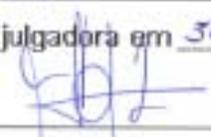


UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Injeção de Vapor e Nitrogênio na Recuperação Melhorada de Óleo Pesado

Autor: Philippe Laboissière
Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan

07/09

Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida por <u>Philippe</u> <u>Laboissière</u> aprovada pela comissão julgadora em <u>31/07/2009</u>  Orientador
--

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

Injeção de Vapor e Nitrogênio na Recuperação Melhorada de Óleo Pesado

Autor: Philippe Laboissière

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Área de concentração: Engenharia de Reservatórios e Gestão

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2009
SP – Brasil

L113i Laboissière, Philippe
Injeção de vapor e nitrogênio na recuperação
melhorada de óleo pesado / Philippe Laboissière. --
Campinas, SP: [s.n.], 2009.

Orientador: Osvaldo Vidal Trevisan.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências.

1. Recuperação térmica do petróleo. 2. Vapor. 3.
Nitrogênio. 4. Laboratórios. 5. Reservatórios
(Simulação). I. Trevisan, Osvaldo Vidal. II. Universidade
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia
Mecânica e Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Steam and nitrogen injection in improved heavy oil recovery
Palavras-chave em Inglês: Thermal oil recovery, Steam, Nitrogen, Laboratories,
Reservoir (Simulation)

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Denis José Schiozer, Wilson da Mata

Data da defesa: 31/07/2009

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

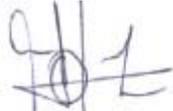
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO**

**Injeção de Vapor e Nitrogênio na Recuperação
Melhorada de Óleo Pesado**

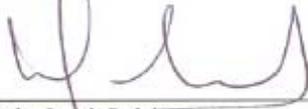
Autor: Philippe Laboissière

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan

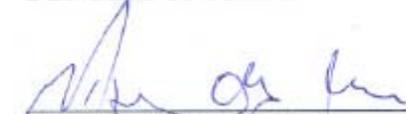
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan, Presidente
DEP/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Denis José Schiozer
DEP/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Wilson da Mata
DEE/UFRN

Campinas, 31 de julho de 2009

Dedicatória

Dedico este trabalho a Deus, aos meus pais, irmãos e namorada por acreditarem em meus objetivos e serem os principais motivadores.

Agradecimentos

Em especial gostaria de agradecer ao Orientador Professor Dr. Osvaldo Vidal Trevisan, pela excelência nos ensinamentos e paciência durante as discussões. A cada experimento, as orientações foram objetivas e de extrema sabedoria.

A todos os profissionais e colaboradores do Laboratório de Métodos Térmicos de Recuperação da UNICAMP: Washington, Leandro, Pompeo e Bonet. Ao amigo e profissional da CMG, Juan Mateo pelo suporte fornecido. A competência e ajuda de vocês foram notáveis e serão sempre lembradas com enorme respeito.

Ao PRH-15 da Agência Nacional do Petróleo pelo apoio financeiro durante o período de realização do curso de mestrado. À Petrobras, FINEP e ao CT-Petro pelo fornecimento da principal matéria prima deste trabalho e financiamento do projeto.

Aos funcionários e professores do DEP: Sonia, Michele, Gisele, Délcio, Beth, Bruno, Mariana, Fátima, Alice e aos professores que contribuíram para o meu aprendizado.

À minha família e namorada por me darem o apoio e motivação em todos os momentos. Todos participaram dos momentos difíceis e dos momentos de alívio a cada etapa deste trabalho.

Também agradeço aos amigos do futebol, do departamento e as amizades adquiridas durante o período do mestrado. São eles: Carlos, Márcio, Marcus, Avansi, Diego, Richard, Galeno, Mauro, Paulinho, Odair, Ivan, Pedro, André Francisco, Fernando Grangeiro, Beto, César, Andrea, Juliana, Nilo, Gaúcho, Consta, Cypriano, Desi, Fernando Perin, Diogo, Bertolini, Blaitterman, Lúcia, Parker, Zé Nayro, César, Valdívia.

“A teoria é grandiosa, mas a prática é necessária”.

Philippe Laboissière

Resumo

LABOISSIÈRE, Philippe. **Injeção de Vapor e Nitrogênio na Recuperação Melhorada de Óleo**

Pesado. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2009. 141 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2009.

Métodos térmicos de recuperação, especialmente injeção de vapor, estão à frente da maioria dos projetos de recuperação de óleo pesado em terra. A injeção contínua e, mais recentemente, a injeção de vapor auxiliada por drenagem gravitacional permitem aumentar a recuperação. A razão do volume de vapor injetado por volume de óleo recuperado é um parâmetro decisivo na economicidade de projetos de inundação por vapor. No presente trabalho, um estudo experimental e um numérico na célula linear e um estudo numérico na célula SAGD foram desenvolvidos para entender melhor como a injeção de nitrogênio combinado com vapor contribui ao mecanismo de recuperação e para a possível redução em volume do vapor injetado. O estudo experimental foi conduzido num aparato de laboratório constituído de uma célula linear para a injeção contínua de vapor. Os estudos foram conduzidos em escala de laboratório com óleo pesado da bacia do Espírito Santo. As experiências na célula linear consistiram em injetar vapor ou vapor combinado com nitrogênio para recuperação de óleo. Nas experiências, vapor superaquecido a 170 ° C foi injetado a vazões entre 5 e 4,5 ml/min (equivalente em água fria) e nitrogênio injetado a vazões entre 50 e 180 ml/min.

As principais conclusões da investigação (derivadas de cinco experimentos executados com consistentes condições operacionais) são: 1) a injeção de nitrogênio combinado com vapor acelera o início e o pico de produção de petróleo em comparação com a injeção de vapor puro; 2) a melhoria da razão vapor/óleo mostra o efeito benéfico da injeção de nitrogênio em substituição a uma fração substancial de vapor; 3) os volumes recuperados e as análises dos remanescentes apontam fatores de recuperação superiores a 45%. Pelos estudos numéricos, os resultados da modelagem da célula linear mostram frentes de vapor com comportamentos de acordo com os

observados experimentalmente. No entanto, uma investigação mais aprofundada sobre o papel dos principais parâmetros utilizados para o ajuste de histórico é necessário. Os resultados simulados do SAGD – *Wind Down* mostram que 84% da produção do SAGD convencional podem ser recuperados com a metade de volume de vapor injetado, indicando uma redução da razão vapor/óleo de 42%.

Palavras Chave

Recuperação Térmica, Injeção Contínua de Vapor, Injeção de Nitrogênio, Recuperação Melhorada de Óleo, Simulação Numérica de Reservatórios, SAGD.

Abstract

LABOISSIÈRE, Philippe. **Steam and Nitrogen Injection in Improved Heavy Oil Recovery.**

Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2009. 141 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2009.

Thermal recovery methods, especially steam injection, are at the forefront of most onshore projects of heavy oil. The continuous injection and, recently, the steam assisted gravity drainage yield high recoveries. The ratio of the volume of steam injected per volume of produced oil is a decisive parameter in the success of steam flood projects. In the present work, an experimental and a numerical study were developed in the linear cell and a numerical study in the SAGD cell to better understand how the injection of nitrogen combined with steam contributes to the recovery mechanism, and to the possible reduction in volume of the injected steam. The experiment runs were conducted in a linear cell built for the continuous injection of steam. The studies were conducted at the lab scale using heavy oil originated from the Espírito Santo basin. The experiments in the linear cell consisted of continuously injecting steam or steam combined with nitrogen to recover oil. In the experiments, superheated steam at 170 ° C was injected at flow rates between 5 and 4,5 ml/min (cold-water equivalent) and nitrogen injected at rates between 50 and 180 ml/min.

The main findings of the research (derived from five runs with consistent operating conditions) are as follows: 1) the injection of nitrogen combined with steam accelerates the start and peak of oil production compared to steam injection alone; 2) the improvement of steam oil ratio shows the beneficial effect of nitrogen injection in substitution to a substantial fraction of steam; 3) results indicates recovery factors exceeding 45%. On the numerical studies, the results from modelling of the linear cell show steam front behaviors in agreement to those observed experimentally. However, further investigation on the role of main parameters used for the history matching is necessary. The simulated results of SAGD - Wind Down shows that 84% of

the production of conventional SAGD can be recovered with half of the volume of steam injected, indicating a reduction of steam oil ratio of 42%.

Key Words

Thermal Recovery, Steamflooding, Nitrogen Injection, Improved Oil Recovery, Numerical Reservoir Simulation, SAGD.

Índice

Lista de Figuras.....	xix
Lista de Tabelas	xxiii
Nomenclatura.....	xxv
Capítulo 1.....	1
Introdução	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivo	3
1.3 Organização da dissertação	3
Capítulo 2.....	5
Revisão da Literatura	5
2.1 Métodos térmicos de recuperação	9
2.2 Injeção de vapor cíclica e contínua	10
2.3 SAGD – <i>Steam Assisted Gravity Drainage</i>	10
Capítulo 3.....	14
Descrição Experimental.....	14
3.1 Sistema de injeção	14
3.2 Modelo 1 – Célula linear de injeção.....	17
3.3 Modelo 2 – Célula SAGD	18
3.4 Sistema de produção.....	20
3.5 Sistema de medição e aquisição de dados.....	21
Capítulo 4.....	23
Metodologia	23

4.1	Procedimentos experimentais	23
4.2	Caracterização do óleo	26
4.3	Modelo 1	31
4.3.1	Descrição do modelo	31
4.3.2	Propriedades do meio poroso	35
4.3.3	Propriedades de interação rocha fluido	36
4.3.4	Condições iniciais.....	36
4.3.5	Condições operacionais.....	36
4.3.6	Análise de sensibilidade	37
4.3.7	Procedimentos para avaliação dos mecanismos de recuperação de óleo... 38	
4.4	Modelo 2.....	39
4.4.1	Descrição do modelo	39
4.4.2	Propriedades do meio poroso	40
4.4.3	Condições iniciais do modelo.....	41
4.4.4	Condições operacionais	41
4.4.5	Procedimentos para avaliação dos mecanismos de recuperação de óleo... 42	
	Capítulo 5.....	43
	Resultados e Discussões	43
5.1	Resultados experimentais da célula linear de injeção	43
	Experimento 1 (0:100 Nitrogênio:Vapor).....	44
	Experimento 2 (0:100 Nitrogênio:Vapor).....	48
	Experimento 3 (0:100 Nitrogênio:Vapor).....	52
	Experimento 4 (0:100 Nitrogênio:Vapor).....	56
	Experimento 5 (10,49:100 Nitrogênio:Vapor).....	62
	Experimento 6 (8,76:100 Nitrogênio:Vapor).....	68
	Experimento 7 (5,83:100 Nitrogênio:Vapor).....	74

Experimento 8 (3,00:100 Nitrogênio:Vapor).....	80
5.2 Discussões dos resultados experimentais	86
5.3 Simulação e experimental do Modelo – 1	96
5.4 Simulado: Modelo – 2	106
5.4.1 Caso 1 – SAGD convencional.....	106
5.4.2 Caso 2 – SAGD Wind-Down	108
Capítulo 6.....	113
Conclusões e Recomendações	113
6.1 Conclusões.....	113
6.2 Recomendações	114
Referências Bibliográficas.....	116
Apêndices.....	120
A. Cálculo das saturações dos fluidos e volume poroso do experimento três....	120
B. Composição do óleo morto do campo no Estado do Espírito Santo.....	123
C. Arquivos de entrada do simulador STARS, (2008).....	124

Lista de Figuras

Figura 1. SAGD convencional.....	11
Figura 2. Aparato experimental.....	15
Figura 3. Gerador de vapor.....	16
Figura 4. Controlador de fluxo mássico.....	16
Figura 5. Célula linear de injeção – Modelo 1.....	17
Figura 6. Célula de injeção – Modelo 2.....	18
Figura 7. Jaqueta de vácuo e célula SAGD.....	19
Figura 8. Separador gás-líquido.....	20
Figura 9. Interface do programa Elipse Scada.....	21
Figura 10. Sistema de Injeção.....	24
Figura 11. Viscosidade do óleo morto.....	30
Figura 12. Densidade e ° API do óleo.....	30
Figura 13. Vista areal da malha Cartesiana na direção I-J, Torres (2008).....	31
Figura 14. Vista areal da malha radial de simulação.....	32
Figura 15. Produção de óleo com malhas Cartesiana e Radial.....	33
Figura 16. Produção de água com malhas Cartesiana e Radial.....	34
Figura 17. Fator de Recuperação – Modelo 1.....	38
Figura 18. Vista Areal e 3D do Modelo 2, Torres (2008).....	39
Figura 19. Vista Areal e 3D do Modelo 2.....	40
Figura 20. Perfis de temperatura do experimento 1.....	46
Figura 21. Perfis de pressão do experimento 1.....	47
Figura 22. Alterações no aparato – Experiência 2.....	48
Figura 23. Perfis de temperatura do experimento 2.....	50
Figura 24. Perfis de pressão do experimento 2.....	51
Figura 25. Perfis de temperatura do experimento 3.....	54
Figura 26. Perfis de pressão do experimento 3.....	55

Figura 27. Perfis de temperatura do experimento 4.....	57
Figura 28. Produção acumulada de água e óleo do experimento 4	58
Figura 29. Fator de recuperação do experimento 4	59
Figura 30. Vazão de água e óleo do experimento 4.....	60
Figura 31. Perfis de pressão do experimento 4.....	61
Figura 32. Perfis de temperatura do experimento 5.....	63
Figura 33. Produção acumulada de água e óleo do experimento 5	64
Figura 34. Fator de recuperação do experimento 5	65
Figura 35. Vazão de água e óleo do experimento 5.....	66
Figura 36. Perfis de pressão do experimento 5.....	67
Figura 37. Perfis de temperatura do experimento 6.....	69
Figura 38. Produção acumulada de água e óleo do experimento 6	70
Figura 39. Fator de recuperação do experimento 6	71
Figura 40. Vazão de água e óleo do experimento 6.....	72
Figura 41. Perfis de pressão do experimento 6.....	73
Figura 42. Perfis de temperatura do experimento 7.....	75
Figura 43. Produção acumulada de água e óleo do experimento 7	76
Figura 44. Fator de recuperação do experimento 7	77
Figura 45. Vazão de água e óleo do experimento 7.....	78
Figura 46. Perfis de pressão do experimento 7.....	79
Figura 47. Perfis de temperatura do experimento 8.....	81
Figura 48. Produção acumulada de água e óleo do experimento 8	82
Figura 49. Fator de recuperação do experimento 8	83
Figura 50. Vazão de água e óleo do experimento 8.....	84
Figura 51. Perfis de pressão do experimento 8.....	85
Figura 52. Vazão de água para todos os experimentos.....	88
Figura 53. Vazão de óleo para todos os experimentos	89
Figura 54. Produção acumulada de óleo para todos os experimentos	90
Figura 55. Produção acumulada de água para todos os experimentos	91
Figura 56. Fator de recuperação para todos os experimentos.....	92
Figura 57. Pressão de injeção para todos os experimentos.....	93

Figura 58. Pressão de produção para todos os experimentos	94
Figura 59. Fator de recuperação, razão vapor/óleo, pressão de injeção e percentual de nitrogênio injetado para todos os experimentos.....	95
Figura 60. Comparação dos perfis de temperatura simulado e experimental.....	98
Figura 61. Comparação da produção acumulada de óleo simulado e experimental.....	99
Figura 62. Comparação da produção acumulada de água simulado e experimental.....	100
Figura 63. Comparação do fator de recuperação simulado e experimental.....	101
Figura 64. Comparação da viscosidade simulada e experimental.....	102
Figura 65. Comparação da vazão de água simulado e experimental.....	103
Figura 66. Comparação da vazão de óleo simulado e experimental	104
Figura 67. Temperatura (° C) e saturação de óleo a 50, 100, 150 e 250 minutos - Modelo 1.....	105
Figura 68. Saturação de óleo – Caso 1	106
Figura 69. Perfil de temperatura – Caso 1	106
Figura 70. Produção de óleo, razão vapor/óleo e volume da câmara de vapor – Caso 1	107
Figura 71. Injeção de vapor-nitrogênio e produção de óleo – Caso 2	109
Figura 72. Produção acumulada de óleo e razão vapor/óleo – Caso 2	110
Figura 73. Perfis de temperatura – Caso 2.....	111

Lista de Tabelas

Tabela 1. Lista dos principais equipamentos e materiais utilizados.....	22
Tabela 2. Propriedades dos pseudocomponentes.	27
Tabela 3. Propriedades da fase óleo na liberação diferencial a 51 °C.....	27
Tabela 4. Viscosidade do óleo vivo em temperaturas superiores à de reservatório.	28
Tabela 5. Ajuste da viscosidade.	28
Tabela 6. Viscosidade do óleo morto.	29
Tabela 7. Propriedades do meio poroso do Modelo 1.	35
Tabela 8. Propriedades térmicas dos Modelos, Torres (2008).	35
Tabela 9. Volumes iniciais sob condições de reservatório do Modelo 1.	36
Tabela 10. Condições operacionais utilizadas no Modelo 1.	36
Tabela 11. Análise de sensibilidade do Modelo 1.	37
Tabela 12. Propriedades do meio poroso do Modelo 2.	41
Tabela 13. Volumes iniciais sob condições de reservatório do Modelo 2.	41
Tabela 14. Condições operacionais utilizadas no Modelo 2.	41
Tabela 15. Condições experimentais para todos os experimentos.	43
Tabela 16. Propriedades das misturas para cada experimento.	43
Tabela 17. Vazão de nitrogênio e vapor injetado para cada experimento.....	44

Nomenclatura

Letras Latinas

A	Área	m^2
Bo	Fator volume de formação do óleo	m^3/m^3_{std}
Fr	Fator de recuperação	%
h	Comprimento em z	cm
°API	Grau API do óleo	-
k	Permeabilidade	D
P	Pressão	kgf./cm ²
Pc	Pressão crítica do componente i	kPa
PM	Peso molecular	gmol/mol
Q	Condutividade térmica	J/m-s-°C
r	Raio	cm
Rs	Razão de solubilidade	m^3/m^3
t	Tempo	min
T	Temperatura	°C
Tb	Temperatura de bolha	°C
Tc	Temperatura crítica do componente i	K
W	Fator de acentricidade	-
w	Fração mássica	-

Letras Gregas

μ	Viscosidade	cp
ϕ	Porosidade	fração
ρ	Densidade	g/cm ³

Siglas

SOR	Razão vapor/óleo	m^3/m^3
SAGD	Drenagem gravitacional assistido por vapor	-
PVT	Pressão/volume/temperatura	-

Capítulo 1

Introdução

Técnicas importantes de recuperação de petróleo tornam-se necessárias quando a produção de petróleo não atinge níveis satisfatórios mediante recuperações convencionais. Os métodos especiais de recuperação de petróleo são divididos em químicos (injeção de polímeros, tensoativos, cáusticos), métodos de deslocamento miscível e imiscível (injeção de gás) e métodos térmicos (injeção de vapor, combustão *in situ* e aquecimento eletromagnético).

Uma atenção considerável tem sido dada às técnicas de recuperação térmica em laboratórios para melhor entender os mecanismos envolvidos, estimular e desenvolver a produção de óleo pesado. Dentre os métodos especiais, a injeção de vapor é o processo mais conhecido e utilizado no mundo. Os processos de recuperação térmica remontam na injeção de energia em forma de calor no reservatório, onde faz com que a temperatura do óleo aumente, assim diminuindo sua viscosidade e melhorando a sua mobilidade, tornando mais fácil o seu deslocamento (Prats, 1982) e (Boberg, 1988). Outros mecanismos atuantes são a expansão da rocha, que expulsa o óleo de seus poros; e a destilação do óleo, em que as frações mais leves são vaporizadas formando um banco miscível à frente da zona de vapor, (Willman *et al.*, 1961). Um número considerável de investigadores tais como (Harding *et al.*, 1983), (Nasr *et al.*, 1987) e mais recentemente (Goite, 1999), (Nesse, 2004) e (Simangunsong, 2005) apresentaram em seus trabalhos diversos estudos experimentais em injeção de vapor e vapor combinado com aditivos tais como, propano, nitrogênio, dióxido de carbono e ar.

No Brasil, com volume aproximado de 700 milhões de barris de óleo pesado em reservas terrestres, os métodos térmicos para recuperação de óleos pesados apresentam um histórico de sucesso, alcançado principalmente com a injeção de vapor. Essa tecnologia é largamente utilizada pela Petrobras em campos localizados na região Nordeste e Bacia do Espírito Santo. Tais métodos apresentam elevada recuperação, mas freqüentemente são apontados problemas de

eficiência energética e operacional, envolvendo também elevados custos para a geração de vapor e tratamento da água produzida. O problema de eficiência energética emerge no momento de um determinado projeto, em que injetar somente vapor se torna inviável economicamente. A questão pode ser traduzida na necessidade de reduzir o volume de vapor injetado por unidade de volume de óleo produzido. Estudos na linha de recuperação melhorada mostram que a injeção de vapor com gases inertes pode reduzir esse índice. Os efeitos benéficos desta redução são múltiplos: reduz-se o consumo de energia, menos CO₂ é lançado na atmosfera, menor a quantidade de água a ser tratada tanto para a produção de vapor como na etapa final de produção. Todos colaborando para a redução dos custos dos projetos de recuperação.

1.1 Motivação

Diante da crescente necessidade de incorporar novas reservas de petróleo e gás natural, juntamente com a crescente rarefação de recursos de óleos leves, a engenharia de reservatórios é impelida para desenvolvimento de novas tecnologias para recuperação de óleo pesado. Tal recuperação apresenta extrema dificuldade devido a dois aspectos principais: a alta viscosidade do óleo e as elevadas tensões interfaciais entre os fluidos injetados e o óleo. Por estas razões, os processos térmicos ganham ainda maior importância na recuperação deste tipo de petróleo. Assim, projetos que diminuam a quantidade de vapor utilizada nos processos térmicos, sem prejudicar a produção de óleo, têm sido cada vez mais investigados.

Vários experimentos têm sido realizados em importantes universidades tais como a do Texas A&M nos Estados Unidos e a de Alberta no Canadá, encorajando novas pesquisas sobre a recuperação de óleos pesados. Particularmente, têm sido estudadas as influências de novos aditivos ou gases inertes juntamente com a injeção de vapor.

Como as profundidades dos reservatórios brasileiros normalmente são maiores do que no Canadá, manter e levar o vapor em condições adequadas se torna mais um desafio. Assim, ao direcionar as pesquisas de recuperação de óleos pesados para aperfeiçoar fatores de recuperação diminuindo a potência da planta de injeção, busca-se aumentar a quantidade de campos maduros susceptíveis a processos de recuperação térmica. Neste estudo, uma investigação da influência da injeção de nitrogênio simultaneamente com vapor busca compreender como o nitrogênio auxilia

na recuperação melhorada de óleo pesado. O nitrogênio se encontra em abundância na atmosfera e com relativa facilidade de separação e compressão e pode ser utilizado futuramente nos campos em terra no Brasil. Com baixo custo e sem relação direta com o preço do petróleo, o uso do nitrogênio é uma interessante opção quando os entraves econômicos são de extrema importância em projetos de recuperação melhorada.

1.2 Objetivo

Os objetivos deste trabalho são:

- Estabelecer as condições operacionais de um aparato experimental para ensaios de injeção de vapor e injeção de vapor combinado com aditivos;
- Investigar experimentalmente o efeito da adição de nitrogênio durante a injeção de vapor;
- Verificar o comportamento geral da injeção de vapor numa célula linear e numa célula de drenagem gravitacional auxiliada por vapor através da simulação numérica.

1.3 Organização da dissertação

Este trabalho está dividido em seis capítulos. No Capítulo 1, introdutório, apresenta-se uma breve revisão bibliográfica de diversos estudos relevantes para o trabalho proposto.

No Capítulo 2, são apresentados uma revisão da literatura e os principais aspectos teóricos, visitando os métodos de recuperação térmica que serão utilizados no decorrer do estudo.

No Capítulo 3, o aparato experimental é detalhado com destaque para os seus principais componentes.

No Capítulo 4, são apresentadas as metodologias experimentais e numéricas utilizadas para avaliar os principais mecanismos de recuperação de óleo para dois modelos. O Modelo 1 refere-se à célula linear de injeção contínua de vapor e é apresentado um estudo experimental e um numérico. O Modelo 2 refere-se à célula de drenagem gravitacional auxiliada por injeção de vapor.

No Capítulo 5, são apresentados e analisados os resultados obtidos no presente estudo. Este capítulo está dividido em três partes: uma com os resultados experimentais e duas para tratar os dois modelos simulados.

No Capítulo 6, são apresentadas as conclusões e recomendações para futuros trabalhos. Nos Apêndices encontram-se os procedimentos experimentais para calcular as saturações dos fluidos, a composição do óleo e os arquivos utilizados para as simulações dos modelos.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

Neste capítulo, encontra-se uma revisão da literatura, onde serão apresentados estudos relevantes de trabalhos teóricos e experimentais com injeção de vapor puro e vapor combinado com gases inertes ou aditivos e uma modelagem teórica envolvendo os principais tópicos para recuperação de óleos pesados.

Willman *et al.* (1961) mostraram em seus estudos experimentais, que uma alta recuperação de óleo é alcançada quando vapor é injetado, quando comparada à injeção de água fria e quente. Os principais mecanismos responsáveis pela recuperação adicional de óleo são: (1) expansão térmica do óleo, (2) redução da viscosidade e (3) destilação de frações voláteis do óleo. Os resultados mostraram que a redução do óleo residual é independente da saturação inicial de óleo e que processos a alta pressão e temperatura resultam numa recuperação melhorada, pois todos os mecanismos são acentuados sob alta temperatura.

Wu *et al.* (1975) fizeram estudos experimentais com injeção de vapor, para estudar o efeito da destilação na recuperação de óleos leves e pesados. Os resultados mostraram que a destilação é extremamente dependente da composição do óleo, mas não correlacionada com o grau API, com a taxa de injeção do vapor, nem com as temperatura e pressão do vapor saturado. Porém, a injeção de vapor supersaturado resultou em uma destilação maior que a injeção de vapor saturado, especialmente para óleos pesados.

Butler *et al.* (1981) desenvolveram um processo onde o vapor é injetado continuamente em um poço horizontal localizado paralelamente acima do poço produtor, num processo denominado pelos autores como SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*). Conceitualmente, o vapor injetado segue até os limites externos de uma zona cônica, transferindo calor para o óleo e produzindo o condensado formado juntamente com o óleo aquecido, seguindo para o poço produtor. Nesse

processo, a taxa de injeção de vapor é controlada, para que a pressão na câmara seja mantida constante. O vapor flui para as paredes da câmara, e condensa, aquecendo o óleo.

Harding *et al.* (1983) apresentaram estudos numéricos e experimentais sugerindo que a co-injeção de uma mistura de gases (N_2 e CO_2) ou somente dióxido de carbono propicia maior recuperação quando comparado com a injeção de vapor puro.

Nasr *et al.* (1987) apresentaram resultados experimentais da influencia da injeção de dióxido de carbono, nitrogênio e uma mistura de gases (CO_2 e N_2) de modo cíclico e continuamente com vapor. A recuperação com CO_2 resultou em maior recuperação comparado a injeção com N_2 e a mistura de gases.

Sasaki *et al.* (1996) realizaram estudos que mostraram que quanto maior a espessura do modelo, menor será a perda de calor. Os diferentes espaçamentos entre os poços mostraram que quanto maior a distância entre o produtor e o injetor, maior será a vazão de produção. Outros resultados experimentais em processos SAGD, mostraram que quanto maior a pressão de injeção do vapor, maior a taxa de expansão da câmara de vapor, e menor o tempo de irrupção do vapor.

Butler (1997) mostrou que grande quantidade de vapor é requerida para aquecer o reservatório depletado, as camadas adjacentes e a câmara de vapor. Em seu estudo foi observado que nem todo o reservatório precisa estar a uma temperatura elevada. A introdução do gás em processos convencionais de SAGD apresenta uma nova reformulação dos mecanismos envolvidos, descrito pelo autor como SAGP – *Steam and Gas Push*. Com a acumulação de gases na parte superior da câmara, há uma diminuição da temperatura de operação do processo, considerável produção de óleo e uma substancial diminuição da perda de calor devido à grande quantidade de gás localizada no topo do reservatório.

Jiang *et al.* (1998) mostraram, em seus estudos experimentais, a possibilidade de tornar o processo SAGD mais eficiente, adicionando-se uma pequena quantidade de gás não condensável, como o metano. O autor estudou a influência da temperatura no processo de recuperação do óleo residual e concluiu que o reservatório pode atingir recuperação elevada sem estar na mesma temperatura do vapor. Assim, a adição de gás não condensável reduziu a temperatura da parte de cima da câmara de vapor, reduziu em 25% a quantidade de vapor utilizada no processo e apresentou pequena diminuição da produção de óleo em relação ao SAGD convencional.

Goite (1999) conduziu diversos experimentos para determinar a influencia de propano como aditivo ao vapor para recuperação avançada de óleo pesado. Os resultados mostraram que a razão mássica ótima de propano/vapor é de aproximadamente 5%.

Ito *et al.* (1999) estudaram numericamente o efeito da adição de metano durante o processo SAGD. Os resultados indicaram uma pequena redução na produção de óleo devido à rápida subida do gás para a parte superior do reservatório, diminuindo o crescimento da câmara de vapor. Em seus estudos, a adição de gás em período posterior à injeção de vapor reduziu a razão vapor/óleo. Neste caso, a injeção de gás não impede o crescimento da câmara de vapor, pois a câmara havia alcançado o tamanho necessário para uma recuperação satisfatória.

Zhao *et al.* (1999) realizaram uma investigação numérica e experimental para compreender como a difusão do gás injetado, as perdas de calor para as camadas e a heterogeneidade do reservatório influenciam nos processos SAGD. Os resultados simulados e experimentais apresentaram uma diferença de apenas 3% e levaram a concluir que a convecção forçada é devida ao fluxo das grandes quantidades injetadas de gás e vapor. A inclusão dos efeitos da difusão do gás na simulação numérica, e da heterogeneidade da permeabilidade redundou numa diferença de apenas 1% na produção acumulada de óleo. A perda de calor é reduzida quando o nitrogênio acumula na região do topo, onde o vapor condensa, diminuindo o contato direto do vapor com as camadas superiores.

Zhao *et al.* (2003) apresentaram, com base em estudos experimental e numérico, uma técnica para melhorar a eficiência dos processos convencionais de SAGD. A técnica se baseia em prolongar a produção de óleo após a injeção de vapor ser interrompida, usando de maneira mais eficiente a energia *in place* do reservatório. Os estudos mostraram que a câmara aquecida continua em expansão, mesmo depois de interrompida a injeção de vapor e iniciada a injeção de gás. A técnica chamada de *Wind Down* foi conduzida a alta pressão e temperatura, produzindo aproximadamente 12,5% do OOIP.

Zhao *et al.* (2003) publicaram um estudo econômico e numérico em escala de campo para comprovar a economicidade do método *Wind Down*. Estudos numéricos indicaram que após cinco anos operando com o processo SAGD convencional no campo estudado, quando 75% do reservatório estiver aquecido, deve ser iniciado o processo *Wind Down*. O propósito do estudo foi

encontrar o tempo exato para iniciar a injeção de gás, ou seja, o momento adequado para que a produção final de óleo não fique comprometida.

Canbolat *et al.* (2004) conduziram seis experimentos em duas diferentes geometrias para avaliar o efeito do gás não condensável no processo SAGD. Os experimentos foram realizados utilizando somente vapor, vapor com dióxido de carbono e vapor com n-butano. Os resultados experimentais mostraram uma redução no consumo de vapor ao utilizar-se CO₂. Com este último adicionado ao vapor injetado, diminuiu a taxa de crescimento da câmara, aumentou o tempo requerido para aquecer o sistema, e foram reduzidas a recuperação e a vazão de produção. Entretanto, houve uma melhora na razão vapor-óleo. O desempenho do CO₂ foi bem melhor, se comparado ao n-C₄H₁₀, sugerindo que o dióxido de carbono apresenta melhor efeito de isolamento térmico do que o n-butano.

Sedae *et al.* (2004) mostraram experimentalmente que a injeção de metano e vapor resulta em maior recuperação de óleo comparado a injeção de vapor puro. A razão ótima encontrada de CH₄/vapor é em torno de 8 cc/cc.

Nesse (2004) mostrou experimentalmente que, injetando vapor e propano, o início da produção de óleo é antecipado para o óleo de 21° API, quando comparado à injeção somente de vapor. O propano não tem o mesmo efeito quando usado com água quente ou água alternando com vapor. Quando vapor puro é injetado, a produção de óleo é iniciada antes do que nos dois outros métodos.

Simangunsong (2005) realizou estudos experimentais e analíticos com injeção de propano ou destilados de petróleo juntamente com vapor, para acelerar a produção de óleo do campo de San Ardo. Os resultados indicaram uma redução na pressão diferencial média quando utilizado tal aditivo, comparado com injeção de vapor puro. A recuperação final utilizando destilados foi maior, comparada à recuperação com propano e somente com vapor. Em todos os experimentos o grau API teve aumento considerável, em relação ao óleo original.

Karimaie *et al.* (2007) investigaram experimentalmente a eficiência na recuperação do óleo com injeção de gás em reservatórios carbonáticos fraturados. Os resultados para uma injeção secundária de gás indicaram que o CO₂ a altas pressão e temperatura é mais eficiente do que o N₂. Já para a recuperação terciária com CO₂, houve um acréscimo de 15,7% em OOIP.

Torres (2008) investigou numericamente o comportamento das curvas de recuperação de óleo, os perfis de pressão e temperatura e a dinâmica de dois processos com injeção de vapor baseados em modelos experimentais.

Para o desenvolvimento de pesquisas experimentais e sua representatividade numérica, são de vital importância o conhecimento dos mecanismos envolvidos, o modelo dos fluidos, as características do aparato e seu comportamento sob distintas condições operacionais e termodinâmicas. Os seguintes tópicos resumem a teoria envolvida nos processos térmicos estudados.

2.1 Métodos térmicos de recuperação

Os métodos térmicos são diretamente utilizados em campos terrestres quando os reservatórios apresentam considerável saturação de óleo, sendo necessários diversos estudos para escolher o método a ser aplicado. Tais métodos propõem injetar fluidos aquecidos para alterar as propriedades dos fluidos e/ou da rocha facilitando o escoamento. Em se tratando de injeção de vapor, vários benefícios são alcançados com o uso da água no estado de vapor, tais como: possibilitar uma menor tendência de formação de caminhos preferenciais (*fingers*); facilitar os efeitos de arraste pelas frações leves e intermediárias e possibilitar transporte de maior quantidade de energia, se comparado à mesma quantidade de água quente. Em projetos de recuperação térmica envolvendo vapor, existe uma série de indicadores de desempenho para realizar comparações entre os tipos de métodos de injeção de vapor e procedimentos operacionais. A razão óleo/vapor – *Oil Steam Ratio (OSR)* e, sua inversa, a razão vapor/óleo – *Steam Oil ratio (SOR)* são largamente utilizadas na engenharia de reservatórios. As relações comparam o volume de óleo produzido (m^3) com o volume de vapor injetado (m^3) medido em equivalente de água fria – *Cold Water Equivalent (CWE)*. Segundo Rosa *et al.* (2006) o mínimo valor admissível termodinamicamente para a OSR é 1/15, pois com 1 m^3 de óleo o gerador de vapor transforma 15 m^3 de água em vapor. Caso contrário, gastar-se-ia um volume maior de óleo do que o recuperado. Entretanto, esses indicadores excluem a energia utilizada para alimentar os geradores e não refletem a eficiência do restante do processo.

2.2 Injeção de vapor cíclica e contínua

No processo de injeção cíclica, descoberto acidentalmente na Venezuela pela Shell, o vapor é injetado no poço, seguido de um tempo de encharcamento, tempo esse, necessário para que o calor possa se propagar no reservatório, contatando mais óleo. Posteriormente, o poço antes injetor passa a ser o produtor, produzindo condensado e óleo aquecido, concluindo assim o ciclo. Devido ao baixo custo inicial, a injeção cíclica é uns dos métodos com grande número de projetos no mundo, ainda que recupere somente por volta de 15%, antes da redução da razão óleo/vapor.

No caso de injeção contínua, o vapor é injetado nos poços injetores e a produção é realizada em poços distintos. Como a injeção e a produção são realizadas em poços distintos, a injeção cíclica pode estabelecer o contato entre tais poços antes de iniciar a injeção contínua. Zonas de vapor são formadas ao redor dos injetores, onde a temperatura se aproxima da temperatura de saturação do vapor. Na frente das zonas de vapor forma-se uma zona de condensado, com o vapor entrando em contato com a formação, e se condensando. A contínua troca de calor com a formação e com os fluidos nela contidos possibilita varrer o reservatório e direcionar o óleo para os poços produtores com maior fator de recuperação, se comparado à injeção cíclica.

No processo de deslocamento dos fluidos durante a injeção contínua, a água condensada avança mais rapidamente do que o óleo em direção ao poço produtor, por causa de sua menor viscosidade. Frequentemente, a água cria caminhos preferenciais (*fingers*) através do reservatório, com movimento de água e óleo, mas com velocidade maior da água. Esses canais preferenciais são também facilitados pelas heterogeneidades do reservatório e pela alta pressão de injeção, prejudicando assim o varrido do processo.

2.3 SAGD – *Steam Assisted Gravity Drainage*

A drenagem gravitacional assistida por vapor, SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) é conduzida em dois poços horizontais, com vapor sendo injetado no poço localizado logo acima do produtor. Na Figura 1 observam-se as principais regiões. O vapor injetado flui em direção ao topo da formação, formando a câmara de vapor (1), e entra em contato com grande área do reservatório pelo efeito da extensão dos poços horizontais. O óleo aquecido escoar na interface vapor-óleo da câmara e com o efeito gravitacional é direcionado para o poço inferior (2), onde é

produzido. Na região (3) forma-se um banco de óleo aquecido com alta concentração de óleo empurrado pelo gradiente de pressão. Na região (4) há o movimento de água conata e gás não condensável à frente da câmara de vapor.

Esse processo evita a formação de caminhos preferenciais (*fingers*) que ocorrem quando óleo viscoso é movido forçadamente por um fluido menos viscoso. Outra vantagem é que o óleo permanece aquecido em grande extensão do reservatório, enquanto na injeção contínua o óleo produzido inicialmente possui maior viscosidade, o que dificulta o deslocamento do mesmo. Com a produção contínua do óleo, o espaço poroso é preenchido por mais vapor, que mantém a pressão e a temperatura constantes.

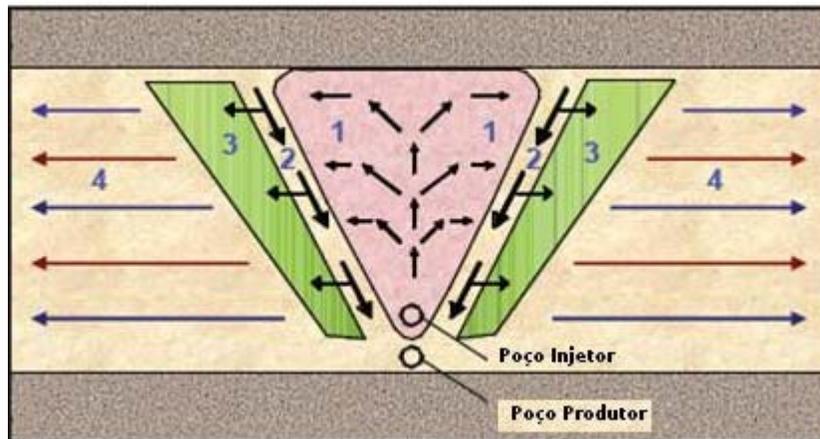


Figura 1. SAGD convencional

De acordo com Sharma (2006), a injeção de gases inertes como método de recuperação melhorada, superou, em números de projetos, os métodos convencionais de injeção de vapor nos Estados Unidos. Essa mudança indica certa maturidade no desenvolvimento dessa tecnologia, e o objetivo a ser alcançado é a economicidade de projetos alternativos de injeção de vapor.

O desafio para uma produção eficiente, de acordo com Butler (2002), passa então por três atividades importantes:

- i) encontrar e definir reservatórios apropriados;
- ii) criar condições para o óleo fluir economicamente;

iii) drenar o reservatório sistematicamente para obter alta recuperação.

No processo SAGD convencional, o reservatório depletado cada vez mais se enche de vapor à temperatura de saturação, por volta de 130 a 250 °C. Grande quantidade de vapor é requerida para aquecer o reservatório, as formações adjacentes e a câmara de vapor. Em reservatórios com espessura apropriada, a razão vapor/óleo está entre 2,5 e 5, mas em reservatórios com pequena profundidade e com baixa saturação de óleo, esse índice é elevado e o processo se torna inviável economicamente. A explicação para esse fenômeno é que dois reservatórios com mesma extensão, mas com distintas espessuras apresentam a mesma perda de calor para as camadas adjacentes. Assim, o reservatório mais fino terá uma menor eficiência térmica, precisando de mais vapor para aquecê-lo.

De acordo com Butler (1997), nem toda a câmara de vapor precisa estar em alta temperatura. Somente a região inferior da câmara, onde a tendência de formação do cone é maior, necessita estar a uma temperatura elevada. O excesso de energia na região superior da formação resulta em calor desperdiçado. Dessa forma, o autor propõe uma injeção combinada de vapor e gás inerte, numa modificação no método convencional SAGD para o SAGP (*Steam and Gas Push*). A vantagem desse novo conceito é uma rápida produção econômica como no SAGD, mas com energia requerida menor.

Para a gravidade exercer uma força efetiva para mover o óleo aquecido em direção ao poço produtor é necessário um fluido leve, tipo nitrogênio. Como o nitrogênio tem menor densidade do que o vapor, enquanto é formada a câmara de vapor o gás flui rapidamente para o topo da formação. O gás mantém a pressão no topo elevada, com maior gradiente de pressão entre o topo e o fundo, permitindo o escoamento do óleo. Com isso, literalmente o gás empurra o óleo para baixo.

No caso do método SAGD convencional, quando mais vapor entra em contato com a interface da câmara, mais calor é cedido para formação e mais vapor se condensa, havendo assim uma tendência de diminuição da pressão. Para contornar esse problema, a câmara deve estar sempre à temperatura de saturação para que o vapor suba e consiga manter equalizada a pressão no topo. Esse fator limitante é superado pelo SAGP, quando uma parte do gás oriundo do

processo de condensação já é um gás não condensável, diminuindo assim a perda de pressão, e propiciando uma drenagem gravitacional mais eficiente.

O sucesso de estudos experimentais e numéricos das variações do SAGD convencional envolvendo gases não condensáveis no Canadá mostra uma nova tendência com foco no aumento da eficiência energética. Uma das estratégias de melhora dessa eficiência é prolongar a produção de óleo de forma econômica. Os resultados numéricos sugerem que após determinado período operando somente com vapor, o processo é interrompido e injeta-se somente gás inerte. Projeto esse referido como SAGD *Wind Down*. O estudo de Zhao (2003) mostra que a câmara de vapor continua em expansão mesmo depois de cessada a injeção de vapor. Ou seja, existe um determinado tempo para que a câmara de vapor obtenha tamanho satisfatório, comentado pelo autor ser por volta de $\frac{3}{4}$ da câmara do reservatório, para então iniciar a injeção de nitrogênio. O propósito da injeção de gás é manter a pressão do reservatório elevada e utilizar a energia *in place* para continuar a produção de óleo. Conseqüentemente, a razão vapor/óleo acumulada tem uma tendência de queda nesse processo, indicando uma possível redução de custos em projetos de recuperação térmica.

Capítulo 3

Descrição Experimental

O capítulo presente descreve os equipamentos que compõe o aparato experimental. Este possui seis conjuntos principais: o sistema de injeção, a célula linear de injeção, a célula SAGD, o sistema de produção, o sistema de medição e armazenamento dos dados. O esquema definitivo da montagem experimental é mostrado na Figura 2. Para facilitar a leitura, o diagrama está subdividido em seus subsistemas funcionais: o sistema de injeção é agrupado pela linha azul; o sistema de produção pela linha verde e o sistema de aquisição de dados pela linha vermelha.

3.1 Sistema de injeção

Dois fluidos de injeção diferentes, água e nitrogênio, podem ser utilizados no aparato experimental. Um reservatório de água com capacidade de 10L atende as necessidades do gerador de vapor através de uma bomba. As linhas dos sistemas, tanto as de injeção quanto as de produção, são de tubos de ¼ de polegada. O gerador de vapor é capaz de converter água, na vazão entre 1 e 25 cm³/min, em vapor com temperaturas entre 100 e 200 °C. O formato do gerador de vapor é cilíndrico, com um tubo de ¼ de polegada disposto na forma helicoidal envolto por uma resistência. O comprimento do tubo helicoidal foi dimensionado levando em conta as maiores vazão e temperatura, para o cálculo da potência da resistência. Por projeto, a resistência deve dissipar até 1500 W, 33% a mais que o valor calculado. Uma descrição mais detalhada dos componentes pode ser encontrada em Torres (2008). O sistema de injeção de nitrogênio consiste em um controlador de fluxo mássico que mantém a taxa de injeção de gás constante. Uma serpentina envolta do gerador de vapor garante o pré-aquecimento do nitrogênio em torno de 150 °C antes de ser injetado no misturador. A Figura 3 mostra o gerador de vapor e a Figura 4 mostra o controlador de fluxo mássico.

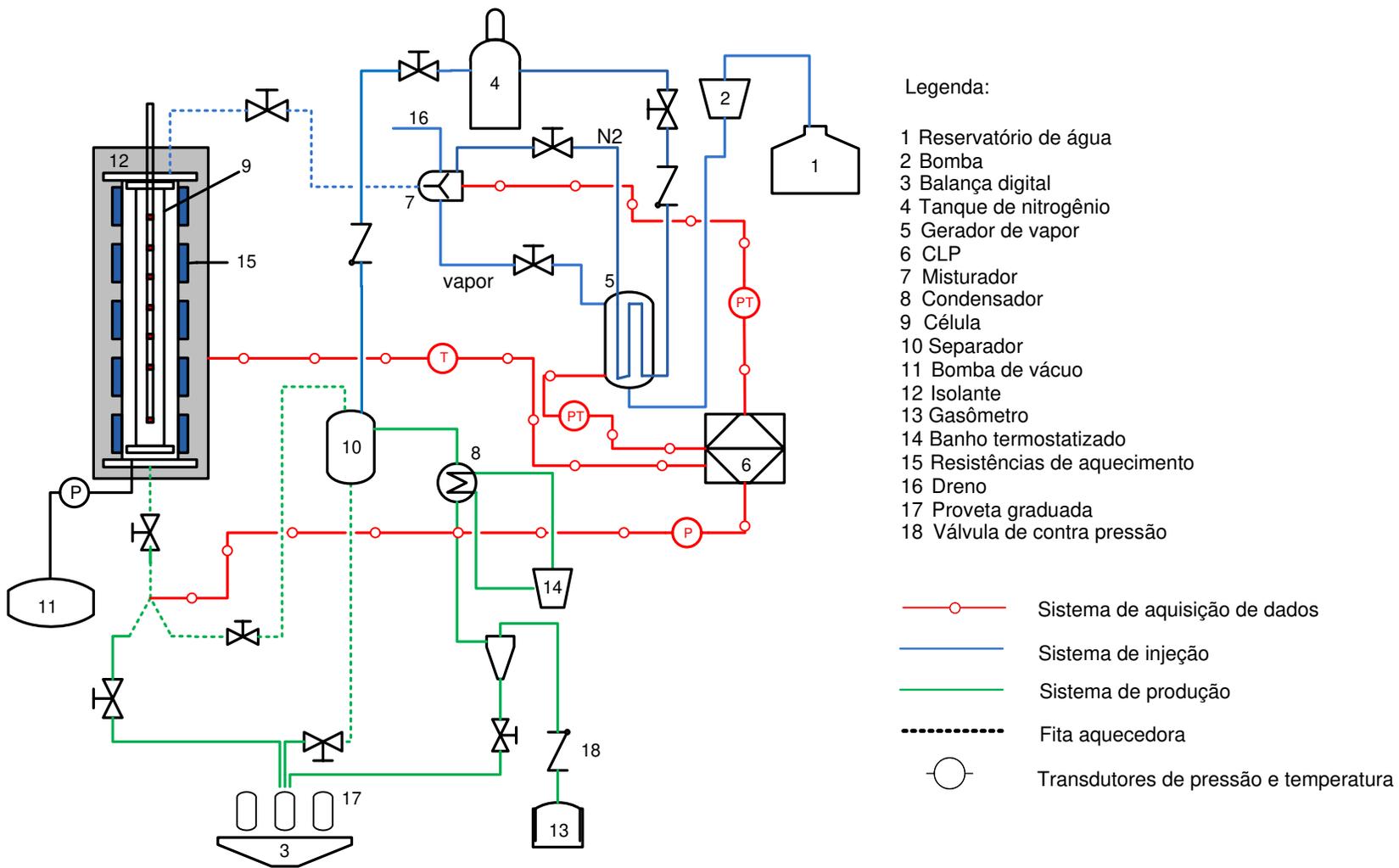


Figura 2. Aparato experimental

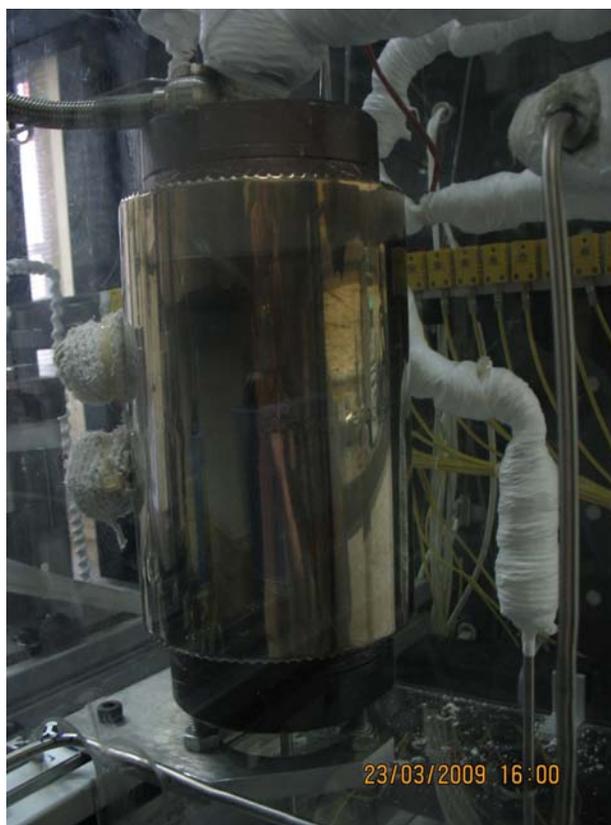


Figura 3. Gerador de vapor



Figura 4. Controlador de fluxo mássico

3.2 Modelo 1 – Célula linear de injeção

A célula linear de injeção contínua de vapor é constituída por um tubo de aço inox 316, com diâmetro interno de 6,9 cm e 62 cm de comprimento. As extremidades são fechadas por flanges com sistema de rosca e furos de 0,80 cm de diâmetro, representando os poços. Por dentro do tubo passa uma sonda térmica com 90 cm de comprimento e 0,30 cm de espessura, contendo 7 termopares. Os termopares da sonda são do tipo K. Para evitar a perda de calor para o meio ambiente o tubo é envolvido por uma jaqueta do mesmo material e formato, porém com dimensões maiores, de 75 cm de comprimento e 16 cm de diâmetro interno. No espaço entre os tubos é feito vácuo, evitando-se a transferência de calor por convecção do tubo para a jaqueta. A Figura 5 mostra em detalhes a guia com sete sensores na direção axial, sendo numerados de acordo com a posição em relação ao topo: "A" a 6 cm do topo da célula, "B" a 17,5 cm, "C" a 25 cm, "D" em 33,5 cm, "E" em 41 cm, "F" a 48 cm, e "G" a 61,5 cm.

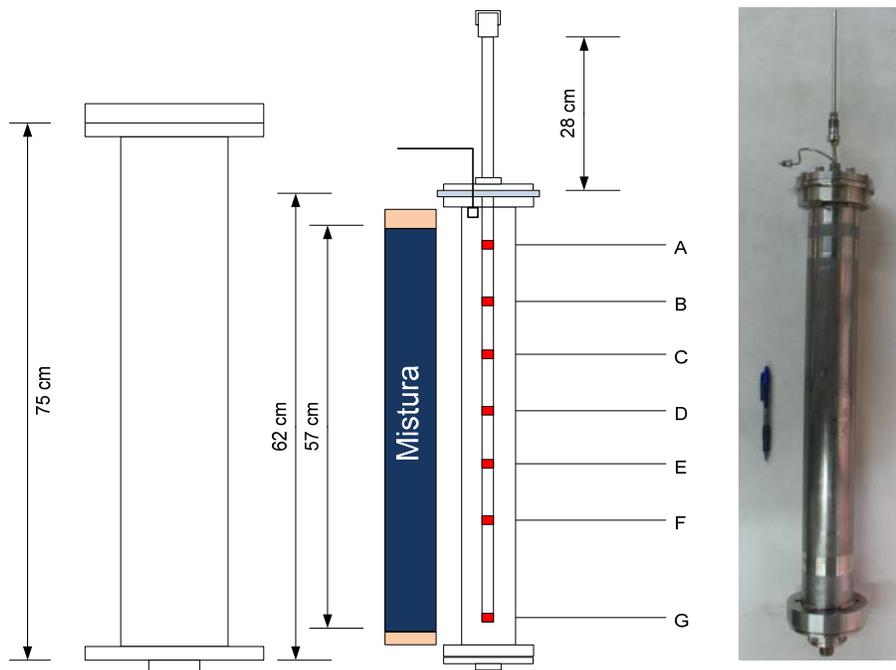


Figura 5. Célula linear de injeção – Modelo 1

3.3 Modelo 2 – Célula SAGD

A célula SAGD tem a forma de um prisma retangular, representando uma seção de um reservatório, uma vez que em um reservatório homogêneo as variações ao longo do comprimento do reservatório são pouco significativas. O material utilizado é o aço inox 316 e suas dimensões têm comprimento e altura de 30 cm cada uma e largura de 10 cm. A célula dispõe de dois tubos transversais de 0,80 cm de diâmetro, um para o poço produtor localizado a 1 cm da base e outro para o injetor localizado a 5 cm do produtor. Os poços são tubos de $\frac{1}{4}$ de polegada e 9 cm de comprimento. Quatro sondas com comprimento de 40 cm contêm cinco termopares separados por 6 cm de distância entre eles e uma sonda de 34 cm de comprimento com quatro termopares e o mesmo espaçamento entre os termopares. Os termopares também são todos do tipo K e a célula pode ser vista em detalhes na Figura 6. Na Figura 7 pode ser visualizada a jaqueta de vácuo da célula linear de injeção e a célula SAGD.

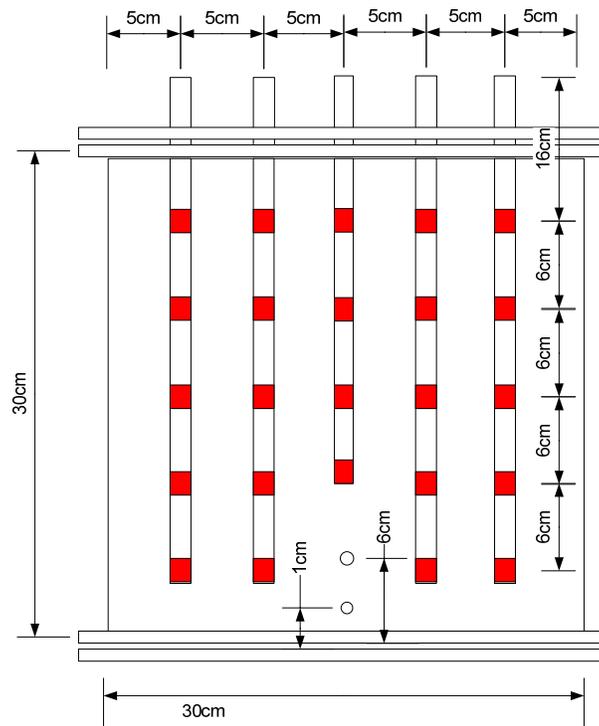


Figura 6. Célula de injeção – Modelo 2



Figura 7. Jaqueta de vácuo e célula SAGD

3.4 Sistema de produção

O sistema de produção consiste de um separador de gás-líquido, uma balança digital com tubos graduados, um gasômetro e uma unidade de resfriamento acoplada a um condensador. O fluido produzido proveniente da célula de injeção segue para o separador, onde o gás é direcionado para o condensador, o qual é conectado ao sistema de resfriamento a 20 ° C. O condensado é então contabilizado na produção, o gás é despachado para o gasômetro para que sejam medidos a vazão e o volume acumulado. Uma válvula de contra pressão é instalada após o condensador. Quando o valor ajustado para a válvula é ultrapassado, ela permite a passagem do gás para a leitura no gasômetro.



Figura 8. Separador gás-líquido

3.5 Sistema de medição e aquisição de dados

O sistema de medição e aquisição de dados é o responsável pela coleta de sinais dos transdutores de pressão e de temperatura, e pelo envio dos dados para um programa de registro e controle. Na Figura 9 pode ser visto a interface do programa Elipse Scada.

Além de contar com válvulas agulha e uma de contra pressão para regular o processo, há três medidores de pressão, um para a medida no gerador de vapor, um para a medida no misturador e outro para medir a pressão de saída das duas células. No misturador há um termopar para medir a temperatura do vapor antes da entrada na célula. No gerador de vapor, há também um termopar, que é usado para regular a operação da resistência de aquecimento, controlável pelo usuário. Duas válvulas asseguram a contra pressão, uma de segurança controla a pressão no gerador de vapor e uma controla de forma indireta a pressão no separador.

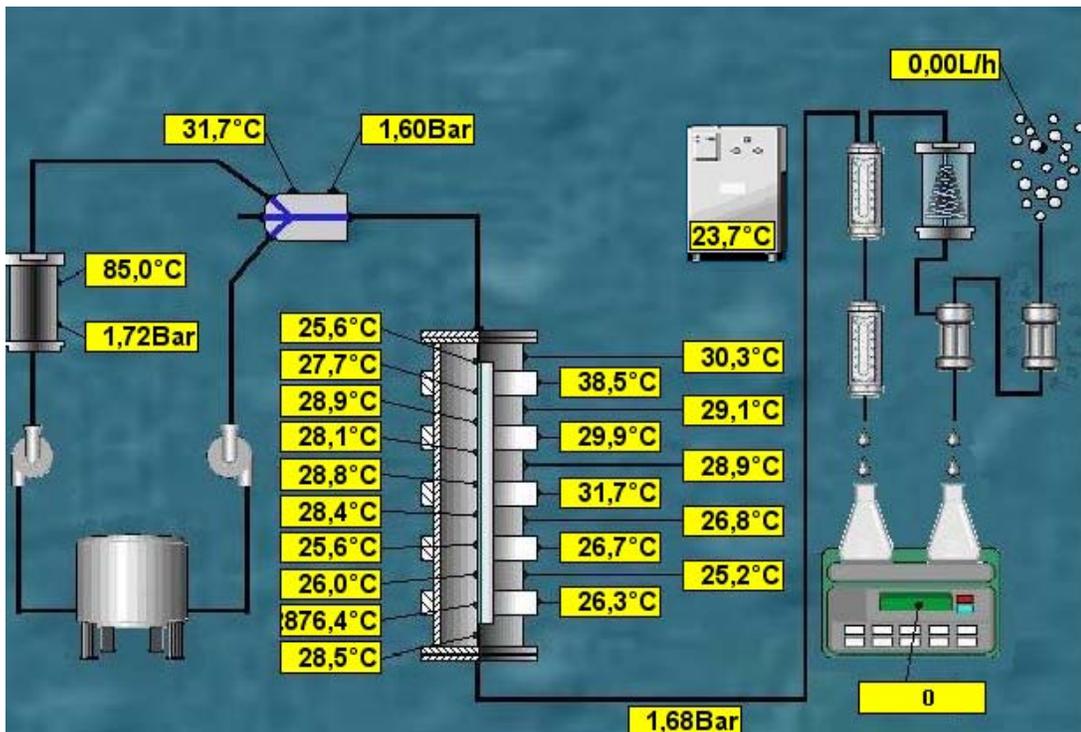


Figura 9. Interface do programa Elipse Scada

Uma lista com maiores detalhes dos equipamentos pode ser encontrada na Tabela 1.

Tabela 1. Lista dos principais equipamentos e materiais utilizados

Reservatório de água	Recipiente plástico - 10 L
Bomba HPLC	PU 2086 Plus, máx. vazão: 20 ml/min
Célula linear de injeção	Cilindro de aço inoxidável, comprimento: 62 cm, diâmetro: 6,9 cm
Gerador de vapor	Desenvolvido na Unicamp, máx. temp.: 250°C, máx. vazão: 25 ml/min
Controlador de temperatura	Novus N321, máxima temperatura: 200°C
Gasômetro	Ritter TGO ¼, faixa 0,1-30 L/h
CLP	Altus 24MCP
Controlador de fluxo (N ₂)	Matheson modelo 8270, faixa: 0,01-5 SLPM
Transdutor de pressão	Omegadyne PXM209
Termopares	Omegadyne Tipo k, faixa: -40 a +300°C
Termostatizador	Tecnal TE-184, faixa: -10°C a 99,9°C
Areia industrial	Mineradora Jundu LTDA
Óleo	Petrobras, ° API: 15,7
Válvula de contra pressão	RL3, faixa de operação: 10 – 225 pig
Tubos	¼ de polegada, material: aço inox
Separador	Aço inoxidável, capacidade: 1,5 L
Aquisição de dados	Elipse Scada
Karl Fisher	Titulador Karl Fisher Volumétrico 841 Tritando, Methrom
Balança	Ohaus, modelo Adventurer, faixa: 0-4100 g, 0,01 g por divisão

Capítulo 4

Metodologia

No presente capítulo, separado em duas partes, são descritos a metodologia experimental, a caracterização do óleo e os dois modelos de simulação propostos para representar os processos térmicos abordados. Na primeira parte, é apresentada a metodologia empregada nos testes laboratoriais com a célula linear de injeção. Na segunda parte, são apresentados os detalhes da modelagem do óleo e os parâmetros necessários para formulação dos modelos numéricos: as dimensões dos modelos físicos, a posição dos poços e dos termopares, as propriedades dos materiais e dos fluidos, as condições iniciais e operacionais.

4.1 Procedimentos experimentais

O objetivo dessa primeira etapa é estabelecer os procedimentos para a conclusão dos experimentos, em condições controladas de laboratório, sobre o processo de recuperação de óleo pesado através da injeção de vapor e nitrogênio. Neste estudo, o aparato experimental construído e montado na Unicamp é semelhante ao dos modelos encontrados na literatura, como descrito por Nesse (2004) e Simangunsong (2005).

No procedimento experimental inicialmente proposto, ao invés de se medir o título do vapor injetado, a composição líquido-vapor seria controlada em um misturador adiabático. Tal expediente passa pelo controle do volume de água fria a ser injetada juntamente com o controle do volume de vapor superaquecido fornecido ao misturador. Os cálculos para o volume adequado de água e vapor foram feitos desconsiderando as perdas nas linhas de injeção, ver Torres (2008).

Na implementação do experimento para trabalho, vários testes com diferentes vazões foram realizados para estabelecer um regime estável de injeção. Os resultados experimentais indicaram

que nos regimes obtidos com baixas vazões (1,5 ml/min), havia uma diminuição abrupta de temperatura no misturador e entre este e o primeiro termopar na célula de injeção. Essa constatação induziu a uma reflexão quanto à desconsideração das perdas nas linhas para o cálculo do título. Quando o sistema opera com baixas vazões, a perda de calor nas linhas assume uma proporção relevante no computo das energias envolvidas. Assim, por não conhecermos as perdas com exatidão, o primeiro experimento na célula linear de injeção foi realizado utilizando as duas bombas, uma para alimentar o gerador de vapor e outra para fornecer a água de controle da qualidade do vapor. A vazão de vapor foi alterada para 5 ml/min (CWE) de modo a diminuir as perdas nas linhas, visto que o aparato não apresentava ainda um sistema de controle de temperatura na linha de injeção. A qualidade do vapor regulada em 80%, proporcionada pela injeção de água de controle (0,81 ml/min) através da segunda bomba, foi mantida para verificar a influência do parâmetro alterado apenas no primeiro experimento. Nos demais, a qualidade do vapor é mantida em 100%.

De acordo com pressão e temperatura escolhida para injeção, 5 bar e 150 °C, a temperatura de 170 °C no gerador de vapor foi a que melhor apresentou condições para que o misturador operasse a 150 °C. Portanto, para os quatro primeiros experimentos, a vazão de injeção de vapor será 5 ml/min (CWE) e para os demais será 4,5 ml/min (CWE), vazões estas já comuns na literatura. Nos experimentos em que há uma redução do volume de vapor injetado, nitrogênio é injetado simultaneamente em diversas vazões para investigar a influência do gás no processo térmico. A Figura 10 mostra o sistema de injeção após todas as providências necessárias para deixar o aparato em plenas condições experimentais de injeção de vapor e nitrogênio.

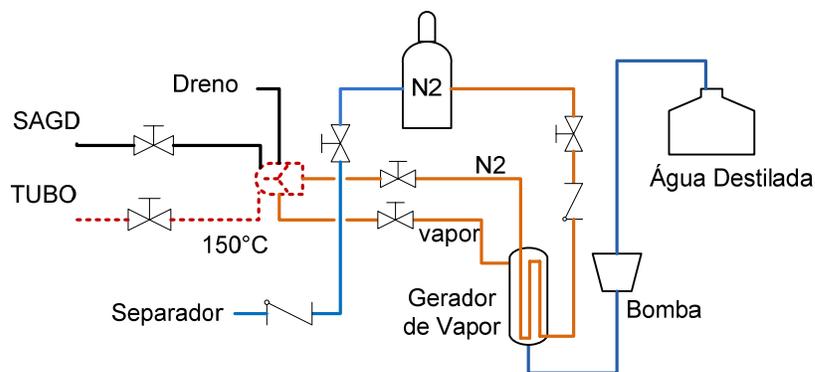


Figura 10. Sistema de Injeção

No processo de preparação, a célula de injeção é colocada de modo que a cabeça de injeção (topo) fique virada para baixo para que o enchimento seja feito da base para o topo na posição vertical. Antes de despejar a mistura na célula, areia grossa, entre 20-35 *mesh*, é colocada no primeiro segmento de 3 cm de altura. Areia e óleo foram misturados em primeiro lugar, e em seguida a água é adicionada. Com a mistura homogeneizada, esta é adicionada em pequenas porções e a cada porção a mistura é comprimida com um socador para obter um empacotamento homogêneo. A massa restante do processo é contabilizada, para calcular a fração final de cada componente na célula. Para terminar o preenchimento, um comprimento de 2 cm do tubo é completado com areia grossa. Os segmentos de areia grossa são utilizados para proporcionar uma distribuição homogênea do escoamento na base e no topo da célula. Em seguida, a região de fecho dos flanges é limpa para remover possíveis grãos de areia, permitindo o fechamento da célula. A célula é então colocada dentro de uma jaqueta de vácuo, e as devidas conexões são feitas para o sistema de injeção e posicionamento dos termopares no interior do poço térmico. Com o tubo posicionado, nitrogênio é injetado através do separador até que a pressão de trabalho seja alcançada, seguindo de ensaios para verificar vazamentos nos sistemas de injeção e produção. Assegurado que os sistemas não apresentam vazamentos, o pré-aquecimento das resistências é ativado para permitir que o tubo aqueça até a temperatura de reservatório. Após a temperatura atingir 51 °C, a bomba de vácuo é ativada para evacuar o anular da jaqueta e assim garantir a mínima transferência de calor para o exterior do tubo. Em seguida inicia-se o experimento.

Durante o ensaio, os fluidos produzidos são recolhidos por tubos de ensaio dispostos em um *rack* posicionado sobre uma balança digital. Considerando que o separador gás-líquido tem aproximadamente 10 vezes o volume de cada proveta, o início da produção seja de água e/ou óleo é monitorada através de um visor de vidro. Para estimar o mais próximo possível a vazão real do processo da vazão controlada manualmente, o volume contido no separador deve impossibilitar a perda de gás e ao mesmo tempo não estar muito cheio, para não perder a sensibilidade da diminuição da vazão de água e aumento da vazão de óleo. Assim, quando a válvula de bloqueio é aberta, iniciando a medida na balança, o tempo em que iniciou a produção no separador até o exato momento de abertura da válvula é eliminado. Com o dado de densidade do óleo e a massa versus tempo, tem-se uma estimativa da vazão de cada componente no processo, dividindo-se a vazão de cada componente ao encher uma proveta pela relação de volume separador/proveta.

Para os experimentos onde vapor e nitrogênio são injetados simultaneamente, a fração inicial de gás utilizada foi uma fração mássica próxima da encontrada na literatura como em (Goite, 2001) e (Nesse, 2004), e não distante da razão ótima gás/vapor encontrada em (Sedae, 2004). No estudo do primeiro autor, uma fração mássica de nitrogênio de 5% injetada continuamente com vapor, foi utilizada em um de seus experimentos. O segundo autor utilizou 5% de propano juntamente com vapor. E o último utiliza uma fração de 8 ml de metano para cada 1 ml de vapor. Assim, foi adotado um ponto intermediário onde uma pequena fração mássica (3,22 %), correspondendo a uma razão de 40 ml de nitrogênio para cada 1 ml de vapor. Em termos volumétricos, a fração mássica utilizada corresponde a injetar 180 ml/min de nitrogênio na máxima vazão de gás utilizada neste trabalho. O cálculo da densidade do nitrogênio a 150 °C parte do pressuposto que as pressões no misturador e no cilindro de nitrogênio sejam próximas o bastante para desconsiderar a dependência com a pressão e validar a relação volume/temperatura na condição padrão e a 150 °C. A temperatura de injeção do nitrogênio é um fator determinante para obter um regime estável de temperatura no misturador.

4.2 Caracterização do óleo

Um criterioso procedimento de caracterização do óleo foi realizado para adquirir maior segurança sobre a viscosidade e a densidade do óleo. Os estudos em laboratório foram com óleo pesado da bacia do Espírito Santo (15,7 °API, 2021 cp a 51 °C). Esse procedimento parte dos dados da viscosidade na temperatura de reservatório e nas pressões da liberação diferencial, obtidos através de um viscosímetro do tipo *rolling-ball*.

Várias correlações foram identificadas na literatura para estimar a viscosidade do fluido com base nas propriedades medidas. Estas correlações podem ser divididas em 3 categorias: viscosidade do óleo morto, viscosidade do óleo no ponto de bolha e viscosidade do óleo insaturado. Em geral, as correlações usam as densidades do óleo residual e a temperatura como variáveis para reproduzir a viscosidade do óleo morto.

A partir da composição do óleo (Apêndice B) e do programa WINPROP-CMG (2008), a composição do óleo foi agrupada em dois pseudocomponentes para facilitar a exportação dos

dados para o STARS-CMG (2008), como pode ser visto na Tabela 2. Assim, é suficiente realizar a caracterização do óleo morto e analisar o comportamento da viscosidade e densidade do óleo a partir de dados experimentais e por correlações da literatura.

Componentes	Pesudo Componentes	Pressão Crítica (atm)	Temperatura Crítica (K)	Fator de Acentricidade	Peso Molecular (g/mol)
CO2 ao C19	1	17,33	732,77	0,683	221,15
C20+	2	7,77	987,28	1,308	525

A viscosidade da mistura, que não está incluída na equação de estado, foi ajustada a partir da correlação de Pedersen e Fredenslund (1987). O ajuste da viscosidade do óleo morto a partir dos dados experimentais foram a partir de três pontos, sendo o primeiro na temperatura de reservatório e na pressão atmosférica com razão de solubilidade nula. A Tabela 3 mostra os dados da liberação diferencial em condições padrão.

P (Kgf/cm ²)	B _o	R _s	μ _o (cp)	ρ _o (g/cm ³)
101,033	1,039	9,66	1033	0,9468
81,033	1,040	9,66	977	0,9457
61,033	1,041	9,66	921	0,9445
4,53	1,042	9,66	877	0,9438
21,033	1,038	4,93	1248	0,9443
1,033	1,024	0	2021	0,9533

Os dois pontos restantes nas temperaturas superiores à de reservatório (75 e 100 °C), foram obtidos da análise do óleo vivo. Os dados de interesse estão em condições atmosféricas e presume-se que a razão de solubilidade seja zero, ou seja, são também pontos representativos de óleo sem gás em solução. A Tabela 4 ilustra a viscosidade do óleo em temperaturas superiores à de reservatório.

Tabela 4. Viscosidade do óleo vivo em temperaturas superiores à de reservatório.			
Temperatura: 75° C		Temperatura: 100 °C	
Pressão (kgf./cm ²)	μ (cp)	Pressão (kgf./cm ²)	μ (cp)
101,033	221	101,033	68
81,033	211	81,033	63,8
61,033	203	61,033	59,7
49,63	198	55,03	57,1
21,033	248	21,033	73,3
1,033	349	1,033	95

Assim, na Tabela 5 são mostrados os pontos utilizados para o ajuste e o resultado obtido das regressões múltiplas feitas no programa CMG-WINPROP (2008), com seus pesos atribuídos.

Tabela 5. Ajuste da viscosidade.				
Pontos	μ (cp) - PVT	μ (cp) -CMG- WINPROP	Temp. (°C)	Peso na regressão
1°	2021	2013,1	51	55
2°	349	353,1	75	25
3°	95	92,43	100	15

Como a caracterização de óleos pesados nos simuladores térmicos é obtida a partir de correlações de óleos leves, há que se ter particular cuidado no ajuste dos parâmetros para uma coerente aproximação dos dados PVT do óleo.

Na modelagem do óleo, comumente utilizada nos simuladores térmicos, usam a divisão do óleo em um número limitado de pseudocomponentes (3 a 5). Essa subdivisão busca investigar as possíveis transferências de massa entre os componentes devido à vaporização de frações leves e intermediárias. Mas como se trata de óleo morto e sabendo que somente a partir de 300 °C ocorre pequena vaporização do óleo, o ajuste final resultou em apenas um componente. Por esse motivo e pela opção adotada, a Figura 11 mostra apenas a viscosidade total do líquido, mas nos arquivos de simulação estão fracionados em dois pseudocomponentes.

O ajuste anteriormente obtido fornece interessantes resultados para temperatura até 100 °C. Para um conhecimento mais detalhado do comportamento do óleo na temperatura de injeção do vapor (150 °C), mais um experimento foi realizado, no Laboratório de Métodos Térmicos de Recuperação da UNICAMP, para um ajuste da viscosidade até 170 °C. O equipamento utilizado,

o viscosímetro *Cambridge*, mede a viscosidade eletromagneticamente por meio da força de arraste de um sensor numa célula contendo uma amostra de óleo. O erro atribuído à leitura é da ordem de 1% e para obter a leitura pontual em cada temperatura foram feitas as médias respeitando os limites de erro do instrumento, como mostra a Tabela 6.

Tabela 6. Viscosidade do óleo morto.				
Temperatura (°C)	Erro (%)		N° de Leituras	Viscosidade Média (cp)
	1,00%	-1,00%		
110	111,1	108,9	89	52,84
120	121,2	118,8	26	43,46
130	131,3	128,7	19	28,63
140	141,4	138,6	21	17,60
150	151,5	148,5	16602	12,67
160	161,6	158,4	28	9,11
170	171,7	168,3	58	7,56

Observa-se na Figura 11 que os resultados são bem representados pela correlação criada com os dados fornecidos pelo programa WINPROP-CMG (2008). Dessa forma, os dados de viscosidade providos pela correlação e que servem de dados de entrada para o STARS-CMG (2008) são bastante representativos.

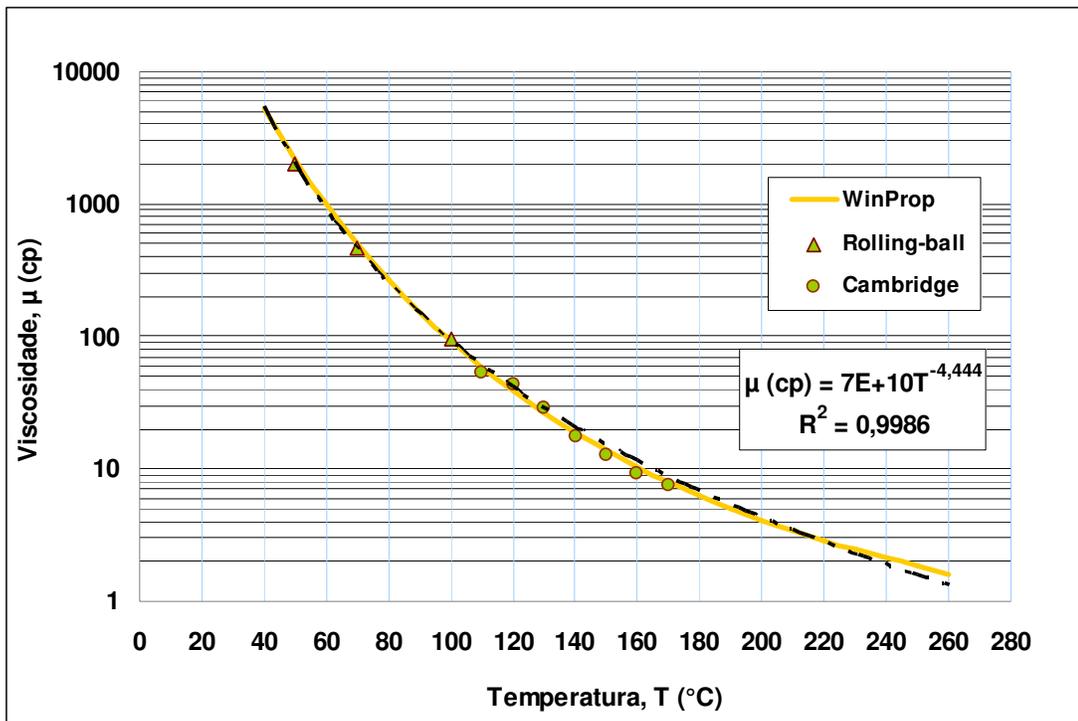


Figura 11. Viscosidade do óleo morto

O comportamento da densidade do óleo sob a influência da temperatura foi também obtido através do WINPROP-CMG (2008). Os dados são sob pressão atmosférica e apresentam relação inversa com a temperatura, como mostrado na Figura 12.

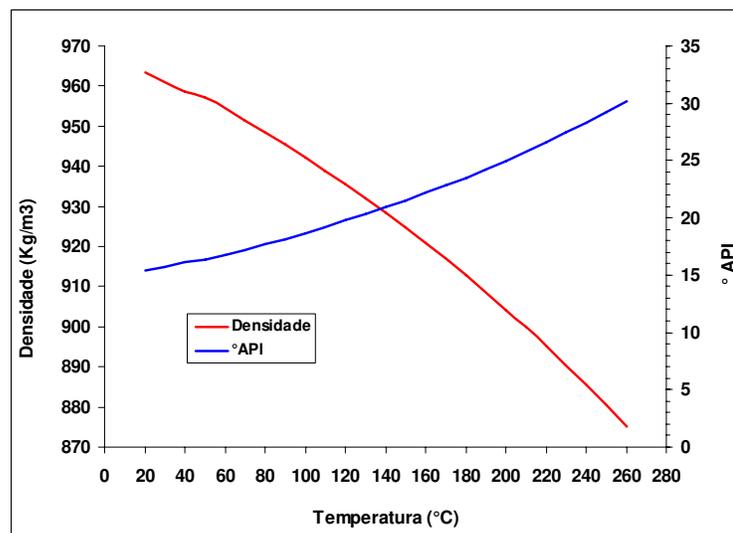


Figura 12. Densidade e ° API do óleo

4.3 Modelo 1

Neste trabalho, o modelo clássico de escoamento de fluido e de transferência de calor em processos experimentais é representado a partir de um modelo de porosidade simples, onde o meio poroso e as paredes do tubo de injeção são concebidos como células distintas de simulação. Na direção horizontal, a matriz é dividida em várias células que se comunicam entre si até encontrar a parede do tubo. Contudo, o escoamento dos fluidos desde o poço injetor até o produtor somente é possível através da porosidade efetiva da areia. O mecanismo de aquecimento do tubo de injeção é o da condução e convecção provida pelo vapor através da rede porosa.

4.3.1 Descrição do modelo

A malha de simulação inicial é um modelo Cartesiano desenvolvido por Torres (2008) contendo $15 \times 15 \times 70$ blocos nas direções x , y e z respectivamente. A malha criada não representa somente o meio poroso, mas também o tubo que envolve este meio, os sulcos da tampa que evitam a injeção pontual do vapor e os sulcos no fundo. A localização dos poços, produtor e injetor são verticais, estão no eixo central do tubo e são referenciados na posição inversa no simulador, sendo $(8, 8, 70)$ para o injetor, e no bloco $(8, 8, 1)$ para o produtor. A Figura 13 ilustra a geometria areal do modelo.

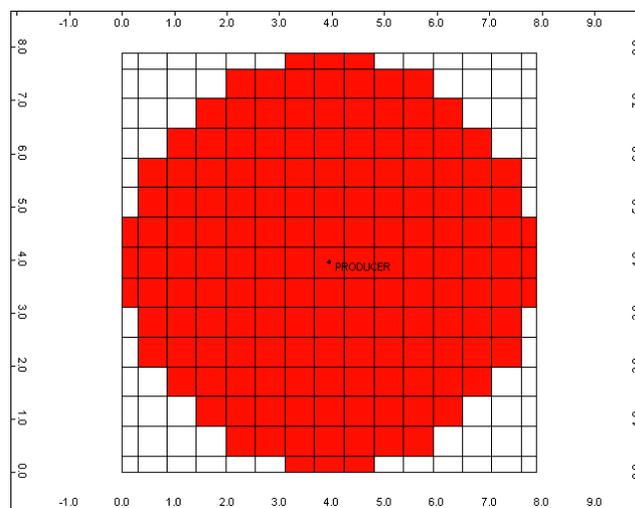


Figura 13. Vista areal da malha Cartesiana na direção I-J, Torres (2008).

Este trabalho traz uma nova proposta para representação do tubo de injeção, na qual é alterada a malha de simulação para um sistema radial concêntrico. A Figura 14 ilustra a geometria areal do modelo cilíndrico proposto. A modelagem Cartesiana necessita da definição de quais blocos são ativos e quais são nulos, usando uma quantidade de blocos proporcionalmente maior do que a malha radial para um mesmo refinamento. Além do fato do tempo de simulação ser de aproximadamente 3 horas, comparada com o tempo médio de dois minutos para a simulação da malha radial. Na Figura 15 e 16 são comparadas as vazões de produção de óleo e de água respectivamente, nas mesmas condições de propriedades do meio poroso e de localização dos poços, simuladas com o uso das duas malhas. A malha proposta neste estudo, antes de realizar uma análise de sensibilidade, segue o padrão radial com 10 blocos na direção radial e 59 blocos na direção vertical. Sendo assim: $10 \times 1 \times 59$ compreendendo um total de 590 blocos. Os blocos na direção radial têm dimensão de: 0,67 cm para o primeiro bloco dos poços; 8 blocos com 0,31 cm cada bloco e o último bloco representando a parede do tubo com 0,30 cm. Na direção azimutal não há discretização e na direção axial, vertical, cada bloco tem 1 cm. As diferentes propriedades do meio poroso, dos sulcos e do tubo serão apresentadas no próximo item. Ambos os poços, produtor e injetor, são verticais e localizam-se no eixo central do tubo, ou seja, no bloco (1, 1, 59) para o injetor, e no bloco (1, 1, 1) para o produtor.

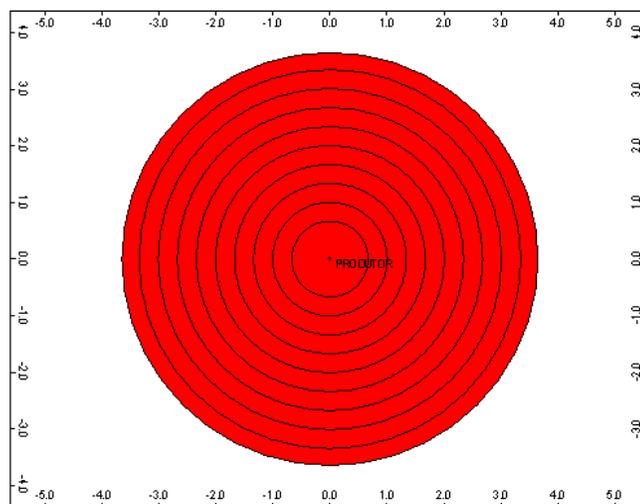


Figura 14. Vista areal da malha radial de simulação.

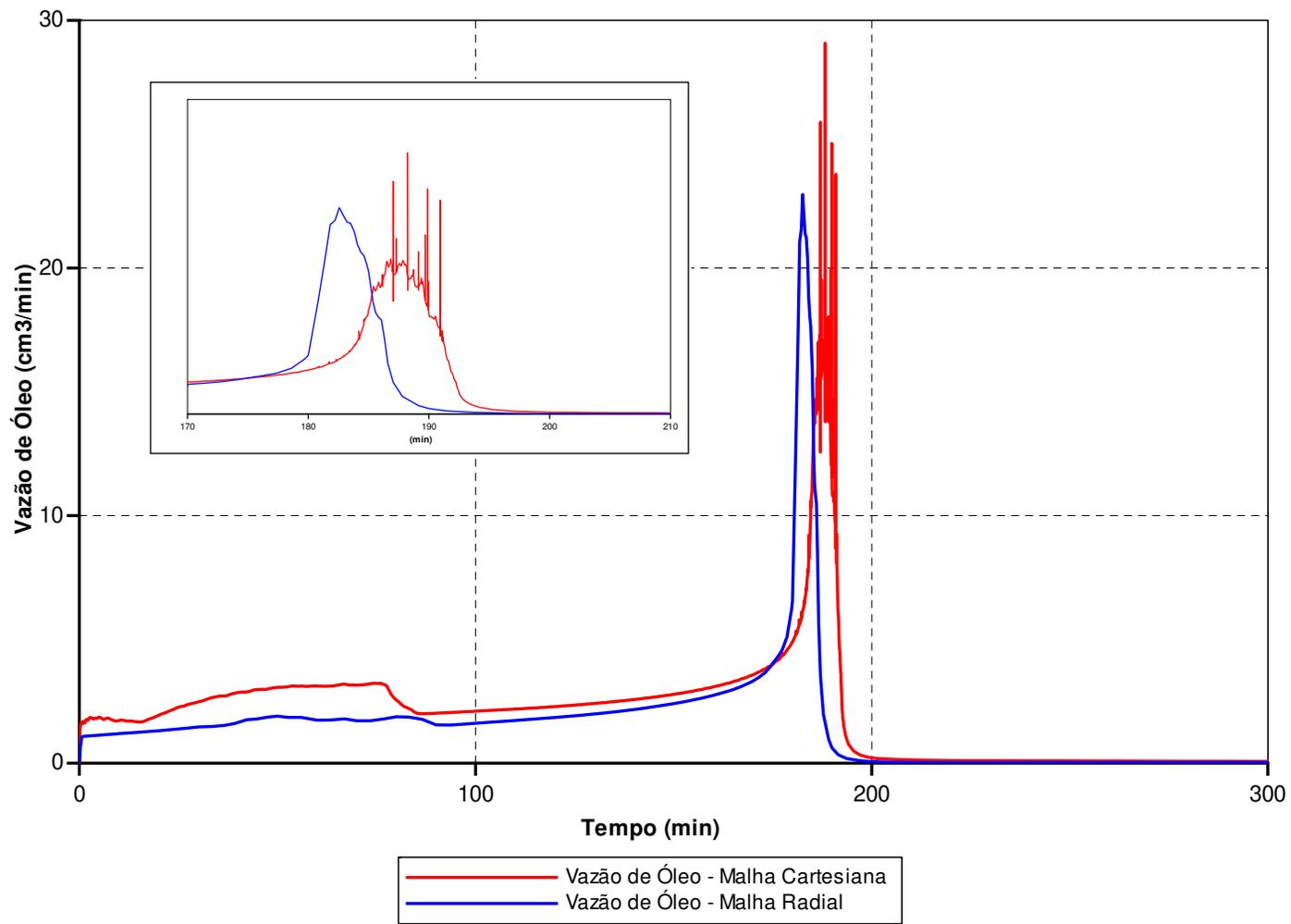


Figura 15. Produção de óleo com malhas Cartesiana e Radial

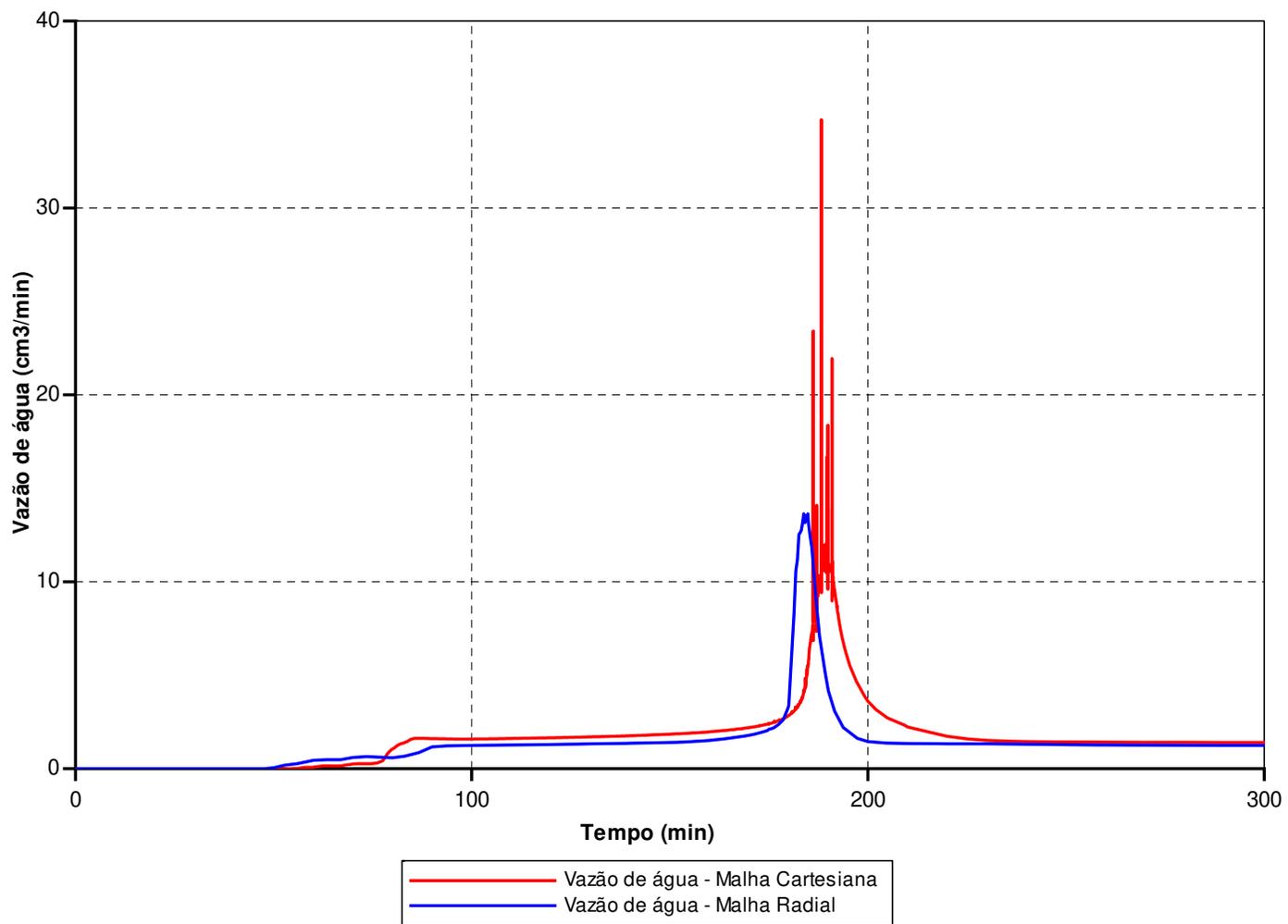


Figura 16. Produção de água com malhas Cartesiana e Radial

4.3.2 Propriedades do meio poroso

A rocha representada neste modelo é modelada seguindo sugestões de modelos na literatura. O meio poroso é composto de areia peneirada na faixa de 60-80 *mesh*, e foi mantida constante no valor de 46,56%. Valor este representando a média das porosidades de todos os experimentos. Para representar a parede de aço do tubo, é utilizado um valor extremamente baixo de porosidade, evitando a acumulação de vapor no modelo numérico.

Os valores de permeabilidades para o meio poroso serão valores da ordem de 10 a 15 D. Para a permeabilidade da areia grossa contida no topo e no fundo do tubo, onde ocorre a dispersão do vapor, os valores são da ordem de 1000000 Darcy. Para modelar a transferência de calor por condução, são apresentadas as propriedades térmicas dos materiais envolvidos no processo.

Dois tipos de materiais são introduzidos como dados de entrada no simulador. O tipo 1 com as propriedades térmicas da areia e o tipo 2 para o aço. Os valores destas propriedades encontram-se na Tabela 7 e 8.

Tabela 7. Propriedades do meio poroso do Modelo 1.

Célula	Porosidade (%)	Permeabilidade (D)
Meio Poroso	46,56	13,2
Célula (aço)	0,001	0,00001

Tabela 8. Propriedades térmicas dos Modelos, Torres (2008).

Material – Modelo	Capacidade Calorífica (J/cm ³ - °C)	Condutividade Térmica (J/cm ³ °C min)
(1) Areia – 1/2	1,3/1,74	0,68/0,48
(2) Aço – 1/2	4/4	9,62/9,62

4.3.3 Propriedades de interação rocha fluido

As curvas de permeabilidades relativas para a matriz, tanto para o sistema óleo – água como para o sistema gás – óleo, são definidas da mesma maneira que no caso dos experimentos encontrados na literatura, ver Torres (2008). São usadas curvas não lineares para investigar a influência da permeabilidade relativa no processo térmico.

4.3.4 Condições iniciais

As condições iniciais para os ensaios com o aparato experimental são mostradas na Tabela 9, e representam o tubo de injeção e as saturações de fluidos. Os volumes iniciais estão referenciados às condições padrões. No Apêndice A é mostrado o cálculo analítico do volume total e poroso da célula juntamente com as saturações dos fluidos.

Tabela 9. Volumes iniciais sob condições de reservatório do Modelo 1.

Condição de referência	Volume total do modelo (ml)	Volume poroso (ml)	Volume da fase aquosa (ml)	Volume da fase óleo (ml)	Volume da fase gás (ml)
Reservatório	2131,32	992,35	234,17	497,85	251,34

4.3.5 Condições operacionais

As condições operacionais de entrada e saída de fluidos do modelo são especificadas para os dois poços, localizados na parte superior e inferior do tubo de injeção. A Tabela 10 lista as condições operacionais utilizadas na simulação.

Tabela 10. Condições operacionais utilizadas no Modelo 1.

Poço	Vazão (cm ³ /min)	Pressão (kPa)	Qualidade do vapor	Temperatura de injeção (°C)	Fluido Injetado
Produtor	-	390	-	-	-
Injetor	5	-	100%	151	Vapor

4.3.6 Análise de sensibilidade

Para a modelagem adequada do tubo de injeção e dos mecanismos de recuperação de óleo requer-se uma análise de sensibilidade ao refinamento da malha de simulação. O desenvolvimento da análise de sensibilidade é feito inicialmente para determinada malha e depois com seguidas reduções no espaçamento entre seus blocos. Observa-se na Tabela 11 para um tempo de 400 minutos, as características das cinco malhas de simulação testadas neste estudo, o tempo de simulação e o desempenho do fator de recuperação de óleo das mesmas na Figura 17. O melhor refinamento na vertical é 59 cm, pois considera 57 cm de forma efetiva da mistura de areia, água e óleo e desconsidera 1 cm de segmento de areia no topo e na base da célula.

Tabela 11. Análise de sensibilidade do Modelo 1.

# da malha	Malha	Número de Blocos	Tempo de Simulação	Erro de Balanço de Material (%)
			hr:min:seg	
1.1 Cartesiana	15x15x59	13275	03h04min: 56	0,239
Radial				
1.2	10x1x59	590	00h02min: 45	0,068
1.3	8x1x59	472	00h01min: 57	0,037
1.4	7x1x59	413	00h01min: 38	0,035
1.5	6x1x59	354	00h00min: 59	0,031

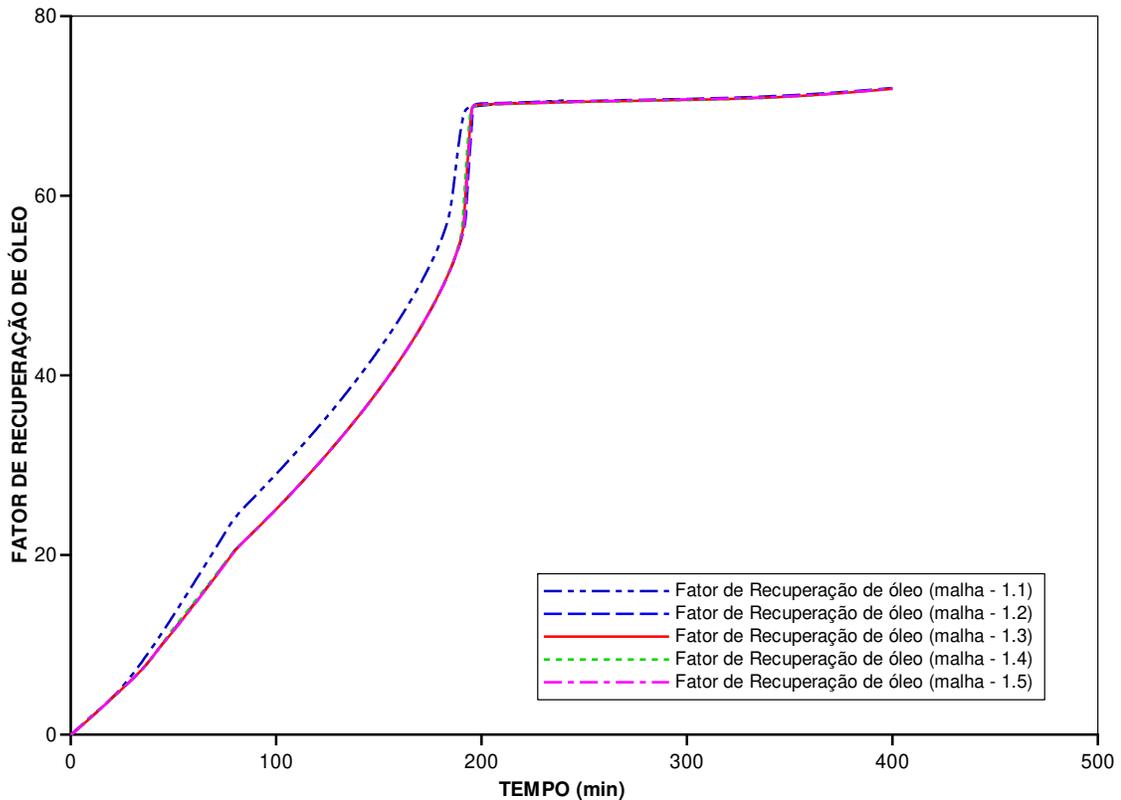


Figura 17. Fator de Recuperação – Modelo 1.

4.3.7 Procedimentos para avaliação dos mecanismos de recuperação de óleo

Nos processos de modelagem numérica existem várias dificuldades para obter um modelo coerente que represente de forma fiel o ensaio experimental. O modelo numérico proposto para o tubo de injeção tenta reproduzir o comportamento do escoamento dos fluidos apoiado nas condições iniciais e operacionais do ensaio experimental. Durante a injeção de vapor, o principal mecanismo esperado é a redução da viscosidade.

4.4 Modelo 2

Semelhantemente ao modelo apresentado para o tubo de injeção, neste modelo, a transferência de calor é representada a partir de um modelo de porosidade simples, onde o meio poroso e a célula são tratados como células distintas de simulação. O mecanismo de aquecimento da célula será por meio de condução e convecção pelo escoamento do vapor através do meio poroso.

4.4.1 Descrição do modelo

A malha de simulação inicial é um modelo Cartesiano desenvolvido por Torres (2008) contendo $17 \times 12 \times 17$ blocos nas direções x , y e z , respectivamente. O tamanho dos blocos na direção x é de 0,3 cm para a parede de aço e 2 cm para as demais células. Na direção y de 0,3 cm para a parede e 1 cm para as demais. Já na direção z , 0,3 cm para o aço, 1 cm para a linha 4, 3,0 cm para a linha 16 e 2 cm para as demais linhas. Ambos os poços, produtor e injetor, possuem 9 cm de comprimento e 0,8 cm de diâmetro. O injetor está no bloco de coordenadas (17, 1:10, 5) e o produtor, 5 cm abaixo do injetor, no bloco de coordenadas (17, 1:10, 2). A Figura 18 ilustra a geometria areal e 3D do modelo com dimensões de 30 cm x 30 cm x 10 cm.

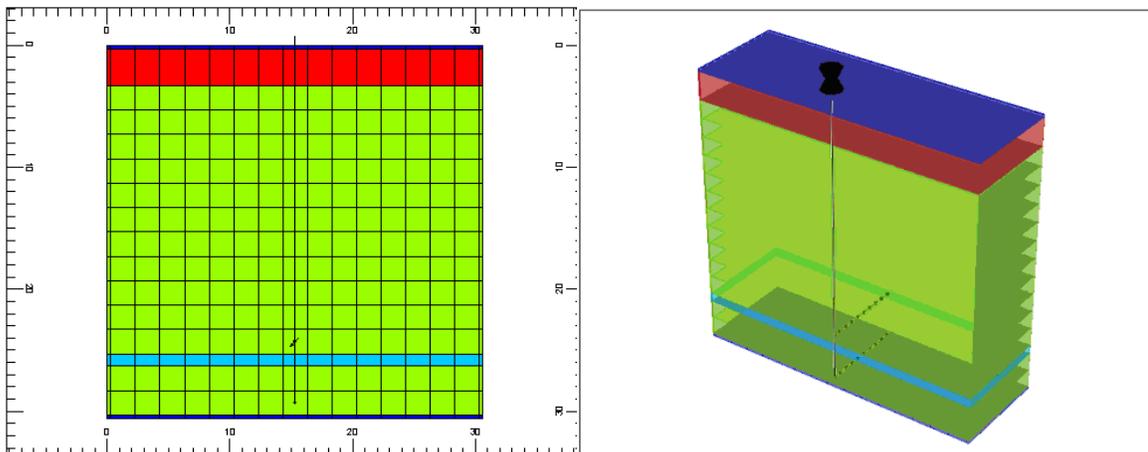


Figura 18. Vista Areal e 3D do Modelo 2, Torres (2008)

A malha de simulação inicial, antes de realizar a devida análise de sensibilidade ainda tem 17 x 12 x 17 blocos nas direções x , y e z , respectivamente. O tamanho dos blocos na direção x é de 0,3 cm para a parede de aço da célula e 2 cm para as demais células. Na direção y de 0,3 cm para a parede e última série e 1 cm para as demais. Já para a direção z , 0,3 cm para a primeira e última série e 2 cm para as demais séries. Ambos os poços, produtor e injetor, possuem 9 cm de comprimento e 0,8 cm de diâmetro. O injetor está no bloco de coordenadas (9,1:10,2) e o produtor, 5 cm abaixo do injetor, no bloco de coordenadas (9,1:10,5).

O novo modelo visa representar o aparato de maneira mais homogênea, dividido em células de tamanhos iguais respeitando as medidas físicas do modelo. As sondas térmicas serão cinco e o total de termopares serão 24. A Figura 19 ilustra a geometria areal e 3D do modelo com escala em centímetros. O novo modelo apresenta uma redução de 20% no tempo de simulação.

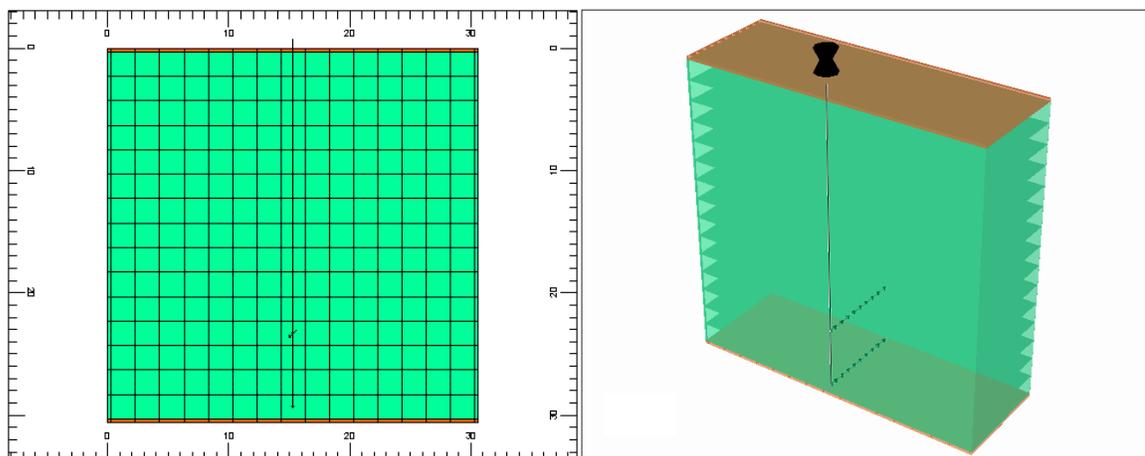


Figura 19. Vista Areal e 3D do Modelo 2

4.4.2 Propriedades do meio poroso

As propriedades do meio poroso, feita de forma semelhante ao tubo de injeção, estão resumidas na Tabela 12. Assim, o meio poroso será mantido com porosidade constante com o valor de 35%. As propriedades térmicas da areia e do aço são as mesmas utilizadas no tubo de injeção. As propriedades de interação rocha fluido serão as idênticas ao Modelo-1.

Célula	Porosidade (%)	Permeabilidade (D)
Meio Poroso	35	50
Parede (aço)	0,01	0,00001

4.4.3 Condições iniciais do modelo

As condições iniciais são mostradas na Tabela 13, e representam o Modelo-2 com determinada saturações de fluidos em condições de reservatório.

Condição de Referência	Volume total do modelo (cm ³)	Volume do espaço poroso (cm ³)	Volume da fase aquosa (cm ³)	Volume da fase óleo (cm ³)	Volume da fase gás (cm ³)
Reservatório	9000	3087,30	154,37	2933	0

4.4.4 Condições operacionais

As condições operacionais de entrada e saída de fluidos do modelo são determinadas para o poço produtor e injetor. A Tabela 14 resume as condições operacionais utilizadas na simulação.

Poço	Vazão (cm ³ /min)	Pressão (kPa)	Qualidade do vapor	Temperatura de injeção (°C)	Fluido Injetado
Produtor	-	190	-	-	-
Injetor	25	200	0,8	120	Vapor/N ₂

4.4.5 Procedimentos para avaliação dos mecanismos de recuperação de óleo

Como já foi citado anteriormente, o grande desafio para uma produção *in situ* passa pela definição de reservatórios apropriados; garantia de condições para o óleo fluir economicamente e pela drenagem sistemática do reservatório para obter alta recuperação. Estes três itens podem sofrer variações, de forma que um número maior de reservatórios pode ser economicamente explorado ao requererem menor quantidade de vapor. Um reservatório em processo de recuperação térmica que apresente elevada razão vapor/óleo, ao ser convertido para um processo com injeção de gás inerte, pode vir a produzir óleo de forma econômica e atingir satisfatório fator de recuperação. Assim, neste item são propostos dois casos para investigar a influência do nitrogênio no mecanismo de recuperação. O primeiro caso será injetado vapor puro e no outro vapor e nitrogênio.

Caso 1 – SAGD convencional

No primeiro caso são investigados quais os mecanismos de recuperação envolvidos no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor. Assumindo as condições iniciais e operacionais anteriormente descritas, a simulação numérica é feita num intervalo de 400 minutos.

Caso 2 – SAGD Wind-Down

O processo *Wind-Down*, assim como no processo SAGP, busca um melhor aproveitamento energético do processo. Nos primeiros 200 minutos será injetado vapor puro, logo em seguida é interrompida a injeção de vapor e iniciada a injeção de nitrogênio por 200 minutos.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

5.1 Resultados experimentais da célula linear de injeção

Os três primeiros experimentos visaram o estabelecimento dos procedimentos adequados e adquirir conhecimento sobre a dinâmica dos parâmetros utilizados. Os cinco últimos ensaios se voltam ao objetivo da análise sobre a adição de nitrogênio. Para permitir a comparação entre os ensaios, alguns parâmetros foram mantidos constantes, como pode ser observado na Tabela 15.

Propriedade	Valor
Temperatura do gerador de vapor (°C)	170
Temperatura de injeção (°C)	150
Temperatura inicial da célula (°C)	51
Pressão da jaqueta de vácuo (mbar)	0,6

As propriedades das misturas em cada experimento foram mantidas constantes na medida do possível como apresentado na Tabela 16.

Experimento	1	2	3	4	5	6	7	8
Porosidade (%)	46,58	47,87	47,94	46,08	45,99	46,12	45,94	46,53
Volume poroso (ml)	992,89	1020,35	1021,89	982,27	980,38	983,03	979,25	991,86
Saturação inicial de óleo (%)	49,92	54,92	70,01	50,81	50,84	50,60	50,69	50,21
Saturação inicial de água (%)	18,41	17,59	19,57	23,41	23,76	24,00	23,99	23,87
Saturação inicial de ar (%)	31,66	27,48	10,42	25,77	25,39	25,39	25,31	25,91
Volume de gás na célula (%)	314,42	280,42	106,49	253,21	248,94	249,63	247,89	257,02
Volume de óleo na célula (ml)	495,63	560,41	715,40	499,06	498,44	497,40	496,36	498,02
Volume de água na célula (ml)	182,84	179,52	200,00	230,00	233,00	236,00	235,00	236,83

Os parâmetros alterados foram as vazões de vapor e de nitrogênio injetados em condição padrão e podem ser observados na Tabela 17.

Experimento	Vazão de nitrogênio (ml/min)	Vazão de vapor (ml/min)
1	-	5,0
2	-	5,0
3	-	5,0
4	-	5,0
5	180	4,5
6	150	4,5
7	100	4,5
8	50	4,5

Os resultados de cada experimento são descritos separadamente e posteriormente é feita uma comparação entre os experimentos válidos. Para os experimentos 1, 2 e 3 os dados apresentados serão os perfis de temperatura e pressões ao longo do tubo. Para os experimentos seguintes, a base completa envolve além dos dados anteriormente citados, o volume de água e óleo produzido, vazão de água e óleo e fator de recuperação.

Experimento 1 (0:100 Nitrogênio:Vapor)

Neste primeiro experimento a pressão de trabalho é a pressão atmosférica. A massa da mistura restante do processo de preenchimento do tubo é 345 g. No instante em que a válvula que libera o escoamento de vapor para o tubo é aberta, ocorre uma perda brusca de pressão no misturador como pode ser visto o reflexo dessa perda na temperatura mostrada na Figura 20 e na própria pressão na Figura 21. Além da ausência da pressurização inicial, essa queda indica uma grande expansão do vapor após este sair do bico de injeção. Logo após 6 minutos de injeção, a temperatura é de 146 °C e a pressão diferencial é 2,32 bar. Verificando a correspondência entre pressão e temperatura de saturação, é injetada água quente ao invés de vapor. Em consequência da diminuição da pressão no misturador, a temperatura do misturador também diminui. Assim, no início do experimento houve considerável condensação do vapor até que a pressão e temperatura do sistema subam para 2,7 bar e 129 °C respectivamente. Portanto, após 90 minutos tem-se de

fato injeção de vapor na célula. Com a linha de produção sem aquecimento, o óleo a ser produzido entra em contato com a linha e este volta a ter a viscosidade elevada, ficando retido na linha de produção e com isto induzindo o aumento de pressão. A pressão aumenta até o nível suficiente para romper a retenção. Na linha de produção, o aparato conta com dois separadores; um gás-líquido e outro óleo-água, redundando em um grande volume morto. A válvula de contra pressão encontra-se após o purgador e neste caso opera somente com o gás resultante do primeiro processo de separação. Observa-se no *zoom* da Figura 20 que, no último termopar, a temperatura em determinado instante diminui, constatando uma interrupção do escoamento de óleo. Com essa interrupção, uma maior massa de líquido acumula na linha de produção e a pressão tende a aumentar como é mostrado no *zoom*. Quando o sistema adquire condição de escoamento novamente, o último termopar volta a receber vapor e há uma diminuição da pressão em consequência da diminuição da resistência no escoamento. A válvula de produção é sistematicamente aberta, mas a pressão de produção foi suficiente apenas para que o óleo produzido ficasse retido no primeiro separador, atingindo um fator de recuperação de 40,2%. Neste experimento, dois termopares apresentaram problemas de conexão.

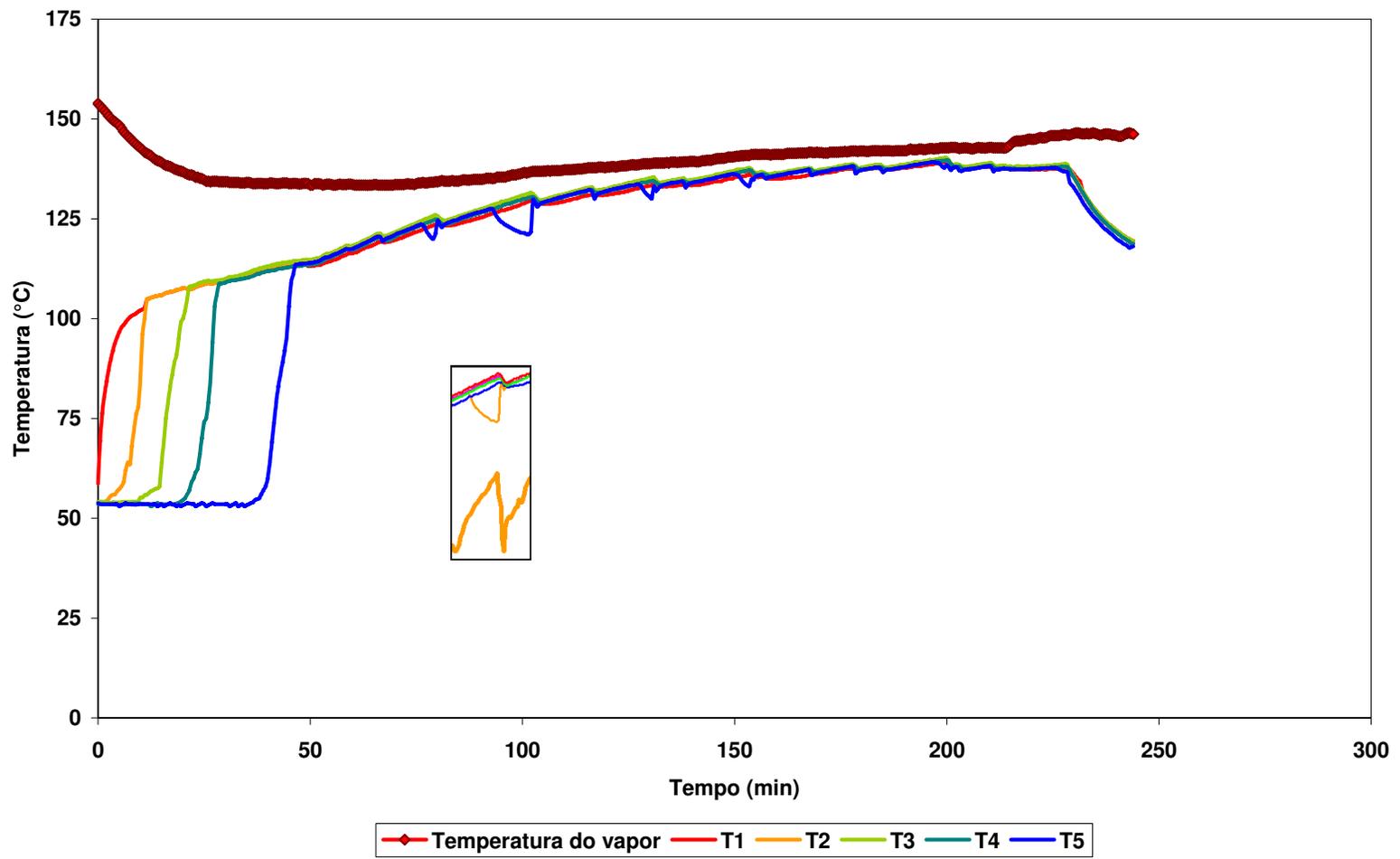


Figura 20. Perfis de temperatura do experimento 1

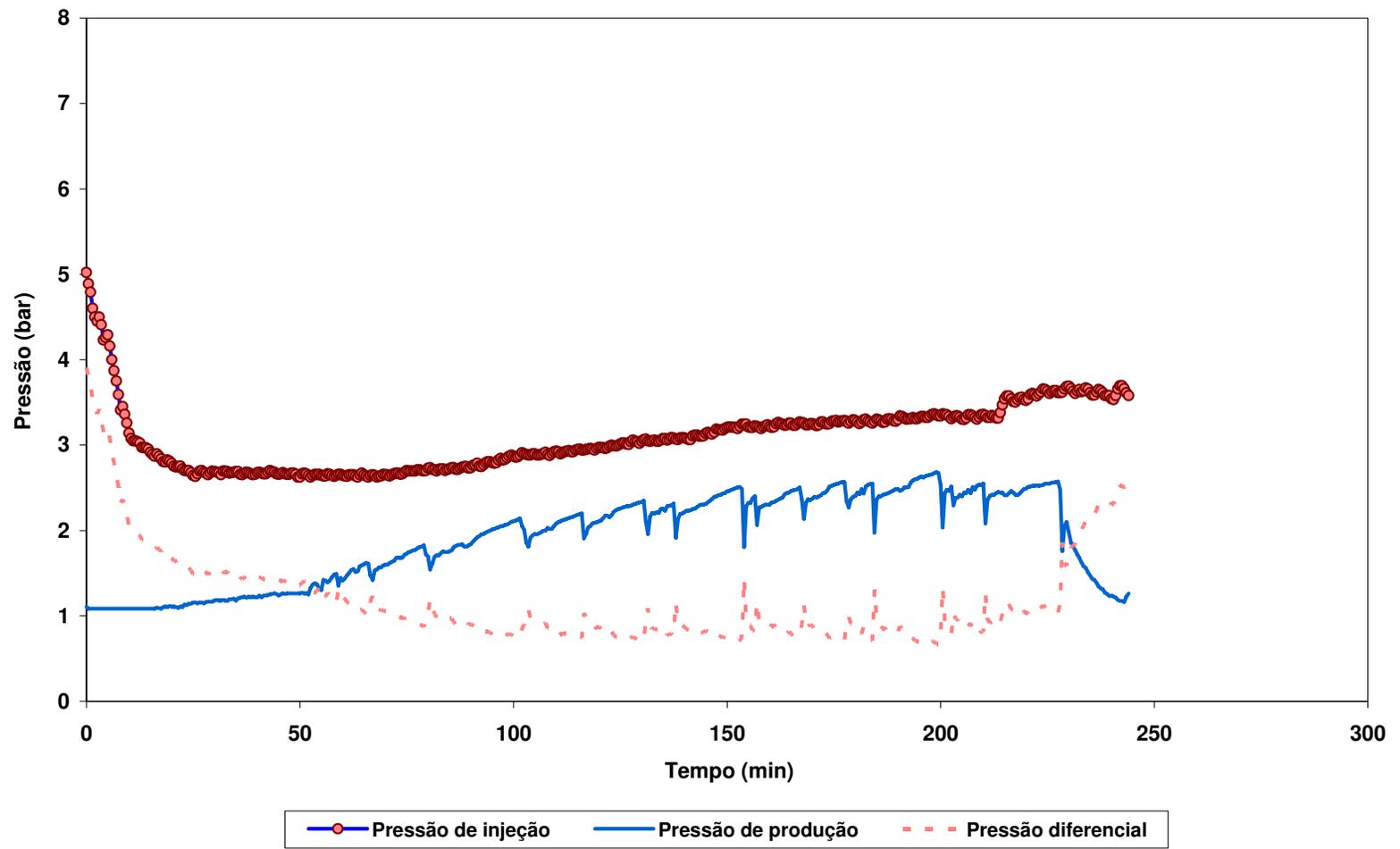


Figura 21. Perfis de pressão do experimento 1

Experimento 2 (0:100 Nitrogênio:Vapor)

No segundo experimento, verificando a dificuldade encontrada em se manter a pressão de injeção, uma resistência de aquecimento com controle de temperatura foi envolta na linha de injeção. A temperatura de aquecimento é a mesma da temperatura de injeção, 150 °C e aquece toda a linha, incluindo o misturador. Além de controlar a temperatura na linha de injeção, houve uma mudança de localização da válvula de contra pressão para antes do separador como apresentado na Figura 22.

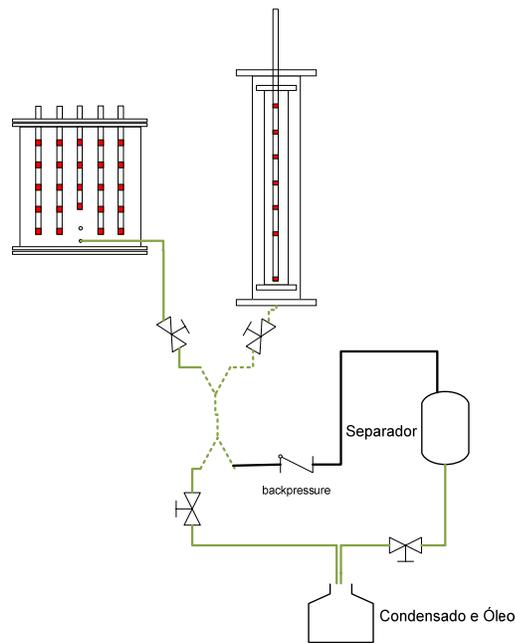


Figura 22. Alterações no aparato – Experiência 2

Essa mudança visa manter a pressão de produção constante ao manobrar a válvula de produção, localizada depois do separador.

O processo de preenchimento do tubo é semelhante ao primeiro experimento. A massa da mistura restante do processo de preenchimento do tubo é 417,8 g. Segue-se a mesma rotina de testes de pressão do sistema, pré-aquecimento e realização de vácuo no anular tubo-jaqueta.

Estabilizada a temperatura interna do tubo de injeção, nitrogênio é injetado para atingir a pressão de trabalho e manter a pressão inicial de produção em 3 bar.

No tempo de estabelecimento do regime de injeção de vapor com o auxílio do dreno, retira-se a água acumulada no misturador. Desta vez, a temperatura da linha de injeção é mantida em 150 °C, de forma a se manter as condições do vapor na linha de injeção. Observa-se na Figura 23 que, ao contrário da corrida anterior, no instante em que é aberta a válvula que libera o escoamento de vapor para o tubo, não há perda de pressão e a temperatura se mantém praticamente constante em torno de 150 °C. Como estão apresentadas na figura, as frentes de vapor se comportam da maneira esperada, até iniciar a produção de água e gás. Constata-se a partir deste momento uma grande instabilidade no controle da pressão proporcionado pela válvula de contra pressão. A causa mais provável deste comportamento é a presença de escoamento bifásico através da válvula. As oscilações da pressão e vazão, observadas na Figura 24, influenciaram nas frentes de vapor, de tal modo que o escoamento é interrompido 55 minutos após o início da injeção. Com a linha de produção ainda sem controle de temperatura, aparentemente o óleo produzido novamente aumenta sua viscosidade ao entrar em contato com a linha e impede seu escoamento. Assim, antes da frente chegar aos três últimos termopares, forma-se uma massa de condensado que impede o avanço da frente de vapor e, conseqüentemente, aumenta a pressão na linha de produção. Quando a pressão na linha de produção alcança 3,66 bar, volta o escoamento do condensado e vapor fazendo com que as temperaturas nos próximos dois termopares aumentem rapidamente. Em seguida, a pressão da linha diminui para 1,4 bar e a temperatura no interior do tubo cai rapidamente, influenciada pela baixa contra pressão imposta pela válvula. Pelo perfil da curva de temperatura referente ao último termopar, há uma condensação de parte do volume de vapor, fazendo com que o aumento da temperatura seja de forma lenta e linear. Com o escoamento do condensado, mais vapor chega ao último termopar. Este recebe vapor após 100 minutos de injeção. Depois de 145 minutos de injeção, devido ao problema na válvula, a pressão e temperatura no interior do tubo cai continuamente. Portanto, a dificuldade de se manter a pressão de produção ainda persiste, juntamente com a linha de produção não aquecida suficientemente para que mantenha a viscosidade do óleo baixa e possibilite o escoamento. O fator de recuperação obtido é de 15,7 % e uma análise da saturação de óleo revela o grande volume de óleo na base do tubo.

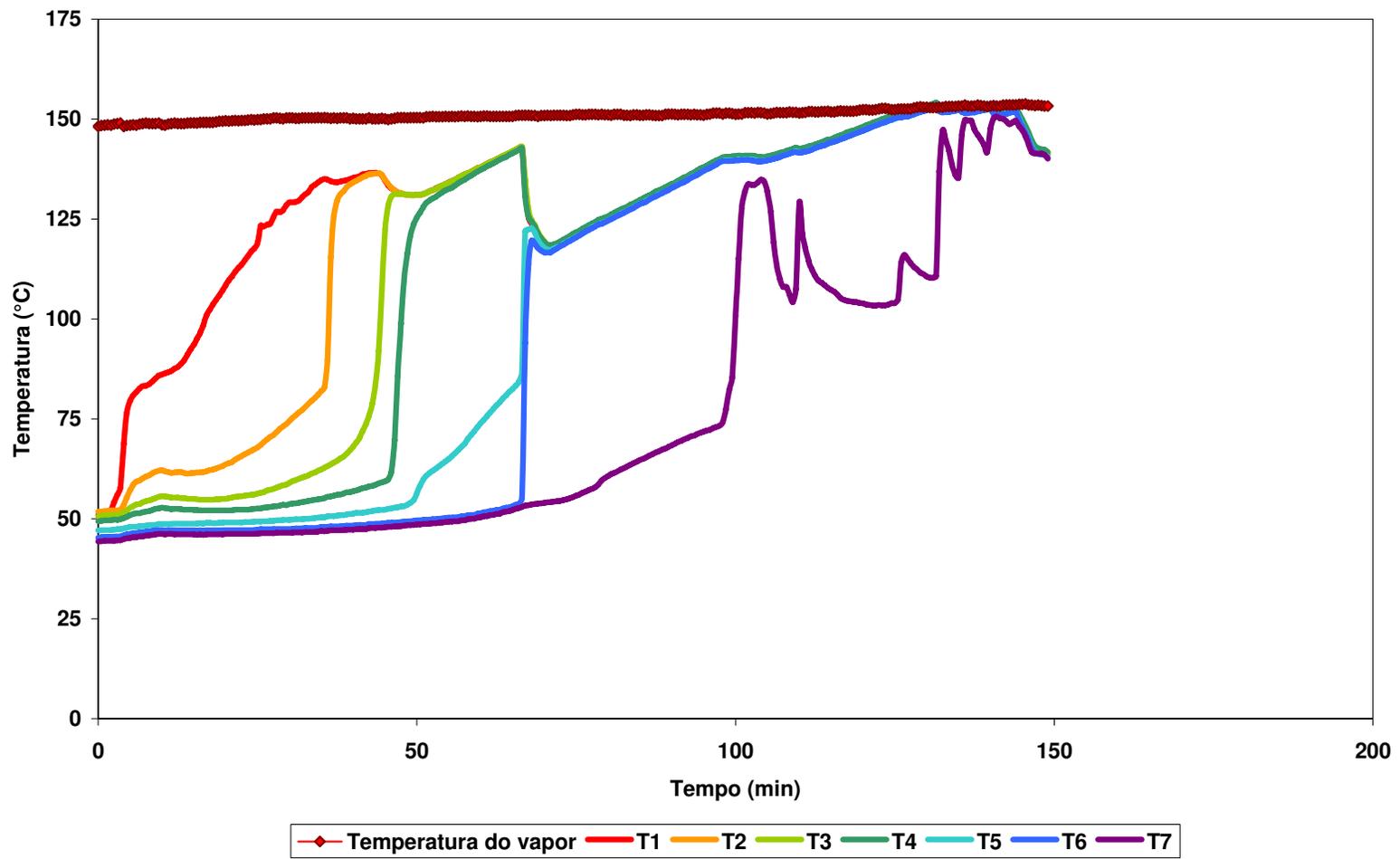


Figura 23. Perfis de temperatura do experimento 2

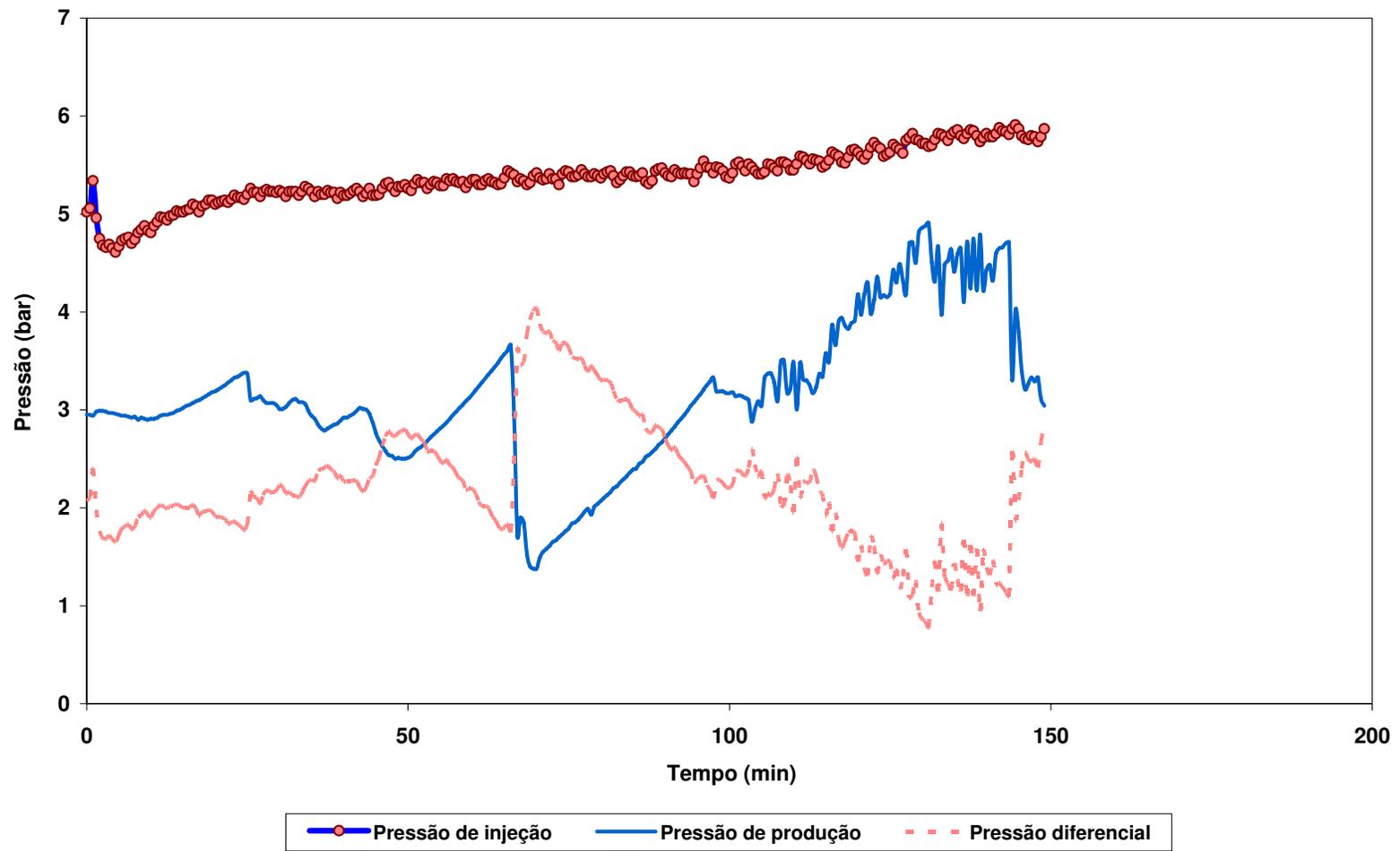


Figura 24. Perfis de pressão do experimento 2

Experimento 3 (0:100 Nitrogênio:Vapor)

Repetem-se as rotinas de preparação do tubo, do meio poroso contendo a mistura de óleo, água e ar, de pressurização do sistema, pré-aquecimento, testes de vazamento e estabelecimento de vácuo. Devido aos problemas relatados, foi procedida uma mudança de localização da válvula de contra pressão, que foi retornada à posição junto ao gasômetro. Durante a produção, a válvula é sistematicamente aberta quando o volume de líquido no separador atinge um determinado nível que impossibilite a perda de pressão do sistema. Um novo aprimoramento é adotado para garantir a estabilidade da pressão a montante. Para evitar que haja perda de pressão no sistema em momentos críticos, como no caso de irrupção de vapor, foi introduzida uma válvula conectando o separador a um tanque de N_2 . Como a pressão do tanque é regulada na pressão de trabalho, a abertura desta válvula mantém a pressão e conseqüentemente a temperatura dentro do tubo de injeção. A fase de estabelecimento de regime opera como nos casos anteriores, sendo que nesta corrida a temperatura e a pressão no misturador são controladas em de 150 °C e 5 bar respectivamente. A resistência envolta sobre a linha de injeção é mantida a 150 °C. Após observar que os termopares no interior da célula estão estáveis na temperatura de reservatório, a válvula com acesso a célula é aberta e inicia-se a injeção.

Observa-se na Figura 25, que a temperatura no primeiro termopar sobe rapidamente até o valor de 102 °C. Enquanto a temperatura no primeiro termopar atinge esse primeiro máximo, a temperatura do segundo termopar sobe de forma similar. Quando vapor é injetado, há um avanço de forma cônica passando pela areia limpa com granulometria elevada até encontrar a mistura porosa. Ao encontrar o meio poroso propriamente dito, há um aumento da resistência ao escoamento do vapor e este expande lateralmente, enquanto a frente no centro para de avançar. Assim, os perfis de temperatura dos dois termopares se mantêm em valores próximos de 100 °C até que mais vapor chegue e a frente volte a avançar. Fato este que pode ser visto quando o vapor a temperatura de 160° C alcança o terceiro termopar.

Com relação às pressões, observa-se que na Figura 26, ao iniciar a injeção, o vapor encontra grande resistência auxiliada pela elevada saturação de óleo, e a pressão no misturador alcança o patamar de 6,5 bar. Tal comportamento pode ser visto na Figura 26, onde é apresentado

o histórico de pressões dos poços. À medida que a frente de vapor percorre o tubo, contendo uma mistura de líquidos e gás, a pressão mantém-se constante, até que a massa de condensado e óleo com baixa viscosidade chegue ao último termopar. Antes que a temperatura do último termopar alcance 160 °C, tem início o pico de produção de óleo. Há uma diminuição brusca da resistência ao escoamento, fazendo com que a diferença de pressão diminua. O que induz a uma simultânea diminuição da pressão e da temperatura de todo o sistema para 5 bar e 155 °C, respectivamente. Notar que a produção abrupta de óleo e água é feita também com a irrupção do vapor, o que reduz muito a pressão de sustentação do sistema. Para manter a pressão e temperatura do sistema, aciona-se a entrada de nitrogênio no separador. O fator de recuperação alcançado foi de 86 %.

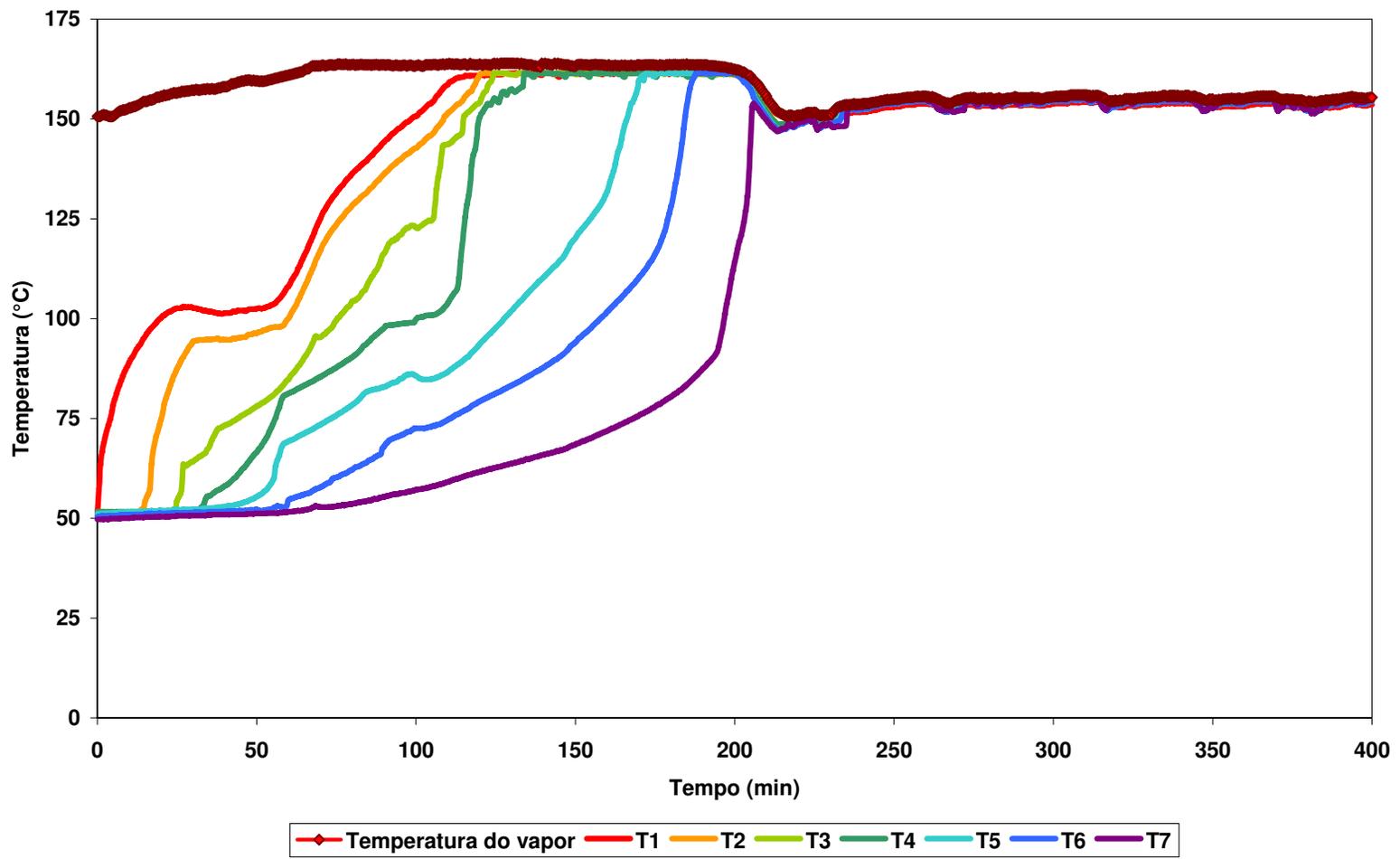


Figura 25. Perfis de temperatura do experimento 3

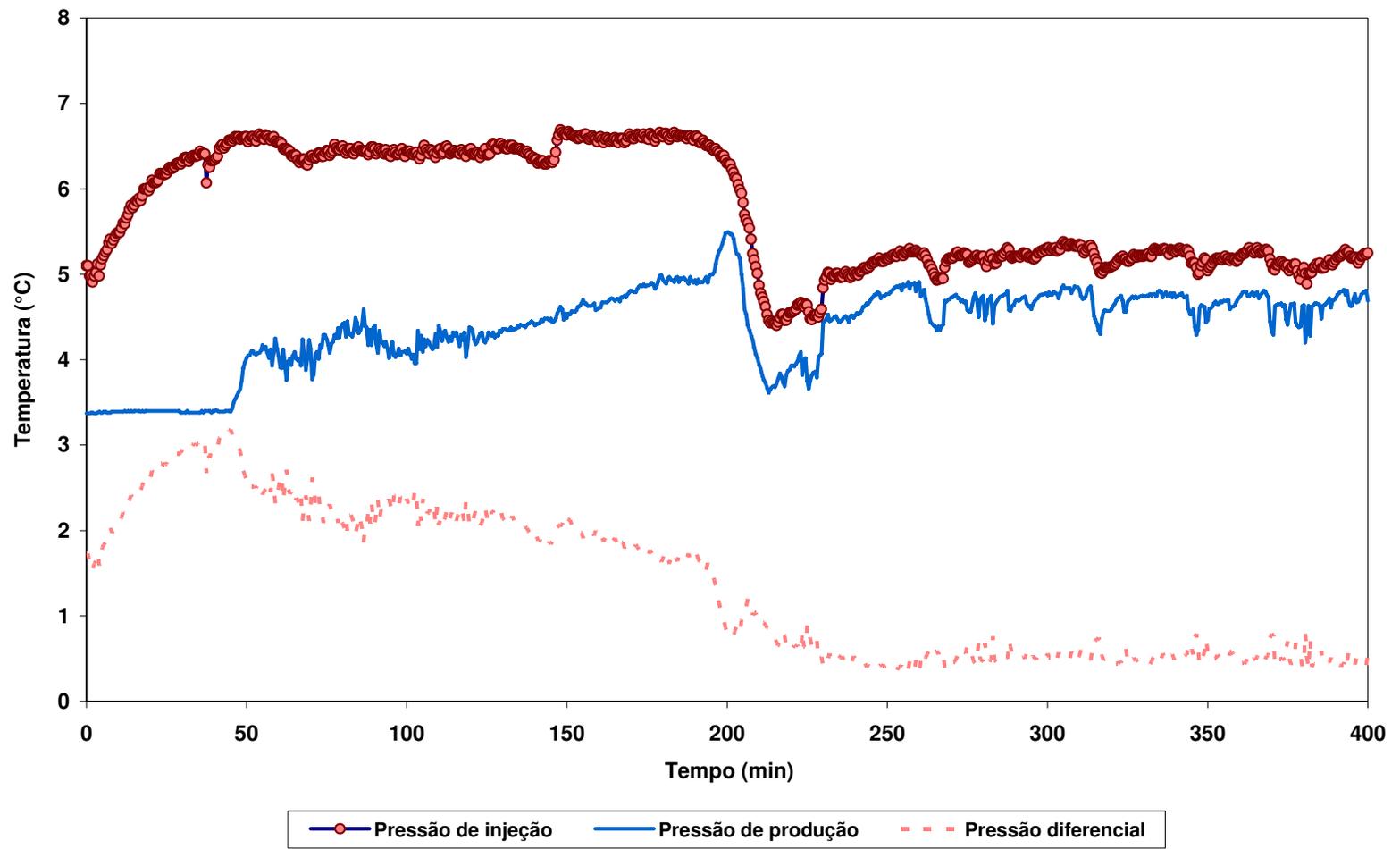


Figura 26. Perfis de pressão do experimento 3

Experimento 4 (0:100 Nitrogênio:Vapor)

Com o aparato em perfeita condição operacional, são realizados 5 experimentos. Sendo o primeiro destes somente com vapor e os demais injetando-se vapor combinado com nitrogênio. Na Figura 27, pode ser observado o movimento da frente de vapor em função do tempo para cada um dos 7 termopares. A temperatura de injeção é mantida constante em torno de 150 °C e observa-se uma pequena flutuação após 140 minutos.

A produção acumulada de óleo e água versus tempo é mostrada na Figura 28. O fator de recuperação ao final de 5 horas é em torno de 68 %, correspondendo a 342 ml, como pode ser observado na Figura 29.

A vazão de produção de óleo e água em função do tempo pode ser observada na Figura 30. O início da produção de água é depois de 118 minutos e a produção de óleo é por volta de 183 minutos após o início da injeção, com um pico de produção depois de 194 minutos.

A pressão de injeção, de produção, e o diferencial de pressão são mostrados na Figura 31. Observa-se uma pequena flutuação na pressão de produção, contribuindo para uma elevação da pressão de injeção até 80 minutos. Nota-se que em comparação ao terceiro experimento, onde ocorre a perda de pressão e temperatura com a irrupção do vapor, o perfil de temperatura no último termopar não apresenta oscilação, pois a pressão de produção é controlada com a injeção de gás no separador.

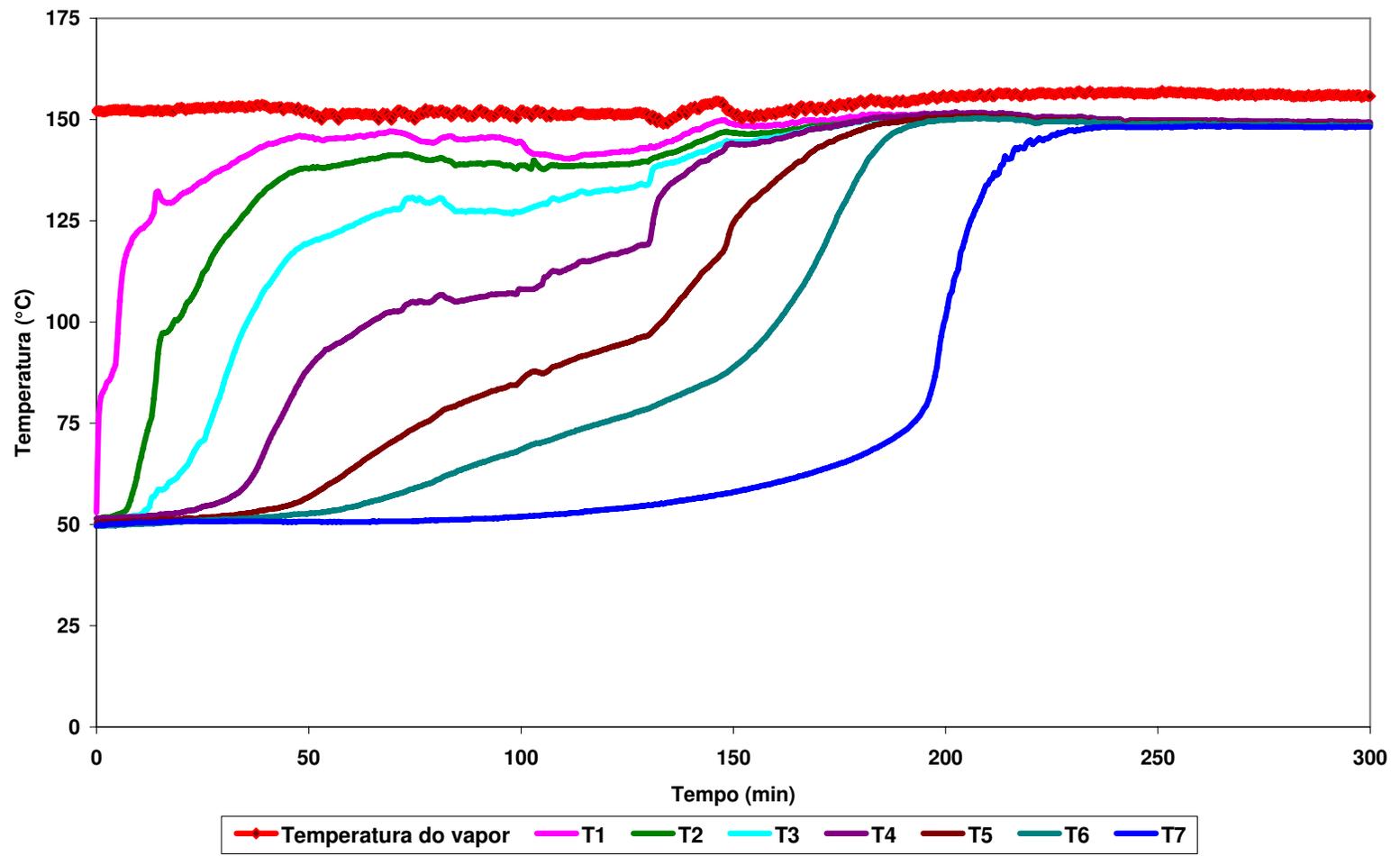


Figura 27. Perfis de temperatura do experimento 4

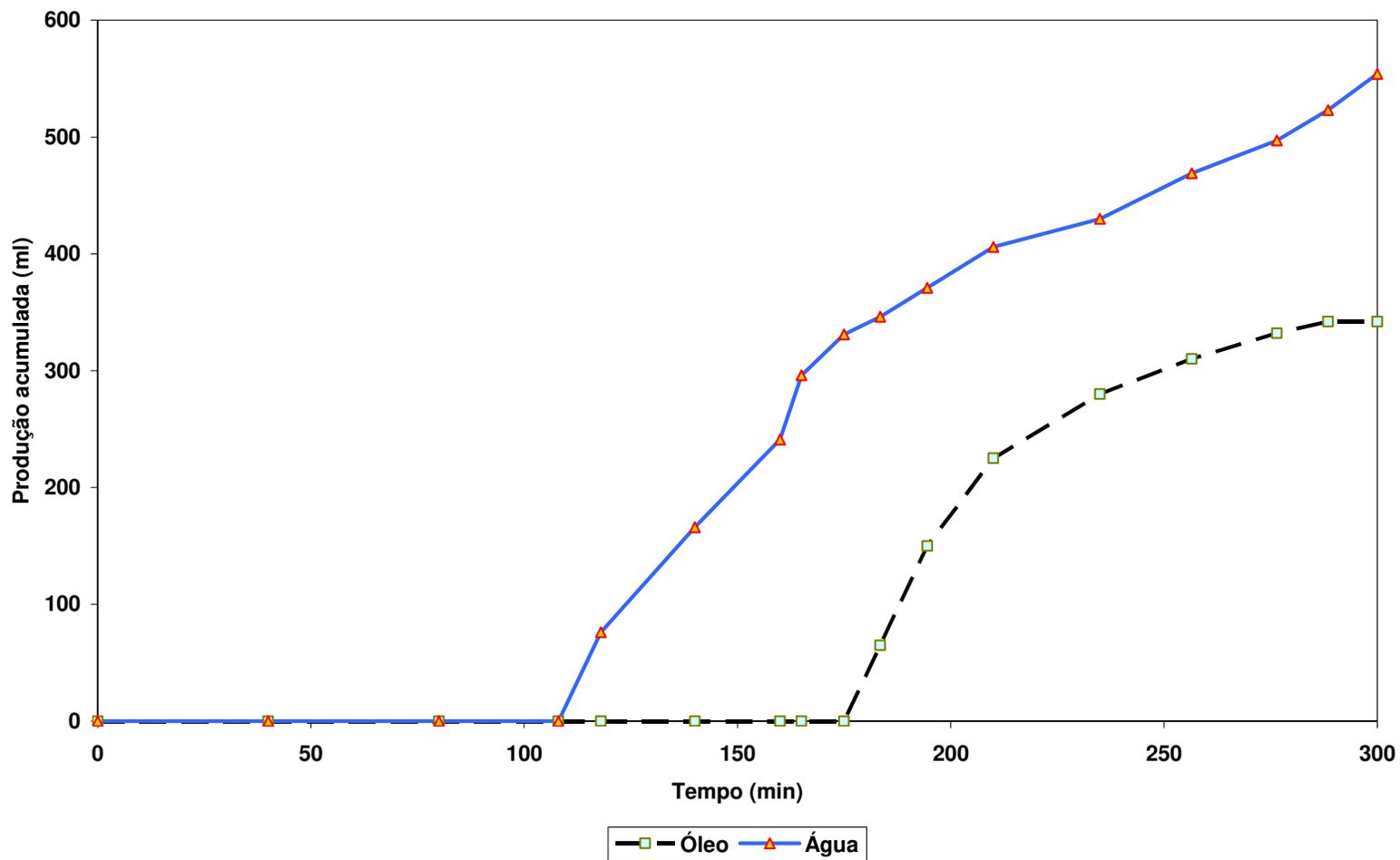


Figura 28. Produção acumulada de água e óleo do experimento 4

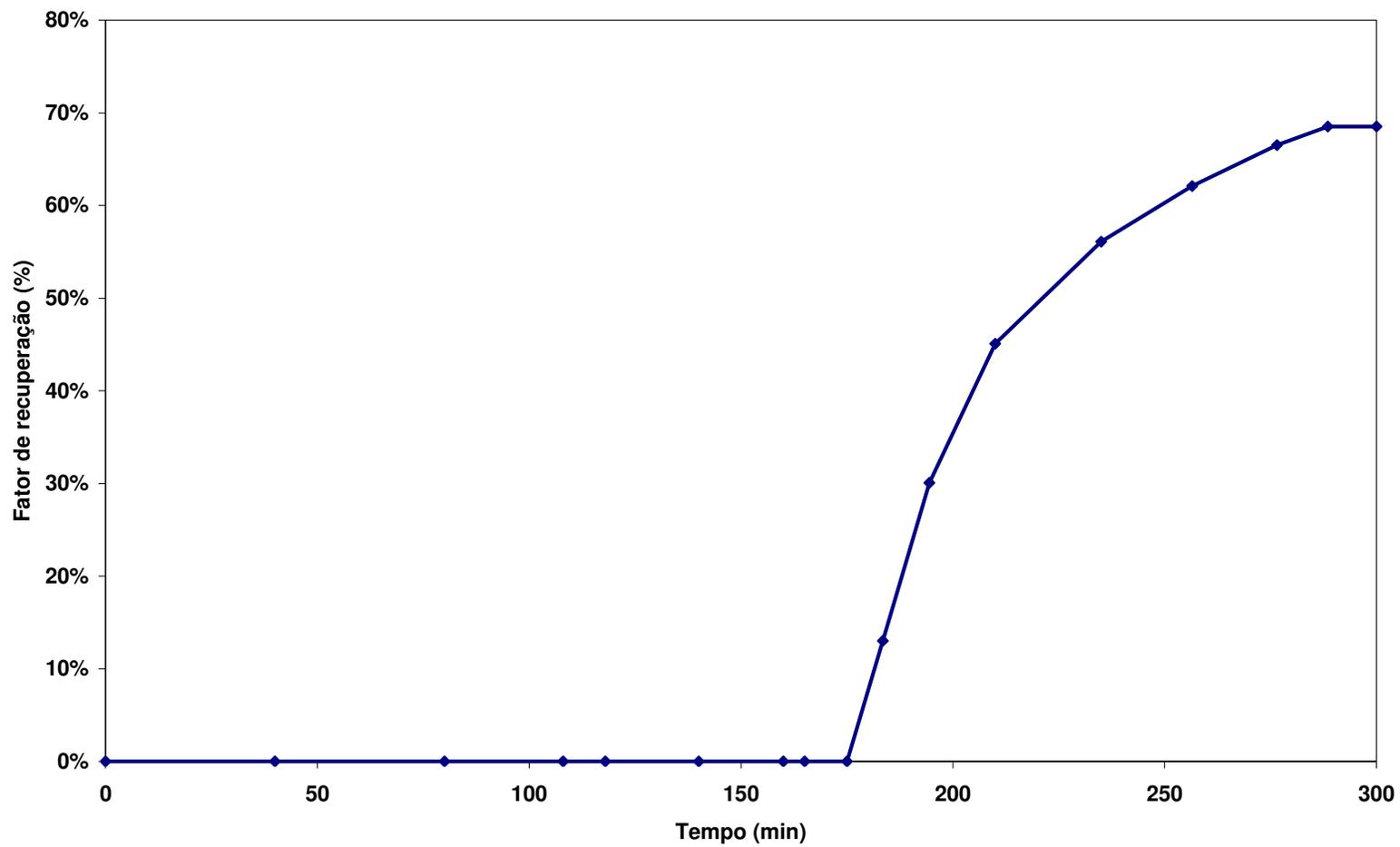


Figura 29. Fator de recuperação do experimento 4

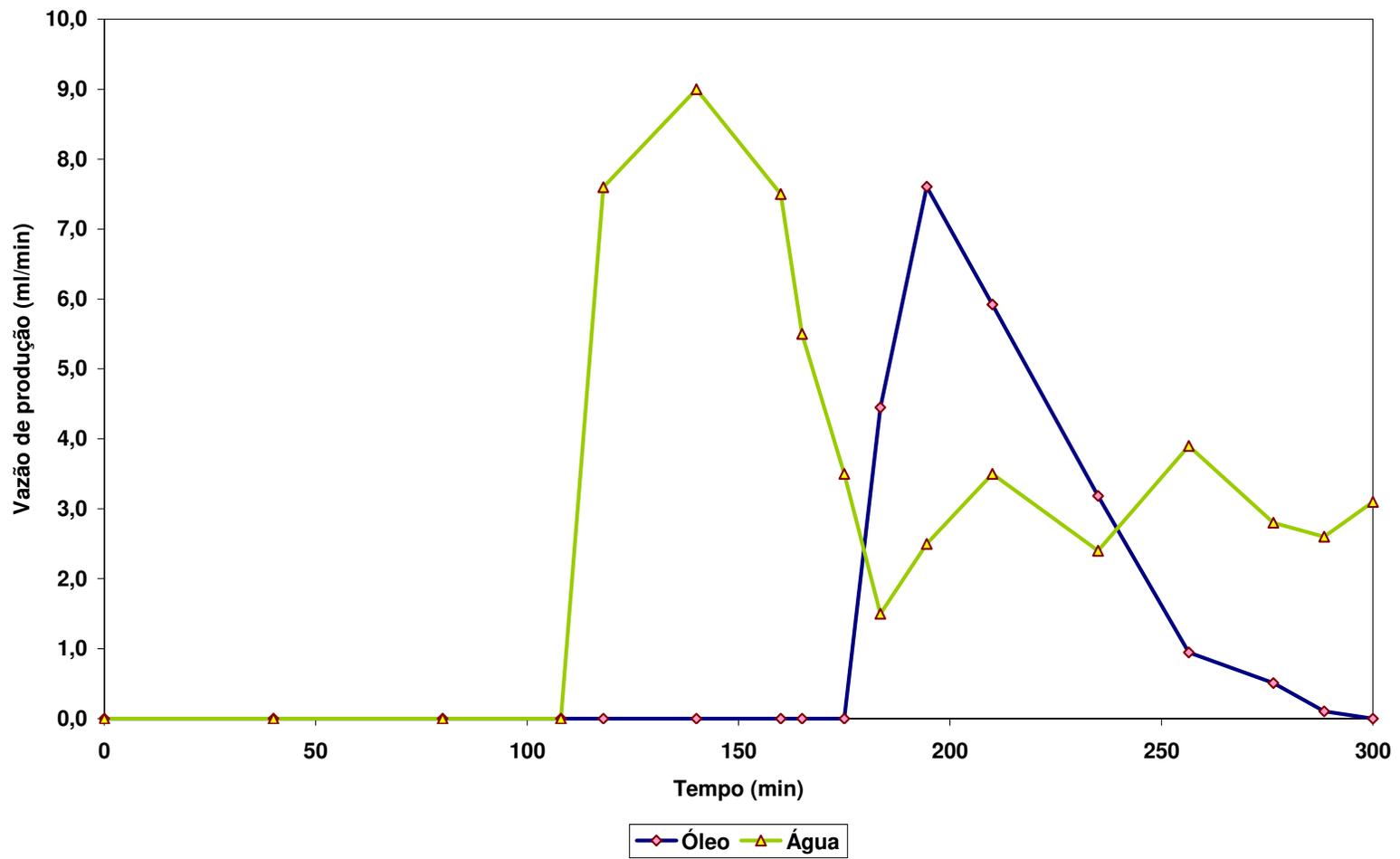


Figura 30. Vazão de água e óleo do experimento 4

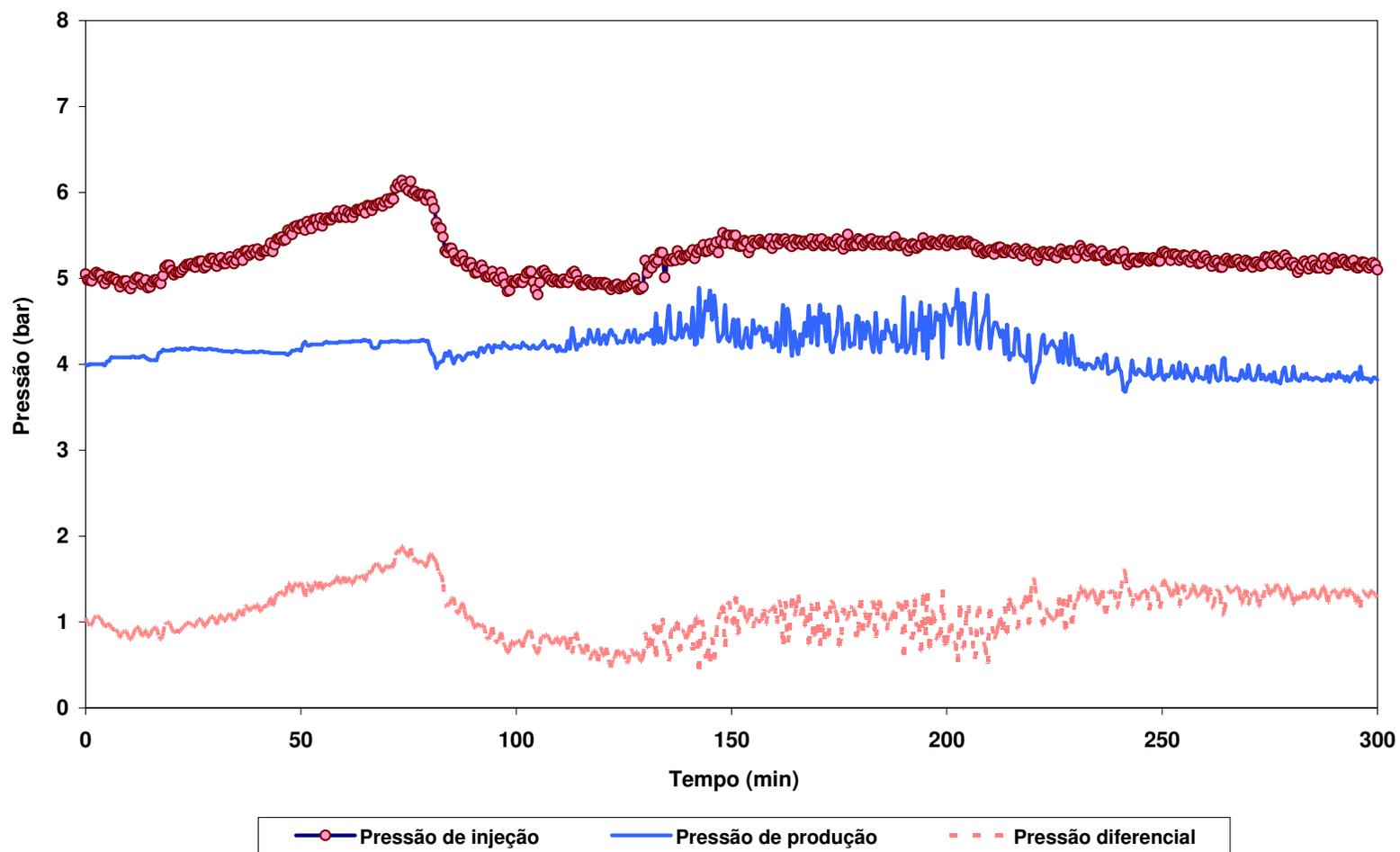


Figura 31. Perfis de pressão do experimento 4

Experimento 5 (10,49:100 Nitrogênio:Vapor)

Este experimento foi o primeiro onde vapor e nitrogênio foram injetados simultaneamente. Observa-se na Figura 32 o comportamento dos perfis de temperatura em que uma determinada fração de vapor foi substituída por nitrogênio. Neste experimento, houve uma redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e injetado 180 ml/min de nitrogênio. Observa-se que a frente de vapor alcança o último termopar em 184 minutos. Flutuações da temperatura podem ser observadas a 120 e 180 minutos após o início da injeção. Os aumentos de pressão e de temperatura, quando a frente atinge o sexto termopar pode ser explicado pelo avanço de óleo e água até o ponto de interrupção momentânea do escoamento, fazendo com que a temperatura no sexto termopar suba de forma linear.

A produção de óleo e água acumulada versus tempo é mostrada na Figura 33. O fator de recuperação ao final de 4 horas é em torno de 45 %, correspondendo a 226 ml, pode ser observado na Figura 34.

A vazão de produção de óleo e água em função do tempo pode ser observada na Figura 35. O início da produção de água é depois de 120 minutos e a produção de óleo é por volta de 175 minutos após o início da injeção, com um pico de produção depois de 194 minutos.

A pressão de injeção, de produção, e o diferencial de pressão são mostrados na Figura 36. Observam-se flutuações de pressão de produção com a produção de água, interferindo na pressão de injeção e aumentando a temperatura do sistema.

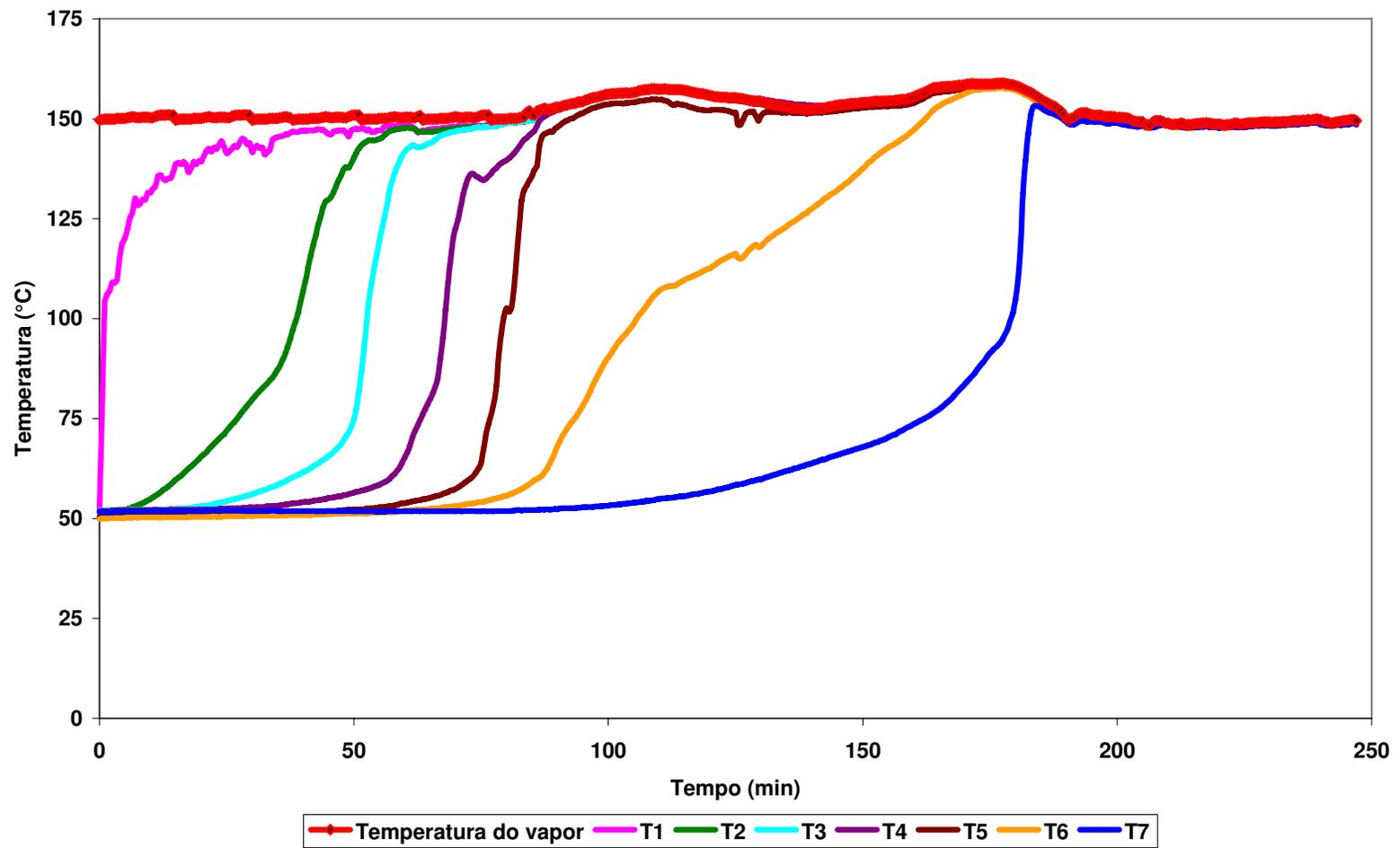


Figura 32. Perfis de temperatura do experimento 5

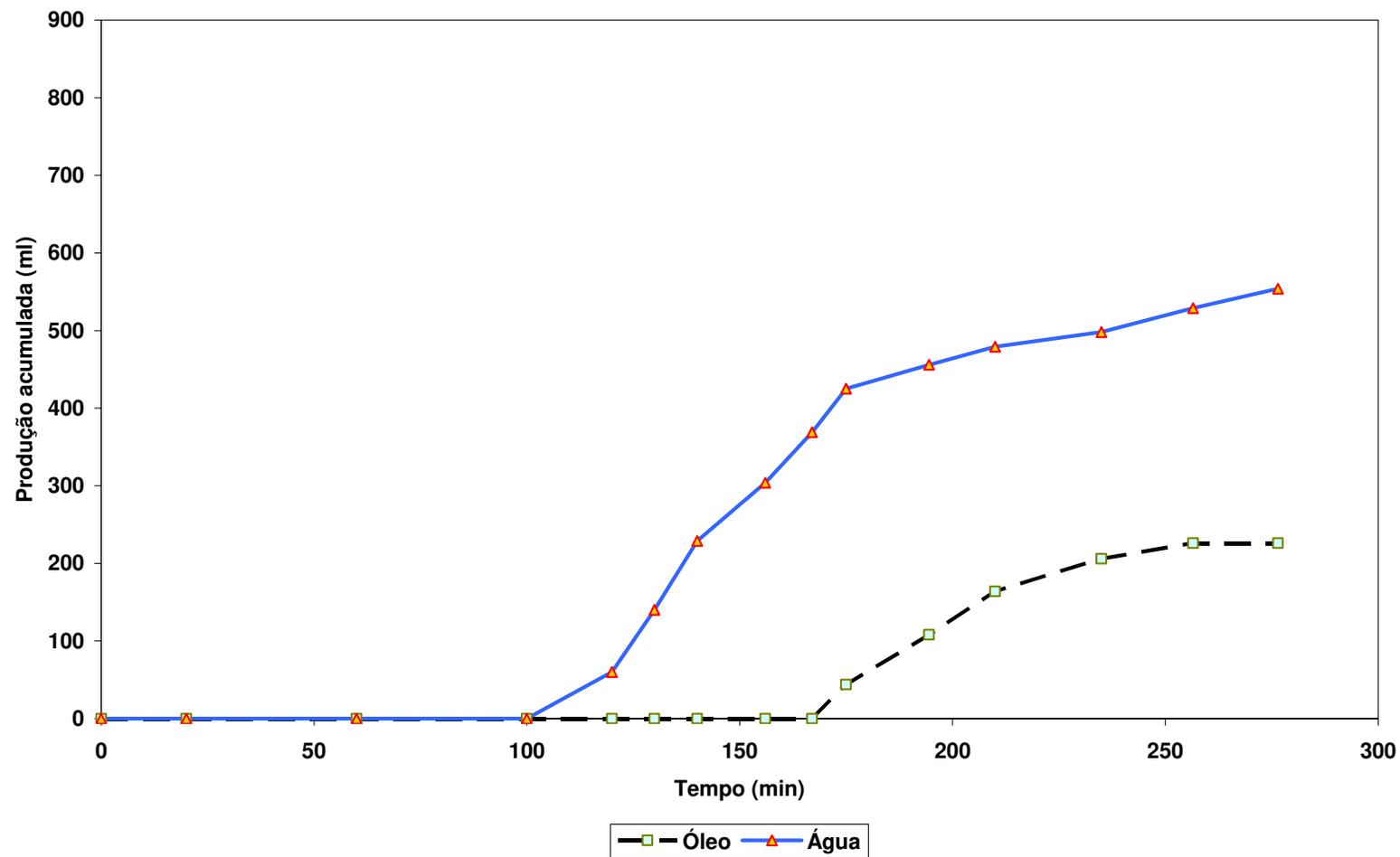


Figura 33. Produção acumulada de água e óleo do experimento 5

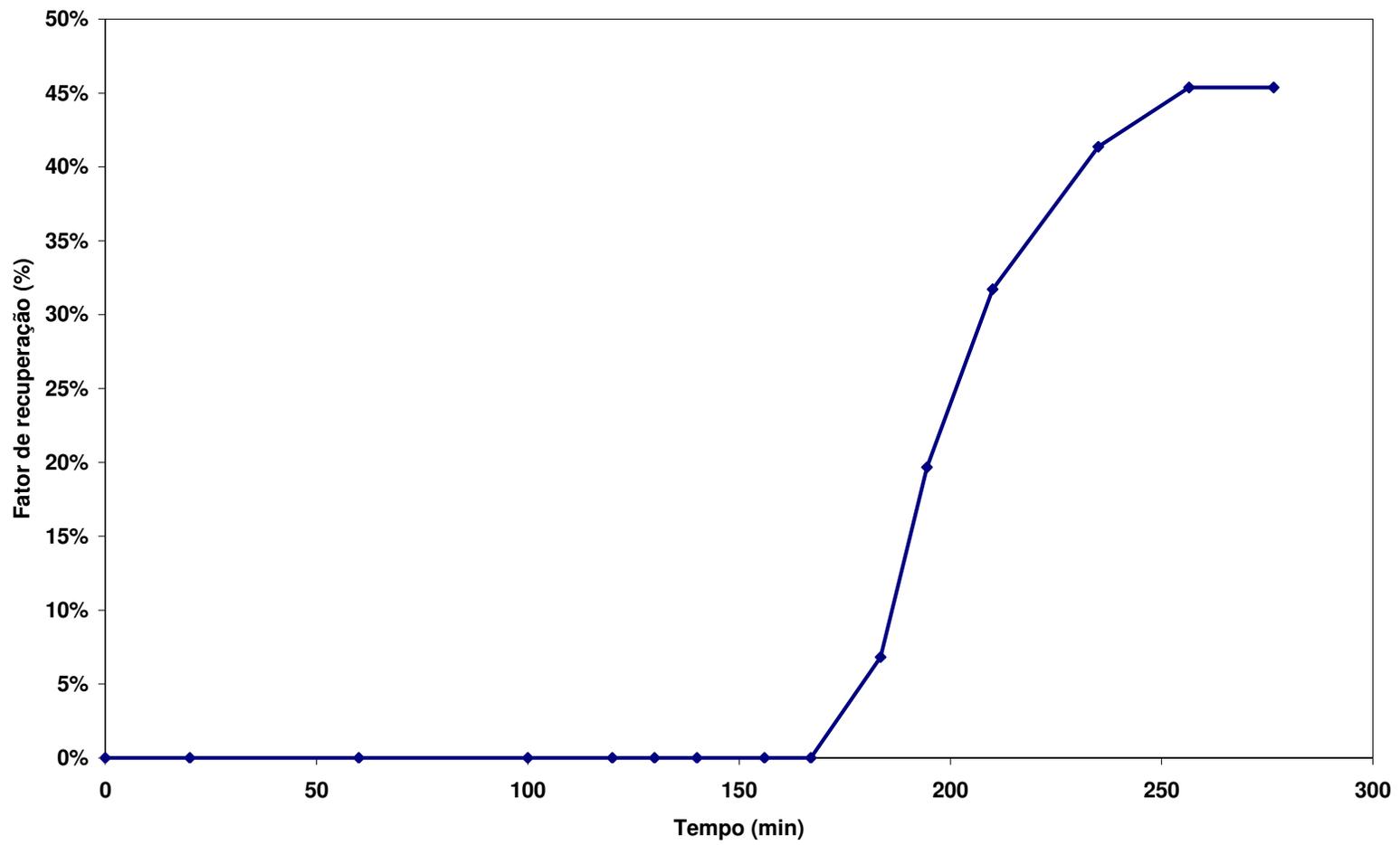


Figura 34. Fator de recuperação do experimento 5

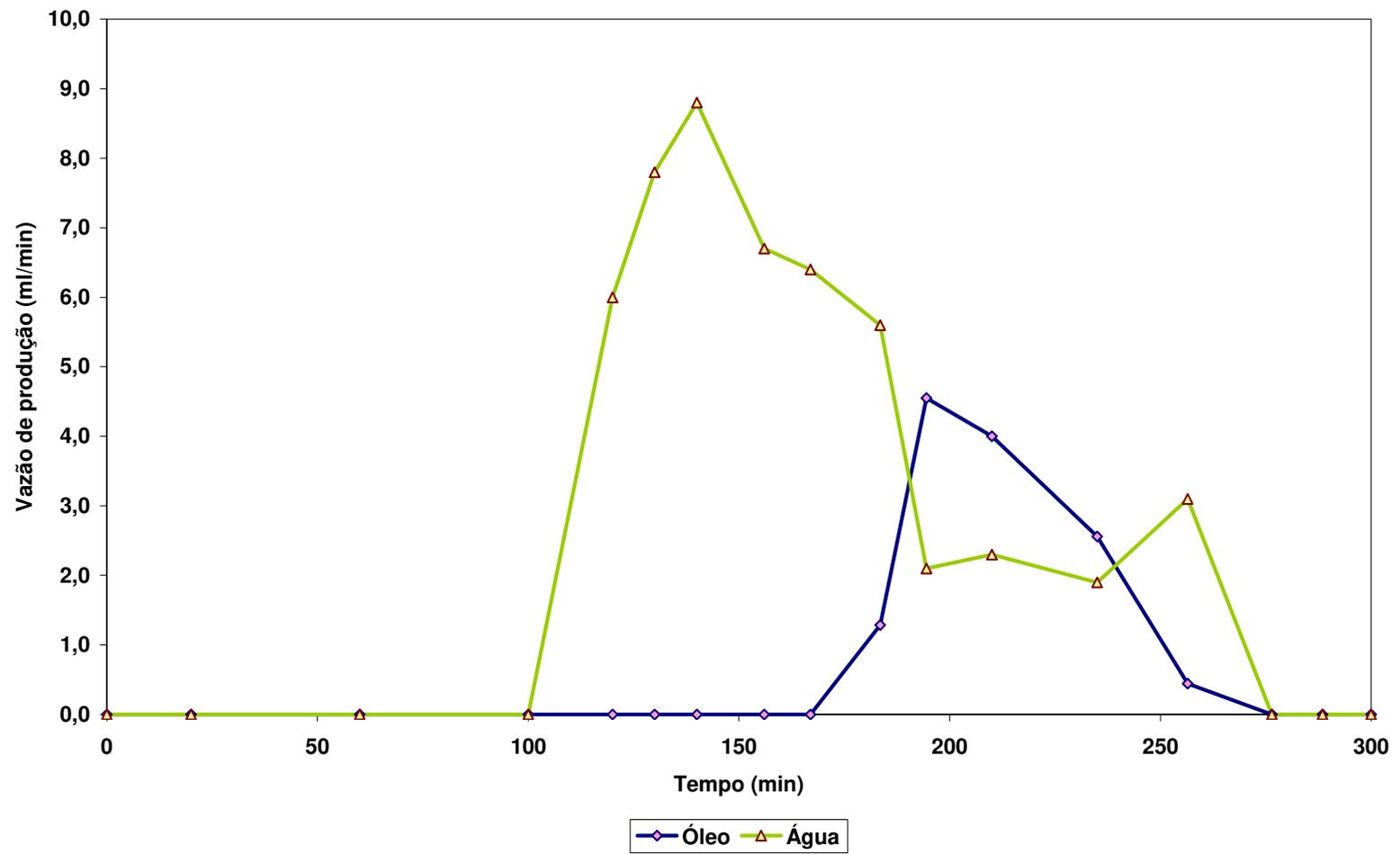


Figura 35. Vazão de água e óleo do experimento 5

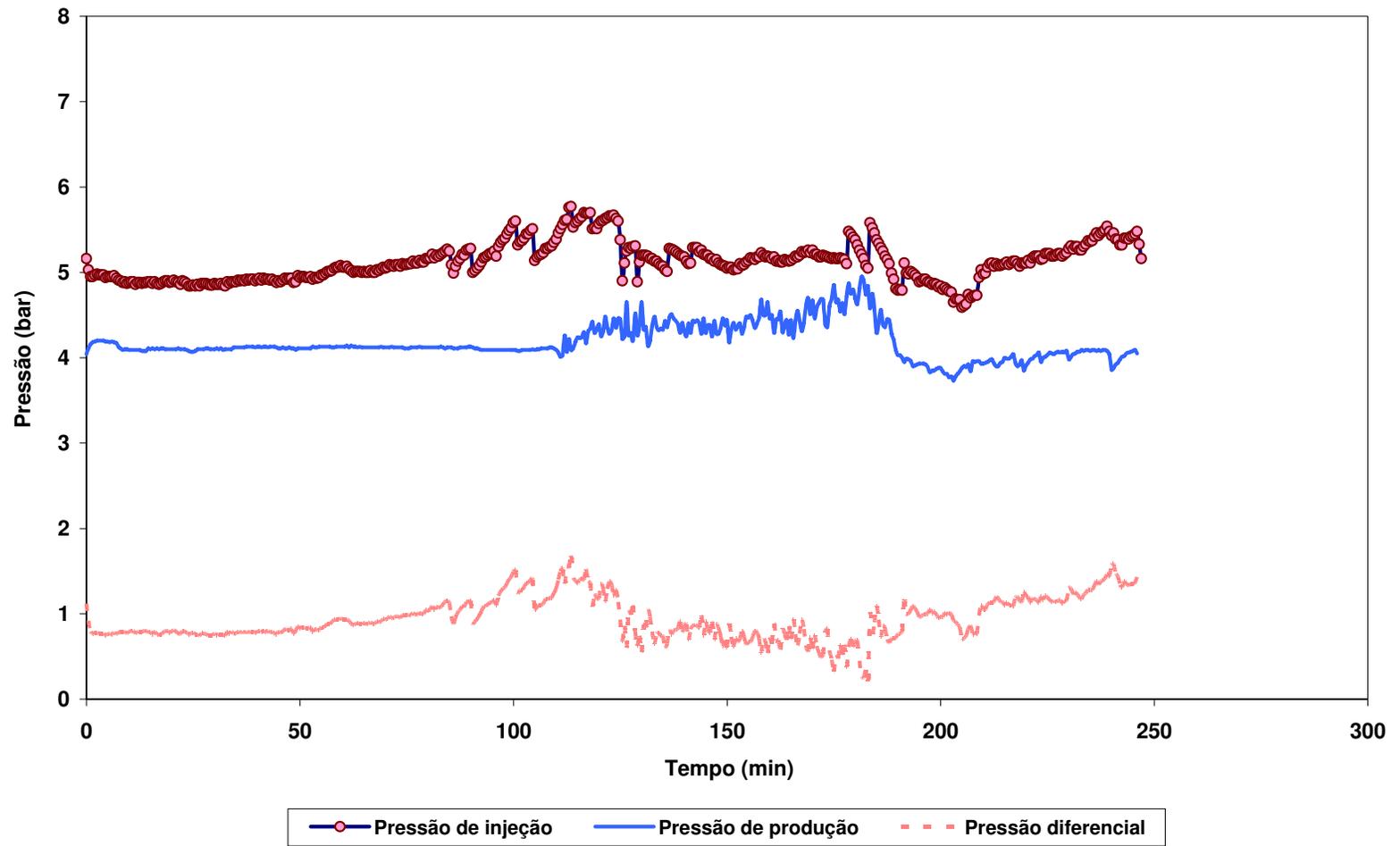


Figura 36. Perfis de pressão do experimento 5

Experimento 6 (8,76:100 Nitrogênio:Vapor)

Manteve-se a mesma redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e foi injetado simultaneamente 150 ml/min de nitrogênio.

Na Figura 37 pode-se observar o comportamento dos perfis de temperatura. A frente de vapor alcança o último termopar em 185 minutos. Flutuações da temperatura podem ser observadas entre 130 e 180 minutos após o início da injeção. O comportamento dos perfis de temperatura foi semelhante ao obtido no quinto ensaio, observando-se os mesmos aumentos de pressão e de temperatura, quando a frente atinge o sexto termopar.

A produção de óleo e água acumulada versus tempo é mostrada na Figura 38. O fator de recuperação é em torno de 46,3 %, correspondendo a 231 ml, pode ser observado na Figura 39.

A vazão de produção de óleo e água em função do tempo pode ser observada na Figura 40. O início da produção de água é depois de 123 minutos e a produção de óleo é por volta de 170 minutos.

A pressão de injeção, de produção, e o diferencial de pressão são mostrados na Figura 41. Por volta de 128 minutos, com o aumento da pressão de injeção, fez-se necessário aumentar a pressão de injeção do nitrogênio para assim manter a vazão de projeto. O aumento da pressão logo se confirma na pressão de produção onde se observa as flutuações.

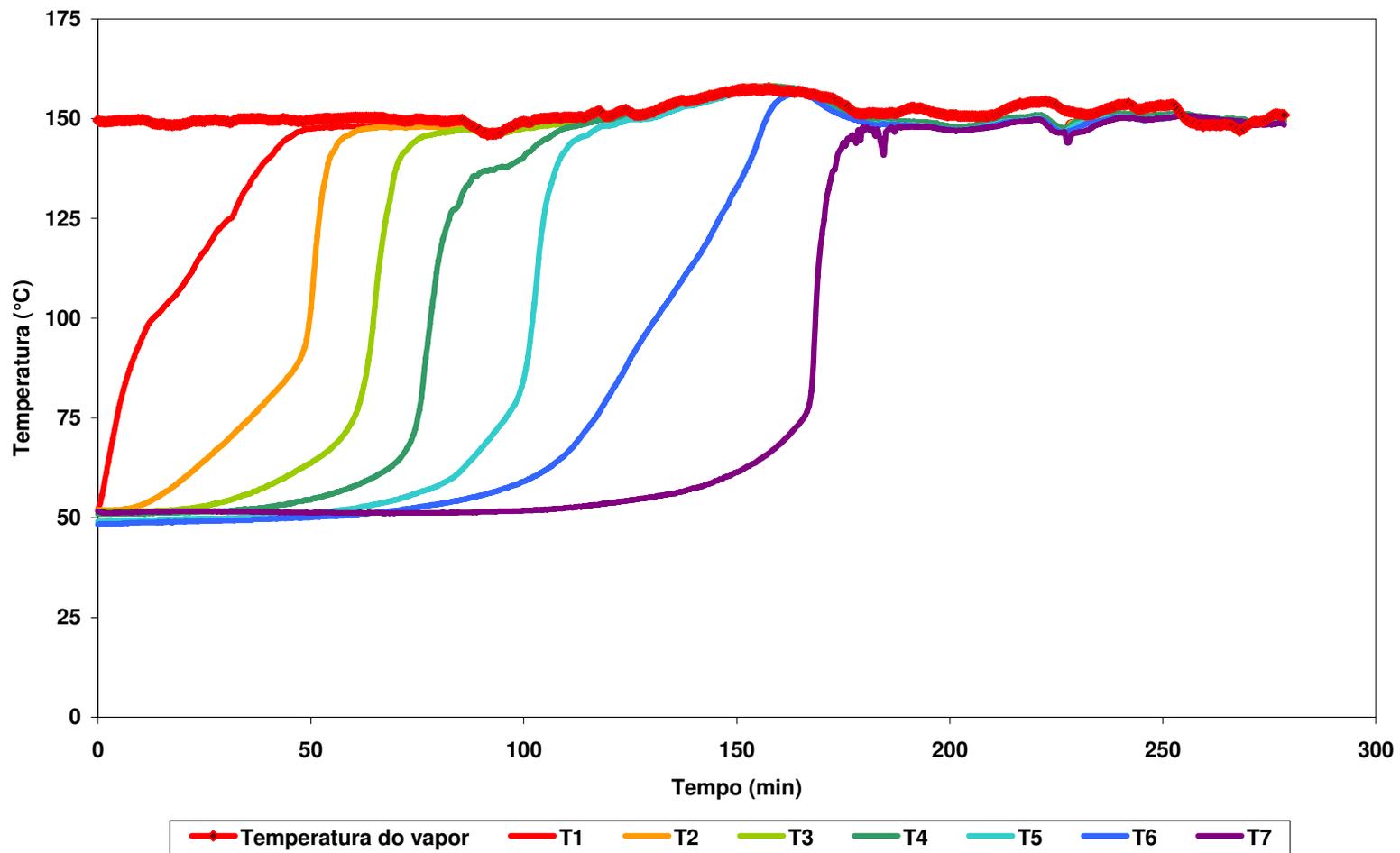


Figura 37. Perfis de temperatura do experimento 6

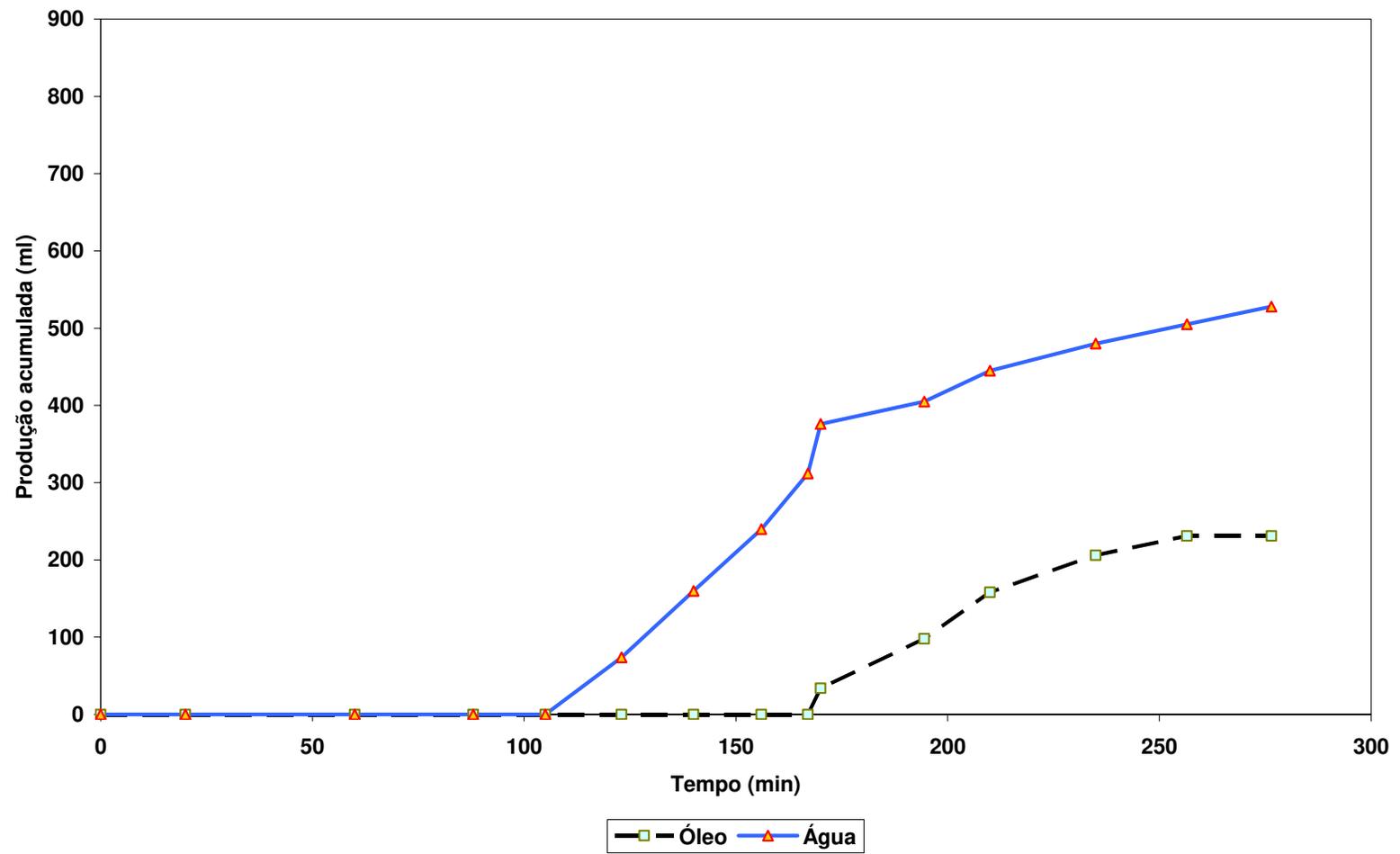


Figura 38. Produção acumulada de água e óleo do experimento 6

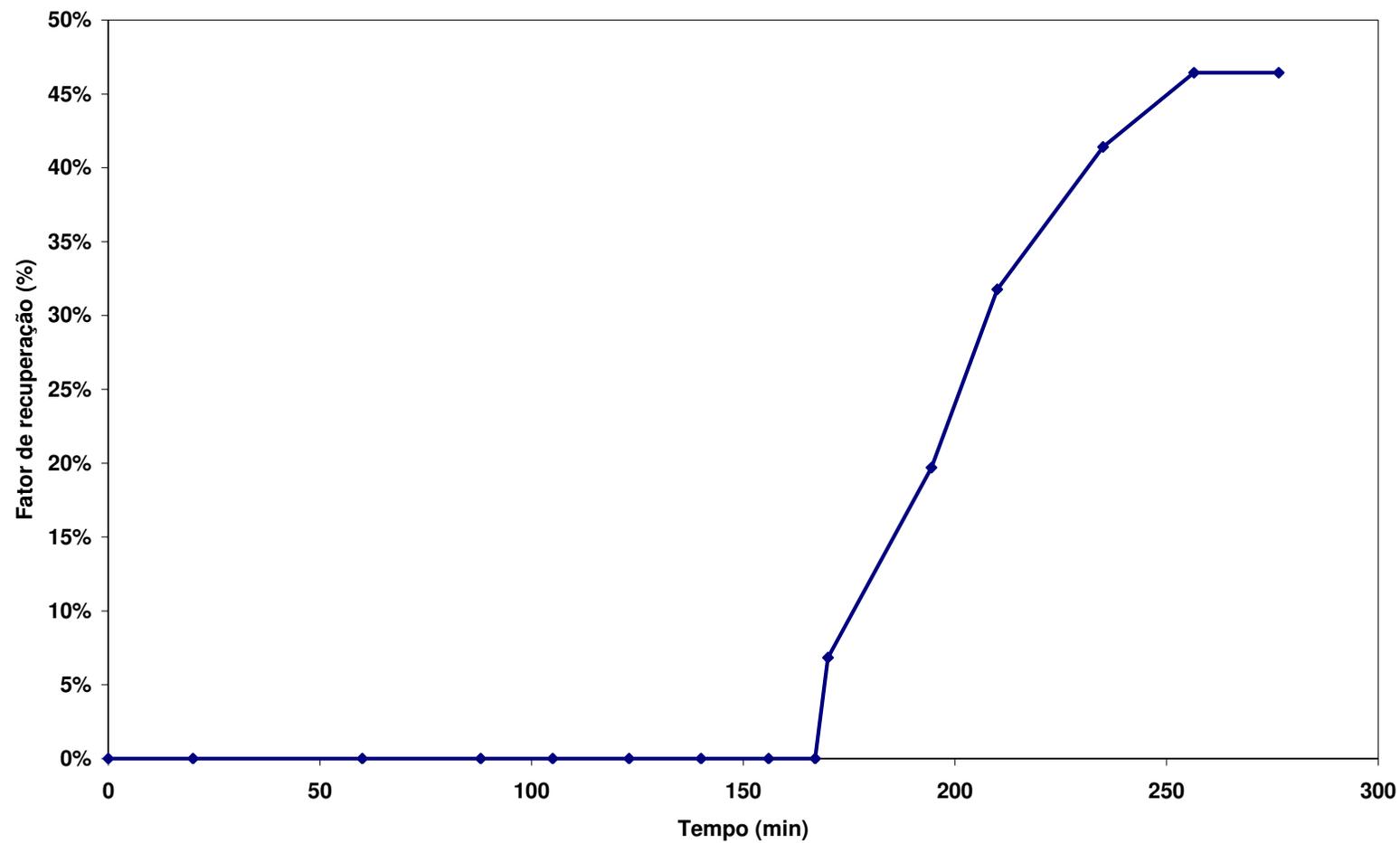


Figura 39. Fator de recuperação do experimento 6

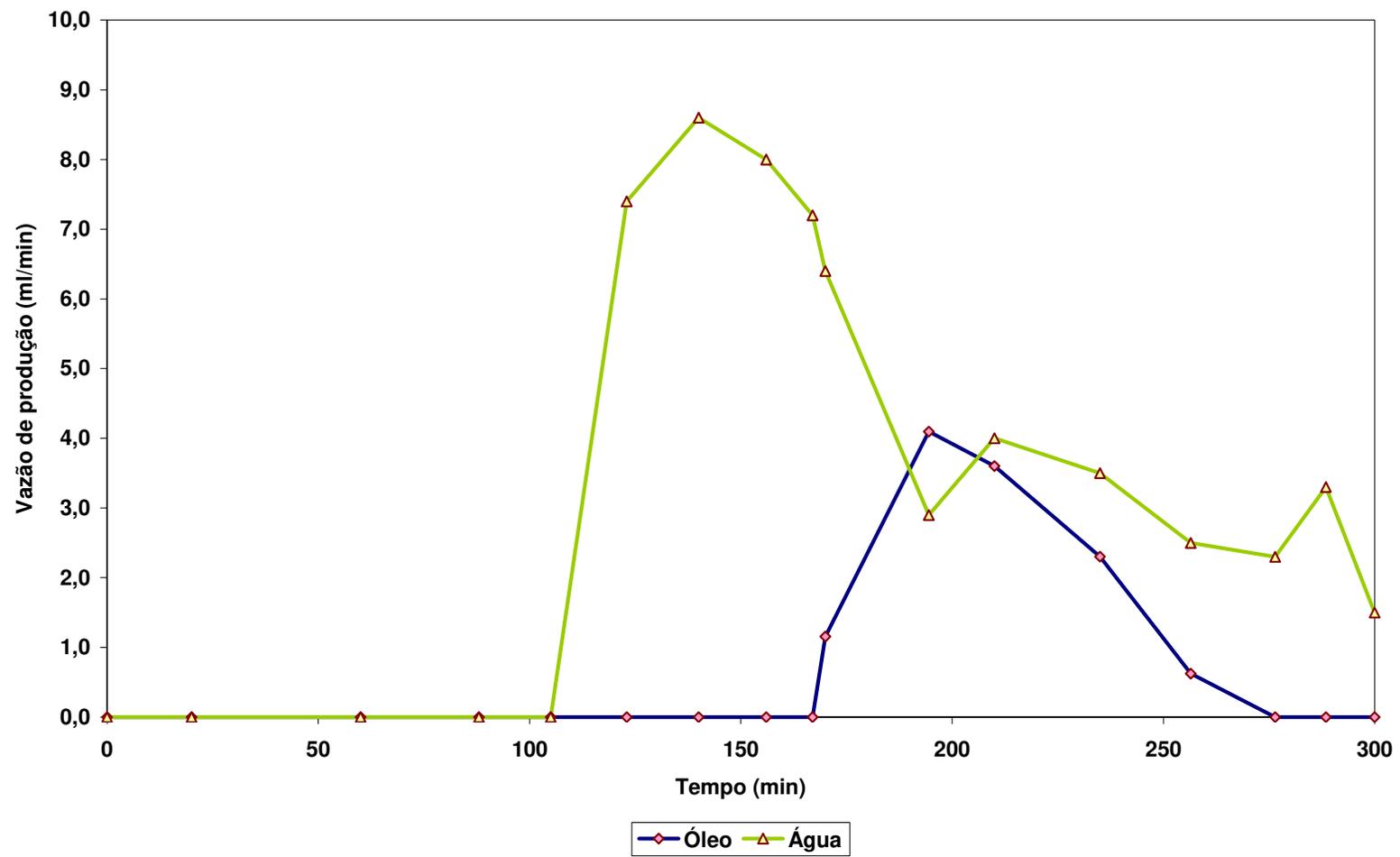


Figura 40. Vazão de água e óleo do experimento 6

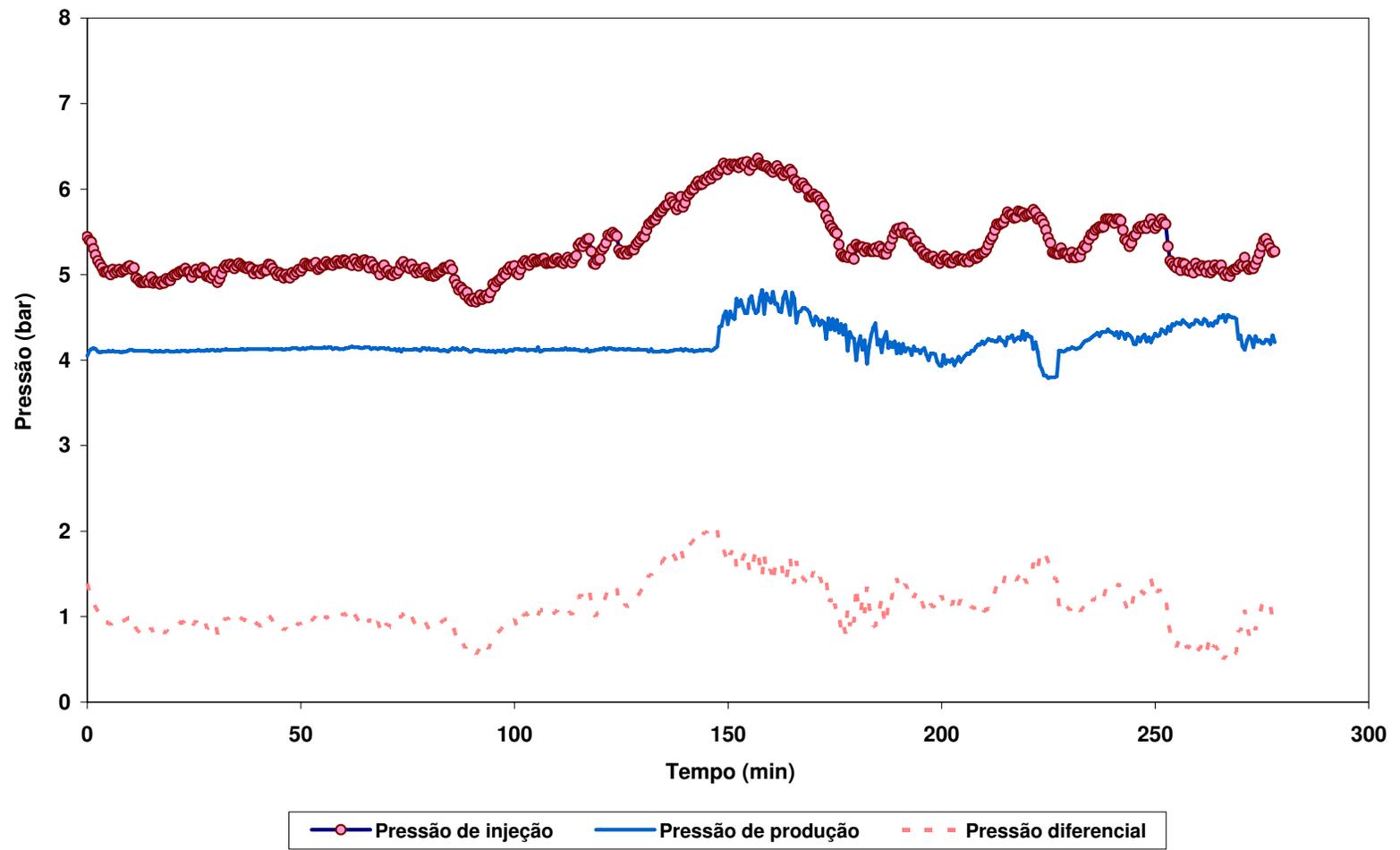


Figura 41. Perfis de pressão do experimento 6

Experimento 7 (5,83:100 Nitrogênio:Vapor)

Manteve-se a mesma redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e foi injetado simultaneamente 100 ml/min de nitrogênio.

A Figura 42 mostra o comportamento dos perfis de temperatura. Observa-se que a frente de vapor alcança o último termopar em 210 minutos. Flutuações da temperatura podem ser observadas após 150 minutos.

A produção de óleo e água acumulada versus tempo é mostrada na Figura 43. O fator de recuperação é em torno de 48 %, correspondendo a 238 ml, pode ser observado na Figura 44.

A vazão de produção de óleo e água em função do tempo pode ser observada na Figura 45. O início da produção de água é depois de 125 minutos e a produção de óleo é por volta de 165 minutos.

A pressão de injeção, de produção, e o diferencial de pressão são mostrados na Figura 46. Pode-se observar que no início da produção de água há um aumento de pressão de produção, aproximadamente após 130 minutos.

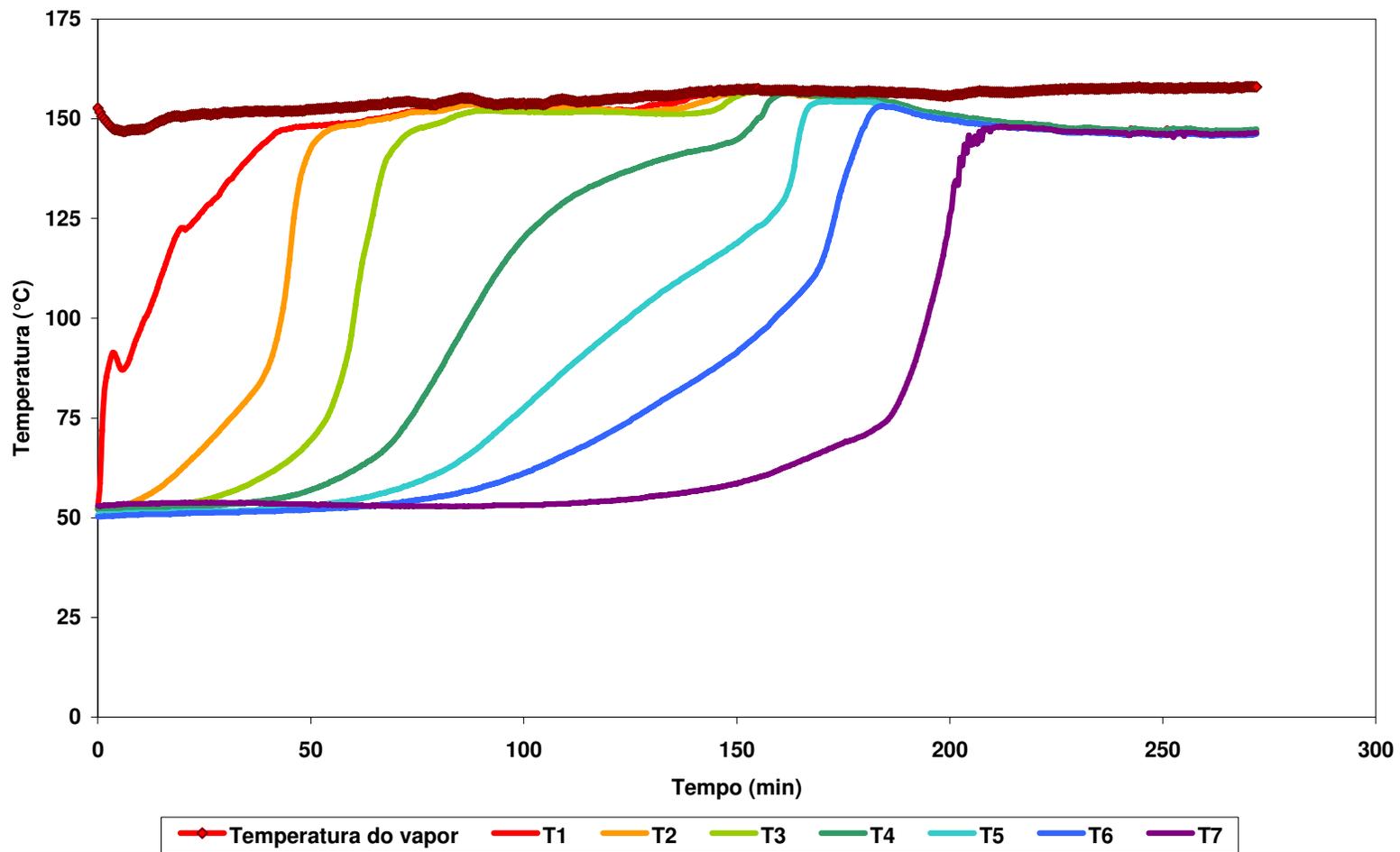


Figura 42. Perfis de temperatura do experimento 7

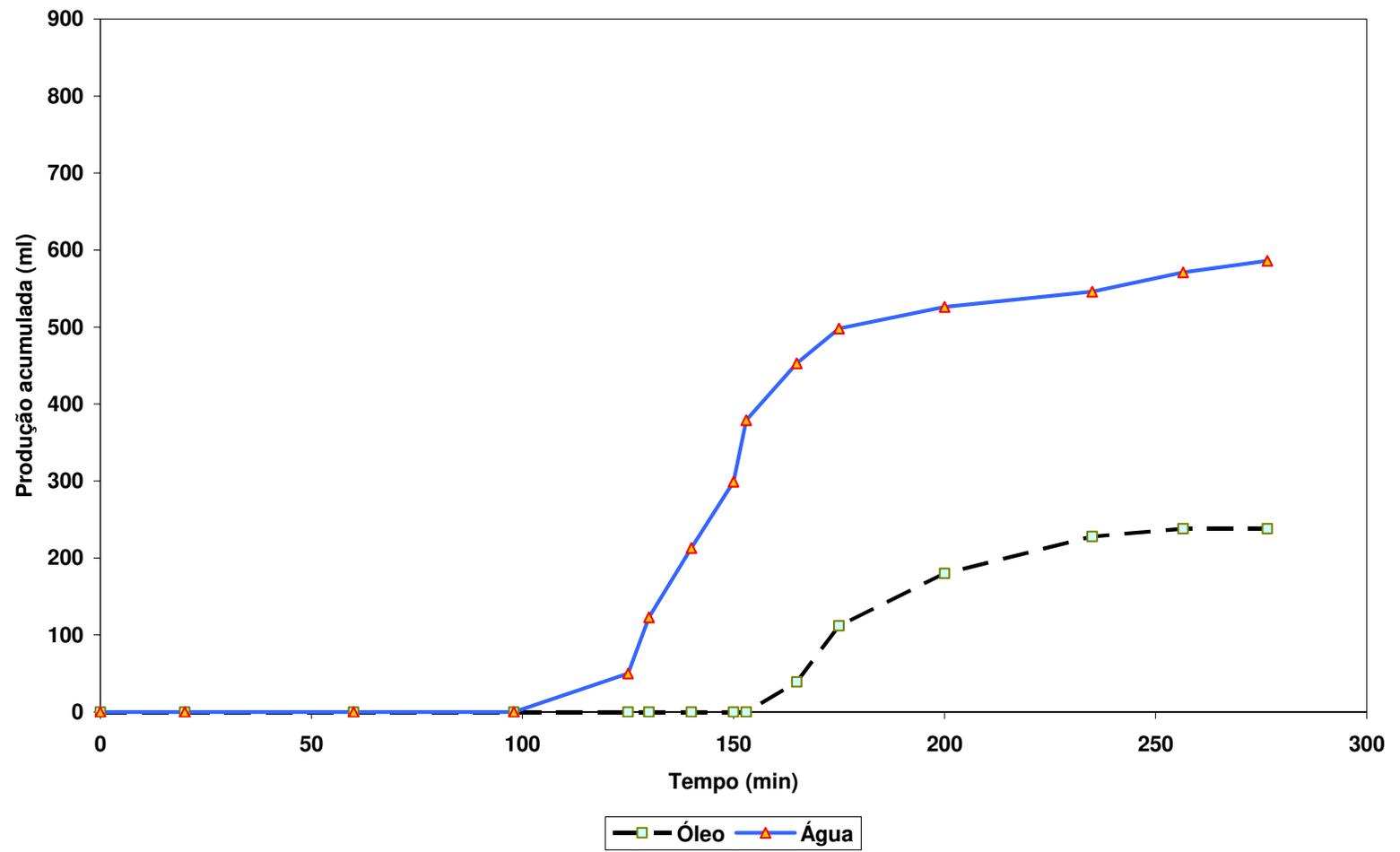


Figura 43. Produção acumulada de água e óleo do experimento 7

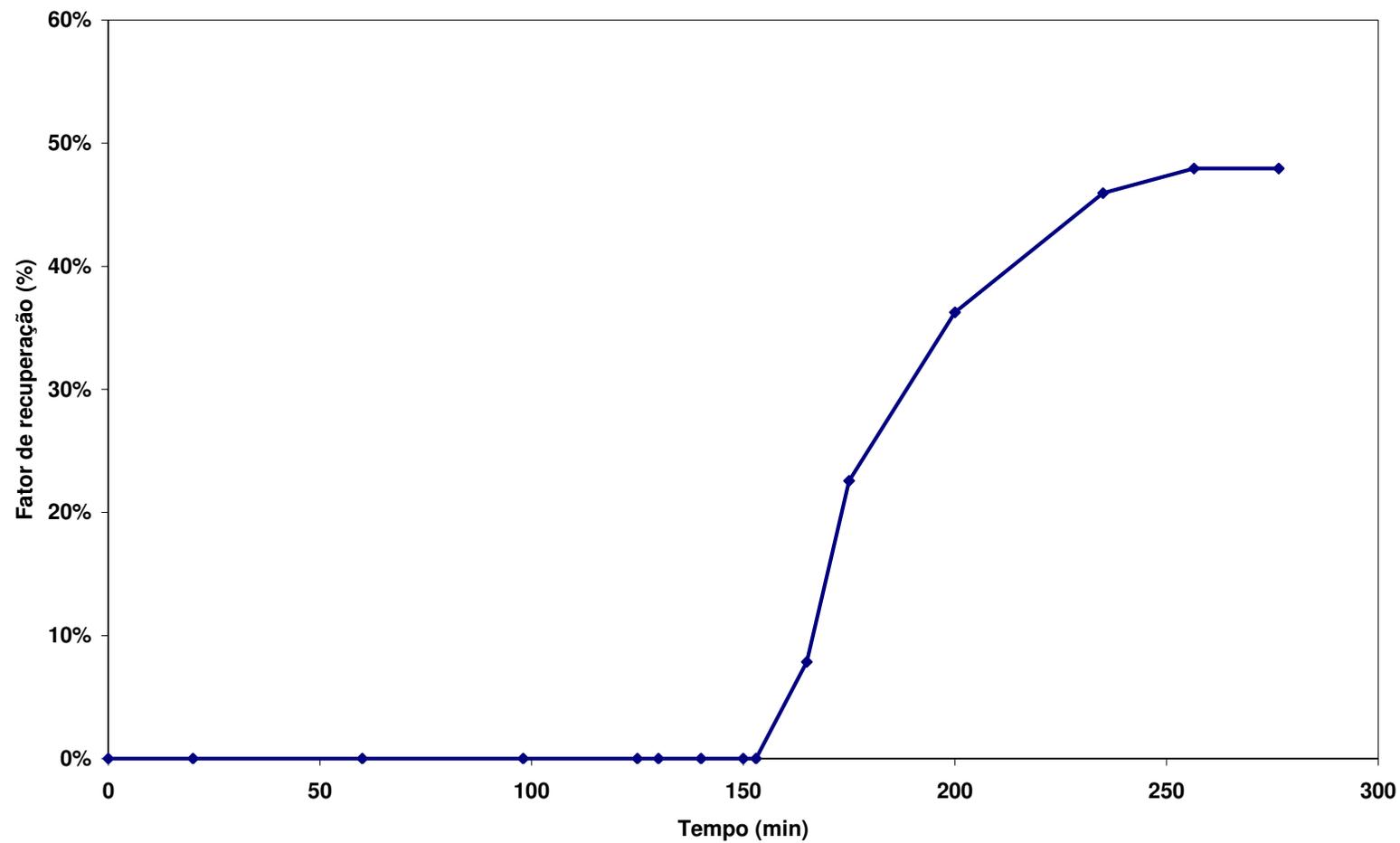


Figura 44. Fator de recuperação do experimento 7

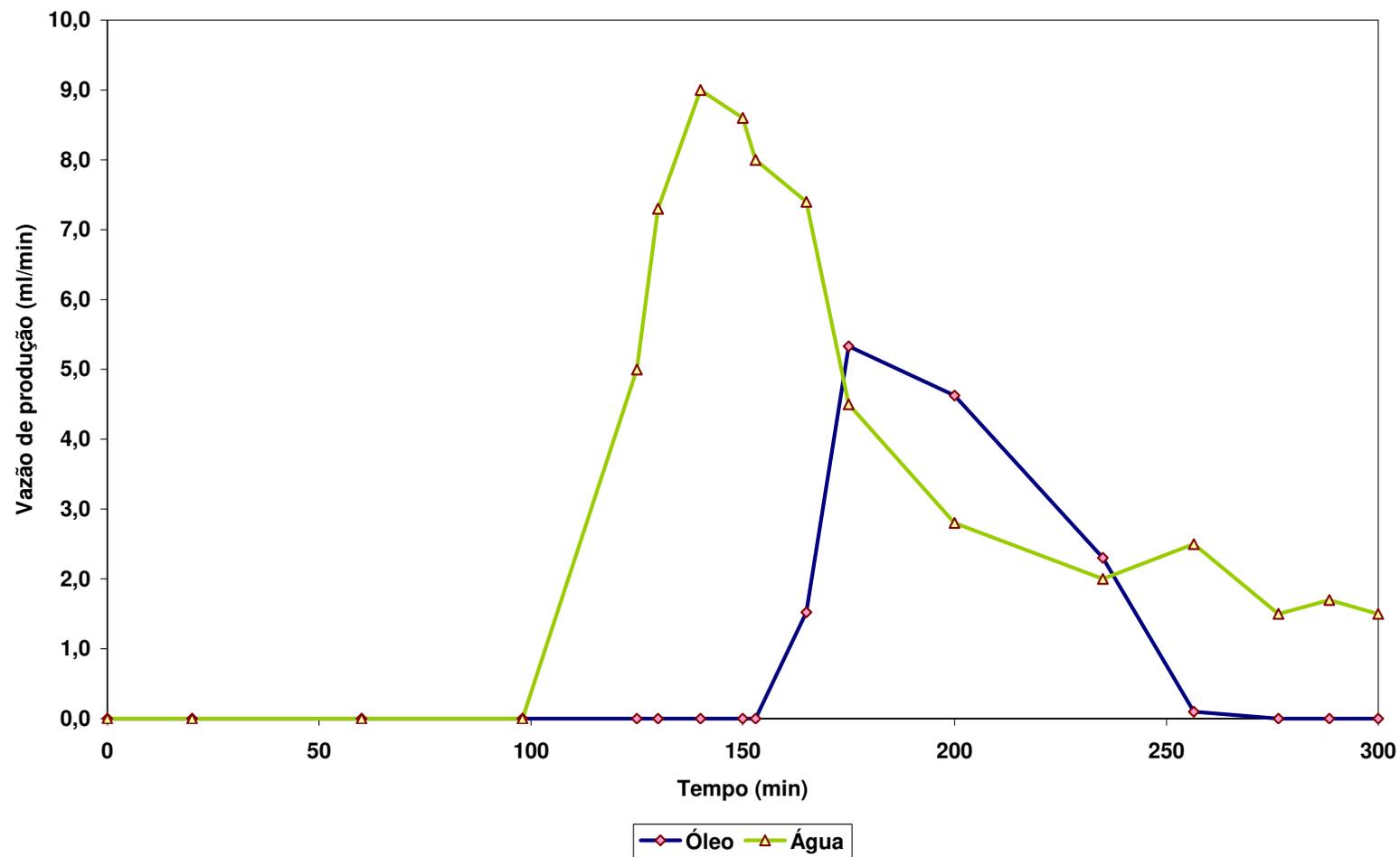


Figura 45. Vazão de água e óleo do experimento 7

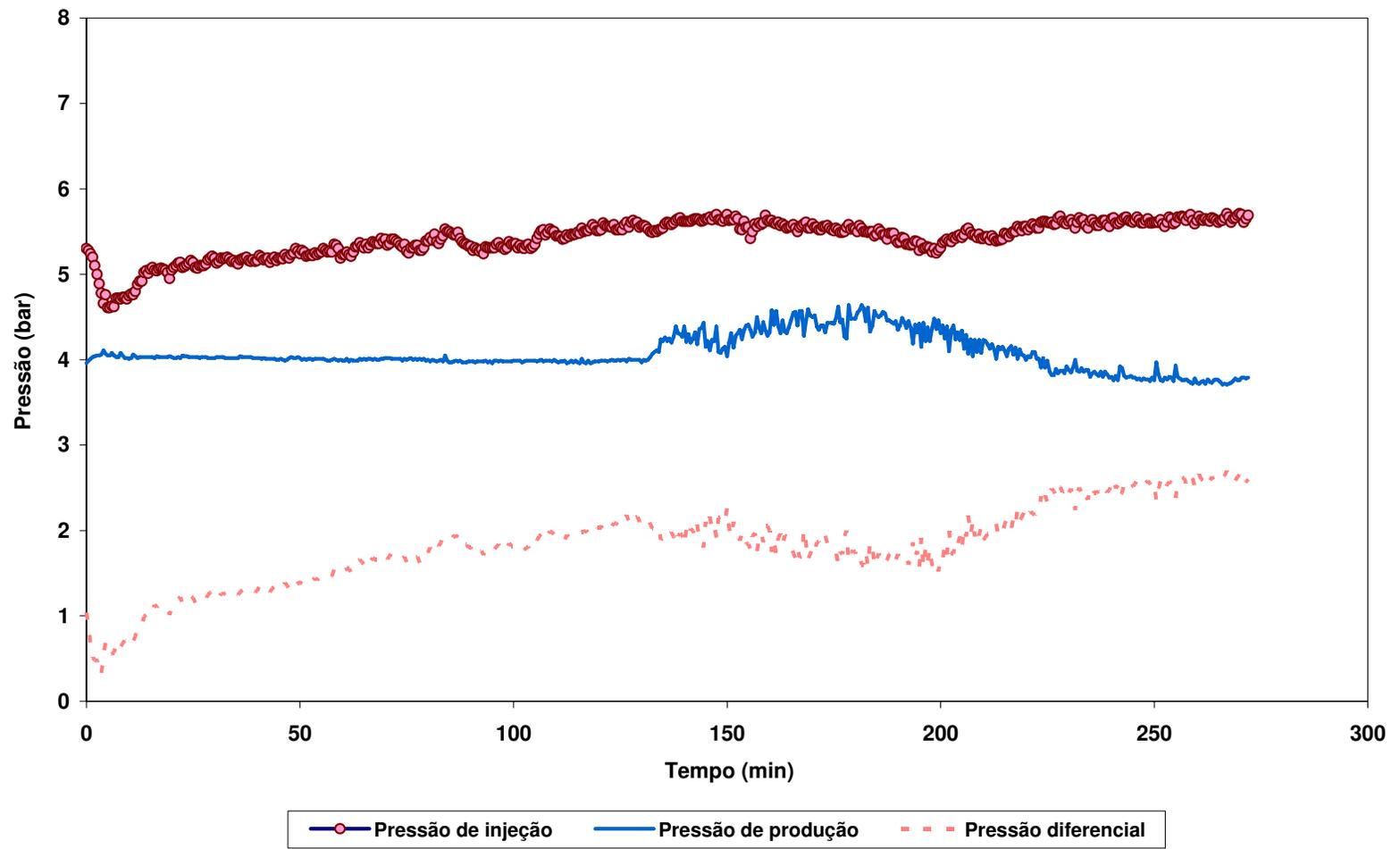


Figura 46. Perfis de pressão do experimento 7

Experimento 8 (3,00:100 Nitrogênio:Vapor)

Manteve-se a mesma redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e foi injetado simultaneamente 50 ml/min de nitrogênio.

A Figura 47 mostra o comportamento dos perfis de temperatura. Observa-se que a frente de vapor alcança o último termopar em 168 minutos. Flutuações da temperatura podem ser observadas após 115 minutos.

A produção de óleo e água acumulada versus tempo é mostrada na Figura 48. O fator de recuperação é em torno de 52 %, correspondendo a 258 ml, pode ser observado na Figura 49.

A vazão de produção de óleo e água em função do tempo pode ser observada na Figura 50. O início da produção de água é depois de 115 minutos e a produção de óleo é por volta de 160 minutos.

A pressão de injeção, de produção, e o diferencial de pressão são mostrados na Figura 51. Pode-se observar que em 75 minutos há uma queda da pressão de injeção contribuindo assim para uma redução na temperatura no quinto termopar. Posteriormente, com a chegada de mais vapor, a água condensada volta vaporizar e a frente avança. Em seguida, o banco de óleo faz com que aumente a pressão de injeção como mostrado a partir de 115 minutos.

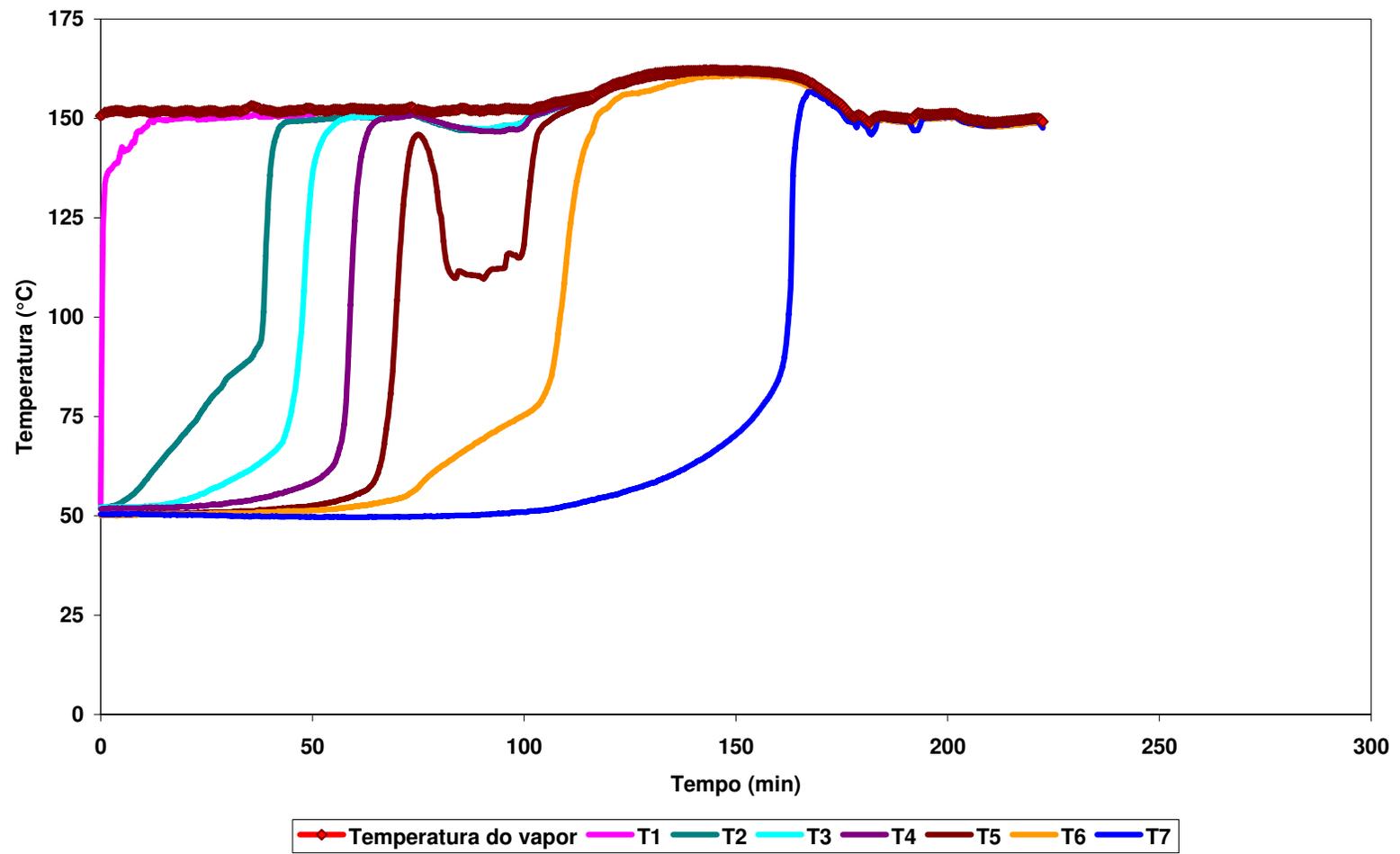


Figura 47. Perfis de temperatura do experimento 8

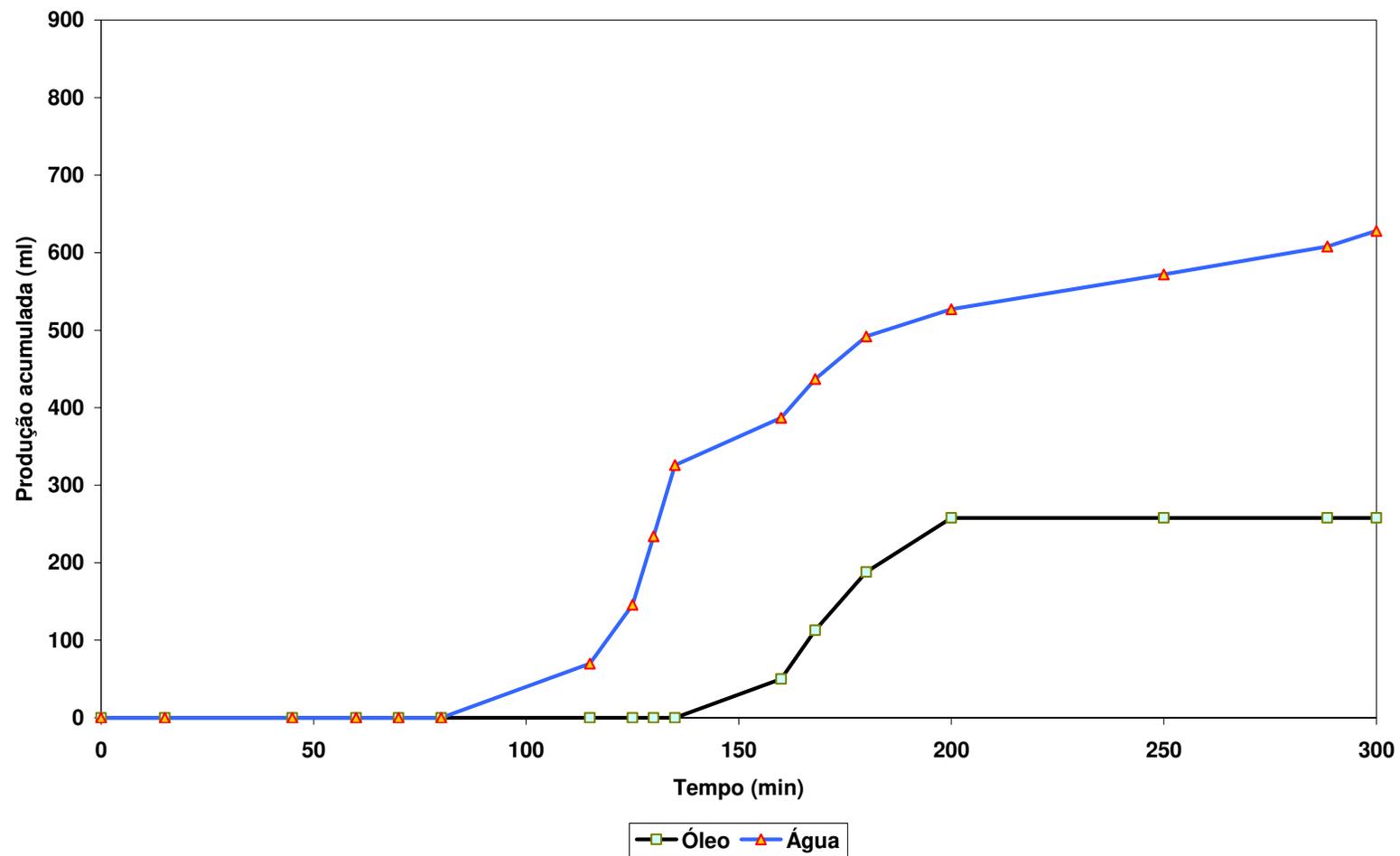


Figura 48. Produção acumulada de água e óleo do experimento 8

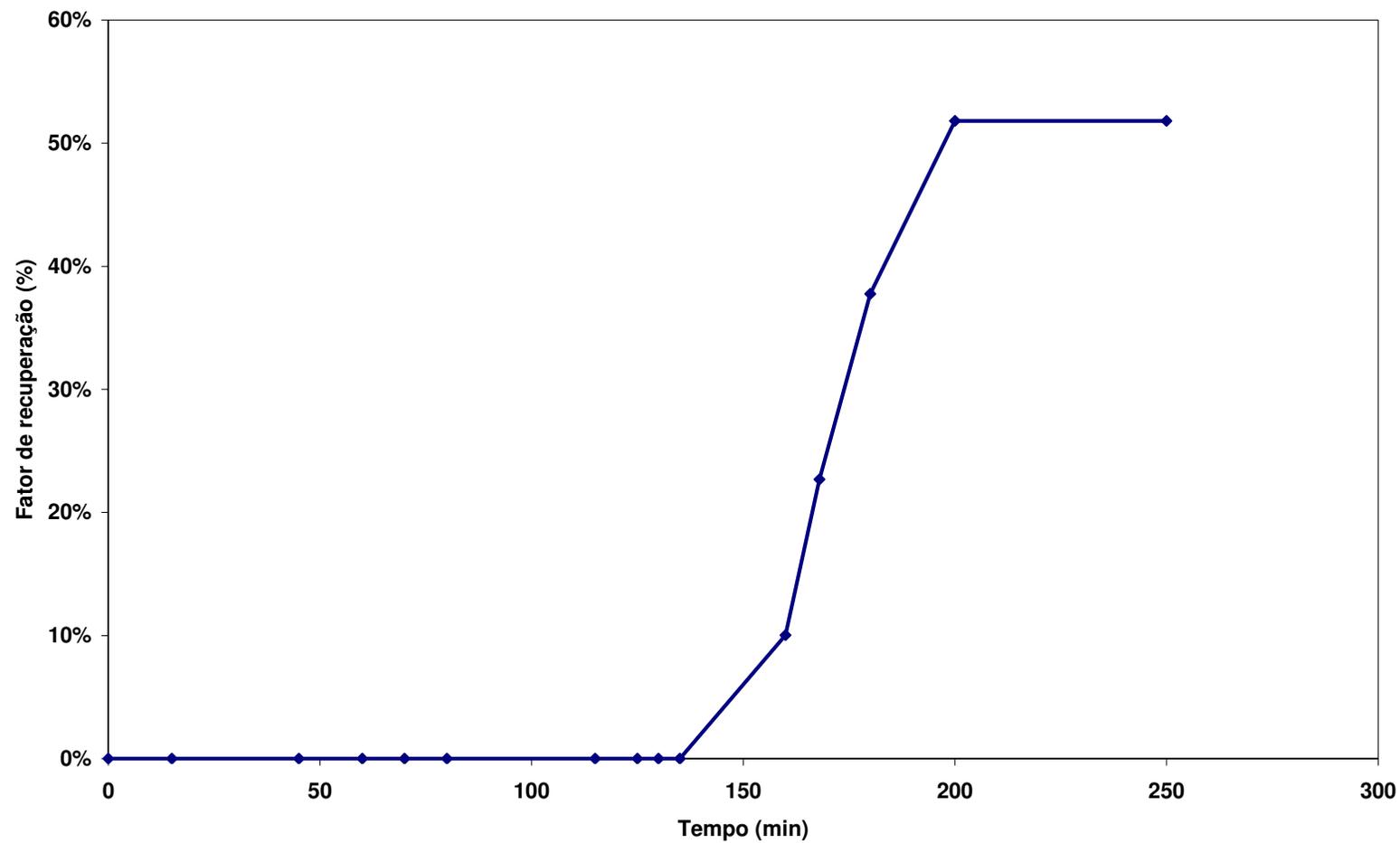


Figura 49. Fator de recuperação do experimento 8

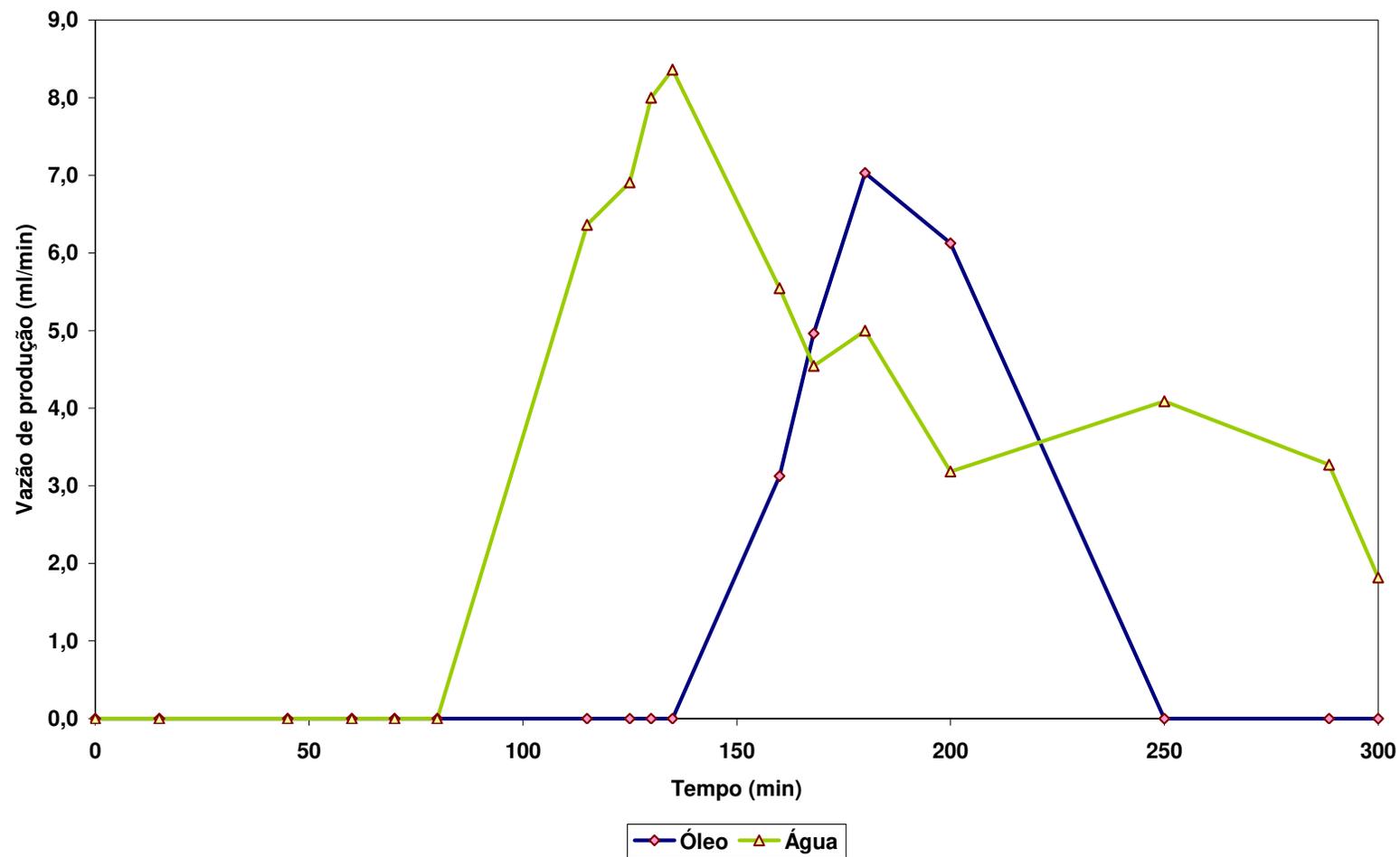


Figura 50. Vazão de água e óleo do experimento 8

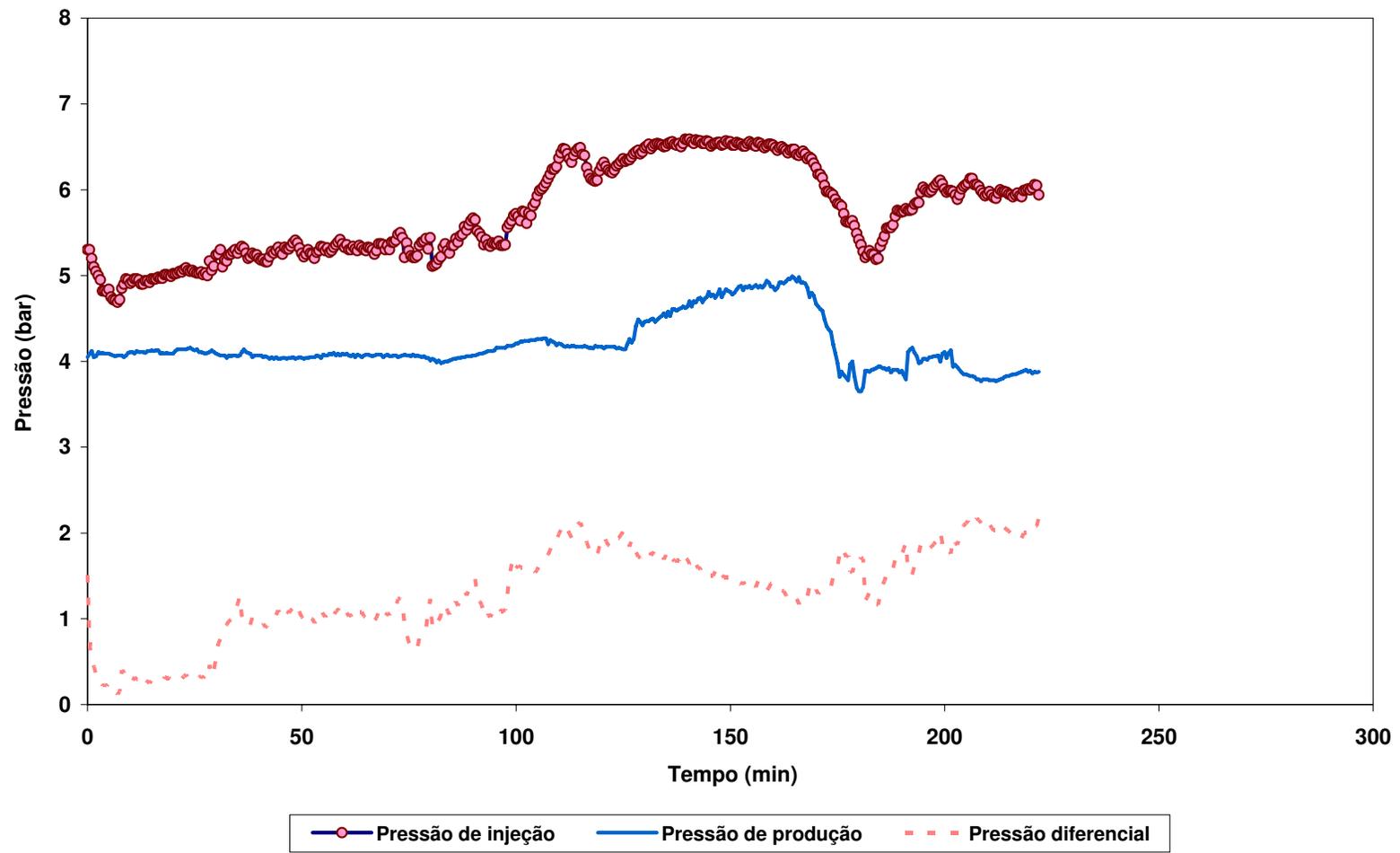


Figura 51. Perfis de pressão do experimento 8

5.2 Discussões dos resultados experimentais

Os três primeiros experimentos foram responsáveis pelo entendimento da dinâmica do equipamento, dos efeitos dos parâmetros envolvidos e para estabelecer o procedimento experimental.

No primeiro experimento, três aspectos importantes são absorvidos dos resultados apresentados: a satisfatória condição de injeção, a influência da contra pressão e os efeitos do volume morto do sistema. Todos esses aspectos influenciam diretamente no processo de recuperação proposto. A solução para manter a pressão e temperatura de injeção foi através da inclusão de uma resistência de aquecimento com controle de temperatura envolta da linha de injeção. A baixa contra pressão pode ser um parâmetro que contribua para a diminuição da pressão e temperatura de injeção, mostrando assim a importância da contra pressão nos experimentos válidos. Em relação aos dois estágios de separação, como a produção fica retida apenas no primeiro separador, a retirada de um deles resulta em menor volume morto e melhor monitoramento da produção.

Com os devidos arranjos no aparato, o segundo experimento apresentou boas condições de pressão e temperatura de injeção e um bom controle de pressão de produção até o início da produção de óleo. Com a válvula de contra pressão recebendo o escoamento bifásico, esta não apresenta um bom controle da pressão de produção, como foi citado na explicação do segundo experimento. Outro fator inerente ao controle da pressão de produção está no fato de que a linha de produção não dispor de controle de temperatura. Assim, o óleo a ser produzido volta a ter a viscosidade elevada em contato com a linha fria após a grande perda de calor.

No terceiro experimento, a válvula de contra pressão se encontra após o purgador e neste caso opera somente com o gás resultante do processo de separação. Como garantia de estabilidade da pressão a montante, uma válvula conectando o separador a um tanque de N_2 regula bem a pressão no caso de irrupção de vapor. Assim os três primeiros experimentos deixaram o aparato apto a proceder com novos ensaios em condições satisfatórias. As comparações seguintes são referidas aos cinco últimos experimentos e foram realizadas no mesmo tipo de gráfico para cada propriedade analisada.

Na Figura 52 e 53, são mostradas as vazões de produção de água e óleo para todos os experimentos. Observa-se que a vazão de água e óleo no experimento em que somente vapor foi injetado é maior quando comparada aos demais experimentos. Vazões maiores, pois maior volume de água fria equivalente foi injetado no quarto experimento, resultando em maior volume de vapor e maior vazão de óleo. Pode ser observado que o início da produção de água para todos os experimentos ocorre próximo a 120 minutos, apresentando pequena antecipação de produção quando gás é utilizado. Enquanto a produção de óleo tem uma antecipação mais evidente para os experimentos com injeção de vapor combinado com nitrogênio. Observações estas também verificadas na literatura, como no uso de vapor e propano, ver (Nesse, 2001).

Na Figura 54, observa-se a produção acumulada de óleo versus tempo para todos os experimentos. Está claro que a produção de óleo apresentada no quarto experimento é maior que nos outros experimentos. Maior quantidade de energia é despendida nesse experimento ao injetar 5 ml/min de água fria equivalente.

A produção acumulada de água pode ser vista na Figura 55. No experimento onde somente vapor foi injetado, nota-se maior produção de água, como esperado. Nos experimentos com vapor combinado com nitrogênio, o início da produção de água tem insignificante antecipação de produção, se comparadas ao quarto experimento.

Na Figura 56 pode ser observado o fator de recuperação de todos os experimentos em função do tempo. Nota-se que, nos experimentos com menor volume de nitrogênio injetado, a recuperação de óleo é maior, a não ser no caso em que somente vapor foi injetado. A antecipação da produção em que 50 ml/min de nitrogênio foi injetado é notável ao verificar que em 200 minutos obteve-se o fator de recuperação de 52 %, enquanto que no experimento onde vapor puro foi injetado recuperou-se aproximadamente 32 % no mesmo intervalo de tempo.

As pressões de injeção e de produção podem ser vistas nas Figuras 57 e 58 respectivamente. Pode ser observado que, quanto maior o volume de nitrogênio utilizado, maior será a pressão de injeção, pois maior tem que ser a pressão da mistura para que a pressão parcial de vapor permaneça no valor projetado.

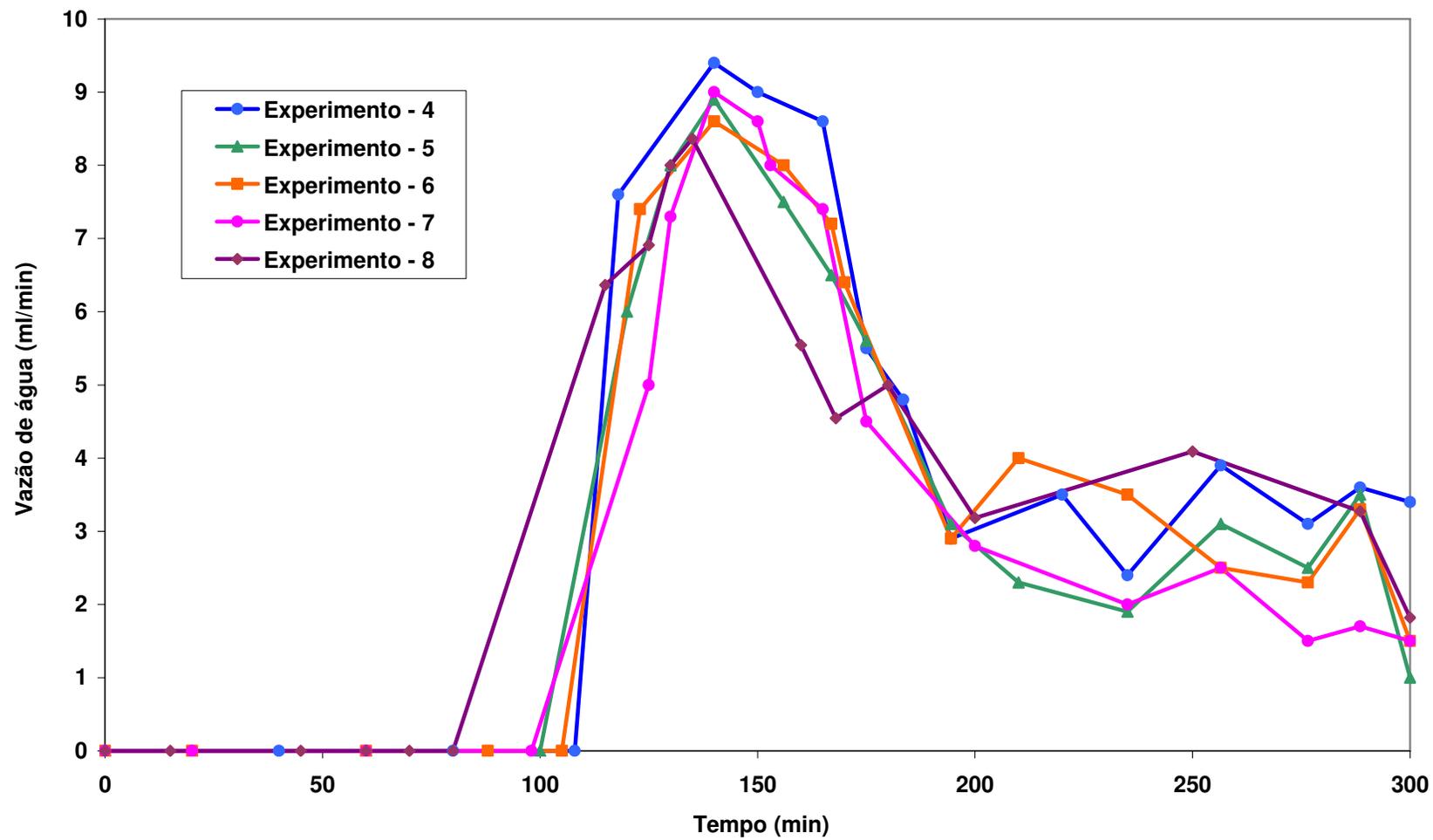


Figura 52. Vazão de água para todos os experimentos

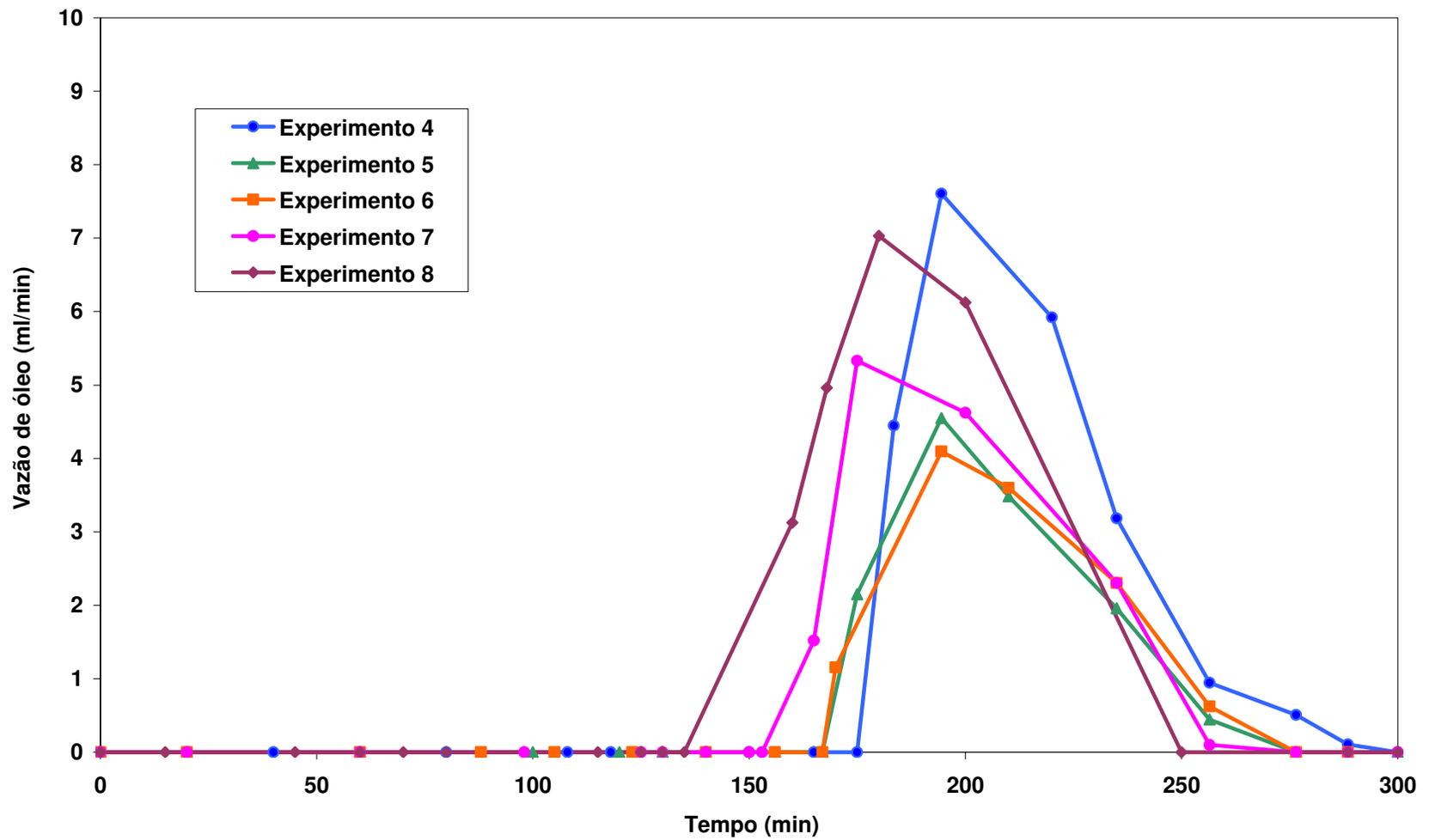


Figura 53. Vazão de óleo para todos os experimentos

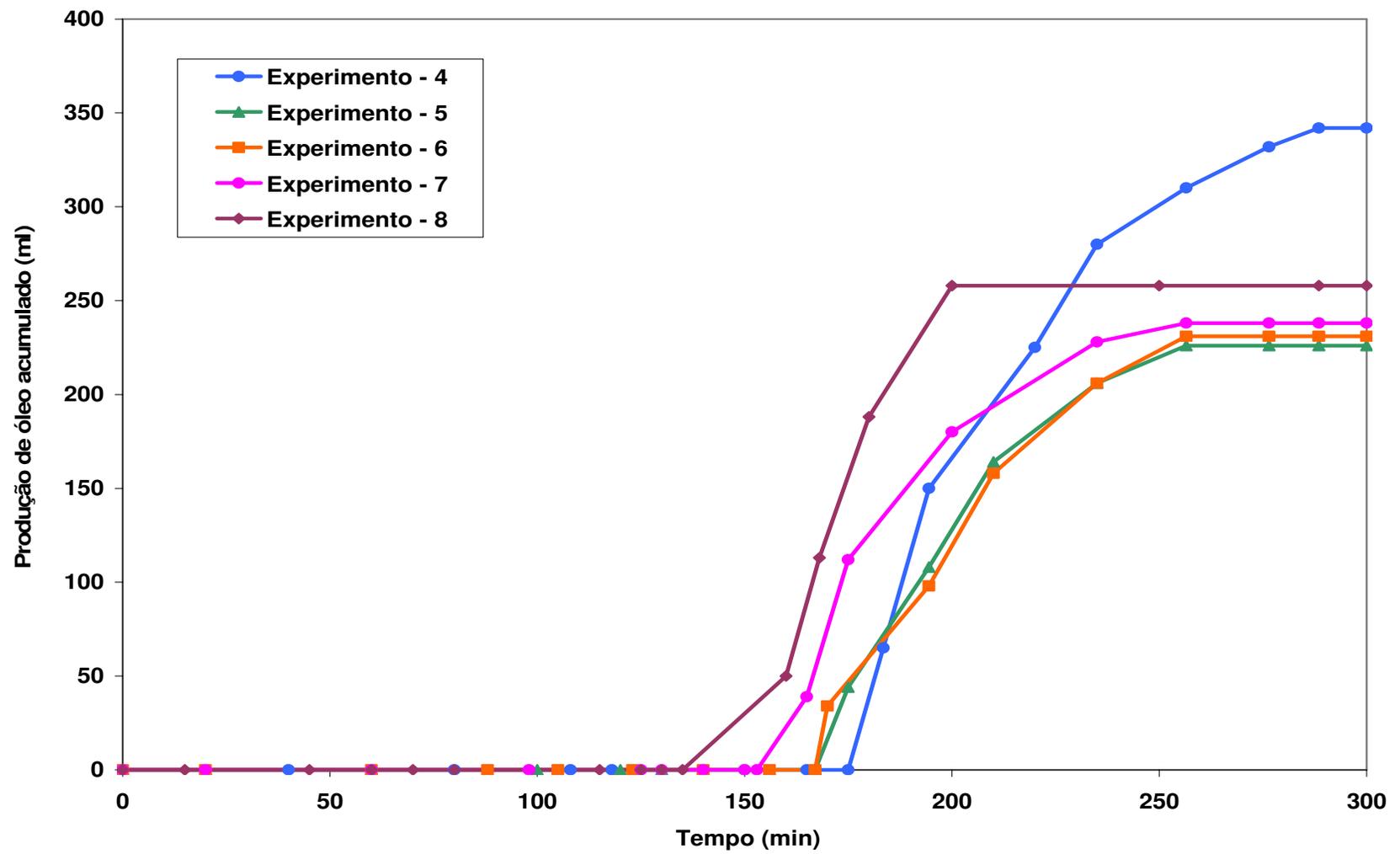


Figura 54. Produção acumulada de óleo para todos os experimentos

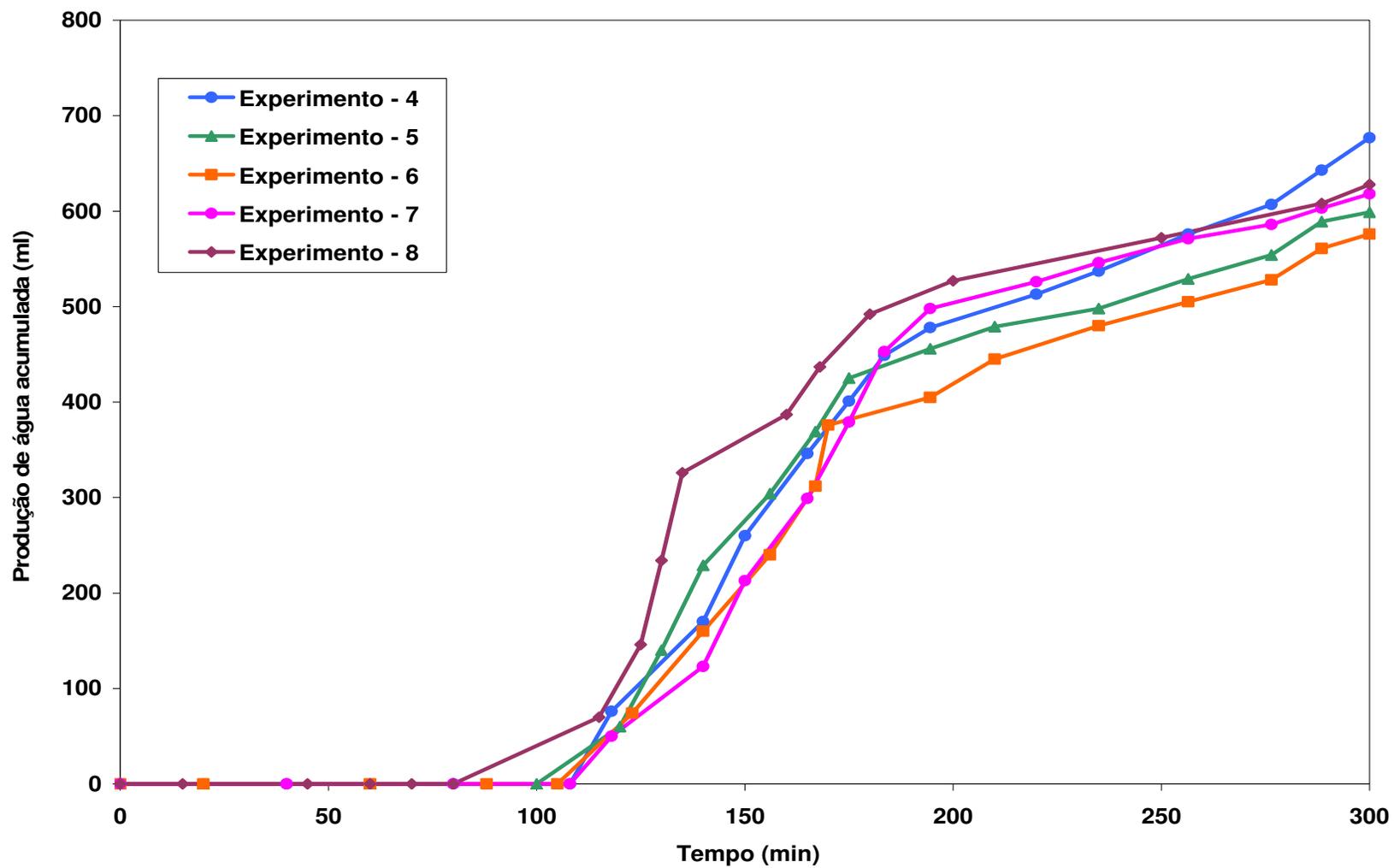


Figura 55. Produção acumulada de água para todos os experimentos

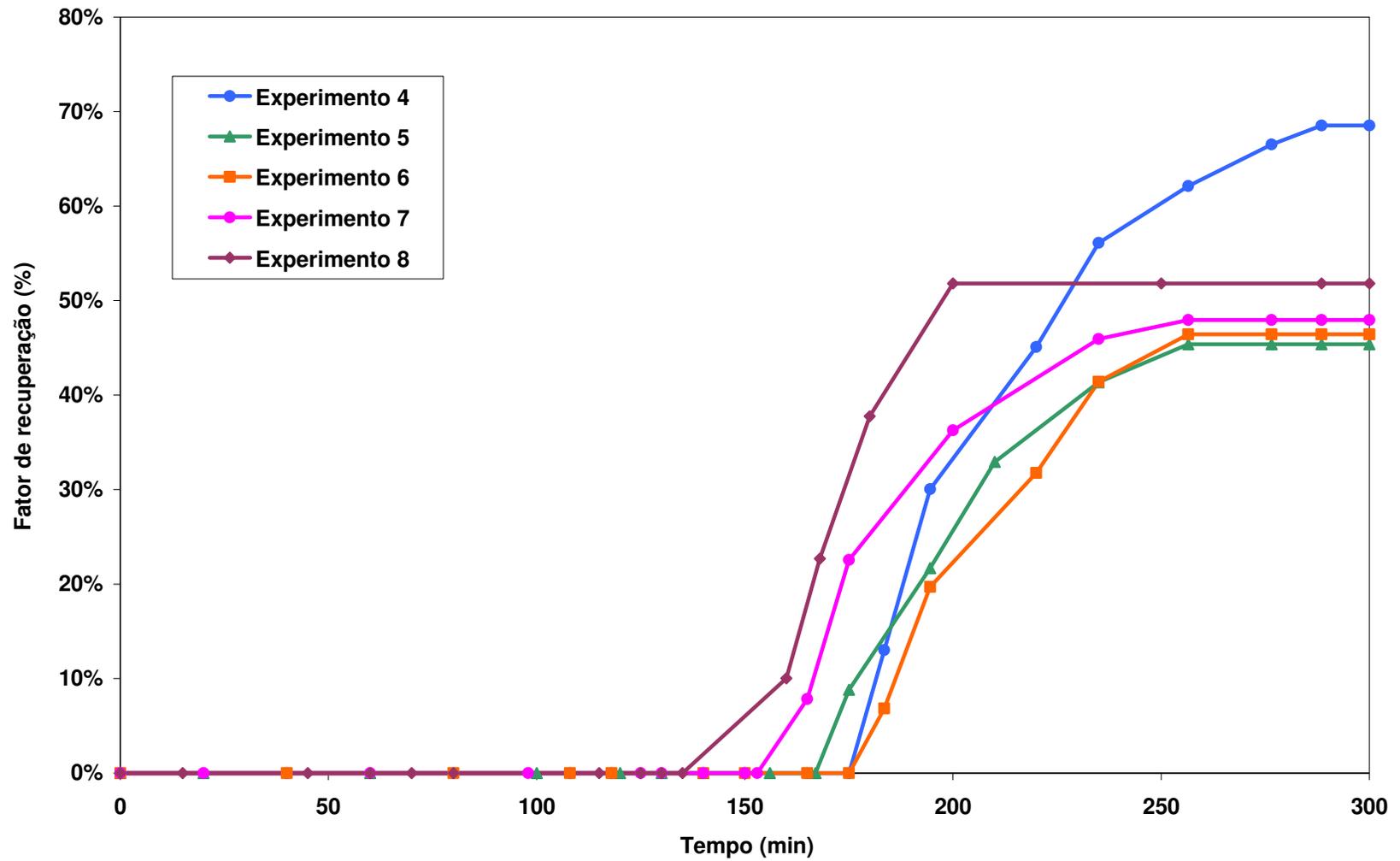


Figura 56. Fator de recuperação para todos os experimentos

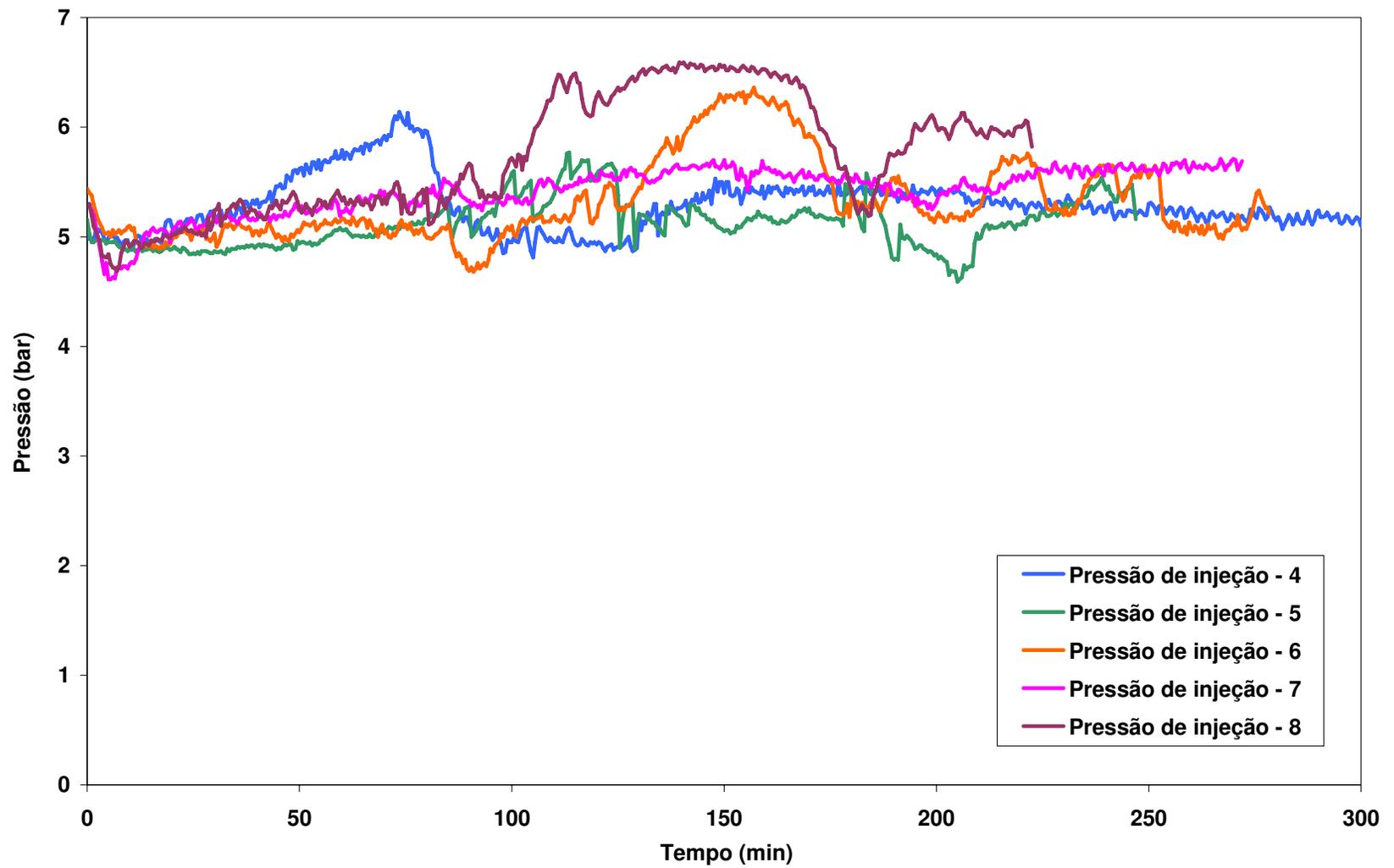


Figura 57. Pressão de injeção para todos os experimentos

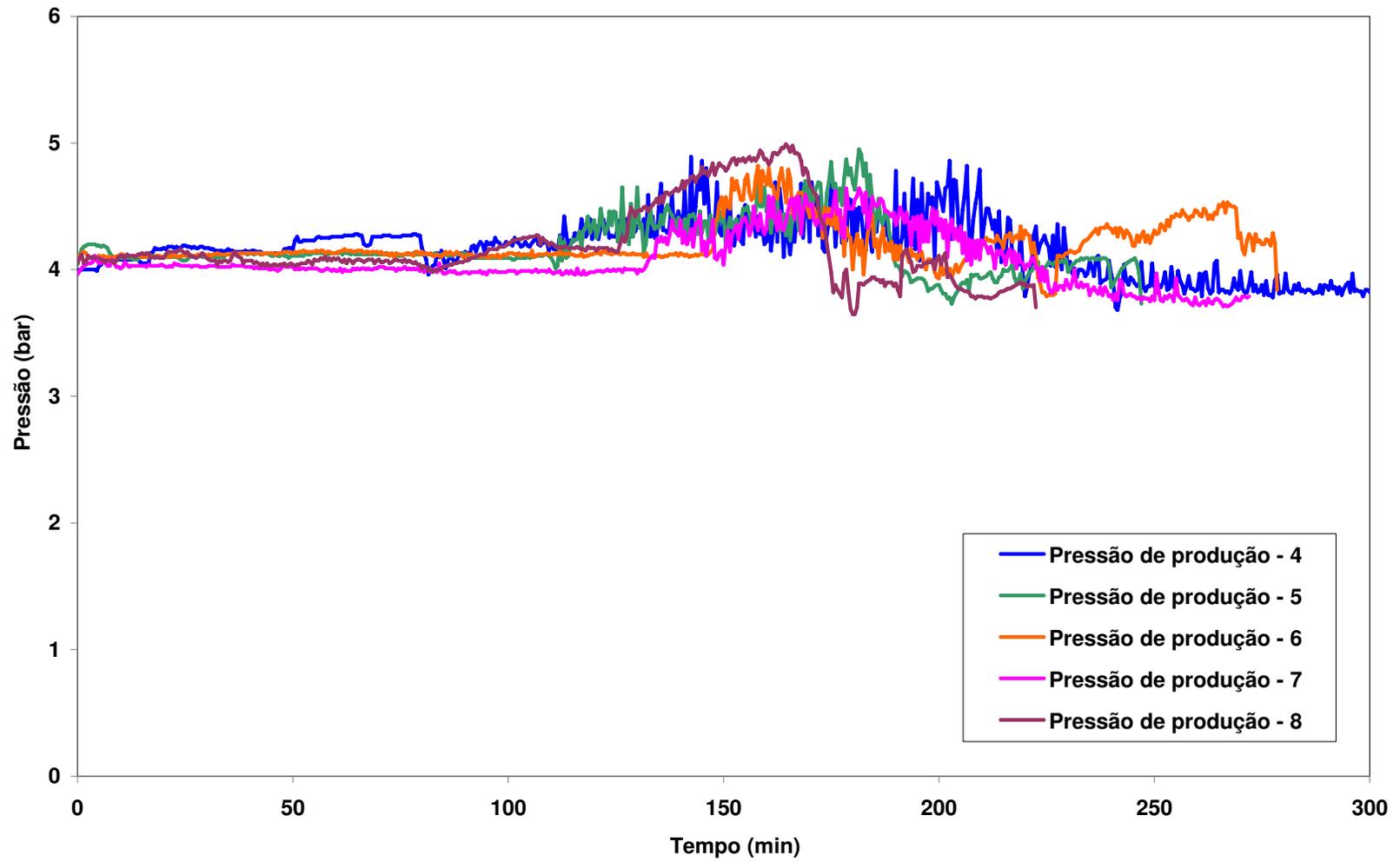


Figura 58. Pressão de produção para todos os experimentos

Assim como no experimento onde foi injetado somente vapor, nos ensaios com vapor combinado com nitrogênio, a pressão total no misturador deve ser tal que a pressão parcial de vapor fique em torno da temperatura de saturação de 151 °C. A Figura 59 apresenta os resultados experimentais do fator de recuperação, da razão vapor/óleo, da pressão de injeção de acordo com a fração de nitrogênio injetado, para cada experimento. O quarto ensaio, realizado somente com vapor, apresentou um fator de recuperação de 68 %, mas uma razão vapor/óleo de 4,4. No quinto ensaio, pode-se observar uma melhora na razão vapor/óleo, entretanto, não ocorre uma recuperação satisfatória. O processo de recuperação pode ser influenciado pelo volume de nitrogênio injetado. Como no quinto ensaio foi requerida uma maior pressão da mistura, e consequentemente do nitrogênio, para obter a mesma pressão parcial de vapor em torno de 5 bar, o maior volume de nitrogênio pode ter contribuído para reforçar um caminho preferencial dentro da célula. Conseqüentemente, o processo de recuperação torna-se desvantajoso, pois o volume de óleo aquecido é menor, comparado ao de um processo sem o caminho preferencial e, portanto, com melhor eficiência de deslocamento. No oitavo ensaio, há uma melhora substancial na razão vapor/óleo e um aumento significativo do fator de recuperação, sendo menor o volume de nitrogênio injetado.

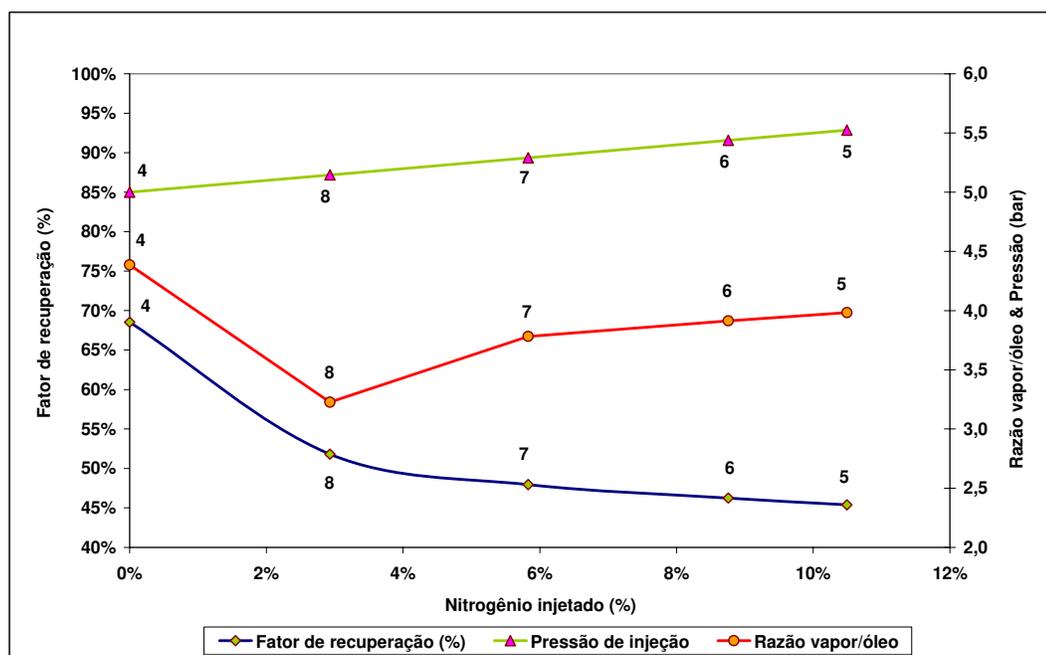


Figura 59. Fator de recuperação, razão vapor/óleo, pressão de injeção e percentual de nitrogênio injetado para todos os experimentos

5.3 Simulação e experimental do Modelo – 1

A simulação numérica de um modelo representativo do quarto ensaio foi realizada com o simulador térmico STARS-CMG (2008). Um sistema radial, como descrito anteriormente, foi utilizado para representar a célula de injeção. As curvas de permeabilidades relativas utilizadas foram curvas não proporcionais e a pressão capilar foi negligenciada. A perda de calor para o exterior é considerada desprezível. O comportamento da viscosidade e densidade foi obtido do ajuste citado anteriormente.

A devida comparação dos resultados experimentais e simulados se torna complexa pela dificuldade de se obter a vazão real do experimento, dada a complexidade do subsistema de produção experimental. Os principais parâmetros utilizados para o ajuste de histórico do experimento foram: permeabilidade absoluta e as pressões de injeção e de produção.

O comportamento das frentes de vapor, apresentado na Figura 60, tem forma similar ao do experimento. Assim, a frente de vapor é um fenômeno mais evidente nos ensaios de laboratório, principalmente nos últimos termopares.

A comparação da produção acumulada de óleo simulada, como pode ser visto na Figura 61, apresenta certa proximidade quanto ao início da produção, mas o experimento apresenta um valor maior comparado ao simulador.

Observa-se na Figura 62 que a produção acumulada de água do experimento é menor que a do simulador, fato este explicado pelo grande volume de água que fica contido na célula durante o experimento. O fator de recuperação, mostrado na Figura 63, mostra significativa diferença entre ambos os estudos, resultando numa variação de fator de recuperação de 15%.

A viscosidade versus tempo do ensaio experimental do ajuste da curva e da simulação pode ser observada na Figura 64. Observa-se que nos principais pontos, como na condição padrão e ao atingir 150 °C, os dois estudos apresentam bom ajuste.

As vazões de água e óleo para os dois estudos estão na Figura 65 e 66 respectivamente. Observa-se que as vazões no experimento apresentam valores maiores do que os valores da simulação. Essa diferença pode ser devido a temperatura de vapor da simulação que apresenta

menor valor comparado ao experimento. Uma menor temperatura de vapor na simulação, mesmo inserindo como dado de entrada uma temperatura de injeção de 151 °C espera-se que as vazões sejam menores do que no experimento. A explicação do tempo de chegada da água no poço produtor pode ser devido as permeabilidades relativas envolvidas no processo.

Observam-se na Figura 67 os perfis de temperatura e saturação de óleo da simulação da célula linear de injeção. Os perfis estão a 50, 100, 150 e 250 minutos após o início da injeção. Percebe-se a cada perfil de temperatura e seu correspondente na saturação de óleo, que o banco de óleo é formado após a frente da água quente condensada.

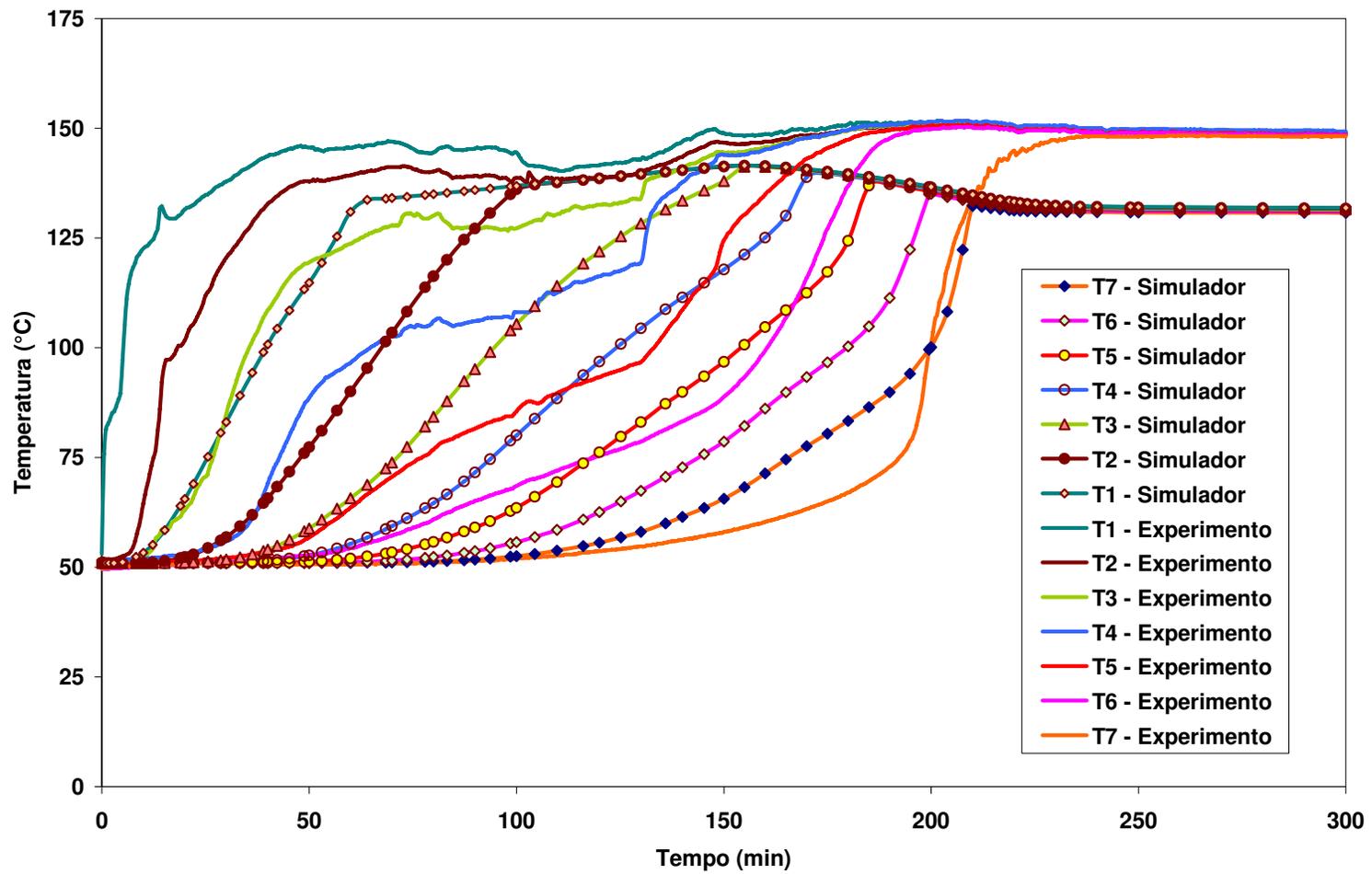


Figura 60. Comparação dos perfis de temperatura simulado e experimental

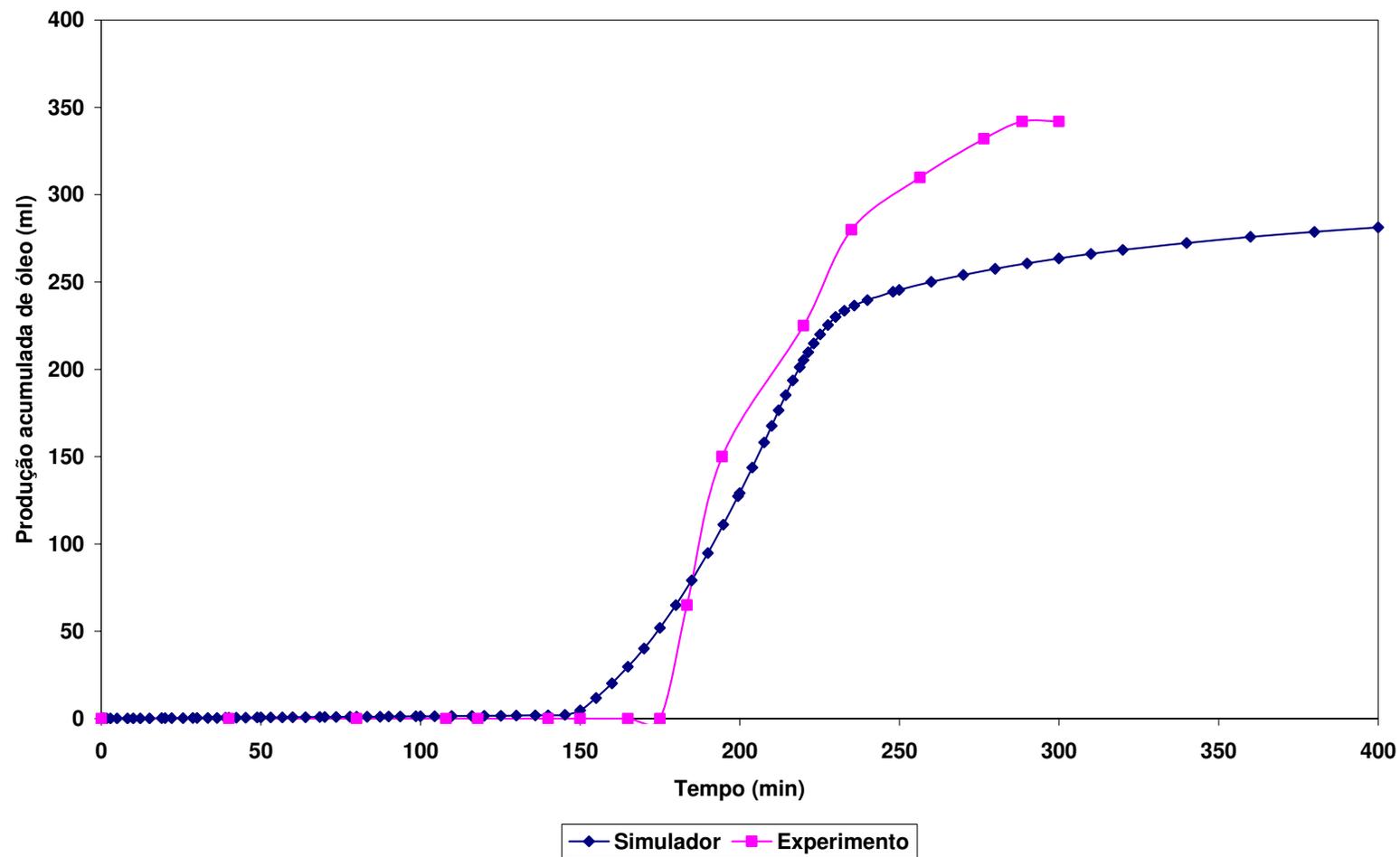


Figura 61. Comparação da produção acumulada de óleo simulado e experimental

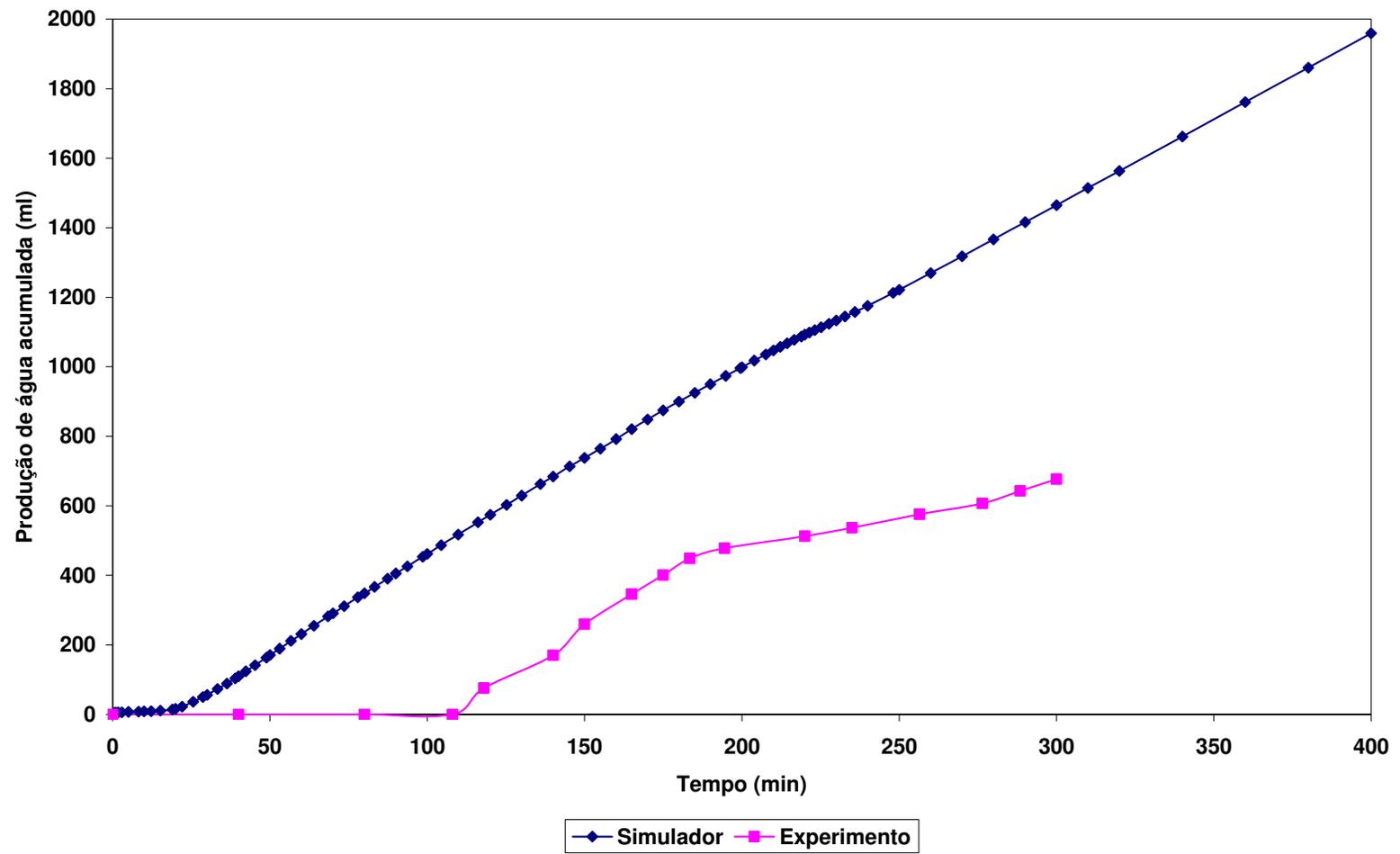


Figura 62. Comparação da produção acumulada de água simulado e experimental

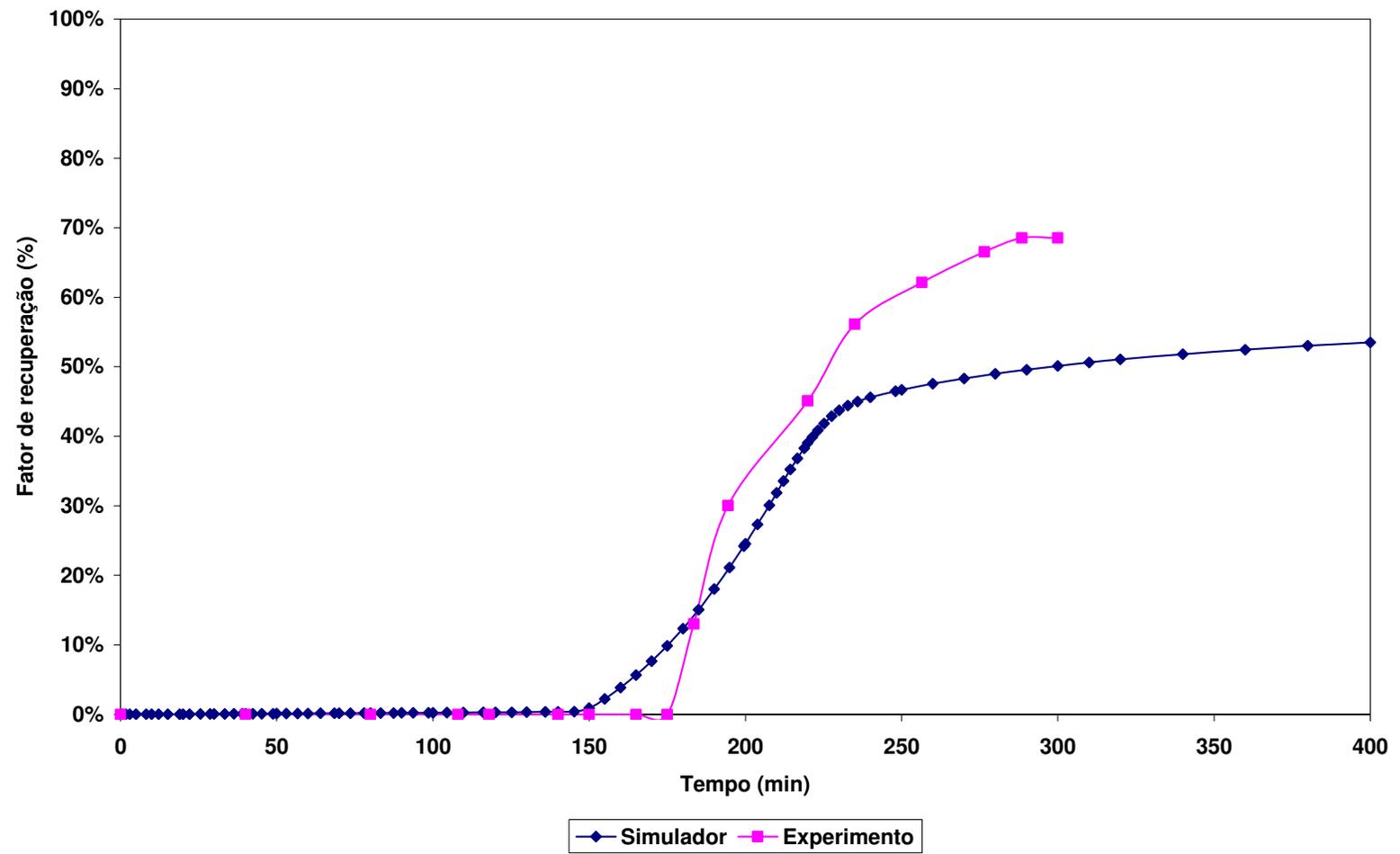


Figura 63. Comparação do fator de recuperação simulado e experimental

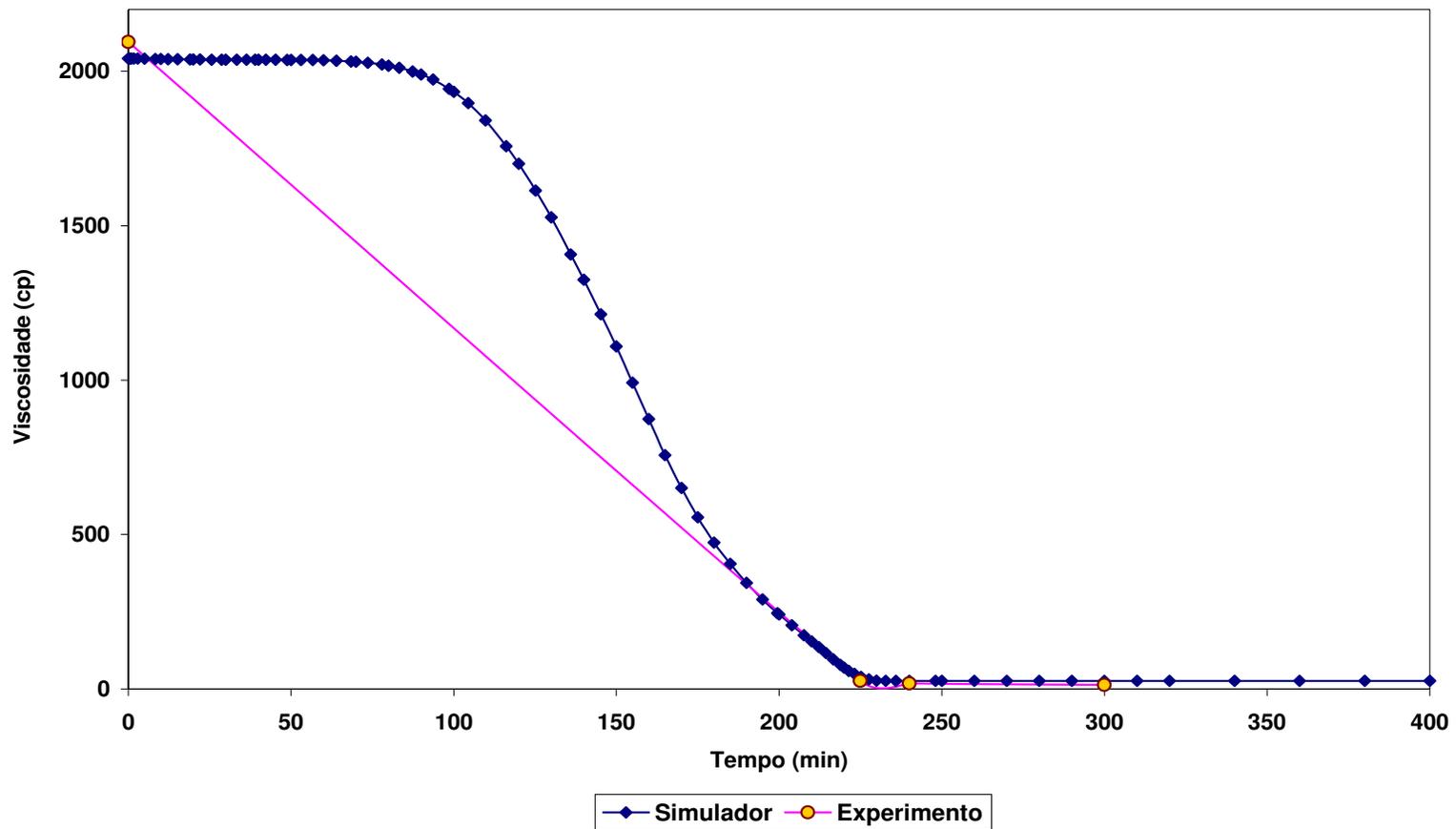


Figura 64. Comparação da viscosidade simulada e experimental

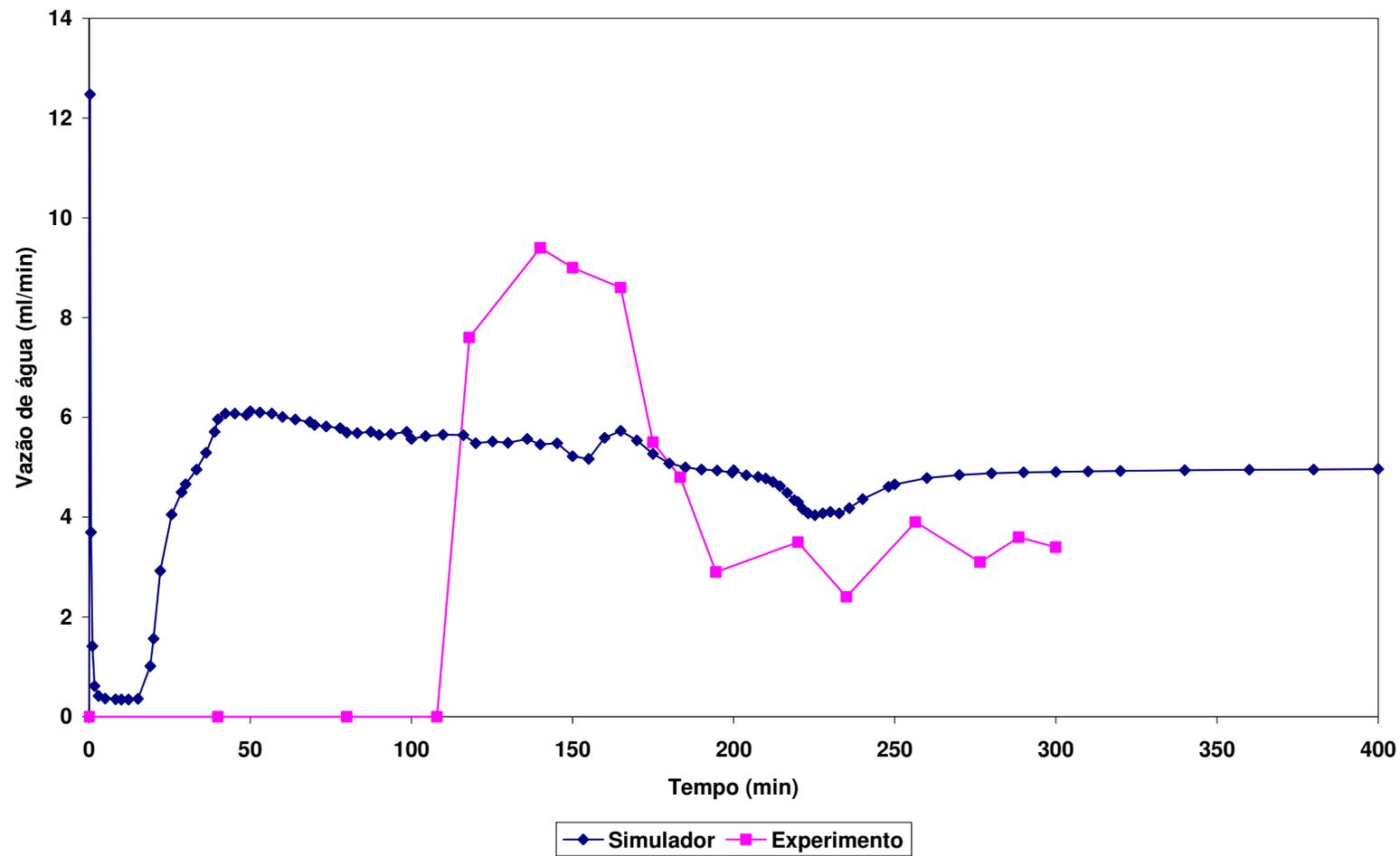


Figura 65. Comparação da vazão de água simulado e experimental

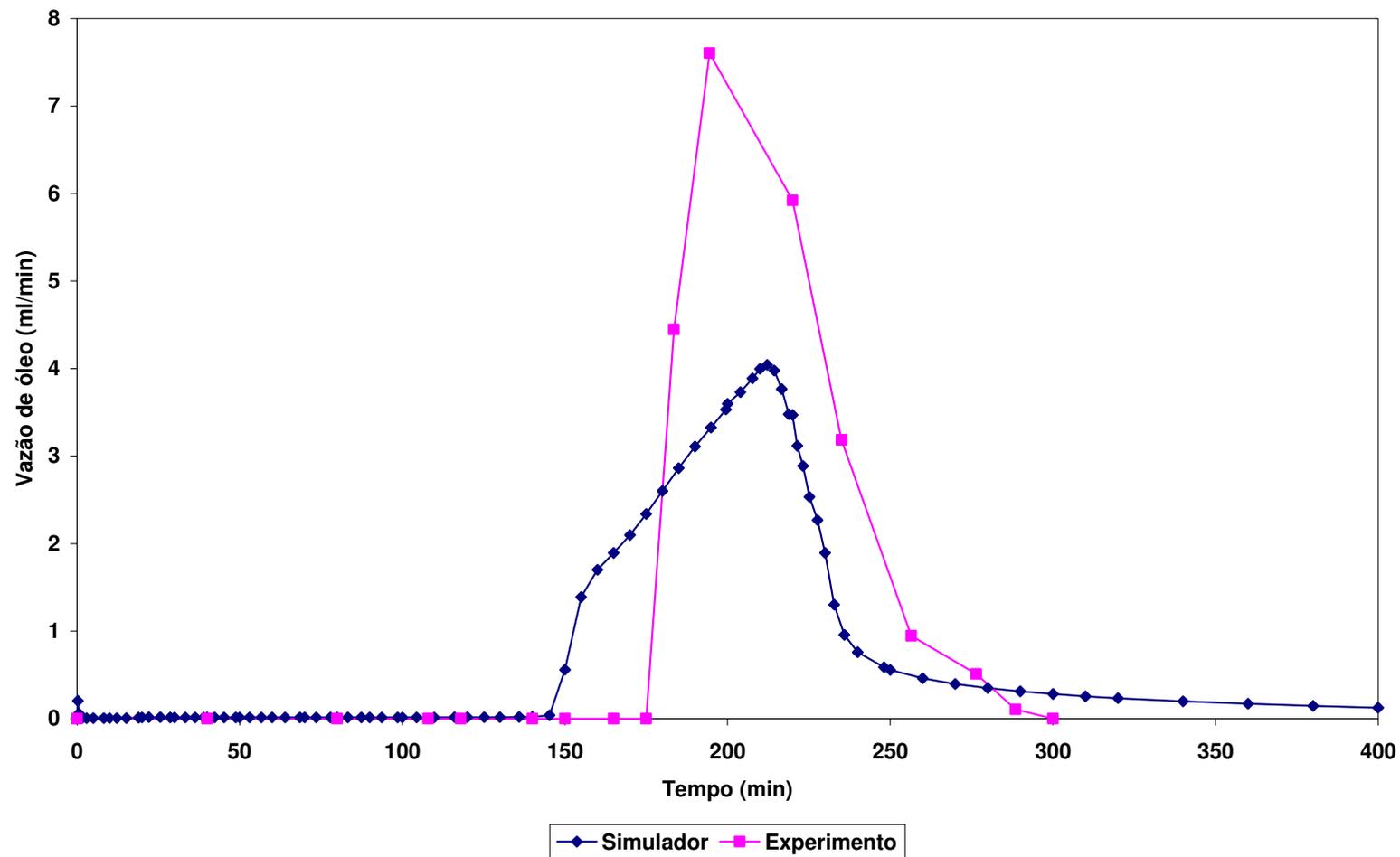


Figura 66. Comparação da vazão de óleo simulado e experimental

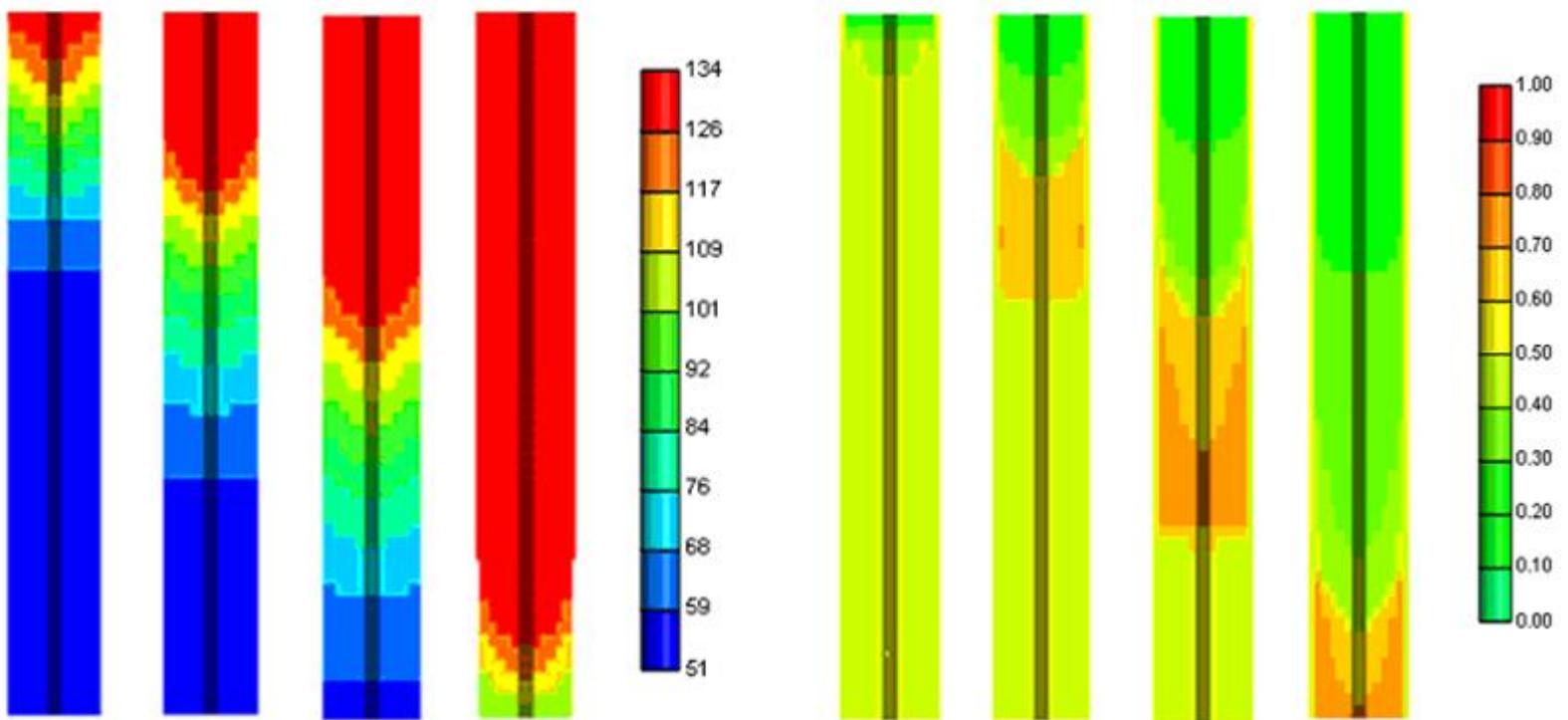


Figura 67. Temperatura (° C) e saturação de óleo a 50, 100, 150 e 250 minutos - Modelo 1

5.4 Simulado: Modelo – 2

5.4.1 Caso 1 – SAGD convencional

No primeiro caso é investigado qual o impacto da injeção de vapor puro no processo de injeção de vapor auxiliado por drenagem gravitacional. Seguindo as condições iniciais e operacionais anteriormente descritas, a simulação numérica é feita num intervalo de 400 minutos. Nas Figuras 68, 69 e 70, a cada 100 minutos estão apresentados os resultados da saturação de óleo, perfil de temperatura, produção de óleo, razão vapor/óleo e volume da câmara de vapor respectivamente.

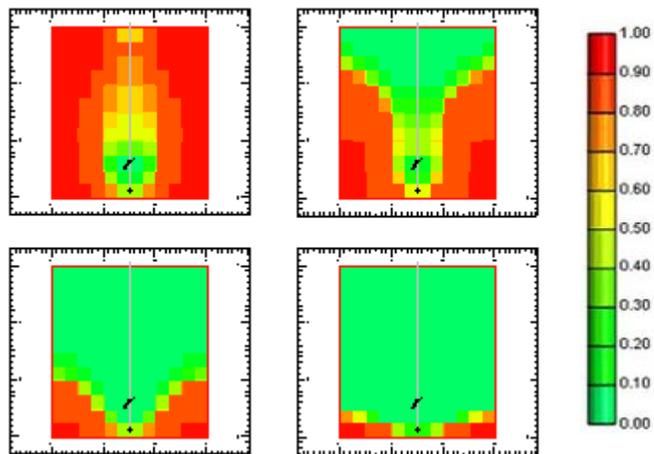


Figura 68. Saturação de óleo – Caso 1

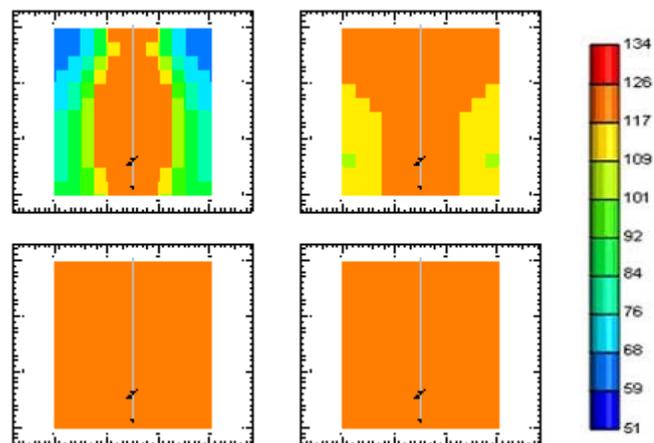


Figura 69. Perfil de temperatura – Caso 1

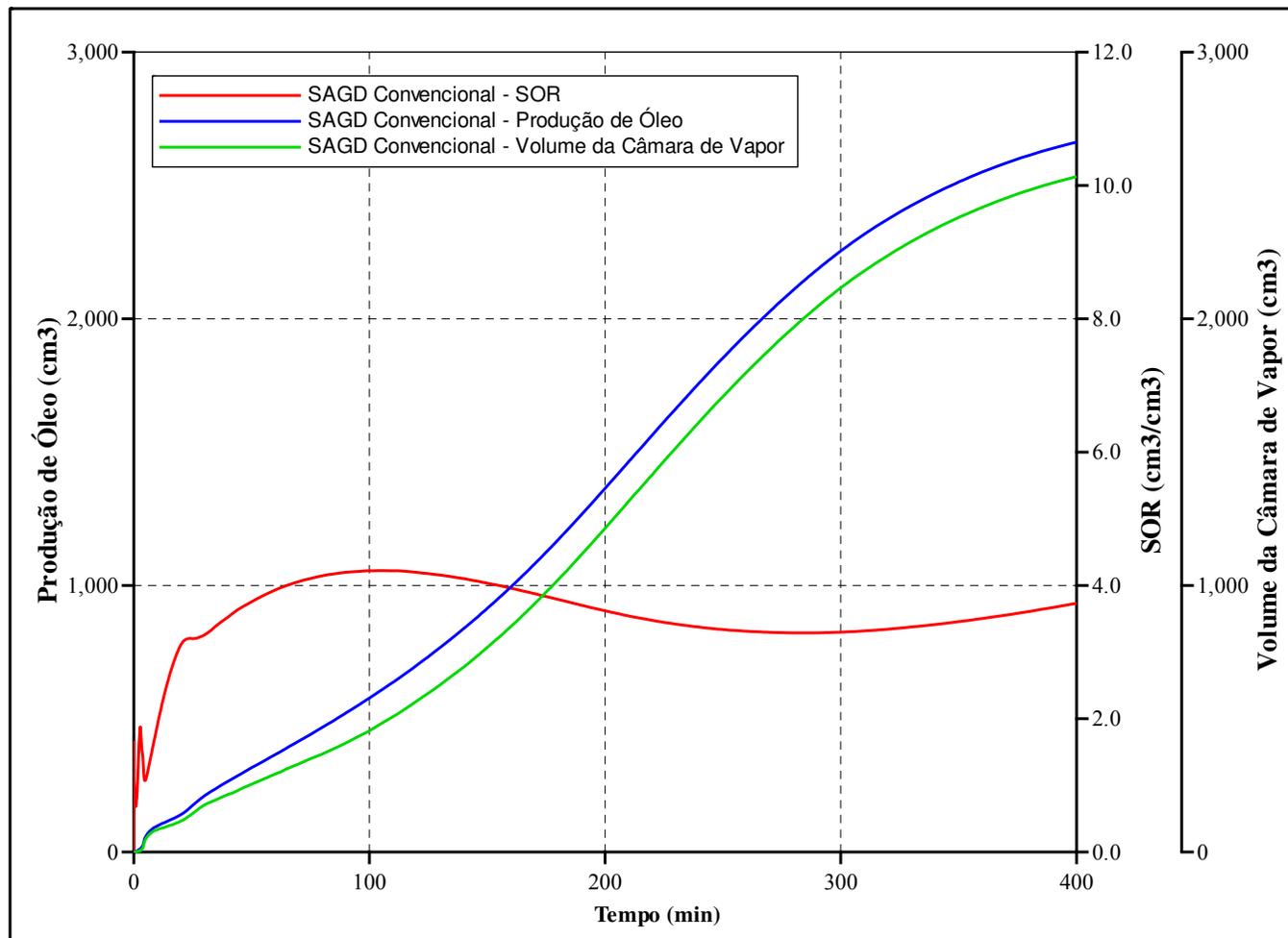


Figura 70. Produção de óleo, razão vapor/óleo e volume da câmara de vapor – Caso 1

5.4.2 Caso 2 – SAGD Wind-Down

Em processos envolvendo drenagem gravitacional assistida por vapor, como a câmara de vapor cresce, óleo é gradualmente produzido e acompanhado com um aumento da razão vapor/óleo. Em determinada etapa do projeto, não é econômico continuar injetando somente vapor, entretanto o reservatório continua aquecido, e sua energia interna ainda pode ser melhor utilizada.

A Figura 71 mostra o processo *Wind-Down* onde após 200 minutos é interrompida a injeção de vapor e iniciada a injeção de nitrogênio mantida as mesmas condições operacionais. Observa-se que não há perda significativa na produção de óleo.

A produção de óleo acumulada e razão vapor/óleo acumulado para os dois processos: SAGD convencional e SAGD *Wind-Down* são mostrados na Figura 72. Durante o período de 200 até 400 minutos a razão vapor/óleo acumulado diminuiu de 3,65 para 2,1 no processo com injeção de gás. Durante o mesmo intervalo de tempo, a razão vapor/óleo acumulado para o caso padrão aumentou de 3,58 para 3,80. Em relação a produção acumulada de óleo, o processo SAGD produziu 2662,45 ml, enquanto que o processo com injeção de nitrogênio produziu 2245,18 ml, ou seja, 84% da produção do SAGD convencional. Assim, os resultados mostram uma satisfatória produção de óleo e significativa redução da razão vapor/óleo, podendo resultar em uma economia considerável em escala de campo.

A temperatura dentro da célula que será monitorada no experimento é representada por células específicas no modelo numérico e são mostrados na Figura 73. A mudança dinâmica da temperatura dentro da célula para os dois processos, SAGD e com injeção de gás, revela características importantes do estudo. A variação temporal da temperatura nos pontos A e B mostra que após iniciada a injeção de nitrogênio há uma pequena diminuição da temperatura no topo da câmara, indicando que o vapor já atingiu $\frac{3}{4}$ do volume da célula. A temperatura do ponto mais próximo do poço injetor alcança a temperatura de vapor em 24 minutos enquanto que o ponto acima alcança a temperatura em aproximadamente em 92 minutos.

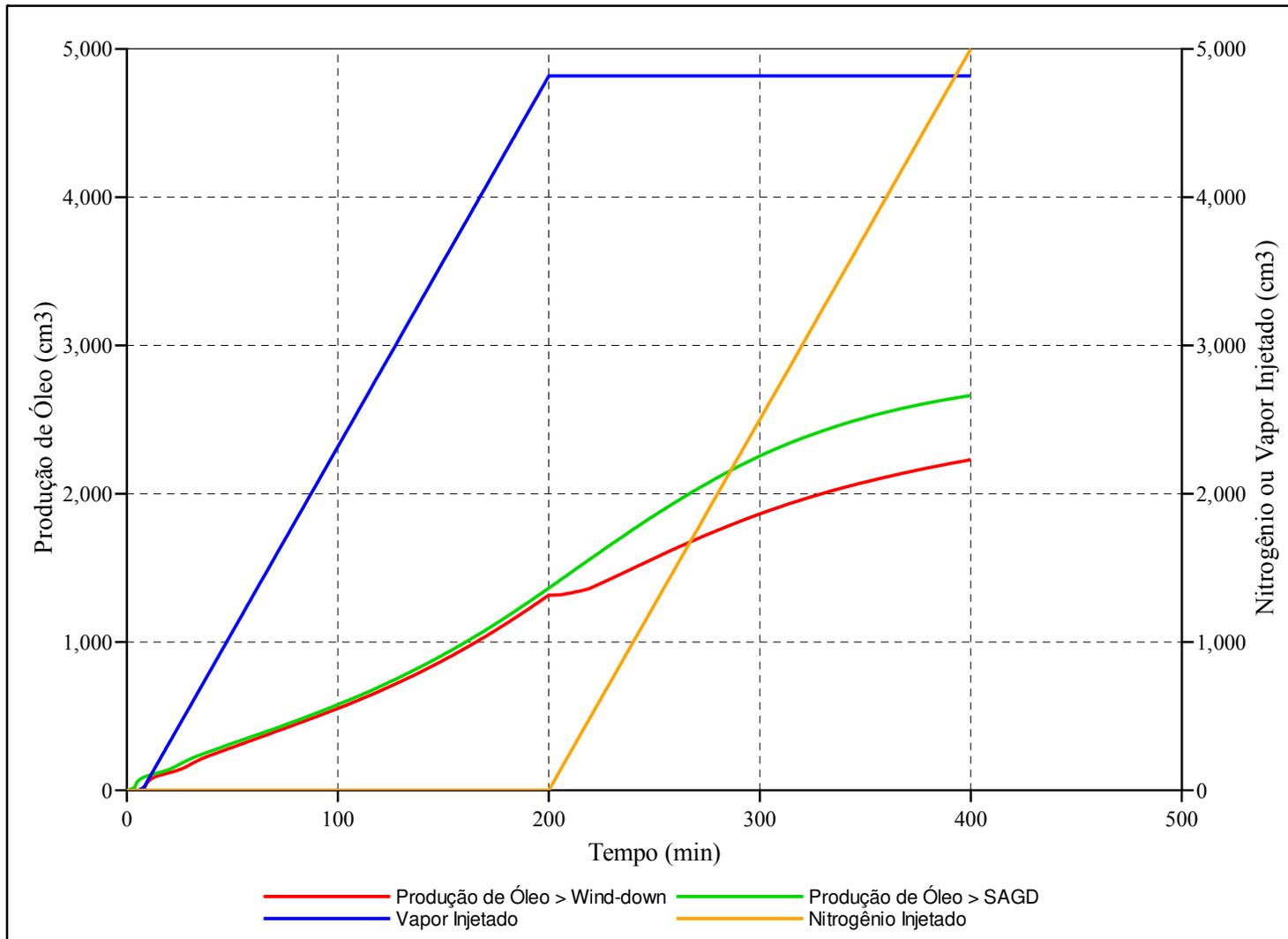


Figura 71. Injeção de vapor-nitrogênio e produção de óleo – Caso 2

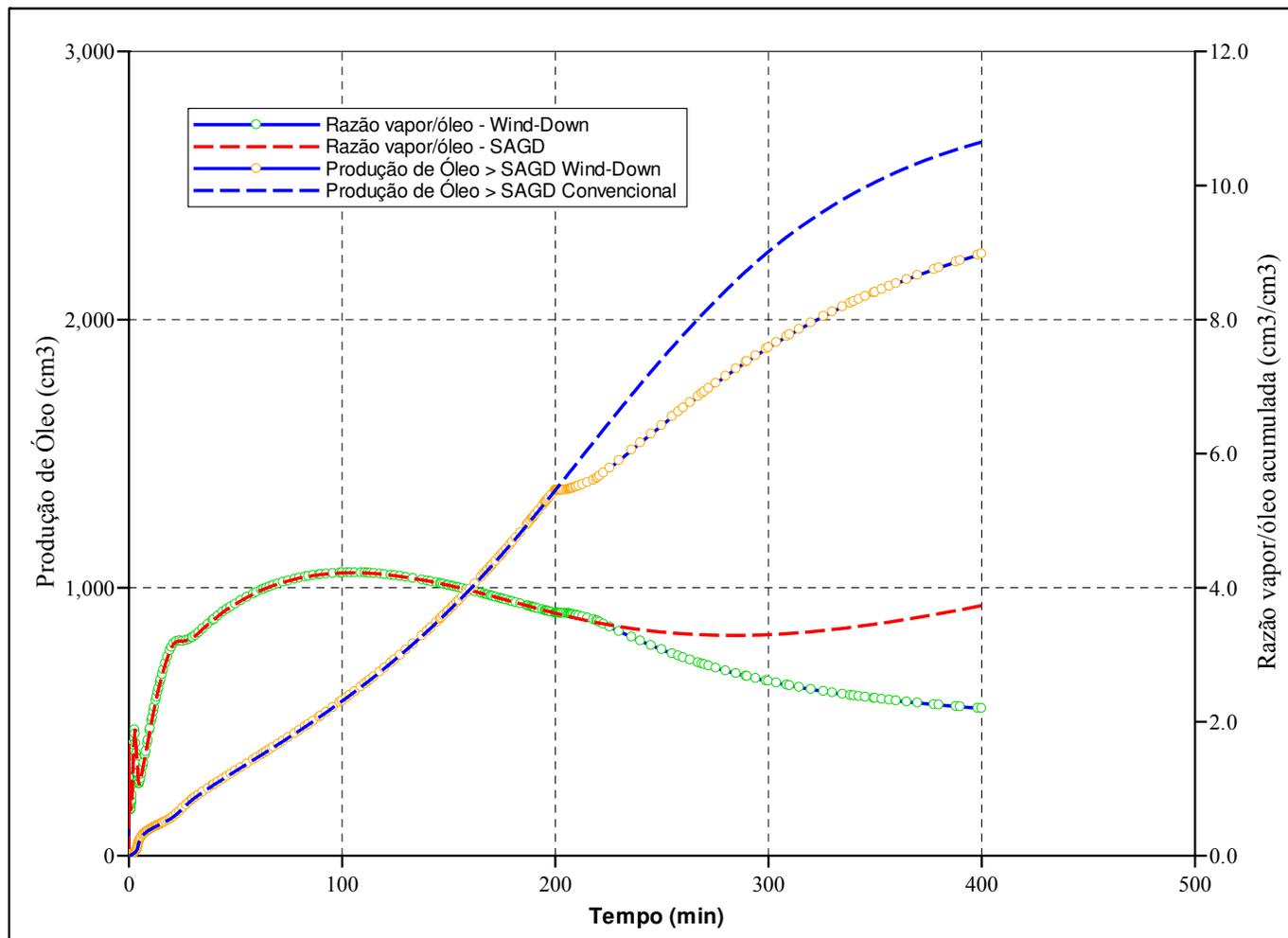


Figura 72. Produção acumulada de óleo e razão vapor/óleo – Caso 2

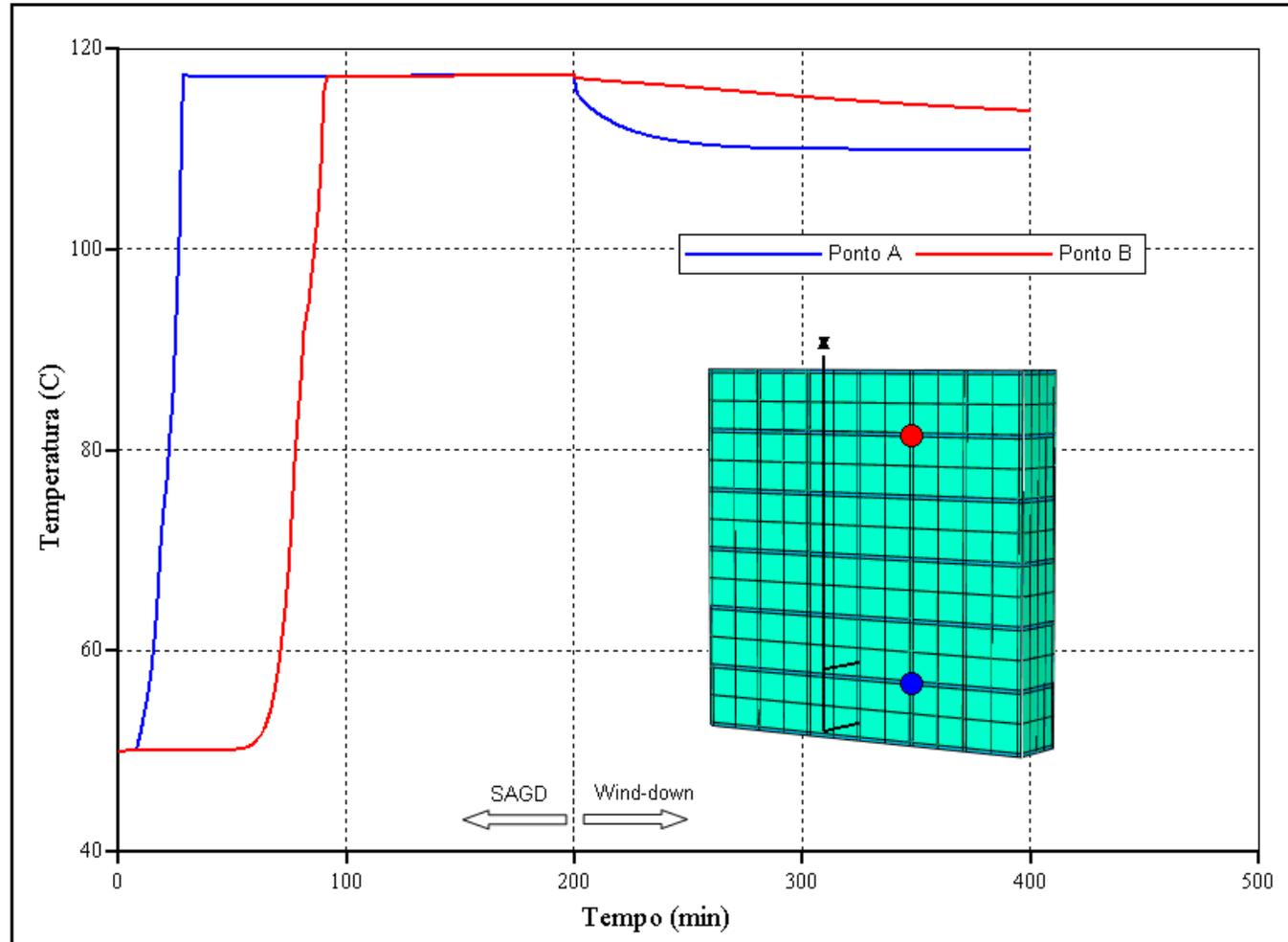


Figura 73. Perfis de temperatura – Caso 2

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

Este capítulo apresenta as principais conclusões obtidas deste trabalho e recomenda a realização de trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

1. O projeto e construção do aparato experimental juntamente com as melhorias propostas neste trabalho o tornam apto e em perfeitas condições para realização de pesquisas futuras. Experimentos na célula linear de injeção contínua e de SAGD podem ser realizados com vapor superaquecido e vapor combinado com aditivos com vazões entre 1 e 20 ml/min e com controle de temperatura de injeção de até 200 °C.
2. Este estudo apresenta resultados semelhantes aos encontrados em pesquisas anteriores no uso de injeção de vapor e vapor combinado com aditivos, confirmando o potencial do processo de injeção de vapor para recuperação de óleos pesados.
3. Graças a melhores condições para o escoamento do óleo, o mecanismo de redução da viscosidade é o mecanismo de maior importância, já que a destilação de frações leves e intermediárias é influenciada pela composição do óleo. Componentes estes ausentes no óleo utilizado neste trabalho. Desta forma, a qualidade do óleo produzido não apresenta modificação e sua densidade sofre insignificante alteração.
4. A produção de óleo em todos os experimentos é diretamente relacionada com a transferência de energia entre o vapor e o óleo, sendo a produção somente possível após a elevação da temperatura ao longo de toda a célula e conseqüentemente após a redução de viscosidade.
5. Os ensaios experimentais mostraram que uma pequena fração de nitrogênio, em torno de 3%, injetada simultaneamente com o vapor pode melhorar o processo de deslocamento e a eficiência energética do processo. Nos experimentos com injeção de vapor e nitrogênio,

houve antecipação da produção de óleo em relação ao experimento com a injeção somente de vapor.

6. O volume de nitrogênio injetado afeta diretamente o processo de recuperação. Um maior volume de gás injetado requer maior pressão de injeção para manter a mesma pressão parcial de vapor calculada.
7. No processo de drenagem gravitacional assistida por vapor, no processo *Wind Down*, há uma significativa redução da razão vapor/óleo, mas ainda com substancial produção de óleo.
8. A simulação numérica auxilia na previsão de comportamento em estudos experimentais de injeção de vapor, mas ainda é necessário um maior entendimento nos parâmetros de ajuste de histórico quando utilizado vapor combinado com nitrogênio.

6.2 Recomendações

A proposta deste trabalho tem a finalidade de representar a influência da injeção de nitrogênio ao método clássico de recuperação térmica, a injeção contínua de vapor. Além de estimular o desenvolvimento de novas pesquisas nessa linha de recuperação melhorada, os trabalhos futuros poderiam incluir os seguintes tópicos:

1. Validar este estudo experimental e numérico da célula linear de injeção através da representação de modelos em escala de campo, aplicando os métodos de análise de escala.
2. Realizar uma avaliação para definir o potencial econômico de aplicação deste processo, visando confirmar o impacto da redução da razão vapor/óleo em escala de campo.
3. Realizar um ajuste de histórico alterando as formas das curvas de permeabilidades relativas para verificar o tempo para a câmara de vapor atingir o poço produtor da célula linear de injeção.
4. Estudar a influência da adição de outros aditivos ao processo de injeção contínua de vapor.
5. Estudar outras estratégias de aquecimento da matriz que incluam: a injeção cíclica de vapor, a vazão de injeção de vapor e a sua qualidade, a pressão e a temperatura de injeção.

6. Realizar experimento referente ao processo de drenagem gravitacional assistida por vapor combinado com a injeção de nitrogênio para verificar qual o tempo ideal para iniciar a injeção de gás e investigar os mecanismos envolvidos.

Referências Bibliográficas

- BENNISON, T., *Prediction of heavy oil viscosity*, presented at the IBC Oil Field Development Conference, London, December, 1998.
- BOBERG, Thomas C.: *Thermal Methods of Oil Recovery*. United States of America, 1988. 411 p. (An Exxon Monograph).
- BUTLER R. M., STEPHENS D.J. *The Gravity Drainage of Steam-Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells*, JCPT, February, 1981.
- BUTLER, R. M. *A New Approach to the Modelling of Steam-Assisted Gravity Drainage*, JCPT, May, 1985.
- BUTLER R. M. *Thermal Recovery of Oil Bitumen*, Department of Chemical and Petroleum Engineering, Prentice Hall: New Jersey, USA, 1991.
- BUTLER, R.M., *The Steam and Gas Push (SAGP)*; presented at the Petroleum Society's 48th Annual Technical Meeting, Calgary, AB, June 8 – 11, 1997.
- BUTLER, R.M., JIANG, and YEE, C.T., *Steam and Gas Push (SAGP)—3; Recent Theoretical Developments and Laboratory Results*; Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 39, No. 8, pp. 51-60, August 2000.
- BUTLER, R. M. *Some Recent Developments in SAGD*, JCPT, January, 2001.
- BUTLER, R.M. and YEE, C.T., *Progress in the In Situ Recovery of Heavy Oils and Bitumen*; Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 41, No. 1, January, 2002.
- CANBOLAT S., AKIN S., POLIKAR M. *Evaluation of SAGD Performance in the Presence of Non-Condensable Gases*, Petroleum Society's 5th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 8-10, June, 2004.

- CHOW L., BUTLER R. M. *Numerical Simulation of the Steam-Assisted Gravity Drainage Process (SAGD)*, JCPT, 6, June, 1996.
- GOITE J. G., MAMORA D. D., FERGUSON M. A. *Experimental Study of Morichal Heavy Oil Recovery Using Combined Steam and Propane Injection*, SPE 69566, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 25-28, March, 2001.
- HARDING, T.G., Farouq Ali, S.M., and Flock, D.L.: *Steam Performance in the Presence of Carbon Dioxide and Nitrogen*, J. Cdn. Pet Tech (September-October 1983) 30.
- INCROPERA F. P., DeWitt D. P. *Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa*, LTC, Quinta Edição, 2002.
- ITO, Y., ICHIKAWA, M., HIRATA, T.: *The effect of Gas Injection on Oil Recovery During SAGD Projects*, presented at the CSPG and Petroleum Society Joint Convention, Calgary, Alberta, Canada, June 14-18, 1999.
- JIANG, Q., BUTLER, R. M., YEE, C. T.: *The Steam and Gas Push (SAGP) – 2: Mechanism Analysis and Physical Model Testing*, presented at the Petroleum Society 49th Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta, Canada, June 8-10, 1998.
- KARIMAIE, H., DARVISH, G. H., LINDEBERG, E., TORSÆTER, O.: *Experimental Investigation of Secondary and Tertiary Gas Injection in Fractured Carbonate Rock*, presented at the SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in London, United Kingdom, 11-14 June, 2007.
- MOREIRA R. D. R. *Injeção de Vapor Auxiliado por Drenagem Gravitacional em Poço Único*, Tese de Mestrado, UNICAMP, 2006.
- NASR, T.N., Prowse, D.R. and Frauenfeld. T.W.J.: *The Use of Flue Gas with Steam in Bitumen Recovery from Oil Sands*, J. Cdn. Pet Tech (May-June 1987) 62.
- NESSE T. *Experimental Comparison of Hot Water/Propane Injection to Steam/Propane Injection to Recovery of Heavy Oil*, Master of Science Thesis, Texas A&M University, December, 2004.

- PRATS M. *Thermal Recovery*, Monograph Volume 7, SPE-AIME Series, Dallas, TX, USA, 1982.
- ROSA ADALBERTO, CARVALHO R. de S., CARVALHO J. A. D. “Engenharia de Reservatórios de Petróleo” Brasil, 808 p., 2006.
- SASAKI K., AKIBAYASHI S., KOSUKEGAWA H., KATO M. *Experimental Study on Initial Stage of SAGD Process Using 2-Dimensional Scaled Model for Heavy Oil Recovery*. In: SPE International Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary, Alberta, Canada, SPE 37089, 18-20, Nov, 1996.
- SEDAEE SOLA. B., RASHIDI, F., *Experimental Investigation of Steam/Methane Flooding in a Heavy Oil Reservoir*, SPE 91968, SPE International Petroleum Conference in Mexico held in Puebla, Mexico, 8-9 November, 2004.
- SHARMA A. P., RAO D. N., *Scaled Physical Model Experiments to Characterize the Gas-Assisted Gravity Drainage EOR Process*, SPE 113424, Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 19-23 April, 2008.
- SIMANGUNSONG R. *Experimental and Analytical Modeling Studies of Steam Injection with Hydrocarbon Additives to Enhance Oil Recovery of San Ardo Heavy Oil*, Master of Science Thesis, Texas A&M University, August, 2005.
- TORRES D. M. *Modelagem e Previsão de Comportamento de Processos de Injeção de Vapor em Escalas de Laboratório*, Tese de Mestrado, UNICAMP, 2008.
- WILLMAN, B.T., VALLEROY, V.V., RUNBERG, G.W., CORNELIUS, A.J., e POWERS, L.W. *Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection*. J. Pet. Tech. p. 681, July, 1961.
- WU C. H., BROWN A. *A Laboratory Study on Steam Distillation in Porous Media*, SPE 5569, 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, USA, September 28 to October 1, 1975.
- ZHAO, L., LAW, D., YUAN, J-Y.: *Numerical Investigation of Steam and Gas Mixing in Heavy Oil Production*, presented at the CSPG and Petroleum Society Joint Convention, Calgary, Alberta, Canada, June 14 -18, 1999.

ZHAO, L., LAW, D., NARS T. N., COATES, R., BEAULIEU, G., HECK G., GOLBECK H.
SAGD Wind-Down: Lab Test and Simulation, Petroleum Society's 5th Canadian International
Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, June 10 - 12, 2003.

ZHAO, L., LAW, D., COATES, R., *Numerical Study and Economic Evaluation of SAGD Wind-
Down Methods*, Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 42, No. 1, January, 2003.

Apêndices

A. Cálculo das saturações dos fluidos e volume poroso do experimento três

O exemplo a seguir ilustra o procedimento de cálculo das saturações dos fluidos e do volume poroso utilizado para todas as rodadas experimentais.

1. Modelo 1 - Dimensão da Célula:

- i. Diâmetro, $d = 6,9 \text{ cm}$
- ii. Altura, $h = 57 \text{ cm}$
- iii. Como a célula é cilíndrica, o volume da célula é:

$$V_{tubo} = 2131,32 \text{ cm}^3$$

2. Massa total da mistura, (M_{mist}):

- i. Massa de areia, (M_{areia}) = 2940 g
- ii. Massa de água, ($M_{água}$) = 200 g
- iii. Massa de óleo, ($M_{óleo}$) = 687,45 g

$$M_{mist} = M_{areia} + M_{água} + M_{óleo}$$

$$M_{mist} = 3827,5 \text{ g}$$

3. Massa da mistura dentro do tubo, ($M_{mist.tubo}$):

- i. Massa da mistura que sobrou do processo, (M_{sobra}) = 0 g
- ii. Massa da mistura no tubo, ($M_{mist.tubo}$) = 3827,5 g

4. Como a mistura apresenta aspecto homogêneo, a proporção de areia, água e óleo permanece constante. A quantidade de cada componente dentro do tubo é então calculada a seguir:

Massa de areia dentro do tubo,

$$M_{\text{areia}} = \frac{M_{\text{mist.tubo}}}{M_{\text{mist}}} M_{\text{areia}} = \frac{3827,5 \text{ g}}{3827,5 \text{ g}} 2940 \text{ g} = 2940 \text{ g}$$

Massa de água dentro do tubo,

$$M_{\text{água}} = \frac{M_{\text{mist.tubo}}}{M_{\text{mist}}} M_{\text{água}} = \frac{3827,5 \text{ g}}{3827,5 \text{ g}} 200 \text{ g} = 200 \text{ g}$$

Massa de óleo dentro do tubo,

$$M_{\text{óleo}} = \frac{M_{\text{mist.tubo}}}{M_{\text{mist}}} M_{\text{óleo}} = \frac{3827,5 \text{ g}}{3827,5 \text{ g}} 687,45 \text{ g} = 687,45 \text{ g}$$

A densidade da areia, $\rho = 2,65 \text{ g} / \text{cm}^3$. Então,

$$\text{Volume de areia dentro do tubo} = \frac{M_{\text{areia}}}{\rho_{\text{areia}}} = \frac{2940 \text{ g}}{2,65 \text{ g} / \text{cm}^3} = 1109,43 \text{ cm}^3$$

$$\phi = \frac{V_{\text{tubo}} - V_{\text{areia tubo}}}{V_{\text{tubo}}} = \frac{2131,32 - 1109,43}{2131,32} 100 = 47,95 \%$$

O óleo do Espírito Santo, de 15,7 °API com equivalente 0,961 g / cm^3 . O volume de água e óleo dentro do tubo é calculado a seguir:

$$V_{\text{água}} = \frac{M_{\text{água}}}{\rho_{\text{água}}} = \frac{200}{1} = 200 \text{ cm}^3$$

$$V_{\text{óleo}} = \frac{M_{\text{óleo}}}{\rho_{\text{óleo}}} = \frac{687,45}{0,961} = 715,40 \text{ cm}^3$$

5. O volume poroso do tubo é calculado a seguir:

$$V_{\phi \text{ tubo}} = V_{\text{tubo}} * \phi = 1021,9 \text{ cm}^3$$

6. A saturação de óleo (S_o), água (S_w) e gás (S_g) são calculados a seguir:

$$S_w = \frac{V_{\text{água}}}{V_{\phi \text{ tubo}}} = \frac{200}{1021,9} 100 = 19,57 \%$$

$$S_o = \frac{V_{\text{óleo}}}{V_{\phi \text{ tubo}}} = \frac{715,40}{1021,9} 100 = 70,01 \%$$

$$S_g = 100 - S_o - S_w = 10,42 \%$$

7. O volume de gás dentro do tubo, $V_g = V_{\phi \text{ tubo}} * S_g = 106,49 \text{ cm}^3$

B. Composição do óleo morto do campo no Estado do Espírito Santo.

Composição do Óleo (Petrobras)	
Componentes	(Fração Molar)
N2	0.00
CO2	0.00
C1	0.00
C2	0.00
C3	0.00
IC4	0.00
NC4	0.00
IC5	0.00
NC5	0.00
C6	0.00
C7	0.00
C8	0.00
C9	0,04
C10	0,20
C11	0,43
C12	0,59
C13	1,24
C14	1,86
C15	2,05
C16	1,94
C17	2,05
C18	2,16
C19	3,26
C20+	84,18
Total	100,00
GRAU API	15,7

C. Arquivos de entrada do simulador STARS, (2008)

Célula linear de Injeção

```
** *****
** INPUT/OUTPUT CONTROL
** *****
RESULTS SIMULATOR STARS 200800

TITLE1 'Celula linear de Injecao'
CASEID 'Vapor'

INUNIT LAB
WRST 10
WPRN ITER 1
WSRF WELL 1
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME
OUTPRN ITER NEWTON
OUTSRF GRID CMPDENO CMPDENW CMPVISG CMPVISO CMPVISW DYNGRDDEVO KRG KRO KRW
KVALYW KVALYX
          MASDENG MASDENO MASDENW OILMOB PCOG PCOW PRES SG SO SOLCONC SW
          TEMP VISG VISO VISW W X Y
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR Y 1,1,1 'N2'
          BLOCKVAR TEMP 1,1,56
          BLOCKVAR TEMP 1,1,49
          BLOCKVAR TEMP 1,1,42
          BLOCKVAR TEMP 1,1,35
          BLOCKVAR TEMP 1,1,28
          BLOCKVAR TEMP 1,1,21
          BLOCKVAR TEMP 1,1,7
          MAXVAR VISO
OUTSRF WELL MOLE COMPONENT ALL
OUTSRF WELL MASS COMPONENT ALL

REWIND 3
PARTCLSIZE 1e-011
**$ Distance units: cm
RESULTS XOFFSET          0.0000
RESULTS YOFFSET          0.0000
RESULTS ROTATION          0.0000 **$ (DEGREES)
RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 1.0 1.0
**$
*****
**$          DEFINIÇÃO DA MALHA RADIAL
**$
*****

GRID RADIAL 10 1 59 *RW          0
KDIR UP
DI IVAR          0.67 8*0.31 0.3
DJ JVAR          360
DK KVAR          59*1
```

```

NULL CON          1

POR CON          0.4656          ** Porosidade
  MOD
  1:10          1      1:1      =      0.02
  1:10          1      59:59     =      0.02
  10            1      1:59     =      0.001

PERMI CON        13200          ** Permeabilidade
  MOD
  1:10          1      1:1      =      1000000
  1:10          1      59:59     =      1000000
  10            1      1:59     =      0.00001
PERMJ EQUALSI
PERMK EQUALSI

PINCHOUTARRAY CON          1

END-GRID
ROCKTYPE 1

PRPOR          101.325          **pressão de referencia para a
porosidade

ROCKCP          1.3              **capacidade térmica
THCONR          0.68            **condutividade térmica da
rocha
THCONW          0.358           **condutividade térmica da água
THCONO          0.075           **condutividade térmica do óleo
THCONG          0.025           **condutividade térmica do gás
THCONMIX SIMPLE

ROCKTYPE 2

ROCKCP          4                **capacidade térmica (J/cm3°C)
THCONR          9.62            **condutividade térmica da rocha (J/cm°C min)
THCONW          0.358           **condutividade térmica da água
THCONO          0.075           **condutividade térmica do óleo
THCONG          0.025           **condutividade térmica do gás
THCONMIX SIMPLE
THTYPE CON          1
  MOD
  1:10          1      1:1      =      2
  1:10          1      59:59     =      2
  10            1      1:59     =      2

*****
**
** THE FOLLOWING KEYWORDS CAN BE USED IN THE INITIALIZATION SECTION IN STARS
*****
**
** MFRAC_OIL 'Médio' CON 1.5820E-01
** MFRAC_OIL 'Pesado' CON 8.4180E-01
*****
**

```

** THE FOLLOWING SECTION CAN BE USED FOR THE COMPONENT PROPERTY INPUT INTO STARS

**

** PVT UNITS CONSISTENT WITH *INUNIT *SI

**\$ Model and number of components

MODEL 4 4 3 1

** Número total de componentes, número de componentes nas fases óleo, água e gás, número de componentes nas fases óleo e água, e número de componentes aquosos

COMPNAME 'WATER' 'Médio' 'Pesado' 'N2' ** Nome dos componentes

** -----

CMM

** Massa molecular

0 0.2212 0.525 0.028013

PCRIT

** Pressão crítica

0 1756.07 786.79 3394

TCRIT

** Temperatura crítica

0.00 459.62 714.13 -146.95

PRSR 101

TEMR 20

PSURF 101

TSURF 20

CPG1

0 -5.89 -8.14 7.44

CPG2

0 0.475 0.549 -0.0018

CPG3

0 -3.9e-5 -1.68e-4 1.975e-6

CPG4

0 1.3e-8 1.98e-8 -4.78e-10

HVR

0 11917 12198

EV

0 0.38 0.38

MOLVOL

0 265.182 537.057

CP

0 7.626e-005 4.23e-005

CT1

0 0.000472 0.000243

** T, deg C 'WATER' 'Médio' 'Pesado'

** -----

VISCTABLE

**\$

temp

20	0	11269	54130
30	0	3971.3	17712
40	0	1580.9	6578
50	0	699.01	2725.2
60	0	338.46	1241.1
70	0	177.32	613.83
80	0	99.509	326.23
90	0	59.299	184.67
100	0	37.248	110.49
110	0	24.507	69.422

120	0	16.798	45.547
130	0	11.938	31.052
140	0	8.7618	21.905
150	0	6.6169	12.931
160	0	5.1262	11.906
170	0	4.0629	9.1179
180	0	3.2866	7.1375
190	0	2.7077	5.6986
200	0	2.2679	4.6315
210	0	1.9278	3.8251
220	0	1.6607	3.2052
230	0	1.4479	2.7213
240	0	1.2762	2.3381
250	0	1.1359	2.0307
260	0	1.0201	1.7809

** The following is the complete WinProp fluid model description.

```

WINPROP *TITLE1      ' Equação de Estado para o Óleo Fracionado.'
WINPROP *TITLE2      ' '
WINPROP *TITLE3      ' '
WINPROP *INUNIT      *SI
WINPROP *MODEL       *PR      *1978
WINPROP *NC          2        2
WINPROP *PVC3        0.0000000E+00
WINPROP *COMPNAME
WINPROP 'Médio' 'Pesado'
WINPROP *HCFLAG
WINPROP 1 1
WINPROP *SG
WINPROP 8.4331441E-01 9.7940000E-01
WINPROP *TB
WINPROP 2.8420857E+02 5.7191400E+02
WINPROP *PCRIT
WINPROP 1.7331022E+01 7.7650000E+00
WINPROP *VCRIT
WINPROP 8.2660718E-01 1.8706000E+00
WINPROP *TCRIT
WINPROP 7.3277299E+02 9.8727700E+02
WINPROP *AC
WINPROP 6.8289138E-01 1.3083010E+00
WINPROP *MW
WINPROP 2.2115107E+02 5.2500000E+02
WINPROP *VSHIFT
WINPROP 9.6054292E-02 3.6642025E-01
WINPROP *ZRA
WINPROP 2.5082946E-01 2.1075408E-01
WINPROP *VISVC
WINPROP 8.2967573E-01 1.8706000E+00
WINPROP *VISCOR *MODPEDERSEN
WINPROP *VISCOEFF
WINPROP 9.0537724E-04 1.7331299E+00 6.4614140E-03 1.9816925E+00
5.0828831E-01
WINPROP *OMEGA
WINPROP 4.5723553E-01 4.5723553E-01
WINPROP *OMEGB
WINPROP 7.7796074E-02 7.7796074E-02

```

```

WINPROP *PCHOR
WINPROP 5.9259621E+02 1.0780000E+03
WINPROP *ENTHALPY
WINPROP 0.0000000E+00 -3.4247042E-02 4.1460867E-04 -6.1191652E-08
0.0000000E+00 0.0000000E+00
WINPROP 0.0000000E+00 -2.2048300E-02 3.9234900E-04 -5.7070600E-08
0.0000000E+00 0.0000000E+00
WINPROP *COMPOSITION *PRIMARY ** Composição da mistura
WINPROP 1.5820000E-01 8.4180000E-01

```

```

** *****
** PROPRIEDADE ROCHA-FLUIDO
** *****

```

ROCKFLUID

RPT 1 WATWET

** Permeabilidade relativa do sistema água-óleo no reservatório

SWT

```

**$          Sw          krw          krow
5.000000E-02          0.00000          1.00000
0.100000          0.00000          0.849961
0.129933 3.700344E-05          0.767761
0.159867 2.960823E-04          0.691040
0.189800 9.993858E-04          0.619608
0.219733 2.369096E-03          0.553276
0.249667 4.627417E-03          0.491856
0.279600 7.996565E-03          0.435159
0.309533 1.269877E-02          0.382996
0.339467 1.895628E-02          0.335177
0.369400 2.699133E-02          0.291514
0.399333 3.702618E-02          0.251818
0.429267 4.928310E-02          0.215900
0.459200 6.398435E-02          0.183572
0.489133 8.135221E-02          0.154643
0.519067 0.101609          0.128925
0.549000 0.124977          0.106229
0.578933 0.151678 8.636715E-02
0.608867 0.181935 6.914928E-02
0.638800 0.215971 5.438685E-02
0.668733 0.254006 4.189094E-02
0.698667 0.296264 3.147264E-02
0.728600 0.342967 2.294304E-02
0.758533 0.394338 1.611323E-02
0.788467 0.450598 1.079429E-02
0.818400 0.511970 6.797349E-03
0.848333 0.578676 3.933498E-03
0.878267 0.650938 2.013855E-03
0.908200 0.728980 8.495428E-04
0.938133 0.813022 2.516946E-04
0.968067 0.903288 3.145716E-05
0.998000 1.00000          0.00000

```

** Permeabilidade relativa do sistema líquido-gás no reservatório

SLT

```

**$          Sl          krg          krog
5.000000E-02          1.00000          0.00000
0.100000          0.909149 3.032524E-05
0.109250          0.823975 2.426019E-04
0.138875          0.744293 8.187815E-04

```

0.168500	0.669922	1.940815E-03
0.198125	0.600677	3.790655E-03
0.227750	0.536377	6.550252E-03
0.257375	0.476837	1.040156E-02
0.287000	0.421875	1.552652E-02
0.316625	0.371307	2.210710E-02
0.346250	0.324951	3.032524E-02
0.375875	0.282623	4.036290E-02
0.405500	0.244141	5.240202E-02
0.435125	0.209320	6.662455E-02
0.464750	0.177979	8.321246E-02
0.494375	0.149933	0.102348
0.524000	0.125000	0.124212
0.553625	0.102997	0.148988
0.583250	8.374023E-02	0.176857
0.612875	6.704712E-02	0.208001
0.642500	5.273437E-02	0.242602
0.672125	4.061890E-02	0.280842
0.701750	3.051758E-02	0.322903
0.731375	2.224731E-02	0.368967
0.761000	1.562500E-02	0.419216
0.790625	1.046753E-02	0.473832
0.820250	6.591797E-03	0.532996
0.849875	3.814697E-03	0.596892
0.879500	1.953125E-03	0.665700
0.909125	8.239746E-04	0.739602
0.938750	2.441406E-04	0.818782
0.968375	3.051758E-05	0.903419
0.998000	0.000000	1.000000

**Parâmetros sobrepostos sobre a curva de permeabilidade relativa
 SORW 0.05
 SGR 0.02

** *****
 ** CONDIÇÕES INICIAIS
 ** *****

INITIAL
 VERTICAL DEPTH_AVE

TEMP CON 51 ** Temperatura inicial
 SW CON 0.238 ** Saturação de água
 SO CON 0.5021 ** Saturação de óleo

MFRAC_WAT 'WATER' CON 1.0000E+00
 MFRAC_GAS 'N2 ' CON 1.0000E+00

REFPRES 501
 REFDEPTH 0
 MFRAC_OIL 'Médio' CON 0.1582
 MFRAC_OIL 'Pesado' CON 0.8418

** *****
 ** CONTROLE NUMÉRICO
 ** *****

```

NUMERICAL
CONVERGE TOTRES NORMAL
NEWTONCYC 30
UPSTREAM KLEVEL
PRECC 1e-005
NORTH 300
SDEGREE 1
ITERMAX 300
AIM STAB
NCUTS 40

```

```

** *****
**                               POÇOS
** *****
RUN

```

```

TIME 0
DTWELL 0.3
**$
WELL 'INJETOR'
INJECTOR MOBWEIGHT IMPLICIT 'INJETOR'
INCOMP WATER 1. 0. 0.                ** Componente injetado
TINJW 151.                            ** Temperatura de injeção
OPERATE MAX BHP 5000. CONT            ** Pressão máxima de injeção
OPERATE MAX STF 5. CONT               ** Quantidade máxima de fluido injetado
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.1 0.235 1. 0.
PERF TUBE-END 'INJETOR'
**$ UBA ff Status Connection
      1 1 59 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'
OPEN 'INJETOR'
**$

```

```

WELL 'PRODUTOR'
PRODUCER 'PRODUTOR'
OPERATE MIN BHP 390. CONT             ** Pressão mínima de produção
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.1 0.235 1. 0.
PERF TUBE-END 'PRODUTOR'
**$ UBA ff Status Connection
      1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
OPEN 'PRODUTOR'
WELLINIT 'INJETOR' CHANGE

```

```

TIME 1
TIME 5
TIME 10
TIME 20
TIME 30
TIME 40
TIME 50
TIME 60
TIME 70
TIME 80
TIME 90
TIME 100

```

Time 120
Time 130
Time 140
Time 150
TIME 155
Time 160
TIME 165
TIME 170
TIME 175
TIME 180
TIME 185
TIME 190
TIME 200
TIME 210
TIME 220
TIME 230
TIME 240
TIME 250
TIME 260
TIME 270
TIME 280
TIME 290
TIME 300
TIME 310
TIME 320
TIME 340
TIME 360
TIME 380
TIME 400

STOP

RESULTS SPEC 'Implicit flag'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_WHOLEGRID'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability J'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_WHOLEGRID'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability K'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_WHOLEGRID'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0

RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Pressure'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_WHOLEGRID'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 100
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Thermal/rock Set Num'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_WHOLEGRID'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Top'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_LAYER'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 10
RESULTS SPEC STOP

Célula SAGD

```
** *****  
** INPUT/OUTPUT CONTROL  
** *****  
RESULTS SIMULATOR STARS 200800  
TITLE1 'SAGD'  
CASEID 'Wind Down'  
INUNIT LAB  
WRST 1  
WPRN ITER 1  
WSRF WELL time  
WSRF GRID TIME  
WSRF SECTOR TIME  
OUTPRN ITER NEWTON  
OUTSRF GRID CMPDENO CMPDENW CMPVISG CMPVISO CMPVISW DYNGRDDEVO KRG KRO KRW  
KVALYW KVALYX  
          MASDENG MASDENO MASDENW OILMOB PCOG PCOW PRES SG SO SOLCONC SW  
          TEMP VISG VISO VISW W X Y  
OUTSRF WELL MOLE COMPONENT ALL  
OUTSRF WELL MASS COMPONENT ALL
```

```

REWIND 3
PARTCLSIZE 1e-011
**$ Distance units: cm
RESULTS XOFFSET          0.0000
RESULTS YOFFSET          0.0000
RESULTS ROTATION         0.0000  **$ (DEGREES)
**$
*****
**$ Definition of fundamental cartesian grid
**$
*****

GRID VARI 17 12 17
KDIR UP
DI IVAR 0.3 15*2 0.3
DJ JVAR 0.3 10*1 0.3
DK KVAR 0.3 15*2 0.3
DTOP
  204*0
NULL CON 1

POR CON          0.35          **porosidade

MOD
1:17  1:12  1      = 0.00001
1:17  1:12  17     = 0.00001
1      1:12  1:17   = 0.00001
17     1:12  1:17   = 0.00001
2:17  1      2:16   = 0.00001
2:17  12     2:16   = 0.00001

PERMI CON        50000          **permeabilidade

MOD
1:17  1:12  1      = 0.00001
1:17  1:12  17     = 0.00001
1      1:12  1:17   = 0.00001
17     1:12  1:17   = 0.00001
2:17  1      2:16   = 0.00001
2:17  12     2:16   = 0.00001
PERMJ EQUALSI
PERMK EQUALSI

PINCHOUTARRAY CON          1

END-GRID
ROCKTYPE 1

PRPOR          101.325          **pressão de referencia para a porosidade

ROCKCP          1.74          **capacidade térmica
THCONR          0.48          **condutividade térmica da rocha
THCONW          0.358          **condutividade térmica da água
THCONO          0.075          **condutividade térmica do óleo
THCONG          0.025          **condutividade térmica do gás
THCONMIX SIMPLE

```

ROCKTYPE 2

ROCKCP 4 **capacidade térmica (J/cm³°C)
THCONR 9.62 **condutividade térmica da rocha (J/cm²°C min)
THCONW 0.358 **condutividade térmica da água
THCONO 0.075 **condutividade térmica do óleo
THCONG 0.025 **condutividade térmica do gás
THCONMIX SIMPLE

THTYPE CON 1

MOD

1:17 1:12 1 = 2
1:17 1:12 17 = 2
1 1:12 1:17 = 2
17 1:12 1:17 = 2
2:17 1 2:16 = 2
2:17 12 2:16 = 2

**

** THE FOLLOWING KEYWORDS CAN BE USED IN THE INITIALIZATION SECTION IN STARS

**

** MFRAC_OIL 'Médio' CON 1.5820E-01

** MFRAC_OIL 'Pesado' CON 8.4180E-01

**

** THE FOLLOWING SECTION CAN BE USED FOR THE COMPONENT PROPERTY INPUT INTO STARS

**

** PVT UNITS CONSISTENT WITH *INUNIT *SI

**\$ Model and number of components

MODEL 4 4 3 1

** Número total de componentes, número de componentes nas fases óleo, água

** e gás, número de componentes nas fases óleo e água, e número de componentes

** aquosos

COMPNAME 'WATER' 'Médio' 'Pesado' 'N2'

** Nome dos componentes

** -----

CMM

** Massa molecular

0 0.2212 0.525 0.028013

PCRIT

** Pressão crítica

0 1756.07 786.79 3394

TCRIT

** Temperatura crítica

0.00 459.62 714.13 -146.95

PRSR 101

TEMR 20

PSURF 101

TSURF 20

CPG1

0 -5.89 -8.14 7.44

```

CPG2
0 0.475 0.549 -0.0018
CPG3
0 -3.9e-5 -1.68e-4 1.975e-6
CPG4
0 1.3e-8 1.98e-8 -4.78e-10
HVR
0 11917 12198
EV
0 0.38 0.38
MOLVOL
0 265.182 537.057
CP
0 7.626e-005 4.23e-005
CT1
0 0.000472 0.000243
** T, deg C      'WATER'  'Médio'  'Pesado'
**              -----
VISCTABLE
**$      temp
          20      0      11269      54130
          30      0      3971.3      17712
          40      0      1580.9      6578
          50      0      699.01      2725.2
          60      0      338.46      1241.1
          70      0      177.32      613.83
          80      0      99.509      326.23
          90      0      59.299      184.67
         100      0      37.248      110.49
         110      0      24.507      69.422
         120      0      16.798      45.547
         130      0      11.938      31.052
         140      0      8.7618      21.905
         150      0      6.6169      12.931
         160      0      5.1262      11.906
         170      0      4.0629      9.1179
         180      0      3.2866      7.1375
         190      0      2.7077      5.6986
         200      0      2.2679      4.6315
         210      0      1.9278      3.8251
         220      0      1.6607      3.2052
         230      0      1.4479      2.7213
         240      0      1.2762      2.3381
         250      0      1.1359      2.0307
         260      0      1.0201      1.7809

```

** The following is the complete WinProp fluid model description.

```

WINPROP *TITLE1      ' Equação de Estado para o Óleo Fracionado.'
WINPROP *TITLE2      ' '
WINPROP *TITLE3      ' '
WINPROP *INUNIT *SI
WINPROP *MODEL      *PR      *1978
WINPROP *NC          2      2
WINPROP *PVC3      0.0000000E+00
WINPROP *COMPNAME
WINPROP 'Médio' 'Pesado'

```

```

WINPROP *HCFLAG
WINPROP 1 1
WINPROP *SG
WINPROP 8.4331441E-01 9.7940000E-01
WINPROP *TB
WINPROP 2.8420857E+02 5.7191400E+02
WINPROP *PCRIT
WINPROP 1.7331022E+01 7.7650000E+00
WINPROP *VCRIT
WINPROP 8.2660718E-01 1.8706000E+00
WINPROP *TCRIT
WINPROP 7.3277299E+02 9.8727700E+02
WINPROP *AC
WINPROP 6.8289138E-01 1.3083010E+00
WINPROP *MW
WINPROP 2.2115107E+02 5.2500000E+02
WINPROP *VSHIFT
WINPROP 9.6054292E-02 3.6642025E-01
WINPROP *ZRA
WINPROP 2.5082946E-01 2.1075408E-01
WINPROP *VISVC
WINPROP 8.2967573E-01 1.8706000E+00
WINPROP *VISCOR *MODPEDERSEN
WINPROP *VISCOEFF
WINPROP 9.0537724E-04 1.7331299E+00 6.4614140E-03 1.9816925E+00
5.0828831E-01
WINPROP *OMEGA
WINPROP 4.5723553E-01 4.5723553E-01
WINPROP *OMEGB
WINPROP 7.7796074E-02 7.7796074E-02
WINPROP *PCHOR
WINPROP 5.9259621E+02 1.0780000E+03
WINPROP *ENTHALPY
WINPROP 0.0000000E+00 -3.4247042E-02 4.1460867E-04 -6.1191652E-08
0.0000000E+00 0.0000000E+00
WINPROP 0.0000000E+00 -2.2048300E-02 3.9234900E-04 -5.7070600E-08
0.0000000E+00 0.0000000E+00
WINPROP *COMPOSITION *PRIMARY ** Composição da mistura
WINPROP 1.5820000E-01 8.4180000E-01

```

```

** *****
** PROPRIEDADE ROCHA-FLUIDO
** *****

```

ROCKFLUID

RPT 1 WATWET

** Permeabilidade relativa do sistema água-óleo no reservatório

SWT

```

**$          Sw          krw          krow
5.000000E-02          0.00000          1.00000
0.100000          0.00000          0.849961
0.129933 3.700344E-05          0.767761
0.159867 2.960823E-04          0.691040
0.189800 9.993858E-04          0.619608
0.219733 2.369096E-03          0.553276
0.249667 4.627417E-03          0.491856
0.279600 7.996565E-03          0.435159
0.309533 1.269877E-02          0.382996

```

0.339467	1.895628E-02	0.335177
0.369400	2.699133E-02	0.291514
0.399333	3.702618E-02	0.251818
0.429267	4.928310E-02	0.215900
0.459200	6.398435E-02	0.183572
0.489133	8.135221E-02	0.154643
0.519067	0.101609	0.128925
0.549000	0.124977	0.106229
0.578933	0.151678	8.636715E-02
0.608867	0.181935	6.914928E-02
0.638800	0.215971	5.438685E-02
0.668733	0.254006	4.189094E-02
0.698667	0.296264	3.147264E-02
0.728600	0.342967	2.294304E-02
0.758533	0.394338	1.611323E-02
0.788467	0.450598	1.079429E-02
0.818400	0.511970	6.797349E-03
0.848333	0.578676	3.933498E-03
0.878267	0.650938	2.013855E-03
0.908200	0.728980	8.495428E-04
0.938133	0.813022	2.516946E-04
0.968067	0.903288	3.145716E-05
0.998000	1.00000	0.00000

** Permeabilidade relativa do sistema líquido-gás no reservatório

SLT

**§

	Sl	krq	krog
5.000000E-02	1.00000	0.00000	
0.100000	0.909149	3.032524E-05	
0.109250	0.823975	2.426019E-04	
0.138875	0.744293	8.187815E-04	
0.168500	0.669922	1.940815E-03	
0.198125	0.600677	3.790655E-03	
0.227750	0.536377	6.550252E-03	
0.257375	0.476837	1.040156E-02	
0.287000	0.421875	1.552652E-02	
0.316625	0.371307	2.210710E-02	
0.346250	0.324951	3.032524E-02	
0.375875	0.282623	4.036290E-02	
0.405500	0.244141	5.240202E-02	
0.435125	0.209320	6.662455E-02	
0.464750	0.177979	8.321246E-02	
0.494375	0.149933	0.102348	
0.524000	0.125000	0.124212	
0.553625	0.102997	0.148988	
0.583250	8.374023E-02	0.176857	
0.612875	6.704712E-02	0.208001	
0.642500	5.273437E-02	0.242602	
0.672125	4.061890E-02	0.280842	
0.701750	3.051758E-02	0.322903	
0.731375	2.224731E-02	0.368967	
0.761000	1.562500E-02	0.419216	
0.790625	1.046753E-02	0.473832	
0.820250	6.591797E-03	0.532996	
0.849875	3.814697E-03	0.596892	
0.879500	1.953125E-03	0.665700	
0.909125	8.239746E-04	0.739602	
0.938750	2.441406E-04	0.818782	

0.968375 3.051758E-05 0.903419
0.998000 0.00000 1.00000

**Parâmetros sobrepostos sobre a curva de permeabilidade relativa
SORW 0.05
SGR 0.02

** *****
** CONDIÇÕES INICIAIS
** *****
INITIAL
VERTICAL DEPTH_AVE

REFPRES 101.325
REFDEPTH 0
TEMP CON 50 **Temperatura (C)
SW CON 0.05 ** Saturação de água
MFRAC_WAT 'WATER' CON 1.0000E+00
MFRAC_OIL 'Médio' CON 1.5820E-01
MFRAC_OIL 'Pesado' CON 8.4180E-01
MFRAC_GAS 'N2' CON 1.0000E+00

** *****
** CONTROLE NUMÉRICO
** *****

NUMERICAL
CONVERGE TOTRES NORMAL
NEWTONCYC 30
UPSTREAM KLEVEL
PRECC 1e-005
NORTH 300
SDEGREE 1
ITERMAX 300
AIM STAB
NCUTS 40

** *****
** POÇO
** *****

RUN

TIME 0

DTWELL 0.001

WELL 'INJECTOR'

INJECTOR UNWEIGHT 'INJECTOR'
INCOMP WATER 1. 0. 0. **injeção de água
TINJW 120.22 **temperatura de injeção
QUAL 0.8 **qualidade do vapor
OPERATE MAX STW 25. CONT REPEAT **máxima vazão de água
OPERATE MAX BHP 200. CONT REPEAT **máxima pressão de injeção
**\$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY J 0.1 0.229 1. 0.

```

PERF  GEO  'INJECTOR'
**$ UBA      ff  Status  Connection
   9 1 5    1.  OPEN    FLOW-FROM  'SURFACE'  REFLAYER
   9 2 5    1.  OPEN    FLOW-FROM  1
   9 3 5    1.  OPEN    FLOW-FROM  2
   9 4 5    1.  OPEN    FLOW-FROM  3
   9 5 5    1.  OPEN    FLOW-FROM  4
   9 6 5    1.  OPEN    FLOW-FROM  5
   9 7 5    1.  OPEN    FLOW-FROM  6
   9 8 5    1.  OPEN    FLOW-FROM  7
   9 9 5    1.  OPEN    FLOW-FROM  8
   9 10 5   1.  OPEN    FLOW-FROM  9

```

```

WELL  'PRODUCER'
PRODUCER 'PRODUCER'
OPERATE MIN BHP 190.  CONT REPEAT      **Pressão mínima de produção
OPERATE MAX STG 15.  CONT REPEAT      **Máxima produção de gás
**$          rad geofac wfrac skin

```

```

GEOMETRY J 0.1 0.229 1. 0.
PERF  GEO  'PRODUCER'
**$ UBA      ff  Status  Connection
   9 1 2    2.  OPEN    FLOW-TO    'SURFACE'  REFLAYER
   9 2 2    2.  OPEN    FLOW-TO    1
   9 3 2    2.  OPEN    FLOW-TO    2
   9 4 2    2.  OPEN    FLOW-TO    3
   9 5 2    2.  OPEN    FLOW-TO    4
   9 6 2    2.  OPEN    FLOW-TO    5
   9 7 2    2.  OPEN    FLOW-TO    6
   9 8 2    2.  OPEN    FLOW-TO    7
   9 9 2    2.  OPEN    FLOW-TO    8
   9 10 2   2.  OPEN    FLOW-TO    9

```

```

TIME 1
Time 2
Time 3
Time 4
Time 5
Time 6
Time 7
Time 8
Time 9
TIME 10
Time 11
Time 12
Time 13
Time 14
Time 15
TIME 20
TIME 30
TIME 40
TIME 50
TIME 60
TIME 70
TIME 80
TIME 90
TIME 100
Time 120

```

Time 130
Time 140
Time 150
Time 160
Time 170
Time 180
Time 190
Time 200

```
SHUTIN 'INJECTOR'  
WELL 'INJECTOR1' **Injetor 1  
INJECTOR UNWEIGHT 'INJECTOR1'  
INCOMP GAS 0. 0. 0. 1. **injeção de gás  
TINJW 120.22 **temperatura de injeção  
OPERATE MAX STG 25. CONT REPEAT **Máxima vazão de gás  
OPERATE MAX BHP 200. CONT REPEAT **Máxima pressão de injeção  
**$ rad geofac wfrac skin  
GEOMETRY J 0.1 0.229 1. 0.  
PERF GEO 'INJECTOR1'  
**$ UBA ff Status Connection  
 9 1 5 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
 9 2 5 1. OPEN FLOW-FROM 1  
 9 3 5 1. OPEN FLOW-FROM 2  
 9 4 5 1. OPEN FLOW-FROM 3  
 9 5 5 1. OPEN FLOW-FROM 4  
 9 6 5 1. OPEN FLOW-FROM 5  
 9 7 5 1. OPEN FLOW-FROM 6  
 9 8 5 1. OPEN FLOW-FROM 7  
 9 9 5 1. OPEN FLOW-FROM 8  
 9 10 5 1. OPEN FLOW-FROM 9
```

Time 210
Time 220
Time 230
Time 240
Time 250
Time 260
Time 270
Time 280
Time 290
Time 300
Time 310
Time 320
Time 330
Time 340
Time 350
Time 360
Time 370
Time 380
Time 390
Time 400
STOP

```
RESULTS SPEC 'Permeability K'  
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999  
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_WHOLEGRID'  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
```

RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability J'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_WHOLEGRID'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC STOP