostas registradas em todas as simulações mostra também que os fatores são dependentes entre si.

Segundo Barros Neto; Scarminio; Bruns (2007), em um planejamento fatorial completo de dois níveis, o efeito principal de um fator pode ser obtido pela diferença entre a resposta média no nível máximo (+) e a resposta média no nível mínimo (-) desse fator. Dessa forma, o efeito de k<sub>h</sub> sobre o fator de recuperação pode ser calculado conforme a Equação 2.7 abaixo:

$$\text{Efeito}(k_h) = \bar{y}_{(+)} - \bar{y}_{(-)} = 19,56 - 16,04 = 3,52 p.p. \quad (2.7)$$

O resultado positivo do efeito significa que o fator de recuperação aumenta 3,52 pontos percentuais, em média, quando o valor de k<sub>h</sub> passa do seu nível mínimo (80,0 mD) para o seu nível máximo (1200,0 mD). Para o fator μ<sub>o</sub> temos o mesmo raciocínio, sendo que dessa vez o FR diminui quando vamos do nível mínimo para o nível máximo:

$$\text{Efeito } (\mu_o) = \bar{y}_{(+)} - \bar{y}_{(-)} = 9,31 - 26,29 = -16,98 p.p. \quad (2.8)$$

Se não houvesse interação, o efeito de  $k_h$  sobre o fator de recuperação seria o mesmo, por exemplo, para os dois valores de  $\mu_o$ , podendo-se assim também calcular o efeito da interação entre esses dois fatores. De acordo com Barros Neto; Scarminio; Bruns (2007), para o caso de interações entre fatores em um planejamento fatorial de dois níveis, cada efeito é a diferença de duas médias. Metade das observações contribui para uma das médias, e a metade restante aparece na outra média. Os efeitos das interações podem ser calculados, portanto, com base na Equação 2.7, com os valores sendo agrupados com o auxílio da matriz de contraste (Tabela 2.4) abaixo:

**Tabela 2.4. Matriz de contraste (parcial) – Planejamento fatorial  $2^4$  de um processo de injeção de solução micelar.**

Média	Simulação	$k_h$	$\mu_o$	Por	$S_{oi}$	$k_h \cdot \mu_o$
+	1	-	-	-	-	+
+	2	+	-	-	-	-
+	3	-	+	-	-	-
+	4	+	+	-	-	+
+	5	-	-	+	-	+
+	6	+	-	+	-	-
+	7	-	+	+	-	-
+	8	+	+	+	-	+
+	9	-	-	-	+	+
+	10	+	-	-	+	-
+	11	-	+	-	+	-
+	12	+	+	-	+	+
+	13	-	-	+	+	+
+	14	+	-	+	+	-
+	15	-	+	+	+	-
+	16	+	+	+	+	+

A metade correspondente a  $\bar{y}_{(+)}$  será formada então pela média dos fatores de recuperação obtidos nas simulações 1, 4, 5, 8, 9, 12, 13 e 16, enquanto que o valor de  $\bar{y}_{(-)}$  será constituído pela média dos FR das demais simulações. O efeito da interação entre  $k_h$  e  $\mu_o$  será:

$$\text{Efeito } (k_h \cdot \mu_o) = \bar{y}_{(+)} - \bar{y}_{(-)} = 17,49 - 18,11 = -0,62 p.p. \quad (2.9)$$

Para saber se o efeito de um fator ou de uma interação entre fatores é significativo efetua-se um teste de significância usando-se a distribuição t de Student conforme a Equação 2.10, onde



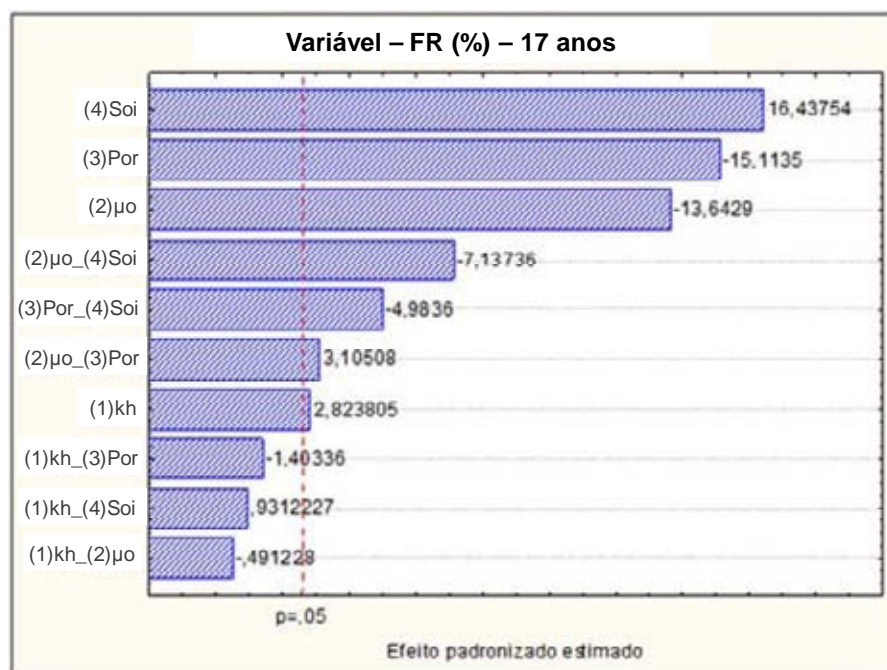
$S_{\text{efeito}}$  é o desvio padrão do efeito e  $t_v$  é o parâmetro da distribuição t. A razão entre o efeito e o desvio padrão é chamada de efeito padronizado.

$$\frac{|Efeito|}{S_{efeito}} \geq t_v \quad (2.10)$$

Várias ferramentas computacionais que auxiliam nos cálculos e nas análises dos efeitos encontram-se disponíveis.

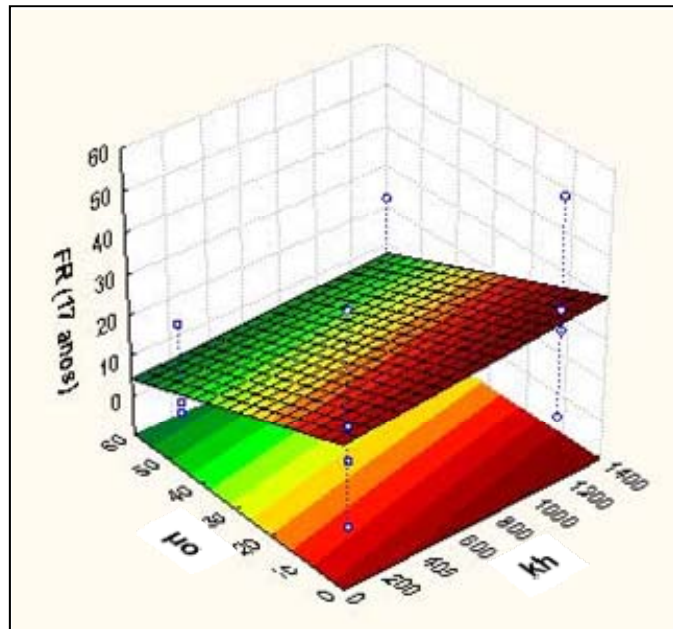
Para uma melhor visualização da significância emprega-se normalmente o diagrama de Pareto, onde as barras representam os efeitos padronizados, o qual pode ser entendido da seguinte forma (Figura 2.12):

- 1) O agrupamento de duas variáveis, como “(1)kh\_(2)μo”, por exemplo, representa o efeito da interação entre elas,
- 2) Um valor positivo para o efeito padronizado significa que há um aumento na resposta (FR, no caso) quando o fator em questão passa do nível mínimo para o nível máximo, enquanto que um valor negativo para o efeito padronizado implica em uma redução da resposta, e
- 3) Os fatores (e interações) com barras à esquerda da linha divisória ( $p = 5\%$ ) não são estatisticamente significativos para um nível de confiança de 95%, nesse caso, e poderiam ser mantidos constantes no caso de uma nova rodada de experimentos.



**Figura 2.12. Diagrama de Pareto – Planejamento fatorial  $2^4$  de um processo de injeção de solução micelar.**

Outra metodologia auxiliar é a da superfície de resposta. Com essa técnica pode-se investigar a região onde a resposta tem o maior (ou o menor) valor. No caso da Figura 2.13, pode-se observar que a resposta (FR) é máxima quando ocorrem maiores valores de  $k_h$  e menores valores de  $\mu_o$  simultaneamente (região em vermelho).



**Figura 2.13.** Superfície de resposta – interação entre  $k_h$  e  $\mu_o$  – Planejamento fatorial  $2^4$  de um processo de injeção de solução micelar.

---

**Capítulo 3**  
**Estado da arte**

---

### 3. Estado da arte

Neste capítulo é apresentado um breve histórico do processo de combustão *in-situ* (HPAI), bem como a descrição de casos de aplicação do método em escala de campo e de estudos de simulação de fluxo sobre a utilização da técnica em situações específicas de reservatórios portadores de óleos médios e leves.

#### 3.1. Histórico do processo de combustão *in-situ*

A combustão *in-situ* em reservatórios de petróleo provavelmente apareceu com projetos de injeção de ar implantados no sudeste do Estado de Ohio, nos Estados Unidos, no início do século XX (Sarathi, 1999). De acordo com Lewis (1916), essa prática tinha por objetivo mitigar os problemas de deposição de parafinas por meio da injeção de ar aquecido na formação produtora. Em 1917, Lewis reportou análises de gases produzidos de vários projetos de injeção de ar e concluiu que a mudança na composição do ar ocorreu devido às reações químicas entre o oxigênio e o óleo e à absorção do oxigênio no óleo (Prats, 1982).

Alguns elementos do processo de combustão em reservatórios de óleo, incluindo a injeção de ar para queimar parte do óleo e gerar calor e a redução da viscosidade do óleo, só foram identificados a partir de 1920 por Wolcott e Howard (Prats, 1982), resultando em patentes individuais emitidas respectivamente em junho e novembro de 1923 (Sarathi, 1999).

Segundo Mills (1923), o primeiro projeto de combustão *in-situ* planejado com sucesso nos Estados Unidos, e talvez no mundo, foi implantado em outubro de 1920 próximo à Cidade de Marietta, no sul do Estado de Ohio. A Companhia Smith-Dunn chegou a dobrar a vazão de produção de um poço com o uso da técnica de CIS cíclica. Mills descreveu esse processo em particular da seguinte forma: “inicialmente provocava-se a ignição em resíduos de óleo, os quais eram despejados no poço onde o ar estava sendo injetado, formando-se uma mistura combustível, a qual queimava por 24 horas. O fogo confinado no fundo do poço era então extinto por de uma pequena quantidade de água lançada da cabeça do poço. Finalmente, o poço era recolocado em produção por liberação da pressão”.

Outras aplicações em escala de campo do processo de combustão *in-situ* continuaram a ser empreendidas nos Estados Unidos ao longo dos anos 20 do século passado, sendo a primeira experiência estrangeira realizada na Rússia em 1935 (Sheinmann *et al.*, 1938). Em meados dos anos 40, o conceito de queimar uma porção do óleo do reservatório com o objetivo de aumentar a produção começou a receber mais atenção das grandes companhias

petrolíferas americanas. Pesquisas de laboratório sobre os parâmetros que controlam o processo (Kuhn & Koch, 1953 e Grant & Szasz, 1954) culminaram na implantação de pilotos de campo no Estado de Oklahoma em 1950, os quais se mostraram bem sucedidos tecnicamente abrindo caminho para o rápido desenvolvimento dessa tecnologia (Sarathi, 1999).

Segundo Sarathi (1999), um total de 228 projetos de combustão *in-situ* (seca, molhada ou com ar enriquecido) foram implementados nos Estados Unidos desde 1950. A implantação desses novos projetos concentrou-se basicamente nos anos 60 e apresentou um acentuado declínio a partir dos anos 70. Durante esse período, contudo, até o final dos anos 80, o percentual de projetos considerados como bem sucedidos técnica e economicamente permaneceu constante em torno de 40%. De acordo com Alvarado & Manrique (2010), embora poucos projetos de CIS estejam em andamento para óleos pesados – tais como nos Campos de Battrum, no Canadá; Balol, Bechraji, Lanwa e Santhal, na Índia; e Bellevue, nos Estados Unidos – a injeção de ar em reservatórios de óleo leve (HPAI) tem ganhado maior atenção durante a última década. No Brasil, o processo de injeção de ar foi testado por meio de projetos em escala piloto implantados em arenitos dos Campos de Buracica, de óleo leve (34 a 37°API), entre 1978 e 1980, e Carmópolis, portador de óleo pesado (22°API), entre 1978 e 1989.

### 3.2. Aplicações do processo de combustão *in-situ* em escala de campo

Várias aplicações do processo de injeção de ar/combustão *in-situ* em campo podem ser relatadas para casos de reservatórios portadores de óleo leve. O trabalho de Kumar; Fassihi; Yannimaras (1995) trata do projeto de injeção de ar no Campo de Medicine Pole Hills, localizado na Bacia de Williston, nos Estados Unidos. Esse campo foi descoberto em 1967 tendo o pico de produção por recuperação primária, em torno de 160,0 m<sup>3</sup>/d, ocorrido em 1976. O óleo do campo possui densidade de 39°API e o reservatório é caracterizado pela grande profundidade, de 3120,0 m em média, baixas permeabilidades (1 a 30 mD), formação carbonática e altas temperaturas (110°C). Em virtude da baixa recuperação primária estimada, de aproximadamente 15%, vários métodos de recuperação avançada foram analisados. A injeção de água foi considerada inadequada em virtude de limitações na injetividade e pelo longo período, estimado em mais de 10 anos, para a repressurização do reservatório. A injeção de gás natural e de CO<sub>2</sub> foram desconsideradas devido aos altos custos. Enquanto isso, a injeção de ar foi tratada como uma alternativa viável em virtude dos resultados obtidos nos

testes de combustão realizados em laboratório e no projeto implantado no Campo de Buffalo, próximo e com características de reservatório similares as do Campo de Medicine Pole Hills. As operações de injeção de ar em alta pressão iniciaram-se em 1987, contando com um total de 15 poços produtores e sete poços injetores de ar e o fator de recuperação final é estimado em 29,2%.

Green & Willhite (1998) escreveram sobre o projeto piloto implantado no reservatório May-Libby, nos Estados Unidos. O óleo do campo é leve, com densidade de 40°API, e o reservatório é delgado, com espessura média de 1,5 m, sendo formado por lentes de arenitos isoladas por folhelhos. O reservatório localiza-se a uma profundidade de 1115,0 m, com temperatura de 57,2°C e permeabilidade média de 1069,0 mD. O campo foi descoberto em 1945 e teve excelente recuperação primária, igual a 32%, sendo que a razão de mobilidade favorável levou à implantação de um projeto de injeção de água, o qual aumentou a recuperação total (primária e secundária) para 47% do volume de óleo *in place*. O projeto piloto de combustão *in-situ*, implantado apenas em parte do campo, em uma área de 0,16 km<sup>2</sup>, iniciou-se com o processo direto seco em 1966, porém, já em 1967, o processo passou a ser úmido (COFCAW) com a injeção de bancos de água alternadamente com o ar com o objetivo de mover parte do calor gerado para regiões adiante da frente de combustão. Essa configuração recuperou cerca de 68% do volume de óleo *in place* existente na área do projeto piloto no seu instante inicial.

O maior projeto de combustão *in-situ* do mundo está localizado no Campo de Suplacu de Barcau, no noroeste da Romênia. Esse projeto utiliza o processo de CIS seca, com baixa pressão de injeção (14,0 kgf/cm<sup>2</sup>) em reservatórios rasos, com menos de 180,0 m de profundidade, e com pequeno espaçamento entre os poços, entre 50,0 e 100,0 m. A viscosidade do óleo é alta, igual a 2000,0 cp (16°API) e o reservatório tem estrutura com inclinação entre 5 e 8° e é formado por areias inconsolidadas, tendo, por conseguinte, altas porosidade (32%) e permeabilidade (5000,0 a 7000,0 mD). O reservatório foi posto em produção em 1960 com uma estimativa de recuperação final de apenas 9%, com o gás em solução sendo o mecanismo de produção principal. As vazões iniciais de óleo variavam entre 2,0 e 5,0 m<sup>3</sup>/d/poço, mas declinavam rapidamente para valores entre 0,3 e 1,0 m<sup>3</sup>/d/poço. Baseado no desempenho de testes de campo realizados entre 1963 e 1970, a decisão de adotar o processo de CIS para exploração comercial foi tomada em 1970. Na mesma época, concordou-se que a injeção de vapor seria permanentemente usada com o objetivo de pré-aquecer os poços produtores localizados próximos da frente de combustão. O campo conta

com um total de 111 poços injetores (ar/vapor) e 736 poços produtores e o fator de recuperação final esperado é de 52% (Turta *et al.*, 2007).

### **3.3. Estudos de simulação de fluxo do processo de combustão *in-situ* em reservatórios de óleos médios e leves**

Muitos textos também relatam os estudos de simulação de fluxo realizados antes da implantação em campo de projetos piloto de injeção de ar/combustão *in-situ*. Kumar (1987) realizou estudo para a validação de um simulador de processos de combustão e de injeção de vapor, denominado ISCOM, desenvolvido pela CMG, capaz de modelar os importantes processos físicos e químicos que ocorrem durante a CIS. A validação do simulador foi efetuada por meio do ajuste de histórico de dados experimentais obtidos com tubo de combustão para um óleo médio, de 26°API, e amostra moída de rocha do arenito Berea. Para tal, um modelo numérico unidimensional com 12 blocos (Caso base) foi construído. O modelo considerou seis componentes: água, óleo pesado, óleo leve, oxigênio, gás inerte e coque. Cinco reações químicas foram incluídas na análise sendo duas de craqueamento (de óleo pesado em óleo leve e coque e de óleo leve em coque) e três de combustão (do óleo leve, do óleo pesado e do coque). Quanto às propriedades da matriz da rocha, a permeabilidade era de 12,7 D e a porosidade igual a 41,4%, enquanto que a pressão e a temperatura iniciais eram de 140,6 kgf/cm<sup>2</sup> e 37,8°C, respectivamente. O trabalho mostrou que um simulador térmico validado pode ser usado para identificar parâmetros que influenciam nos resultados e para estudar efeitos de variações no processo. Dentre as conclusões, observou-se que os resultados não foram sensíveis aos parâmetros cinéticos das reações de combustão, ao tamanho dos blocos e à condutividade térmica da areia, enquanto que foram sensíveis às curvas de permeabilidade relativa e à pressão capilar próximo à saturação de água irreduzível. Concluiu-se também que a injeção de oxigênio ao invés de ar causou um significativo aumento no consumo de combustível e no pico de temperatura e que a combustão molhada geralmente provoca um decréscimo no consumo de combustível e no pico de temperatura e um aumento nas vazões de produção.

Fassihi & Gillham (1993) descreveram sobre a aplicação da injeção de ar para a melhoria do processo de duplo deslocamento (PDD) no Campo de West Hackberry, nos Estados Unidos, portador de óleo com densidade de 33°API e caracterizado pela existência de reservatórios com forte inclinação. O processo de duplo deslocamento consiste na injeção de um gás, no caso o ar, em uma coluna de óleo já invadida pela água sendo que os dois

deslocamentos referem-se ao deslocamento do óleo por drenagem gravitacional e ao deslocamento da água pelo movimento do gás e do óleo estrutura abaixo devido à injeção do gás. A proposta desse método é recuperar mais óleo por meio da criação de uma capa de gás, permitindo a produção de líquidos por drenagem gravitacional. Nesse caso, os poços injetores de ar encontram-se no topo da estrutura, enquanto os poços produtores localizam-se na base.

Tingas; Greaves; Young (1996) estudaram o processo de combustão *in-situ* em alta pressão com o objetivo de avaliar o potencial de aplicação do método em reservatórios profundos, portadores de óleo leve e com recuperação secundária por injeção de água em campos localizados no Mar do Norte. Características típicas dos reservatórios homogêneos do Mar do Norte como profundidade (3180,0 m), temperatura (99°C), pressão inicial (452,8 kgf/cm<sup>2</sup>) e saturações iniciais de óleo e água (iguais a 66% e 34%, respectivamente) foram usadas na inicialização do modelo de simulação. Com o intuito de usar um número mínimo de blocos, o modelo foi construído representando apenas a fração de 1/8 de uma malha de injeção padrão *nine spot*. A espessura do reservatório no modelo é de 26,2 m e a porosidade igual a 23%. O modelo é composto por quatro camadas com permeabilidades horizontais constantes no intervalo entre 60,0 e 500,0 mD, enquanto que as razões entre as permeabilidades vertical e horizontal eram de 0,1 e 0,5. A pressão capilar foi assumida como sendo igual a zero e variações nas curvas de permeabilidade relativa com a temperatura foram desconsideradas. Dois tipos de óleo com composições típicas da área do Mar do Norte, com densidades de 39° e 46°API, foram utilizados nas simulações e a razão H/C foi considerada como sendo igual a 1,65. Nove componentes foram usados no modelo de fluidos: metano (CH<sub>4</sub>), C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub> (óleo leve), C<sub>7+</sub> (óleo pesado), água (H<sub>2</sub>O), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), nitrogênio (N<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO), oxigênio (O<sub>2</sub>) e um componente sólido denominado coque. O modelo de reações considerava apenas oxidações em altas temperaturas (combustão) e em temperaturas intermediárias (craqueamento), no total de sete reações químicas. Os estudos de simulação em escala de campo compararam o desempenho da injeção de CO<sub>2</sub>, de N<sub>2</sub> e de O<sub>2</sub> em relação à manutenção da injeção de água após um período de 20 anos de produção. Problemas de instabilidade numérica foram relatados. Os melhores resultados foram obtidos com o processo de CIS (injeção de O<sub>2</sub>), com o fator de recuperação final chegando a 48,4%, o que representou um incremento de 2,9p.p. em comparação com a manutenção da injeção de água.

Pascual *et al.* (2005) descreveram a preparação para o piloto de injeção de ar no Campo de Barrancas, na Bacia Cuyana, Argentina. A produção do campo teve início em 1954 e a injeção de água, em 1967. O campo é portador de óleo leve, de 31°API, e os reservatórios



são constituídos por arenitos localizados a 2300,0 m de profundidade, com temperatura original de 85°C, espessura de 10,0 m e permeabilidade média de 60 mD. Diversos estudos de laboratório incluindo calorímetro ARC (do inglês, *Accelerating Rate Calorimeter*), testes de oxidação e de tubo de combustão foram realizados na Universidade de Calgary e serviram para coletar informações para o projeto piloto (capacidade de ignição espontânea, identificação dos regimes de reação, determinação de parâmetros cinéticos, disponibilidade de combustível e demanda de ar). A área selecionada para o piloto corresponde à parte mais alta da estrutura, com 1,0 km de comprimento por 1,3 km de largura, a qual contém seis poços produtores de óleo cercados por vários poços injetores de água. A área para simulação foi estendida em 500,0 m além da área do piloto para prover as condições de contorno apropriadas e contém um total de 16 poços produtores e 14 poços injetores de água. Um modelo *black oil* foi construído para ajuste de histórico com o objetivo de se determinar a saturação atual de óleo e posteriormente convertido na formulação térmica/composicional, usando o simulador STARS da CMG, para a realização da análise de sensibilidade, onde foram avaliados os efeitos de vários parâmetros operacionais como a inclusão de novos poços injetores de água e cenários de injeção de ar seca e úmida. Após a análise dos resultados das simulações decidiu-se que a injeção de ar seca seria a melhor opção para o projeto, pelo menos nos estágios preliminares da implantação, com o fator de recuperação chegando nesse caso a 12% (incremental) do óleo *in place* da área do piloto. Outros pontos importantes abordados no texto tratam de procedimentos de segurança e de questões operacionais como a possibilidade de ocorrência de problemas mecânicos, corrosão em equipamentos e bloqueio de gás nas bombas dos poços produtores, associadas às elevadas vazões de gás esperadas, e corrosão dos equipamentos de fundo, que tendem a ser mais sérias em reservatórios de baixa viscosidade. O trabalho demonstrou a viabilidade técnica da injeção de ar no Campo de Barrancas e a implantação do projeto piloto foi recomendada.

Adetunji; Teigland; Kleppe (2005) apresentaram resultados de estudos de simulação numérica que tinham o objetivo de determinar os parâmetros de maior impacto sobre a recuperação de óleo por meio da injeção de ar em reservatórios fraturados, com matriz de baixa permeabilidade e portadores de óleo leve. Os estudos focaram na possibilidade de aplicação do método HPAI no Campo de Ekofisk, localizado no Mar do Norte. O óleo do campo tem densidade de 36°API. O reservatório é naturalmente fraturado, com porosidade alta, variando entre 25% e 40% e com matriz de baixa permeabilidade, variando entre 0,1 e 5 mD. O campo atualmente produz com o auxílio de um projeto de injeção de água. Um modelo de simulação bidimensional com 9 x 1 x 2 blocos (250,0 m x 70,0 m x 20,0 m), definido após

a análise de sensibilidade do *grid*, foi considerado como base para a avaliação dos demais parâmetros. O modelo adotado é de porosidade simples, ao invés de dupla porosidade, comum para reservatórios fraturados. A permeabilidade do modelo é de 500 mD e a porosidade igual a 34%. Seis componentes foram usados na representação do óleo: CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>-C<sub>3</sub> (óleo leve), C<sub>4</sub>-C<sub>6</sub> (óleo médio), C<sub>7+</sub> (óleo pesado), CO<sub>2</sub> e N<sub>2</sub>. O modelo de reações considerou apenas oxidações em altas temperaturas (combustão). Com base nos resultados das simulações pode-se concluir que a produção acumulada de óleo era independente da quantidade de água injetada antes do início da injeção de ar e da permeabilidade, dentro do intervalo estudado, apesar desta influenciar na velocidade da recuperação (maior em permeabilidades menores). Concluiu-se também que a configuração dos canhoneados dos poços produtores e a temperatura na qual o ar é injetado têm grande impacto na recuperação.

Teramoto *et al.* (2006) avaliaram a aplicação do processo de injeção de ar em alta pressão (HPAI) em reservatórios de óleo leve com alta saturação de água. Segundo os autores, essa técnica tem se provado ser um valioso método de recuperação avançada. Uma série de experimentos de laboratório foi realizada, sendo quatro testes com calorímetro (ARC) e dois testes com tubo de combustão. Um dos testes com tubo de combustão foi conduzido com a amostra de rocha já lavada por meio de injeção de água com o objetivo de se avaliar a recuperação de óleo nessa condição. A análise da rocha após o teste revelou que o óleo residual era quase nenhum, o que sugere que o óleo que não foi consumido como combustível foi produzido pelo deslocamento da frente de combustão. Um modelo de simulação unidimensional também foi construído para o estudo do mecanismo de recuperação do óleo no processo HPAI. A estequiometria e os parâmetros cinéticos das reações de oxidação foram ajustados com base nos resultados do teste com tubo de combustão. O modelo mede 6,800 m x 0,083 m x 0,083 m (532 x 1 x 1 blocos), com porosidade igual a 21,5% e permeabilidade de 20,7 mD. Dois casos com saturações iniciais de óleo iguais a 10% e 20% foram analisados. Baseado nos resultados das simulações conclui-se que a destilação do óleo é o mais importante mecanismo de recuperação do método HPAI para o caso de reservatórios com alta saturação de água. O processo de destilação do óleo pode ser resumido da seguinte forma: inicialmente, o oxigênio contido no ar reage com o óleo formando uma frente de combustão de alta temperatura; nas vizinhanças da frente de combustão ocorre então a vaporização do óleo; o óleo vaporizado que não foi consumido como combustível é então deslocado para além da frente de combustão por meio do *flue gas* e do vapor, condensando-se nas regiões de menor temperatura do reservatório e criando um banco de óleo que alcança o poço produtor. Modelos de simulação bidimensionais também foram construídos e seus resultados

permitiram concluir sobre a influência das heterogeneidades, da vazão de injeção de ar e da configuração dos canhoneados dos poços produtores na eficiência de varrido vertical e sobre a importância do esquema de injeção de ar na eficiência de varrido areal.

Os estudos realizados foram de fundamental importância para uma melhor compreensão do método de combustão *in-situ* e de sua aplicação nos casos particulares de reservatórios portadores de óleos médios e leves (HPAI) em condição madura, bem como, para a construção dos experimentos por meio da seleção dos parâmetros operacionais e de reservatório a serem avaliados.

---

**Capítulo 4**  
**Materiais e métodos**

---

## 4. Materiais e métodos

Neste capítulo são apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas no trabalho. Também é descrito o modelo utilizado para o estudo do processo de injeção de água e que serviu de base para a seleção dos modelos de reservatório a serem analisados sob a ótica da combustão *in-situ* (HPAI). A descrição desses reservatórios, bem como, os modelos de fluidos e de reações químicas adotados também são apresentados. Ao final do capítulo resume-se a metodologia empregada.

### 4.1. Ferramentas computacionais

Neste estudo foram utilizados os seguintes aplicativos desenvolvidos pela CMG (*Computer Modelling Group*) voltados para a simulação de fluxo de reservatórios:

#### 4.1.1. WinProp

O WinProp é um aplicativo que tem por objetivo modelar o comportamento de fases e as propriedades dos fluidos do reservatório. Esse conhecimento é importante nos processos em que múltiplas fases coexistem e onde ocorrem variações composicionais com a mudança nas condições de temperatura e pressão do reservatório. Esse módulo atua no ajuste da equação de estado para representar experimentos de laboratório e gerar descrições de propriedades dos fluidos adequadas para uso nos simuladores de fluxo. O modelo gerado nesse módulo é importado no Builder.

#### 4.1.2. Builder

O Builder é um aplicativo usado na construção, edição, visualização e, finalmente, na geração do arquivo de entrada (.dat) dos modelos de simulação de reservatórios para todos os simuladores de fluxo desenvolvidos pela CMG.

### 4.1.3. STARS

O STARS (*Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulation*) é um simulador de fluxo térmico-composicional utilizado na modelagem de processos de recuperação que compreendem métodos térmicos (injeção de vapor, combustão *in-situ*, aquecimento elétrico, entre outros), químicos (injeção de surfactante e polímero, injeção de água de baixa salinidade, métodos microbianos, entre outros) e/ou que envolvem transporte e deposição de sólidos e efeitos geomecânicos. Neste estudo as simulações foram realizadas usando-se a versão 2010.11.

### 4.1.4. CMOST

O CMOST é um aplicativo capaz de gerar rodadas de simulação automaticamente a partir de um modelo base por meio de múltiplas combinações de parâmetros. Esse módulo aplica-se nas diversas etapas que compõem um estudo de reservatório, tais como, análise de sensibilidade, ajuste de histórico, otimização e análise de incertezas.

### 4.1.5. Results

O Results é um aplicativo composto por três módulos (3D, Graph e Report) que são utilizados no pós-processamento, ou seja, na construção de gráficos e tabelas e nas visualizações 2D e 3D dos resultados das rodadas de simulação.

## 4.2. Modelo de reservatório utilizado para o estudo do processo de injeção de água

Foi construído um modelo de simulação de fluxo de um reservatório com características de campos do Nordeste brasileiro onde o processo de injeção de água foi estudado por meio da análise de sensibilidade dos efeitos sobre o fator de recuperação (FR) da variação de um total de 12 parâmetros de reservatório e um operacional. Os parâmetros de reservatório considerados foram: porosidade, espessura porosa máxima com óleo, permeabilidade absoluta, razão entre as permeabilidades absolutas vertical e horizontal, °API do óleo, pontos terminais e expoentes das curvas de permeabilidade relativa água-óleo, saturação inicial de óleo e atuação do aquífero. O parâmetro operacional avaliado foi a vazão

de injeção de água (em percentual de volumes porosos com óleo). Essa etapa do estudo foi desenvolvida com o auxílio do aplicativo CMOST da CMG.

A Tabela 4.1 lista os fatores analisados nos níveis (-1) correspondentes os valores mínimos, (0) para os valores intermediários e que representam o Caso base e (+1) para os valores máximos. Pode-se observar que os valores de todos os parâmetros referentes às curvas de permeabilidade relativa água-óleo, com exceção de  $S_{wi}$ , são os mesmos para os níveis (-1) e (0):

**Tabela 4.1. Fatores estudados no processo de injeção de água.**

Parâmetros	Níveis		
	(-1)	(0)	(+1)
Porosidade (%)	18,0	23,5	29,0
Espessura porosa máxima com óleo (m)	4,0	8,0	12,0
Permeabilidade horizontal - $k_h$ (mD)	50,0	400,0	800,0
Razão $k_v/k_h$ (%)	1,0	5,0	10,0
°API do óleo	28,7	35,9	45,2
Curva $k_r - S_{wi}(= 1 - S_{oi})$ (fração)	0,25	0,35	0,45
Curva $k_r - S_{or}$ (fração)	0,25	0,25	0,35
Curva $k_r - k_{ro}(S_{wi})$	0,6	0,6	0,8
Curva $k_r - k_{rw}(S_{or})$	0,1	0,1	0,2
Curva $k_r - n_o$	1,5	1,5	3,5
Curva $k_r - n_w$	1,5	1,5	3,5
Aquífero ( $r_{eD}$ )	3,0	20,0	infinito
Vazão de injeção (% vol. porosos com óleo/ano)	5,0	7,5	10,0

Em seguida, ao final do estudo do processo de injeção de água, com as diversas configurações disponíveis para o reservatório podendo ser tratadas como maduras, foram selecionadas três delas de acordo com o valor do fator de recuperação (mínimo, intermediário e máximo) para serem submetidas ao estudo do método de combustão *in-situ* (HPAI) propriamente dito.

#### 4.2.1. Descrição do reservatório – Caso base

As Tabelas 4.2 e 4.3 resumem as principais propriedades do reservatório (e aquífero) em estudo. O reservatório em questão é homogêneo e possui estrutura dômica como pode ser

visualizado em 3D pelo mapa de saturação inicial de óleo apresentado na Figura 4.1. Uma visão areal (2D) da camada do topo do mesmo reservatório é mostrada na Figura 4.2.

**Tabela 4.2. Propriedades do reservatório – Caso base.**

Propriedade	Valor
N° blocos – i x j x k	89 x 59 x 8
Dimensões dos blocos – i x j x k (m)	25,0 x 25,0 x 1,0
N° blocos ativos	42008
Dimensões do reservatório (m)	2225,0 x 1475,0 x 8,0
Início da produção	01/01/2015
Início da injeção de água	01/01/2018
Fim da produção	31/12/2038
Porosidade (%)	23,5
<i>Net-to-gross</i>	1,0
Compressibilidade da rocha ((kgf/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup> )	4,78E-5 (4,87E-7 kPa <sup>-1</sup> )
Permeabilidade horizontal – k <sub>h</sub> (mD)	400,0
Permeabilidade vertical – k <sub>v</sub> (mD)	20,0 (5% k <sub>h</sub> )
°API do óleo	35,9
Viscosidade do óleo morto (T <sub>res</sub> , P <sub>std</sub> )	4,1
Saturação inicial de óleo (%)	65,0
Profundidade (m)	1000,0
Temperatura inicial do reservatório – T <sub>res</sub> (°C)	64,0
Pressão estática inicial @ 1000 m (kgf/cm <sup>2</sup> )	100,0 (9806,7 kPa)
Espessura porosa máxima com óleo (m)	8,0
Contato óleo-água (m)	1015,0
Capacidade calorífica da rocha (J/m <sup>3</sup> .C)	2,347E+6
Condutividade térmica da rocha (J/m.d.C)	2,74E+5
Vazão de injeção de água (% vol. porosos com óleo/ano)	7,5

**Tabela 4.3. Propriedades do aquífero – Caso base.**

Propriedade	Valor
Porosidade (%)	23,5
Permeabilidade (mD)	400,0
Espessura (m)	8,0
r <sub>eD</sub> (r <sub>e</sub> /r <sub>o</sub> )	20,0
Ângulo (fração)	1,0
Viscosidade da água – μ <sub>w</sub> (cP)	0,5
Compressibilidade total ((kgf/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup> )	9,28E-5 (9,46E-7 kPa <sup>-1</sup> )



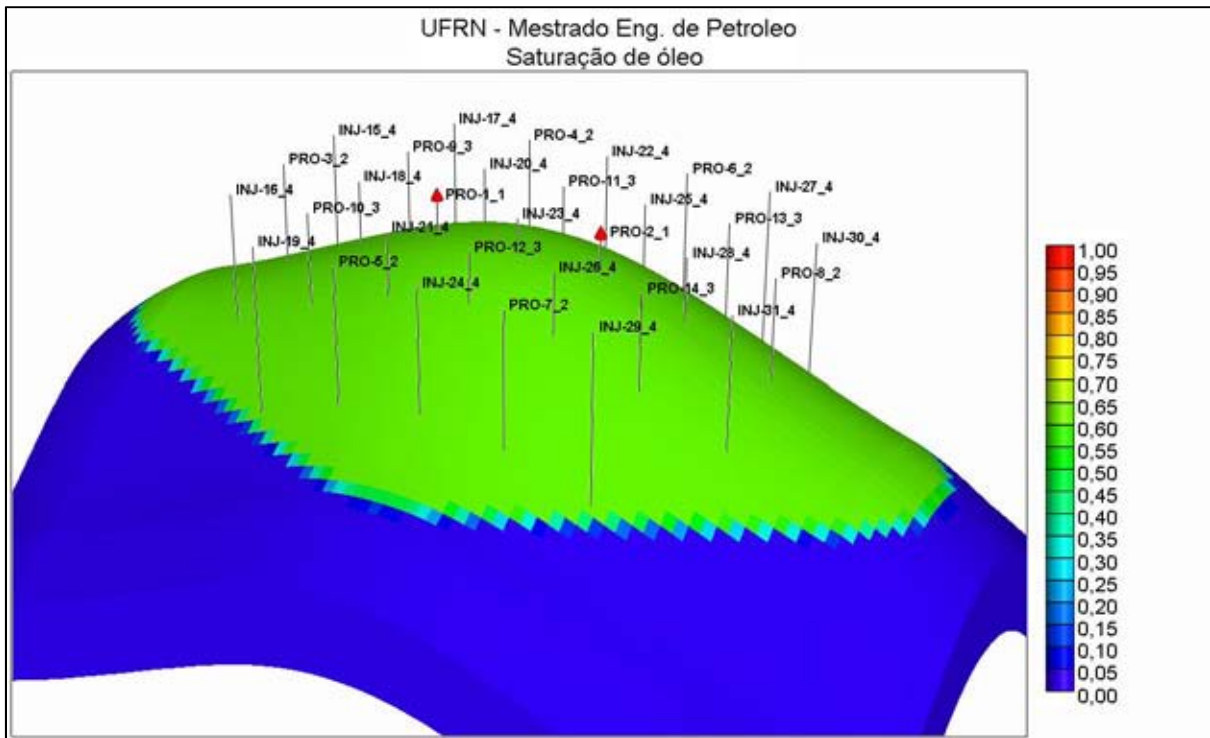


Figura 4.1. Mapa de saturação inicial de óleo – Visualização 3D – Caso base.

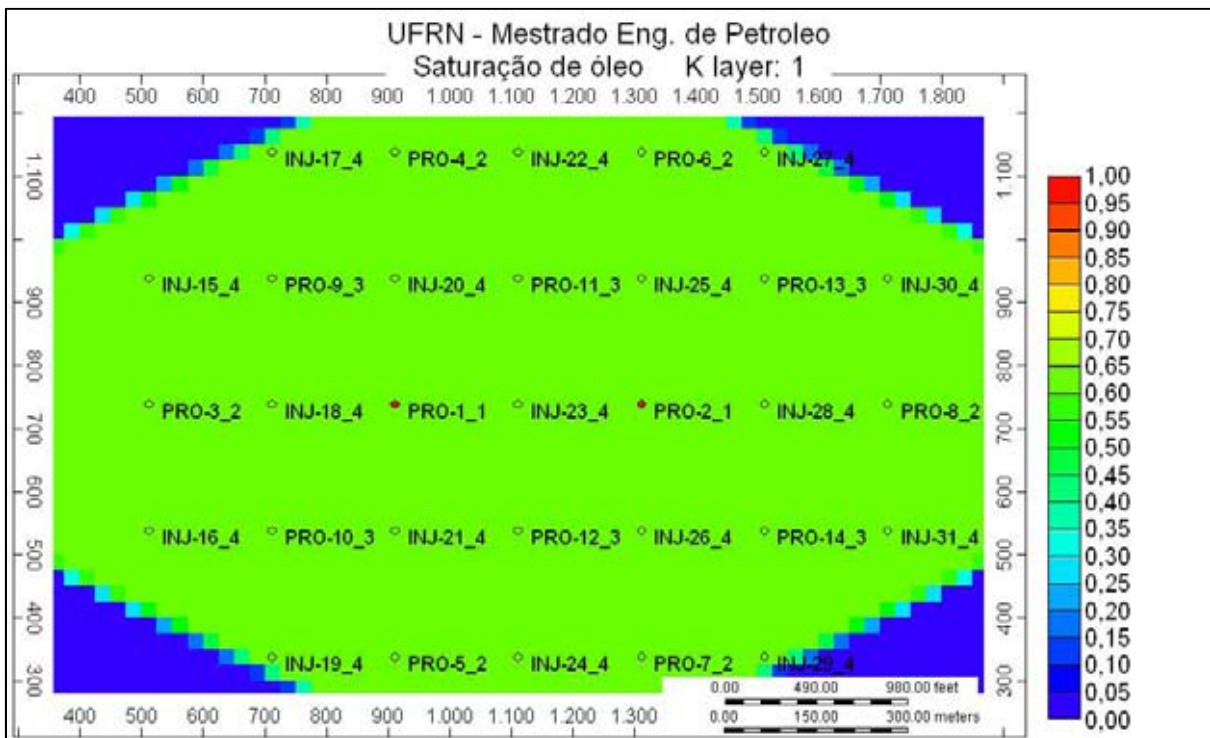


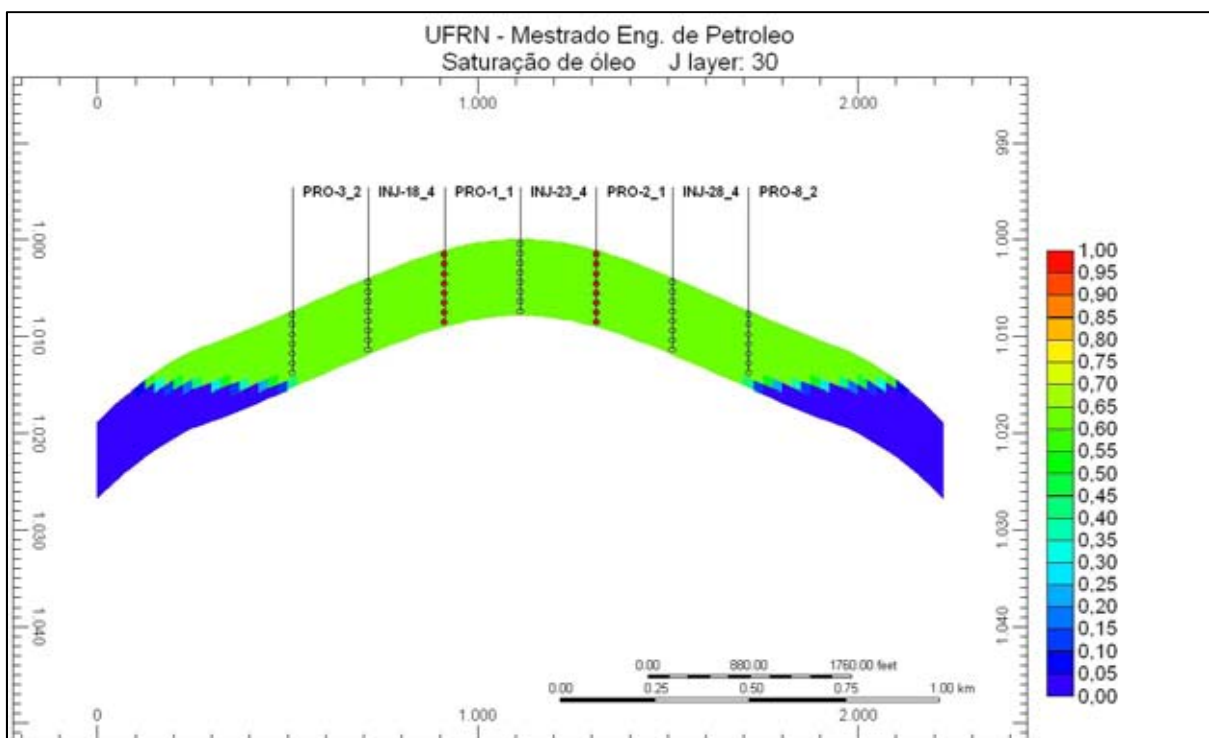
Figura 4.2. Mapa de saturação inicial de óleo – Visualização 2D – Caso base.

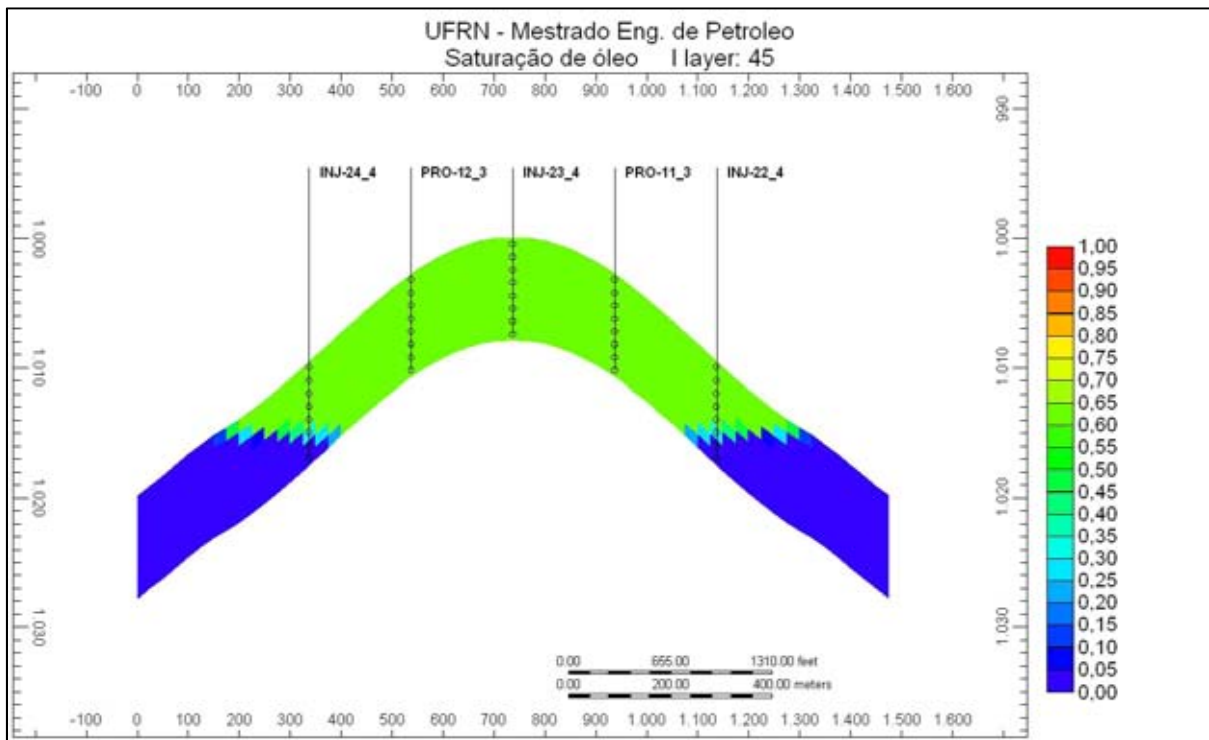
O desenvolvimento da produção do reservatório foi considerado como dividido em quatro fases distintas, conforme detalhado na Tabela 4.4. A completção consiste na entrada em operação do poço como produtor de óleo ou como injetor de água.

**Tabela 4.4. Cronograma – Desenvolvimento da produção – Caso base.**

Fase	Início	Atividade
Início da produção	01/01/2015	Completação dos poços PRO-1_1 e PRO-2_1 (2 poços)
Delimitação do reservatório	01/01/2016	Perfuração e completação dos poços PRO-3_2 a PRO-8_2 (6 poços)
Perfuração de poços <i>in fill</i>	01/01/2017	Perfuração e completação dos poços PRO-9_3 a PRO-14_3 (6 poços)
Recuperação secundária	01/01/2018	Perfuração e completação dos poços INJ-15_4 a INJ-31_4 (17 poços) e Implantação da inj. de água

O reservatório em questão comporta, portanto, um total de 31 poços, todos verticais, sendo 14 produtores (identificados com o prefixo “PRO”) e 17 injetores (identificados com o prefixo “INJ”), distribuídos uniformemente em uma malha de 200,0 m no esquema *five spot*. Os poços produtores foram completados em todas as camadas acima do contato óleo-água, enquanto que os poços injetores foram completados em todas as camadas, como pode ser observado nas Figuras 4.3 (corte na direção IK) e 4.4 (corte na direção JK). A inclinação do reservatório é de 0,83° na direção IK e de 1,48° na direção JK.

**Figura 4.3. Completação dos poços produtores e injetores – Corte IK – Caso base.**



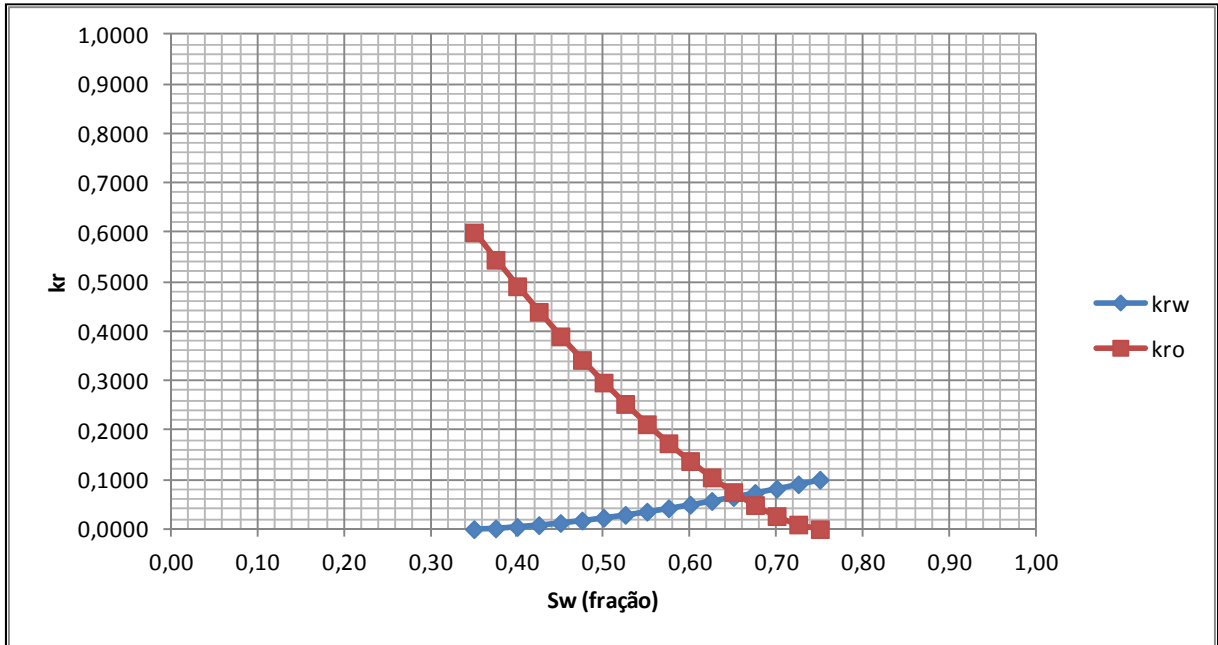
**Figura 4.4. Completação dos poços produtores e injetores – Corte JK – Caso base.**

A pressão de injeção máxima (fundo do poço) foi considerada igual a  $230,0 \text{ kgf/cm}^2$ , correspondente a um gradiente de fratura estimado em  $1,0 \text{ psi/pé}$ . A vazão de injeção de água empregada foi de  $31,0 \text{ m}^3/\text{d}$  por poço, equivalente a uma injeção de  $7,5\%$  do volume poroso com óleo por ano.

Os pontos terminais e expoentes considerados na construção das curvas de permeabilidade relativa são apresentados nas Tabelas 4.5 e 4.6, respectivamente, para os sistemas água-óleo e gás-líquido. As Figuras 4.5 e 4.6 mostram o aspecto dessas curvas. Pela observação da Figura 4.5 nota-se que a rocha do reservatório em estudo é molhável à água visto que o valor de  $k_{rw}(S_{or})$  é bem menor que o valor de  $k_{ro}(S_{wi})$  e que o ponto de interseção entre as duas curvas ocorre para um valor de  $S_w$  maior que  $0,50$ . A curva de pressão capilar foi considerada nula, ou seja, não há zonas de transição com variações nas saturações iniciais de óleo nas camadas mais próximas ao contato óleo-água.

**Tabela 4.5. Pontos terminais e expoentes – Curva  $k_r$  água-óleo – Caso base.**

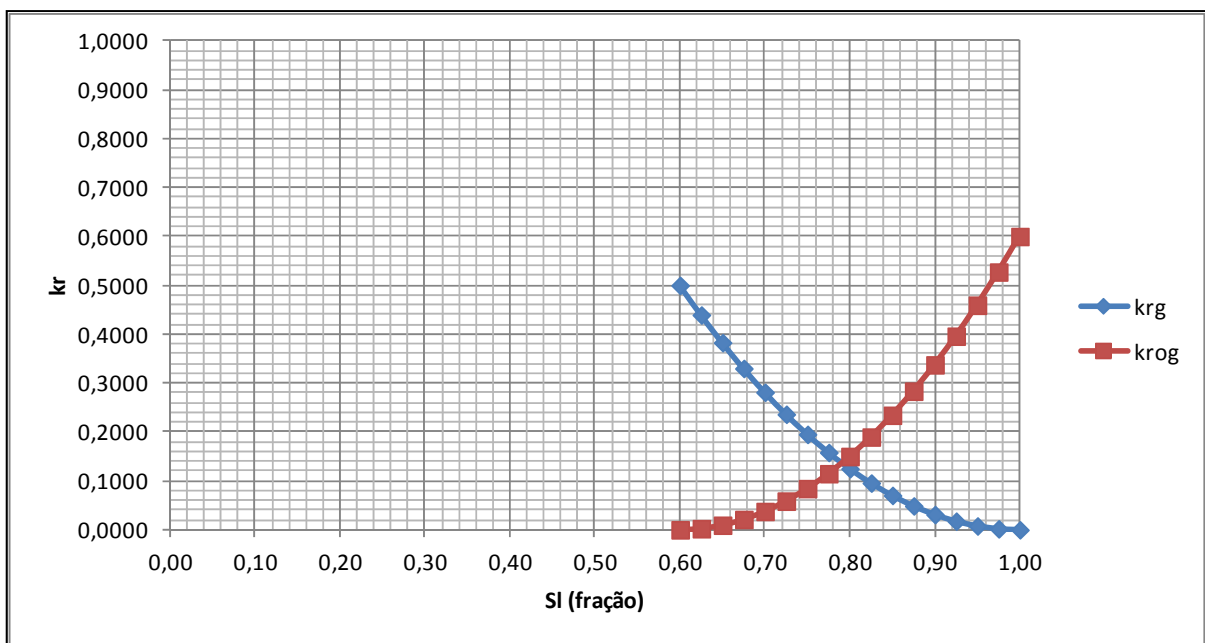
$S_{wi}$	$S_{or}$	$k_{rw}(S_{or})$	$k_{ro}(S_{wi})$	$n_w$	$n_o$
0,35	0,25	0,1	0,6	1,5	1,5



**Figura 4.5. Curva de permeabilidade relativa – Sistema água-óleo – Caso base.**

**Tabela 4.6. Pontos terminais e expoentes – Curva  $k_r$  gás-líquido – Caso base.**

$S_{lcon}$	$S_{gcon}$	$k_{rg}$	$k_{rog}$	$n_g$	$n_o$
0,60	0,00	0,5	0,6	2,0	2,0



**Figura 4.6. Curva de permeabilidade relativa – Sistema gás-líquido – Caso base.**

### 4.2.2. Modelos de fluidos

Os diversos tipos de hidrocarbonetos que compõem as três amostras de óleo estudadas (de 28,7, 35,9 e 45,2°API) foram agrupados em três pseudocomponentes: C<sub>1</sub>-C<sub>6</sub> (óleo leve), C<sub>7</sub>-C<sub>11</sub> (óleo médio) e C<sub>12+</sub> (óleo pesado). Os modelos de fluidos são complementados por mais cinco componentes: água (H<sub>2</sub>O), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), nitrogênio (N<sub>2</sub>), oxigênio (O<sub>2</sub>) e um pseudocomponente sólido denominado coque, os quais integram as reações químicas que governam o processo de combustão *in-situ*. A Tabela 4.7 explicita as fases em que cada componente pode ser encontrado a depender das condições de pressão e temperatura. Os fluidos foram modelados com auxílio do aplicativo WinProp da CMG.

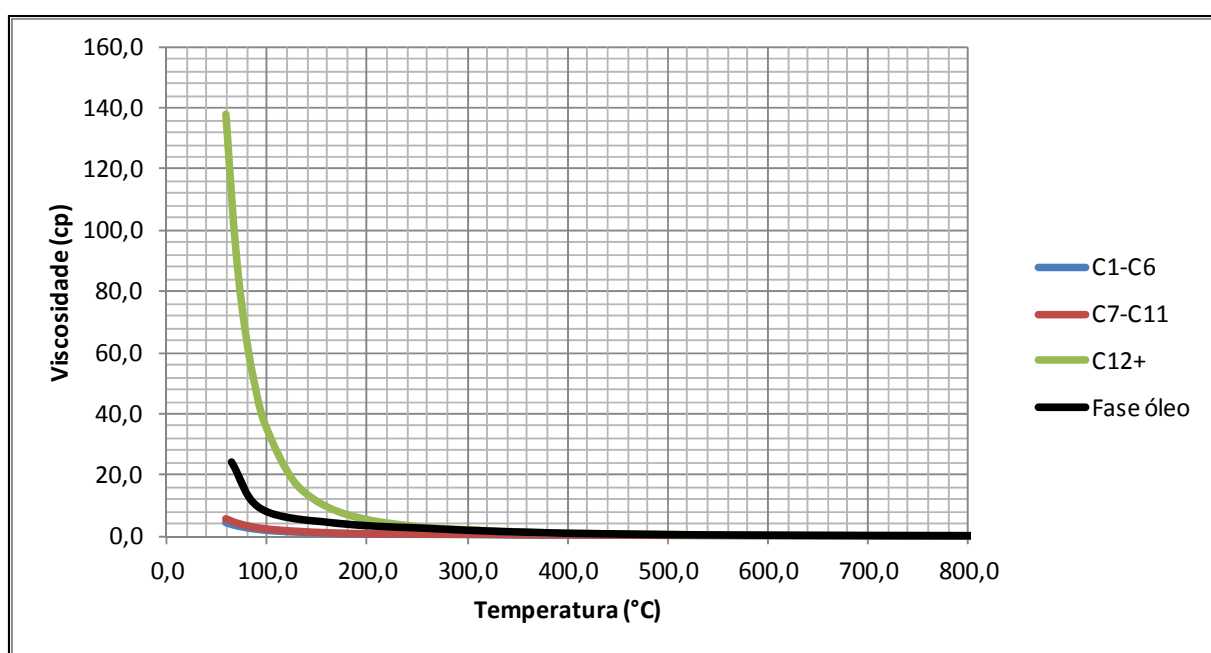
**Tabela 4.7. Distribuição de fase dos componentes.**

Componente	Fase			
	Aquosa	Oleica	Gasosa	Sólida
Água	x		x	
CO <sub>2</sub>		x	x	
N <sub>2</sub>		x	x	
C <sub>1</sub> -C <sub>6</sub>		x	x	
C <sub>7</sub> -C <sub>11</sub>		x	x	
C <sub>12+</sub>		x	x	
O <sub>2</sub>			x	
Coque				x

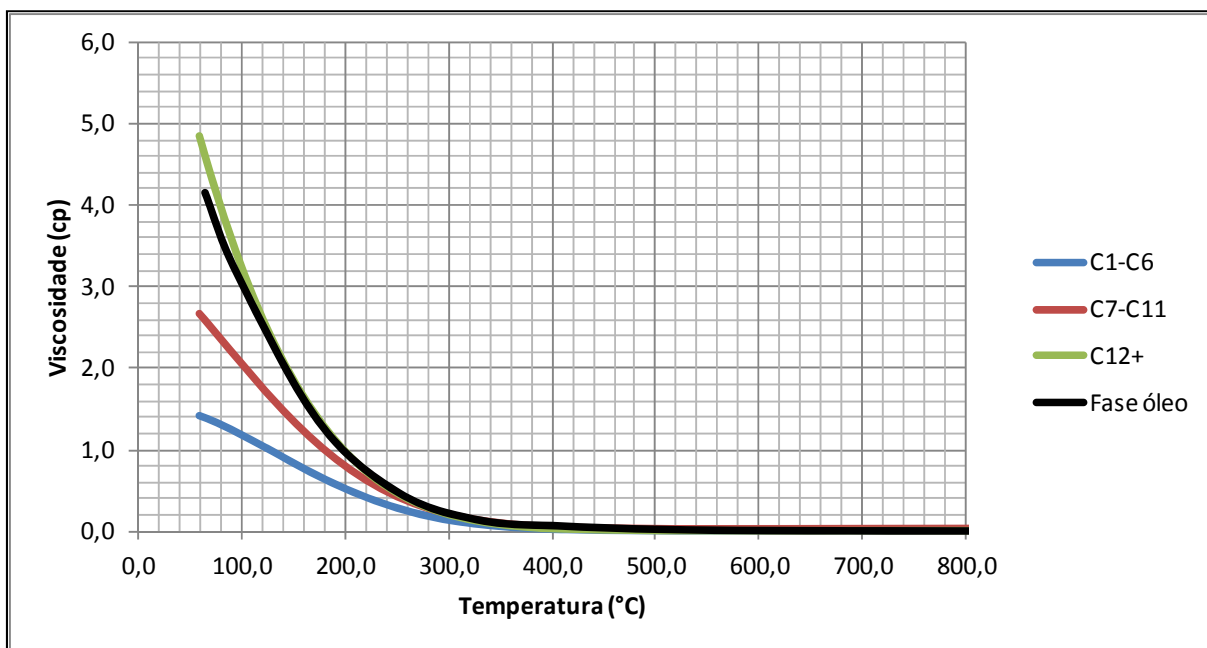
As Tabelas 4.8, 4.9 e 4.10 apresentam a fração molar inicial, a massa molar e as pressões e temperaturas críticas para cada componente do modelo para as três amostras de óleo consideradas. As viscosidades do óleo morto ( $T_{res}$ ,  $P_{std}$ ) são de 21,6 cp, 4,1 cp e 0,9 cp, respectivamente, para as amostras de 28,7, 35,9 e 45,2°API. Os gráficos das Figuras 4.7, 4.8 e 4.9 mostram o comportamento da viscosidade dos pseudocomponentes do óleo e da própria fase óleo ( $\mu_o$ ) com a variação da temperatura.

**Tabela 4.8. Propriedades dos componentes – Óleo de 28,7° API.**

Componente	Fração Molar Inicial	Massa Molar (g/mol)	Pressão Crítica (kgf/cm <sup>2</sup> )	Temperatura Crítica (°C)
Água	0,000000	18,0	224,8	374,2
CO <sub>2</sub>	0,000000	44,0	75,2	31,1
N <sub>2</sub>	0,000600	28,0	34,6	-147,0
C <sub>1</sub> -C <sub>6</sub>	0,161700	77,1	34,7	207,9
C <sub>7</sub> -C <sub>11</sub>	0,457000	117,5	28,3	317,9
C <sub>12+</sub>	0,380700	618,8	7,3	925,3
O <sub>2</sub>	0,000000	32,0	51,5	-118,6
Coque	0,000000	13,0	-	-

**Figura 4.7. Variação da viscosidade dos pseudocomponentes do óleo e da fase óleo com a temperatura – Óleo de 28,7° API.****Tabela 4.9. Propriedades dos componentes – Óleo de 35,9° API.**

Componente	Fração Molar Inicial	Massa Molar (g/mol)	Pressão crítica (kgf/cm <sup>2</sup> )	Temperatura crítica (°C)
Água	0,000000	18,0	224,8	374,2
CO <sub>2</sub>	0,006400	44,0	75,2	31,1
N <sub>2</sub>	0,007300	28,0	34,6	-147,0
C <sub>1</sub> -C <sub>6</sub>	0,054900	42,8	43,5	76,8
C <sub>7</sub> -C <sub>11</sub>	0,145000	125,5	27,1	333,4
C <sub>12+</sub>	0,786400	220,5	17,8	521,2
O <sub>2</sub>	0,000000	32,0	51,5	-118,6
Coque	0,000000	13,0	-	-



**Figura 4.8.** Variação da viscosidade dos pseudocomponentes do óleo e da fase óleo com a temperatura – Óleo de 35,9°API.

**Tabela 4.10.** Propriedades dos componentes – Óleo de 45,2°API.

Componente	Fração Molar Inicial	Massa Molar (g/mol)	Pressão crítica (kgf/cm <sup>2</sup> )	Temperatura crítica (°C)
Água	0,000000	18,0	224,8	374,2
CO <sub>2</sub>	0,000000	44,0	75,2	31,1
N <sub>2</sub>	0,005100	28,0	34,6	-147,0
C <sub>1</sub> -C <sub>6</sub>	0,449100	57,2	39,7	142,3
C <sub>7</sub> -C <sub>11</sub>	0,382700	121,8	27,6	326,0
C <sub>12+</sub>	0,163100	458,2	8,9	736,0
O <sub>2</sub>	0,000000	32,0	51,5	-118,6
Coque	0,000000	13,0	-	-

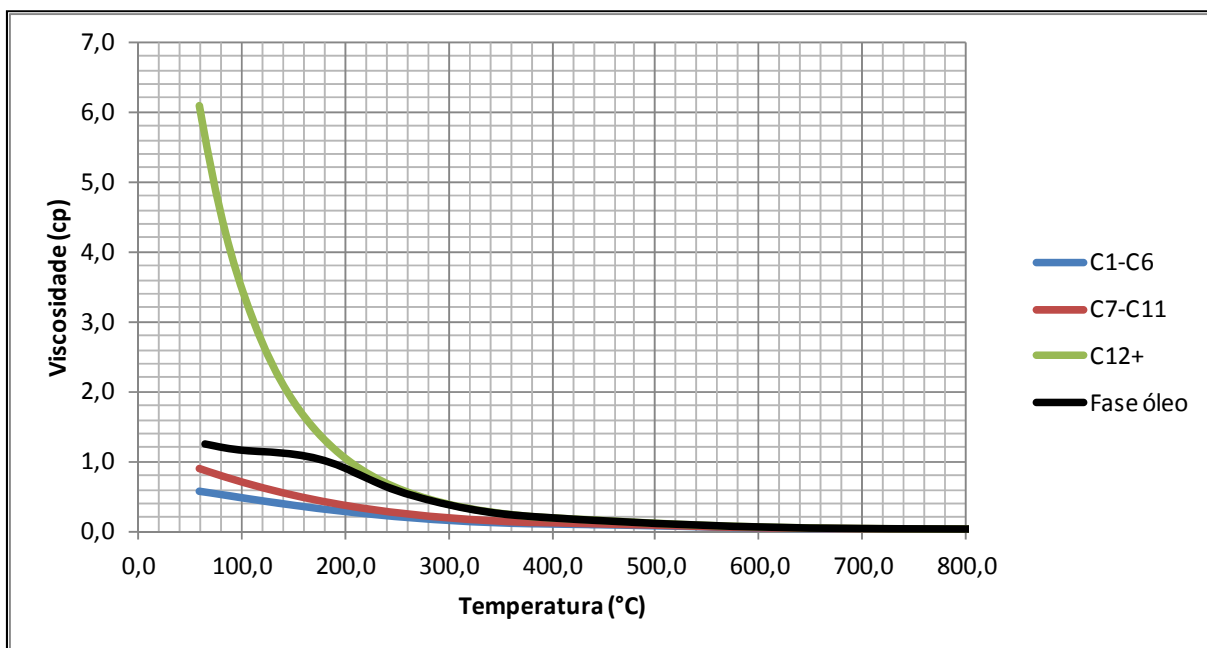


Figura 4.9. Variação da viscosidade dos pseudocomponentes do óleo e da fase óleo com a temperatura – Óleo de 45,2°API.

### 4.3. Modelos de reservatório utilizados para o estudo do processo de combustão *in-situ*

Com base nos resultados do estudo do processo de injeção de água, que se encontra detalhado no Apêndice A, foram selecionadas três configurações de reservatório de acordo com a ordem de grandeza do valor do fator de recuperação obtido (mínimo, intermediário e máximo) para serem utilizadas no estudo do método de combustão *in-situ* (HPAI).

#### 4.3.1. Descrição dos reservatórios

A Tabela 4.11 sumariza as características, com seus respectivos valores, para os três modelos de reservatório que serão utilizados no estudo do processo de combustão *in-situ* (HPAI):

Tabela 4.11. Reservatórios selecionados para o estudo do processo de combustão *in-situ*.

Reservatório	h_res (m)	Permi_h (mD)	kv_kh (%)	Grau_API	S <sub>wi</sub> (fração)	S <sub>or</sub> (fração)	n_o	Aquífero
RES_1	4,0	50,0	10,0	28,7	0,45	0,35	3,5	3,0
RES_2	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,30	2,5	20,0
RES_3	12,0	800,0	1,0	45,2	0,25	0,25	1,5	infinito

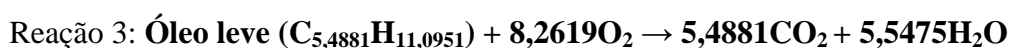
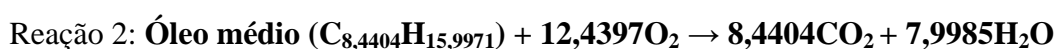
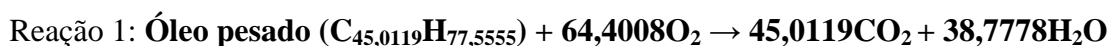


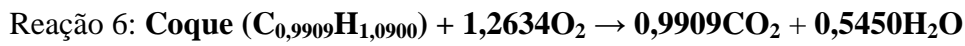
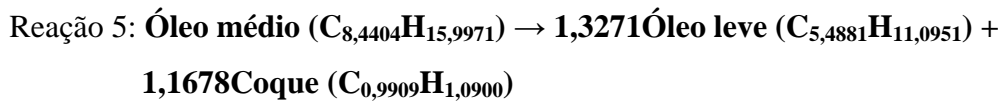
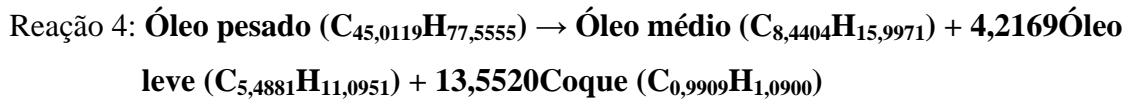
O valor da porosidade foi fixado em 23,5% e o da vazão de injeção de água em 5,0% do volume poroso com óleo por ano para as três configurações. Da mesma forma, os valores de  $n_w$ ,  $k_{rw}$  e  $k_{ro}$  foram fixados respectivamente em 1,5, 0,1 e 0,6. Na obtenção da configuração RES\_2, correspondente ao fator de recuperação de valor intermediário, valores médios entre os inicialmente considerados para  $S_{or}$  e  $n_o$  foram adotados. Com base no trabalho de Lo & Mungan (1973), que investigaram o efeito da temperatura nas curvas de permeabilidade relativa água-óleo, não foram consideradas variações nessas curvas com a temperatura nos três modelos em estudo. Esses pesquisadores usaram, entre outros materiais, amostras do arenito Berea e de óleo (tetradecano), de viscosidade igual a 2 cp na temperatura ambiente, não obtendo variações significativas de comportamento nas curvas de permeabilidade relativa água-óleo com a temperatura nesse caso particular. A pressão de injeção do ar (fundo do poço) foi mantida igual à da injeção de água, correspondente à pressão de fratura estimada, conforme sugestão do artigo de Moore; Mehta; Ursenbach (2002), o qual trata da aplicação do método de injeção de ar em alta pressão (HPAI).

#### 4.3.2. Modelos de reações

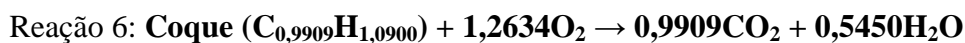
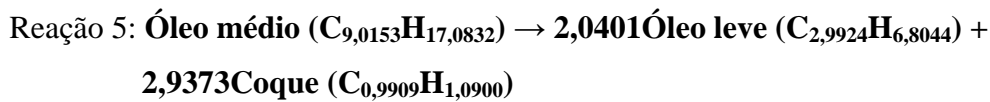
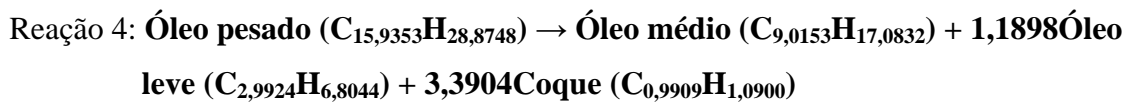
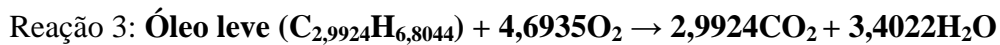
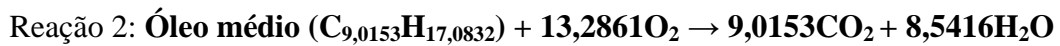
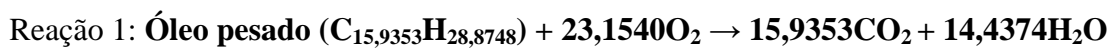
O modelo de reações para cada uma das três amostras de óleo é constituído por um conjunto de seis reações químicas. As Reações 1, 2 e 3 representam o fenômeno de oxidação que ocorre nas três frações do óleo (leve, média e pesada). As Reações 4 e 5 correspondem ao craqueamento das frações pesada e média do óleo. As últimas reações de cada modelo (Reação 6) representam a combustão do coque. Não foi considerada a formação de monóxido de carbono no processo (combustão completa) e a razão atômica H/C adotada para o óleo foi de 1,85. As reações químicas foram balanceadas com o auxílio do aplicativo Builder da CMG:

- Óleo de 28,7°API:

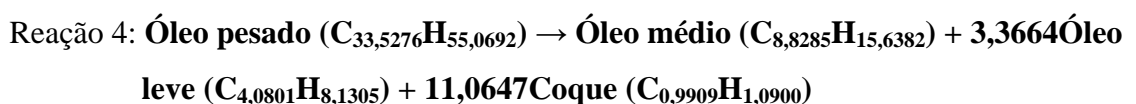
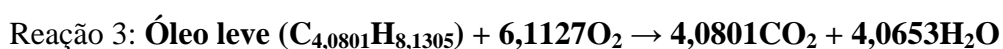
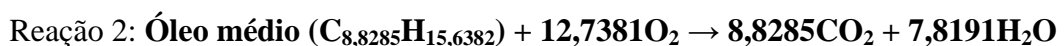
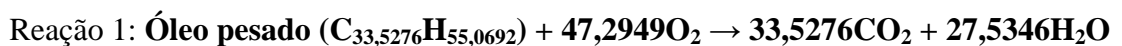


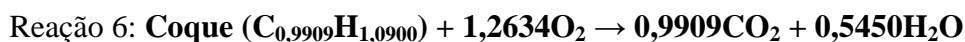
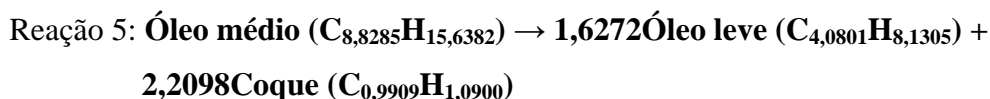


- Óleo de 35,9°API:



- Óleo de 45,2°API:





Reações específicas de oxidação em baixas temperaturas (OBT) não foram incluídas nesses modelos e terão o seu impacto discutido mais adiante neste estudo. Estudos realizados por Kumar (1987), Tingas; Greaves; Young (1996), Surguchev; Koundin; Yannimaras (1999) e Adetunji; Teigland; Kleppe (2005) entre outros, para óleos médios e leves, consideraram apenas reações de oxidação em altas temperaturas (OAT) e/ou em temperaturas intermediárias (OTI). Segundo Barzin *et al.* (2010), reações químicas para óleos leves têm sido caracterizadas frequentemente conforme modelos convencionais para óleos pesados.

Complementando a descrição dos modelos de reações, a Tabela 4.12 lista os valores dos fatores pré-exponenciais (fatores de frequência), das energias de ativação e das entalpias das reações químicas consideradas no estudo.

**Tabela 4.12. Parâmetros cinéticos – Modelos de reações (Lin *et al.*, 1999).**

Reação	Fator pré-exponencial	Energia de Ativação (J/gmol)	Entalpia (J/gmol)
1	$1,03\text{E}+13 \text{ d}^{-1}(\text{kgf}/\text{cm}^2)^{-1}$	1,38E+5	2,97E+7
2	$1,03\text{E}+13 \text{ d}^{-1}(\text{kgf}/\text{cm}^2)^{-1}$	1,38E+5	6,79E+6
3	$1,03\text{E}+13 \text{ d}^{-1}(\text{kgf}/\text{cm}^2)^{-1}$	1,38E+5	6,79E+6
4	$1,00\text{E}+7 \text{ d}^{-1}$	6,28E+4	9,30E+4
5	$1,00\text{E}+7 \text{ d}^{-1}$	6,28E+4	9,30E+4
6	$1,42\text{E}+7 \text{ d}^{-1}(\text{kgf}/\text{cm}^2)^{-1}$	5,86E+4	5,23E+5

#### 4.4. Metodologia do trabalho

A Figura 4.10 apresenta as diversas etapas que integram este estudo. No processo de modelagem do reservatório, o objetivo de avaliar a aplicação do processo de combustão *in-situ* (HPAI) em escala de campo evidencia-se pelas dimensões e quantidade de poços consideradas. Pode-se destacar também a importância da integração das análises dos modelos de fluidos e de reações químicas mesmo antes do estudo do processo de injeção de água, o qual não é influenciado por essas últimas.



**Figura 4.10. Fluxograma das etapas do estudo.**

---

**Capítulo 5**  
**Resultados e discussões**

---

## 5. Resultados e discussões

Neste capítulo são apresentados os principais resultados do estudo do processo de combustão *in-situ* em reservatórios portadores de óleos médios e leves (HPAI), em condição madura. Foram discutidos os impactos de parâmetros operacionais, de reservatório e cinéticos das reações químicas sobre os fatores de recuperação (FR) obtidos nas simulações de casos entre os três modelos selecionados. Adicionalmente também se efetuou uma análise do comportamento de um reservatório quando submetido à CIS e uma avaliação econômica da aplicação do método.

### 5.1. Parâmetros operacionais

Quatro parâmetros operacionais do processo de combustão *in-situ* (HPAI) foram estudados por meio de análise de sensibilidade: vazão de injeção de ar por poço, concentração de oxigênio no gás injetado, esquema de injeção de ar e configuração dos canhoneados dos poços.

Os esquemas de injeção de ar são apresentados nas Figuras 5.1 e 5.2. O esquema de injeção de ar 1 corresponde a uma malha tipo *five spot*, onde todos os poços anteriormente empregados para injeção de água foram convertidos em injetores de ar. Essa configuração conta com um total de 14 poços produtores e 17 poços injetores de ar. O esquema de injeção de ar 2 corresponde a uma malha de injeção em linhas diretas. Essa configuração conta com um total de seis poços produtores e 17 poços injetores de ar. Poços injetores de água não pertencentes às linhas de injeção de ar, em um total de oito, foram mantidos fechados. As configurações dos canhoneados dos poços, numeradas de 1 a 5, são mostradas nas Figuras de 5.3 a 5.7. Basicamente, a espessura vertical com reservatório dos poços foi dividida em duas metades e cada configuração consiste na definição de que metade (superior ou inferior) encontra-se canhoneada para produção de óleo e para injeção de ar. Os poços produtores continuaram a ser completados sempre acima do contato óleo-água original.

O estudo de sensibilidade dos parâmetros operacionais foi realizado com o auxílio da técnica de planejamento composto central com a combinação dos dois níveis dos fatores concentração de oxigênio no gás injetado e esquema de injeção de ar, dos quatro níveis do fator vazão de injeção de ar por poço e dos cinco níveis do fator configuração dos canhoneados dos poços ( $2^2 \times 4 \times 5$ ), totalizando 80 simulações para cada um dos três modelos de reservatórios selecionados (RES\_1, RES\_2 e RES\_3). A variável resposta é o fator de

recuperação registrado ao final da aplicação do método de combustão *in-situ* (HPAI). As análises foram realizadas com base nos diagramas de Pareto, de onde se podem identificar quais parâmetros são estatisticamente significativos, e nas superfícies de resposta, que permitem descobrir em que valores (níveis) de dois parâmetros obtêm-se a resposta máxima.

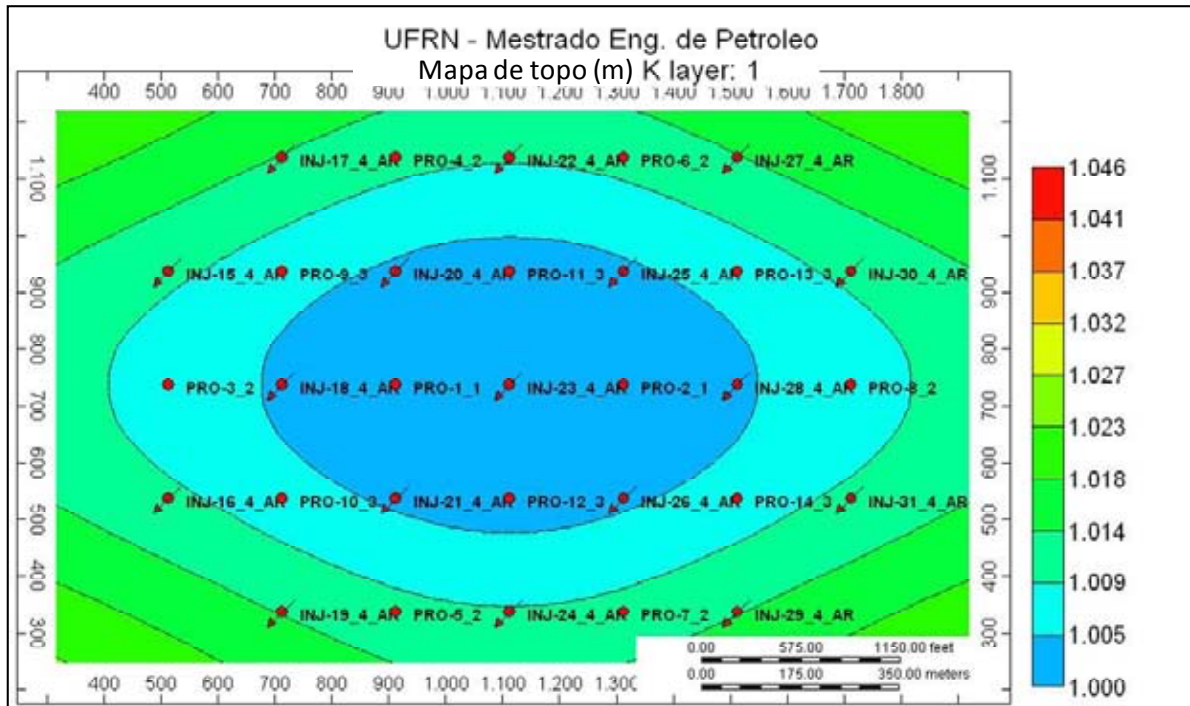


Figura 5.1. Esquema de injeção de ar 1 – Malha *five spot*.

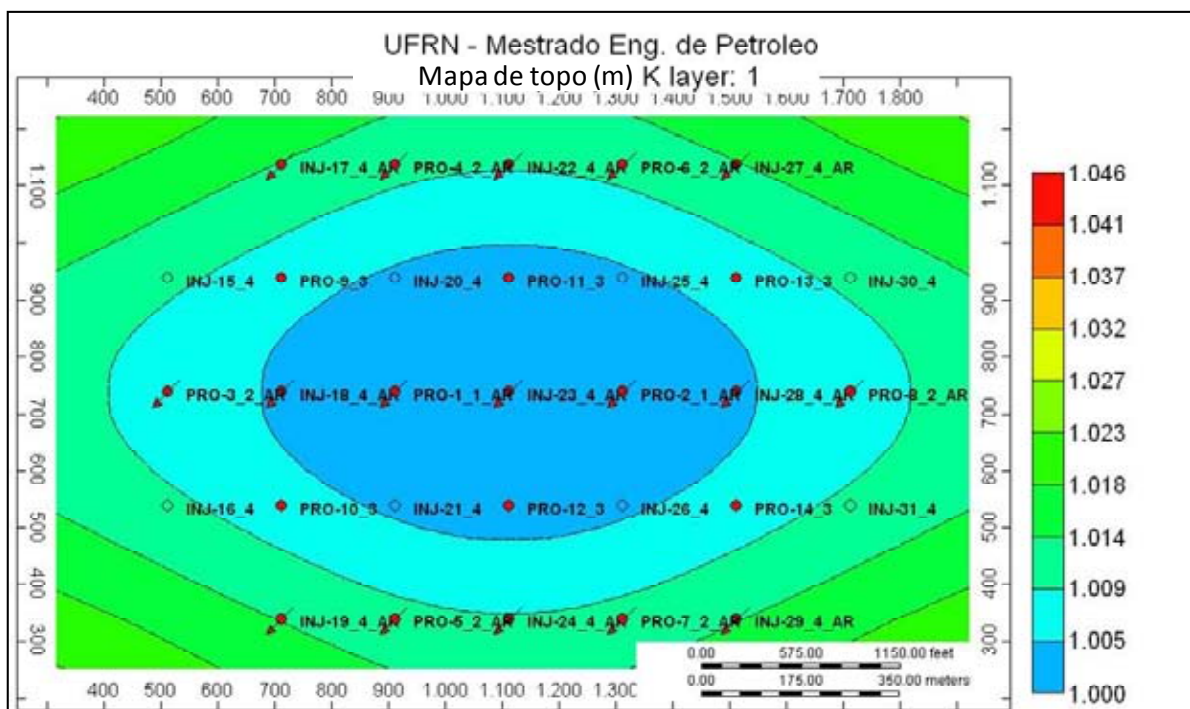
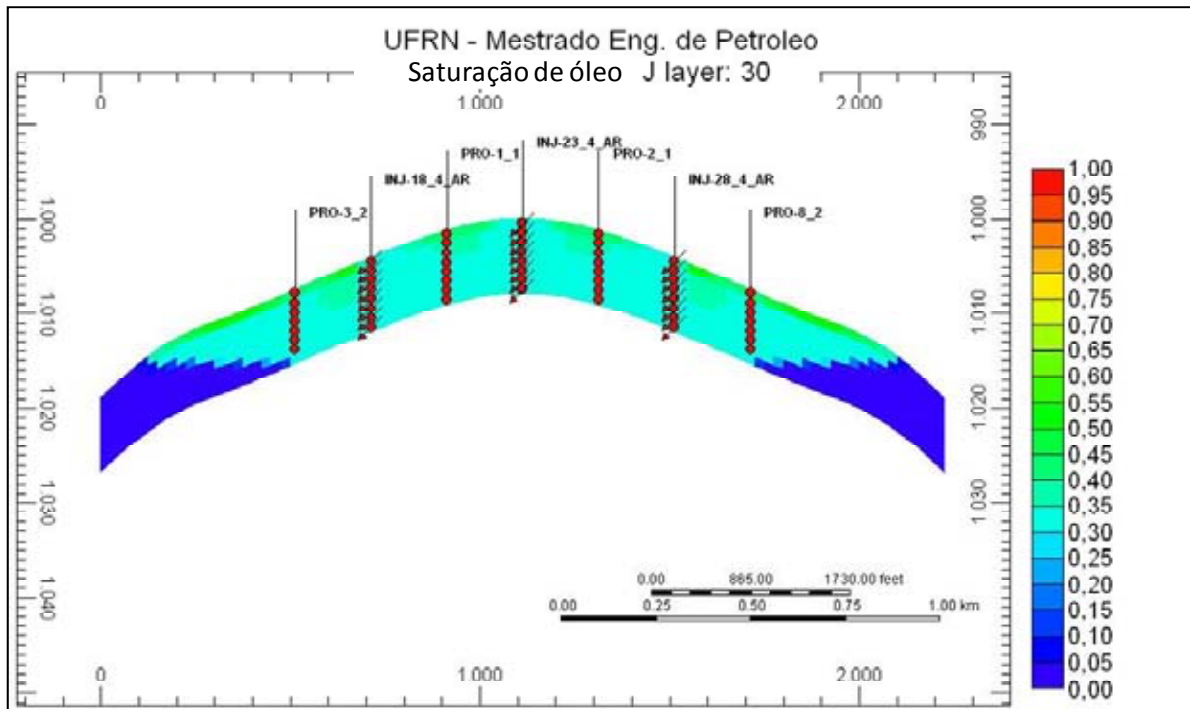
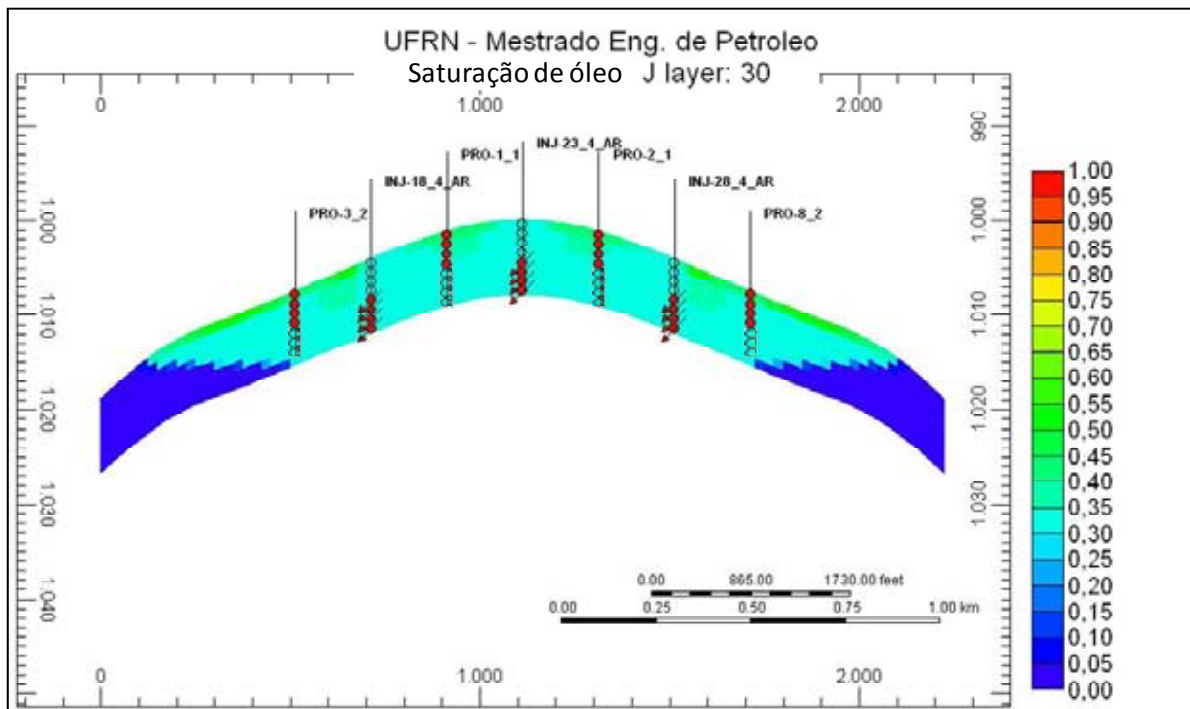


Figura 5.2. Esquema de injeção de ar 2 – Malha em linhas diretas.

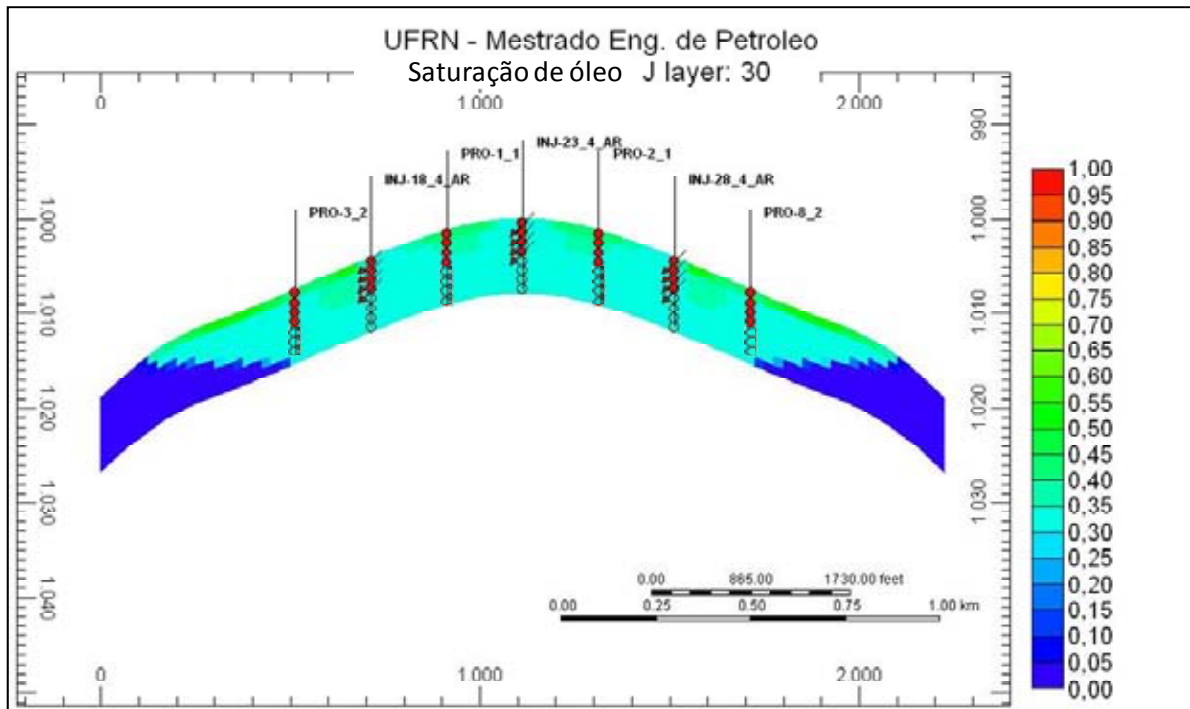


**Figura 5.3. Configuração dos canhoneados dos poços 1 – Poços produtores de óleo e poços injetores de ar canhoneados em toda a espessura vertical com reservatório.**

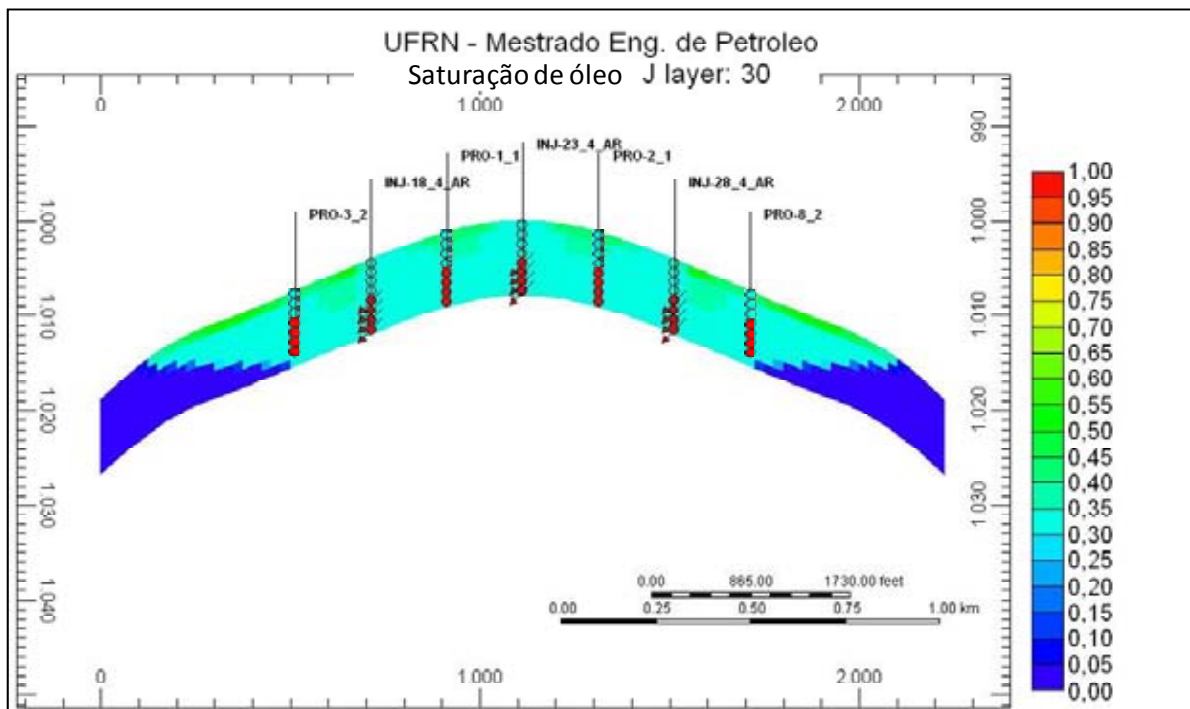


**Figura 5.4. Configuração dos canhoneados dos poços 2 – Poços produtores de óleo canhoneados na metade superior e poços injetores de ar canhoneados na metade inferior da espessura vertical com reservatório.**

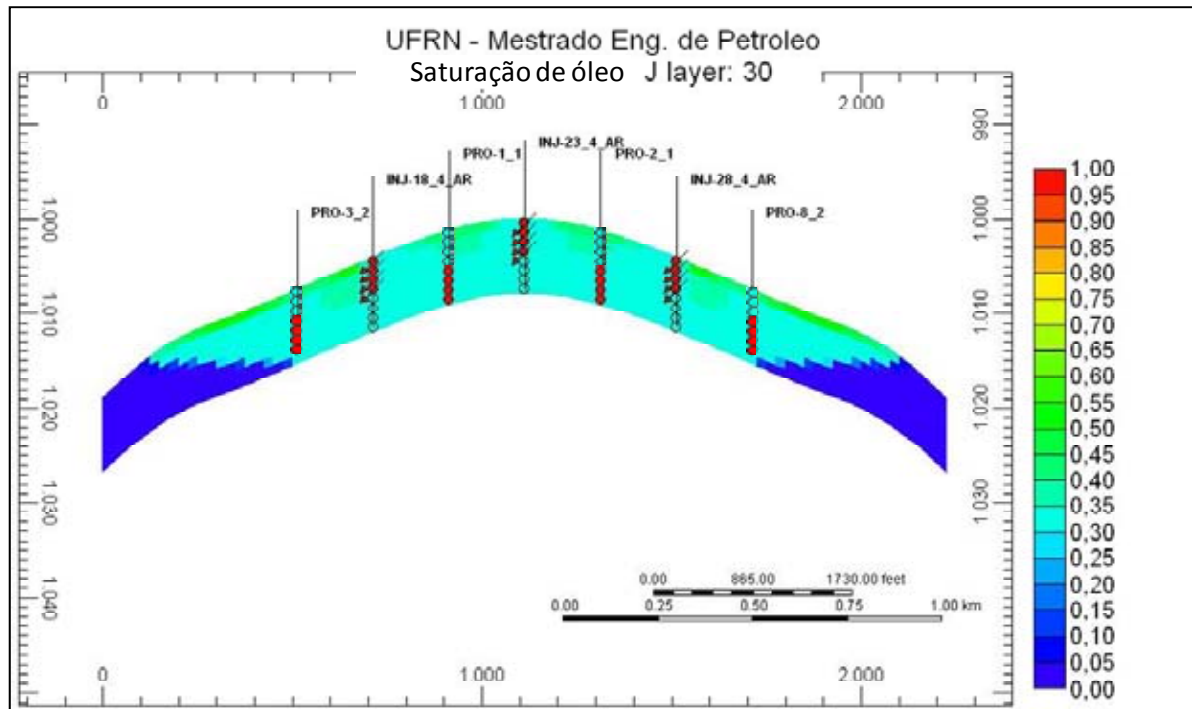




**Figura 5.5. Configuração dos canhoneados dos poços 3 – Poços produtores de óleo e poços injetores de ar canhoneados na metade superior da espessura vertical com reservatório.**



**Figura 5.6. Configuração dos canhoneados dos poços 4 – Poços produtores de óleo e poços injetores de ar canhoneados na metade inferior da espessura vertical com reservatório.**



**Figura 5.7. Configuração dos canhoneados dos poços 5 – Poços produtores de óleo canhoneados na metade inferior e poços injetores de ar canhoneados na metade superior da espessura vertical com reservatório.**

Os intervalos e os níveis em que os parâmetros operacionais foram analisados encontram-se resumidos na Tabela 5.1.

**Tabela 5.1. Intervalos e níveis dos parâmetros operacionais estudados.**

Parâmetros	Níveis				
	(-2)	(-1)	(0)	(+1)	(+2)
Vz. de injeção de ar/pç. (m <sup>3</sup> std/d)	5000,0	10000,0	-	25000,0	50000,0
Concentração de oxigênio (%)	21,0	-	-	-	50,0
Esquema de injeção de ar	1	-	-	-	2
Configuração dos canhoneados	1	2	3	4	5

### 5.1.1. Identificação dos parâmetros operacionais significativos

A influência dos quatro parâmetros operacionais descritos acima sobre o fator de recuperação ao final da aplicação do processo de combustão *in-situ* (HPAI) como método de recuperação avançada de petróleo foi avaliada com base nos resultados das simulações efetuadas para os três modelos de reservatório selecionados.

O modelo de reservatório RES\_1 é caracterizado por ser o de menor espessura porosa com óleo, por conter o óleo mais pesado e por registrar o menor fator de recuperação em

condição madura, ou seja, ao final do emprego do processo de injeção de água, entre os três modelos em estudo. O modelo de reservatório RES\_3 apresenta a maior espessura porosa com óleo, o óleo mais leve e correspondentemente o maior FR, enquanto que o modelo de reservatório RES\_2 apresenta propriedades e resultados intermediários. A Tabela 5.2 sumariza as principais propriedades desses modelos e o fator de recuperação obtido ao final da aplicação do processo de injeção de água (em 31/12/2038).

**Tabela 5.2. Reservatórios selecionados para o estudo do processo de combustão *in-situ* – FR pós-injeção de água.**

Reservatório	h_res (m)	Permi_h (mD)	kv_kh (%)	Grau_API	S <sub>wi</sub> (fração)	S <sub>or</sub> (fração)	n_o	Aquífero (r <sub>eD</sub> )	FR (%)
RES_1	4,0	50,0	10,0	28,7	0,45	0,35	3,5	3,0	18,67
RES_2	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,30	2,5	20,0	46,40
RES_3	12,0	800,0	1,0	45,2	0,25	0,25	1,5	infinito	65,22

No caso particular do modelo de reservatório RES\_3, com o objetivo de reduzir-se o tempo computacional, as simulações do processo de combustão *in-situ* foram efetuadas considerando apenas 1/4 do modelo original, utilizando-se da sua total simetria nas direções norte-sul e leste-oeste. Os volumes originais e finais produzidos para todos os fluidos foram rigorosamente averiguados e os índices dos poços e demais propriedades adequadamente ajustados de modo a representar fielmente a situação do reservatório ao final do emprego da injeção de água.

As Tabelas 5.3, 5.4 e 5.5 mostram os resultados de 21 das 80 simulações realizadas, para cada modelo de reservatório, da aplicação do processo de combustão *in-situ* (HPAI) após a injeção de água para um período máximo de mais 10 anos de produção (até 31/12/2048). Esses resultados encontram-se listados em ordem decrescente segundo o fator de recuperação, sendo que as simulações destacadas em amarelo correspondem àquelas que registraram o maior valor, o valor intermediário e o menor valor para o FR. O volume de óleo *in place* informado na Tabela 5.5 corresponde ao do modelo integral do reservatório RES\_3. Os resultados de todas as simulações realizadas nessa etapa encontram-se sumarizados no Apêndice B.

Tabela 5.3. FR – Processo de combustão *in-situ* – RES\_1.

	Simulação	Qinj_ar/pç (m <sup>3</sup> std/d)	%O <sub>2</sub>	Esquema inj. ar	Conf. canhoneados	VOIP (Mm <sup>3</sup> std)	FR (%)
<b>Maiores FR</b>	36	50000,0	50,0	1	1	396,369	20,89
	26	25000,0	50,0	1	1	396,369	20,72
	16	10000,0	50,0	1	1	396,369	20,32
	37	50000,0	50,0	1	2	396,369	20,31
	39	50000,0	50,0	1	4	396,369	20,31
	28	25000,0	50,0	1	3	396,369	20,27
	6	5000,0	50,0	1	1	396,369	20,24
	29	25000,0	50,0	1	4	396,369	20,23
	30	25000,0	50,0	1	5	396,369	20,22
	27	25000,0	50,0	1	2	396,369	20,22
	25	25000,0	21,0	1	5	396,369	19,49
<b>Menores FR</b>	55	10000,0	21,0	2	5	396,369	19,26
	62	25000,0	21,0	2	2	396,369	19,20
	72	50000,0	21,0	2	2	396,369	19,18
	71	50000,0	21,0	2	1	396,369	19,16
	63	25000,0	21,0	2	3	396,369	19,15
	64	25000,0	21,0	2	4	396,369	19,14
	73	50000,0	21,0	2	3	396,369	19,14
	65	25000,0	21,0	2	5	396,369	19,08
	74	50000,0	21,0	2	4	396,369	19,07
	75	50000,0	21,0	2	5	396,369	18,97

Tabela 5.4. FR – Processo de combustão *in-situ* – RES\_2.

	Simulação	Qinj_ar/pç (m <sup>3</sup> std/d)	%O <sub>2</sub>	Esquema inj. ar	Conf. caneados	VOIP (Mm <sup>3</sup> std)	FR (%)
<b>Maiores FR</b>	37	50000,0	50,0	1	2	1221,044	46,88
	38	50000,0	50,0	1	3	1221,044	46,86
	36	50000,0	50,0	1	1	1221,044	46,84
	77	50000,0	50,0	2	2	1221,044	46,80
	76	50000,0	50,0	2	1	1221,044	46,80
	78	50000,0	50,0	2	3	1221,044	46,79
	39	50000,0	50,0	1	4	1221,044	46,75
	9	5000,0	50,0	1	4	1221,044	46,75
	8	5000,0	50,0	1	3	1221,044	46,73
	40	50000,0	50,0	1	5	1221,044	46,73
	33	50000,0	21,0	1	3	1221,044	46,57
<b>Menores FR</b>	64	25000,0	21,0	2	4	1221,044	46,47
	14	10000,0	21,0	1	4	1221,044	46,47
	44	5000,0	21,0	2	4	1221,044	46,47
	75	50000,0	21,0	2	5	1221,044	46,47
	54	10000,0	21,0	2	4	1221,044	46,47
	25	25000,0	21,0	1	5	1221,044	46,47
	65	25000,0	21,0	2	5	1221,044	46,47
	45	5000,0	21,0	2	5	1221,044	46,47
	15	10000,0	21,0	1	5	1221,044	46,47
	55	10000,0	21,0	2	5	1221,044	46,47

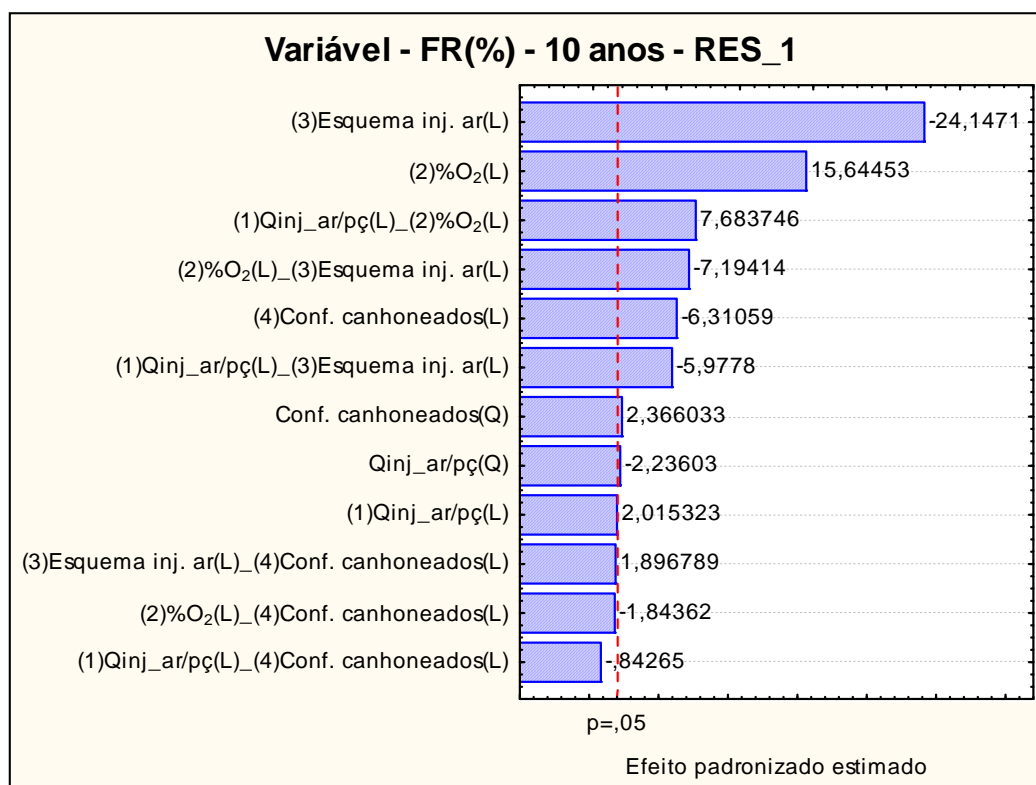
Tabela 5.5. FR – Processo de combustão *in-situ* – RES\_3.

	Simulação	Qinj_ar/pç (m <sup>3</sup> std/d)	%O <sub>2</sub>	Esquema inj. ar	Conf. canhoneados	VOIP (Mm <sup>3</sup> std)	FR (%)
<b>Maiores FR</b>	27	25000,0	50,0	1	2	2552,688	66,10
	37	50000,0	50,0	1	2	2552,688	66,07
	32	50000,0	21,0	1	2	2552,688	65,92
	22	25000,0	21,0	1	2	2552,688	65,77
	31	50000,0	21,0	1	1	2552,688	65,75
	36	50000,0	50,0	1	1	2552,688	65,73
	26	25000,0	50,0	1	1	2552,688	65,72
	29	25000,0	50,0	1	4	2552,688	65,69
	33	50000,0	21,0	1	3	2552,688	65,68
	38	50000,0	50,0	1	3	2552,688	65,68
	13	10000,0	21,0	1	3	2552,688	65,36
<b>Menores FR</b>	64	25000,0	21,0	2	4	2552,688	65,23
	45	5000,0	21,0	2	5	2552,688	65,23
	60	10000,0	50,0	2	5	2552,688	65,23
	50	5000,0	50,0	2	5	2552,688	65,23
	70	25000,0	50,0	2	5	2552,688	65,23
	4	5000,0	21,0	1	4	2552,688	65,23
	5	5000,0	21,0	1	5	2552,688	65,23
	9	5000,0	50,0	1	4	2552,688	65,23
	10	5000,0	50,0	1	5	2552,688	65,23
	19	10000,0	50,0	1	4	2552,688	65,23

Segundo os resultados das Tabelas 5.3, 5.4 e 5.5 pode-se observar uma predominância de maiores valores da vazão de injeção de ar por poço (25000,0 m<sup>3</sup> std/d e 50000,0 m<sup>3</sup> std/d) e da concentração de oxigênio (50,0%) nos conjuntos de 10 combinações que registraram os maiores fatores de recuperação dos três modelos analisados. Nota-se também uma influência crescente da configuração dos canhoneados dos poços com o aumento da espessura porosa com óleo do reservatório na medida em que os FR máximos dos modelos RES\_2 e RES\_3 ocorreram com poços produtores canhoneados na metade superior e com poços injetores completados na metade inferior da espessura vertical do reservatório e visto que se verifica uma maior ocorrência dessa configuração entre as combinações com maiores FR do modelo RES\_3 (de maior espessura). Essa configuração tende a permitir um maior tempo de contato entre o oxigênio e o óleo, facilitando a ocorrência das reações químicas, devido a maior distância entre os intervalos injetores e produtores. Da mesma forma, verifica-se uma predominância das configurações com poços produtores canhoneados na metade inferior da

espessura vertical do reservatório nos conjuntos de 10 combinações de menores FR dos modelos RES\_2 e RES\_3. De acordo com essas observações, conclui-se que, para os casos avaliados, em um contexto de reservatório maduro pós-injeção de água, onde o óleo remanescente concentra-se nas porções mais altas do reservatório, a distribuição da saturação de óleo tem um papel mais importante que a natural tendência de segregação gravitacional dos gases na definição da configuração dos canhoneados dos poços. Quanto ao esquema de injeção, as combinações com FR máximo estão associadas à malha de injeção de ar tipo *five spot* nos três modelos.

As Figuras 5.8, 5.9 e 5.10 apresentam os diagramas de Pareto para os quatro parâmetros operacionais analisados tendo o FR como variável resposta. Nos diagramas podem ser visualizados, em ordem decrescente, os efeitos padronizados estimados, que correspondem à razão entre os efeitos estimados e o desvio padrão, dos parâmetros e suas interações para um intervalo de confiança de 95,0%. O planejamento composto central efetuado considerou termos lineares (L) e quadráticos (Q) dos efeitos principais e interações de segunda ordem (entre dois fatores). Os termos quadráticos são observados nos fatores avaliados em mais de dois níveis (no caso, vazão de injeção de ar por poço e configuração dos canhoneados dos poços) e são responsáveis pela curvatura da superfície de resposta. Os diagramas de Pareto e as superfícies de resposta foram obtidos com o auxílio do aplicativo Statistica 7.0 (StatSoft).



**Figura 5.8. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais – RES\_1.**

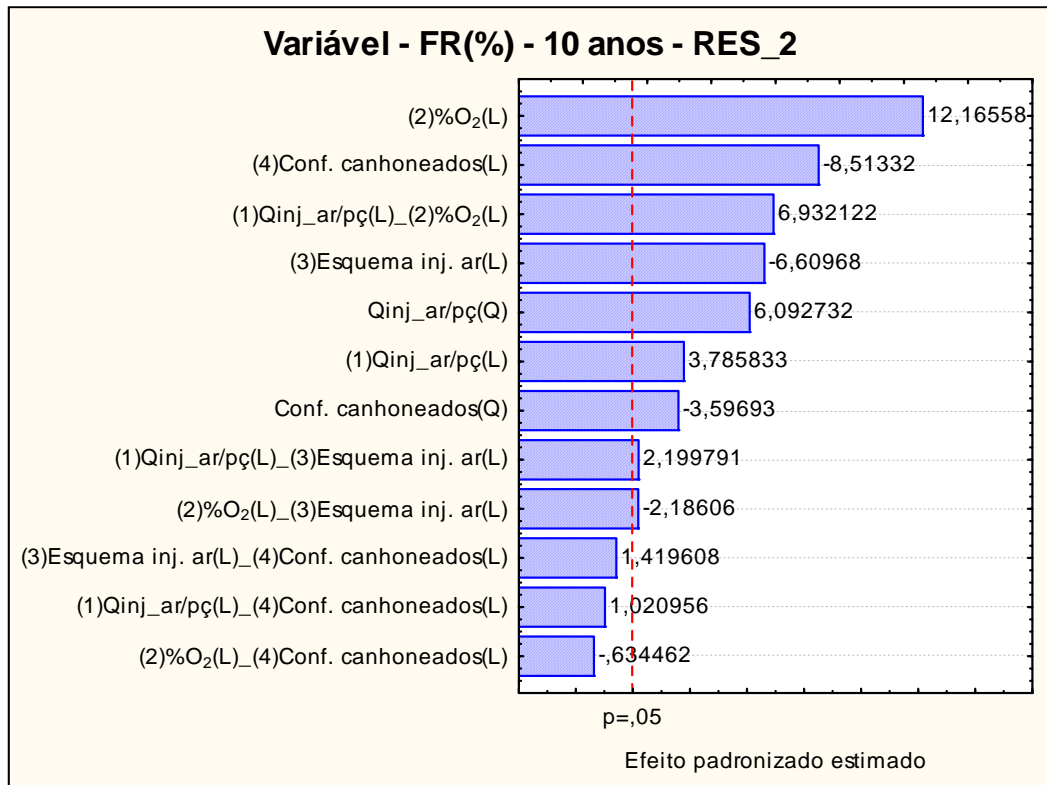


Figura 5.9. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais – RES\_2.

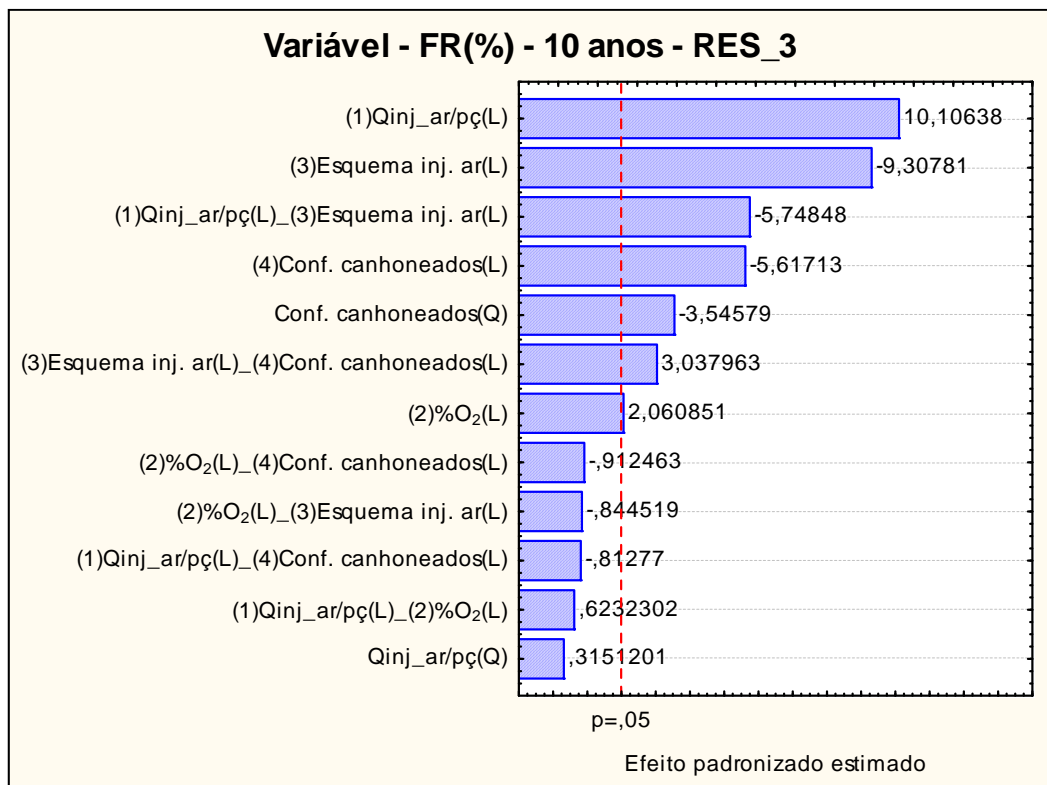


Figura 5.10. Diagrama de Pareto – Parâmetros operacionais – RES\_3.



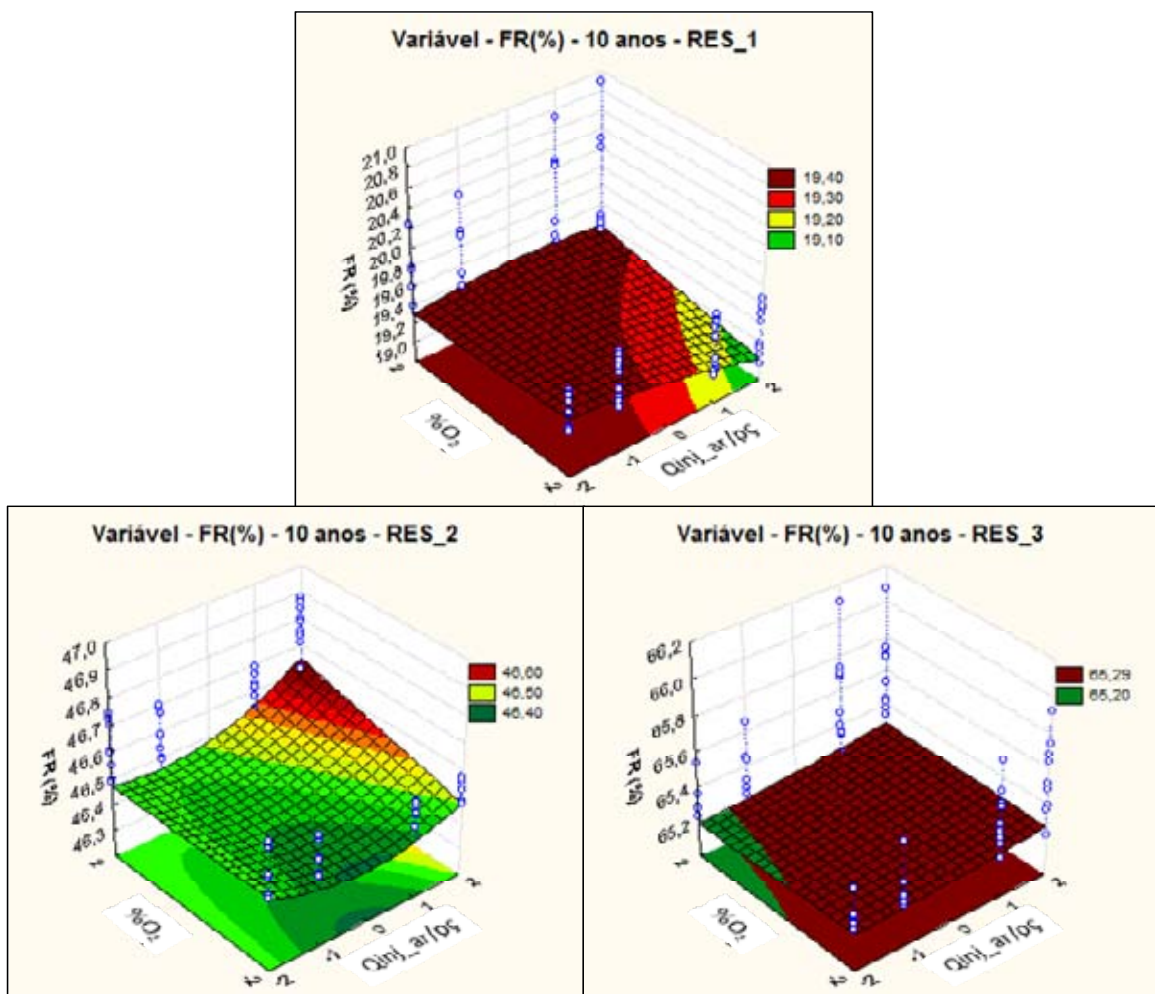
Analisando os diagramas das Figuras 5.8, 5.9 e 5.10 pode-se observar que os fatores vazão de injeção de ar por poço, concentração de oxigênio no gás injetado, esquema de injeção de ar e configuração dos canhoneados dos poços são estatisticamente significativos nos três modelos em estudo. O esquema de injeção de ar é o parâmetro de maior influência no FR do modelo RES\_1, enquanto que a concentração de oxigênio e a vazão de injeção de ar por poço são as que têm maior impacto sobre o FR dos modelos RES\_2 e RES\_3, respectivamente. Nota-se também que, para os três modelos, os efeitos da concentração de oxigênio são positivos, o que implica em um incremento no FR quando esse fator passa do seu valor mínimo (21,0%) para o seu valor máximo (50,0%). Esse aumento pode ser justificado pela maior quantidade de oxigênio disponível para a ocorrência das reações químicas com o óleo para uma mesma vazão de gás injetado. Contrariamente, observa-se que o parâmetro esquema de injeção de ar apresenta efeito negativo nos três modelos, o que significa uma diminuição no FR quando a malha de injeção de ar passa de *five spot* para em linhas diretas. Essa redução provavelmente está associada a uma menor quantidade de poços produtores existentes nesse último esquema. Adicionalmente nota-se que em todos os modelos há pelo menos uma interação com significância envolvendo os parâmetros vazão de injeção de ar por poço e esquema de injeção de ar, enquanto que as interações do parâmetro configuração dos canhoneados dos poços com os parâmetros vazão de injeção de ar por poço ou concentração de oxigênio não são estatisticamente significativos em nenhum dos modelos.

### 5.1.2. Análise das interações entre os parâmetros operacionais

As interações de segunda ordem entre os parâmetros operacionais, para os três modelos de reservatório selecionados (RES\_1, RES\_2 e RES\_3), foram analisadas mais detalhadamente com o auxílio da metodologia de superfície de resposta, a qual permite identificar em que níveis dos dois parâmetros observam-se os maiores e menores fatores de recuperação.

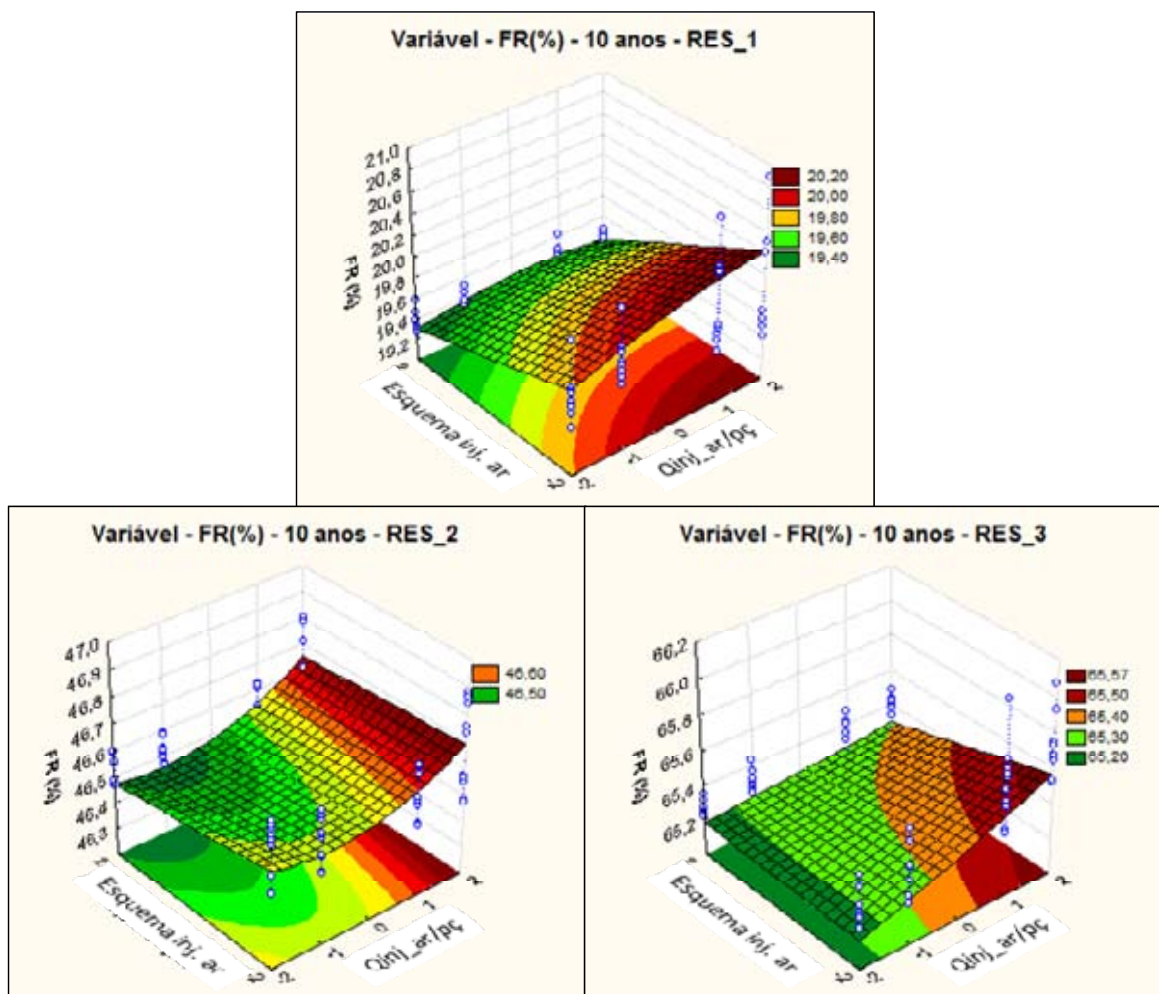
A Figura 5.11 mostra as superfícies de resposta da interação entre a vazão de injeção de ar por poço e a concentração de oxigênio sobre o fator de recuperação. Os parâmetros operacionais esquema de injeção de ar e configuração dos canhoneados dos poços foram mantidos nos seus níveis máximos. De acordo com os diagramas de Pareto, essa interação é significativa apenas nos modelos RES\_1 e RES\_2. Pode ser observado que com a combinação dos níveis máximos da vazão de injeção de ar por poço e da concentração de oxigênio tem-se a maximização da resposta nos modelos RES\_1 e RES\_2, obtendo-se recuperações de óleo

em torno de 19,40% e 46,65%, respectivamente. No modelo RES\_1, bons resultados quanto ao FR também são obtidos para valores mais baixos da vazão de injeção de ar por poço em ambos os níveis de concentração de oxigênio. No caso particular do modelo RES\_3, os valores máximos para o FR, de aproximadamente 65,35%, quase que independem da concentração de oxigênio, o que vai ao encontro da informação obtida através do diagrama de Pareto, que revelou que esse fator é o menos significativo nesse modelo. No modelo RES\_1, menores valores de FR, em torno de 19,0%, são obtidos com a concentração de oxigênio em seu nível mínimo e a vazão de injeção de ar por poço em seu nível máximo, o que pode indicar situações de *breakthrough* de gás antecipado. No modelo RES\_2, ao contrário do observado no modelo RES\_1, a região de menor FR, em torno de 46,40%, ocorre para o menor nível da concentração de oxigênio, porém, associado a valores intermediários da vazão de injeção de ar por poço. Para o modelo RES\_3, os FR mínimos, de aproximadamente 65,20%, quase que independem dos valores da concentração de oxigênio.



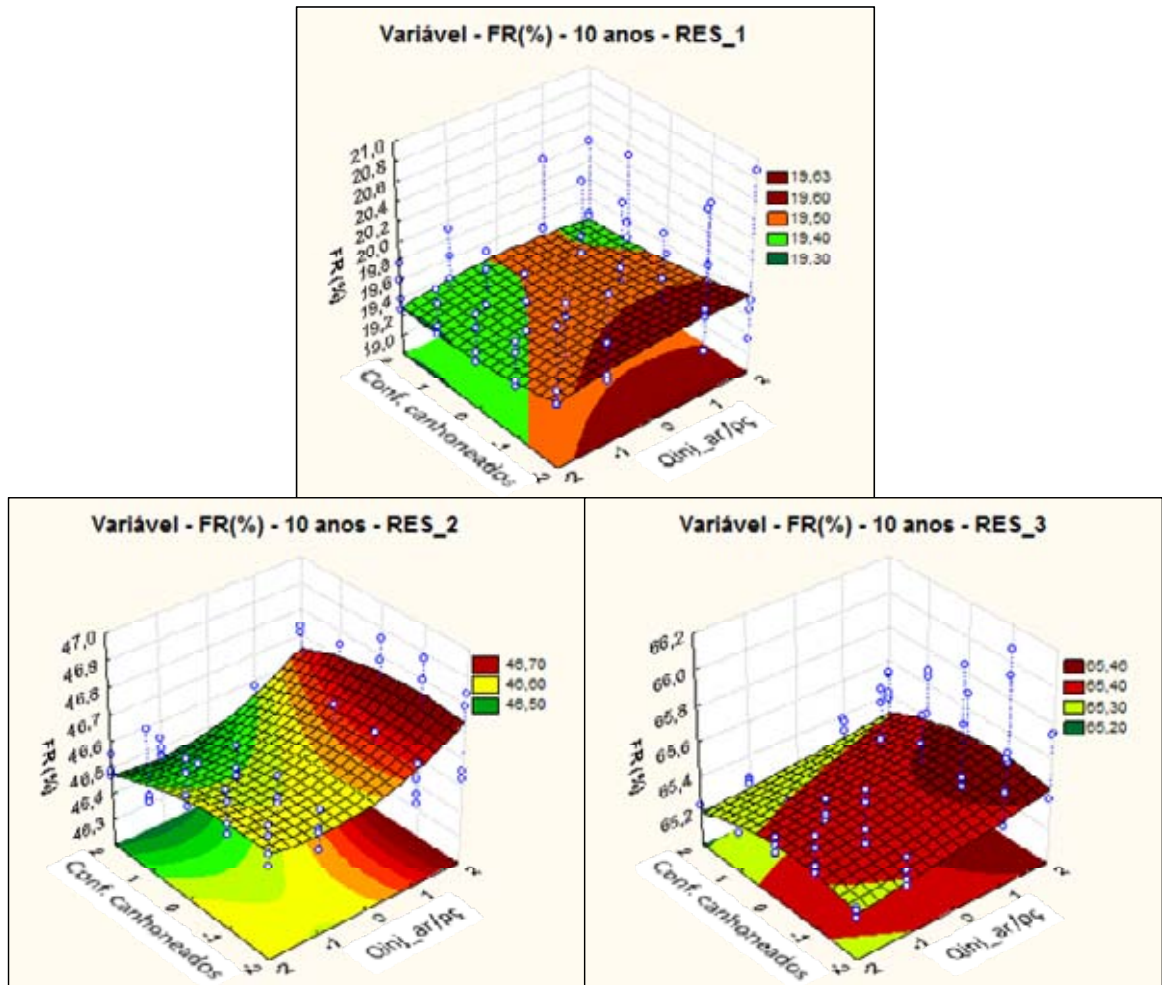
**Figura 5.11. Superfície de resposta – Interação entre a vazão de injeção de ar por poço e a concentração de oxigênio – RES\_1, RES\_2 e RES\_3.**

A Figura 5.12 mostra as superfícies de resposta da interação entre a vazão de injeção de ar por poço e o esquema de injeção de ar sobre o fator de recuperação. Os parâmetros operacionais concentração de oxigênio e configuração dos canhoneados dos poços foram mantidos nos seus níveis máximos. De acordo com os diagramas de Pareto, essa interação é significativa nos três modelos em questão. Pela análise dos gráficos, observa-se que os FR máximos, de aproximadamente 20,20%, 46,70% e 65,60% para os modelos RES\_1, RES\_2 e RES\_3, respectivamente, são alcançados nas combinações entre o nível máximo da vazão de injeção de ar por poço e o nível mínimo do esquema de injeção de ar (*five spot*). No modelo RES\_2 resultados relativamente bons no que diz respeito ao FR também são obtidos com o esquema de injeção de ar com malha em linhas diretas. Os FR mínimos ocorrem nas combinações que envolvem o esquema de injeção de ar com malha em linhas diretas com baixos valores da vazão de injeção de ar por poço (iguais ou próximos ao nível mínimo). A área onde o FR do modelo RES\_3 é mínimo não depende do esquema de injeção ar.



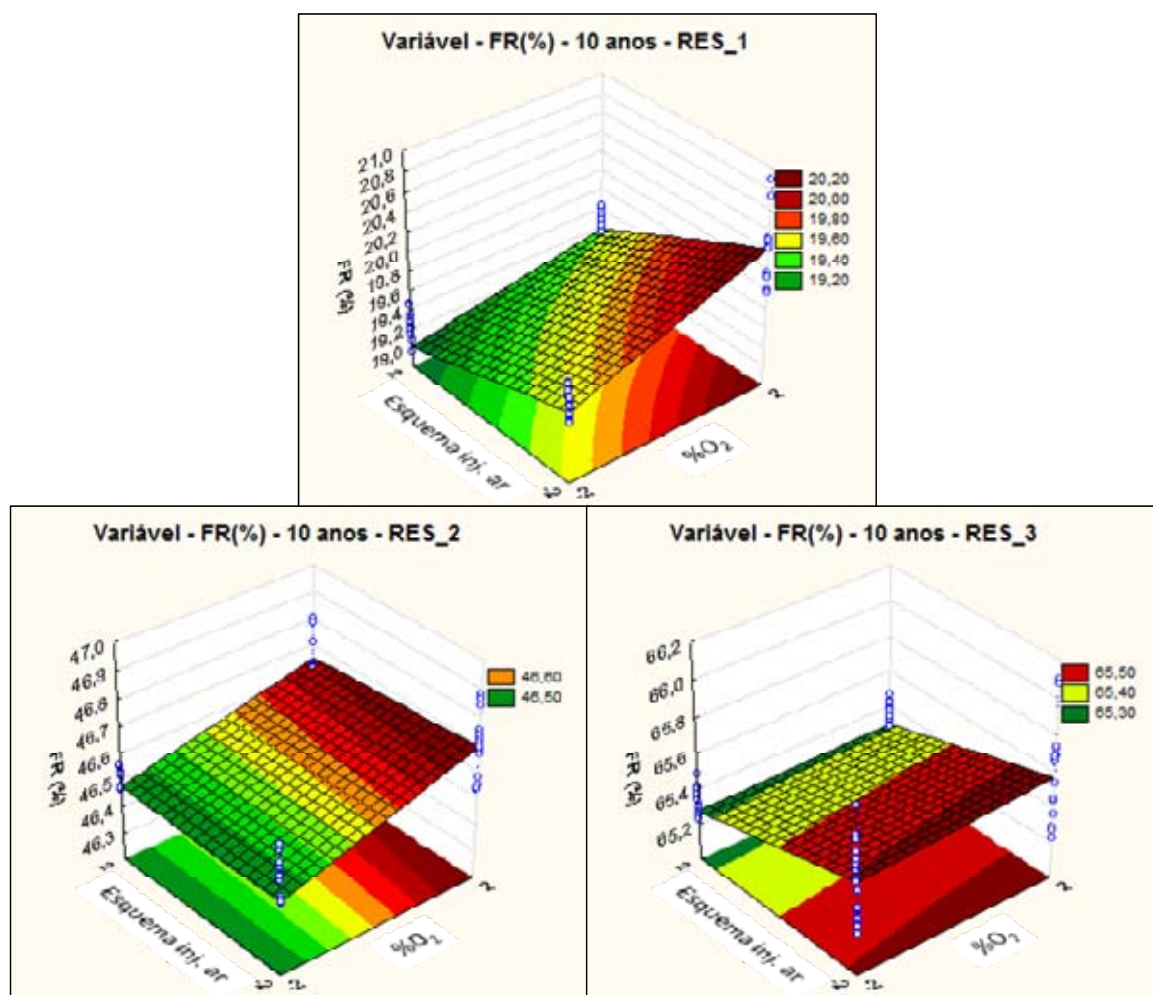
**Figura 5.12. Superfície de resposta – Interação entre a vazão de injeção de ar por poço e o esquema de injeção de ar – RES\_1, RES\_2 e RES\_3.**

A Figura 5.13 mostra as superfícies de resposta da interação entre a vazão de injeção de ar por poço e a configuração dos canhoneados dos poços sobre o fator de recuperação. Os parâmetros operacionais concentração de oxigênio e esquema de injeção de ar foram mantidos nos seus níveis máximos. De acordo com os diagramas de Pareto, essa interação não é significativa em nenhum dos três modelos. Pelos gráficos nota-se que nos modelos RES\_2 e RES\_3 tem-se a maximização da resposta com a combinação de maiores valores da vazão de injeção de ar por poço, iguais ou próximos ao nível máximo, com as configurações dos canhoneados dos poços nos níveis (0) e (-1), onde os poços produtores encontram-se completados na metade superior da espessura vertical com reservatório. Nesses casos as recuperações de óleo alcançam valores em torno de 46,75%, e 65,50% respectivamente. Essa configuração de completação dos poços favorece o aumento do FR visto que normalmente as maiores saturações de óleo localizam-se nas porções superiores do reservatório ao final da aplicação do processo de injeção de água. No caso particular do modelo RES\_1, os valores máximos para o FR, de aproximadamente 19,60%, ocorrem nos níveis mais baixos do fator configuração dos canhoneados dos poços, (-1) e (-2), e quase que independem do parâmetro vazão de injeção de ar por poço. No modelo RES\_2 os menores FR ocorrem em situações de baixa vazão de injeção de ar por poço conjuntamente com a configuração dos canhoneados dos poços no seu nível máximo (poços produtores de óleo canhoneados na metade inferior e poços injetores de ar canhoneados na metade superior). Situação semelhante é observada no modelo RES\_3, porém, nesse caso, menores FR também são observados com a configuração de canhoneados dos poços em seu nível mínimo (poços produtores de óleo e poços injetores de ar canhoneados em toda a espessura vertical com reservatório). O FR mínimo para o modelo RES\_1 ocorre com o nível mínimo da vazão de injeção de ar por poço associado ao nível (+1) da configuração dos canhoneados dos poços, ou seja, com poços produtores de óleo e poços injetores de ar completados na metade inferior da espessura vertical com reservatório.



**Figura 5.13. Superfície de resposta – Interação entre a vazão de injeção de ar por poço e a configuração dos canhoneados dos poços – RES\_1, RES\_2 e RES\_3.**

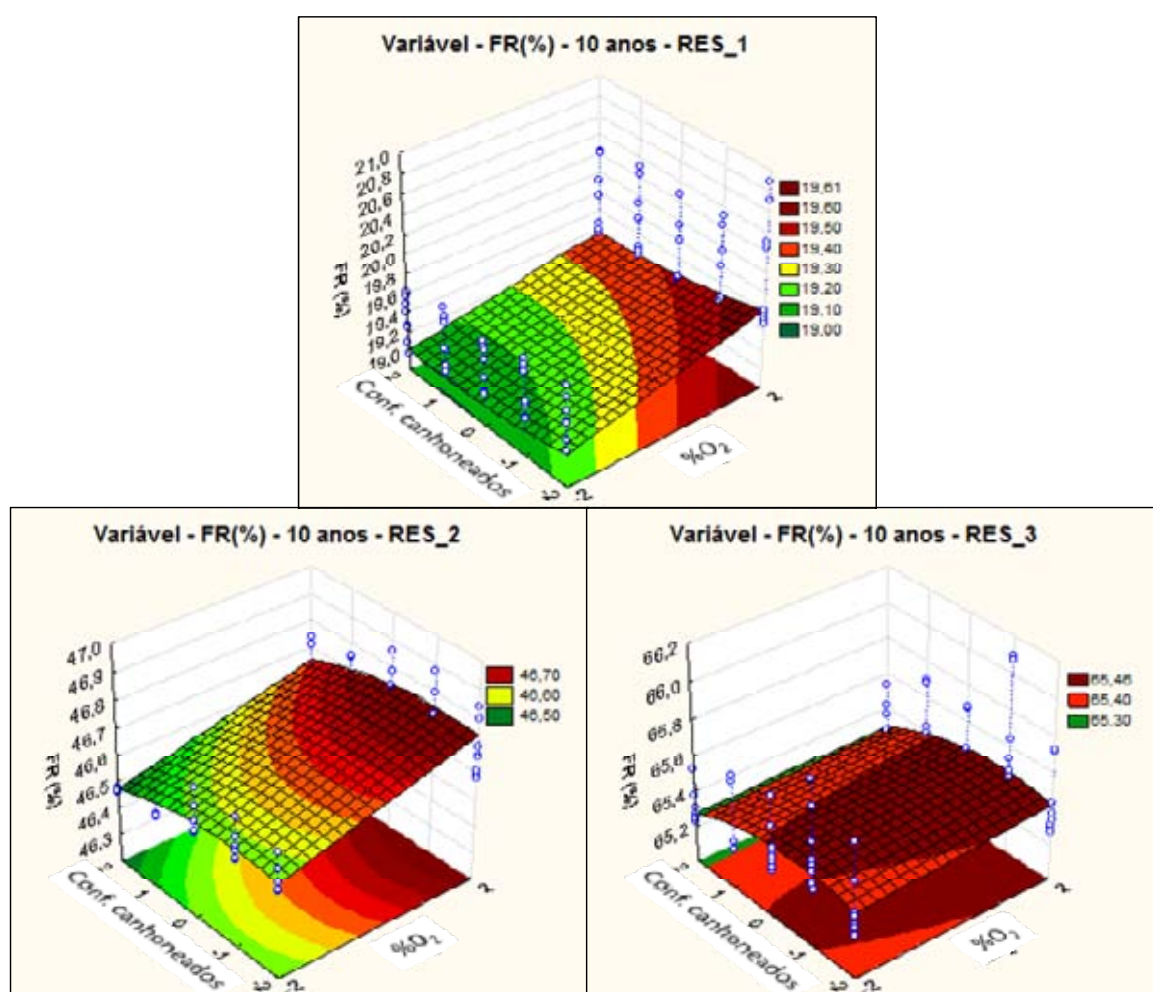
A Figura 5.14 mostra as superfícies de resposta da interação entre a concentração de oxigênio e o esquema de injeção de ar sobre o fator de recuperação. Os parâmetros operacionais vazão de injeção de ar por poço e configuração dos canhoneados dos poços foram mantidos nos seus níveis máximos. De acordo com os diagramas de Pareto, essa interação é significativa apenas nos modelos RES\_1 e RES\_2. Para os modelos RES\_1 e RES\_2 nota-se que os maiores FR, em torno de 20,20% e 46,70% respectivamente, são obtidos sempre com a concentração de oxigênio no seu nível máximo e com o esquema de injeção de ar no seu nível mínimo (*five spot*), porém, no caso particular do modelo RES\_2, bons resultados em termos de FR também são observados com a combinação dos níveis máximos da concentração de oxigênio e do esquema de injeção de ar (malha em linhas diretas). No modelo RES\_3, ao contrário, os maiores FR, de aproximadamente 65,60%, ocorrem sempre com o esquema de injeção de ar no nível mínimo (*five spot*) e que esse valor quase que independe da concentração de oxigênio, o que confirma a observação que se tem com base no diagrama de Pareto de que esse último fator é o menos significativo.



**Figura 5.14. Superfície de resposta – Interação entre a concentração de oxigênio e o esquema de injeção de ar – RES\_1, RES\_2 e RES\_3.**

A Figura 5.15 mostra as superfícies de resposta da interação entre a concentração de oxigênio e a configuração dos canhoneados dos poços sobre o fator de recuperação. Os parâmetros operacionais vazão de injeção de ar por poço e esquema de injeção de ar foram mantidos nos seus níveis máximos. De acordo com os diagramas de Pareto, essa interação não é significativa em nenhum dos três modelos. Para os modelos RES\_1 e RES\_2 nota-se que os maiores FR, em torno de 19,60% e 46,75% respectivamente, são obtidos sempre com a concentração de oxigênio no seu nível máximo. No modelo RES\_1, porém, os valores máximos do FR ocorrem associados ao nível mínimo da configuração dos canhoneados dos poços, ou seja, com poços produtores e poços injetores de ar completados em toda a espessura vertical com reservatório, enquanto que no modelo RES\_2 os maiores FR estão associados às combinações com as configurações dos canhoneados dos poços nos níveis (0) e (-1), onde os poços produtores encontram-se completados na metade superior. Fato semelhante ocorre no modelo RES\_3, contudo, o FR máximo é alcançado para qualquer dos dois valores considerados para a concentração de oxigênio. Da mesma forma, os menores valores para o

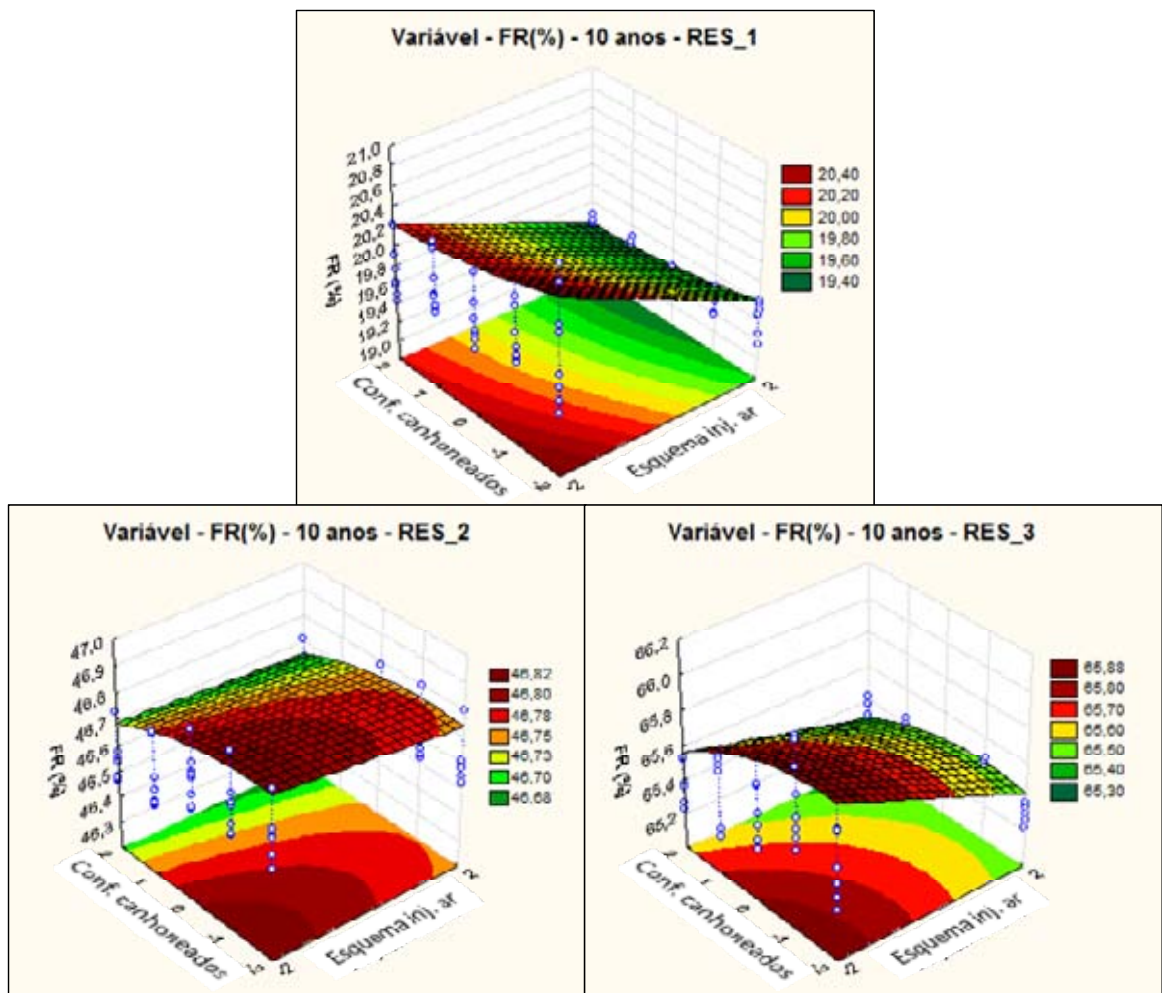
FR nos modelos RES\_1 e RES\_2 ocorrem sempre com a concentração de oxigênio no seu nível mínimo. No modelo RES\_1, porém, esses valores estão associados à configuração dos canhoneados dos poços no nível (+1), com poços produtores e poços injetores de ar canhoneados na metade inferior, diferentemente do observado nos modelos RES\_2 e RES\_3, onde os FR mínimos são registrados com a configuração dos canhoneados dos poços no nível máximo (com poços produtores canhoneados na metade inferior e poços injetores de ar canhoneados na metade superior). No modelo RES\_3, novamente, o FR mínimo é obtido para qualquer valor da concentração de oxigênio dentro do intervalo analisado.



**Figura 5.15. Superfície de resposta – Interação entre a concentração de oxigênio e a configuração dos canhoneados dos poços – RES\_1, RES\_2 e RES\_3.**

A Figura 5.16 mostra as superfícies de resposta da interação entre o esquema de injeção de ar e a configuração dos canhoneados dos poços sobre o fator de recuperação. Os parâmetros operacionais vazão de injeção de ar por poço e concentração de oxigênio foram mantidos nos seus níveis máximos. De acordo com os diagramas de Pareto, essa interação é significativa apenas no modelo RES\_3. Pelos gráficos observa-se que os maiores valores do

FR para os três modelos ocorrem com o esquema de injeção de ar em seu nível mínimo (*five spot*). Para o modelo RES\_1, o FR máximo é obtido com a configuração dos canhoneados dos poços no nível mínimo (poços produtores e poços injetores de ar canhoneados em toda a espessura vertical com reservatório), enquanto que para os modelos RES\_2 e RES\_3 o maior FR é alcançado com a configuração dos canhoneados dos poços no nível (-1), ou seja, com poços produtores canhoneados na metade superior e poços injetores de ar canhoneados na metade inferior. Da mesma forma, tem-se que os menores valores do FR para os três modelos ocorrem com o esquema de injeção de ar em seu nível máximo (malha em linhas diretas) associados ao nível máximo da configuração dos canhoneados dos poços, ou seja, com poços produtores canhoneados na metade inferior e poços injetores de ar canhoneados na metade superior da espessura vertical com reservatório.



**Figura 5.16. Superfície de resposta – Interação entre o esquema de injeção de ar e a configuração dos canhoneados dos poços – RES\_1, RES\_2 e RES\_3.**



### 5.1.3. Comparativo dos modelos RES\_1, RES\_2 e RES\_3 pós-injeção de água

Este item apresenta uma comparação entre a aplicação do processo de combustão *in-situ* (HPAI) como método de recuperação avançada de petróleo e a manutenção da injeção de água no período final de produção do reservatório, entre 01/01/2039 e 31/12/2048, para os modelos RES\_1, RES\_2 e RES\_3. As Tabelas 5.6, 5.7 e 5.8 apresentam um resumo comparativo dos fatores de recuperação obtidos em diversos casos. Os valores de  $\Delta FR$  correspondem à diferença entre o FR registrado em cada um desses casos, até 31/12/2048, e o FR obtido com a aplicação da injeção de água até 31/12/2038.

**Tabela 5.6. FR – Comparativo dos métodos de inj. água e de combustão *in-situ* – RES\_1.**

Método	Data final (máximo)	FR (%)	$\Delta FR$ (p.p.)
Injeção de água	31/12/2038	18,67	-
Injeção de água	31/12/2048	20,20	1,53
Sem injeção de fluidos – água/ar (pós-inj. água)	31/12/2048	19,28	0,61
CIS (pós-inj. água) – FR menor	31/12/2048	18,97	0,30
CIS (pós-inj. água) – FR intermediário	31/12/2048	19,49	0,82
CIS (pós-inj. água) – FR maior	31/12/2048	20,89	2,22

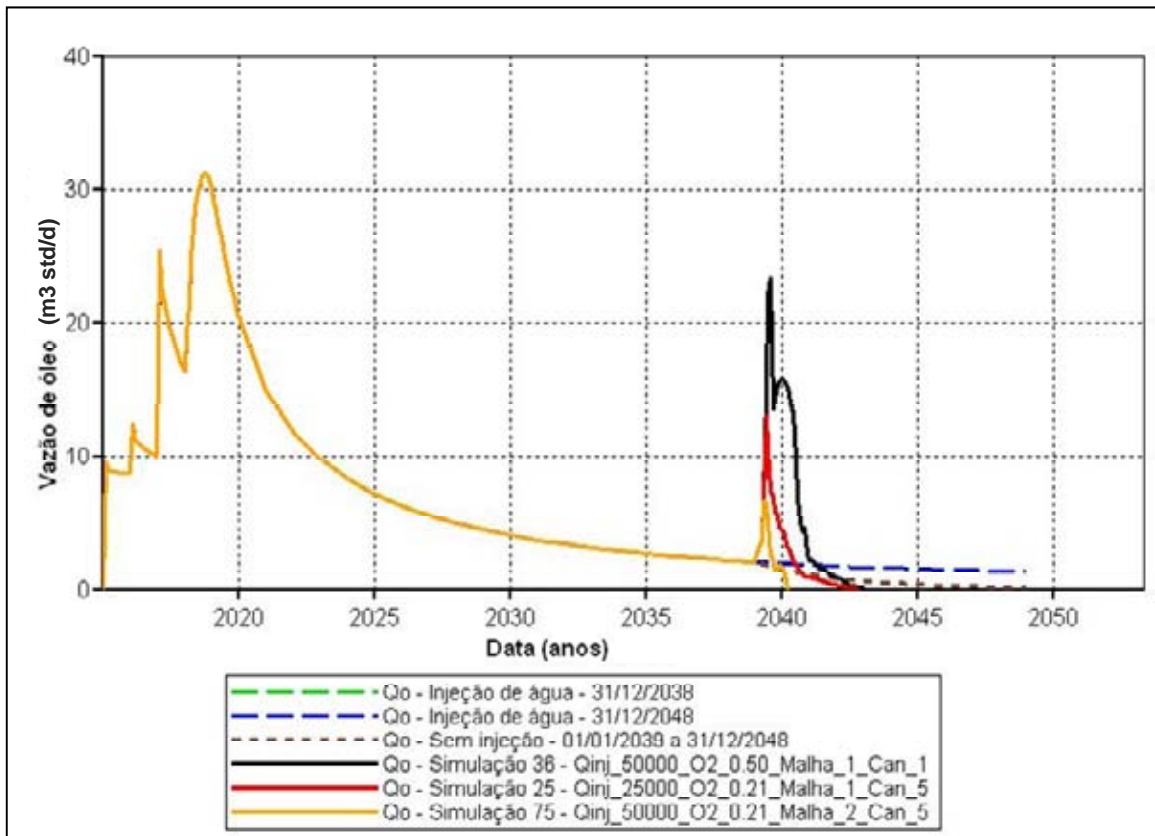
**Tabela 5.7. FR – Comparativo dos métodos de inj. água e de combustão *in-situ* – RES\_2.**

Método	Data final (máximo)	FR (%)	$\Delta FR$ (p.p.)
Injeção de água	31/12/2038	46,40	-
Injeção de água	31/12/2048	47,64	1,24
Sem injeção de fluidos – água/ar (pós-inj. água)	31/12/2048	47,66	1,26
CIS (pós-inj. água) – FR menor	31/12/2048	46,47	0,07
CIS (pós-inj. água) – FR intermediário	31/12/2048	46,57	0,17
CIS (pós-inj. água) – FR maior	31/12/2048	46,88	0,48

**Tabela 5.8. FR – Comparativo dos métodos de inj. água e de combustão *in-situ* – RES\_3.**

Método	Data final (máximo)	FR (%)	$\Delta FR$ (p.p.)
Injeção de água	31/12/2038	65,22	-
Injeção de água	31/12/2048	65,31	0,09
Sem injeção de fluidos – água/ar (pós-inj. água)	31/12/2048	65,34	0,12
CIS (pós-inj. água) – FR menor	31/12/2048	65,23	0,01
CIS (pós-inj. água) – FR intermediário	31/12/2048	65,36	0,14
CIS (pós-inj. água) – FR maior	31/12/2048	66,10	0,88

As Figuras 5.17 a 5.22 mostram as curvas de produção para os três modelos nas seis situações descritas nas Tabelas 5.6, 5.7 e 5.8. As Figuras 5.17, 5.19 e 5.21 correspondem a todo o período de produção do reservatório (de 01/01/2015 a 31/12/2048), enquanto que as Figuras 5.18, 5.20 e 5.22 detalham os 10 anos finais. As curvas de produção para o modelo de reservatório RES\_3 correspondem a apenas 1/4 do modelo original.



**Figura 5.17. Vazão de óleo – 01/01/2015 a 31/12/2048 – RES\_1.**

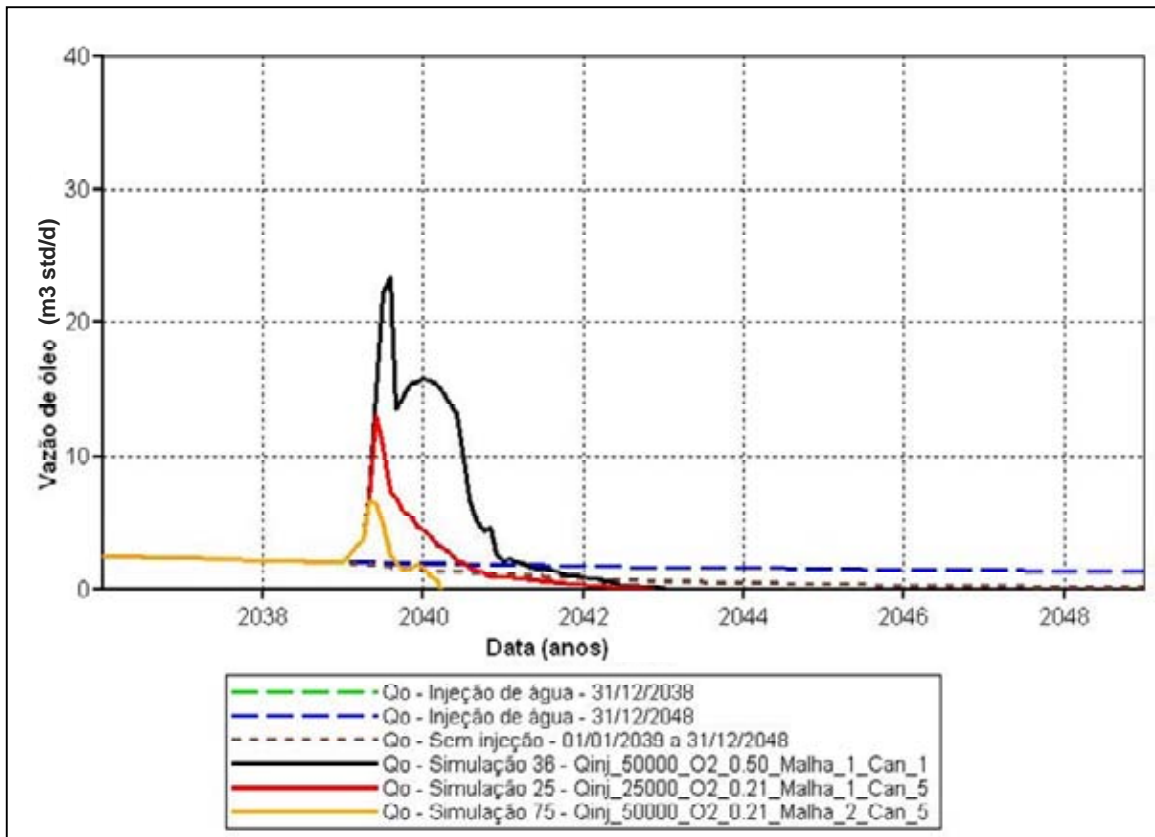


Figura 5.18. Vazão de óleo – 01/01/2039 a 31/12/2048 – RES\_1.

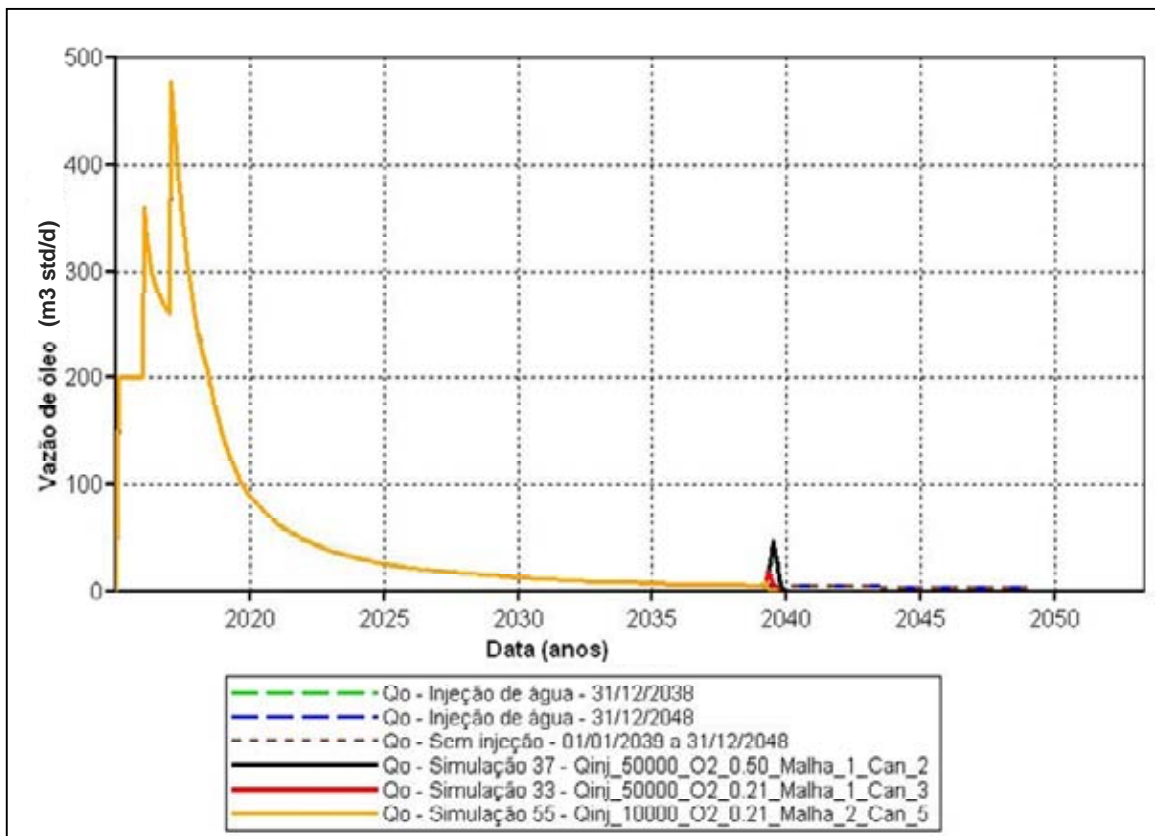


Figura 5.19. Vazão de óleo – 01/01/2015 a 31/12/2048 – RES\_2.

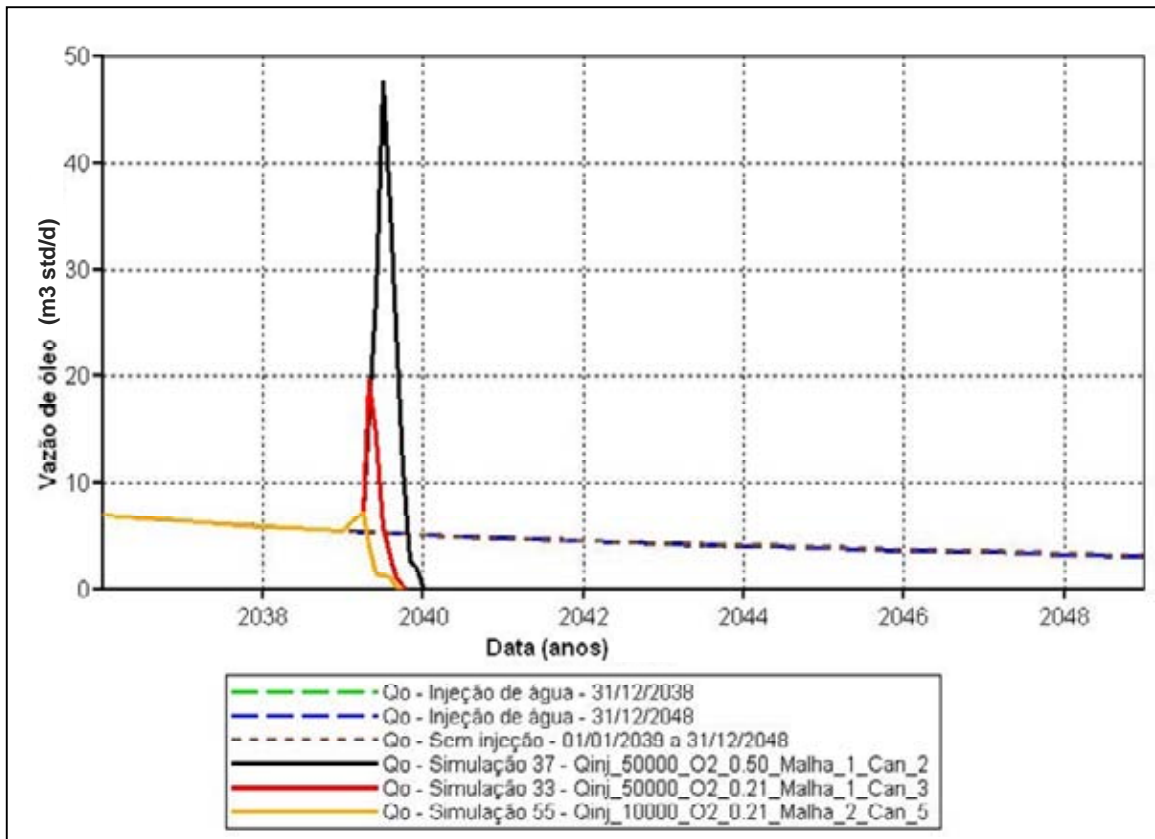


Figura 5.20. Vazão de óleo – 01/01/2039 a 31/12/2048 – RES\_2.

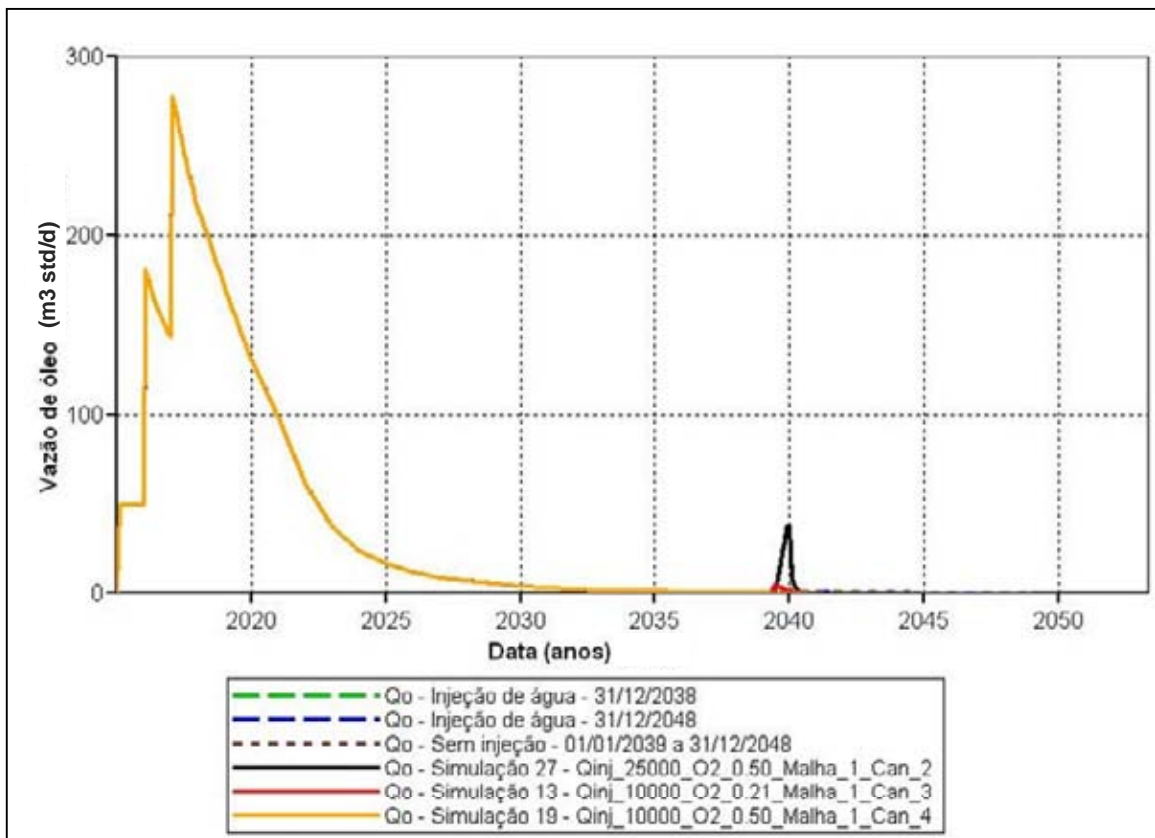
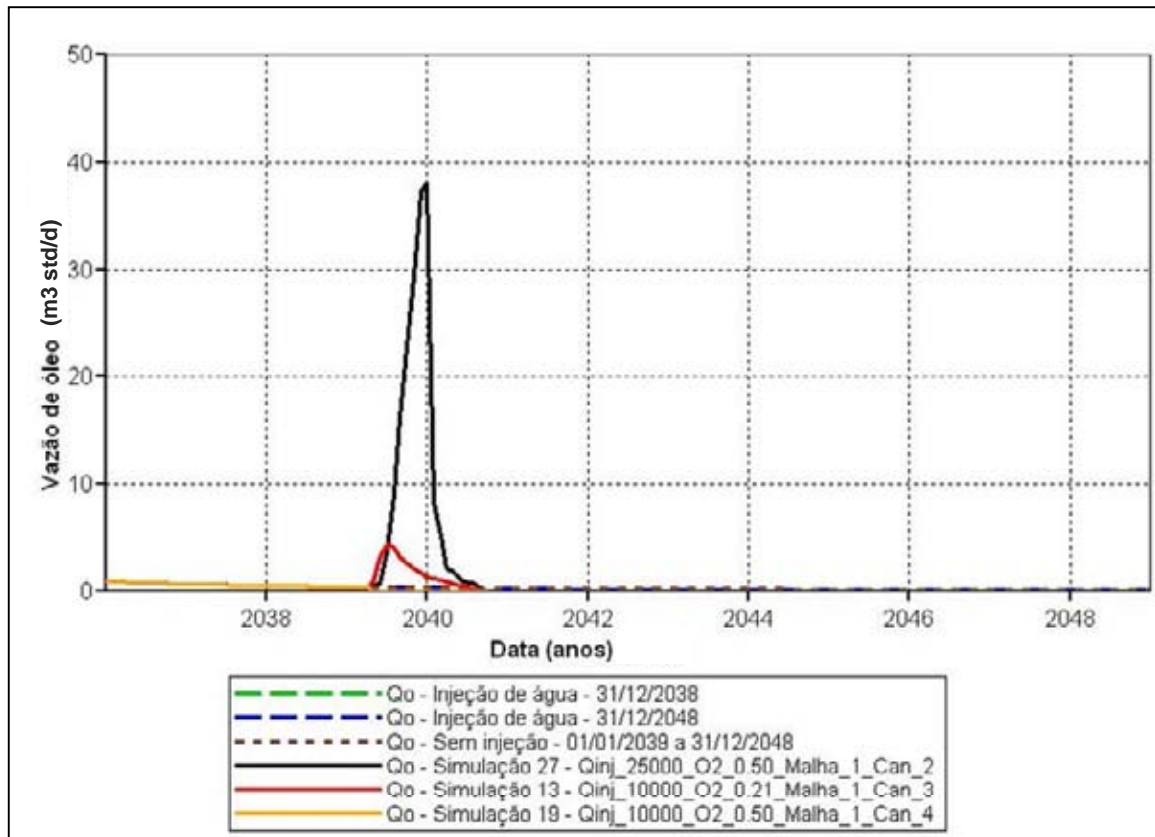


Figura 5.21. Vazão de óleo – 01/01/2015 a 31/12/2048 – RES\_3.



**Figura 5.22. Vazão de óleo – 01/01/2039 a 31/12/2048 – RES\_3.**

Analisando primeiramente o comportamento da aplicação da injeção de água como método de recuperação secundária, com início em 01/01/2018, observa-se um incremento de produção de óleo mais pronunciado no modelo RES\_1 que nos demais, como era de se esperar, em virtude da pouca atuação do aquífero. Os ganhos de produção de óleo nos modelos RES\_2 e RES\_3 evidenciam-se apenas de forma muito sutil por meio da redução do declínio, sendo que nesses dois casos poder-se-ia parar a injeção de água em 31/12/2038 sem grande prejuízo no fator de recuperação. Apesar da aplicação da injeção de água não ser comum em reservatórios com características próximas das dos modelos RES\_2 e, principalmente, RES\_3, o método foi mantido com o objetivo de se avaliar a combustão *in-situ* em reservatórios com maior saturação de água. A influência da presença do aquífero no período integral de produção será analisada posteriormente.

De acordo com os resultados apresentados nas tabelas e nos gráficos acima, os incrementos obtidos para os fatores de recuperação foram baixos e a substituição da injeção de água pelo processo de combustão *in-situ* (HPAI) como método de recuperação avançada pode ser viável apenas em algumas situações específicas, a depender de outras análises complementares de caráter técnico e econômico, o que promoveria o incremento das reservas de óleo para os reservatórios em estudo. Os três modelos de reservatório estudados

apresentaram antecipação da produção de óleo na maioria dos casos, embora apenas os modelos RES\_1 e RES\_3 tenham registrado um fator de recuperação final maior com a aplicação do processo de CIS em substituição à injeção de água.

Nesse ponto do estudo faz-se necessário analisar as causas dos baixos fatores de recuperação incrementais obtidos com a aplicação do processo de combustão *in-situ* (HPAI). Essa análise será feita com base nos resultados das simulações que registraram os maiores FR para os modelos RES\_1 (simulação 36 – Qinj\_50000\_O2\_0.50\_Malha\_1\_Can\_1) e RES\_3 (simulação 27 – Qinj\_25000\_O2\_0.50\_Malha\_1\_Can\_2).

No caso do modelo RES\_1, foram recuperados 51,34% do óleo móvel com a aplicação da injeção de água até 31/12/2038, restando, portanto, ainda um considerável volume desse óleo (48,66%) para ser recuperado pelo processo de combustão *in-situ* (HPAI). Segundo Sarathi (1999), em reservatórios muito delgados, como é o caso do modelo RES\_1, muito calor é perdido para as formações adjacentes, podendo resultar na queda da temperatura para valores abaixo do necessário para sustentar a frente de combustão, o que pode levar à perda de recuperação. No caso em questão, a energia total gerada pelas reações químicas foi de  $5,9248E+14$  J, enquanto que o calor perdido para as formações adjacentes foi de  $4,6402E+14$  J, o que corresponde a uma fração de 78,32%. Essa elevada dissipação de calor provoca a redução nos níveis de temperatura, prejudicando a ocorrência das reações químicas e a recuperação de óleo. Pelas Figuras 5.23, 5.24 e 5.25 observa-se uma queda da temperatura da frente de combustão de aproximadamente  $175^{\circ}\text{C}$ , nos períodos iniciais de aplicação da CIS, para em torno de  $115^{\circ}\text{C}$ , próximo dos instantes finais de produção:

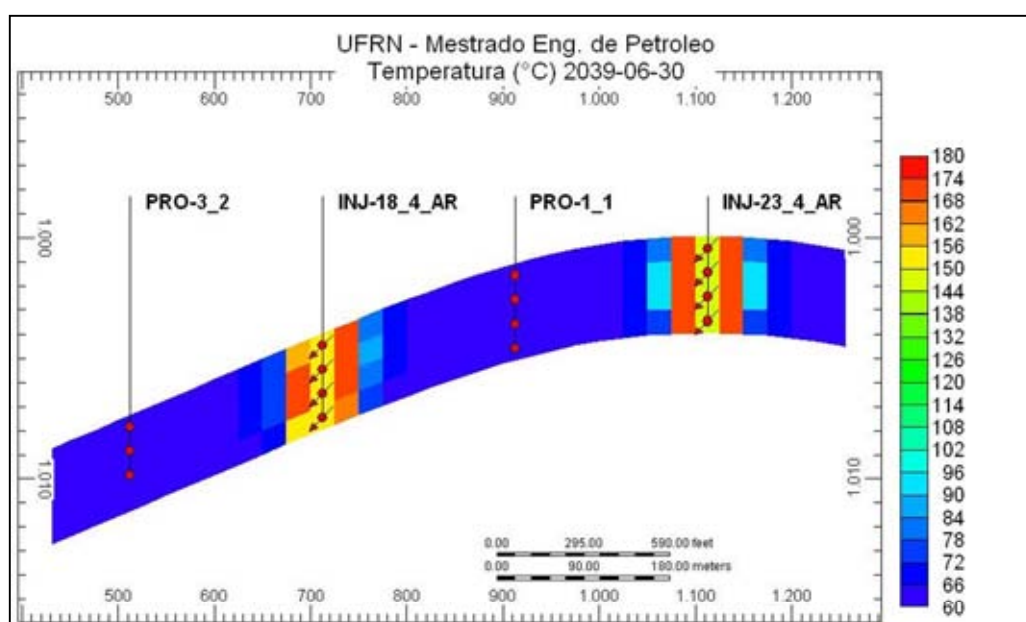


Figura 5.23. Temperatura – Corte IK – 3 meses após início da injeção de ar – RES\_1.

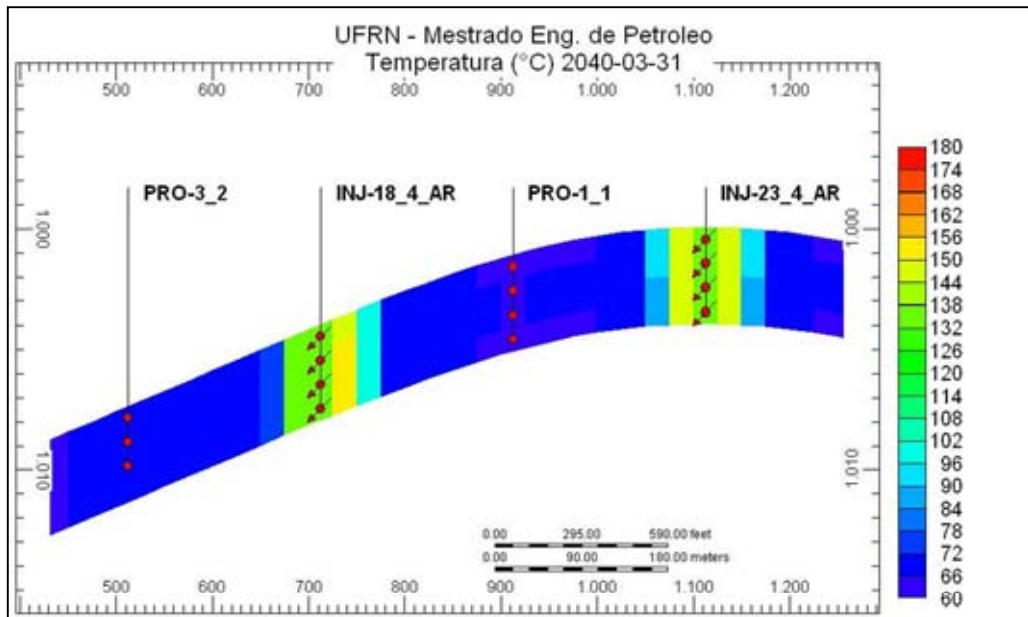


Figura 5.24. Temperatura – Corte IK – 1 ano após início da injeção de ar – RES\_1.

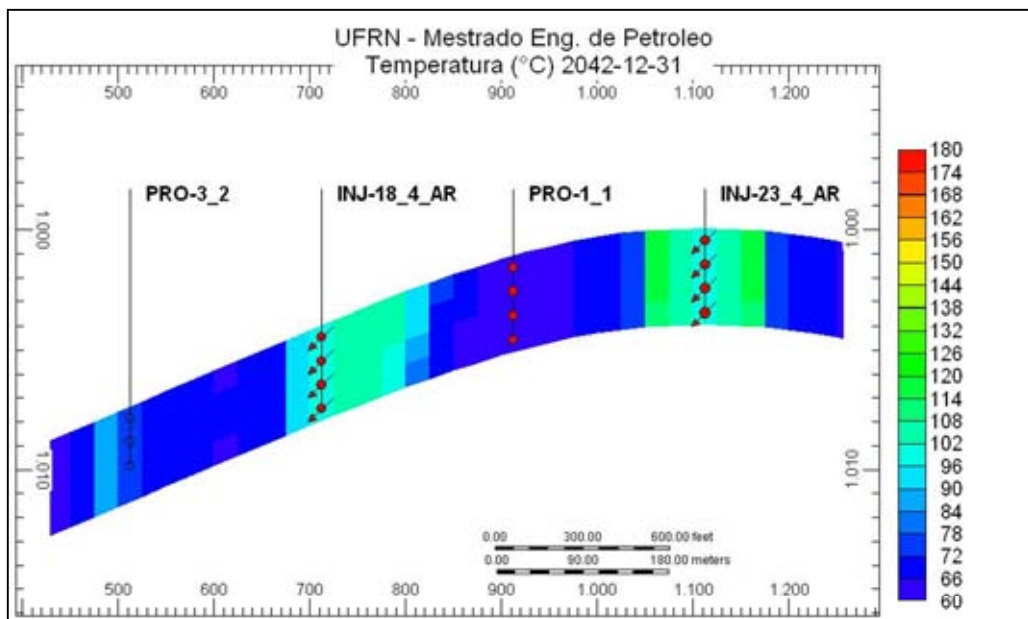
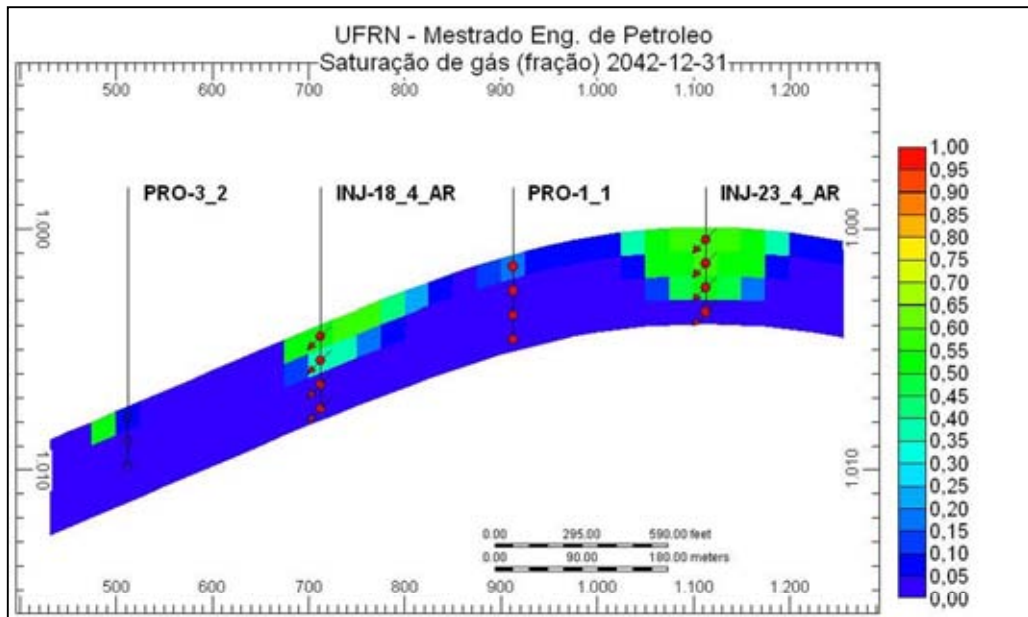


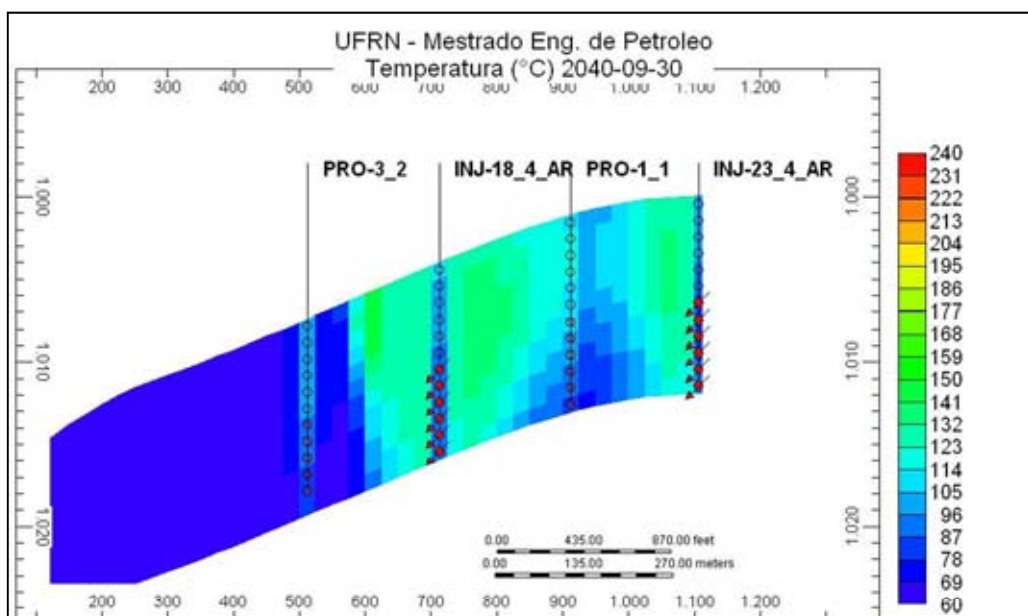
Figura 5.25. Temperatura – Corte IK – 3,75 anos após início da injeção de ar – RES\_1.

O esperado efeito de migração dos gases gerados no processo de combustão em direção ao topo da estrutura também pode ser observado, conforme a Figura 5.26, porém em pequena escala, com a camada superior atingindo saturações de gás de aproximadamente 10%, em torno do poço produtor PRO-1\_1, próximo dos instantes finais de produção. Esse efeito é reduzido pelas permeabilidades mais baixas do modelo RES\_1. Dessa forma, os baixos fatores de recuperação incrementais obtidos com o processo de combustão *in-situ* (HPAI) para o modelo RES\_1 estão provavelmente relacionados às elevadas perdas de calor para as formações adjacentes.



**Figura 5.26. Saturação de gás – Corte IK – 3,75 anos após início da inj. de ar – RES\_1.**

No caso do modelo RES\_3, os mecanismos de produção primários e secundários conseguiram recuperar um total de 97,83% do óleo móvel, até 31/12/2038, restando, portanto, apenas uma pequena parcela desse óleo (2,17%) que poderia ser produzida pelo processo de combustão *in-situ* (HPAI). No caso em questão, a energia gerada pelas reações químicas foi de  $4,9414\text{E}+14$  J, enquanto que o calor perdido para as formações adjacentes foi de  $1,9596\text{E}+14$  J, o que corresponde a uma fração de 39,66%, bem menor que a registrada no modelo RES\_1. Como nota-se na Figura 5.27, a CIS desenvolveu-se de forma mais vigorosa, com os níveis de temperatura alcançando maiores valores no instante final de produção:



**Figura 5.27. Temperatura – Corte IK – 1,5 anos após início da injeção de ar – RES\_3.**



O efeito de segregação dos gases envolvidos no processo de combustão em direção ao topo da estrutura é mais evidente no modelo RES\_3 que no modelo RES\_1, como pode ser verificado na Figura 5.29. Esse efeito é ampliado pelas permeabilidades mais altas do modelo RES\_3, o que tende a piorar as eficiências de varrido. Apesar dessa desvantagem, para os casos avaliados, a distribuição da saturação de óleo pós-injeção de água (Figura 5.28), onde o óleo remanescente concentra-se nas porções mais altas do reservatório, tem um papel mais importante que a natural tendência de segregação gravitacional dos gases na definição da melhor configuração dos canhoneados para os poços, como concluído anteriormente. Dessa forma, os baixos fatores de recuperação incrementais obtidos com o processo de combustão *in-situ* (HPAI) para o modelo RES\_3 podem ser justificados pela forte segregação gravitacional dos gases, mas, principalmente, pelo pequeno volume de óleo móvel remanescente no início do processo de CIS.

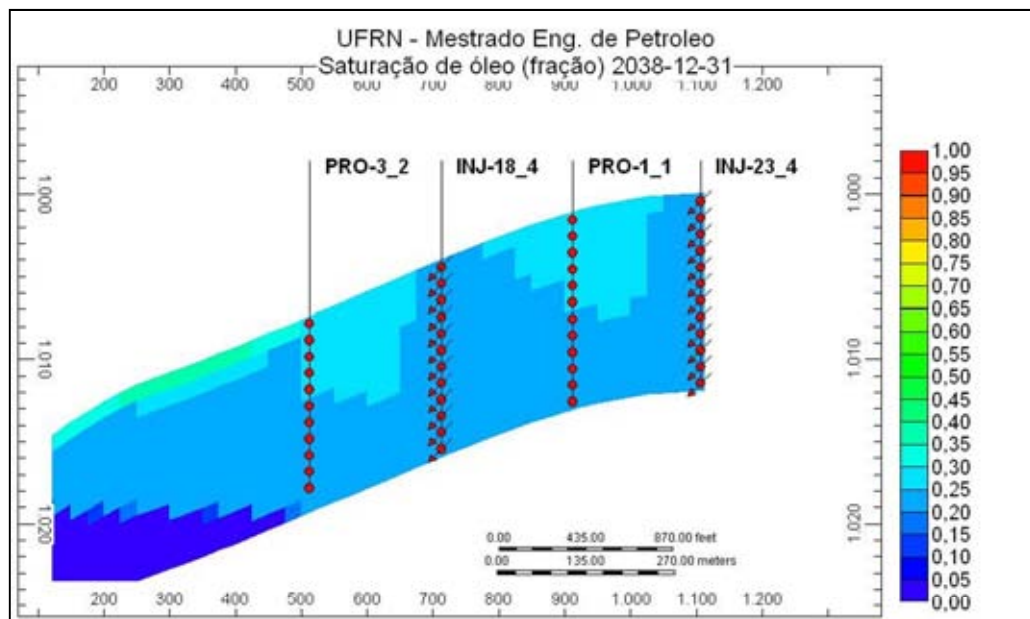
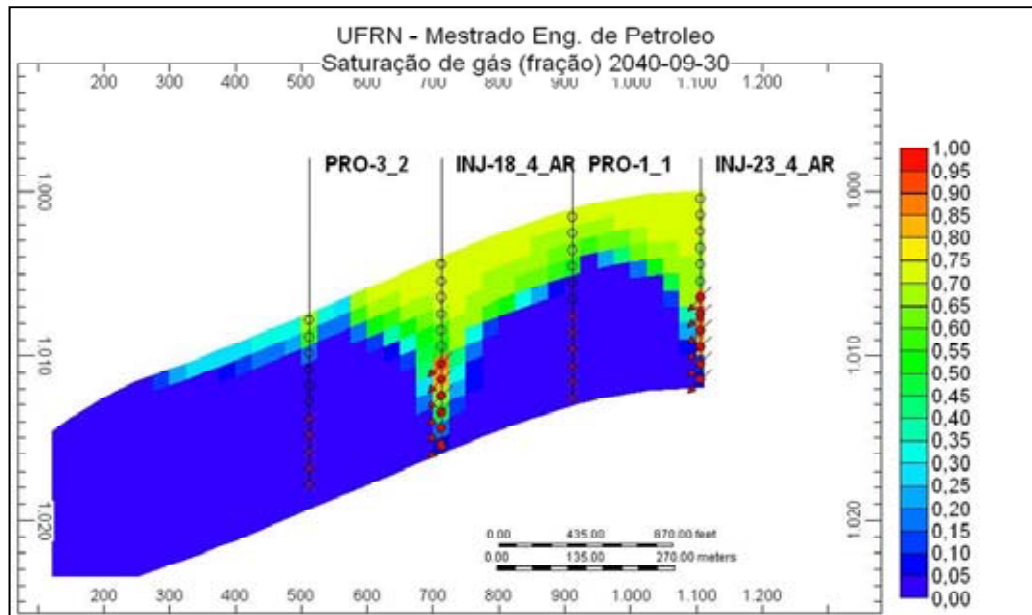


Figura 5.28. Saturação de óleo – Corte IK – Pós-injeção de água – RES\_3.



**Figura 5.29. Saturação de gás – Corte IK – 1,5 anos após início da inj. de ar – RES\_3.**

Quanto ao comportamento geral das curvas, o modelo de reservatório RES\_1 chega a registrar um pico de produção com a combustão *in-situ* (HPAI) próximo àquele observado no início da vida produtiva do reservatório, ainda nas primeiras etapas de desenvolvimento. Outro ponto a se notar é que, em todos os casos, o período de produção com a aplicação do processo de CIS foi menor que os 10 anos máximos inicialmente estipulados em virtude dos poços produtores atingirem as restrições de produção estabelecidas no simulador, de vazão de óleo mínima de  $0,01 \text{ m}^3/\text{d}$  ou de corte de água máximo de 99,9%. Esses períodos foram, para as simulações que registraram o FR maior, de aproximadamente 4, 1 e 1,5 anos respectivamente para os modelos RES\_1, RES\_2 e RES\_3.

#### 5.1.4. Análise do processo de combustão molhada (COFCAW)

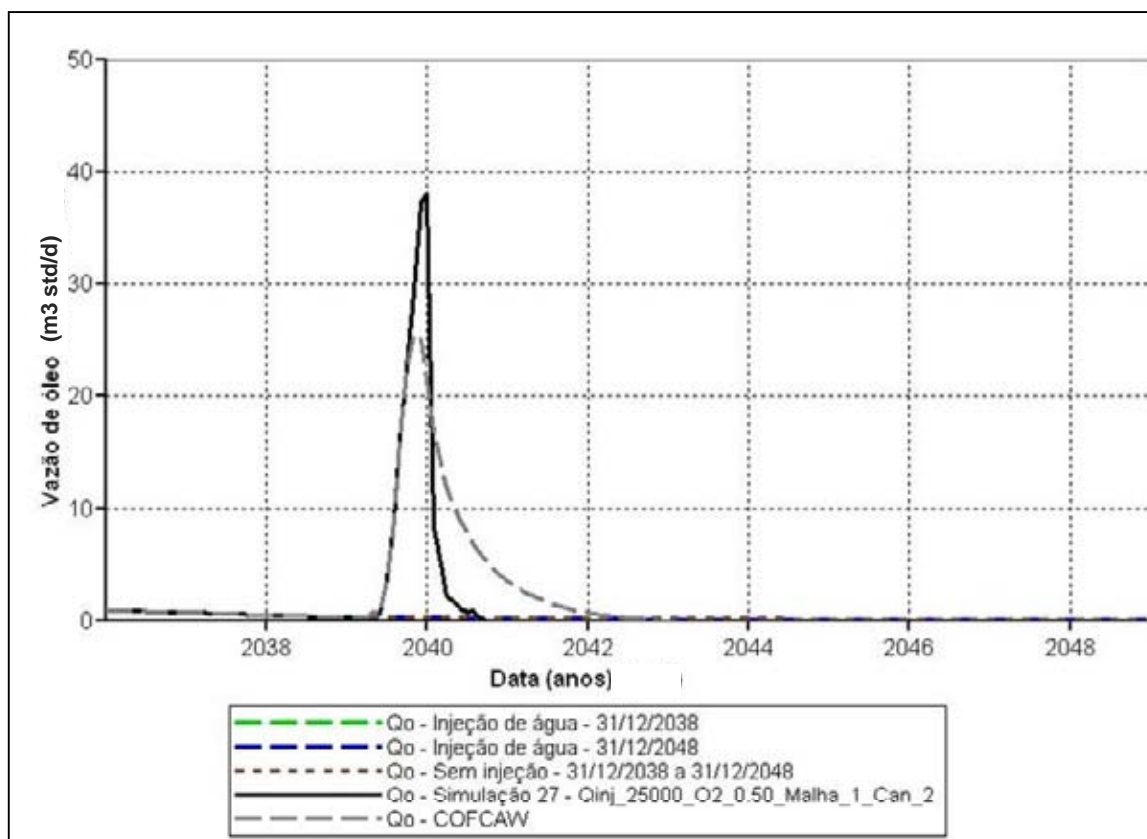
O processo denominado COFCAW (do inglês, *Combination of Forward Combustion And Water*) tem por objetivo melhorar a eficiência da combustão direta por meio da injeção simultânea ou alternada de ar e água e utiliza-se do fato da água poder absorver e transportar calor de forma muito mais eficiente que o ar. A água injetada absorve calor da zona queimada, vaporiza-se, passa através da frente de combustão, e libera o calor ao se condensar nas porções mais frias do reservatório.

Os resultados das simulações efetuadas para o processo COFCAW encontram-se listados na Tabela 5.9. Os valores de  $\Delta\text{FR}$  têm como base os fatores de recuperação registrados com a injeção de água aplicada até 31/12/2038. Nesta análise considerou-se a

aplicação de apenas um ciclo de injeção de ar por 6 meses (entre 31/03/2039 e 31/09/2039), e o reinício da injeção de água, também por apenas mais um ciclo, a partir de 31/12/2039. As vazões de injeção de água e de ar foram mantidas (razão água/ar =  $131,75 \text{ m}^3/\text{d} / 106,25 \text{ Mm}^3/\text{d} = 1,24 \text{ m}^3/\text{Mm}^3$ ). Pode-se observar que a aplicação do processo COFCAW no modelo de reservatório em estudo (RES\_3) afetou positivamente o FR, visto que o valor do  $\Delta\text{FR}$  passou de 0,88p.p. para 1,19p.p., o que corresponde a um incremento de 35,43% no volume de óleo recuperado quando comparado com a aplicação do processo de combustão *in-situ* (HPAI) seca. Nota-se também, de acordo com o gráfico da Figura 5.30, uma pequena redução no pico da vazão de óleo, porém, um aumento no tempo de produção.

**Tabela 5.9. FR – Análise do processo de combustão molhada (COFCAW).**

Método	Data final (máximo)	FR (%)	$\Delta\text{FR}$ (p.p.)
Injeção de água – Caso base	31/12/2038	65,22	-
Injeção de água – Caso base	31/12/2048	65,31	0,09
S/ inj. de fluidos – água/ar (pós-inj. água) – Caso base	31/12/2048	65,34	0,12
CIS (pós-inj. água) – Caso base – Simulação 27	31/12/2048	66,10	0,88
COFCAW	31/12/2048	66,41	1,19

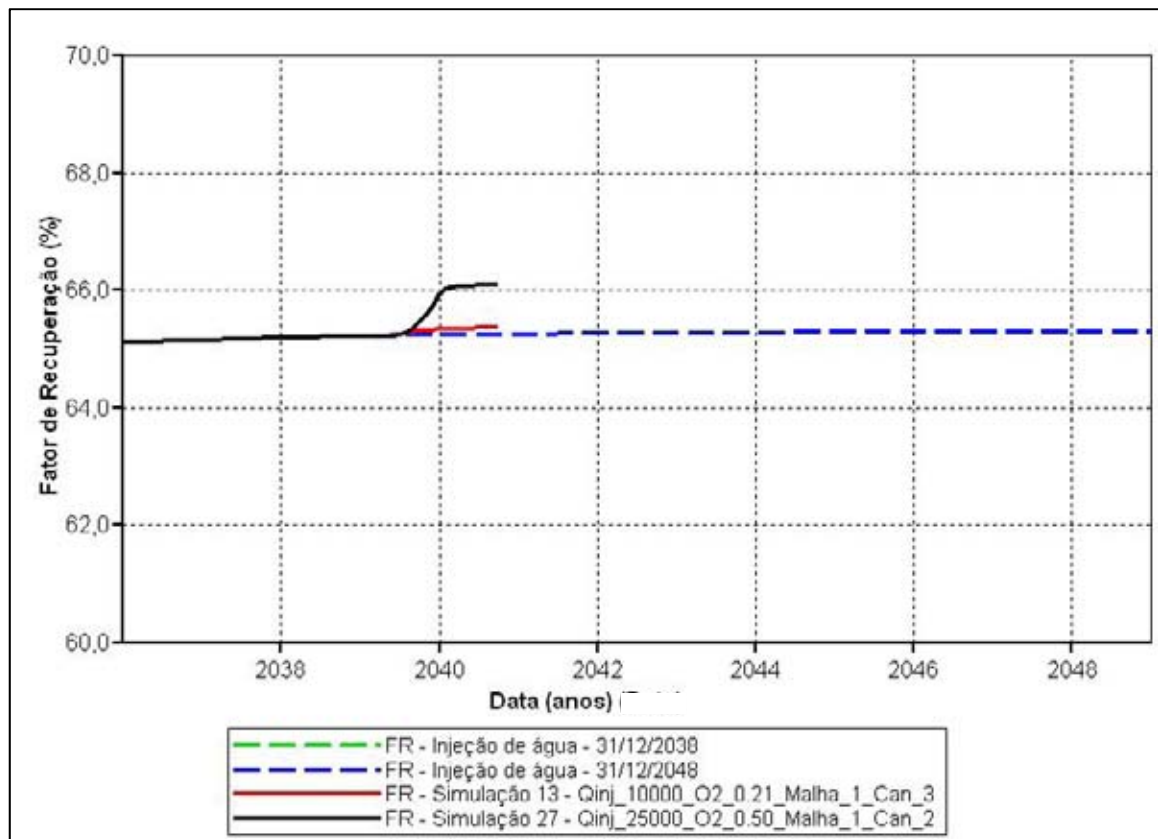


**Figura 5.30. Vazão de óleo – Análise do processo de combustão molhada (COFCAW).**

## 5.2. Comportamento do reservatório submetido ao processo de combustão *in-situ*

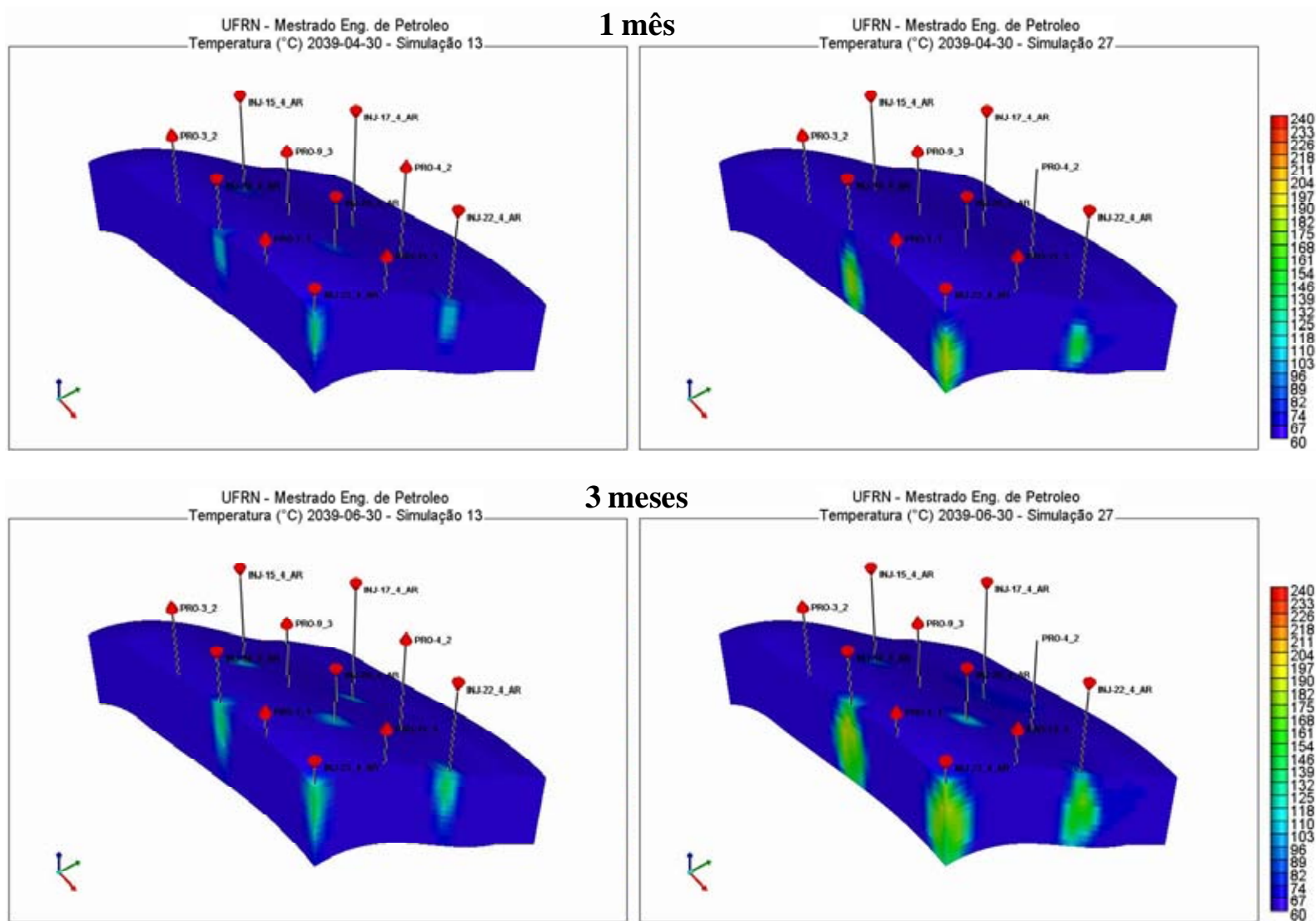
Nesta seção é apresentada uma análise do comportamento do reservatório quando submetido ao processo de combustão *in-situ* (HPAI). Os mecanismos de produção e as características próprias do método no que se refere a reservatórios portadores de óleos médios e leves foram abordados com o auxílio de mapas de temperatura, formação de coque, viscosidade do óleo, saturação de óleo, saturação de gás e pressão obtidos nas simulações. A evolução dos comportamentos dos reagentes e produtos envolvidos nas reações químicas também foi analisada. Os consumos de oxigênio e de óleo como combustível nas reações químicas foram avaliados com base nos resultados do balanço de materiais do último passo de tempo das simulações selecionadas.

A Figura 5.31 mostra o gráfico dos fatores de recuperação obtidos nas simulações 13 (Qinj\_10000\_O2\_0.21\_Malha\_1\_Can\_3), ou seja, com vazão de injeção de ar igual a 10000,0 m<sup>3</sup> std/d, injeção de ar (21 % de oxigênio), malha de injeção de ar tipo *five spot* e poços produtores e injetores de ar canhoneados na metade superior da espessura vertical com reservatório, e 27 (Qinj\_25000\_O2\_0.50\_Malha\_1\_Can\_2), isto é, com vazão de injeção de ar igual a 25000,0 m<sup>3</sup> std/d, injeção de ar enriquecido (50 % de oxigênio), malha de injeção de ar tipo *five spot* e poços produtores canhoneados na metade superior e poços injetores de ar canhoneados na metade inferior da espessura vertical com reservatório, ambas do modelo de reservatório RES\_3. Esses casos foram considerados respectivamente como sendo o de FR intermediário e o de FR maior para o modelo citado e terão os seus comportamentos analisados de forma comparativa.



**Figura 5.31. FR – Simulações 13 e 27 – RES\_3.**

A Figura 5.32 mostra a evolução da temperatura com o tempo para as duas simulações selecionadas (13 e 27) nos períodos de 1 mês, 3 meses, 6 meses e 1 ano após o início do processo de combustão *in-situ* (HPAI).



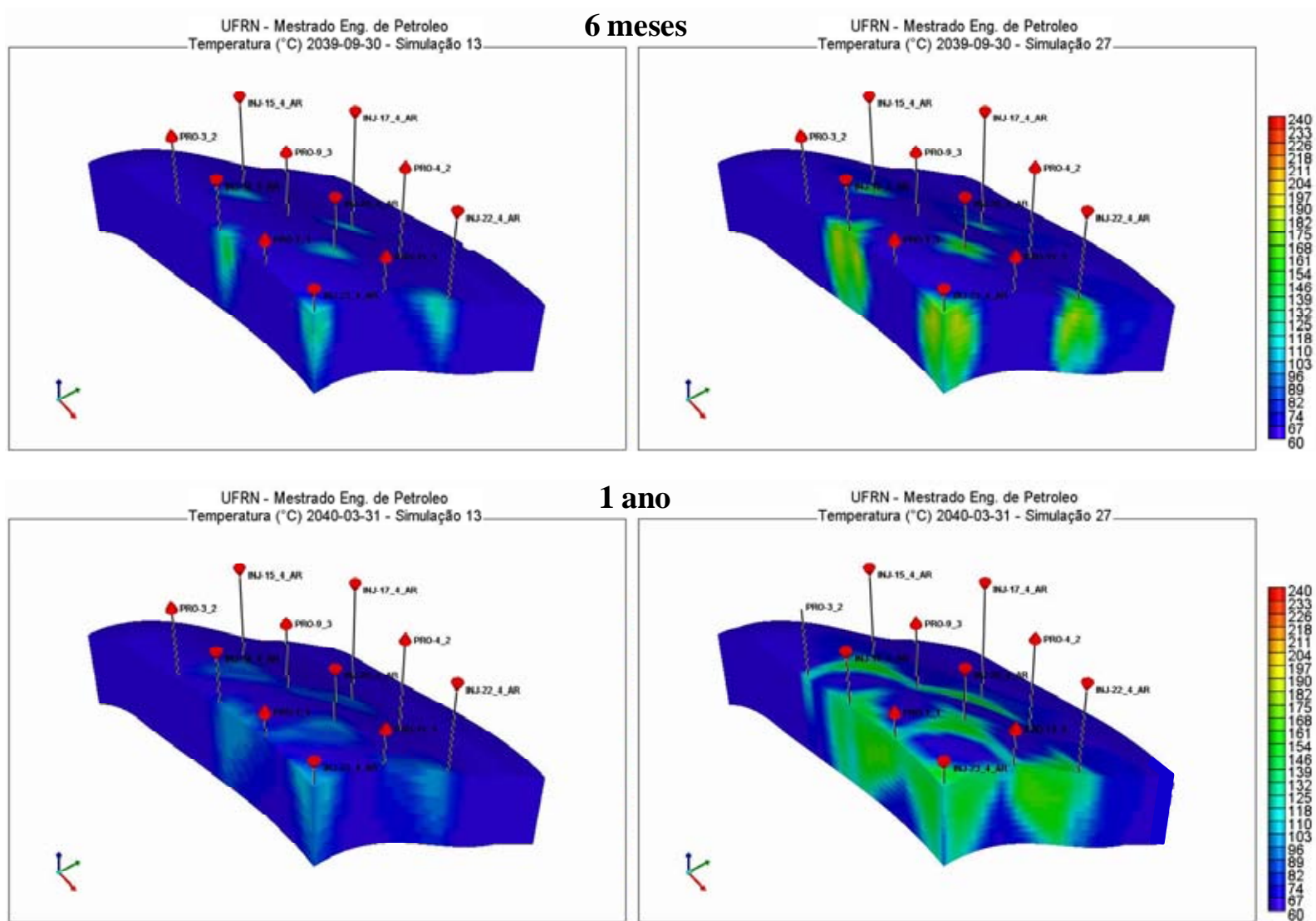
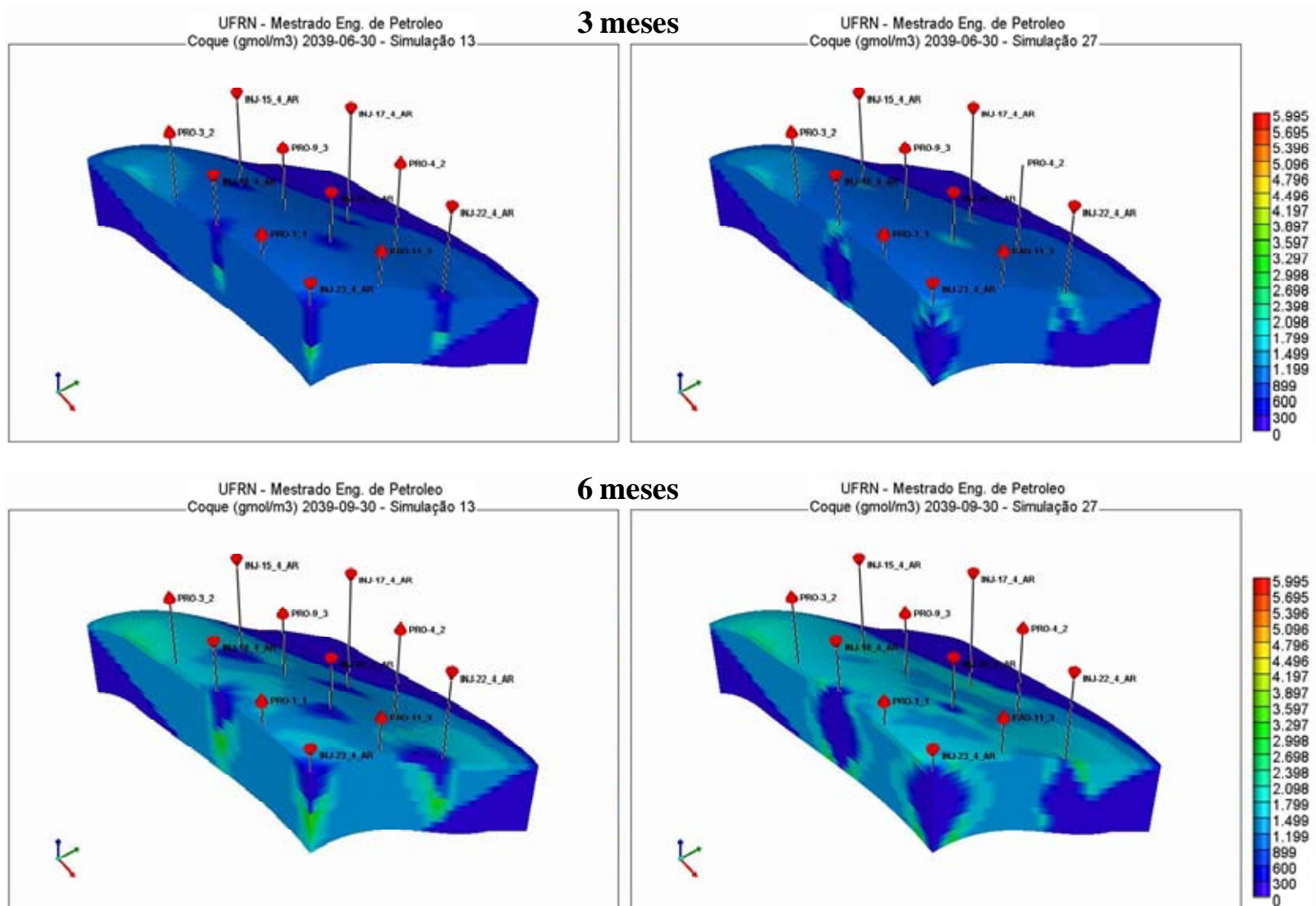


Figura 5.32. Mapas de temperatura – 1 mês, 3 meses, 6 meses e 1 ano – Simulações 13 e 27 – RES\_3.

Pela análise da Figura 5.32 observa-se a ocorrência da ignição espontânea, com o consequente aumento da temperatura e a formação da frente de combustão em ambos os casos. Nota-se também a ocorrência do processo de combustão *in-situ* direta, onde os sentidos de propagação da frente de combustão e do fluxo do ar injetado são os mesmos. Comparativamente, observa-se que no caso de maior fator de recuperação (simulação 27) a frente de combustão tem maior velocidade e atinge um pico de temperatura maior, de aproximadamente 180°C, que o caso com FR intermediário (simulação 13), cuja frente de combustão alcança uma temperatura em torno de 140°C.

O coque é formado na zona de craqueamento, localizada imediatamente adiante da frente de combustão, por meio de reações de pirólise (ou craqueamento). A importância do coque está no fato dele ser o combustível predominante na zona de combustão, onde ocorrem as reações entre as frações de óleo e o oxigênio, gerando calor. A temperatura alcançada na zona de combustão depende da natureza e da quantidade de combustível consumido por unidade de volume da rocha. A Figura 5.33 mostra os mapas de distribuição do coque depositado, em unidade de massa por unidade de volume de rocha, nos períodos de 3 meses, 6 meses e 1 ano após o início da injeção de ar. A Figura 5.34 também mostra os mapas de distribuição do coque depositado, cujas concentrações maiores ou iguais a 2,0 kgmol/m<sup>3</sup> de rocha encontram-se em preto, para os mesmos períodos, porém associados à evolução da temperatura.





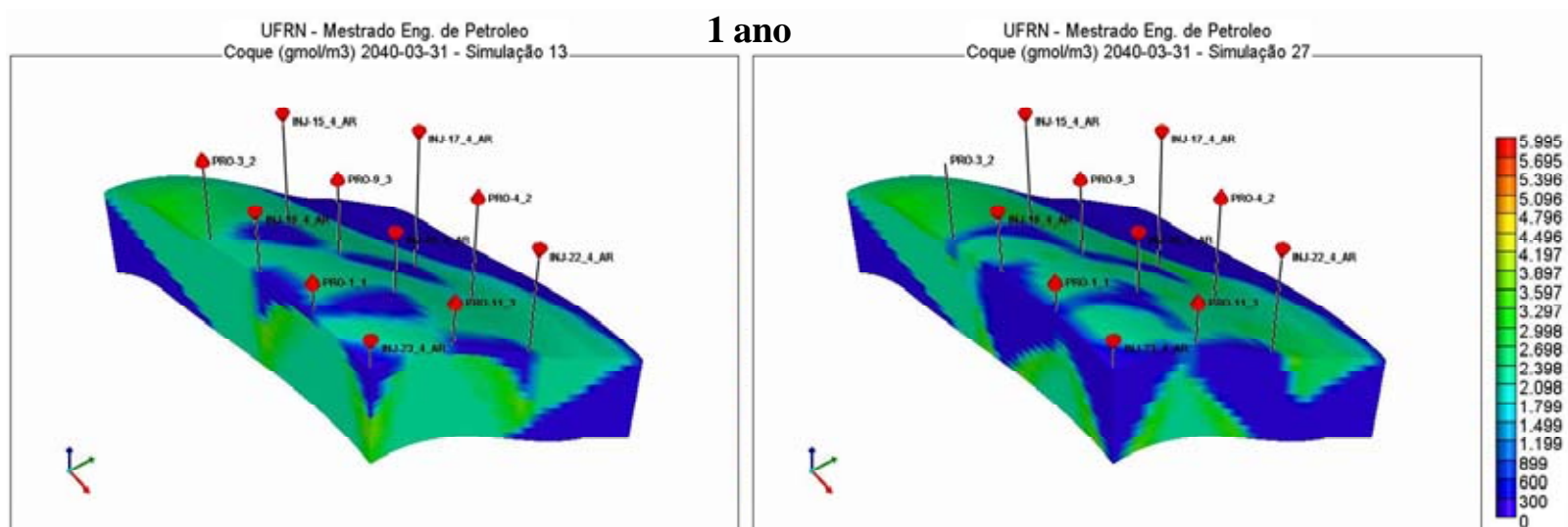
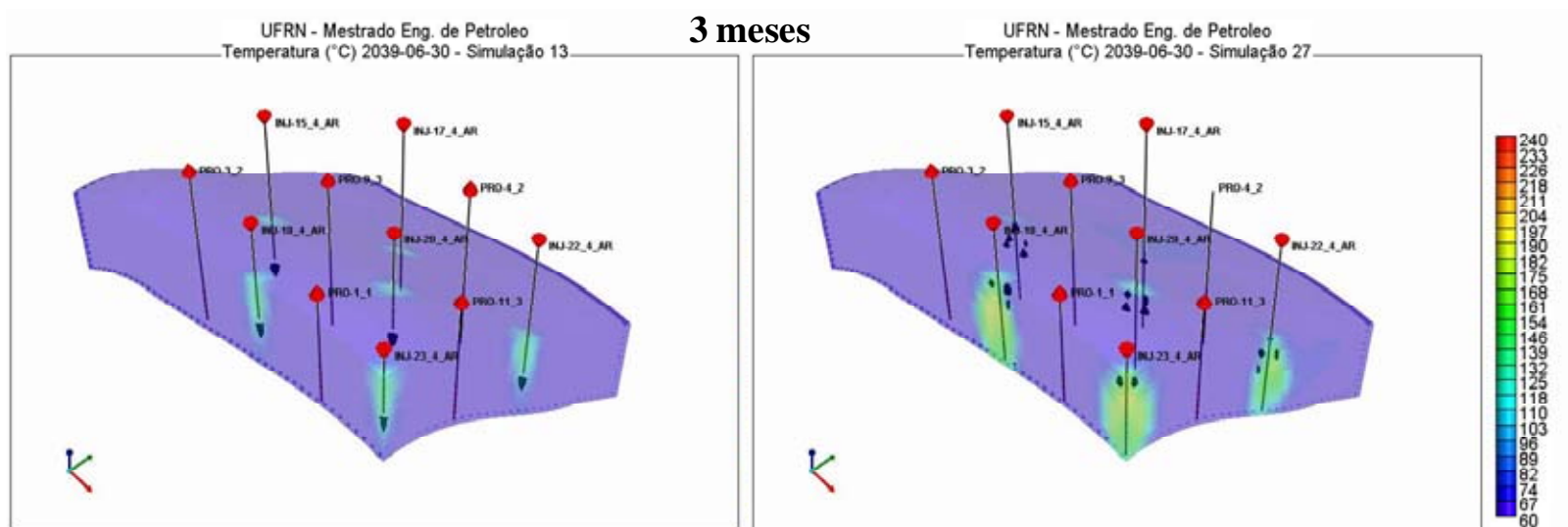


Figura 5.33. Mapas de coque depositado – 3 meses, 6 meses e 1 ano – Simulações 13 e 27 – RES\_3.



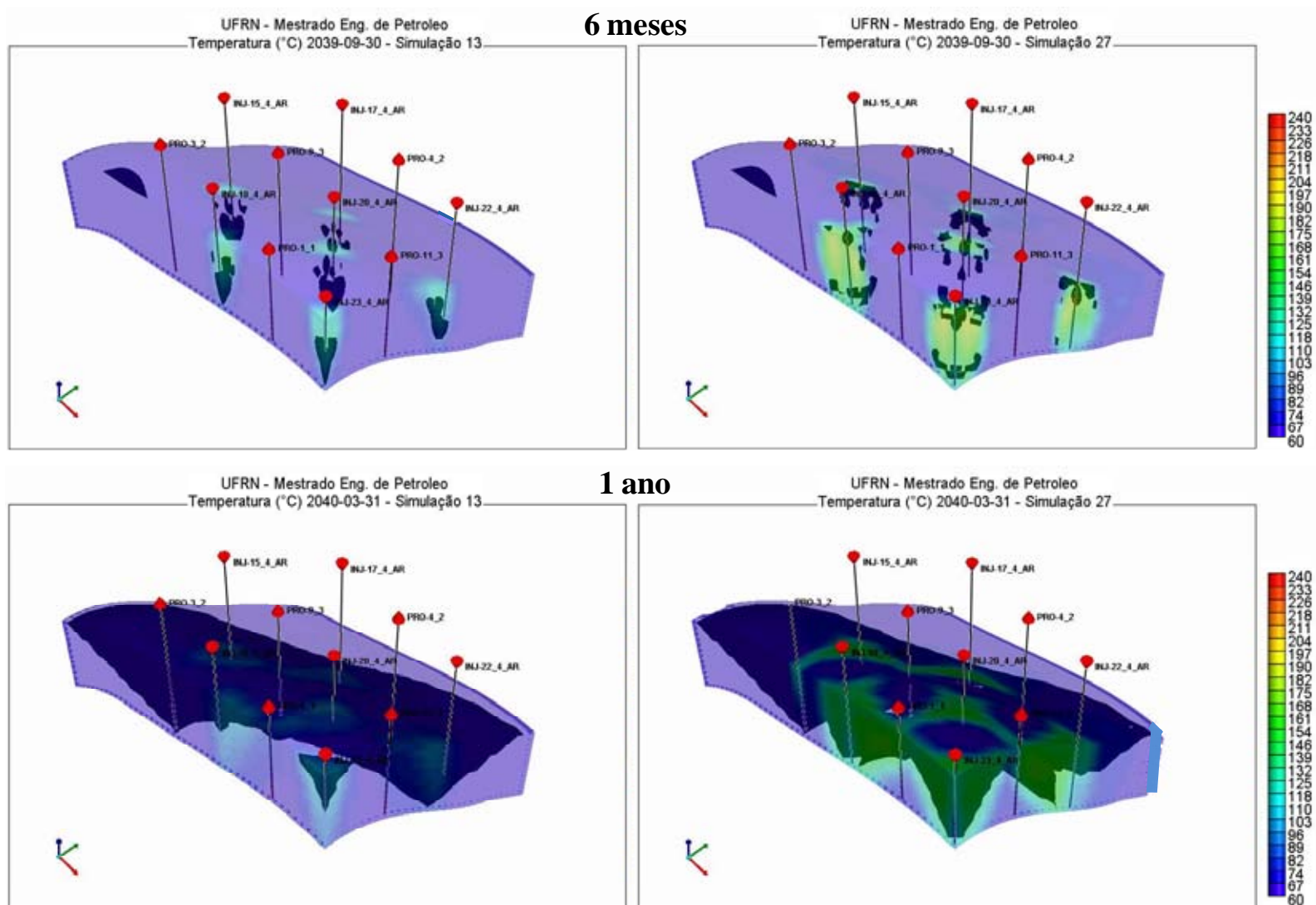
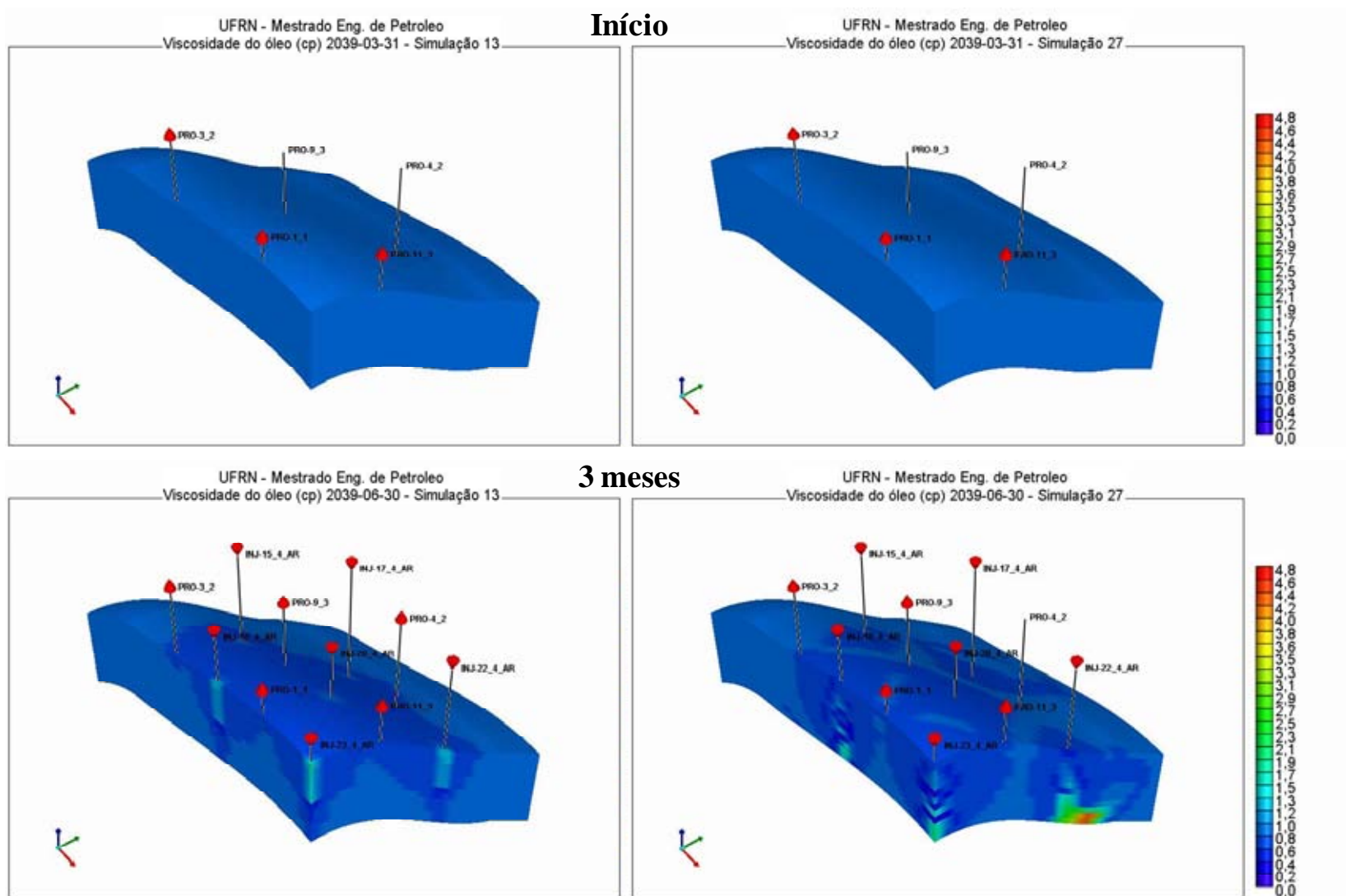


Figura 5.34. Mapas de coque depositado e temperatura – 3 meses, 6 meses e 1 ano – Simulações 13 e 27 – RES\_3.

A redução da viscosidade do óleo também contribui para a produção, embora seu efeito seja apenas secundário e sua importância seja maior em reservatórios portadores de óleos pesados. A Figura 5.35 mostra a redução da viscosidade do óleo com o tempo, resultado do aumento da temperatura, segundo Surguchev; Koundin; Yannimaras (1999), da dissolução de CO<sub>2</sub>, de acordo com Clara *et al.* (1999), e do craqueamento do óleo em frações mais leves. Em ambos os casos, observa-se uma queda na viscosidade do óleo de um valor em torno de 1,0 cp para aproximadamente 0,6 cp.



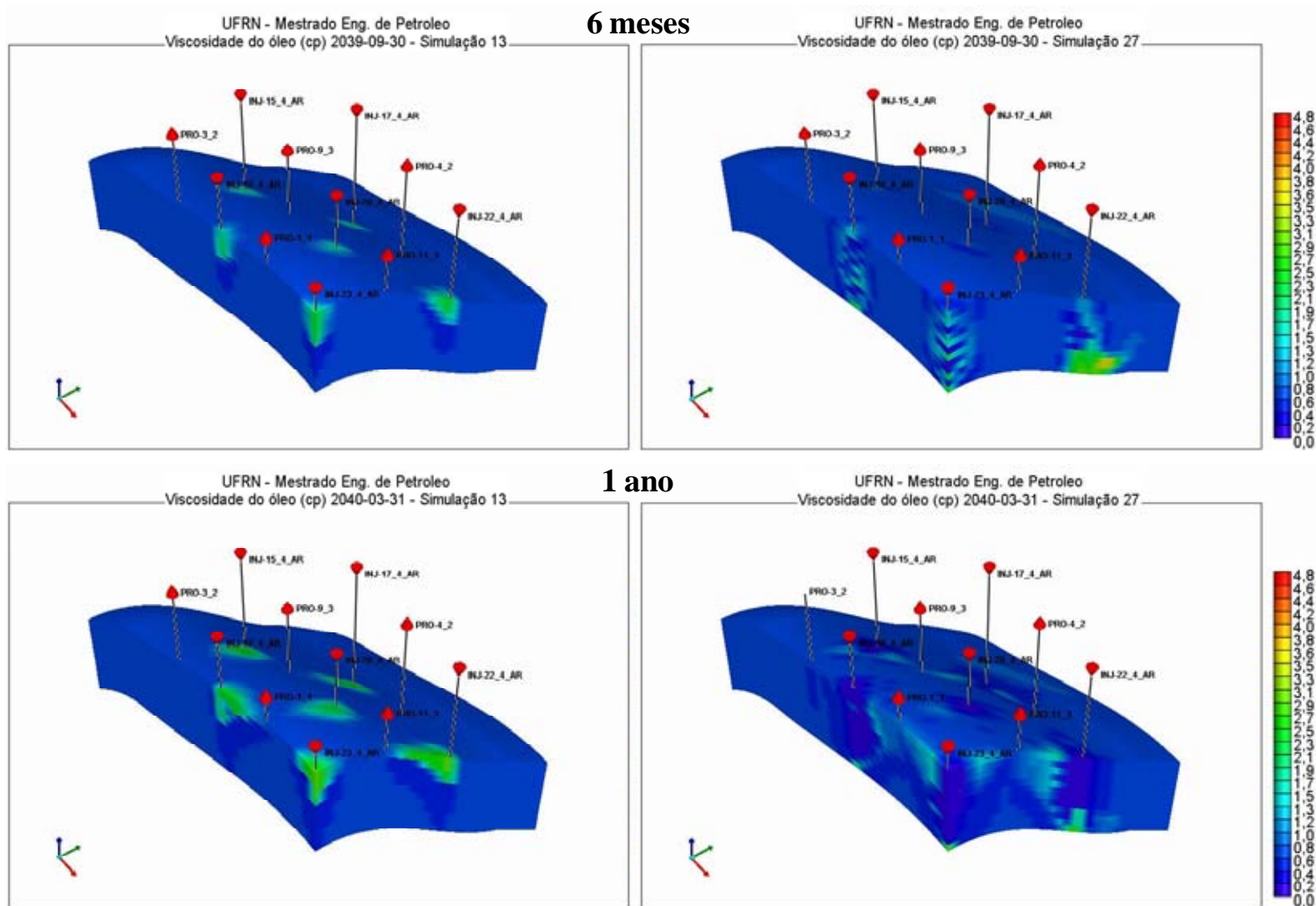
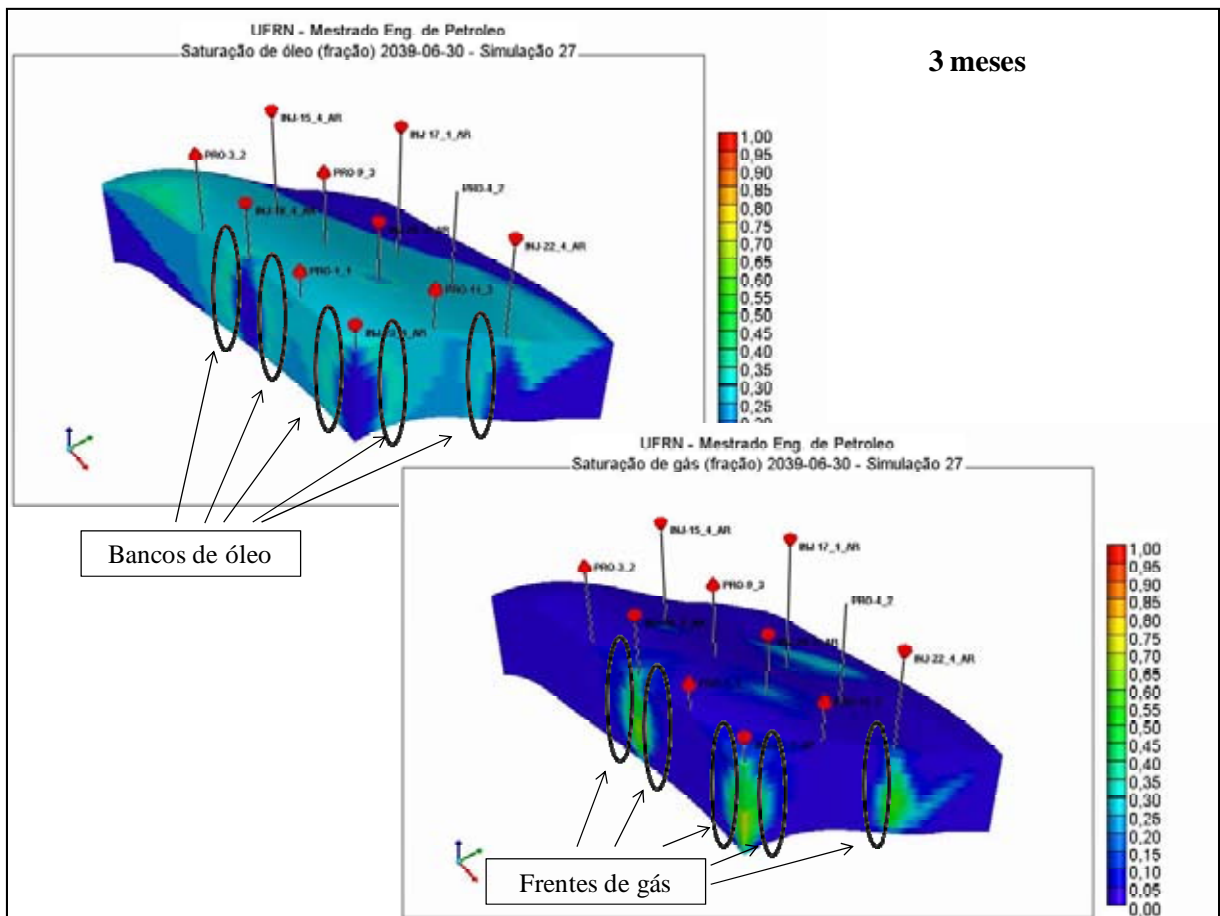
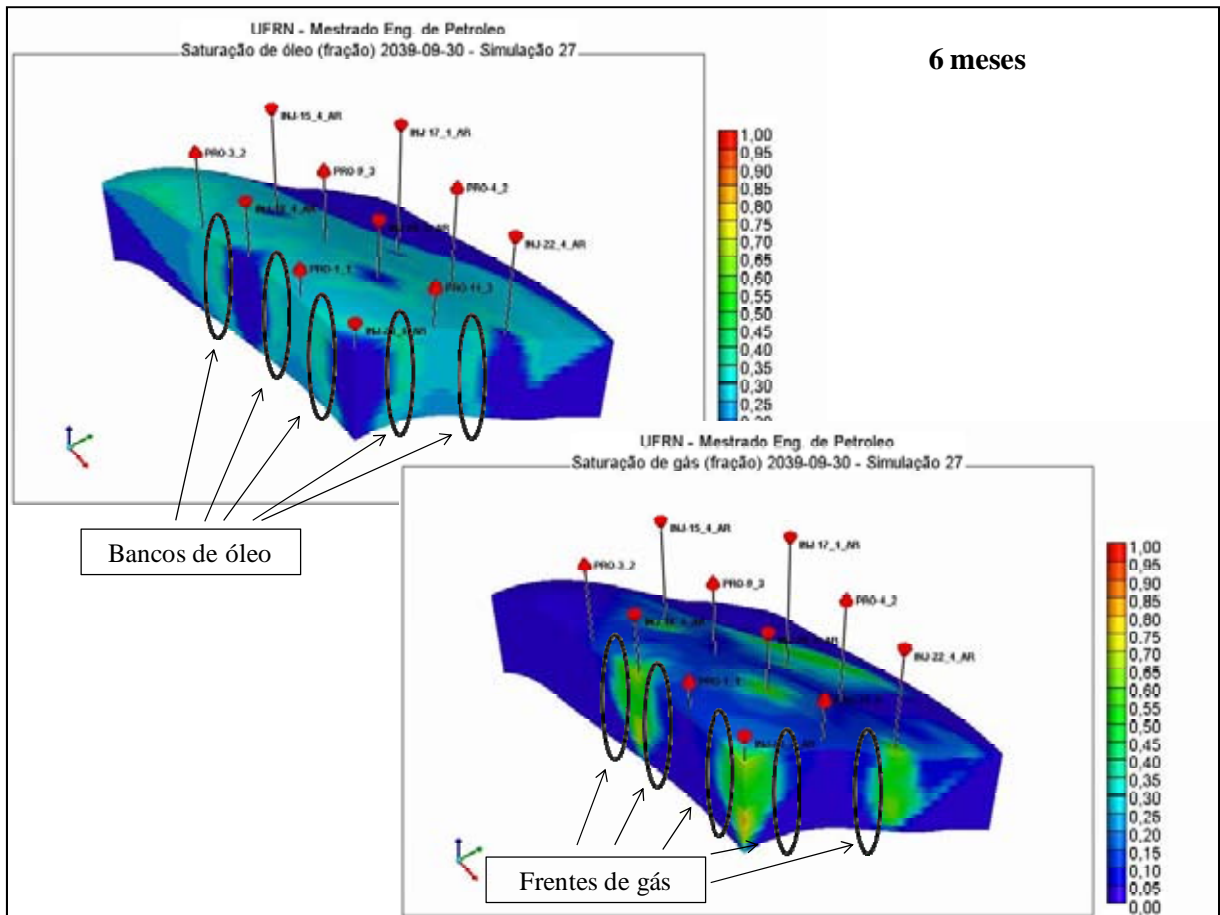


Figura 5.35. Mapas de viscosidade do óleo – Início, 3 meses, 6 meses e 1 ano – Simulações 13 e 27 – RES\_3.

O mecanismo de produção mais importante do processo de combustão *in-situ* em óleos leves e médios corresponde ao deslocamento do óleo pelos gases gerados nas reações químicas (*flue gas*). As Figuras 5.36 e 5.37 mostram o desenvolvimento do banco de óleo, com saturação de óleo entre 0,30 e 0,40, e o seu deslocamento pelo *flue gas* para os períodos de 3 meses e 6 meses (simulação 27). Nota-se claramente a formação da zona queimada próxima aos poços injetores de ar, onde a saturação de óleo encontra-se próxima de zero como resultado do varrido do óleo pelo gás e de seu consumo nas reações químicas.



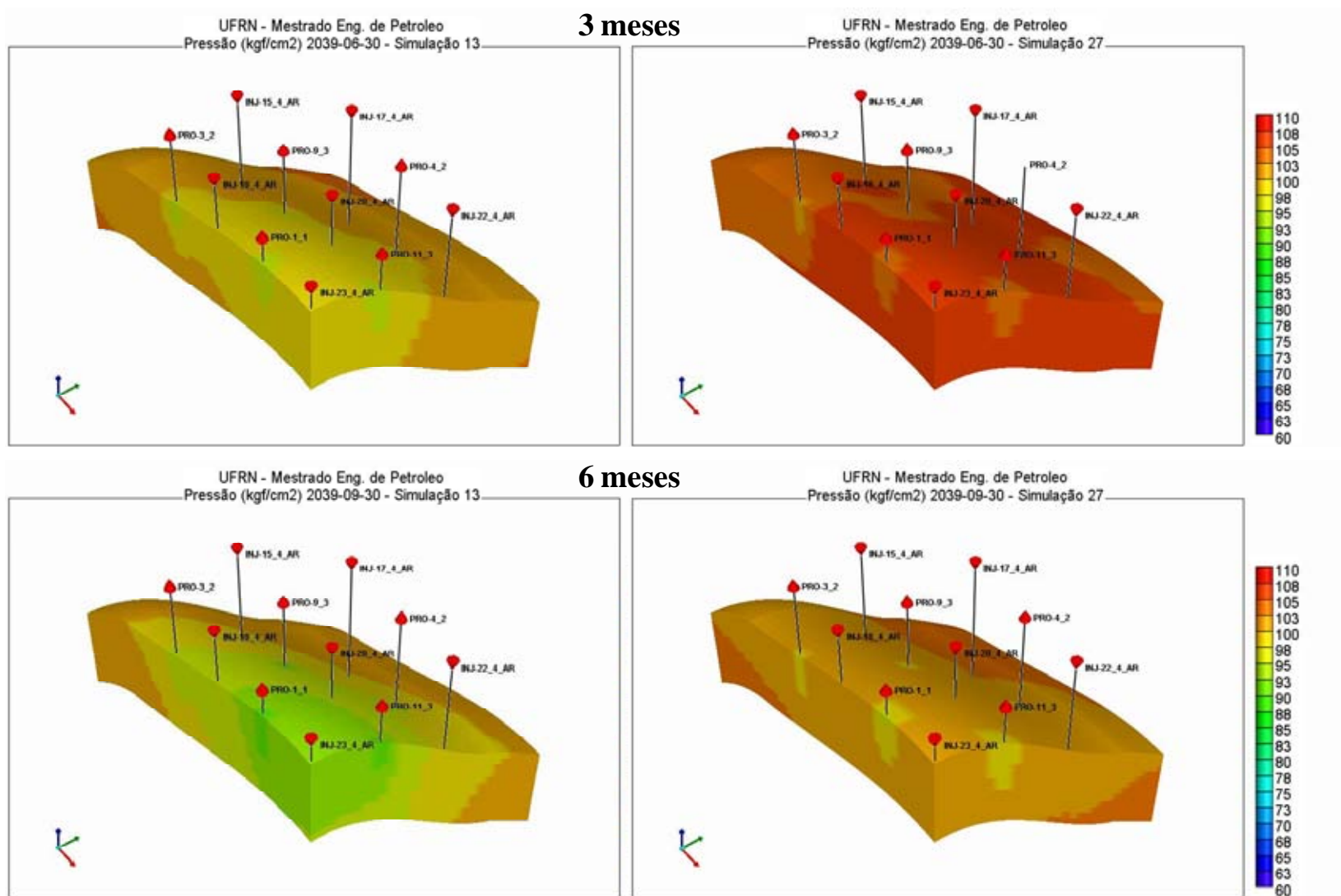
**Figura 5.36. Mapas de saturação de óleo e de gás – 3 meses – Formação do banco de óleo e seu deslocamento por gás – Simulação 27 – RES\_3.**



**Figura 5.37. Mapas de saturação de óleo e de gás – 6 meses – Formação do banco de óleo e seu deslocamento por gás – Simulação 27 – RES\_3.**

A pressão do reservatório encontra-se próxima da original ( $100,0 \text{ kgf/cm}^2$ ) nos períodos iniciais da aplicação do processo de combustão *in-situ*, nos dois casos analisados, em virtude dos efeitos da injeção de água e da atuação do aquífero proporcionados até então. Conforme a Figura 5.38, nota-se que a pressão permanece praticamente constante durante a aplicação do processo de CIS para a simulação 13 (FR intermediário), de menor vazão de injeção de ar, enquanto que na simulação 27 (FR maior), com maior vazão de injeção de ar, observa-se uma posterior recuperação da pressão que pode ser atribuída ao ar injetado e ao fechamento de alguns poços produtores por baixa produção de óleo ou elevado BSW. Os poços injetores de ar são operados pela vazão de injeção e pela pressão de injeção (fundo do poço). Os poços injetores de ar são controlados conjuntamente de tal forma que as vazões de injeção são ajustadas caso a pressão média do reservatório atinja um valor preestabelecido ( $140,0 \text{ kgf/cm}^2$ ).





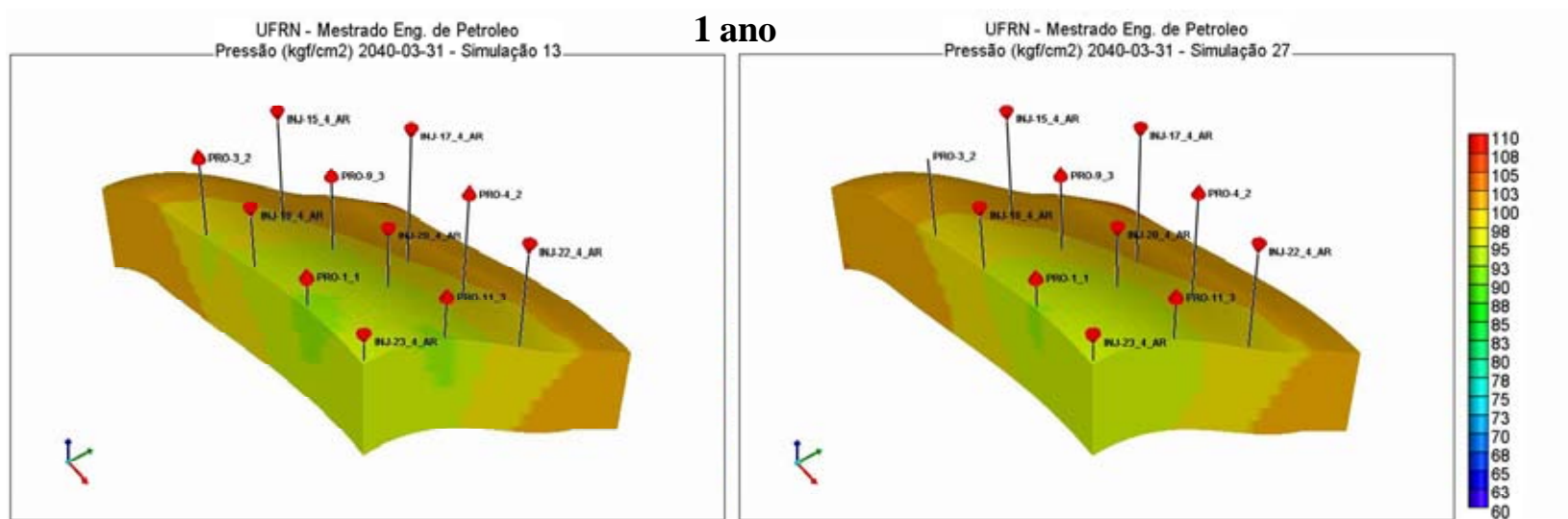
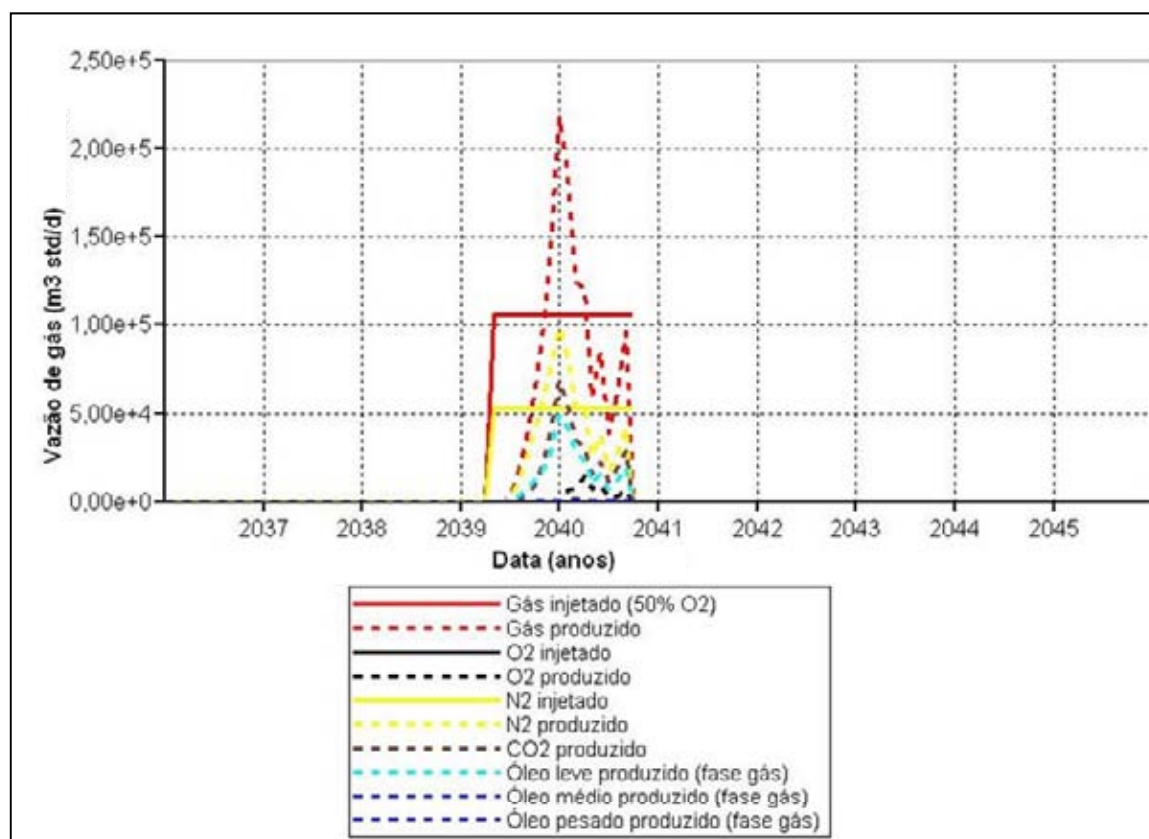


Figura 5.38. Mapas de pressão – 3 meses, 6 meses e 1 ano – Simulações 13 e 27 – RES\_3.

A Figura 5.39 mostra as vazões de gás injetado e produzido, e dos respectivos componentes, registradas durante a aplicação do método de combustão *in-situ* (simulação 27 – FR maior). Logo nos primeiros meses após o início da injeção de ar observa-se um aumento na vazão de gás produzido, e na RGO, com o pico da produção de gás ocorrendo em aproximadamente 9 meses. Os grandes volumes de gás produzidos são característicos do processo de CIS e devem ser considerados nos aspectos operacionais do projeto (elevação, escoamento, aproveitamento, etc.). Pode-se notar que o gás produzido é composto basicamente por nitrogênio ( $N_2$ ), gás carbônico ( $CO_2$ ) e fração leve do óleo. O oxigênio ( $O_2$ ) injetado, cuja curva coincide com a de nitrogênio injetado, em virtude da injeção de ar enriquecido (50%  $O_2$ ) nesse caso, é consumido quase que integralmente nas reações químicas, observando-se apenas um pequeno pico de produção desse componente, correspondente a aproximadamente 12% da vazão total de gás produzido, 1 ano após o início da injeção de ar. A produção de oxigênio, mesmo que em pequenas quantidades, deve ser evitada por questões de segurança operacional.



**Figura 5.39. Vazões de gás injetado e produzido (componentes) – Simulação 27 – RES\_3.**

O óleo consumido nas reações químicas foi avaliado com base nos resultados do balanço de materiais do último passo de tempo das simulações selecionadas. As Tabelas 5.10

e 5.11 mostram a quantidade de óleo *in place* presente no reservatório no início da aplicação do método de combustão *in-situ* (HPAI) e o total de óleo consumido nas reações químicas ao final do processo. Os valores são apresentados por pseudocomponente e expressos em quantidade de matéria (gmol) e em massa (g). Um valor positivo nas colunas “Cons.(-)/Ger.(+) RQ – Final CIS (gmol)” e “Cons.(-)/Ger.(+) RQ – Final CIS (g)” implica que o componente foi gerado, enquanto que o sinal negativo significa que o componente foi consumido no balanço ao final do processo.

**Tabela 5.10. Óleo consumido nas reações químicas – Simulação 13 – RES\_3.**

Comp.	OIP - Início CIS (gmol)	Cons.(-)/Ger.(+) RQ - Final CIS (gmol)	M. Molar (g/mol)	OIP - Início CIS (g)	Cons.(-)/Ger.(+) RQ - Final CIS (g)
N <sub>2</sub>	6,1784E+06	0,0000E+00	28,00	1,7300E+08	0,0000E+00
C <sub>1</sub> -C <sub>6</sub>	5,4406E+08	1,2266E+09	57,20	3,1120E+10	7,0159E+10
C <sub>7</sub> -C <sub>11</sub>	4,6362E+08	-2,9017E+08	121,80	5,6469E+10	-3,5343E+10
C <sub>12+</sub>	1,9759E+08	-1,5107E+08	458,20	9,0535E+10	-6,9222E+10
Totais (g)				1,7830E+11	-3,4406E+10
Óleo consumido - RQ (%)				19,30	

**Tabela 5.11. Óleo consumido nas reações químicas – Simulação 27 – RES\_3.**

Comp.	OIP - Início CIS (gmol)	Cons.(-)/Ger.(+) RQ - Final CIS (gmol)	M. Molar (g/mol)	OIP - Início CIS (g)	Cons.(-)/Ger.(+) RQ - Final CIS (g)
N <sub>2</sub>	6,1784E+06	0,0000E+00	28,00	1,7300E+08	0,0000E+00
C <sub>1</sub> -C <sub>6</sub>	5,4406E+08	1,3355E+09	57,20	3,1120E+10	7,6390E+10
C <sub>7</sub> -C <sub>11</sub>	4,6362E+08	-3,2282E+08	121,80	5,6469E+10	-3,9319E+10
C <sub>12+</sub>	1,9759E+08	-1,6233E+08	458,20	9,0535E+10	-7,4378E+10
Totais (g)				1,7830E+11	-3,7307E+10
Óleo consumido - RQ (%)				20,92	

Segundo os resultados acima, observa-se que a quantidade de óleo consumida nas reações químicas ficou em torno dos 20% em massa. O valor obtido é maior que o reportado na literatura quanto ao percentual de óleo consumido, estimado em aproximadamente 10% do óleo *in-situ* do reservatório (Farouq Ali & Thomas, 1996). Nota-se também a ocorrência do craqueamento do óleo, onde frações mais pesadas (C<sub>12+</sub> e C<sub>7</sub>-C<sub>11</sub>) são convertidas em frações mais leves (C<sub>1</sub>-C<sub>6</sub>). Essa última constatação também pode ser extraída com base nos resultados do gráfico da Figura 5.40, os quais também revelam outros dois importantes mecanismos de produção do método de combustão *in-situ* quando aplicado em reservatórios de óleo leve que são o inchamento do óleo e a redução de sua viscosidade, ambos devido à dissolução de CO<sub>2</sub>.

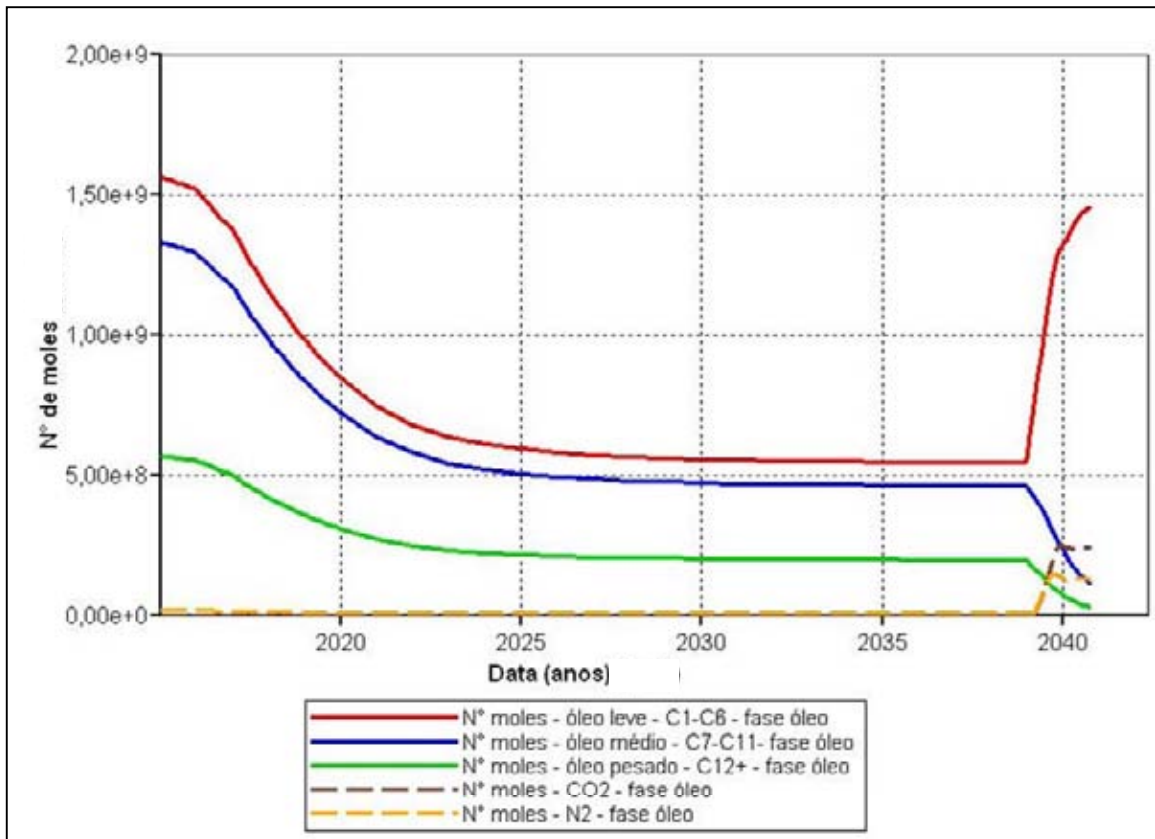


Figura 5.40. Composição da fase oleica (componentes) – Simulação 27 – RES\_3.

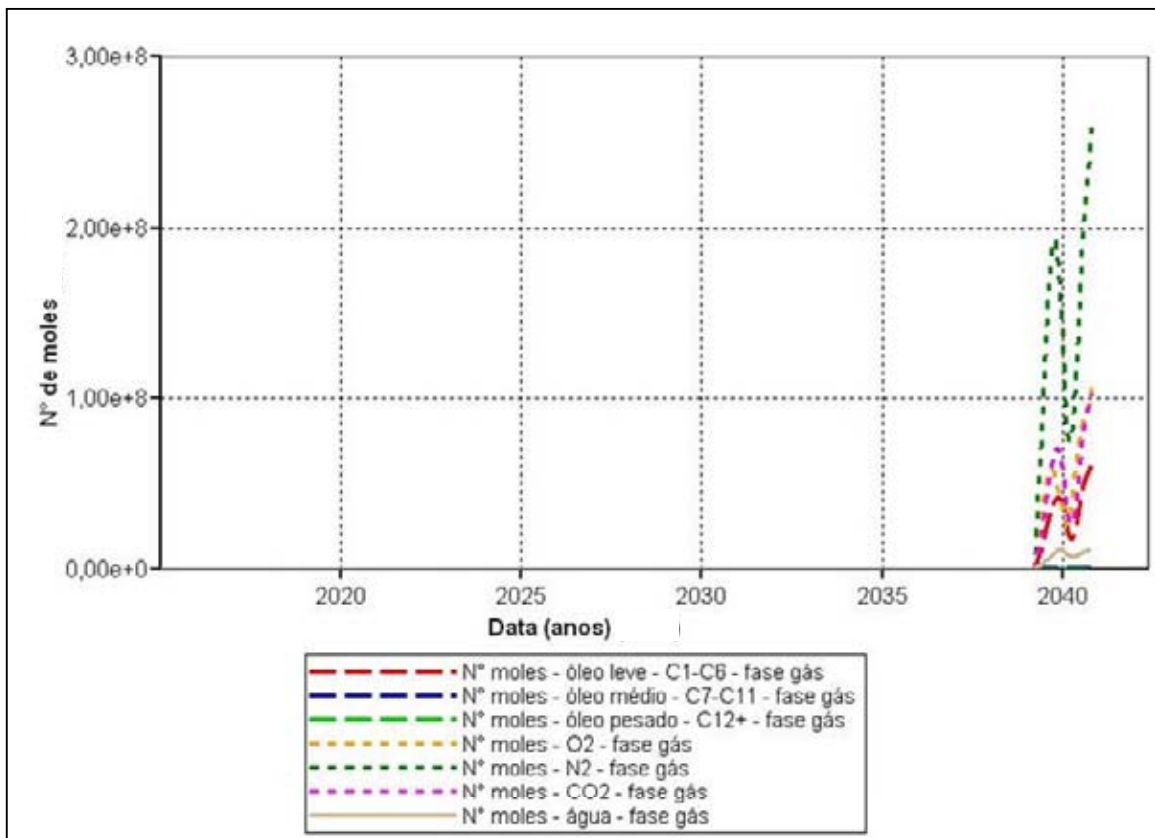


Figura 5.41. Composição da fase gasosa (componentes) – Simulação 27 – RES\_3.

Antes do início da aplicação da combustão *in-situ*, todo o hidrocarboneto *in place* encontra-se na fase oleica em condição de reservatório. A formação da fase gás dentro do reservatório ocorre apenas após o início da injeção de ar, sendo constituída por N<sub>2</sub> (principalmente), O<sub>2</sub> (não reagido), CO<sub>2</sub>, vapor d'água e frações do óleo (leve, média e pesada) conforme mostrado acima na Figura 5.41. Nota-se que, entre as três frações do óleo, apenas a fração leve é convertida de forma considerável para a fase gás como resultado do aumento da temperatura do reservatório. Esse fenômeno possivelmente seria melhor caracterizado com a divisão da fração leve do óleo em dois pseudocomponentes, separando-se as frações mais voláteis (C<sub>1</sub> e C<sub>2</sub>) das menos voláteis (C<sub>3</sub> a C<sub>6</sub>) nos modelos de fluido e de reações.

### 5.3. Parâmetros de reservatório e cinéticos das reações

Complementarmente ao estudo dos parâmetros operacionais e à análise geral do comportamento do reservatório, também foram avaliadas as influências de alguns parâmetros específicos de reservatório e cinéticos das reações químicas sobre o fator de recuperação final de um reservatório submetido ao processo de combustão *in-situ* (HPAI) como método de recuperação avançada de petróleo. A configuração com FR maior do modelo de reservatório RES\_3 (simulação 27) foi considerada como base nas diversas análises e comparações.

#### 5.3.1. Análise de heterogeneidades do reservatório

As heterogeneidades que impactam o desempenho do processo de combustão *in-situ* incluem, entre outras, barreiras verticais e laterais de permeabilidade, fraturas e zonas de alta permeabilidade. Essas heterogeneidades podem ter efeitos positivos na recuperação de óleo na medida em que atuam como um selo à migração do ar injetado para as porções mais altas, podendo resultar em uma queima mais uniforme em reservatórios relativamente espessos. Efeitos negativos sobre os fatores de recuperação também são possíveis quando há redução na continuidade do reservatório ou criação de canais de fluxo preferenciais que permitam a canalização do ar, privando a frente de combustão do oxigênio necessário.

O impacto das heterogeneidades sobre o fator de recuperação do Caso base considerado (simulação 27 – RES\_3) foi avaliado substituindo-se o mapa de permeabilidade original, homogêneo, de células com permeabilidade horizontal igual a 800,0 mD, por outros três mapas conforme a descrição abaixo. As permeabilidades verticais acompanharam as

variações nas permeabilidades horizontais e todas as demais características foram mantidas iguais as do Caso base:

- 1) Caso 1: modelo heterogêneo, com as permeabilidades horizontais obedecendo a uma distribuição log-normal de média igual a 800,0 mD e desvio padrão de 4120,0 mD. A Figura 5.42 mostra o mapa de permeabilidade horizontal considerando as heterogeneidades (topo do reservatório) e a Figura 5.43, o histograma correspondente aos valores de todas as células:

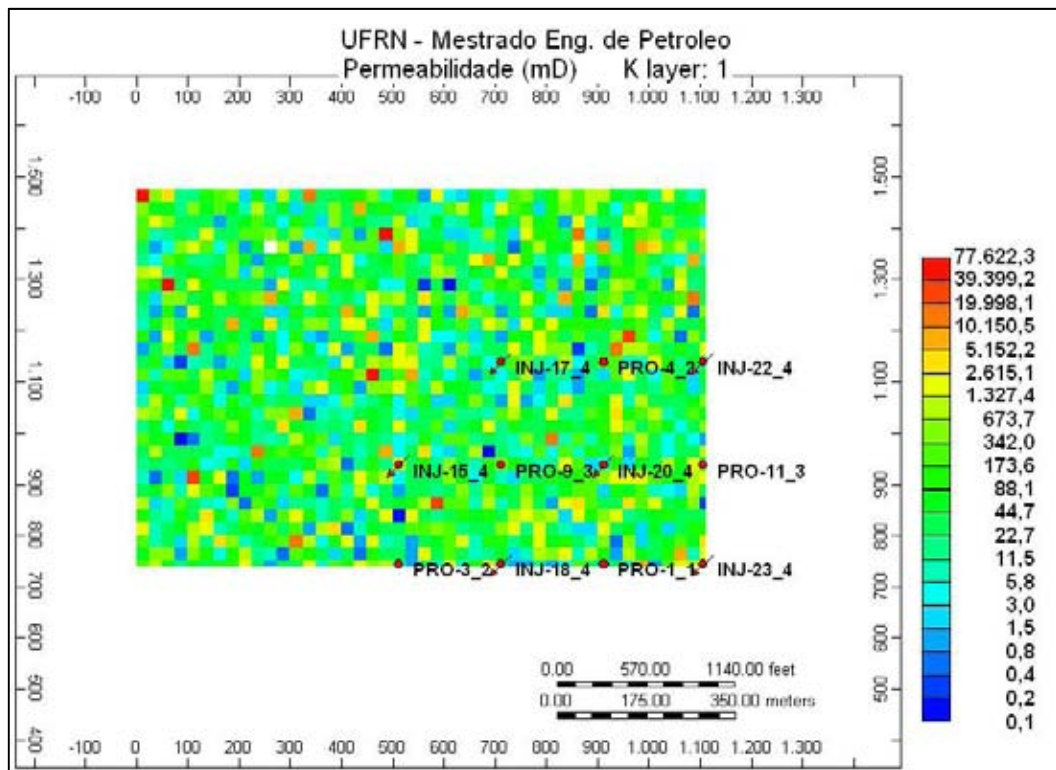


Figura 5.42. Mapa de permeabilidade horizontal – Modelo heterogêneo – Caso 1.

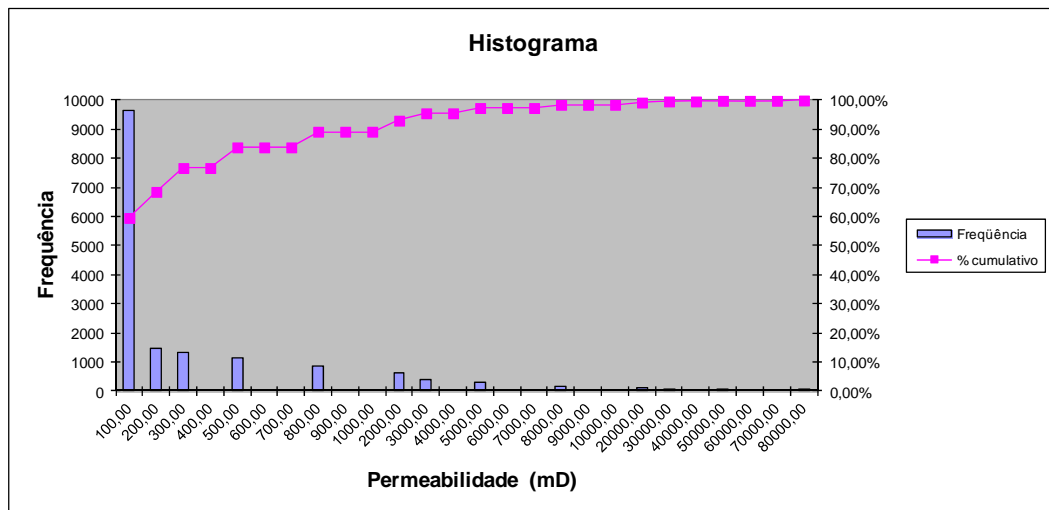
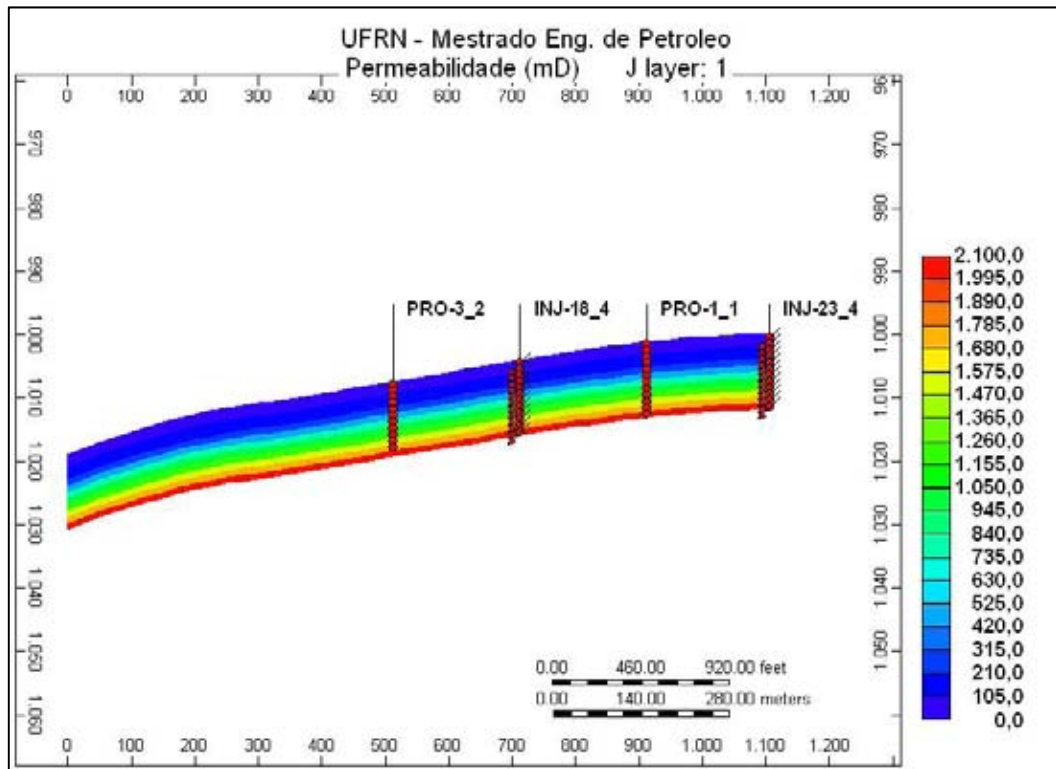


Figura 5.43. Histograma – Permeabilidades horizontais do modelo heterogêneo – Caso 1.

- 2) Caso 2: modelo heterogêneo, com permeabilidade horizontal média igual a 800,0 mD e estratificado verticalmente com permeabilidades horizontais diferentes em cada camada nos valores de 2100,0 mD (base), 1750 mD, 1500 mD, 1250 mD, 1000 mD, 750 mD, 500 mD, 250 mD, 200 mD, 150 mD, 100 mD e 50,0 mD (topo), conforme detalhado na Figura 5.44:



**Figura 5.44. Permeabilidade horizontal – Corte IK – Mod. heterogêneo – Caso 2.**

- 3) Caso 3: modelo heterogêneo, com permeabilidade horizontal média igual a 800,0 mD e estratificado verticalmente com os valores das permeabilidades horizontais variando por camada de forma invertida aos do Caso 2, ou seja, entre 50,0 mD (base) e 2100,0 mD (topo), conforme mostrado na Figura 5.45:



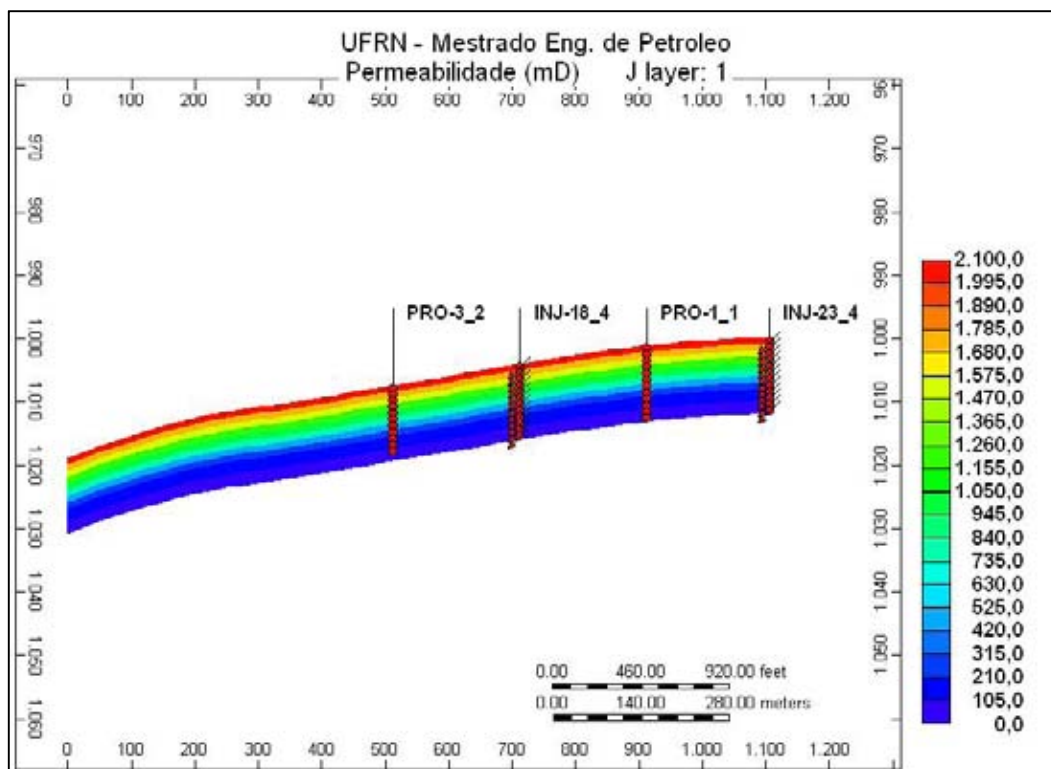
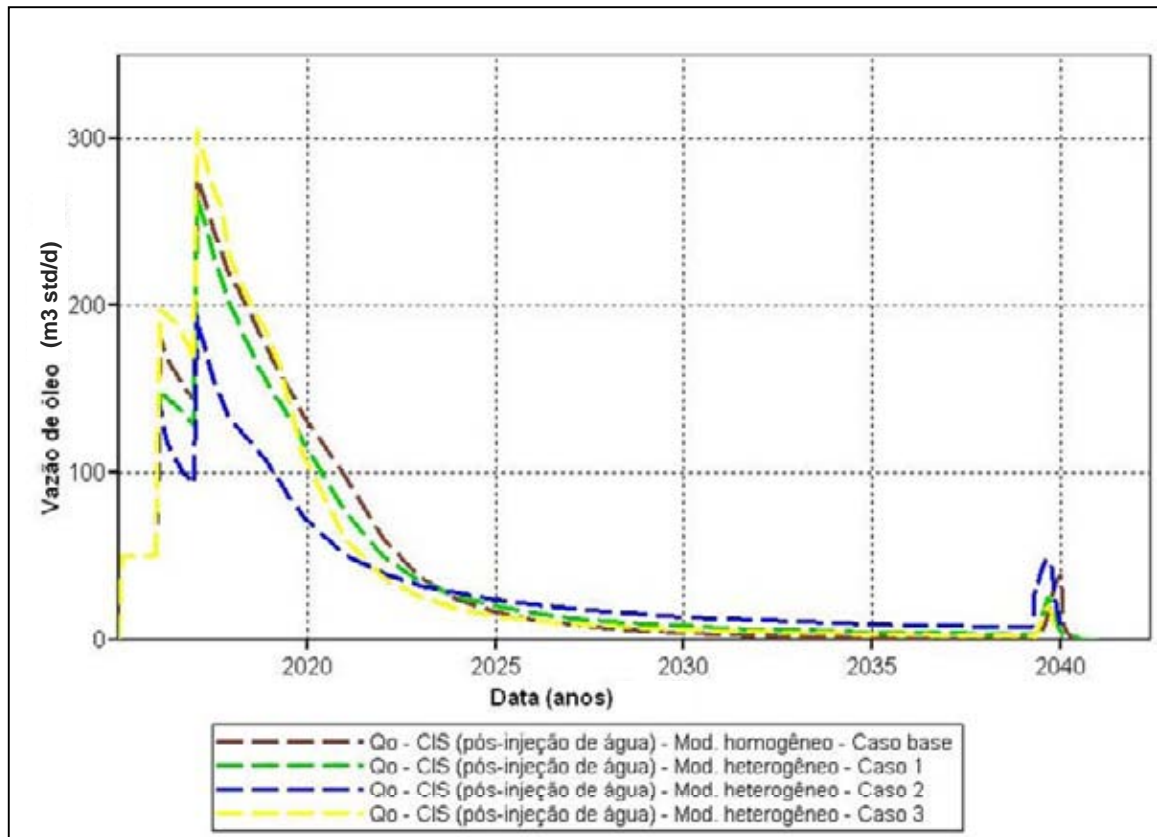


Figura 5.45. Permeabilidade horizontal – Corte IK – Mod. heterogêneo – Caso 3.

Os resultados das simulações efetuadas encontram-se listados na Tabela 5.12 e podem ser visualizados na Figura 5.46. Os valores de  $\Delta FR$  têm como base os fatores de recuperação registrados com a injeção de água aplicada até 31/12/2038. Nota-se que as heterogeneidades consideradas afetaram negativamente os FR no período de aplicação da injeção de água em todos os casos analisados. Pode-se observar também que a variação das permeabilidades horizontais em camadas afeta fortemente o processo, visto que o melhor resultado registrado (Caso 2) apresenta um  $\Delta FR$  quase quatro vezes maior que o do pior (Caso 3).

Tabela 5.12. FR – Análise de heterogeneidades do reservatório – Casos base, 1, 2 e 3.

Método	Data final (máximo)	FR (%)	$\Delta FR$ (p.p.)
Injeção de água – Mod. homogêneo – Caso base	31/12/2038	65,22	0,88
CIS (pós-inj. água) – Mod. homogêneo – Caso base	31/12/2048	66,10	
Injeção de água – Mod. heterogêneo – Caso 1	31/12/2038	61,87	0,68
CIS (pós-inj. água) – Mod. heterogêneo – Caso 1	31/12/2048	62,55	
Injeção de água – Mod. heterogêneo – Caso 2	31/12/2038	51,05	1,62
CIS (pós-inj. água) – Mod. heterogêneo – Caso 2	31/12/2048	52,67	
Injeção de água – Mod. heterogêneo – Caso 3	31/12/2038	63,96	0,44
CIS (pós-inj. água) – Mod. heterogêneo – Caso 3	31/12/2048	64,40	



**Figura 5.46. Vazão de óleo – Análise de heterogeneidades do reservatório – Casos base, 1, 2 e 3.**

Os melhores resultados obtidos no Caso 2 podem ser atribuídos à sua distribuição de saturações de óleo pós-injeção de água (Figura 5.47), cuja importância já foi discutida anteriormente, a qual apresenta valores maiores que aqueles observados no Caso base (ver Figura 5.28). Da mesma forma, esses melhores resultados registrados no Caso 2, que possui permeabilidades decrescentes em direção ao topo da estrutura, podem ser explicados também pela maior dificuldade de migração do ar para as porções mais altas do reservatório, permitindo que uma maior quantidade de óleo possa entrar em contato com o oxigênio, facilitando a ocorrência das reações químicas. O mesmo efeito também tende a melhorar a eficiência de varrido dos gases gerados pelo processo de combustão (*flue gas*).

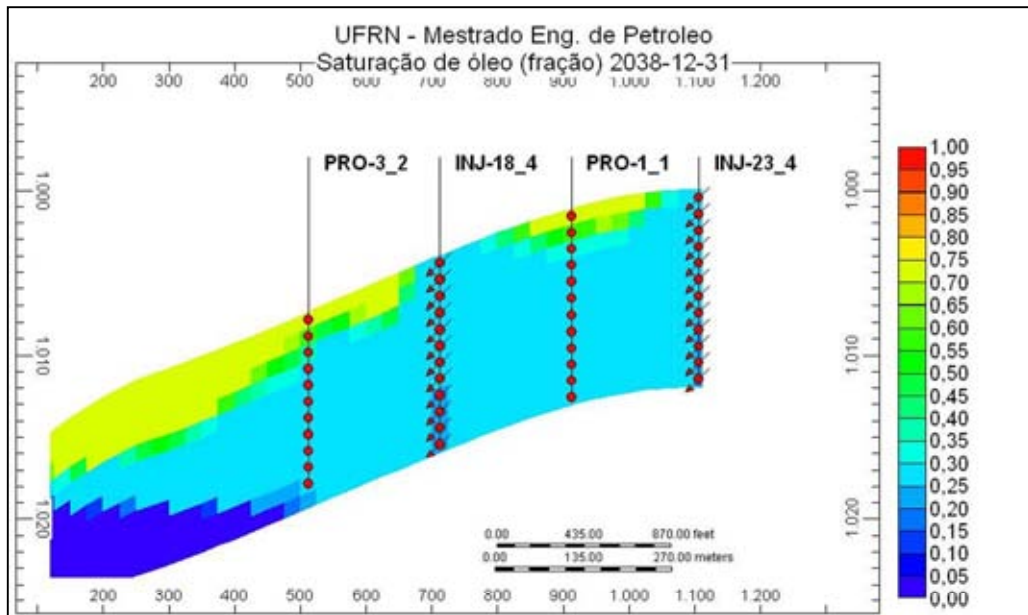


Figura 5.47. Saturação de óleo – Corte IK – Pós-injeção de água – Caso 2 – RES\_3.

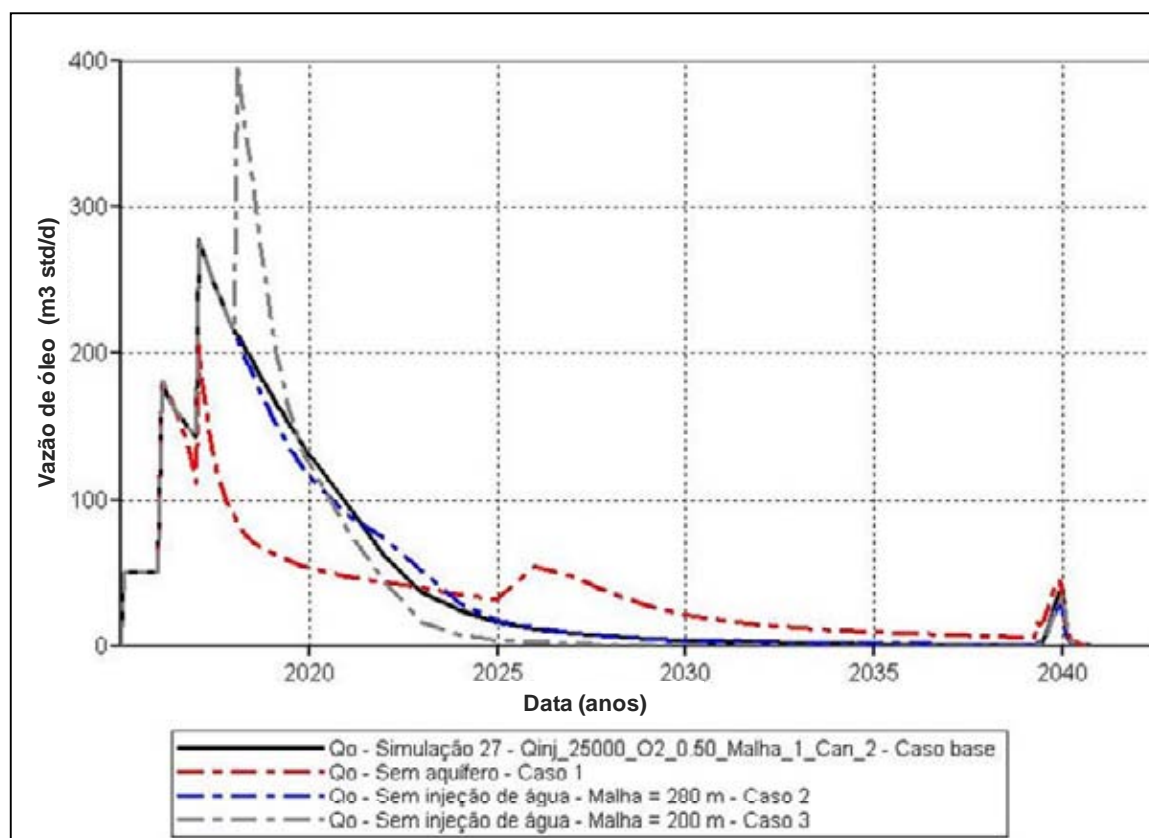
### 5.3.2. Análise do aquífero e da injeção de água

As influências da presença do aquífero e da injeção de água aplicada até 31/12/2038 sobre o processo de combustão *in-situ* como método de recuperação avançada foram avaliadas em três casos. No Caso 1 não foi considerada a existência de aquífero, mantendo-se todas as demais características de reservatório e condições operacionais. No Caso 2, o reservatório foi considerado como tendo produzido apenas por recuperação primária (expansão de fluidos, compressão da rocha e aquífero), ou seja, sem injeção de água até 31/12/2038, com produção apenas pelos 14 poços inicialmente destinados para produção de óleo, com uma malha de 280,0 m. O Caso 3 é semelhante ao Caso 2, com diferença apenas no fato da produção se realizar por meio de uma malha mais adensada, de 200,0 m, com 31 poços produtores. Da mesma forma que no Caso 1, todas as demais características de reservatório e condições operacionais foram mantidas nos Casos 2 e 3. Os resultados das simulações efetuadas encontram-se registrados na Tabela 5.13, onde os valores de  $\Delta FR$  têm como base os fatores de recuperação registrados em cada caso em 31/12/2038.

**Tabela 5.13. FR – Análise do aquífero e da injeção de água – Casos base, 1, 2 e 3.**

Método	Data final (máximo)	FR (%)	$\Delta$ FR (p.p.)
Injeção de água – Caso base	31/12/2038	65,22	0,88
CIS (pós-inj. água) – Caso base	31/12/2048	66,10	
Modelo sem aquífero – Caso 1	31/12/2038	55,16	1,46
CIS - Modelo sem aquífero – Caso 1	31/12/2048	56,62	
Modelo sem inj. água – Malha 280,0 m – Caso 2	31/12/2038	65,05	0,68
CIS – Modelo sem inj. água – Malha 280,0 m – Caso 2	31/12/2048	65,73	
Modelo sem inj. água – Malha 200,0 m – Caso 3	31/12/2038	65,35	0,83
CIS – Modelo sem inj. água – Malha 200,0 m – Caso 3	31/12/2048	66,18	

A Figura 5.48 apresenta as curvas de vazão de óleo correspondentemente às simulações listadas na Tabela 5.13:

**Figura 5.48. Vazão de óleo – Análise do aquífero e da inj. de água – Casos base, 1, 2 e 3.**

Observa-se pelos resultados acima que os casos analisados apresentam grande variação nas vazões de produção de óleo entre si durante o período de produção primária e/ou secundária. Quanto aos fatores de recuperação obtidos nesse mesmo período, nota-se que os Casos base, 2 e 3 registraram valores muito próximos. Essas duas constatações em conjunto

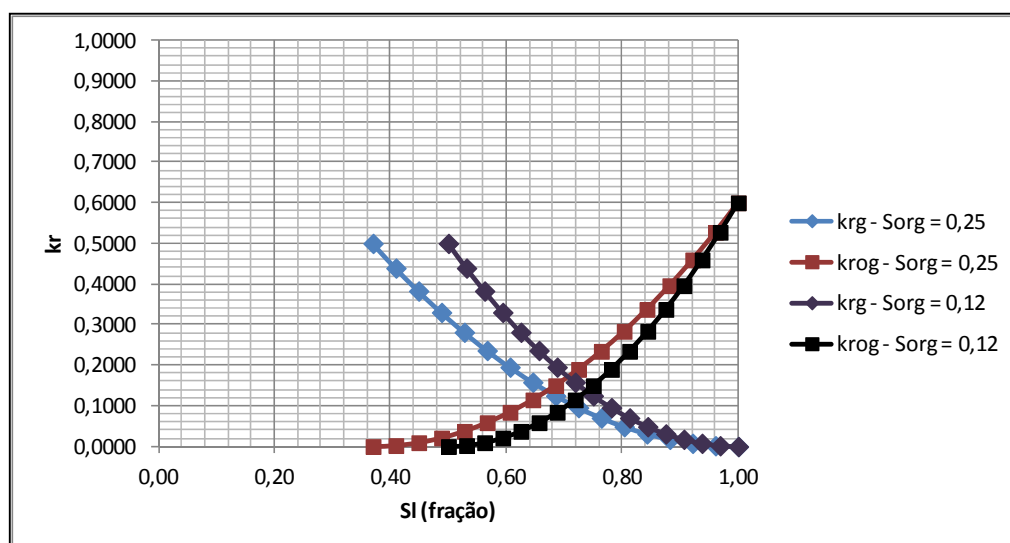
levam a conclusão de que a aplicação da injeção de água e o adensamento da malha têm efeitos mais proeminentes apenas em termos de antecipação da produção. Quanto aos FR incrementais registrados com a aplicação do processo de combustão *in-situ*, o melhor valor foi obtido com o reservatório sem aquífero (Caso 1), o que pode ser atribuído às maiores saturações de óleo nessa configuração. Comparando-se os resultados dos Casos 2 e 3, o adensamento da malha favoreceu o FR incremental com a adoção da CIS como método de recuperação terciário.

### 5.3.3. Análise da saturação residual de óleo ao gás

O deslocamento do óleo pelo gás (*flue gas*) é o mecanismo de produção mais importante da técnica de injeção de ar (combustão *in-situ*/HPAI) quando aplicada em reservatórios portadores de óleos médios e leves. Dessa forma, as propriedades relacionadas às curvas de permeabilidade relativa do sistema gás-líquido provavelmente exercem um papel importante sobre o fator de recuperação do processo. Essa observação foi avaliada reduzindo-se o valor da saturação residual de óleo ao gás ( $S_{org}$ ) em relação ao do Caso base considerado (de 0,25 para 0,12). A Tabela 5.14 apresenta os pontos terminais e expoentes adotados nos dois casos e a Figura 5.49, o aspecto das curvas.

**Tabela 5.14. Pontos terminais e expoentes – Curva  $k_r$  gás-líquido – Variação  $S_{org}$ .**

Simulação	$S_{lcon}$	$S_{gcon}$	$k_{rg}$	$k_{rog}$	$n_g$	$n_o$
$S_{org} = 0,25$ – Caso base	0,50	0,00	0,50	0,60	2,00	2,00
$S_{org} = 0,12$	0,37	0,00	0,50	0,60	2,00	2,00



**Figura 5.49. Curvas  $k_r$  – Sistema gás-líquido –  $S_{org} = 0,25$  – Caso base e  $S_{org} = 0,12$ .**

Os resultados das simulações efetuadas encontram-se listados na Tabela 5.15. Os valores de  $\Delta FR$  têm como base os fatores de recuperação registrados com a injeção de água aplicada até 31/12/2038. Pode-se observar que a variação no valor da  $S_{org}$  não alterou o FR no período de aplicação da injeção de água. Por sua vez, a redução no valor da  $S_{org}$  afetou positivamente o FR durante a aplicação da técnica de combustão *in-situ* (HPAI) como método especial de recuperação. No caso avaliado o valor do  $\Delta FR$  subiu de 0,88p.p. para 1,17p.p., o que corresponde a um incremento de 34,02% no volume de óleo recuperado com o uso da CIS, comprovando a importância do deslocamento do óleo pelo gás no processo.

**Tabela 5.15. FR – Análise da saturação residual de óleo ao gás –  $S_{org} = 0,25$  – Caso base e  $S_{org} = 0,12$ .**

Método	$S_{org}$	Data final (máximo)	FR (%)	$\Delta FR$ (p.p.)
Injeção de água – $S_{org} = 0,25$ – Caso base	0,25	31/12/2038	65,22	0,88
CIS (pós-inj. água) – $S_{org} = 0,25$ – Caso base	0,25	31/12/2048	66,10	
Injeção de água – $S_{org} = 0,12$	0,12	31/12/2038	65,22	1,17
CIS (pós-inj. água) – $S_{org} = 0,12$	0,12	31/12/2048	66,39	

#### 5.3.4. Análise dos fatores pré-exponenciais e das energias de ativação das reações de combustão e dos fatores pré-exponenciais das reações de craqueamento

As influências de variações nos valores dos fatores pré-exponenciais e das energias de ativação das reações de combustão e dos fatores pré-exponenciais das reações de craqueamento sobre o fator de recuperação do modelo de reservatório em estudo (simulação 27 – RES\_3) foram avaliadas conforme descrito nas Tabelas 5.16, 5.17 e 5.18. Os valores de  $\Delta FR$  referem-se ao FR registrado no Caso base.

**Tabela 5.16. FR – Análise dos fatores pré-exponenciais – Reações de combustão.**

Simulação	Multiplicador	FR (%)	$\Delta FR$ (p.p.)
Caso base	-	66,10	-
A_0,1	0,1	66,09	-0,01
A_0,2	0,2	66,09	-0,01
A_0,5	0,5	66,10	0,00
A_10	10,0	66,12	0,02
A_100	100,0	66,14	0,04

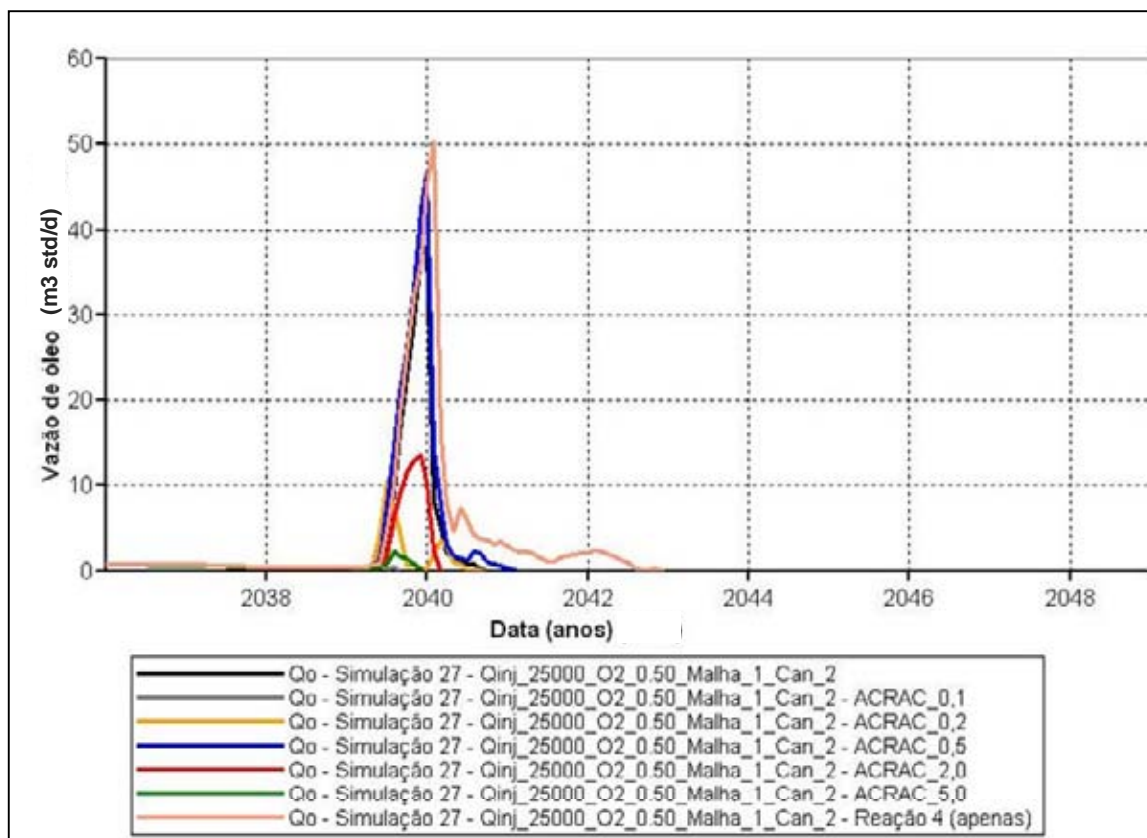
**Tabela 5.17. FR – Análise das energias de ativação – Reações de combustão.**

<b>Simulação</b>	<b>Multiplicador</b>	<b>FR (%)</b>	<b><math>\Delta</math>FR (p.p.)</b>
Caso base	-	66,10	-
E_0,9	0,9	66,13	0,03
E_1,05	1,05	66,10	0,00
E_1,1	1,1	66,10	0,00

**Tabela 5.18. FR – Análise dos fatores pré-exponenciais – Reações de craqueamento.**

<b>Simulação</b>	<b>Multiplicador</b>	<b>FR (%)</b>	<b><math>\Delta</math>FR (p.p.)</b>
Caso base	-	66,10	-
A_0,1	0,1	65,25	-0,85
A_0,2	0,2	65,42	-0,68
A_0,5	0,5	66,34	0,24
A_2	2,0	65,57	-0,53
A_5	5,0	65,27	-0,83
Apenas Reação 4	-	66,65	0,55

Conforme os resultados apresentados acima, nota-se que quase não houve alterações nos fatores de recuperação com as variações nos valores dos fatores pré-exponenciais e das energias de ativação das reações químicas de combustão dentro dos intervalos estipulados. Uma leve tendência de aumento no FR é observada com o aumento nos valores dos fatores pré-exponenciais e com a redução nos valores das energias de ativação. Alterações bem maiores nos FR podem ser observadas, porém, com variações nos valores dos fatores pré-exponenciais das reações de craqueamento, sendo que os resultados obtidos sugerem a existência de um valor para esse parâmetro no qual o FR torna-se máximo. Adicionalmente foi efetuada uma simulação com o modelo de reações considerando o craqueamento apenas da fração pesada do óleo (Reação 4), a qual registrou um FR maior que o do Caso base. A Figura 5.50 apresenta as curvas de vazão de óleo dos casos simulados apresentados na Tabela 5.18.

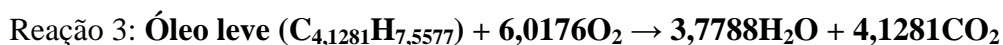
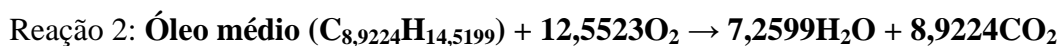
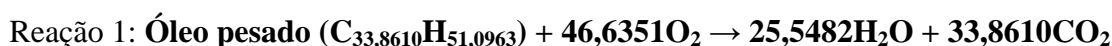


**Figura 5.50. Vazão de óleo – Análise dos fatores pré-exponenciais – Reações de craqueamento.**

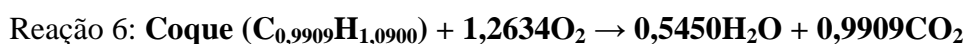
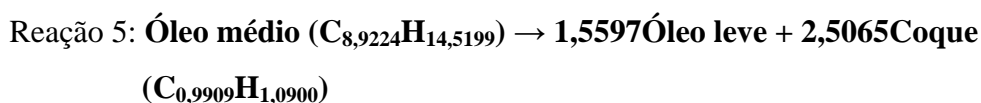
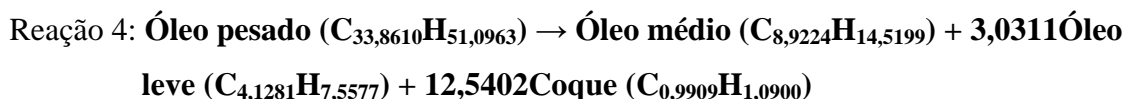
### 5.3.5. Análise da razão atômica hidrogênio-carbono (H/C)

A influência da variação da razão atômica hidrogênio-carbono do óleo (H/C) sobre o fator de recuperação do Caso base em estudo (simulação 27 – RES\_3) foi avaliada conforme os dados apresentados na Tabela 5.19. Os valores de  $\Delta FR$  referem-se ao FR registrado no Caso base. Os novos modelos de reações, para os dois valores da razão H/C considerados, foram gerados e encontram-se descritos abaixo. Os parâmetros cinéticos foram mantidos iguais aos listados na Tabela 4.12:

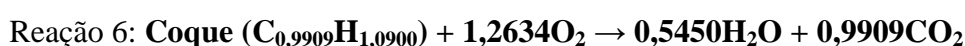
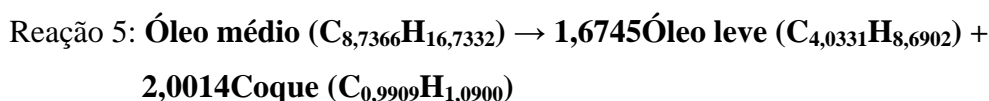
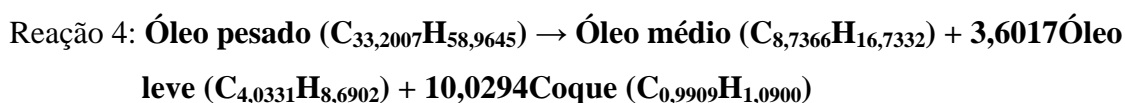
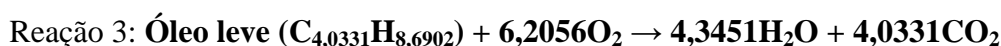
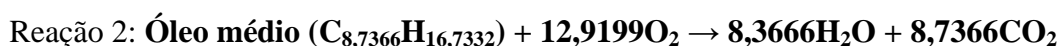
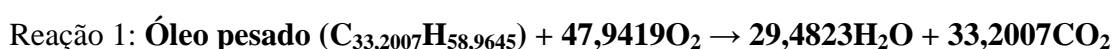
- RES\_3 – Óleo de 45,2°API – H/C=1,70:







- RES\_3 – Óleo de 45,2°API – H/C=2,00:



**Tabela 5.19. FR – Análise da razão atômica hidrogênio-carbono (H/C).**

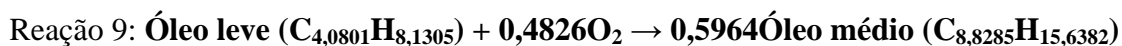
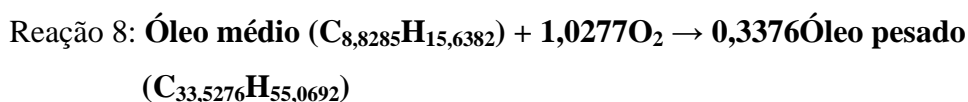
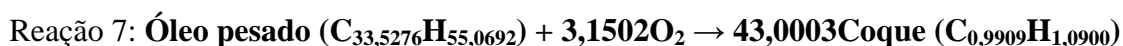
<b>Simulação</b>	<b>Razão H/C</b>	<b>FR (%)</b>	<b>ΔFR (p.p.)</b>
Caso base	1,85	66,10	-
H/C_1,7	1,70	66,05	-0,05
H/C_2,0	2,00	66,11	0,01

Conforme os resultados apresentados acima, observa-se que quase não houve variação no fator de recuperação com a variação nos valores da razão atômica hidrogênio-carbono (H/C) dentro do intervalo estipulado.

### 5.3.6. Análise de modelo de reações com a inclusão de reações específicas de oxidação em baixas temperaturas (OBT)

O Caso base em análise (simulação 27 – RES\_3) foi comparado com outro distinto com um novo modelo de reações que considera a inclusão de reações específicas de oxidação em baixas temperaturas (OBT). As reações OBT, também conhecidas como de “adição de oxigênio”, promovem a incorporação do oxigênio no óleo e resultam no aumento de sua viscosidade. Segundo Dabbous & Fulton (1974), óleos leves são mais suscetíveis às reações OBT que óleos pesados. O novo modelo inclui as seguintes reações químicas além daquelas listadas na Seção 4.3.2.:

- RES\_3 – Óleo de 45,2°API – Caso OBT:



Os parâmetros cinéticos adotados encontram-se relacionados na Tabela 5.20. Os valores do fator pré-exponencial e da energia de ativação foram extraídos do trabalho de Dabbous & Fulton (1974), enquanto que as entalpias foram calculadas com base no trabalho de Burger & Sahuquet (1972).

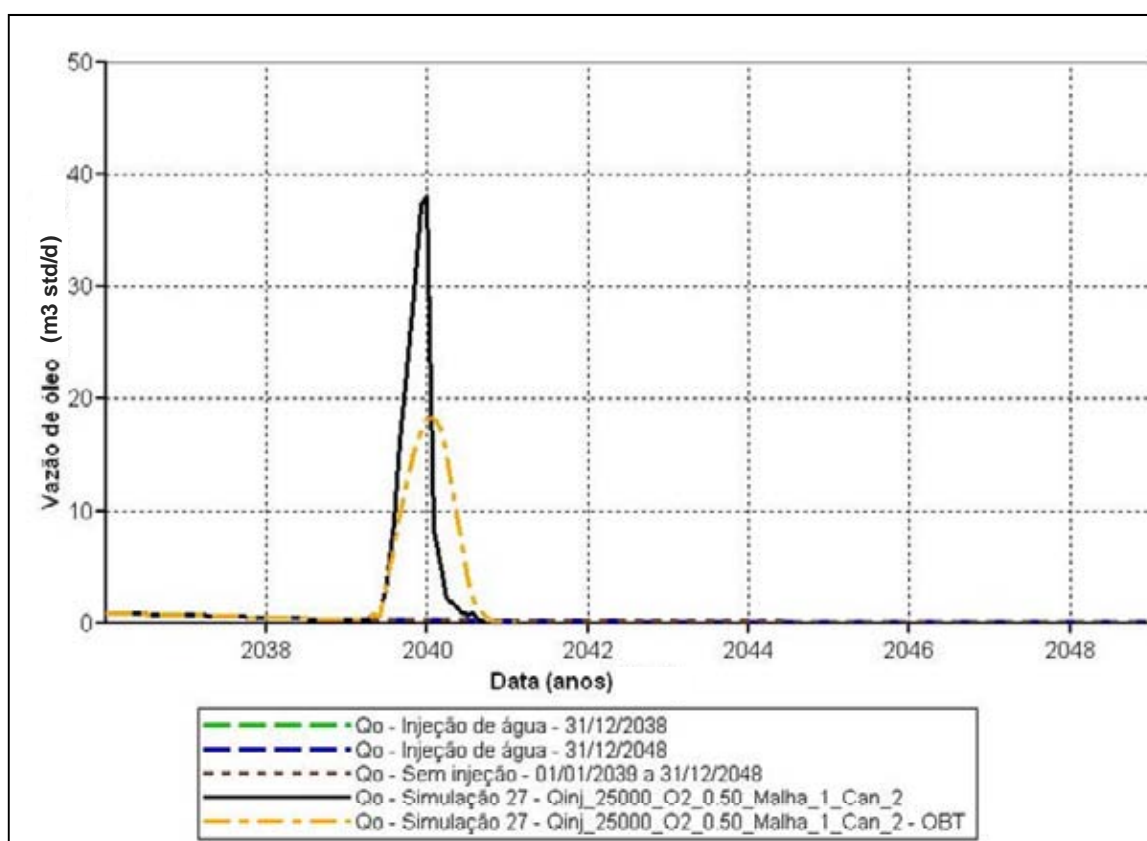
**Tabela 5.20. Parâmetros cinéticos – Modelo de reações – Caso OBT.**

Reação (OBT)	Fator pré-exponencial	Energia de Ativação (J/gmol)	Entalpia (J/gmol)
7	$6,70\text{E}+11 \text{ d}^{-1}(\text{kgf}/\text{cm}^2)^{-1}$	7,35E+4	4,31E+5
8	$6,70\text{E}+11 \text{ d}^{-1}(\text{kgf}/\text{cm}^2)^{-1}$	7,35E+4	4,33E+5
9	$6,70\text{E}+11 \text{ d}^{-1}(\text{kgf}/\text{cm}^2)^{-1}$	7,35E+4	4,36E+5

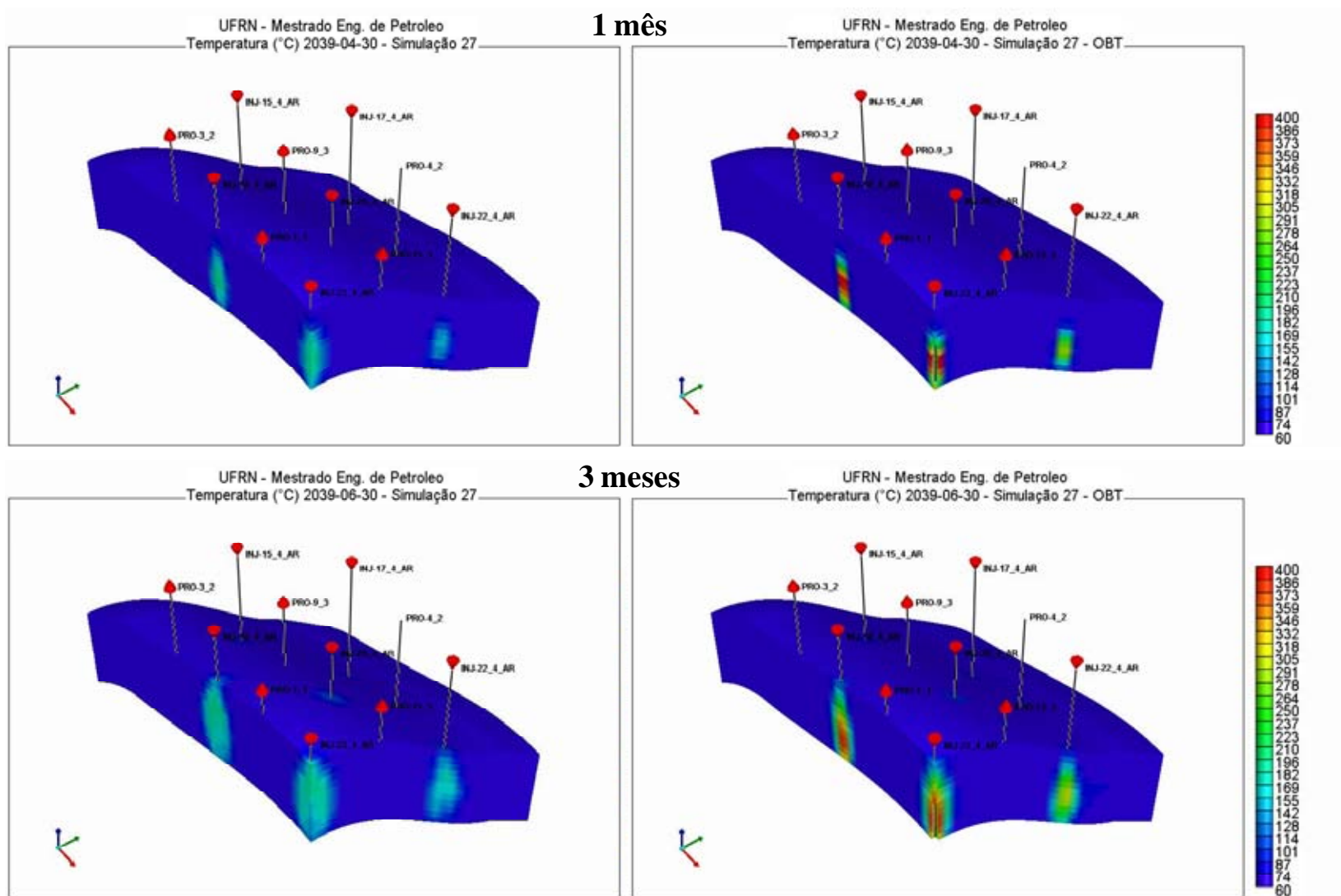
A Tabela 5.21 resume os resultados obtidos para os casos em estudo e a Figura 5.51 apresenta as curvas de vazão de óleo correspondentes. Os valores de  $\Delta\text{FR}$  têm como base os fatores de recuperação registrados com a injeção de água aplicada até 31/12/2038.

**Tabela 5.21. FR – Análise de modelo de reações com reações específicas OBT.**

Método	Data final (máximo)	FR (%)	$\Delta$ FR (p.p.)
Injeção de água – Caso base	31/12/2038	65,22	-
Injeção de água – Caso base	31/12/2048	65,31	0,09
S/ inj. de fluidos – água/ar (pós-inj. água) – Caso base	31/12/2048	65,34	0,12
CIS (pós-inj. água) – Caso base	31/12/2048	66,10	0,88
CIS (pós-inj. água) – Caso OBT	31/12/2048	66,01	0,79

**Figura 5.51. Vazão de óleo – Análise de modelo de reações com reações específicas OBT.**

A inclusão de três novas reações químicas no modelo aumentou consideravelmente o tempo de simulação que passou de 2 horas, 38 minutos e 17 segundos (Caso base) para 7 horas, 54 minutos e 24 segundos (Caso OBT). Segundo os resultados apresentados acima, nota-se uma pequena diferença entre os valores dos  $\Delta$ FR obtidos para os dois casos em questão, com o Caso OBT registrando um  $\Delta$ FR 10,23% menor em relação ao do Caso base. Alterações mais evidentes podem ser observadas na forma da curva de vazão de óleo, no pico de produção e no tempo final do projeto, com consequentes impactos sobre o VPL. A Figura 5.52 mostra a evolução da temperatura com o tempo para os Casos base e OBT nos períodos de 1 mês, 3 meses, 6 meses e 1 ano após o início do processo de combustão *in-situ* (HPAI).



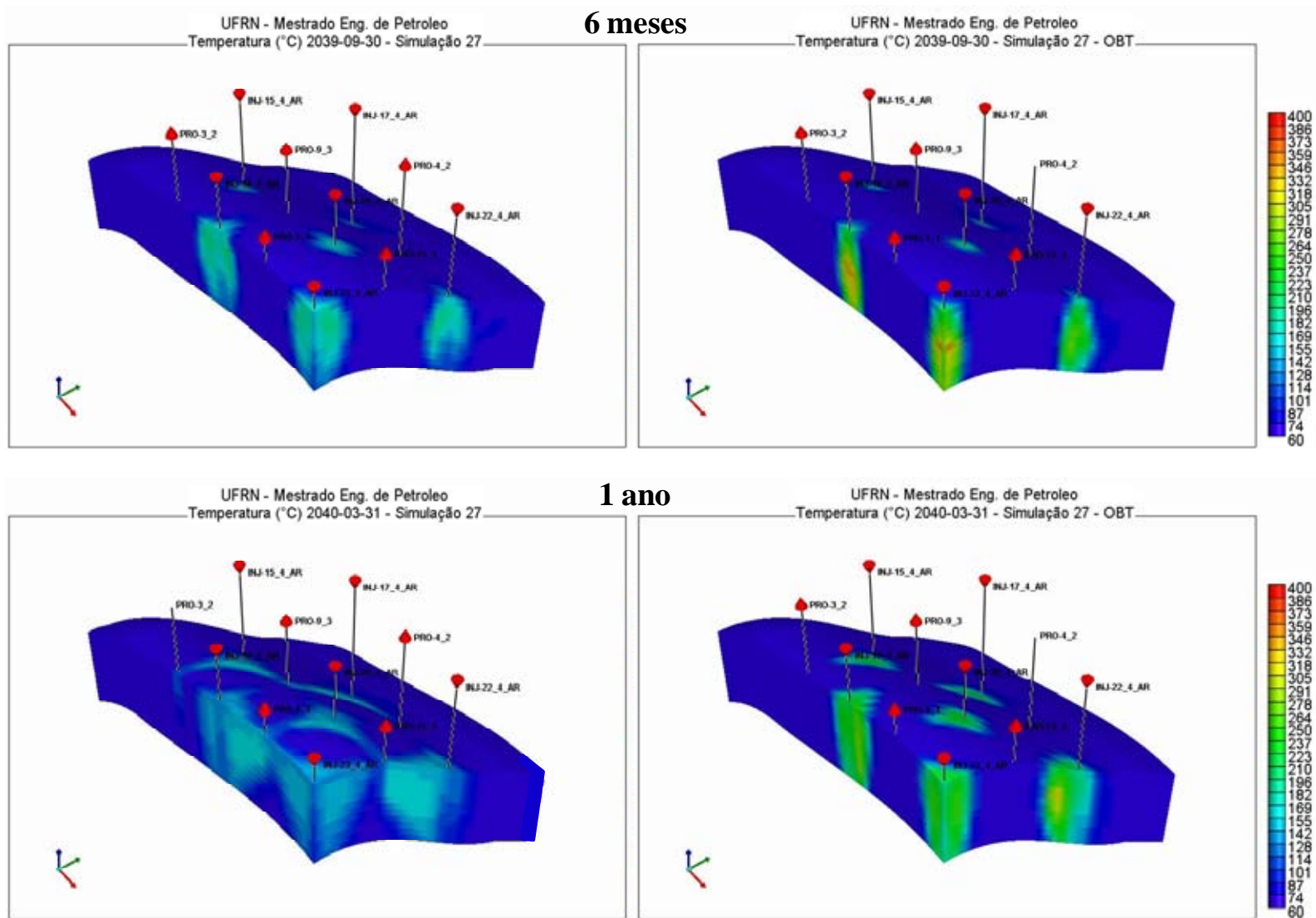


Figura 5.52. Mapas de temperatura – 1 mês, 3 meses, 6 meses e 1 ano – Casos base e OBT – RES\_3.

A evolução da temperatura com o tempo apresenta diferenças marcantes no que se refere à temperatura alcançada pela frente de combustão, iguais a 180°C e 300°C, respectivamente para os Casos base e OBT, e na velocidade da própria frente, maior no Caso base. Essas diferenças podem ser atribuídas a uma maior tendência de formação de coque no Caso OBT, o qual deve ser totalmente consumido para que a frente de combustão possa mover-se.

#### 5.4. Análise econômica

A análise econômica do processo de combustão *in-situ* (HPAI) foi realizada com base no Valor Presente Líquido (VPL) de todas as simulações efetuadas para os modelos de reservatório RES\_1, RES\_2 e RES\_3. O VPL foi calculado de acordo com as seguintes equações:

- Fluxo de caixa mensal (FC):

$$FC = \text{Receitas} - \text{Investimentos} - \text{Custos operacionais} \quad (5.1)$$

- Fluxo de caixa mensal atualizado (FCA):

$$FCA = \frac{FC}{(1+i)^n} \quad (5.2)$$

- Valor Presente Líquido (VPL):

$$VPL = \sum_{n=0}^{n=120} FCA \quad (5.3)$$

Os investimentos foram contabilizados no início do processo e correspondem à instalação do compressor e às conversões (recompletações) dos poços. As receitas advêm apenas da venda do óleo, ou seja, o gás associado produzido foi considerado como não aproveitado (ventilado).

A decisão sobre que curva de produção de óleo adotar no cálculo do VPL do processo de combustão *in-situ* (HPAI), para cada modelo de reservatório, foi tomada com base no valor do fluxo de caixa obtido em cada um desses casos no instante final da aplicação da injeção de

água (31/12/2038). Esse último cálculo foi efetuado conforme a Equação 5.1 acima e considerou os dados listados na Tabela 5.22. Os custos operacionais referentes à água injetada e aos poços foram baseados no artigo de Kumar *et al.* (2008), o qual trata do emprego dos métodos de injeção de água e de injeção de ar em duas áreas distintas do Campo de Buffalo, na Bacia de Williston, localizada nos Estados Unidos. Os custos operacionais informados na Tabela 5.22 foram corrigidos monetariamente a uma taxa média de 0,50% ao ano.

**Tabela 5.22. Dados para cálculo do fluxo de caixa – 31/12/2038 – Injeção de água.**

Preço do petróleo (R\$/m <sup>3</sup> std)	1446,66 (US\$ 115,00/bbl)
Custo operacional – água (R\$/m <sup>3</sup> )	2,64
Custo operacional – poços (R\$/mês/poço)	3100,00
Taxa de câmbio (R\$/US\$)	2,00
Vazão de injeção de água (m <sup>3</sup> /d)	variável (10,0 a 31,0)

Os fluxos de caixa registrados ao final da aplicação da injeção de água (31/12/2038) para os modelos RES\_1 e RES\_3 foram negativos, indicando que a injeção de água já não é mais viável economicamente nessa data. Dessa forma, a curva adotada para o cálculo do VPL para esses dois modelos foi a curva integral obtida com a aplicação do processo de combustão *in-situ* (HPAI). Contrariamente, o modelo RES\_2 registrou fluxo de caixa positivo em 31/12/2038 e VPL positivo e crescente entre 31/12/2038 e 31/12/2048. Assim, a curva adotada para o cálculo do VPL para esse modelo foi a formada pela diferença entre a curva obtida com a aplicação do processo de CIS (HPAI) no período de 31/12/2038 e 31/12/2048 (120 meses) e a curva obtida com a aplicação da injeção de água nesse mesmo período. O emprego da CIS (HPAI) ou a substituição da injeção de água pela CIS (HPAI) podem ser considerados como viáveis se o valor do VPL for maior que zero.

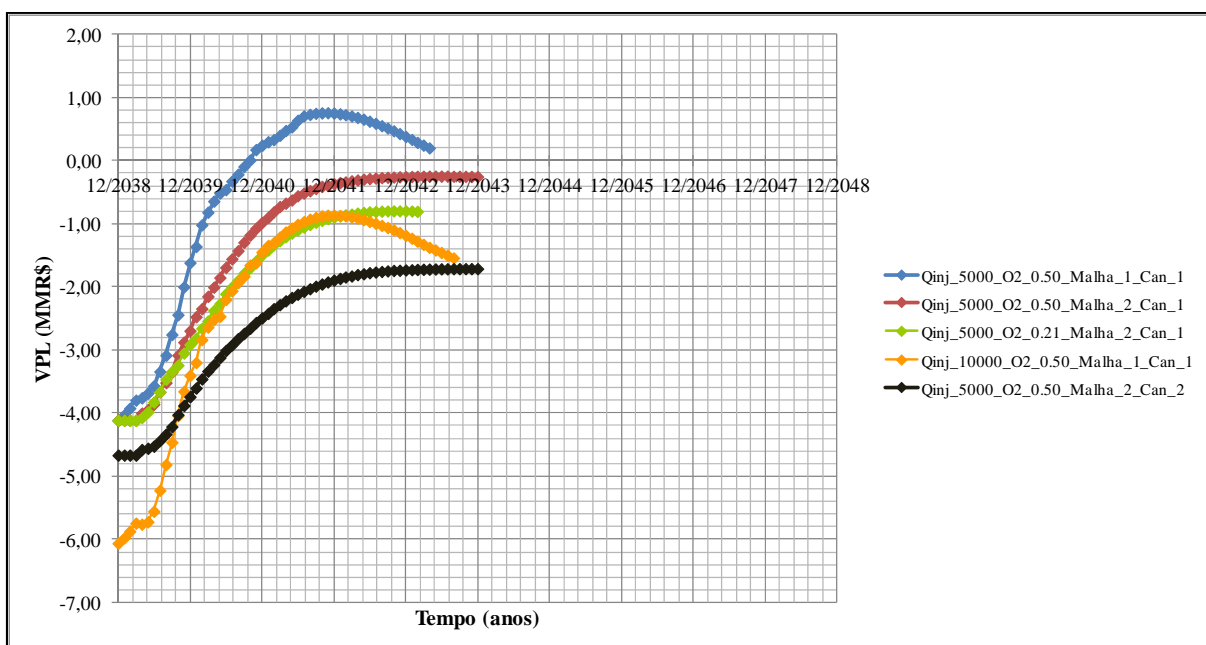
A Tabela 5.23 resume os valores considerados para o cálculo do VPL do processo de combustão *in-situ* (HPAI). Os custos de recompletação dos poços e a estimativa de investimento para compressão do ar foram obtidos por correlação, respectivamente, com a profundidade dos poços e com a vazão e pressão de injeção do ar requeridas, conforme relatado no trabalho de Kumar; Fassihi; Yannimaras (1995), que descreve o estudo de caso da aplicação da injeção de ar na área de Medicine Pole Hills, na Bacia de Williston, nos Estados Unidos. Esses valores foram corrigidos monetariamente a uma taxa média de 1,00% ao ano. Os custos operacionais referentes ao ar injetado e aos poços foram baseados no artigo de Kumar *et al.* (2008), os quais foram corrigidos monetariamente a uma taxa média de 0,50% ao ano. Segundo esses últimos autores, o impacto da inflação parece ser compensado pela

experiência adquirida ao longo tempo, motivo pelo qual não foram considerados efeitos inflacionários no cálculo do VPL agora em análise.

**Tabela 5.23. Premissas para o cálculo do VPL – Combustão *in-situ* (HPAI).**

Taxa mínima de atratividade – TMA – i – % (a.a.)	9,50
Tempo máximo – n (anos)	10 (120 meses)
Preço do petróleo (R\$/m <sup>3</sup> std)	1446,66 (US\$ 115,00/bbl)
Custo operacional – ar (R\$/m <sup>3</sup> std)	0,028
Custo operacional – poços (R\$/mês/poço)	3100,00
Custo da recompletação – poço produtor (R\$)	94500,00
Custo da recompletação – poço injetor (R\$)	126000,00
Custo unitário – inv. compressão ar (R\$/((m <sup>3</sup> std/d).(kgf/cm <sup>2</sup> )))	0,126
Taxa de câmbio (R\$/US\$)	2,00
Vazão de injeção de ar (m <sup>3</sup> std/d)	variável (5000,0 a 50000,0)
Pressão de injeção do ar (kgf/cm <sup>2</sup> )	230,0

As Figuras 5.53, 5.54 e 5.55 apresentam os gráficos do VPL ao longo do tempo para as cinco configurações que registraram maior VPL máximo para os três modelos de reservatório (RES\_1, RES\_2 e RES\_3).



**Figura 5.53. VPL x Tempo – RES\_1.**



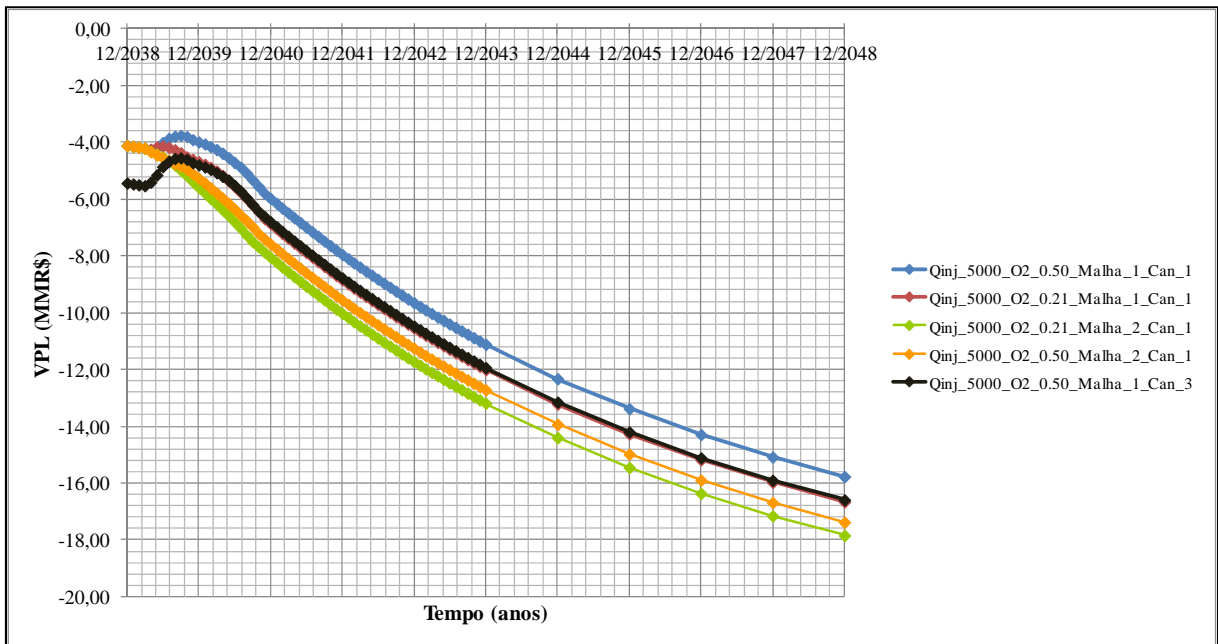


Figura 5.54. VPL x Tempo – RES\_2.

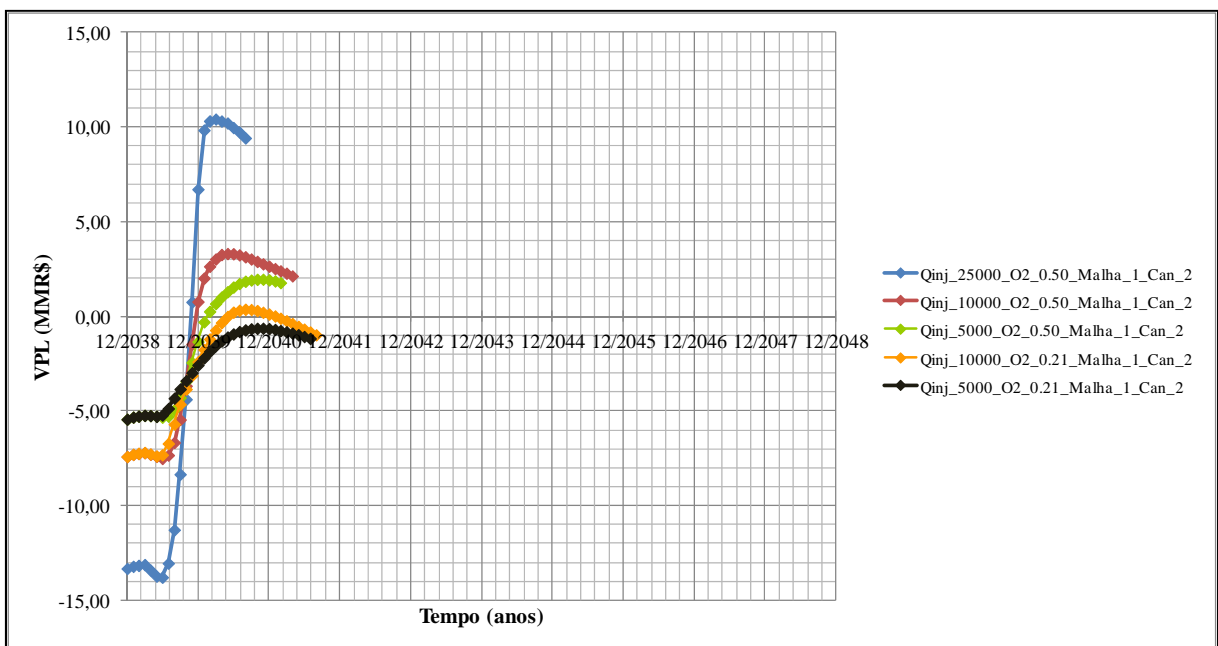


Figura 5.55. VPL x Tempo – RES\_3.

Conforme os resultados dos gráficos observa-se que há um comportamento comum para a maioria dos casos, onde o valor do VPL registra um ponto de máximo, que ocorre quando o ganho de produção de óleo com o processo de combustão *in-situ* (HPAI) registra sua capacidade máxima de remunerar os investimentos realizados e os custos operacionais envolvidos. Após esse ponto o VPL diminui em virtude da redução mais expressiva da curva de produção de óleo do que dos custos operacionais. Para o modelo RES\_2, esse último comportamento se estende até o final do período considerado (31/12/2048), em virtude da

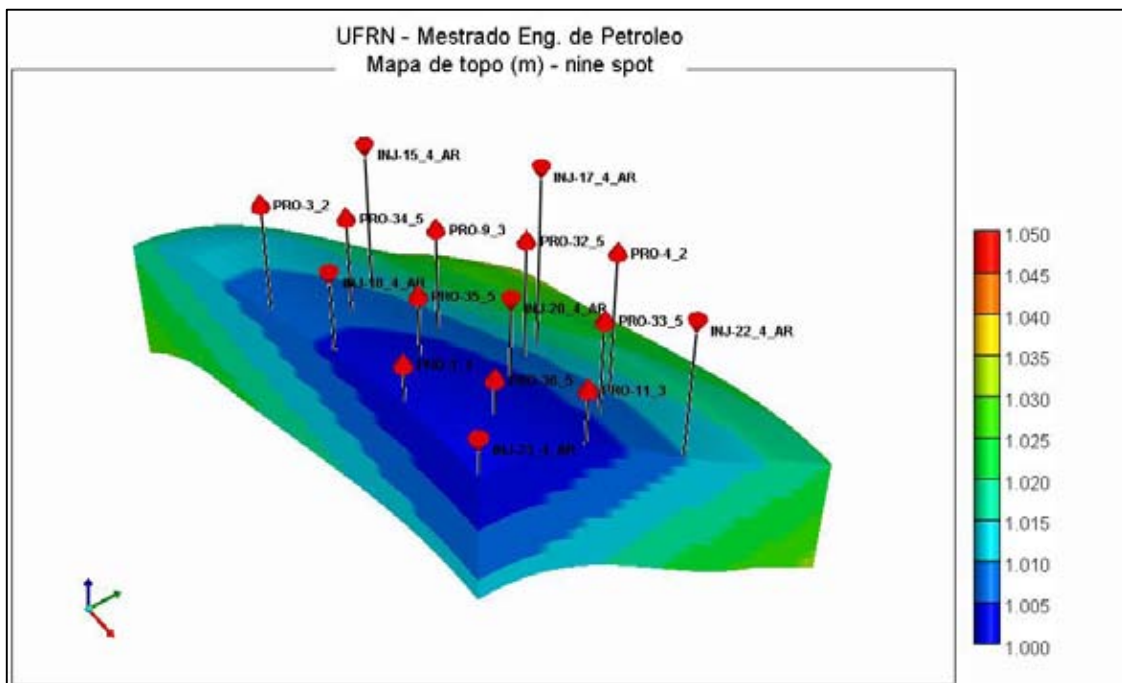
curva de produção de óleo adotada no cálculo do VPL, nesse caso, estar relacionada à curva de produção de óleo obtida com a injeção de água entre 31/12/2038 e 31/12/2048, conforme explicado anteriormente.

Segundo os gráficos acima, observa-se que apenas configurações dos modelos de reservatório RES\_1 e RES\_3 apresentaram viabilidade econômica ( $VPL > 0$ ). No modelo RES\_1 o VPL máximo foi de MMR\$ 0,76, registrado aproximadamente 2,5 anos após o início da injeção de ar. Nesse modelo, em geral, os VPL máximos foram registrados entre 2 e 3 anos após o início da injeção de ar. O VPL máximo para o modelo RES\_1 foi obtido operando-se com uma vazão de injeção de ar de 5000,0 m<sup>3</sup> std/d, concentração de oxigênio no gás injetado igual a 50%, esquema de injeção de ar tipo *five spot* e com os poços produtores e injetores canhoneados em toda espessura vertical com reservatório. Nessa configuração o investimento inicial foi de MMR\$ 4,11, resultando em uma lucratividade líquida (razão entre o VPL máximo e o investimento) de 18,49%, e a razão entre os volumes de ar injetado e de óleo incremental produzido foi de 3960,0 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std, pior que a reportada para a área de Medicine Pole Hills, igual a 1960,0 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std na época da avaliação do seu projeto de injeção de ar (Kumar; Fassihi; Yannimaras, 1995). Nota-se também que a configuração de VPL máximo é diferente daquela que registrou o maior fator de recuperação no que se refere à vazão de injeção de ar, iguais a 5000,0 e 50000,0 m<sup>3</sup> std/d, respectivamente, o que evidencia a influência dos investimentos em compressão e dos custos operacionais na composição do VPL.

No modelo RES\_3 o VPL máximo obtido foi de MMR\$ 10,42, registrado aproximadamente 1 ano após o início da injeção de ar. Nesse modelo, em geral, os VPL máximos foram registrados entre 1 e 1,5 anos após do início da injeção de ar. O VPL máximo para o modelo RES\_3 foi obtido operando-se com uma vazão de injeção de ar de 25000,0 m<sup>3</sup> std/d, concentração de oxigênio no gás injetado igual a 50%, esquema de injeção de ar tipo *five spot* e com os poços produtores canhoneados na metade superior e os poços injetores canhoneados na metade inferior da espessura vertical com reservatório. Nessa configuração o investimento inicial foi de MMR\$ 13,32, resultando em uma lucratividade líquida de 78,23%, e a razão entre os volumes de ar injetado e de óleo incremental produzido foi de 9892,0 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std, pior que a reportada para a área de Medicine Pole Hills, igual a 1960,0 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std na época da avaliação do seu projeto de injeção de ar (Kumar; Fassihi; Yannimaras, 1995). Nesse caso, as configurações de VPL máximo e de maior fator de recuperação foram coincidentes.

## 5.5. Maximização do FR do método de combustão *in-situ*

Com o objetivo de se maximizar o fator de recuperação foram simuladas configurações a partir do Caso base (simulação 27 – RES\_3) com alterações simultâneas da malha de drenagem no início da aplicação do processo de combustão *in-situ* (HPAI) e das vazões de injeção de ar por poço. O novo esquema de injeção de ar avaliado é do tipo *nine spot*, obtido com a perfuração de cinco poços produtores adicionais (PRO-32\_5 a PRO-36\_5). Os parâmetros concentração de oxigênio no gás injetado e configuração dos canhoneados dos poços foram considerados otimizados e mantidos iguais aos do Caso base. A Figura 5.56 apresenta o novo esquema de injeção de ar em estudo.

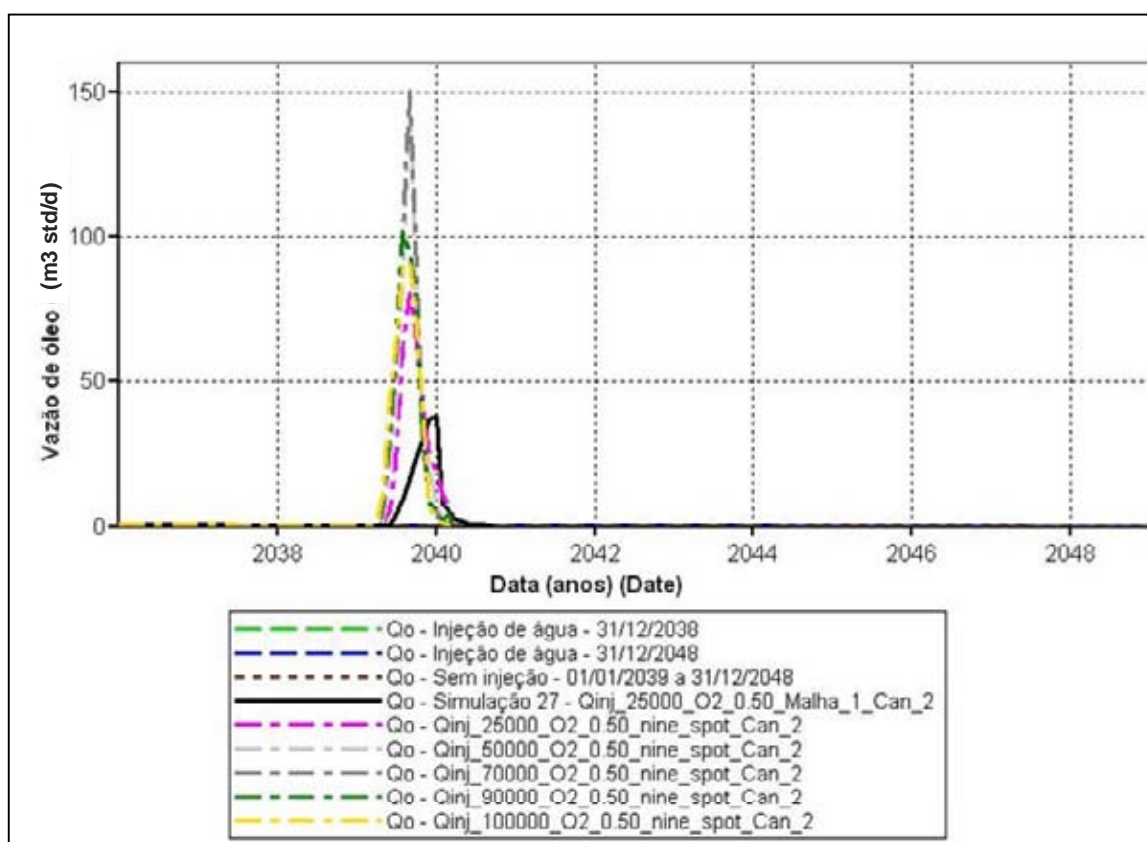


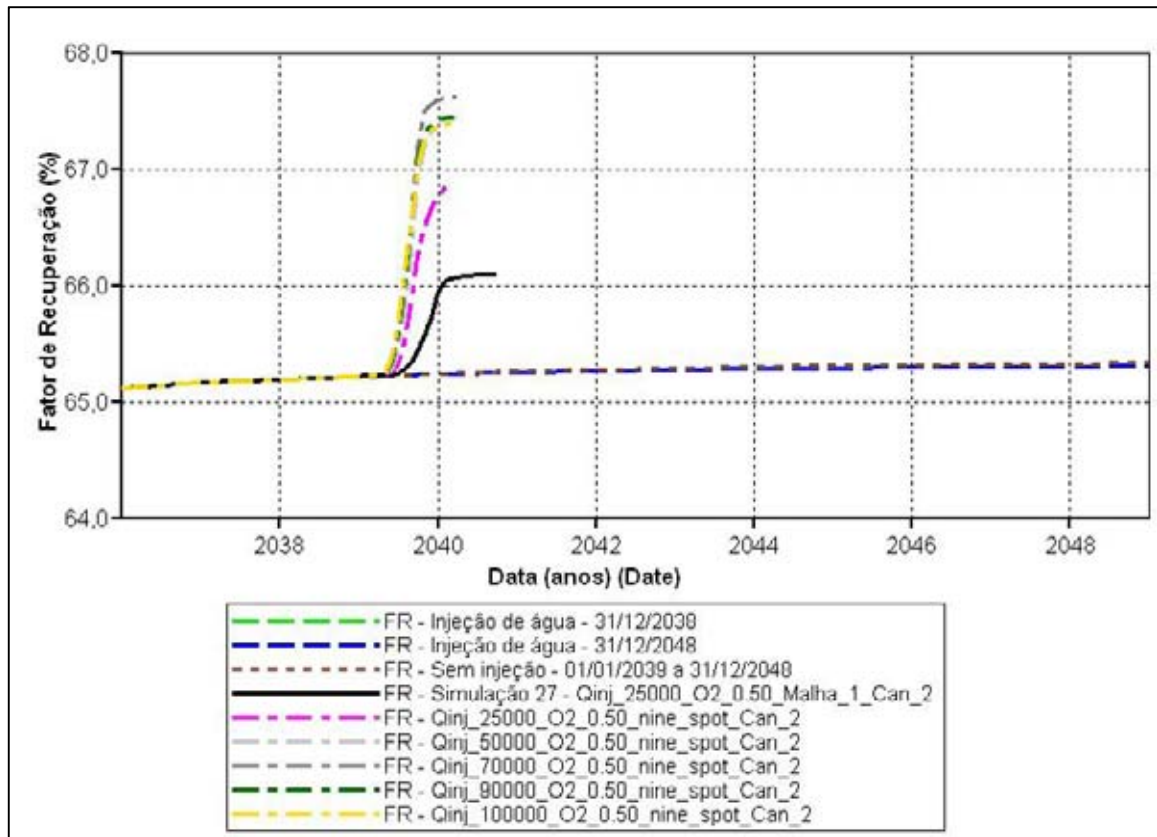
**Figura 5.56. Esquema de injeção de ar – Maximização do FR – Combustão *in-situ* – Malha *nine spot*.**

A Tabela 5.24 resume os resultados obtidos nas simulações efetuadas. Os valores de  $\Delta$ FR têm como base o fator de recuperação registrado com a extensão da aplicação da injeção de água até 31/12/2048. As Figuras 5.57 e 5.58 mostram os aspectos das curvas de vazão de óleo e de FR das respectivas simulações.

**Tabela 5.24. Resultados – Maximização do FR – Combustão *in-situ*.**

Método	Data final (máximo)	Qinj_ar/pç (m <sup>3</sup> std/d)	Esquema inj. ar	FR (%)	ΔFR (p.p.)
Injeção de água - Caso base	31/12/2048	-	-	65,31	-
CIS (pós-inj. água) - Caso base	31/12/2048	25000,0	<i>five spot</i>	66,10	0,79
CIS (pós-inj. água)	31/12/2048	25000,0	<i>nine spot</i>	66,88	1,57
CIS (pós-inj. água)	31/12/2048	50000,0	<i>nine spot</i>	67,44	2,13
CIS (pós-inj. água)	31/12/2048	70000,0	<i>nine spot</i>	67,62	2,31
CIS (pós-inj. água)	31/12/2048	90000,0	<i>nine spot</i>	67,46	2,14
CIS (pós-inj. água)	31/12/2048	100000,0	<i>nine spot</i>	67,39	2,08

**Figura 5.57. Vazão de óleo – Maximização do FR – Combustão *in-situ*.**



**Figura 5.58. FR – Maximização do FR – Combustão *in-situ*.**

Conforme os resultados obtidos, observa-se que o comportamento do fator de recuperação com a vazão de injeção de ar por poço não é sempre crescente, havendo um limite máximo nesse parâmetro que promove a maximização do valor do FR, igual a 70000,0 m<sup>3</sup> std/d nesse caso. Nota-se também um considerável aumento do FR e do  $\Delta$ FR com o adensamento da malha de produção (*nine spot*), sendo que o valor do  $\Delta$ FR do Caso base quase que dobra com a perfuração de cinco poços produtores adicionais, sem variar a vazão de injeção de ar por poço (25000,0 m<sup>3</sup> std/d). Em situações reais, a efetivação das alterações nas vazões de injeção de ar por poço e na malha de produção devem ser analisadas sob o ponto de vista econômico em virtude do aumento nos investimentos e nos custos operacionais envolvidos.

---

## **Capítulo 6**

### **Conclusões e recomendações**

---

## 6. Conclusões e recomendações

Este capítulo contém as principais conclusões obtidas baseadas nos casos simulados e algumas recomendações para estudos futuros referentes à aplicação do processo de combustão *in-situ* (HPAI) em reservatórios maduros portadores de óleos médios e leves.

### 6.1. Conclusões

As seguintes conclusões podem ser enumeradas com base nos resultados das simulações efetuadas a respeito da aplicação do processo de combustão *in-situ* (HPAI) em reservatórios maduros portadores de óleos médios e leves como método de recuperação avançada de petróleo:

- Os fatores de recuperação incrementais registrados foram baixos, o que revela a necessidade de estudos com o emprego de propriedades de rocha e de fluido próprias do reservatório onde se quer aplicar o método, no caso de utilização da técnica em escala piloto ou de campo;
- Dentro dos intervalos considerados, os quatro parâmetros operacionais estudados (vazão de injeção de ar por poço, concentração de oxigênio no gás injetado, esquema de injeção de ar e configuração dos canhoneados dos poços) mostraram-se estatisticamente significativos nos três modelos de reservatório trabalhados. O esquema de injeção de ar é o parâmetro de maior influência no fator de recuperação do modelo RES\_1, enquanto que a concentração de oxigênio e a vazão de injeção de ar por poço são os fatores que têm maior impacto sobre o FR nos modelos RES\_2 e RES\_3, respectivamente. A adoção de maiores concentrações de oxigênio no gás injetado e do esquema de injeção de ar tipo *five spot* tende a aumentar o FR. A configuração dos canhoneados dos poços apresenta influência crescente com o aumento da espessura porosa com óleo do reservatório, visto que, em um contexto de reservatório maduro pós-injeção de água, a distribuição do óleo remanescente parece ter um papel mais importante que a natural tendência de segregação gravitacional dos gases envolvidos no processo na definição de como os poços produtores e injetores de ar devem ser completados para a obtenção de maiores FR;

- O caso simulado com a aplicação do processo de combustão molhada (COFCAW) resultou em um aumento do fator de recuperação incremental se comparado com a utilização da combustão *in-situ* (HPAI) seca;
- A presença de heterogeneidades no reservatório afeta fortemente todo o seu período produtivo (injeção de água e combustão *in-situ*). O fator de recuperação incremental obtido no modelo com permeabilidades horizontais variando em camadas, com valores decrescentes em direção ao topo da estrutura, foi consideravelmente maior que nos demais, o que pode ser explicado pela maior dificuldade de migração do ar para as porções mais altas do reservatório, permitindo que uma maior quantidade de óleo possa entrar em contato com o oxigênio, facilitando a ocorrência das reações químicas. O mesmo efeito também tende a melhorar a eficiência de varrido dos gases gerados pelo processo de combustão (*flue gas*);
- O caso simulado com redução na saturação de óleo residual ao gás, com consequente aumento na quantidade de óleo móvel ao gás, resultou em um aumento do fator de recuperação incremental, o que evidencia a importância do deslocamento do óleo pelo gás (*flue gas*) como mecanismo de produção da técnica de injeção de ar (combustão *in-situ*/HPAI) quando aplicada em reservatórios portadores de óleos médios e leves;
- Entre os parâmetros cinéticos estudados, o fator pré-exponencial das reações de craqueamento foi o que apresentou maior impacto sobre o fator de recuperação;
- O caso simulado com um modelo de reações com a inclusão de reações específicas de oxidação em baixas temperaturas (OBT) resultou em uma pequena variação no fator de recuperação incremental, porém, em alterações evidentes na forma da curva de vazão de óleo, no pico de produção, no tempo final do projeto e na temperatura e velocidade da frente de combustão;
- Observou-se uma antecipação da produção de óleo para a grande maioria dos casos avaliados, porém, a aplicação do método de combustão *in-situ* (HPAI) mostrou-se viável economicamente apenas em algumas situações particulares. O VPL é



impactado negativamente pelos elevados investimentos iniciais para compressão do ar e positivamente pelo alto preço do petróleo praticado atualmente.

## 6.2. Recomendações

Complementarmente ao trabalho realizado, outros estudos podem ser efetuados com o objetivo de se aumentar os conhecimentos sobre o uso do processo de combustão *in-situ* (HPAI) em reservatórios maduros portadores de óleos médios e leves:

- Estudar casos complementares de reservatórios heterogêneos incluindo fraturas e barreiras horizontais e verticais de transmissibilidade;
- Estudar a aplicação do método em reservatórios de baixa permeabilidade, onde a repressurização do reservatório pela injeção de água seria naturalmente mais demorada em virtude da baixa injetividade dos poços;
- Avaliar a influência dos demais pontos terminais, além da saturação residual de óleo ao gás e dos expoentes, das curvas de permeabilidade relativa do sistema gás-líquido sobre o desempenho do método de combustão *in-situ* (HPAI);
- Estudar a aplicação do processo COFCAW com uma quantidade maior de ciclos de injeção de água e de ar e com a antecipação do primeiro ciclo da injeção de ar;
- Avaliar a influência de modelos de reações mais complexos, incluindo reações de oxidação em baixas temperaturas (OBT) e considerando as frações mais voláteis do óleo ( $C_1$  e  $C_2$ ) como um pseudocomponente separado;
- Incluir o esquema de injeção de ar tipo *nine spot* com redução do espaçamento entre os poços nas análises de sensibilidade dos parâmetros operacionais, analisando a influência sobre o fator de recuperação e principalmente sobre o VPL;
- Estudar, em termos operacionais, a possibilidade de injeção de ar simultânea e seletiva em várias zonas de um mesmo poço injetor e os respectivos impactos sobre a economicidade do processo.

---

## **Referências bibliográficas**

---

## Referências bibliográficas

ADETUNJI, L. A.; TEIGLAND, R.; KLEPPE, J. Light-oil air-injection performance: sensitivity to critical parameters. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2005, Dallas. *Paper SPE 96844*.

ALBERTA OIL & GAS TRADING. What is light, medium or heavy oil? Disponível em: [www.aenergytrading.com/tag/api-gravity](http://www.aenergytrading.com/tag/api-gravity). Acesso em: 22 maio 2013.

ALEXANDER, J. D.; MARTIN W. L.; DEW, J. N. Factors affecting fuel availability and composition during in situ combustion. *Journal of Petroleum Technology*, Paper SPE 296, p.1154-1164, Outubro/1962.

ALVARADO, V.; MANRIQUE, E. *Enhanced oil recovery: field planning and development strategies*. Burlington: Elsevier, 2010.

ARAÚJO, E. A. *Estudo do processo de combustão in-situ usando poços horizontais como produtores de óleo (toe-to-heel air injection)*. 2012. 113f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

BARILLAS, J. L. M.; MEDEIROS, H. O.; DUTRA Jr., T. V.; MATA, W. Influência dos parâmetros de reservatório no processo de injeção de solução micelar na recuperação avançada do petróleo. In: PDPETRO, 4, 2007, Campinas. *Artigo 4PDPETRO\_2\_1\_0317*.

BARROS NETO, B.; SCARMINIO, I. S.; BRUNS, R. E. *Como fazer experimentos*. 3ª ed. Campinas: Editora da UNICAMP, 2007.

BARZIN, Y.; MOORE, R. G.; MEHTA, S. A., URSENBACH, M. G.; TABASINEJAD, F. Impact of distillation on the combustion kinetics of high pressure air injection (HPAI). In: SPE SYMPOSIUM ON IMPROVED OIL RECOVERY, 2010, Tulsa. *Paper SPE 129691*.

BOUSAID, I. S.; RAMEY Jr. H. J. Oxidation of crude oil in porous media. Paper SPE 1937. *SPE Journal*, p.137-148, Junho/1968.

BURGER, J. G., SAHUQUET, B. C. Chemical aspects of in-situ combustion – heat of combustion and kinetics. Paper SPE 3599. *SPE Journal*, p.410-422, Outubro/1972.

BUTTON, S. T. *Metodologia para planejamento experimental e análise de resultados*. 2012. 79f. Apostila – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas.

CALADO, V.; MONTGOMERY, D. C. *Planejamento de experimentos usando o Statistica*. Rio de Janeiro: E-Papers Serviços Editoriais, 2003.

CASTANIER L. M.; BRIGHAM, W. E. Upgrading of crude oil via in situ combustion. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, n.39, p.125-136, 2003.

CHU, C. A study of fireflood field projects. *Journal of Petroleum Technology*, Paper SPE 5821, p.111-120, Fevereiro/1977.

CLARA, C.; DURANDEAU, M.; QUENAULT, G.; NGUYEN, T. Laboratory studies for light oil air injection projects: potencial application in Handil Field. In: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION, 1999, Jacarta. *Paper SPE 54377*.

CMG. CMOST 2009.10 User's guide. Calgary, 2009.

CMG. ResultsGraph 2009.10 User's guide. Calgary, 2009.

CMG. ResultsReport 2009.10 User's guide. Calgary, 2009.

CMG. Results3D 2009.10 User's guide. Calgary, 2009.

CMG. STARS 2009.10 User's guide. Calgary, 2009.

CMG. Winprop 2009.10 User's guide. Calgary, 2009.

COATS, K. H. In-situ combustion model. *SPE Journal*, p.533-554, Dezembro/1980.

COUCH, E. J.; RODRIGUEZ, H. V. Effects of porosity and permeability on in-situ combustion fuel consumption. In: ANNUAL FALL MEETING, 45, 1970, Houston. *Paper SPE 2873*.

CRAIG Jr., F. F. *The reservoir engineering aspects of waterflooding*. Dallas: SPE – AIME, 1971. SPE Monograph Series, 2ª impressão.

CROOKSTON, H. B.; CULHAM, W. E.; CHEN, W. H. Numerical simulation model for thermal recovery processes. Paper SPE 6724. *SPE Journal*, p.37-58, Fevereiro/1979.

CRUZ, R. O. M. *Combustão in-situ: considerações sobre o projeto e simulações numéricas em escala de laboratório e de campo*. 2010. 174f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

DABBOUS, M. K.; FULTON, P. F. Low-temperature-oxidation reaction kinetics and effects on the in-situ combustion process. Paper SPE 4143. *SPE Journal*, p.253-262, Junho/1974.

FAROUQ ALI, S. M.; THOMAS, S. The promise and problems of enhanced oil recovery methods. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, v.35, n.7, p.57-63, Setembro/1996.

FASSIHI, M. R., BRIGHAM, W. E., RAMEY Jr.<sup>a</sup>, H. J. Reaction kinetics of in-situ combustion: part 1 – observations. *SPE Journal*, p.399-407, Agosto/1984.

FASSIHI, M. R., BRIGHAM, W. E., RAMEY Jr.<sup>b</sup>, H. J. Reaction kinetics of in-situ combustion: part 2 – modeling. *SPE Journal*, p. 408-416, Agosto/1984.

FASSIHI, M. R., GILLHAM, T. H. The use of air injection to improve the double displacement processes. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 68, 1993, Houston. *Paper SPE 26374*. Richardson: SPE, 1993. p.81-92.

FASSIHI, M. R.; MEYERS, K. O.; BASLIE, P. F. Low temperature oxidation of viscous crude oils. *SPE Journal*, p.609-616, Novembro/1990.

GUTIERREZ, D.; MOORE, R. G.; MEHTA, S. A.; URSENBACH, M. G.; SKOREYKO, F. The challenge of predicting field performance of air injection projects based on laboratory and numerical modelling. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, v.48, n.4, p.23-34, Abril/2009.

GRANT, B. F.; SZASZ, S. E. Development of an underground heat wave for oil recovery. *Journal of Petroleum Technology*, v.6, n.5, p.23-33, Maio/1954.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. *Enhanced oil recovery*. Richardson: SPE, 1998. SPE Textbook Series, Volume 6.

ISLAM, M. R.; CHAKMA, A.; FAROUQ ALI, S. M. State-of-the-art of in-situ combustion modeling and operations. In: SPE CALIFORNIA REGIONAL MEETING, 1989, Bakersfield. *Paper SPE 18755*. Richardson: SPE, 1989. p.105-118.

KRISTENSEN, M. R. Development of models and algorithms for the study of reactive porous media processes. 2008. 157f. Ph. D. Thesis – Department of Chemical Engineering, Technical University of Denmark, Kongens Lyngby.

KUHN, C. S.; KOCH, R. L. In situ combustion – newest method of increasing oil recovery. *Oil and Gas Journal*, p.92-114, Agosto/1953.

KUMAR, M. Simulation of laboratory in-situ combustion data and effect of process variations. In: SYMPOSIUM ON RESERVOIR SIMULATION, 9, 1987, San Antonio. *Paper SPE 16027*. Richardson: SPE, 1987. p.343-358.

KUMAR, V. K.; FASSIHI M. R.; YANNIMARAS D. V. Case history and appraisal of the Medicine Pole Hills Unit air-injection project. In: SPE/DOE SYMPOSIUM ON IMPROVED OIL RECOVERY, 1994, Tulsa. *Paper SPE 27792*. Richardson: SPE, 1995. p.198-202.

KUMAR, V. K.; GUTIERREZ, D.; MOORE, R. G.; MEHTA S. A. Air injection and waterflood performance comparison of two adjacent units in the Buffalo Field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, p.848-857, Outubro/2008.

LEWIS, J. O. Some observation in regarding Smith-Dunn type compressed air process. *U.S. Bureau of Mines*, unpublished internal documents, 1916.

LIN, C. Y.; CHEN W. H.; LEE S. T.; CULHAM W. E. Numerical simulation of combustion tube experiments and associated kinetics of in-situ combustion processes. Paper SPE 11074. *SPE Journal*, p.657-666, Dezembro/1984.

LO, H. Y.; MUNGAN N. Effect of temperature on water-oil relative permeabilities in oil-wet and water-wet systems. In: ANNUAL FALL MEETING, 48, 1973, Las Vegas. *Paper SPE 4505*.

MILLS, R. van A. The paraffin problems in oil wells. *U. S. Bureau of Mines*, RI 2550, p.10-11, Dezembro/1923.

MONTES, A. R.; GUTIERREZ, D.; MOORE, R. G.; MEHTA, S. A., URSENBACH, M. G. Is high-pressure air injection (HPAI) simply a flue-gas flood? *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, v.49, n.2, p.56-63, Fevereiro/2010.

MOORE, R. G.; MEHTA, S. A., URSENBACH, M. G.; TABASINEJAD, F. A guide to high pressure air injection (HPAI) based oil recovery. In: SPE/DOE IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 2002, Tulsa. *Paper SPE 75207*.

OGUNBANWO, O.; GERRITSEN, M.; KOVSCEK, A. R. Uncertainty analysis on in-situ combustion simulations using experimental design. In: SPE WESTERN REGIONAL MEETING, 2012, Bakersfield. *Paper SPE 153887*.

ONYEKONWU, M. O.; FALADE, G. K. Recovery of light oil using in situ combustion thermal recovery methods. *Energy*, v.14, n.3, p.153-159, 1989.

ONYEKONWU, M. O.; PANDE K.; RAMEY Jr., H. J.; BRIGHAM W. E. Experimental and simulation studies of laboratory in-situ combustion recovery. In: SPE CALIFORNIA REGIONAL MEETING, 56, 1986, Oakland. *Paper SPE 15090*. Richardson: SPE, 1986. p.483-496.

PASCUAL, M.; COSTA, D.; LACENTRE, P.; COOMBE, D. Air injection into a mature waterflooded light oil reservoir. Laboratory and simulation results for Barrancas Field, Argentina. In: SPE EUROPEC/EAGE ANNUAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2005, Madri. *Paper SPE 94092*.

PRATS, M. *Thermal Recovery*. New York: SPE – AIME, 1982. SPE Monograph, Volume 7.

REN, S. R.; GREAVES M.; RATHBONE R. R. Air injection LTO process: an IOR technique for light-oil reservoirs. *SPE Journal*, p. 90-99, March/2002.

RODRIGUEZ E.; ORDOÑEZ A.; COMAS J.; TRUJILLO M.; BELGRAVE J. D. M. A framework for consolidating air injection experimental data. In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, 2012, Cidade do México. *Paper SPE 152048*.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J, A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

SAKTHIKUMAR S.; MADAOU K.; CHASTANG J. An investigation of the feasibility of air injection into a waterflooded light oil reservoir. In: SPE MIDDLE EAST OIL SHOW, 1995, Bahrain. *Paper SPE 29806*. Richardson: SPE, 1995. p.343-356.

SARATHI, P. *In-situ combustion handbook – principles and practices*. Report DOE/PC/91008-0374, OSTI\_ID 3175. Tulsa: DOE, 1999.

SHAH, A.; MODI, K. Feasibility of high pressure air injection in heterogeneous light oil reservoir by thermal simulation. In: SPE EOR CONFERENCE AT OIL AND GAS WEST ASIA, 2012, Muscat. *Paper SPE 152978*.



SHEIMANN, A. B.; DUBROVAL K. K.; CHARUIGIN, S. L. Z; ZINCHENKA, K. E. Gasification of crude oil in reservoir sands. *The Petroleum Engineer*, Part 1, p.27-30, Dezembro/1938.

SURGUCHEV, L. M.; KOUNDIN, A.; YANNIMARAS, D. Air injection – cost effective IOR method to improve oil recovery from depleted and waterflooded fields. In: SPE ASIA PACIFIC IMPROVED OIL RECOVERY CONFERENCE (APIORC), 1999. *Paper SPE 57296*.

TERAMOTO, T.; UEMATSU, H.; TAKABAYASHI, K. Air-injection EOR in highly water-saturated light-oil reservoir. In: SPE EUROPEC/EAGE ANNUAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2006, Viena. *Paper SPE 100215*.

THOMAS, S. Enhanced oil recovery – an overview. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, v.63, n.1, p.9-19, 2008.

TINGAS, J.; GREAVES, M.; YOUNG, T. J. Field scale simulations study of in-situ combustion in high pressure light oil reservoirs. In: SPE/DOE SYMPOSIUM ON IMPROVED OIL RECOVERY, 10, 1996, Tulsa. *Paper SPE 35395*. Richardson: SPE, 1996. p.599-621.

TUNIO, A. H. To investigate the use of air injection to improve oil recovery from light oil reservoirs. 2008. 187f. Ph. D. Thesis – Mehran University of Engineering and Technology, Jamshoro, Paquistão.

TURTA, A. T.; CHATTOPADHYAY, S. K.; BHATTACHARYA, R.N.; CONDRACHI, A.; HANSON, W. Current status of commercial in situ combustion projects worldwide. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, v.46, n.11, p.1-7, Novembro/2007.

TURTA, A. T.; SINGHAL, A. K. Reservoir engineering aspects of light-oil recovery by air injection. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, v.4, n.4, p.336-344, Agosto/2001.

VIEIRA, A. J. M.; CAMPAGNOLO, E. A.; TEIXEIRA, P. W. Enhanced oil recovery: air injection in a potiguar basin light oil reservoir. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE, 2000, Rio de Janeiro. *Artigo IBP01400*.

YANNIMARAS, D. V. Personal communication. *Amoco Production Co., Exploration and Technology Group*, 1997.

ZHU, Z. Upscaling for field-scale in-situ combustion simulation. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2011, Denver. *Paper SPE 152375-STU*.

---

## **Apêndice A**

---

## Apêndice A. Estudo do processo de injeção de água

### A.1. Triagem de variáveis

Tendo o objetivo de reduzir o número de parâmetros a avaliar no processo de injeção de água (12 de reservatório e um operacional) efetuou-se a triagem de algumas variáveis, analisando os parâmetros isoladamente, sem considerar as interações entre os mesmos. A Tabela A.1 lista os fatores analisados nos níveis (-1) correspondentes os valores mínimos, (0) para os valores intermediários e que representam o Caso base e (+1) para os valores máximos. Pode-se observar que os valores de todos os parâmetros referentes às curvas de permeabilidade relativa água-óleo, com exceção de  $S_{wi}$ , são os mesmos para os níveis (-1) e (0):

**Tabela A.1. Parâmetros estudados no processo de injeção de água – Triagem de variáveis.**

Parâmetros	Níveis		
	(-1)	(0)	(+1)
Porosidade (%)	18,0	23,5	29,0
Espessura porosa máxima com óleo (m)	4,0	8,0	12,0
Permeabilidade horizontal - $k_h$ (mD)	50,0	400,0	800,0
Razão $k_v/k_h$ (%)	1,0	5,0	10,0
°API do óleo	28,7	35,9	45,2
Curva $k_r - S_{wi}(= 1 - S_{oi})$ (fração)	0,25	0,35	0,45
Curva $k_r - S_{or}$ (fração)	0,25	0,25	0,35
Curva $k_r - k_{ro}(S_{wi})$	0,6	0,6	0,8
Curva $k_r - k_{rw}(S_{or})$	0,1	0,1	0,2
Curva $k_r - n_o$	1,5	1,5	3,5
Curva $k_r - n_w$	1,5	1,5	3,5
Aquífero ( $r_{eD}$ )	3,0	20,0	infinito
Vazão de injeção (% vol. porosos com óleo)	5,0	7,5	10,0

No total foram realizadas 26 simulações, sendo que em cinco delas, onde os parâmetros analisados tinham o mesmo valor para os níveis (-1) e (0), os resultados repetiram exatamente o Caso base, como era de se esperar. A Figura A.1 mostra o diagrama de Pareto dos efeitos sobre o fator de recuperação para cada parâmetro quando se altera o seu valor do nível (-1) para o nível (+1). Apenas nessa parte do trabalho, os fatores de recuperação

referem-se ao volume de óleo original confinado no setor, denominado “Interno”, que compreende a área interna delimitada pelos poços posicionados na borda do reservatório. Os valores de FR encontram-se sumarizados em ordem decrescente na Tabela A.2. Nessa tabela, o Caso base é apresentado em destaque em amarelo, enquanto que os parâmetros que variam em relação ao Caso base em cada rodada são destacados em verde.

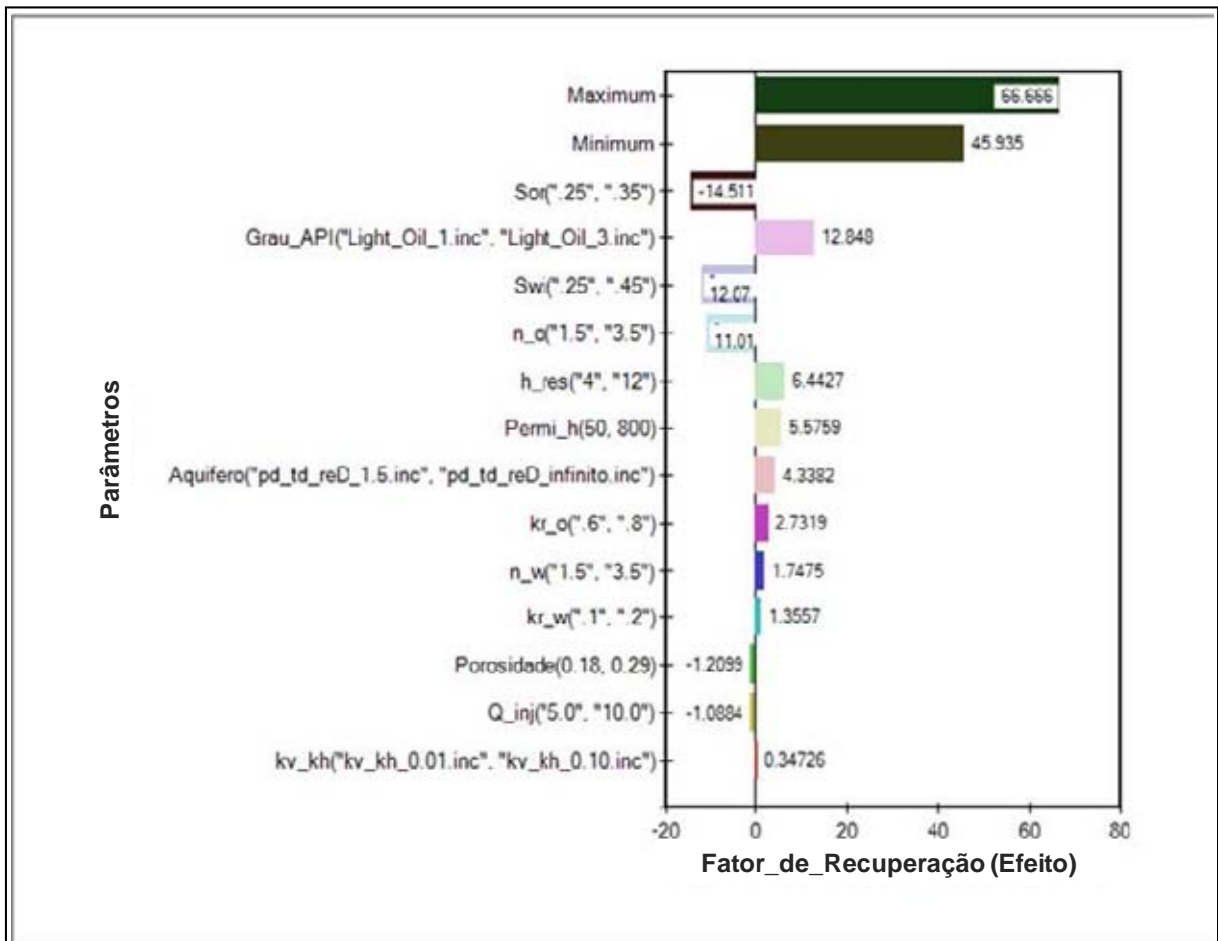


Figura A.1. Diagrama de Pareto – Triagem de variáveis.

Tabela A.2. Resultados – Triagem de variáveis.

Porosidade (%)	h_res (m)	Permi_h (mD)	kv_kh (%)	Grau_API	S <sub>wi</sub> (fração)	S <sub>or</sub> (fração)	kr_o	kr_w	n_o	n_w	Aquífero	Q_inj (% VP)	FR (%) - Interno
23,5	8,0	400,0	5,0	35,9	0,25	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	66,67
23,5	12,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	64,53
23,5	8,0	400,0	5,0	45,2	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	64,28
23,5	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,8	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	62,52
23,5	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	5,0	62,22
18,0	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	62,22
23,5	8,0	800,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	62,16
23,5	8,0	400,0	10,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	61,91
23,5	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	61,80
23,5	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	infinito	7,5	61,78
23,5	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	3,5	20,0	7,5	61,57
23,5	8,0	400,0	1,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	61,56
23,5	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,2	1,5	1,5	20,0	7,5	61,19
23,5	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	10,0	61,14
29,0	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	61,01
23,5	4,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	58,09
23,5	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	3,0	7,5	57,44
23,5	8,0	50,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	56,58
23,5	8,0	400,0	5,0	35,9	0,45	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	54,59
23,5	8,0	400,0	5,0	28,7	0,35	0,25	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	51,43
23,5	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,25	0,6	0,1	3,5	1,5	20,0	7,5	49,29
23,5	8,0	400,0	5,0	35,9	0,35	0,35	0,6	0,1	1,5	1,5	20,0	7,5	45,94

Para a continuação do estudo do processo de injeção de água por meio do planejamento fatorial foram escolhidos os sete parâmetros que apresentaram os maiores efeitos: saturação de óleo residual ( $S_{or}$ ), °API do óleo, saturação inicial de óleo ( $S_{oi}$ ), expoente da curva de permeabilidade relativa ao óleo ( $n_o$ ), espessura porosa máxima com óleo, permeabilidade absoluta e atuação do aquífero. Além desses parâmetros, apesar de obtidos valores menores para os efeitos, selecionou-se adicionalmente a vazão de injeção de água, por ser o único parâmetro operacional avaliado, e a razão entre as permeabilidades absolutas vertical e horizontal, pela sua provável importância na eficiência de varrido pelo *flue gas* no processo de combustão de *in-situ*. Os outros quatro parâmetros tiveram seus valores fixados iguais ao do nível (0).

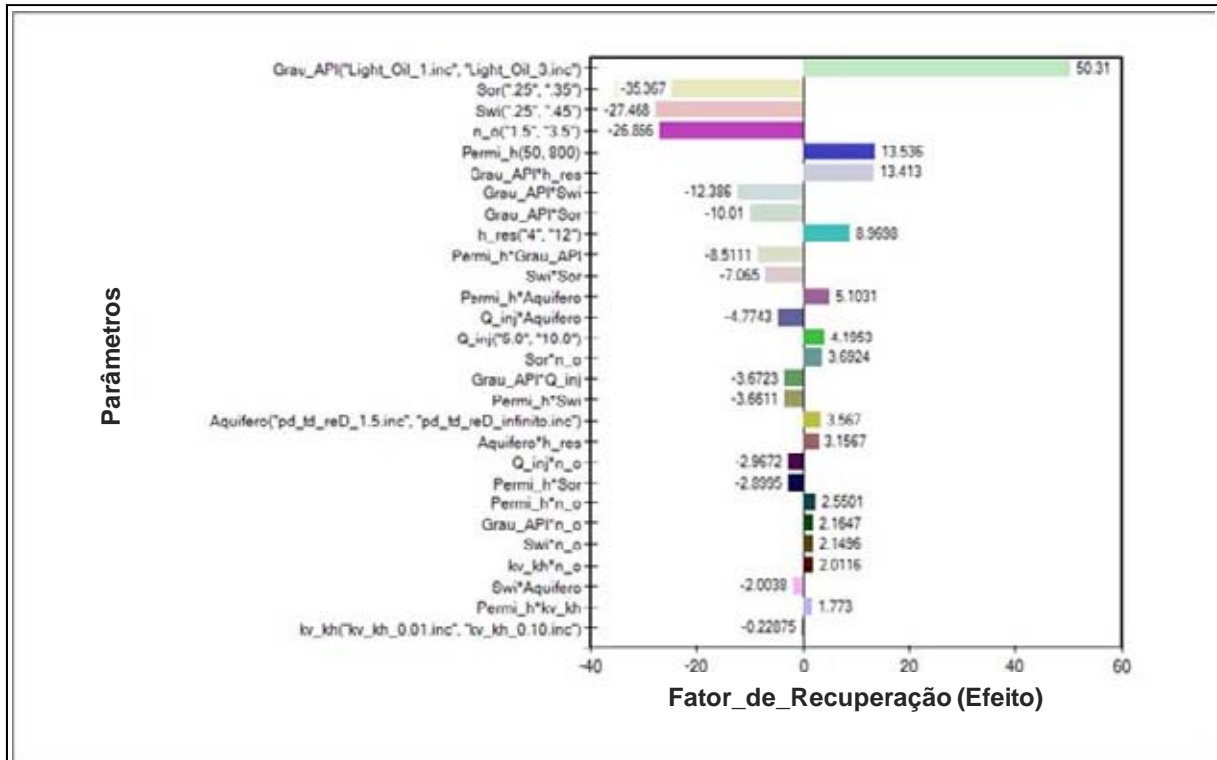
## A.2. Planejamento fatorial

A etapa seguinte do estudo do processo de injeção de água consistiu no planejamento fatorial dos parâmetros selecionados na análise de sensibilidade preliminar. Nesse caso, em virtude do grande número de fatores, optou-se pelo planejamento fatorial fracionário dos nove parâmetros em dois níveis, tipo  $2^{9-2}$ , totalizando 128 simulações. Essa última opção teve por objetivo reduzir o número de experimentos a realizar sem, contudo, ter que excluir da análise fatores importantes, visto que ao se aumentar o número de fatores existe a possibilidade de que algum ou alguns não sejam significativos. A Tabela A.3 lista os parâmetros avaliados e os respectivos valores para cada nível considerado.

**Tabela A.3. Parâmetros estudados no processo de injeção de água – Planejamento fatorial fracionário.**

Parâmetros	Níveis	
	(-1)	(+1)
Espessura porosa máxima com óleo (m)	4,0	12,0
Permeabilidade horizontal - $k_h$ (mD)	50,0	800,0
Razão $k_v/k_h$ (%)	1,0	10,0
°API do óleo	28,7	45,2
Curva $k_r - S_{wi}(= 1 - S_{oi})$ (fração)	0,25	0,45
Curva $k_r - S_{or}$ (fração)	0,25	0,35
Curva $k_r - n_o$	1,5	3,5
Aquífero ( $r_{eD}$ )	3,0	infinito
Vazão de injeção (% vol. porosos com óleo)	5,0	10,0

A Figura A.2 mostra o diagrama de Pareto dos efeitos sobre o fator de recuperação para os nove parâmetros estudados e apenas para as suas interações, de até dois parâmetros, avaliadas como significativas.



**Figura A.2. Diagrama de Pareto – Planejamento fatorial fracionário.**

A significância de cada parâmetro ou interação pode ser avaliada comparando-se os valores desses efeitos com o produto entre o desvio padrão do efeito ( $S_{\text{efeito}} = 0,177887$ ) e o parâmetro da distribuição t de Student ( $t_v = 3,119605$ ), nesse caso para 99,5% de confiança, que resulta no valor de 0,554937. Portanto, os parâmetros ou interações que apresentaram efeitos (em módulo) maiores que esse último valor são considerados significativos.

Pela análise do diagrama observa-se que todos os parâmetros estudados são significativos, para um intervalo de confiança de 99,5%, com exceção da razão entre as permeabilidades absolutas vertical e horizontal. Entre os parâmetros significativos, a atuação do aquífero e a vazão de injeção de água foram os que menos influenciaram na resposta, enquanto que o  $^{\circ}$ API do óleo e a saturação de óleo residual foram os que afetaram mais fortemente o fator de recuperação. Pode-se observar também que a maioria das interações que envolvem o  $^{\circ}$ API do óleo, a saturação inicial de óleo, o expoente da curva de permeabilidade relativa ao óleo e a permeabilidade absoluta são significativas.



Os resultados das 128 simulações efetuadas nessa etapa do estudo são mostrados em ordem decrescente, segundo o fator de recuperação, na Tabela A.4.

**Tabela A.4. Resultados – FR – Planejamento fatorial fracionário – Processo inj. de água.**

h_res (m)	Permi_h (mD)	kv_kh (%)	Grau_API	S <sub>wi</sub> (fração)	S <sub>or</sub> (fração)	n_o	Aquífero	Q_inj (% VP)	FR (%) - Interno
12,0	50,0	10,0	45,2	0,25	0,25	1,5	infinito	5,0	76,40
12,0	800,0	1,0	45,2	0,25	0,25	1,5	infinito	10,0	76,33
12,0	800,0	10,0	45,2	0,25	0,25	1,5	3,0	10,0	74,35
12,0	50,0	1,0	45,2	0,25	0,25	1,5	3,0	5,0	70,00
12,0	800,0	1,0	45,2	0,25	0,25	3,5	infinito	5,0	65,23
4,0	800,0	10,0	45,2	0,25	0,25	1,5	infinito	5,0	65,15
4,0	50,0	1,0	45,2	0,25	0,25	1,5	infinito	10,0	64,75
4,0	50,0	10,0	45,2	0,25	0,25	1,5	3,0	10,0	64,14
4,0	800,0	1,0	45,2	0,25	0,25	1,5	3,0	5,0	63,78
12,0	800,0	10,0	45,2	0,25	0,25	3,5	3,0	5,0	63,59
12,0	800,0	1,0	45,2	0,45	0,25	1,5	infinito	5,0	63,38
12,0	50,0	1,0	45,2	0,25	0,35	1,5	infinito	5,0	61,41
12,0	50,0	10,0	45,2	0,45	0,25	1,5	infinito	10,0	60,79
12,0	800,0	1,0	45,2	0,25	0,35	1,5	3,0	10,0	60,48
12,0	800,0	10,0	45,2	0,25	0,35	1,5	infinito	10,0	60,25
12,0	50,0	1,0	45,2	0,45	0,25	1,5	3,0	10,0	60,15
12,0	50,0	10,0	45,2	0,25	0,25	3,5	infinito	10,0	59,35
12,0	800,0	10,0	45,2	0,45	0,25	1,5	3,0	5,0	59,07
12,0	50,0	1,0	45,2	0,25	0,25	3,5	3,0	10,0	58,99
4,0	800,0	10,0	45,2	0,25	0,25	3,5	infinito	10,0	57,33
4,0	800,0	1,0	28,7	0,25	0,25	1,5	infinito	10,0	57,32
12,0	800,0	10,0	45,2	0,45	0,25	3,5	3,0	10,0	56,21
12,0	800,0	10,0	45,2	0,25	0,35	3,5	infinito	5,0	55,70
12,0	50,0	10,0	45,2	0,25	0,35	1,5	3,0	5,0	55,40
4,0	800,0	1,0	45,2	0,25	0,25	3,5	3,0	10,0	54,80
12,0	800,0	1,0	45,2	0,45	0,25	3,5	infinito	10,0	53,22
4,0	800,0	10,0	45,2	0,45	0,25	1,5	infinito	10,0	52,81
4,0	50,0	10,0	45,2	0,45	0,25	1,5	3,0	5,0	52,73
4,0	50,0	1,0	45,2	0,45	0,25	1,5	infinito	5,0	52,64
12,0	50,0	10,0	45,2	0,45	0,25	3,5	infinito	5,0	52,42
4,0	50,0	1,0	45,2	0,25	0,25	3,5	infinito	5,0	52,37
4,0	50,0	10,0	45,2	0,25	0,25	3,5	3,0	5,0	52,36
4,0	800,0	10,0	28,7	0,25	0,25	1,5	3,0	10,0	52,27
4,0	800,0	1,0	45,2	0,45	0,25	1,5	3,0	10,0	52,03
4,0	800,0	1,0	45,2	0,25	0,35	1,5	infinito	5,0	51,69
4,0	50,0	10,0	45,2	0,25	0,35	1,5	infinito	10,0	51,23
4,0	50,0	1,0	45,2	0,25	0,35	1,5	3,0	10,0	50,97
12,0	800,0	10,0	28,7	0,25	0,25	1,5	infinito	5,0	49,60
4,0	800,0	10,0	45,2	0,25	0,35	1,5	3,0	5,0	49,55
12,0	50,0	1,0	45,2	0,45	0,25	3,5	3,0	5,0	49,16
12,0	50,0	1,0	45,2	0,25	0,35	3,5	infinito	10,0	48,76
12,0	800,0	1,0	45,2	0,25	0,35	3,5	3,0	5,0	48,72
4,0	50,0	1,0	28,7	0,45	0,25	1,5	3,0	10,0	48,27
4,0	800,0	1,0	28,7	0,45	0,25	1,5	infinito	5,0	47,61
4,0	800,0	10,0	45,2	0,45	0,25	3,5	infinito	5,0	46,86
12,0	50,0	10,0	45,2	0,25	0,35	3,5	3,0	10,0	46,79
12,0	800,0	10,0	28,7	0,45	0,25	1,5	infinito	10,0	46,67
4,0	800,0	10,0	28,7	0,25	0,35	1,5	infinito	10,0	46,56
4,0	800,0	10,0	45,2	0,25	0,35	3,5	3,0	10,0	44,92

4,0	800,0	1,0	45,2	0,45	0,25	3,5	3,0	5,0	44,84
12,0	800,0	1,0	28,7	0,45	0,25	1,5	3,0	10,0	44,78
4,0	50,0	10,0	45,2	0,45	0,25	3,5	3,0	10,0	44,24
12,0	800,0	1,0	28,7	0,25	0,35	1,5	infinito	5,0	44,16
4,0	800,0	1,0	45,2	0,25	0,35	3,5	infinito	10,0	43,73
4,0	50,0	1,0	45,2	0,45	0,25	3,5	infinito	10,0	43,45
4,0	50,0	10,0	45,2	0,25	0,35	3,5	infinito	5,0	42,69
4,0	800,0	1,0	28,7	0,25	0,35	1,5	3,0	10,0	42,55
4,0	800,0	1,0	28,7	0,25	0,25	3,5	infinito	5,0	42,20
12,0	800,0	10,0	45,2	0,45	0,35	1,5	infinito	5,0	41,82
4,0	800,0	10,0	28,7	0,45	0,25	1,5	3,0	5,0	41,82
4,0	50,0	1,0	45,2	0,25	0,35	3,5	3,0	5,0	41,80
12,0	50,0	1,0	45,2	0,45	0,35	1,5	infinito	10,0	41,01
12,0	50,0	10,0	28,7	0,25	0,25	1,5	3,0	10,0	40,70
12,0	50,0	1,0	28,7	0,25	0,25	1,5	infinito	10,0	40,55
12,0	50,0	10,0	45,2	0,45	0,35	1,5	3,0	10,0	40,44
12,0	800,0	10,0	28,7	0,25	0,25	3,5	infinito	10,0	40,12
12,0	800,0	1,0	28,7	0,25	0,25	1,5	3,0	5,0	39,95
4,0	50,0	1,0	28,7	0,25	0,25	1,5	3,0	5,0	39,04
12,0	800,0	1,0	45,2	0,45	0,35	1,5	3,0	5,0	38,87
12,0	800,0	10,0	28,7	0,45	0,25	3,5	infinito	5,0	38,00
12,0	50,0	1,0	28,7	0,45	0,25	1,5	infinito	5,0	37,70
12,0	800,0	1,0	28,7	0,25	0,25	3,5	3,0	10,0	37,60
4,0	50,0	10,0	28,7	0,45	0,25	1,5	infinito	10,0	37,35
4,0	800,0	10,0	28,7	0,25	0,25	3,5	3,0	5,0	37,27
12,0	800,0	10,0	45,2	0,45	0,35	3,5	infinito	10,0	37,09
12,0	50,0	1,0	28,7	0,25	0,35	1,5	3,0	10,0	36,69
4,0	50,0	10,0	28,7	0,25	0,25	1,5	infinito	5,0	36,59
4,0	800,0	10,0	28,7	0,45	0,25	3,5	3,0	10,0	36,37
4,0	800,0	10,0	28,7	0,25	0,35	3,5	infinito	5,0	36,02
4,0	50,0	1,0	45,2	0,45	0,35	1,5	3,0	5,0	34,97
4,0	50,0	10,0	45,2	0,45	0,35	1,5	infinito	5,0	34,94
4,0	800,0	1,0	45,2	0,45	0,35	1,5	infinito	10,0	34,81
12,0	800,0	1,0	45,2	0,45	0,35	3,5	3,0	10,0	34,68
4,0	800,0	10,0	45,2	0,45	0,35	1,5	3,0	10,0	34,64
12,0	50,0	1,0	45,2	0,45	0,35	3,5	infinito	5,0	34,46
4,0	800,0	1,0	28,7	0,45	0,25	3,5	infinito	10,0	34,09
12,0	50,0	10,0	45,2	0,45	0,35	3,5	3,0	5,0	33,88
4,0	50,0	1,0	28,7	0,25	0,25	3,5	3,0	10,0	33,74
12,0	800,0	1,0	28,7	0,25	0,35	3,5	infinito	10,0	33,69
12,0	50,0	10,0	28,7	0,45	0,25	1,5	3,0	5,0	33,03
12,0	50,0	10,0	28,7	0,25	0,35	1,5	infinito	10,0	33,01
4,0	50,0	10,0	28,7	0,45	0,35	1,5	3,0	10,0	32,79
12,0	800,0	1,0	28,7	0,45	0,35	1,5	infinito	10,0	32,47
4,0	50,0	10,0	28,7	0,25	0,35	1,5	3,0	5,0	32,34
4,0	800,0	10,0	28,7	0,45	0,35	1,5	infinito	5,0	31,85
4,0	50,0	1,0	28,7	0,25	0,35	1,5	infinito	5,0	31,82
12,0	800,0	10,0	28,7	0,45	0,35	1,5	3,0	10,0	31,74
12,0	800,0	10,0	28,7	0,25	0,35	1,5	3,0	5,0	31,61
12,0	800,0	10,0	28,7	0,25	0,35	3,5	3,0	10,0	31,40
12,0	800,0	1,0	28,7	0,45	0,25	3,5	3,0	5,0	30,62
4,0	800,0	1,0	28,7	0,45	0,35	1,5	3,0	5,0	29,80
4,0	800,0	1,0	45,2	0,45	0,35	3,5	infinito	5,0	29,77
4,0	50,0	10,0	45,2	0,45	0,35	3,5	infinito	10,0	28,81
4,0	800,0	10,0	45,2	0,45	0,35	3,5	3,0	5,0	28,72
4,0	800,0	1,0	28,7	0,25	0,35	3,5	3,0	5,0	28,69
4,0	50,0	1,0	45,2	0,45	0,35	3,5	3,0	10,0	28,50

4,0	50,0	10,0	28,7	0,25	0,35	3,5	3,0	10,0	28,36
12,0	50,0	1,0	28,7	0,25	0,25	3,5	infinito	5,0	27,58
4,0	50,0	10,0	28,7	0,25	0,25	3,5	infinito	10,0	27,27
12,0	50,0	1,0	28,7	0,45	0,25	3,5	infinito	10,0	26,99
12,0	50,0	10,0	28,7	0,45	0,25	3,5	3,0	10,0	26,77
4,0	50,0	1,0	28,7	0,45	0,25	3,5	3,0	5,0	26,69
12,0	50,0	10,0	28,7	0,45	0,35	1,5	infinito	5,0	26,49
12,0	50,0	1,0	28,7	0,45	0,35	1,5	3,0	5,0	26,27
4,0	50,0	1,0	28,7	0,45	0,35	1,5	infinito	10,0	26,16
12,0	50,0	10,0	28,7	0,25	0,25	3,5	3,0	5,0	26,03
12,0	800,0	1,0	28,7	0,45	0,35	3,5	infinito	5,0	25,55
4,0	50,0	10,0	28,7	0,45	0,25	3,5	infinito	5,0	25,04
12,0	50,0	1,0	28,7	0,25	0,35	3,5	3,0	5,0	24,44
4,0	800,0	10,0	28,7	0,45	0,35	3,5	infinito	10,0	23,95
4,0	50,0	1,0	28,7	0,25	0,35	3,5	infinito	10,0	23,16
12,0	800,0	10,0	28,7	0,45	0,35	3,5	3,0	5,0	23,12
4,0	800,0	1,0	28,7	0,45	0,35	3,5	3,0	10,0	22,27
12,0	50,0	10,0	28,7	0,25	0,35	3,5	infinito	5,0	21,67
12,0	50,0	1,0	28,7	0,45	0,35	3,5	3,0	10,0	21,39
4,0	50,0	10,0	28,7	0,45	0,35	3,5	3,0	5,0	18,71
4,0	50,0	1,0	28,7	0,45	0,35	3,5	infinito	5,0	18,42
12,0	50,0	10,0	28,7	0,45	0,35	3,5	infinito	10,0	17,90

---

## **Apêndice B**

---

## Apêndice B. Resultados das simulações – Identificação dos parâmetros operacionais significativos – Processo de combustão *in-situ*

As Tabelas B.1, B.2 e B.3 mostram os resultados das 80 simulações realizadas, correspondentes a todas as combinações possíveis dos valores dos parâmetros operacionais estudados, para cada um dos modelos de reservatório avaliados (RES\_1, RES\_2 e RES\_3), referentes à aplicação do processo de combustão *in-situ* (HPAI) após a injeção de água para um período máximo de mais 10 anos de produção (até 31/12/2048). Esses resultados encontram-se listados em ordem decrescente segundo o fator de recuperação.

**Tabela B.1. Resultados – FR – Processo de combustão *in-situ* – RES\_1.**

Qinj ar/poço (m <sup>3</sup> std/d)	%O <sub>2</sub>	Esquema inj. ar	Conf. canehoados	VOIP (Mm <sup>3</sup> std)	FR (%)
50000,0	50,0	1	1	396,369	20,89
25000,0	50,0	1	1	396,369	20,72
10000,0	50,0	1	1	396,369	20,32
50000,0	50,0	1	2	396,369	20,31
50000,0	50,0	1	4	396,369	20,31
25000,0	50,0	1	3	396,369	20,27
5000,0	50,0	1	1	396,369	20,24
25000,0	50,0	1	4	396,369	20,23
25000,0	50,0	1	5	396,369	20,22
25000,0	50,0	1	2	396,369	20,22
50000,0	50,0	1	5	396,369	20,20
10000,0	50,0	1	3	396,369	19,96
10000,0	50,0	1	2	396,369	19,95
10000,0	50,0	1	4	396,369	19,93
10000,0	50,0	1	5	396,369	19,91
10000,0	21,0	1	1	396,369	19,83
10000,0	21,0	1	2	396,369	19,80
5000,0	50,0	1	3	396,369	19,80
5000,0	50,0	1	2	396,369	19,80
5000,0	50,0	1	4	396,369	19,77
5000,0	50,0	1	5	396,369	19,76
10000,0	21,0	1	4	396,369	19,75
25000,0	21,0	1	2	396,369	19,73
25000,0	21,0	1	1	396,369	19,70
5000,0	21,0	1	2	396,369	19,69
10000,0	21,0	1	3	396,369	19,68
50000,0	21,0	1	2	396,369	19,66
25000,0	21,0	1	4	396,369	19,65
5000,0	21,0	1	3	396,369	19,65
5000,0	21,0	1	4	396,369	19,63
25000,0	50,0	2	1	396,369	19,62
10000,0	21,0	1	5	396,369	19,62
25000,0	21,0	1	3	396,369	19,59
5000,0	50,0	2	1	396,369	19,58

5000,0	21,0	1	5	396,369	19,58
50000,0	21,0	1	4	396,369	19,58
50000,0	21,0	1	1	396,369	19,57
10000,0	50,0	2	1	396,369	19,51
50000,0	21,0	1	3	396,369	19,50
25000,0	21,0	1	5	396,369	19,49
25000,0	50,0	2	4	396,369	19,47
25000,0	50,0	2	2	396,369	19,47
50000,0	50,0	2	1	396,369	19,47
25000,0	50,0	2	5	396,369	19,47
5000,0	21,0	2	1	396,369	19,47
10000,0	21,0	2	1	396,369	19,45
5000,0	21,0	1	1	396,369	19,44
50000,0	50,0	2	4	396,369	19,43
50000,0	21,0	1	5	396,369	19,42
25000,0	50,0	2	3	396,369	19,42
50000,0	50,0	2	2	396,369	19,41
5000,0	50,0	2	2	396,369	19,40
5000,0	50,0	2	3	396,369	19,40
50000,0	50,0	2	5	396,369	19,40
5000,0	50,0	2	5	396,369	19,38
5000,0	50,0	2	4	396,369	19,38
10000,0	50,0	2	4	396,369	19,38
10000,0	50,0	2	3	396,369	19,38
10000,0	50,0	2	2	396,369	19,37
10000,0	50,0	2	5	396,369	19,37
10000,0	21,0	2	2	396,369	19,36
50000,0	50,0	2	3	396,369	19,34
5000,0	21,0	2	2	396,369	19,33
10000,0	21,0	2	4	396,369	19,31
10000,0	21,0	2	3	396,369	19,30
5000,0	21,0	2	3	396,369	19,30
5000,0	21,0	2	4	396,369	19,30
5000,0	21,0	2	5	396,369	19,27
25000,0	21,0	2	1	396,369	19,27
10000,0	21,0	2	5	396,369	19,26
25000,0	21,0	2	2	396,369	19,20
50000,0	21,0	2	2	396,369	19,18
50000,0	21,0	2	1	396,369	19,16
25000,0	21,0	2	3	396,369	19,15
25000,0	21,0	2	4	396,369	19,14
50000,0	21,0	2	3	396,369	19,14
25000,0	21,0	2	5	396,369	19,08
50000,0	21,0	2	4	396,369	19,07
50000,0	21,0	2	5	396,369	18,97

Tabela B.2. Resultados – FR – Processo de combustão *in-situ* – RES\_2.

Qinj ar/poço (m <sup>3</sup> std/d)	%O <sub>2</sub>	Esquema inj. ar	Conf. caneoneados	VOIP (Mm <sup>3</sup> std)	FR (%)
50000,0	50,0	1	2	1221,044	46,88
50000,0	50,0	1	3	1221,044	46,86
50000,0	50,0	1	1	1221,044	46,84
50000,0	50,0	2	2	1221,044	46,80
50000,0	50,0	2	1	1221,044	46,80
50000,0	50,0	2	3	1221,044	46,79
50000,0	50,0	1	4	1221,044	46,75

5000,0	50,0	1	4	1221,044	46,75
5000,0	50,0	1	3	1221,044	46,73
50000,0	50,0	1	5	1221,044	46,73
5000,0	50,0	1	2	1221,044	46,72
50000,0	50,0	2	5	1221,044	46,71
10000,0	50,0	1	3	1221,044	46,70
5000,0	50,0	1	1	1221,044	46,70
25000,0	50,0	1	3	1221,044	46,69
25000,0	50,0	1	2	1221,044	46,69
10000,0	50,0	1	2	1221,044	46,69
5000,0	21,0	1	3	1221,044	46,68
5000,0	21,0	1	2	1221,044	46,68
10000,0	50,0	1	1	1221,044	46,67
25000,0	50,0	1	1	1221,044	46,66
5000,0	21,0	1	1	1221,044	46,66
25000,0	50,0	2	2	1221,044	46,62
10000,0	21,0	1	3	1221,044	46,61
25000,0	50,0	2	3	1221,044	46,61
10000,0	21,0	1	2	1221,044	46,61
50000,0	50,0	2	4	1221,044	46,61
25000,0	50,0	2	1	1221,044	46,61
5000,0	50,0	2	2	1221,044	46,60
10000,0	21,0	1	1	1221,044	46,60
5000,0	50,0	2	3	1221,044	46,60
5000,0	50,0	2	1	1221,044	46,60
10000,0	50,0	2	2	1221,044	46,59
10000,0	50,0	2	3	1221,044	46,59
10000,0	50,0	2	1	1221,044	46,58
25000,0	50,0	1	5	1221,044	46,58
25000,0	50,0	1	4	1221,044	46,58
50000,0	21,0	1	2	1221,044	46,57
25000,0	21,0	1	2	1221,044	46,57
50000,0	21,0	1	3	1221,044	46,57
25000,0	21,0	1	3	1221,044	46,56
5000,0	21,0	2	2	1221,044	46,56
5000,0	21,0	2	3	1221,044	46,56
50000,0	21,0	1	1	1221,044	46,55
5000,0	50,0	1	5	1221,044	46,55
5000,0	21,0	2	1	1221,044	46,55
25000,0	21,0	1	1	1221,044	46,55
10000,0	50,0	1	5	1221,044	46,54
25000,0	50,0	2	4	1221,044	46,53
10000,0	50,0	1	4	1221,044	46,53
50000,0	21,0	2	2	1221,044	46,53
10000,0	21,0	2	2	1221,044	46,53
10000,0	21,0	2	3	1221,044	46,53
50000,0	21,0	2	3	1221,044	46,53
50000,0	21,0	2	1	1221,044	46,53
25000,0	21,0	2	2	1221,044	46,53
25000,0	50,0	2	5	1221,044	46,52
10000,0	21,0	2	1	1221,044	46,52
25000,0	21,0	2	3	1221,044	46,52
25000,0	21,0	2	1	1221,044	46,52
10000,0	50,0	2	4	1221,044	46,50
10000,0	50,0	2	5	1221,044	46,49
5000,0	50,0	2	4	1221,044	46,49
5000,0	21,0	1	4	1221,044	46,49

5000,0	50,0	2	5	1221,044	46,49
5000,0	21,0	1	5	1221,044	46,48
50000,0	21,0	1	4	1221,044	46,48
25000,0	21,0	1	4	1221,044	46,48
50000,0	21,0	2	4	1221,044	46,48
50000,0	21,0	1	5	1221,044	46,48
25000,0	21,0	2	4	1221,044	46,47
10000,0	21,0	1	4	1221,044	46,47
5000,0	21,0	2	4	1221,044	46,47
50000,0	21,0	2	5	1221,044	46,47
10000,0	21,0	2	4	1221,044	46,47
25000,0	21,0	1	5	1221,044	46,47
25000,0	21,0	2	5	1221,044	46,47
5000,0	21,0	2	5	1221,044	46,47
10000,0	21,0	1	5	1221,044	46,47
10000,0	21,0	2	5	1221,044	46,47

Tabela B.3. Resultados – FR – Processo de combustão *in-situ* – RES\_3.

Qinj ar/poço (m <sup>3</sup> std/d)	%O <sub>2</sub>	Esquema inj. ar	Conf. canhoneados	VOIP (Mm <sup>3</sup> std)	FR (%)
25000,0	50,0	1	2	2552,688	66,10
50000,0	50,0	1	2	2552,688	66,07
50000,0	21,0	1	2	2552,688	65,92
25000,0	21,0	1	2	2552,688	65,77
50000,0	21,0	1	1	2552,688	65,75
50000,0	50,0	1	1	2552,688	65,73
25000,0	50,0	1	1	2552,688	65,72
25000,0	50,0	1	4	2552,688	65,69
50000,0	21,0	1	3	2552,688	65,68
50000,0	50,0	1	3	2552,688	65,68
25000,0	50,0	1	3	2552,688	65,68
50000,0	50,0	1	4	2552,688	65,68
10000,0	50,0	1	2	2552,688	65,65
50000,0	21,0	1	4	2552,688	65,64
25000,0	21,0	1	4	2552,688	65,61
10000,0	21,0	1	2	2552,688	65,59
25000,0	21,0	1	1	2552,688	65,53
50000,0	50,0	1	5	2552,688	65,53
5000,0	50,0	1	2	2552,688	65,53
50000,0	21,0	1	5	2552,688	65,52
25000,0	21,0	1	3	2552,688	65,52
50000,0	21,0	2	2	2552,688	65,48
25000,0	50,0	2	2	2552,688	65,47
5000,0	21,0	1	2	2552,688	65,46
10000,0	50,0	1	3	2552,688	65,45
10000,0	50,0	1	1	2552,688	65,44
50000,0	50,0	2	2	2552,688	65,43
50000,0	50,0	2	4	2552,688	65,43
10000,0	50,0	2	2	2552,688	65,43
50000,0	50,0	2	5	2552,688	65,42
25000,0	21,0	2	2	2552,688	65,42
25000,0	50,0	2	4	2552,688	65,40
50000,0	21,0	2	3	2552,688	65,39
25000,0	21,0	1	5	2552,688	65,38
50000,0	50,0	2	1	2552,688	65,38
50000,0	21,0	2	5	2552,688	65,38



10000,0	21,0	1	3	2552,688	65,36
10000,0	21,0	1	1	2552,688	65,36
25000,0	50,0	1	5	2552,688	65,36
5000,0	50,0	1	3	2552,688	65,36
10000,0	21,0	2	2	2552,688	65,36
5000,0	50,0	2	2	2552,688	65,36
25000,0	21,0	2	3	2552,688	65,35
25000,0	50,0	2	3	2552,688	65,35
25000,0	21,0	2	1	2552,688	65,34
25000,0	50,0	2	1	2552,688	65,34
50000,0	50,0	2	3	2552,688	65,34
10000,0	50,0	2	3	2552,688	65,32
5000,0	21,0	2	2	2552,688	65,32
5000,0	21,0	1	3	2552,688	65,31
10000,0	50,0	2	1	2552,688	65,31
25000,0	21,0	2	5	2552,688	65,30
5000,0	50,0	1	1	2552,688	65,29
5000,0	21,0	1	1	2552,688	65,29
10000,0	21,0	2	3	2552,688	65,28
10000,0	21,0	2	1	2552,688	65,28
5000,0	50,0	2	3	2552,688	65,28
5000,0	50,0	2	1	2552,688	65,27
10000,0	21,0	1	4	2552,688	65,27
10000,0	50,0	1	5	2552,688	65,27
10000,0	21,0	1	5	2552,688	65,27
5000,0	21,0	2	3	2552,688	65,26
10000,0	21,0	2	5	2552,688	65,25
5000,0	21,0	2	1	2552,688	65,23
5000,0	50,0	2	4	2552,688	65,23
5000,0	21,0	2	4	2552,688	65,23
50000,0	21,0	2	4	2552,688	65,23
10000,0	21,0	2	4	2552,688	65,23
10000,0	50,0	2	4	2552,688	65,23
25000,0	21,0	2	4	2552,688	65,23
5000,0	21,0	2	5	2552,688	65,23
10000,0	50,0	2	5	2552,688	65,23
5000,0	50,0	2	5	2552,688	65,23
25000,0	50,0	2	5	2552,688	65,23
5000,0	21,0	1	4	2552,688	65,23
5000,0	21,0	1	5	2552,688	65,23
5000,0	50,0	1	4	2552,688	65,23
5000,0	50,0	1	5	2552,688	65,23
10000,0	50,0	1	4	2552,688	65,23