



LUCAS SOARES MONTE-MOR

ESTUDO EXPERIMENTAL DA CO-INJEÇÃO DE VAPOR E GASES EFLUENTES DE COMBUSTÃO NA RECUPERAÇÃO MELHORADA DE ÓLEO PESADO

CAMPINAS
2013



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

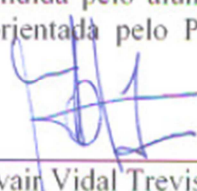
LUCAS SOARES MONTE-MOR

ESTUDO EXPERIMENTAL DA CO-INJEÇÃO DE VAPOR E GASES EFLUENTES DE COMBUSTÃO NA RECUPERAÇÃO MELHORADA DE ÓLEO PESADO

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Este exemplar corresponde à versão final da
dissertação defendida pelo aluno Lucas Soares
Monte-Mor e orientada pelo Prof. Dr. Osvaldo
Vidal Trevisan.



Osvaldo Vidal Trevisan

CAMPINAS
2013

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

M764e Monte-Mor, Lucas Soares, 1988-
Estudo experimental da co-injeção de vapor e gases efluentes de combustão na recuperação melhorada de óleo pesado / Lucas Soares Monte-Mor. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.

Orientador: Osvaldo Vidal Trevisan.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Recuperação térmica do petróleo. 2. Recuperação secundária do petróleo. 3. Estudos experimentais. I. Trevisan, Osvaldo Vidal, 1952-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Experimental study of steam and flue gas co-injection in improved heavy oil recovery

Palavras-chave em inglês:

Thermal oil recovery

Secondary recovery of oil

Experimental studies

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Osvaldo Vidal Trevisan [Orientador]

Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

Wilson da Mata

Data de defesa: 25-07-2013

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

ESTUDO EXPERIMENTAL DA CO-INJEÇÃO DE VAPOR E GASES EFLUENTES DE COMBUSTÃO NA RECUPERAÇÃO MELHORADA DE ÓLEO PESADO

Autor: Lucas Soares Monte-Mor
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. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno
DEP/FEM/UNICAMP

Prof. Dr. Wilson da Mata
DPET/UFRN

Campinas, 25 de Julho de 2013

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho aos meus pais e irmão que sempre me motivaram e acreditaram no meu trabalho.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente ao Orientador Professor Dr. Osvaldo Vidal Trevisan, pelos ensinamentos e confiança depositados em mim para realizar esse trabalho. Exemplo de profissionalismo e que definitivamente será uma de minhas fontes de inspiração para ser sempre honesto e ético com todos.

A todos os profissionais do Laboratório de Métodos Térmicos de Recuperação e Laboratório de Métodos Miscíveis de Recuperação da Unicamp: Leandro, Pompeo, Alessandra, Nilo, Marta e principalmente ao grande amigo profissional e pessoal que tive a oportunidade de conhecer Wellington Fernando Marson, parceria que esteve sempre presente nos momentos mais difíceis no laboratório.

A todos os funcionários, professores e amigos do Departamento de Engenharia de Petróleo, em especial ao amigo Philippe Laboissière por acompanhar todo o trabalho desde o início e com quem publiquei um artigo internacional durante o mestrado. Agradeço também às queridas amigas Ivana e Kelly pelos grandes momentos de diversão e aprendizado.

Aos amigos de república: Hugo, Victor, Renato, Paulo e Athos pelos churrascos e divertidos momentos nesses dois anos de convivência.

Agradeço também em especial aos grandes amigos Fábio e Rebeca que mesmo longe sempre me apoiaram e torceram pelo meu sucesso e a Lilian Button que sempre me deu forças nos momentos mais difíceis e de alívio em cada etapa do trabalho.

E por último às pessoas mais especiais em minha vida, Izailton, Luzia e Danilo, que além de serem meus pais e irmão, são amigos, heróis e fonte de inspiração e força que me proporcionaram condições para chegar ao tão desejado título de mestre. A vocês três meu MUITO OBRIGADO!!!!

“O único lugar onde o sucesso vem antes do trabalho é no dicionário.)”

Albert Einstein

RESUMO

A injeção de vapor produzido na superfície é o método de recuperação avançada de petróleo mais utilizado para produção de óleo pesado no mundo. No entanto, há grandes limitações no uso no método devido a perdas de calor quando os reservatórios são profundos e no caso de campos offshore. Os geradores de fundo de poço (“Downhole steam generators, DHSG”) são uma nova tecnologia que abre caminho para a recuperação de óleo pesado de reservatórios profundos, campos offshore e locais extremamente frios. Os DHSGs eliminam a necessidade dos sistemas de distribuição e geração de vapor na superfície como as linhas de escoamento de vapor. A saída de um DHSG entrega uma mistura de vapor e gases efluentes de combustão. No presente trabalho, um estudo experimental na célula linear de injeção foi desenvolvido para compreender melhor como a injeção combinada de vapor e gases efluentes de combustão contribui no processo de recuperação e para a possível redução na quantidade de vapor injetado. O estudo experimental foi realizado num aparato construído e desenvolvido na Unicamp para a injeção contínua de vapor puro ou vapor combinado com outro fluido. Todo o estudo foi realizado em escala de laboratório utilizando óleo proveniente da bacia Potiguar e do Espírito Santo. Nos experimentos, vapor foi injetado em vazões de 5 *ml/min* quando puro e de 4,5 *ml/min* quando em co-injeção com gases efluentes de combustão. As vazões de gás variaram entre 150 e 800 *ml/min*. Os resultados encontrados mostram que: 1) Há uma aceleração na produção de óleo quando na presença do gás co-injetado com vapor, se comparado com a injeção de vapor puro; 2) O gás ajuda a manter a pressão atrás da frente de vapor mais estável; 3) A melhoria da razão vapor/óleo mostra que a co-injeção do gás efluente de combustão é benéfica para substituir certa quantidade de vapor; 4) Os fatores de recuperação quando se utiliza o gás são maiores do que quando se utiliza apenas vapor puro, havendo uma tendência de aumento do fator de recuperação com o aumento do volume de gás injetado e 5) Ocorre uma variação na qualidade do óleo produzido ao longo do histórico de recuperação com a co-injeção.

Palavras-Chave: Recuperação Térmica; Injeção Contínua de Vapor, Gases Efluentes de Combustão; Estudo Experimental.

ABSTRACT

The surface steam injection is the most common enhanced oil recovery (EOR) process used in heavy oil production. Nevertheless, there are limitations due to the heat loss for deep reservoirs and for offshore fields. Downhole steam generators (DHSG) are a new technology that opens new pathways for recovery of heavy oil from deep reservoirs, offshore fields and extreme cold regions. DHSGs eliminate the need for surface steam distribution systems, for flowlines and wellbore steam strings. The outflow of DHSG generators are a mixture of steam and flue gas. In the present work, an experimental study was developed in a linear steam injection cell to better understand how the injection of steam combined with flue gas contributes to the recovery process and to the possible reduction in the required amount of steam injected. The experimental apparatus used in this study was designed and built at Unicamp for flooding of steam or steam combined with other fluid. The entire study was conducted at the lab scale with a heavy oil originated from the Potiguar Basin and from the Espírito Santo Basin. In the experiments, steam was injected at flow rates of 5 ml / min when pure and 4.5 ml / min when co-injected with flue gas. The gas flowrate varied between 150 and 800 ml / min. The results show that: 1) the co-injection of steam with flue gas accelerates the start of oil production when compared with steam injection alone; 2) The gas helps to keep the pressure behind the front and make it more stable; 3) The improvement on the steam/oil ratio shows that co-injection of steam with flue gas is beneficial to replace a significant amount of steam; 4) Recovery factors when co-injecting gas is greater than when using pure steam, with an increasing trend for the recovery factor when the volume of gas injected increases and 5) a favorable variation occurs in the quality of the oil produced during the recovery history with co-injection.

Keywords: Thermal Recovery; Steamflooding; Flue Gas; Lab Experiment; DHSG; Downhole Steam Generators .

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	xix
LISTA DE TABELAS.....	xxiii
LISTA DE NOMENCLATURAS	xxv
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Motivação.....	2
1.2. Objetivos	3
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1. Métodos Térmicos de Recuperação	10
2.1.1. Injeção cíclica de vapor	11
2.1.2. Injeção contínua de vapor.....	12
2.1.3. Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) e suas variações.....	13
2.1.4. Downhole Steam Generators (DHSG).....	15
3. DESCRIÇÃO EXPERIMENTAL	19
3.1. Sistema de Injeção.....	19
3.2. Célula linear de injeção.....	22
3.3. Sistema de produção	24
3.4. Sistema de medição e aquisição de dados.....	26
3.5. Equipamentos para análise dos fluidos produzidos	28
4. METODOLOGIA E APLICAÇÕES.....	33
4.1. Procedimentos experimentais	33

4.2. Caracterização do óleo	37
4.3. Propriedades do meio poroso	43
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	45
5.1. Resultados experimentais da célula de injeção linear.....	45
5.1.1. Experimento 1 (0:100 Gases:Vapor)	46
5.1.2. Experimento 2 (10,34:100 Gases:Vapor)	54
5.1.3. Experimento 3 (13,79:100 Gases:Vapor)	60
5.1.4. Experimento 4 (20,68:100 Gases:Vapor)	66
5.1.5. Experimento 5 (23,45:100 Gases:Vapor)	73
5.1.6. Experimento 6 (27,59:100 Gases:Vapor)	79
5.1.7. Experimento 7 (34,48:100 Gases:Vapor)	85
5.1.8. Experimento 8 (41,38:100 Gases:Vapor)	92
5.1.9. Experimento 9 (48,28:100 Gases:Vapor)	99
5.1.10. Experimento 10 (55,17:100 Gases:Vapor)	105
5.2. Discussões dos resultados experimentais.....	112
6 CONCLUSÕES.....	121
REFERÊNCIAS	123
Apêndice A – Exemplo de cálculo das saturações dos fluidos e do volume poroso	127
Apêndice B – Exemplo de cálculo da quantidade de gás injetado em cada experimento...	129

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução das reservas provadas de petróleo, por localização segundo a ANP (2011)	3
Figura 2.1 - Injeção cíclica de vapor (Green & Willhite, 1998).....	11
Figura 2.2 – Injeção contínua de vapor (Green & Willhite, 1998).....	12
Figura 2.3 – Método de SAGD convencional (Aherne, 2007).....	14
Figura 2.4 – Gerador de vapor (<i>Castrogiovanni</i> , 2011)	17
Figura 2.5 – Injeção de vapor a partir de um DHSG (<i>Castrogiovanni</i> , 2011)	18
Figura 3.1 - Aparato experimental.....	21
Figura 3.2 – Gerador de vapor.....	22
Figura 3.3 - Controlador e transdutor de fluxo mássico (antigo no centro e novo à direita).....	22
Figura 3.4 - Célula linear de injeção.....	23
Figura 3.5 - Jaqueta de vácuo antes (Laboissière, 2009) e após as mudanças	24
Figura 3.6 - Sistema de produção (visão lateral)	25
Figura 3.7 -Sistema de produção (visão frontal)	26
Figura 3.8 -Separador antigo à esquerda (Laboissière, 2009) e novo à direita.	27
Figura 3.9 - Sistema de pré-aquecimento e controle	28
Figura 3.10 - Tela de consulta de dados coletados	28
Figura 3.11 – Densímetro Anton Paar	29
Figura 3.12 – Viscosímetro Cambridge.....	30
Figura 3.13 – Cromatógrafo SHIMADZU	30
Figura 4.1 – Sistema de injeção. (Adaptado de Laboissiere, 2009)	34
Figura 4.2 - Equipamento Karl Fischer para Medição do Teor de Água no Óleo.....	35
Figura 4.3 - – Equipamento Dean Stark	37
Figura 4.4 - Densidade e °API do óleo morto	40
Figura 4.5 - Viscosidade do óleo morto	40
Figura 4.6 – Distribuição de n-alcanos do óleo morto	41
Figura 4.7 – Distribuição de n-alcanos do óleo morto	42
Figura 5.1 - Perfis de temperatura do experimento 1	48

Figura 5.2 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 1	49
Figura 5.3 - Produção de fluidos ao longo do experimento 1	50
Figura 5.4 - Amostras do meio poroso coletados após o experimento 1	50
Figura 5.5 - Fator de recuperação do experimento 1	51
Figura 5.6 - Perfis de pressão do experimento 1	52
Figura 5.7 - Razão vapor-óleo do experimento 1	53
Figura 5.8 - Perfis de temperatura do experimento 2	55
Figura 5.9 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 2	56
Figura 5.10 - Fator de recuperação do experimento 2	57
Figura 5.11 – Perfis de pressão do experimento 2	58
Figura 5.12 – Razão vapor-óleo do experimento 2	59
Figura 5.13 - Perfis de temperatura do experimento 3	61
Figura 5.14 – Produção acumulada de óleo e água para o experimento 3	62
Figura 5.15 – Fator de recuperação do experimento 3	63
Figura 5.16 – Perfis de pressão do experimento 3	64
Figura 5.17 – Razão vapor-óleo do experimento 3	65
Figura 5.18 - Perfis de temperatura do experimento 4	67
Figura 5.19 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 4	68
Figura 5.20 - Produção de fluidos ao longo do experimento 4	69
Figura 5.21 - Amostras do meio poroso coletados após o experimento 4	69
Figura 5.22 - Fator de recuperação do experimento 4	70
Figura 5.23 - Perfis de pressão do experimento 4	71
Figura 5.24 - Razão vapor-óleo do experimento 4	72
Figura 5.25 - Perfis de temperatura do experimento 5	74
Figura 5.26 – Produção acumulada de óleo e água para o experimento 5	75
Figura 5.27 – Fator de recuperação do experimento 5	76
Figura 5.28 - Perfil de pressão do experimento 5	77
Figura 5.29 - Razão vapor-óleo do experimento 5	78
Figura 5.30 - Perfis de temperatura do experimento 6	80
Figura 5.31 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 6	81
Figura 5.32 - Produção de fluidos ao longo do experimento 6	82

Figura 5.33 - Fator de recuperação do experimento 6.....	82
Figura 5.34 - Perfis de pressão do experimento 6	83
Figura 5.35 - Razão vapor-óleo do experimento 6	84
Figura 5.36 - Perfis de temperatura do experimento 7	86
Figura 5.37 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 7	87
Figura 5.38 - Produção de fluidos ao longo do experimento 7.....	88
Figura 5.39 - Amostras do meio poroso coletados após o experimento 7.....	88
Figura 5.40 - Fator de recuperação do experimento 7.....	89
Figura 5.41 - Perfis de pressão do experimento 7	90
Figura 5.42 - Razão vapor-óleo do experimento 7	91
Figura 5.43 - Perfis de temperatura do experimento 8	93
Figura 5.44 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 8	94
Figura 5.45 - Produção de fluidos ao longo do experimento 8.....	95
Figura 5.46 - Amostras do meio poroso coletados após o experimento 8.....	95
Figura 5.47 - Fator de recuperação do experimento 8.....	96
Figura 5.48 - Perfis de pressão do experimento 8	97
Figura 5.49 - Razão vapor-óleo do experimento 8	98
Figura 5.50 - Perfis de temperatura do experimento 9	100
Figura 5.51 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 9	101
Figura 5.52 - Amostras do meio poroso coletados após o experimento 9.....	102
Figura 5.53 - Fator de recuperação do experimento 9.....	102
Figura 5.54 - Perfis de pressão do experimento 9	103
Figura 5.55 - Razão vapor-óleo do experimento 9	104
Figura 5.56 - Perfis de temperatura do experimento 10	106
Figura 5.57 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 10	107
Figura 5.58 - Produção de fluidos ao longo do experimento 10.....	108
Figura 5.59 - Amostras do meio poroso coletados após o experimento 10.....	108
Figura 5.60 - Fator de recuperação do experimento 10.....	109
Figura 5.61 - Perfis de pressão do experimento 10	110
Figura 5.62 - Razão vapor-óleo do experimento 10	111

Figura 5.63 – Perfis de temperatura para dois pontos diferentes na célula de injeção para diferentes razões de co-injeção de vapor/gás utilizando o termopar antigo.	113
Figura 5.64 – Perfis de temperatura para dois pontos diferentes na célula de injeção para diferentes razões de co-injeção de vapor/gás utilizando o novo termopar.	114
Figura 5.65 - Fator de recuperação, razão vapor/óleo, pressão de injeção e percentual de gases injetados em todos os experimentos	115
Figura 5.66 – Densidades medidas em diferentes provetas contendo óleo de cada experimento	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Principais equipamentos utilizados e materiais utilizados.....	31
Tabela 4.1 – Viscosidade do óleo morto medida.....	38
Tabela 4.2 – Densidade e °API do óleo morto	39
Tabela 4.3 – Concentração de hidrocarbonetos do óleo morto	42
Tabela 5.1 – Parâmetros experimentais para todos os experimentos	45
Tabela 5.2 – Propriedades das misturas.....	45
Tabela 5.3 – Vazões de vapor e gases injetados.....	46
Tabela 5.4 – Produção acumulada e pressões de injeção e produção de todos os experimentos	116
Tabela 5.5 – Razão vapor/óleo (RVO) acumulada e fator de recuperação	116
Tabela 5.6 – Densidades medidas para cada proveta contendo óleo.....	118
Tabela 5.7 – Densidades médias e melhora do °API do óleo produzido em cada experimento .	119

LISTA DE NOMENCLATURAS

SIGLAS		UNIDADES
ANP	Agência Nacional do Petróleo	-
DHSG	Gerador de fundo de poço	-
SAGD	Drenagem gravitacional assistido por vapor	-
GEC	Gás efluente de combustão	-
RVO	Razão vapor/óleo	m^3/m^3
LMMR	Laboratório de métodos miscíveis de recuperação	-
CWE	Equivalente em água fria	-
HTP	Hidrocarbonetos totais de petróleo	-
HRP	Hidrocarbonetos de petróleo resolvidos	-
UCM	Mistura complexa não resolvida	-
° API	Grau API do óleo	-
d	Diâmetro	cm
h	Altura	cm
V	Volume	cm^3
M	Massa	g
ρ	Densidade	g/cm^3
ϕ	Porosidade	%
So	Saturação de óleo	%
Sw	Saturação de água	%
Sg	Saturação de gás	%
c	Calor sensível	$\text{J}/\text{g}^\circ\text{C}$
Lv	Calor Latente	kcal/kg

1. INTRODUÇÃO

A exploração de reservatórios de petróleo vem se tornando um processo cada vez mais complexo devido à profundidade dos reservatórios, à qualidade dos óleos encontrados e às heterogeneidades das rochas portadoras. Esses problemas são ainda maiores quando os campos encontrados apresentam um óleo de alta viscosidade, quando os métodos convencionais são pouco eficientes. O desenvolvimento de novas tecnologias nos processos de recuperação torna-se necessário para extrair mais óleo, e aumentar o tempo de vida útil do campo e, por conseguinte, a rentabilidade das empresas.

Os processos de recuperação avançada podem ser divididos em químicos (injeção de polímeros e tensoativos), métodos térmicos (injeção de água quente, vapor, combustão *in situ* e aquecimento eletromagnético) e métodos miscíveis e imiscíveis (injeção de gases).

Os métodos térmicos são os mais utilizados quando se trata de recuperação avançada de óleo. Dentro dos métodos térmicos, a injeção de vapor é o método mais conhecido e utilizado. A injeção de calor através do vapor no reservatório é um dos meios mais eficientes para a redução da viscosidade de óleos pesados. A redução da viscosidade com a temperatura aumenta de forma considerável a mobilidade do óleo e facilita seu deslocamento (Prats, 1982). Outros mecanismos atuantes no método de injeção de vapor são a expansão da rocha e contração dos poros, que ajuda a expulsar o óleo de seus poros; a destilação de frações mais leves que formam um banco miscível à frente da zona de vapor (Willman, 1961).

No Brasil, a injeção de vapor apresenta uma história de sucesso em processos de recuperação em toda a região Nordeste e na Bacia do Espírito Santo. Tais métodos apresentam elevada recuperação, porém frequentemente apresentam problemas de eficiência energética e operacional. O custo da geração do vapor não pode ser maior que o valor agregado ao óleo produzido. Um dos fatores limitantes é a perda de calor para as formações vizinhas ao poço. Caso um reservatório seja muito profundo, o vapor injetado na superfície se transforma em água quente antes de chegar ao reservatório devido às perdas de energia durante o trajeto do gerador até o fundo do poço.

O desenvolvimento de tecnologias como os geradores de fundo de poço tem como objetivo viabilizar a injeção de calor nesses depósitos profundos e permitir que o vapor seja utilizado onde antes era considerado antieconômico. O uso dos geradores para entregar vapor de alta qualidade próximo ao reservatório, geram o vapor no fundo do poço através da queima de algum comburente que associa também a injeção dos gases efluentes de combustão junto com o vapor. Coloca-se então a questão dos efeitos desta co-injeção sobre a recuperação do óleo da formação. O uso de gases como aditivos tem sido estudado e os resultados mostram uma melhora na recuperação devido à redução do consumo de energia (menos vapor deve ser gerado). O CO₂ produzido não precisa ser tratado uma vez que é co-injetado com o vapor (torna possível criar uma frente miscível). Também, possivelmente um menor volume de água necessitará ser tratado durante a geração do vapor ou na produção dos fluidos. Todos esses fatores podem ajudar a reduzir os custos dos projetos de recuperação.

No presente trabalho, estudou-se experimentalmente a co-injeção de vapor com gases efluentes de combustão em diferentes proporções para verificar quais os efeitos que a quantidade de gás injetado tem neste processo de recuperação final do óleo.

1.1. Motivação

Devido à redução nas descobertas de óleos leves, torna-se necessário desenvolver novas tecnologias para recuperar os diversos reservatórios de óleos pesados espalhados mundialmente. Os dois principais problemas encontrados são a alta viscosidade do óleo e a alta tensão interfacial entre o óleo e o fluido injetado. Em termos de custos, os processos térmicos são mais vantajosos e mais utilizados no mundo, porém esbarram na questão das profundidades em que alguns reservatórios se encontram.

Diversos estudos como Nesse (2004), Simangunsong (2005), Laboissiere (2009) e (Rios, 2011) sobre a adição de aditivos ou gases inertes juntamente com vapor para aperfeiçoar a recuperação de óleos pesados foram realizados em importantes universidades, como Universidade de Alberta no Canadá, Universidade Texas A&M nos Estados Unidos e na Unicamp, no Brasil. O desenvolvimento dos geradores de fundo de poço pode resolver um dos grandes problemas dos reservatórios de óleo pesado no Brasil, uma vez que por serem mais profundos que os reservatórios canadenses, dificultam a entrega de vapor em condições adequadas para uma boa recuperação.

Segundo estudo apresentado no *World Heavy Oil Conference*, o Brasil possui cerca de sete bilhões de barris de óleo pesado de reservas provadas e prováveis e dois bilhões de barris de óleos ultrapesados de reservas provadas. A produção brasileira de petróleo ficou próxima dos dois milhões de barris por dia, sendo segundo o estudo, apenas duzentos e cinquenta mil de óleo pesado. De acordo com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), em 2011, as reservas provadas de petróleo no Brasil eram de quinze bilhões de barris (Figura 1.1). Esses dados mostram que cerca de 60% das reservas possui °API menor que 20, porém apenas 12,5% da produção são de óleos pesados.

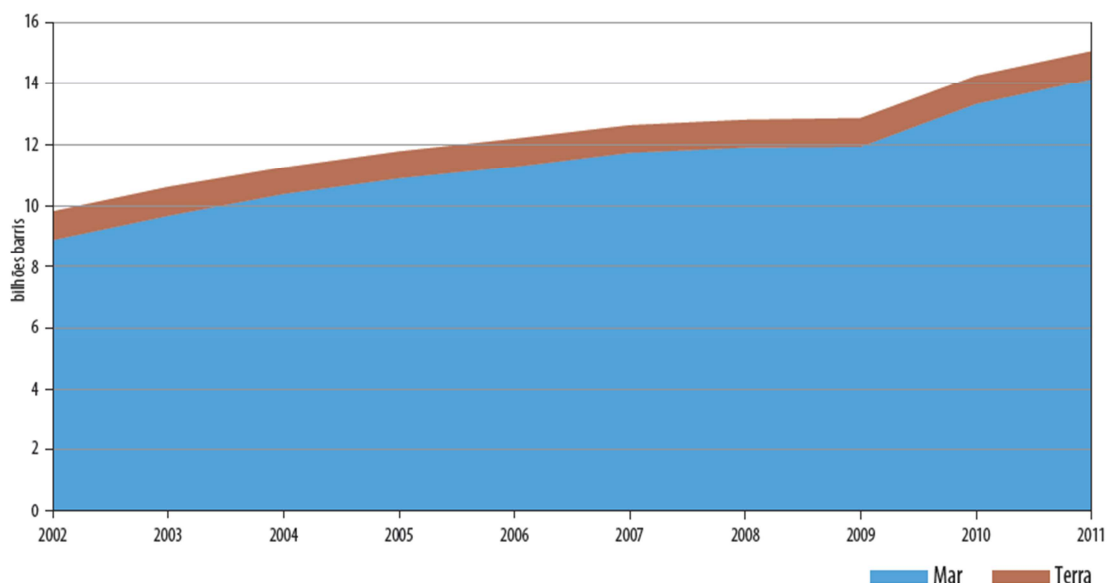


Figura 1.1 – Evolução das reservas provadas de petróleo, por localização segundo a ANP (2011)

1.2. Objetivos

O principal objetivo da pesquisa é avaliar os efeitos da co-injeção de vapor e gases efluentes de combustão, variando o volume de gás injetado para uma vazão fixa de vapor. A partir dos resultados obtidos, comparar os dados de produção e recuperação final com a injeção de vapor sem aditivos.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são apresentados os trabalhos relevantes desde a metade do século 20 sobre a injeção de vapor puro e de vapor combinado com gases ou aditivos, além da revisão dos principais tópicos para a recuperação de óleos pesados.

Willman et al. (1961) investigaram os resultados sobre o uso do vapor sem aditivos como um agente de recuperação. Os testes de laboratório mostraram que a recuperação pelo uso de vapor chega a ser o dobro do que quando se utiliza água quente. Os mecanismos principais para esse fator de recuperação são devidos à expansão térmica do óleo, redução da viscosidade e destilação das frações leves pelo vapor.

Wu et al. (1975) investigaram os efeitos da destilação por vapor e determinaram os parâmetros dos mecanismos de destilação no meio poroso. Os resultados encontrados mostraram que a destilação por vapor é fortemente dependente da composição do óleo e pode não estar correlacionada com o grau API. Os rendimentos encontrados são independentes do meio poroso e das taxas de vapor injetadas. Mudanças na pressão do vapor e na temperatura de saturação têm efeitos mínimos sobre o rendimento, no entanto, vapor superaquecido aumenta significativamente o efeito da destilação em alguns tipos de óleo.

Redford et al. (1980) conduziram testes utilizando metano, propano, butano, pentano e outros gases como aditivos ao vapor para recuperar óleo de alta viscosidade em Alberta, Canadá. Os resultados encontrados mostraram que esses aditivos não causaram uma redução da permeabilidade do reservatório. Eles foram os primeiros autores a mostrar que esses aditivos tinham potencial para melhorar a recuperação.

Redford (1982) conduziu experimentos para estudar os efeitos da adição de dióxido de carbono, etano e nafta combinados com vapor. Os resultados mostraram que a adição de dióxido de carbono ou etano melhorou a recuperação. Uma recuperação maior foi encontrada quando nafta foi adicionada.

Harding et al (1983) apresentaram resultados experimentais e simulados com a co-injeção de dióxido de carbono ou gases efluentes de combustão com vapor buscando melhorar o fator de recuperação quando comparado com a injeção simples de vapor. Verificou-se que a adição de

gases ao vapor resultou em uma melhora na recuperação total com uma grande melhora nas taxas de produção de óleo.

Marshall et al. (1983) relataram um programa de testes que demonstrou a operação de um protótipo de gerador de fundo de poço (“*downhole steam generators, DHSG*”) em um campo na Califórnia. Dois tipos de DHSGs foram projetados, o primeiro queimando diesel com ar e posicionado dentro do poço e o segundo queimando diesel com oxigênio e posicionado na superfície. Os resultados mostraram que quando se utiliza ar, a comunicação com o poço produtor ocorre mais rapidamente do que quando se utiliza oxigênio. O tempo de vida dos DHSGs foi determinado pela presença de gases da combustão que provocaram corrosão das tubulações.

Schirmer et al (1985) mostraram que o conceito de DHSG em projetos de recuperação térmica apresenta várias vantagens se comparado com o método de geração de vapor convencional. As principais vantagens são a redução da poluição do ar, redução das perdas de calor para o exterior, potencial de injeção em reservatórios mais profundos, potencial para injeção em campos offshore e a repressurização do reservatório.

Nasr et al. (1987) realizaram experimentos através da injeção contínua ou cíclica de várias combinações de vapor e gases (N_2 , CO_2 , $N_2 + CO_2$). As combinações desses gases foram realizadas com o objetivo de simular os gases produzidos por um gerador de fundo de poço que utiliza como combustível oxigênio ou ar. Os resultados mostraram que a adição de gases efluentes de combustão ($CO_2 + N_2$) ao vapor aumentam substancialmente as taxas de recuperação de óleo pesado quando comparados com a injeção de vapor sem aditivos.

Butler (1997) apresentou o método SAGP (“steam and gas push”), onde vapor e um gás não condensável são co-injetados. O método SAGD (“steam assisted gravity drainage”) já utilizado possui elevado fator de recuperação e consegue manter a pressão do reservatório através da injeção de vapor, porém, em reservatórios pouco espessos, o processo torna-se antieconômico devido às perdas de calor para a superfície superior do reservatório. Para solucionar esse problema, a adição de um gás não condensável no processo de injeção faz com que o gás se direcione para as regiões mais elevadas do reservatório, minimizando as perdas na superfície superior. Além de reduzir as perdas, o gás atua deslocando o óleo aquecido abaixo para o poço produtor e ajuda a manter a pressão do reservatório. Dessa forma, o processo de SAGP reduz a

quantidade de vapor a ser injetada, diminui as perdas de calor e aumenta a quantidade de óleo recuperada.

Zhao et al. (1999) realizaram um estudo experimental e numérico para compreender os processos de recuperação quando gases não condensáveis ou condensáveis estão presentes no reservatório ou estão sendo co-injetados com vapor. Um estudo de sensibilidade foi realizado para investigar os efeitos de difusão do gás, perdas de calor e heterogeneidade das camadas. Os resultados mostraram que a difusão do gás causada pelo gradiente de concentração é mínima, e o escoamento do gás é dominado pelo mecanismo de convecção. Os gases não condensáveis se acumulam onde o vapor se condensa. A distribuição dos gases na zona de depleção é determinada pelas taxas de vapor e gases injetados. A diferença entre os resultados numéricos e os resultados experimentais para a produção acumulada de óleo foi de 3%.

Ito et al. (1999) investigaram os efeitos da injeção de metano durante a produção pelo método de SAGD. Os resultados indicaram que as taxas de produção e a produção total de óleo são reduzidas quando há gás injetado com vapor nos períodos iniciais do processo. Essa redução se deve ao fato da maior parte do gás se acumular no topo do reservatório, impedindo o crescimento da câmara de vapor. Porém, se o gás for injetado após algum tempo do início do processo, verifica-se uma melhora na razão vapor/óleo, sem redução das taxas de produção. Nesse caso, o gás injetado migra para a parte superior e não evita o crescimento da câmara de vapor que já foi criada.

Ferguson et al. (2001) investigaram o uso de propano como um aditivo para o vapor utilizando uma injeção a taxa constante de vapor. Foram realizados vários testes para verificar qual seria a concentração ótima de propano. Os resultados mostraram uma produção acelerada de óleo quando há co-injeção do gás com vapor se comparada com a injeção de vapor puro. A razão ótima encontrada foi de 5% de propano. A aceleração de produção encontrada foi devido ao processo de destilação, onde as frações leves do óleo evaporaram e carregaram o propano. Quando essas frações mais leves entram em contato com as regiões mais frias da célula que contém o meio poroso, elas são condensadas. Essas frações mais leves são miscíveis com o óleo, o que diminuiu a tensão interfacial e a viscosidade do óleo.

Nesse (2004) estudou os efeitos da injeção de propano com água quente e com vapor. Os resultados obtidos mostram que a injeção de água quente não é suficiente para obter uma

recuperação considerada satisfatória. Quando se co-injeta vapor com propano, ocorre uma aceleração no início da produção de óleo, se comparado com a injeção com água quente. Nos testes com injeção de vapor sem aditivos têm-se uma produção mais rápida do que nos casos com co-injeção. Apesar da injeção de vapor sem aditivos ser mais rápida, a adição de propano ao vapor aumenta o fator de recuperação.

Shokoya et al. (2005) estudaram os efeitos da concentração de CO₂ na recuperação de óleo leve utilizando gases efluentes de combustão enriquecidos. Os resultados mostraram que para pressões entre 27.58 MPa e 68.95 MPa não há melhora considerável na recuperação de óleo para concentrações de CO₂ menores que 25%. Para concentrações maiores que 25%, houve um aumento da recuperação. No entanto, com picos de 80% (68.95 MPa), 85% (62.05 MPa) e 90% (55.16 MPa) de CO₂, nas respectivas pressões, ocorreu um declínio do fator de recuperação. Quando observados os resultados da irrupção dos gases, para todas as pressões testadas até 40% de CO₂, não houve diferença na recuperação do óleo.

Simangunsong (2005) realizou testes analíticos e experimentais para estudar a injeção de vapor sem aditivos, e vapor com hidrocarbonetos como aditivos. Os resultados indicam que quando se co-injeta vapor com 5% de propano há uma aceleração na produção. O uso de propano como aditivo diminuiu a pressão de injeção do processo. Os fatores de recuperação de propano e de vapor puro foram menores do que quando se co-injeta vapor com destilados de petróleo. Em todos os testes foi verificado um aumento do grau API do óleo e diminuição da viscosidade do óleo produzido.

Rivero (2007) também realizou estudos analíticos sobre a co-injeção de propano com vapor para melhorar a recuperação de óleo. Os resultados obtidos mostram que o uso de propano como aditivo acelerou a produção de óleo. Os fatores de recuperação nos testes aumentaram em cerca de 41% com o uso do gás. Durante as simulações, o uso de um poço horizontal inteligente (“*smart horizontal well*”) aumentou o fator de recuperação quando comparado com o uso de poços convencionais.

Torres (2008) investigou numericamente dois processos com injeção de vapor baseado em modelos experimentais. Foram estudados os comportamentos de recuperação de óleo e os perfis de temperatura. Seu trabalho propôs a criação de uma bancada experimental que simule os processos de injeção de vapor e o processo de SAGD.

Laboissière (2009) realizou experimentos e simulações sobre a injeção de vapor puro e co-injeção de vapor com N_2 em escala de laboratório para recuperação de óleo pesado. Como verificado em trabalhos anteriores, a produção de óleo é acelerada com a presença de N_2 quando comparado com a injeção de vapor sem aditivos. Houve melhora na razão vapor/óleo com fatores de recuperação da ordem de 45% com a presença de N_2 .

Liu et al. (2011) estudaram a viabilidade da co-injeção de vapor e gases efluentes de combustão em alta temperatura em reservatórios de baixa permeabilidade. Foram realizados testes com a injeção de água, vapor sem aditivos, injeções com apenas os gases efluentes de combustão e co-injeções de gases e vapor. Os resultados mostram que a co-injeção de gases efluentes de combustão com vapor aumenta a eficiência de deslocamento. O efeito de destilação do vapor é maior quando há a presença de gases efluentes de combustão a altas temperaturas. A temperatura ótima encontrada para a injeção ficou entre 150 °C e 180 °C.

Capper et al. (2011) descreveram os benefícios resultantes da operação de um DHSG que combina uma recuperação através de vapor e nitrogênio ou dióxido de carbono. Os resultados mostraram que controlando a taxa de vapor, excessos de CO_2 e O_2 podem contribuir para uma oxidação in-situ e uma aceleração da produção de óleo. Os gases produzidos por um DHSG e injetados diretamente em um reservatório apresentam três efeitos benéficos: a dissolução do gás no óleo pesado que reduz a viscosidade do óleo, o efeito do gás com vapor nas taxas de produção de óleo e uma otimização da produção onde o gás ajuda a entregar uma quantidade maior de energia a temperaturas relativamente mais baixas.

Yongtao et al. (2011) mostraram o uso de um gerador compacto em uma plataforma onde há a injeção de vapor, gases e produtos químicos utilizando uma co-estimulação cíclica. Antes de realizar os testes em campo, foram realizados estudos de laboratório sobre a viabilidade do projeto. Após os estudos numéricos, os testes de campo mostraram bons resultados na recuperação do óleo através da injeção de vapor a 300 °C, e foi obtido um aumento significativo na produção, mais de duas vezes maior do que quando foram utilizados métodos de produção frios.

Rios (2011) estudou experimentalmente e numericamente a injeção de vapor e nitrogênio pelo método de SAGD para a recuperação de óleo pesado. Foram realizados testes de SAGD convencional e SAGD *Wind-Down*, onde a presença do gás não condensável mostrou ser uma

alternativa importante para elevar a produtividade de óleo de forma econômica, com uma menor quantidade de vapor injetado. A diminuição do volume de vapor injetado é maior ainda quando se utiliza o processo *wind-down*, onde a pressão do reservatório é mantida e ocorre a utilização apenas da energia *in place* presente para expandir a produção de óleo.

Feng et al. (2012) estudaram a recuperação através de vapor e gases efluentes de combustão combinados com injeção de gel em campo offshore, na província de Bohai na China. O uso de um gerador compacto na plataforma tornou o processo adequado para uso *offshore*. Os resultados mostraram que ocorre um aquecimento e viscorredução com a água ou vapor, uma viscorredução com o CO₂ miscível, e um aumento de pressão com o N₂. O uso de vapor e gases efluentes de combustão com injeção de gel mostrou-se mais eficiente que quando se utilizam vapor e gases, combinados com injeção de água. Foi sugerido que a injeção de gel comece após a pressão cair para 80% do valor da pressão original do reservatório.

2.1. Métodos Térmicos de Recuperação

A recuperação econômica e eficiente de óleo pesado e betume de reservatórios é um grande desafio técnico. A quantidade de óleo pesado e betume “*in place*” são tão grandes como e, provavelmente, muito maiores do que as de petróleo bruto convencional. O desafio é duplo: recuperar óleo do reservatório e convertê-lo em produtos finais. Óleo pesado e betume contêm proporções muito maiores de resíduos de material não destilável do que óleo convencional. Os resíduos contêm grandes proporções de asfaltenos, o que os torna particularmente viscosos. É essa viscosidade natural que torna a recuperação tão difícil.

A principal função dos métodos de recuperação térmicos é aquecer o reservatório e alterar algumas propriedades do óleo, tornando-o menos viscoso. O aquecimento do reservatório pode vir da superfície através de geradores de vapor, de dentro do poço através de novas tecnologias como os geradores de fundo de poço (DHSG), ou de dentro do próprio reservatório. Se a energia fornecida para gerar calor vier da superfície, o processo pode ser dividido em injeção de água quente, injeção cíclica ou contínua de vapor. O vapor apresenta vantagens em relação à água quente por possuir maior quantidade de calor por unidade. Além disso, o vapor é menos viscoso que a água, dessa forma, para um mesmo diferencial de pressão, o vapor fornece uma vazão de injeção maior.

O principal efeito obtido ao se injetar vapor é a grande redução de viscosidade para óleos pesados. Essa redução de viscosidade aumenta a eficiência de varrido da frente de vapor e melhora o deslocamento do óleo no reservatório. O aumento de temperatura pelo vapor provoca também a expansão do óleo, juntamente com um processo de destilação das frações mais leves, que facilitam o efeito de arraste.

2.1.1. Injeção cíclica de vapor

A injeção cíclica de vapor foi descoberta pela empresa Shell por acidente na Venezuela, petróleo pesado quando estava sendo produzido próximo ao lago Maracaíbo. Durante o ciclo de injeção, uma irrupção de vapor na superfície do solo ocorreu e para reduzir a pressão do vapor no reservatório, foi permitido o retorno do fluxo no poço injetor. Uma grande quantidade de óleo foi produzida e desse descobrimento acidental em 1959 veio o processo de estimulação por vapor ou injeção cíclica de vapor.

No processo de estimulação por vapor, a primeira etapa consiste em injetar vapor no reservatório a taxas da ordem de 1000 bbl/d por um período de semanas (1 a 6 semanas). Em seguida, o poço é fechado por um período de 3 a 6 dias para que ocorra a distribuição do calor para o reservatório. Por último, o poço é então aberto para produção durante meses ou anos, permitindo que o fluxo retorne. Em aplicações adequadas, a produção é rápida e o processo eficiente, pelo menos nos primeiros ciclos. Se a pressão do vapor é grande o suficiente para fraturar o reservatório e depois permitir a injeção, podem ser também produzidos óleos altamente viscosos de arenitos. A Figura 2.1 ilustra as três etapas do processo de injeção cíclica de vapor.



Figura 2.1 - Injeção cíclica de vapor (Green & Willhite, 1998)

A maior desvantagem do processo de estimulação cíclica por vapor é que este processo permite recuperar em torno de 15% do óleo a ser recuperado antes que a razão óleo-vapor se torne muito baixa (Green & Willhite, 1998).

2.1.2. Injeção contínua de vapor

Na injeção contínua de vapor, vapor é injetado continuamente em poços injetores e óleo é produzido em poços produtores (Figura 2.2). Os poços não são distribuídos em formas padrões como o caso de injeção de água. Frequentemente os dois métodos de estimulação e injeção contínua são combinados e os poços são utilizados para estimulação antes da injeção contínua. Se for de interesse produzir óleo muito viscoso a partir de betume, a estimulação é fundamental para atingir a comunicação entre os poços injetores e produtores.

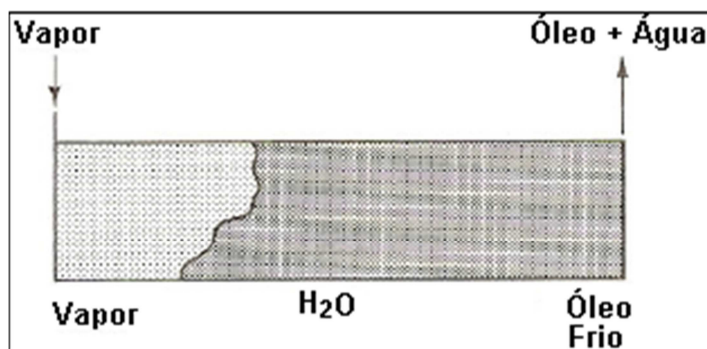


Figura 2.2 – Injeção contínua de vapor (Green & Willhite, 1998)

Enquanto a estimulação por vapor recupera algo em torno de 15% do óleo, o processo de injeção contínua recupera até 50% do óleo “in place” com razão óleo vapor da ordem de 0,2 (Green & Willhite, 1998). A razão óleo/vapor depende da natureza do reservatório. Reservatórios muito profundos, por exemplo, são antieconômicos devido às altas pressão e temperatura requeridas para utilizar qualquer um dos dois métodos. As perdas de calor e quantidade de vapor se tornam excessivos. Perde-se muito calor na parede dos poços para as formações vizinhas. O isolamento térmico pode ser utilizado para aumentar a profundidade com que o uso de vapor pode ser utilizado como método de recuperação, mas também esse procedimento tem seus limites. Novas tecnologias como os DHSG tendem a eliminar o problema da profundidade para a injeção, uma vez que o gerador é inserido dentro do poço e fica próximo ao reservatório. O uso dessa tecnologia será discutido mais a frente.

Outro importante critério utilizado para o uso da injeção contínua é que os reservatórios devem ser espessos para evitar perdas relativas excessivas para as vizinhanças. Os projetos de maiores sucessos de recuperação térmica ocorreram para reservatórios rasos, bastante espessos, de alta permeabilidade e porosidade, além de alta saturação de óleo.

Caso o reservatório seja muito raso, não é aconselhável utilizar a inundação por vapor, pois a pressão deve ser baixa para evitar fraturar o reservatório. Com a redução da pressão do vapor, ocorre também à redução da temperatura, assim, o óleo pesado pode não ser suficientemente fluido para ser recuperado. Para evitar esse problema, é comum o uso de poços horizontais que aumentam a área afetada pelo vapor (método SAGD).

2.1.3. Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) e suas variações

A intenção ao se desenvolver o processo de drenagem gravitacional assistida por vapor, SAGD (“*Steam Assisted Gravity Drainage*”), foi de elaborar um processo onde o óleo ou betume pudesse ser removido de uma maneira sistemática para se obter uma recuperação mais completa do que a obtida com processos de injeção de vapor convencionais.

É fácil compreender que se vapor for injetado próximo à base do reservatório, o vapor tenderá a subir, e o condensado junto com óleo aquecido irá descer para o fundo do reservatório. O óleo e o condensado são removidos continuamente do poço produtor situado no fundo do reservatório. Já se considerou que se esses fluidos não fossem removidos rapidamente, haveria a tendência de o vapor escoar para o poço produtor e com isso eliminar a passagem do vapor pelo reservatório.

O processo pode ser descrito como mostra a Figura 2.3. Inicialmente, vapor é injetado continuamente próximo à região inferior do reservatório, onde tende a subir em direção às regiões superiores. Ao subir para a parte superior do reservatório, o vapor forma uma câmara de vapor ilustrada pela região (1). A câmara de vapor distribui o calor para o reservatório em uma grande extensão devido à utilização de poços horizontais. O óleo aquecido e o condensado escoam pela interface do óleo com o vapor através do efeito gravitacional, onde é direcionado para o poço produtor localizado abaixo do poço injetor (região 2). Na região (3) da Figura 2.3, têm-se uma alta concentração de óleo aquecido, formando um banco de óleo, que também é drenado pela

ação da gravidade. Na região (4) ocorre o movimento de água conata e gás não condensável à frente da câmara de vapor.

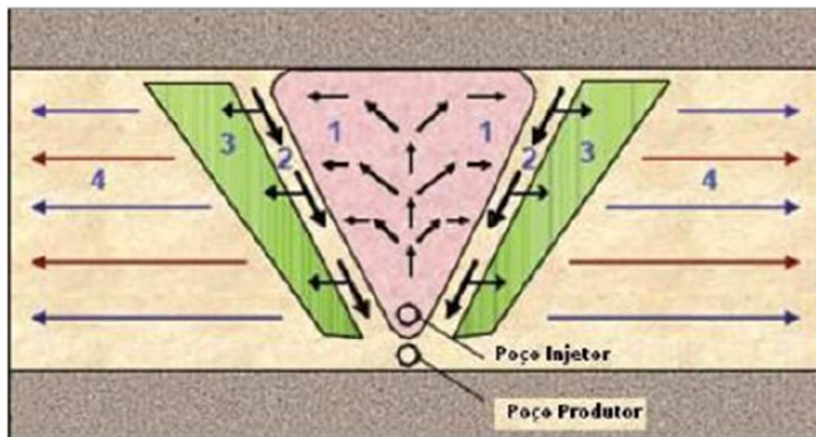


Figura 2.3 – Método de SAGD convencional (Aherne, 2007)

A pressão no reservatório é mantida pelo vapor que ocupa o espaço antes ocupado pelo óleo. Dessa forma, o óleo e o condensado produzidos no poço produtor não reduzem a pressão do reservatório, pois o vapor, que continua se expandindo dentro do reservatório, ocupa o lugar do óleo produzido.

Nos processos de SAGD, é possível no final do tempo de produção, continuar a produção de óleo sem a injeção de vapor. Durante essa operação, a pressão da câmara de vapor cai enquanto o sistema resfria. Calor das rochas e da câmara de vapor é transferido para a água nos poros, e vapor é produzido. Esse calor transferido para as fronteiras da câmara, aquece o óleo e promove a drenagem gravitacional.

Esse processo foi estudado por *Ferguson* (1988) onde foi mostrado que a injeção de vapor deve ser parada aproximadamente no tempo em que as partes adjacentes da câmara de vapor se encontram. Nesse momento, a recuperação de óleo chega a 50% do produzido anteriormente.

Apesar das análises dos processos de SAGD considerarem que a pressão nos poços de produção é constante, há uma necessidade de considerar as pressões em casos práticos. Uma análise do efeito da queda de pressão ao longo de um poço horizontal foi descrita por *Butler* (1981). Ele considerou que três processos ocorrem em série:

- Drenagem gravitacional em volta da câmara de vapor.

- Escoamento de óleo das partes inferiores da câmara para os poços produtores.
- Queda de pressão ao longo do comprimento do poço.

Butler (1997) mostrou que nem toda a câmara de vapor precisa estar em alta temperatura. Em suas conclusões, mostrou que somente a parte inferior, onde a tendência de formação de um cone é maior, necessita estar a uma temperatura elevada. Caso a região superior esteja a uma temperatura elevada, calor será perdido para as formações superiores. Para conseguir elevar a temperatura na parte superior e evitar as perdas da parte superior do reservatório, Butler modificou o método de SAGD convencional para o chamado método SAGP (“Steam and Gas Push”). O processo de SAGP envolve a adição de um gás não condensável como o N_2 ao vapor. O gás injetado acumula-se na parte superior da câmara e reduz a temperatura média e as perdas para as formações superiores. Como resultado, o vapor requerido é reduzido e a razão óleo/vapor é melhorada.

A vantagem do processo de SAGP é a rápida produção econômica. O gás injetado por ser mais leve sobe para o topo mantendo a pressão no topo elevada, com maior gradiente de pressão entre o topo e o fundo. Permitindo o escoamento do óleo. Dessa forma, o gás injetado literalmente empurra o óleo para baixo.

A utilização do método de SAGD e suas variações envolvendo gases não condensáveis se tornaram um sucesso em campos no Canadá. A utilização de métodos com melhor eficiência energética está sempre sendo testada para melhorar a produção de óleo de forma econômica. *Zhao* (2003) mostrou que a câmara de vapor continua em expansão mesmo depois de cessada a injeção de vapor. Esse processo é conhecido como SAGD *Wind Down*. Dessa forma, viu-se que existe um tempo para que a câmara de vapor se expanda. Após esse tempo, cessa-se a injeção de vapor e injeta-se apenas o gás não condensável. O gás injetado tem o propósito de manter a pressão estável e elevada e de utilizar a energia que já foi injetada na forma de vapor para continuar a produção do óleo. Com o aumento da produção, a razão vapor/óleo acumulada tende a diminuir, reduzindo o custo do projeto.

2.1.4. Downhole Steam Generators (DHSG)

A utilização de geradores de vapor na superfície é a tecnologia mais empregada para a estimulação térmica e recuperação de óleo pesado. No entanto, a técnica tem limitações

significativas, devido à perda de calor que torna muitas vezes inviável e antieconômico a recuperação dos dois trilhões de barris de óleo pesado que estão a grandes profundidades. Os geradores de fundo de poço (DHSG) representam uma possibilidade de desbloquear esses depósitos profundos e permitir que o vapor seja utilizado onde antes era considerado antieconômico.

A geração de vapor de alta qualidade no fundo do poço, próximo ao reservatório, é conceitualmente simples e diversos métodos haviam sido considerados. Duas opções básicas de DHSGs foram discutidas: a injeção direta e o contato indireto. No uso de um DHSG com injeção direta, o gás efluente da combustão é injetado juntamente com o vapor. No contato indireto, o gás efluente de combustão retorna para a superfície, trazendo problemas para as tubulações que sofrem corrosão e problemas ambientais, uma vez que o gás deve ser tratado na superfície.

Os esforços para desenvolver os DHSGs originam-se da década de 70, quando o preço alto do óleo aumentou o interesse na produção de óleo pesado. *Marshall* (1982) descreveu como foi desenvolvido um DHSG junto ao Departamento de Energia Norte Americano com o objetivo de testar se o gerador seria confiável para se utilizar em campo e avaliar o efeito da combinação de vapor e gases efluentes de combustão no reservatório.

A Figura 2.4 mostra um diagrama de um DHSG instalado em um poço. A ferramenta é desenhada para operar tanto com gás natural quanto para uma combinação de diversos solventes e diluentes em diferentes estequiometrias. A ferramenta é conectada através de um tubo à superfície que contém tubos menores que levam o gás e a água utilizada para gerar o vapor, além de sensores e sistemas de controle. Os DHSGs necessitam de um projeto que assegure um desempenho de pelo menos três anos de operação sem ocorrer intervenções (*Castrogiovanni*, 2011). A estabilidade da chama e a possibilidade de modular ou desligar a injeção de vapor teve influência da tecnologia desenvolvida na indústria aeroespacial.

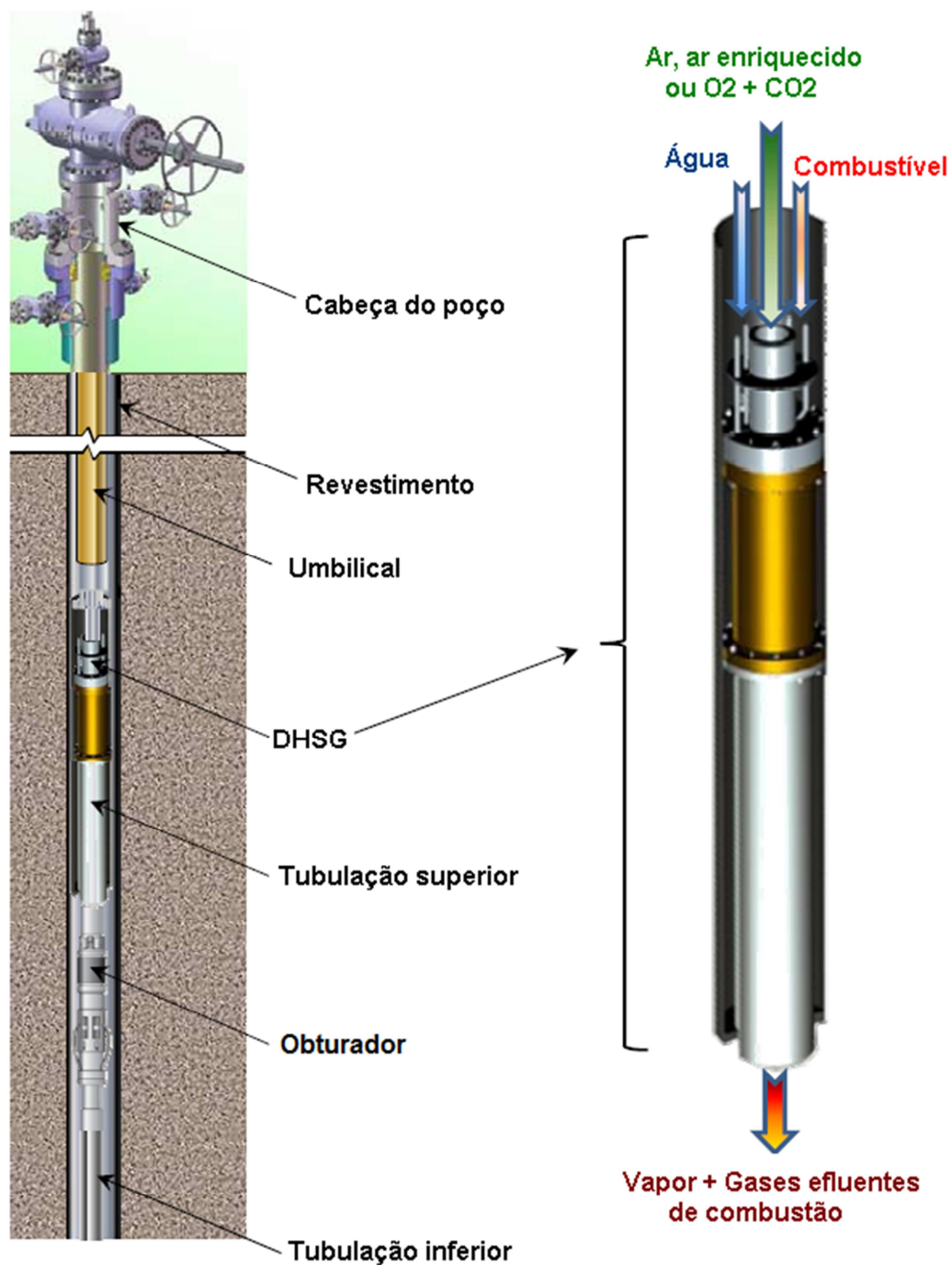


Figura 2.4 – Gerador de vapor (Castrogiovanni, 2011)

Castrogiovanni (2011) ilustra o processo do uso de um DHS como método de recuperação de óleo. Na Figura 2.5, o DHS é alimentado por gás natural, água e uma mistura de gases que incluem oxigênio, nitrogênio, CO₂. Essa configuração pode ser implementada em poços verticais ou com o método de SAGD. O vapor injetado possui pelo menos 80% de

qualidade no reservatório, uma vez que não há perdas no poço. O gás efluente de combustão que contém em torno de 10% de CO_2 move-se adiante da frente de vapor, dissolvendo-se no óleo e reduzindo a viscosidade e varrendo o óleo. A frente de vapor aquece o óleo e a água condensada desloca o óleo para o poço produtor.

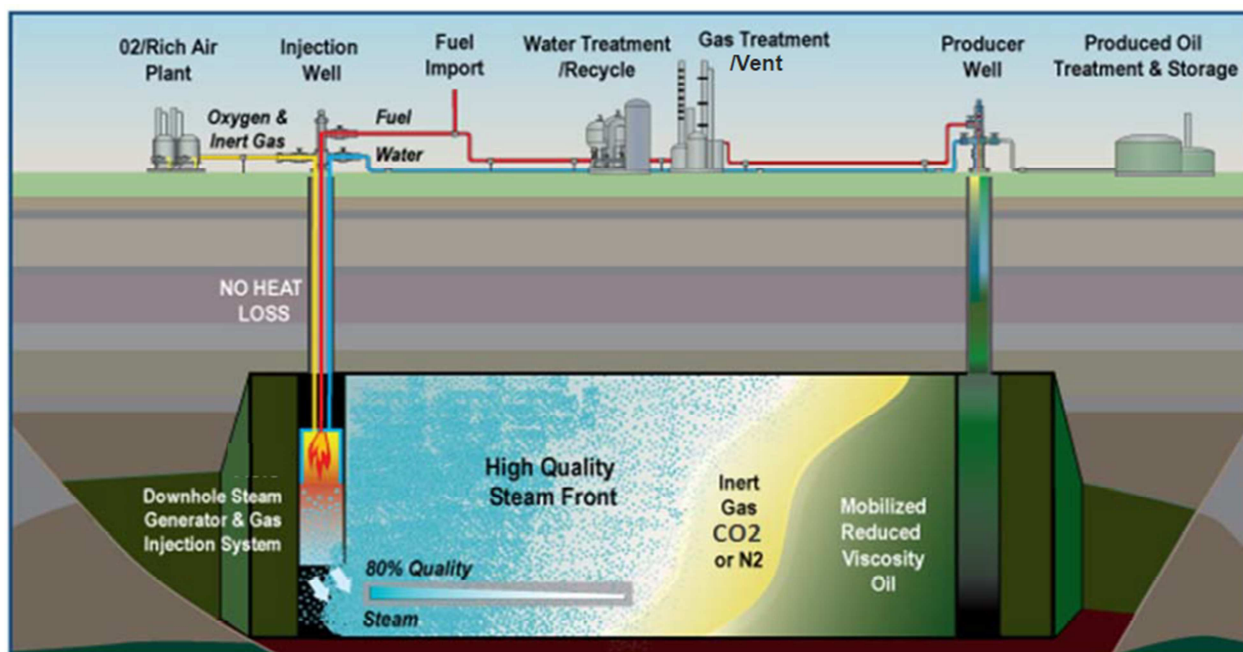


Figura 2.5 – Injeção de vapor a partir de um DHSG (Castrogiovanni, 2011)

O uso de DHSG combina o melhor de várias tecnologias de recuperação avançada de petróleo atuais e será uma das ferramentas que irá aumentar a recuperação de óleo pesado em reservatórios profundos. As vantagens do uso de um DHSG são muitas, dentre elas podemos citar: 1) a razão vapor/óleo não mais depende da profundidade, 2) é um método flexível para ajustar os fluidos injetados, que garante um poder maior de aperfeiçoar as configurações para cada reservatório específico, 3) apesar de fornecer vapor de alta qualidade, o DHSG utiliza menos água do que a geração na superfície.

3. DESCRIÇÃO EXPERIMENTAL

Este capítulo descreve o aparato experimental, detalhando todos os equipamentos envolvidos. Pode-se dividir o aparato principal em cinco conjuntos: o sistema de injeção, a célula linear de injeção, o sistema de produção, o sistema de medição e armazenamento de dados e o conjunto de equipamentos para análise dos fluidos produzidos. A Figura 3.1 ilustra o diagrama da montagem experimental.

3.1. Sistema de Injeção

O sistema de injeção permite que dois fluidos, água e gás efluente de combustão, por exemplo, sejam injetados na célula linear do aparato experimental. Uma bomba alimenta o gerador de vapor com água proveniente de um reservatório com capacidade de 10 L. O gerador de vapor permite converter vazões de água entre 1 e 25 cm^3/min , em vapor com temperaturas entre 100 e 200 °C nas pressões de saturação do vapor. O gerador consiste de um tubo cilíndrico, com um tudo de ¼ de polegada, envolto por uma resistência variável. A ligação entre os componentes de injeção e produção são constituídos por tubos (linhas) de diâmetro de ¼ polegada.

O comprimento do tudo helicoidal foi dimensionado levando-se em conta as maiores temperatura e vazão para o cálculo da potência da resistência. Por projeto, a resistência deve dissipar 1500 W, 33% a mais do que o calculado. Uma descrição mais detalhada dos componentes é encontrada em Torres (2008).

O sistema de injeção de gases efluentes de combustão consiste de um controlador de fluxo mássico que garante a injeção constante do gás. Antes de ser injetado no misturador, o gás percorre uma serpentina envolta no gerador que garante um pré-aquecimento dos gases efluentes de combustão em torno de 160 °C. A Figura 3.2 ilustra o gerador de vapor com e sem a manta de isolamento térmico e a Figura 3.3 ilustra o controlador e transdutor de fluxo mássico. Durante os primeiros experimentos o controlador de fluxo mássico parou de funcionar sendo necessária a aquisição de um novo com as mesmas características como mostra a Figura 3.3.

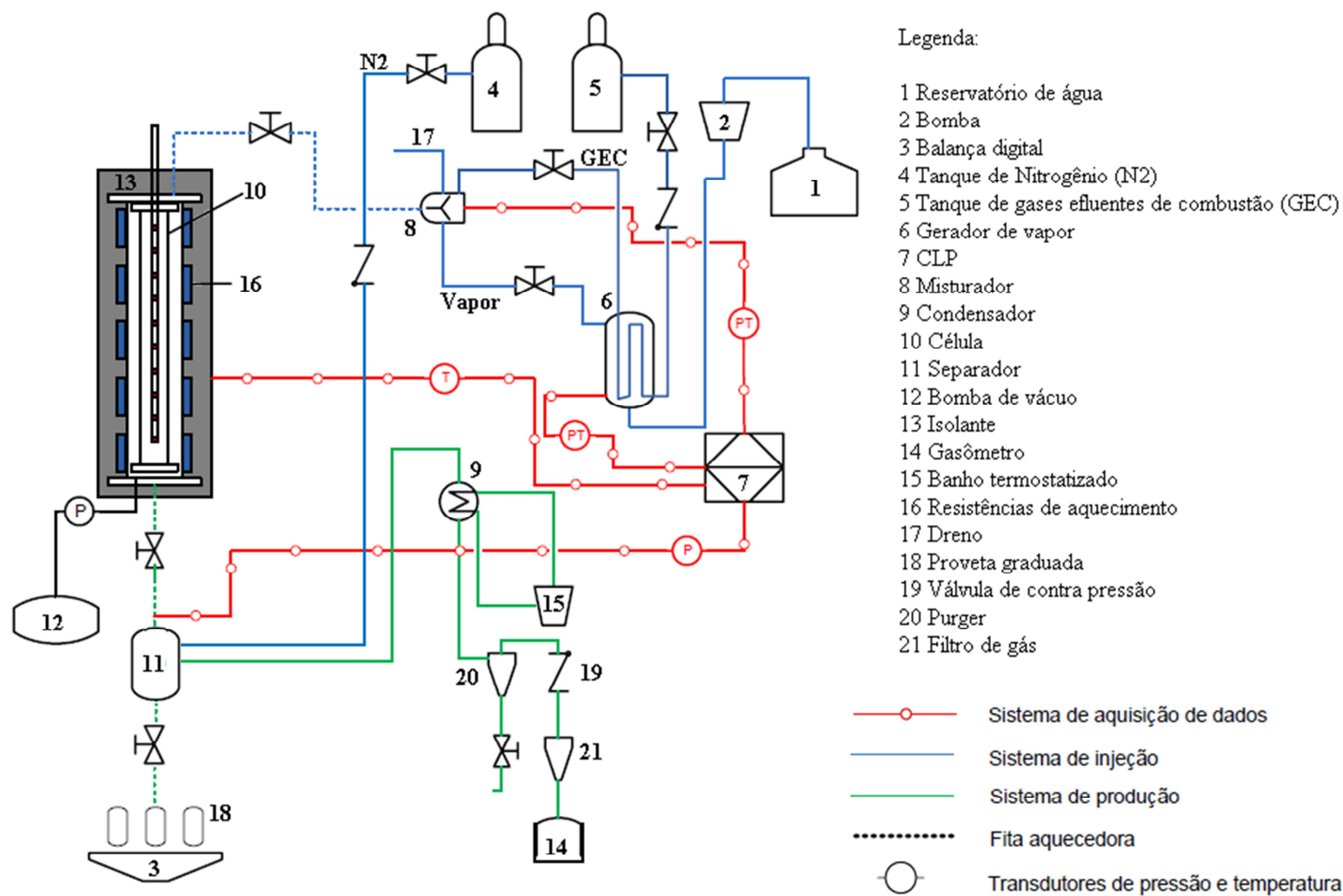


Figura 3.1 - Aparato experimental.

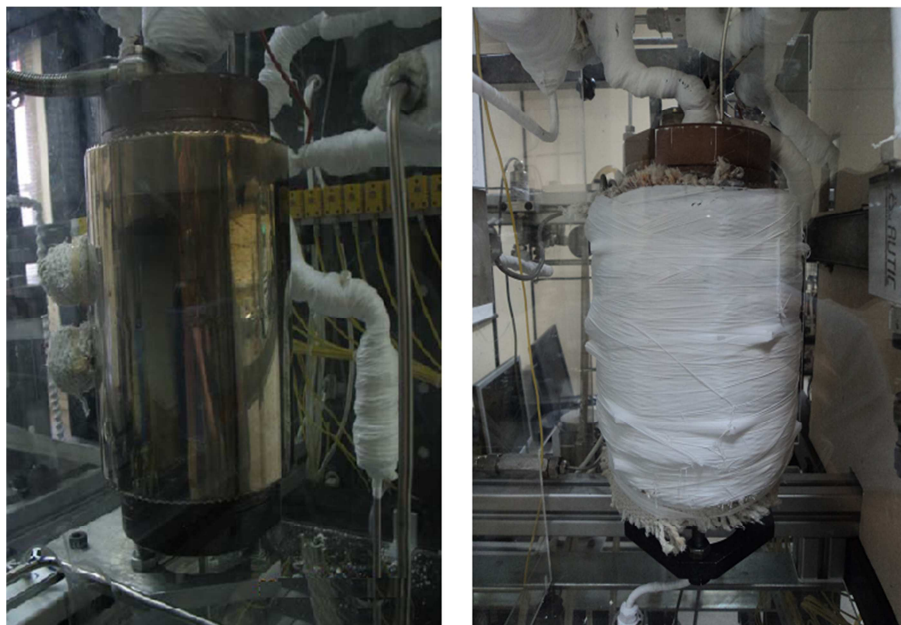


Figura 3.2 – Gerador de vapor

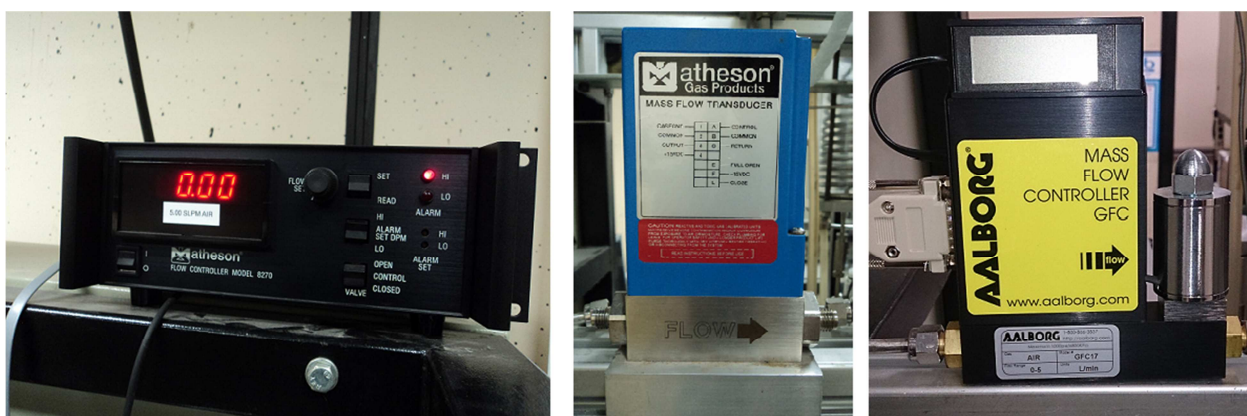


Figura 3.3 - Controlador e transdutor de fluxo mássico (antigo no centro e novo à direita)

3.2. Célula linear de injeção

A célula linear de injeção contínua de vapor é previamente preenchida com óleo, gás e água nas saturações e temperatura desejadas para o experimento. A célula é constituída por um tubo cilíndrico de aço inox 316, com diâmetro interno de 6.9 cm e 62 cm de comprimento. As extremidades são fechadas por tampas com sistema de roscas e furos de 0.80 cm de diâmetro que representam os poços. Na base do tubo, internamente, é colocada uma tela de 200 *mesh* para evitar entupimento da linha de produção por finos. No interior do tubo tem-se uma sonda térmica com 90 cm de comprimento e 0.30 cm de espessura, contendo 7 termopares do tipo K. Uma jaqueta do mesmo material e formato envolve a célula para evitar perdas de calor para o meio

ambiente. A jaqueta possui 75 cm de comprimento e 16 cm de diâmetro interno. Para evitar-se o efeito de convecção do tubo para a jaqueta, cria-se um vácuo entre estes elementos com pressão de 0,6 mbar.

A célula é montada de forma a comportar poços guias com termopares. A Figura 3.4 ilustra em detalhes à esquerda, a primeira guia utilizada nos experimentos com os sensores na direção axial, nomeados 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” a 33.5 cm, “E” a 41 cm, “F” a 48 cm e “G” a 61.5 cm. Devido a problemas nesse conjunto de termopares logo após os primeiros experimentos, foi adquirido um novo poço guia também com sensores na direção axial, mas com 10 pontos de medição dentro do tubo nomeados agora da seguinte forma: “A” a 6 cm do topo da célula, “B” a 12 cm, “C” a 18 cm, “D” a 24 cm, “E” a 30 cm, “F” a 36 cm, “G” a 42 cm, “H” a 48 cm, “I” a 54 cm e “J” a 60 cm como mostra a Figura 3.4 na parte direita da imagem.

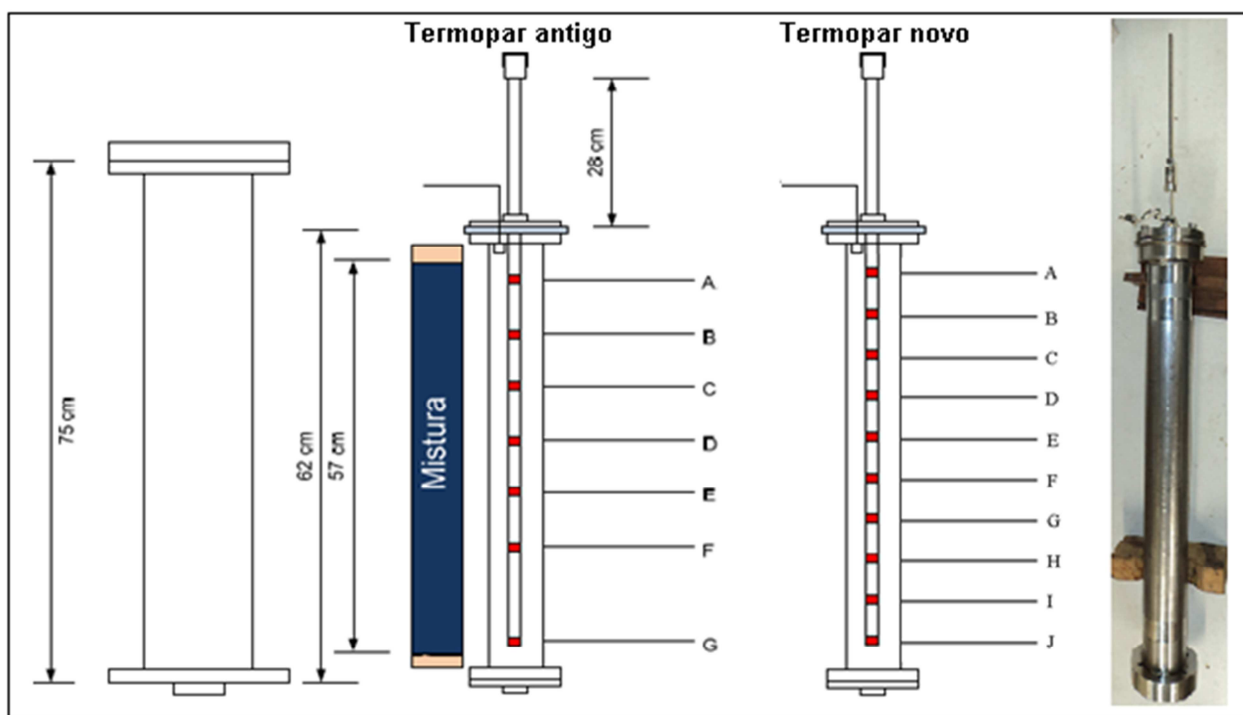


Figura 3.4 - Célula linear de injeção.

Algumas mudanças foram introduzidas no equipamento original descrito em Laboissiere (2009). Das mudanças realizadas, foi alterado o sistema de isolamento da jaqueta de vácuo, mostrada na Figura 3.5. Os isolamentos da câmara onde ficavam a jaqueta de vácuo e a célula

SAGD eram feitos apenas por uma manta de amianto nas laterais da caixa, mas foram adquiridas placas cerâmicas com grande capacidade de isolamento. As placas foram dispostas nas laterais e nas partes inferior e superior da caixa, e entre cada uma das 5 resistências responsáveis por aquecer o meio poroso e manter a temperatura quando há a passagem do vapor pelo meio poroso. Uma placa foi introduzida também para isolar a célula de injeção linear de vapor da célula de SAGD. A célula de SAGD não foi utilizada em momento algum do trabalho. Essa é citada aqui apenas por fazer parte do projeto da máquina e construída ao lado da jaqueta de vácuo.



Figura 3.5 - Jaqueta de vácuo antes (Laboissière, 2009) e após as mudanças

3.3. Sistema de produção

O sistema de produção contém um separador gás-líquido, um gasômetro, uma balança digital com provetas graduadas e uma unidade de resfriamento acoplado a um condensador. O fluido ao sair do poço produtor da célula de injeção, vai para o separador gás-líquido no sistema de produção, onde o gás é separado e enviado para o condensador acoplado a uma unidade de resfriamento a 20 °C. O gás é então despachado para o gasômetro para que sejam medidas a vazão e volume acumulado. Uma válvula de contra pressão após o condensador é utilizada para ajustar a passagem do gás para o gasômetro. O condensado que sai do separador é direcionado

para tubos graduados dispostos em cima da balança, onde se pode coletar o volume e a massa do condensado produzido.

As linhas que ligam todo o sistema de injeção e produção foram enroladas por um sistema de resistências e isolantes, de forma a minimizar as perdas térmicas durante o trajeto do fluido. Um sistema de válvulas antes e depois do separador permite controlar os períodos de produção dos fluidos oriundos da célula de injeção. As Figuras 3.6 e 3.7 ilustram o sistema de produção, onde se pode observar a balança, o raque contendo as provetas, o separador envolto por resistências e isolantes, o banho termostático, o purgador, a válvula de contra pressão e o condensador .

Na Figura 3.6, tem-se o novo separador de fluidos utilizado nos experimentos. Esse novo separador possui um volume de 300 ml, muito menor que o anterior, de 1.5 L, porém, é feito de vidro, o que torna possível verificar com mais clareza a produção de água e óleo do sistema. A Figura 3.8 mostra o separador antigo e o novo já instalado na máquina. Nota-se que, por ser menor, o separador tem um sistema de aquecimento melhor distribuído devido há um maior número de voltas da resistência sobre a parte de metal.

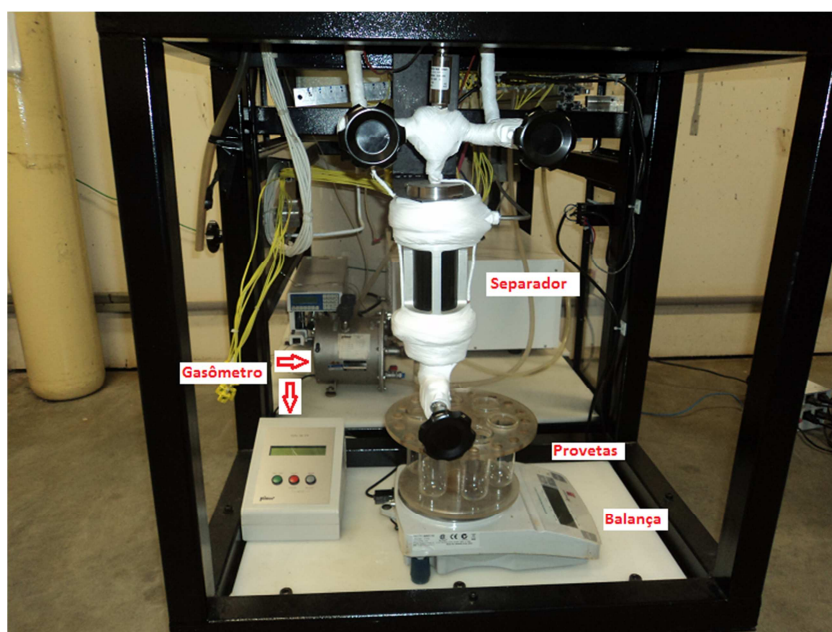


Figura 3.6 - Sistema de produção (visão lateral)

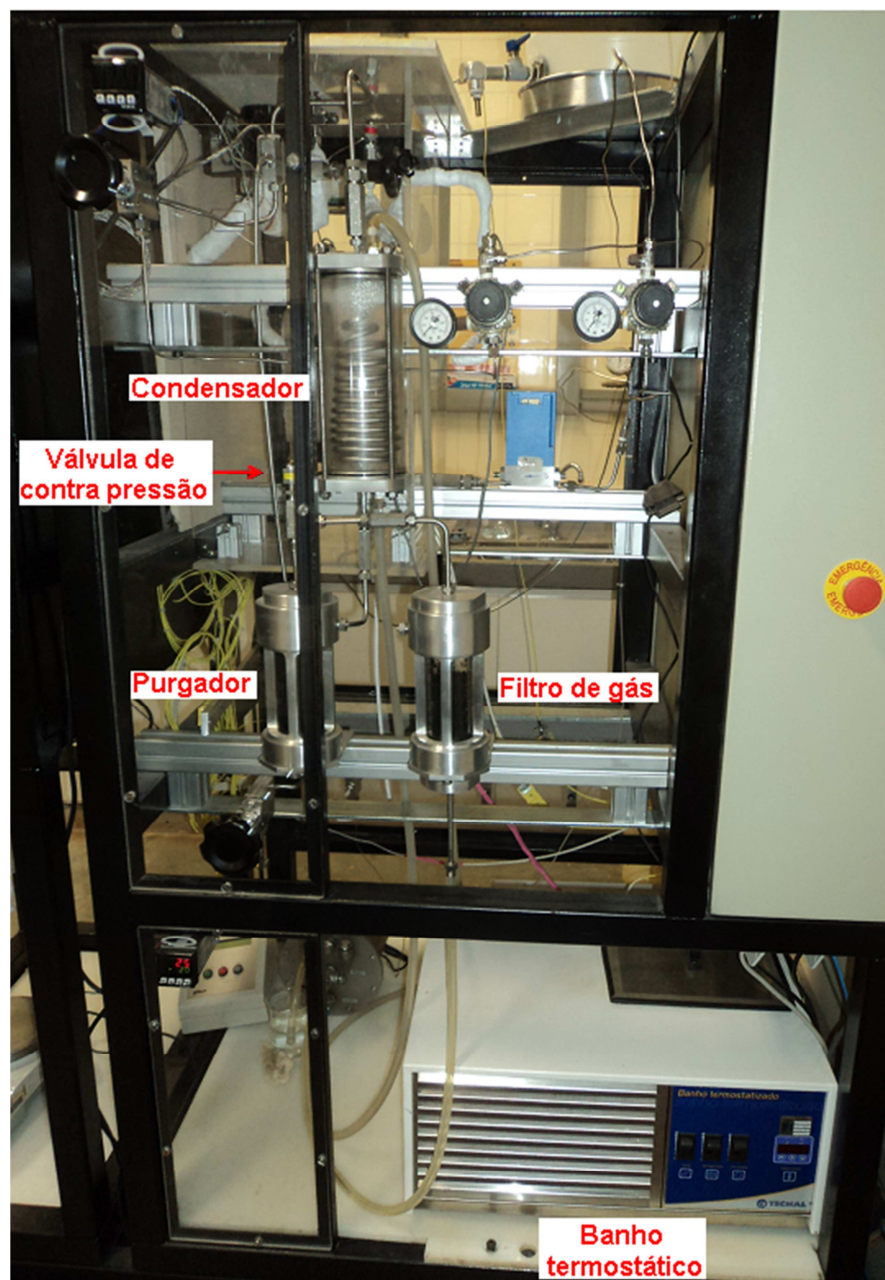


Figura 3.7 -Sistema de produção (visão frontal)

3.4. Sistema de medição e aquisição de dados

O sistema de medição e aquisição de dados é responsável por coletar sinais dos transdutores de pressão e temperatura, e pelo envio dos dados para um programa de registro e controle. A medição e monitoramento de pressão são realizados através de três medidores, registrando as pressões no gerador de vapor, no misturador e na saída da célula de injeção ou separador. No gerador de vapor há um termopar que indica a temperatura no gerador, permitindo ao usuário ter

controle sobre qual temperatura deseja-se trabalhar. No misturador também há um termopar para medir a temperatura do vapor ou do vapor co-injetado com os gases efluentes de combustão antes da injeção. Duas válvulas asseguram a contra pressão, sendo uma válvula de segurança que controla a pressão no gerador de vapor e uma válvula que controla, de forma indireta, a pressão no separador.



Figura 3.8 -Separador antigo à esquerda (Laboissière, 2009) e novo à direita.

O software Elipse Scada (*Supervisory, Control and Data Acquisition System*) permite realizar os comandos de pré-aquecimento e aquecimento e controlar as temperaturas estabelecidas do gerador de vapor e resistências na jaqueta de vácuo (Figura 3.9). Os dados obtidos e gravados pelo sistema são coletados a cada 30 segundos. Na Figura 3.10 ilustra-se a interface do programa para a visualização dos dados coletados.

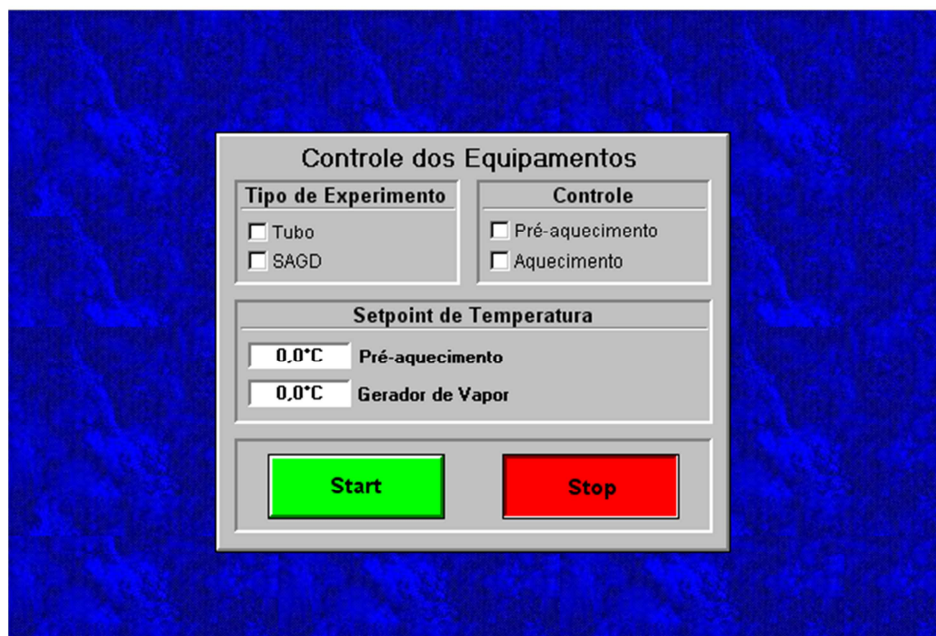


Figura 3.9 - Sistema de pré-aquecimento e controle

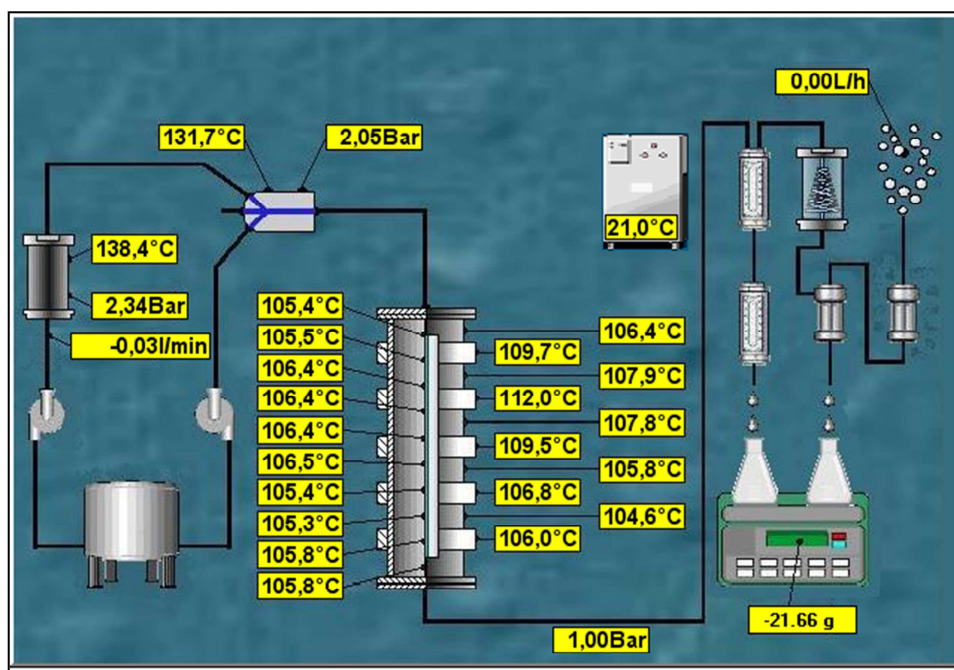


Figura 3.10 - Tela de consulta de dados coletados

3.5. Equipamentos para análise dos fluidos produzidos

Após a realização dos experimentos, os fluidos produzidos são analisados em um densímetro Anton Paar no Laboratório de Métodos Miscíveis de Recuperação (LMMR)

localizado no Cepetro. O densímetro utilizado mede densidades até 3 g/cm^3 a pressões de até 10000 psi. O objetivo é verificar se ocorrem alterações na densidade do óleo antes e depois do experimento. O equipamento está ilustrado na Figura 3.11. Devido a restrições do equipamento, o aparelho só fornece valores de densidade até 90°C .

As medições de viscosidade são realizadas no Viscosímetro eletromagnético Cambridge, também localizado no LMMR. A viscosidade do óleo pode ser medida até 200°C e valores entre 0,2 e 10000 cP com pressão máxima de 10000 psi. Uma ilustração do equipamento utilizado encontra-se na Figura 3.12. O viscosímetro utiliza apenas uma parte móvel, um pistão, impulsionado eletromagneticamente através do líquido em uma câmara de medição de pequeno porte. Há um defletor posicionado sobre o pistão que se move em câmara de medição, propelado por duas bobinas que o submetem a uma força constante. O circuito então analisa o tempo que o pistão leva para ir e voltar e daí a viscosidade absoluta.



Figura 3.11 – Densímetro Anton Paar

O óleo também passa por uma análise de cromatografia através do cromatógrafo SHIMADZU (Figura 3.13) que mede a quantidade de carbonos de C8 a C40. Com os resultados, pode-se caracterizar o óleo através de suas composições de carbono presentes antes e depois dos experimentos.



Figura 3.12 – Viscosímetro Cambridge



Figura 3.13 – Cromatógrafo SHIMADZU

Na Tabela 3.1 estão descritos os principais equipamentos do aparato, assim como os equipamentos auxiliares utilizados para a preparação dos ensaios e para a análise dos fluidos produzidos.

Tabela 3.1 – Principais equipamentos utilizados e materiais utilizados

Equipamento	Descrição
Reservatório de Água	Recipiente plástico - 10L
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, máx. Temp.: 200 °C
Gasômetro	Ritter TGO ¼, faixa 0.1 - 30 L/h
CLP	Altus 24MCP
Controlador de fluxo (Ar)	Matheson modelo 8270, faixa: 0.01 - 5 SLPM
Transdutor de pressão	Omegadyne PXM209
Termopares	Omegadyne Tipo K, faixa: -40 °C a +300 °C
Termostatizador	Tecnal TE-184, faixa: -10 °C a 99.9 °C
Areia industrial	Mineradora Jundu LTDA
Óleo	Petrobras, °API: 16,14
Válvula de contra pressão	RL3, faixa de operação: 10 - 225 psig
Tubos	¼ de polegada, material: aço inox
Separador	Alumínio, capacidade: 0.3 L
Aquisição de dados	Ellipse Scada (<i>Supervisory, Control and Data Acquisition System</i>)
Karl Fisher	Titulador Karl Fisher Volumétrico 841 Tritando, Methrom
Viscosímetro	Viscosímetro Cambridge Viscosity VISCOPRO 2000
Densímetro	Anton Paar DMA HP 4500
Cromatógrafo	SHIMADZU, modelo GC2010 Plus e GC201
Balança	Ohaus, modelo Adventurer, faixa: 0 - 4100 g, 0.01 g por divisão

4. METODOLOGIA E APLICAÇÕES

Neste capítulo é apresentada a metodologia experimental empregada nos testes laboratoriais com a célula de injeção linear e a caracterização do óleo utilizado nos experimentos.

4.1. Procedimentos experimentais

Esta etapa tem como objetivo estabelecer quais procedimentos devem ser realizados para análise dos experimentos de recuperação de óleo pesado através da injeção de vapor e gás efluente de combustão em condições controladas de laboratório. O aparato experimental utilizado neste estudo é similar ao encontrado na literatura, como descrito por Nesse (2004) e Simangunsong (2005).

Laboissiere (2009) realizou experimentos com diferentes vazões para estabelecer um regime estável de injeção. Os resultados obtidos mostram que para vazões baixas (1,5 ml/min), ocorrem diminuições relevantes da temperatura no misturador e entre o misturador e o primeiro termopar da célula de injeção. Como resultado, notou-se que não poderiam ser desconsideradas as perdas na linha de injeção para o cálculo do título. Para diminuir as perdas nas linhas, adotou-se a estratégia de injetar vapor levemente superaquecido. Resistências térmicas foram enroladas nas linhas para manter a qualidade do vapor em 100% em todos os experimentos, eliminando-se assim a necessidade de uma bomba para o controle de título.

Inicialmente para a temperatura e pressão de injeção escolhidas estarem próximas de 5 bar e 150 °C, a temperatura de 170 °C no gerador de vapor apresentou as melhores condições para que o misturador operasse nessas condições (Laboissiere, 2009). Porém devido às mudanças no aparato que reduziram o comprimento das linhas de injeção, a temperatura de 170 °C no gerador de vapor implicou em uma temperatura de 160 °C e pressão próxima a 6 bar no misturador. A diminuição do comprimento das linhas de injeção melhorou a eficiência térmica do sistema de injeção. Dessa forma, definiu-se manter a temperatura do gerador em 170 °C e uma temperatura e pressão maior no misturador.

Definidas a temperatura e a pressão de injeção, o experimento com injeção de vapor utilizou uma vazão de 5 ml/min (CWE) e para os experimentos com co-injeção de vapor e gases efluentes de combustão utilizou-se vazões de 4,5 ml/min (CWE), vazões comuns encontradas na

literatura. A diminuição de 10% no volume de vapor injetado serve para investigar a influência que o gás injetado em diversas vazões diferentes possui no processo térmico. A Figura 4.1 ilustra o sistema de injeção necessário para o aparato operar nas condições pré-definidas.

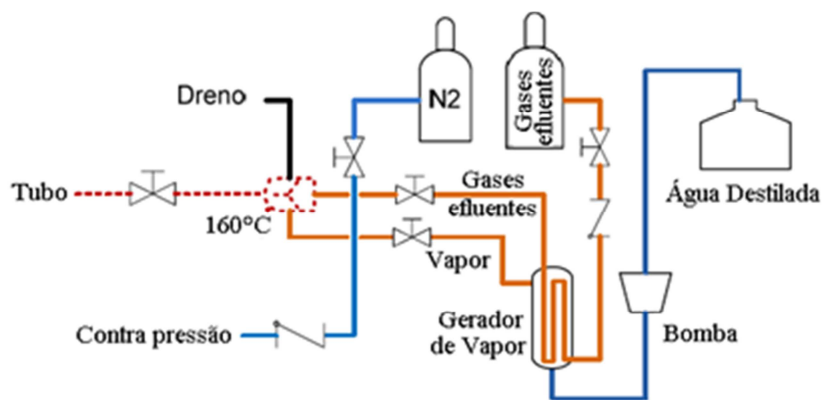


Figura 4.1 – Sistema de injeção. (Adaptado de Laboissiere, 2009)

O procedimento experimental pode ser dividido em quatro etapas principais: preparação e montagem, pré-aquecimento, ensaio de injeção e análise da produção.

No processo de preparação e montagem, inicialmente é realizada a construção do meio poroso saturado com óleo e água. A areia utilizada no meio poroso provém da Mineração Jundu Ltda., a qual foi peneirada para obter uma granulometria entre 60 e 80 *mesh*. Depois de peneirada, a areia é lavada e seca em uma estufa à temperatura de 100 °C. Como fluidos foram utilizados água destilada e óleo pesado. O óleo morto utilizado não se encontra desidratado, sendo o teor de água medido para calcular a quantidade das massas de cada componente utilizado para se obter as saturações de água, gás e óleo desejadas. Para medir-se o teor de água utilizou o equipamento Karl Fischer ilustrado na Figura 4.2.



Figura 4.2 - Equipamento Karl Fischer para Medição do Teor de Água no Óleo

Em primeiro lugar, areia e óleo são misturados e depois se adiciona água destilada. Os componentes são então misturados até formar uma mistura. A célula é montada de modo que o topo (cabeça de injeção) fique posicionado para baixo para que o enchimento seja realizado do topo para a base. O tubo guia, onde o termopar é inserido, encontra-se preso no flange superior permanecendo no interior do tubo durante a inserção dos componentes. Antes de começar o preenchimento, areia grossa limpa previamente peneirada com granulometria entre 20 – 35 *mesh* é inserida nos 2 *cm* iniciais do tubo, cobrindo o bico do injetor. A mistura homogênea é então adicionada em pequenas quantidades, sendo socadas e comprimidas a cada 3 porções inseridas, diminuindo a porosidade da mistura no tubo de forma a obter um empacotamento uniforme. O preenchimento é realizado até faltar 2 *cm* para a base do tubo, onde areia grossa novamente é adicionada para, junto com uma tela de 200 *mesh* no flange inferior, evitar a migração de finos e possível entupimento da linha de produção. A areia grossa é utilizada para garantir uma distribuição uniforme do escoamento no topo do tubo. Caso ocorram sobras da mistura após o preenchimento, a massa da sobra deve ser contabilizada para calcular a fração final de cada componente na célula, já que a porosidade no tubo subestimada (porosidade no tubo maior que a estimada) provocam essas sobras.

Após o preenchimento dos três segmentos do tubo com areia, a região dos flanges é limpa para evitar a presença de areia no fechamento do tubo de injeção. Após o fechamento do tubo,

gás comprimido é injetado pela tubulação de injeção e o tubo é pressurizado para observar a presença de possíveis vazamentos nas conexões. Caso não ocorram vazamentos, o tubo é despressurizado e inserido em uma jaqueta de vácuo, que é depois fechada e vedada. A sonda térmica é inserida no tubo guia dentro do meio poroso e os termopares que medem de temperatura na parede do tubo e que são responsáveis pela condição de controle adiabática são conectados.

Após o posicionamento e conexões dos termopares serem realizados, a etapa de pré-aquecimento da célula de injeção é iniciada. Os termopares conectados na jaqueta de vácuo e dentro do tubo guia, informam ao software Elipse SCADA a temperatura do meio poroso e do exterior do tubo. A partir de resistências controladas na tela de controle do software, uma temperatura de 51 °C é selecionada para aquecer o meio poroso até a temperatura de reservatório. Esse pré-aquecimento é realizado por cerca de 16 horas, fornecendo uma temperatura uniforme em todo o meio poroso. Quando a temperatura do meio poroso encontra-se estabilizada, o sistema de produção é pressurizado através da injeção de Nitrogênio até que a pressão no misturador chegue ao valor da pressão de produção pré-estabelecida. Caso não ocorram vazamentos, a pressão de produção estabilizará e assim a injeção de nitrogênio é interrompida através do fechamento da válvula de contra pressão. O monitoramento da pressão do sistema é realizado através da tela de consulta das temperaturas e da leitura dos transdutores de pressão de injeção e produção. Após a pressão de produção ser estabelecida, a bomba de vácuo é ligada pra criar vácuo no anular da jaqueta. Outros equipamentos também são configurados da seguinte forma: O controlador de fluxo de massa é configurado para a vazão de gás de cada experimento, o gasômetro é zerado, o banho termostatizado é ligado e a temperatura é mantida em 20 °C, a balança de produção é posicionada e tarada já com os tubos de coleta.

Após a etapa de pré-aquecimento, inicia-se a etapa do ensaio de injeção. Antes de começar a injeção na célula contendo o meio poroso, injeta-se água através de bomba água para o gerador de vapor aquecido a 170 °C. Durante um período de aproximadamente meia hora, o vapor gerado é drenado do misturador com o objetivo de verificar visualmente sua qualidade e pressão, sendo possível visualizar a presença de água no misturador. Certificado que não há água no misturador, inicia-se a injeção o experimento. Durante o experimento, os fluidos produzidos são recolhidos em provetas dispostas em um *rack* sobre uma balança digital. O separador é formado por alumínio e vidro, sendo possível visualizar os fluidos produzidos.

Após o fim do teste, inicia-se a etapa de análise da produção. As provetas utilizadas nos experimentos são recolhidas em um suporte onde ocorre a segregação da água e do óleo produzido. Após um período de tempo, é realizada a leitura de cada proveta, verificando a quantidade de água e óleo presente em cada uma. As provetas que contém óleo passam por uma análise de teor de água através do equipamento de Karl Fischer. A quantidade de água no óleo de cada proveta é descontada para calcular o volume de óleo e água produzidos durante o experimento. Um dia após o experimento, já fria, a célula é desmontada para uma análise do meio poroso. A cada 12 cm é retirada uma amostra do meio poroso para análise do óleo residual através do equipamento de *Dean Stark* (Figura 4.3) que auxilia no balanço de massa do experimento.



Figura 4.3 - – Equipamento Dean Stark

4.2. Caracterização do óleo

Os experimentos no laboratório utilizaram óleo pesado da bacia Potiguar (16.14 °API, 747cp a 51 °C). Para um conhecimento mais detalhado do óleo na temperatura próxima da injeção, foi realizado no Laboratório de Métodos Térmicos de Recuperação da Unicamp um experimento para avaliar a viscosidade entre 25 °C e 150 °C. O viscosímetro Cambridge utilizado mede a viscosidade eletromagneticamente por meio de uma força de arraste de um sensor em uma célula contendo uma amostra de óleo. O erro máximo utilizado foi de 1% no instrumento para se obter uma medição mais precisa. A Tabela 4.1 ilustra os resultados medidos. Observa-se

que um aumento de 25 °C para 50 °C, gera uma grande queda no valor da viscosidade do óleo, característica já observada para óleos pesados.

A densidade do óleo morto foi medida através de um densímetro Anton Paar, que permitiu medir a densidade de 20 °C a 90 °C. Para temperaturas acima de 90 °C foi utilizada uma extrapolação para encontrar os valores até 175 °C. A Tabela 4.2 dispõe os resultados e também apresenta os valores do °API do óleo para as temperaturas medidas e extrapoladas. A Figura 4.4 apresenta o comportamento da densidade e do °API do óleo morto com a temperatura.

Tabela 4.1 – Viscosidade do óleo morto medida

Temperatura (°C)	Erro (%)		Nº de Leituras	Viscosidade Média (cP)
	1,00%	-1,00%		
25	25,25	24,75	796	6065,79
50	50,50	49,50	725	747,36
75	75,75	74,25	355	129,04
100	101,00	99,00	315	54,28
125	126,25	123,75	310	22,60
150	151,50	148,50	1800	10,43

A Figura 4.5 apresenta o gráfico da viscosidade com a temperatura e a curva de tendência da viscosidade do óleo de 25 °C a 260 °C.

Tabela 4.2 – Densidade e °API do óleo morto

Temperatura (°C)	Densidade (g/cm³)	Viscosidade (°API)
20	0,974	13,73
25	0,971	14,18
30	0,968	14,63
35	0,965	15,09
40	0,963	15,46
45	0,959	16,03
50	0,956	16,54
55	0,953	17,05
60	0,949	17,58
65	0,946	18,07
70	0,944	18,47
75	0,941	18,83
80	0,940	19,11
85	0,936	19,67
90	0,932	20,31
95	0,928	20,95
100	0,924	21,60
105	0,920	22,25
110	0,916	22,91
115	0,912	23,58
120	0,909	24,25
125	0,905	24,92
130	0,901	25,61
135	0,897	26,29
140	0,893	26,99
145	0,889	27,69
150	0,885	28,40
155	0,881	29,11
160	0,877	29,83
165	0,873	30,56
170	0,869	31,29
175	0,865	32,03

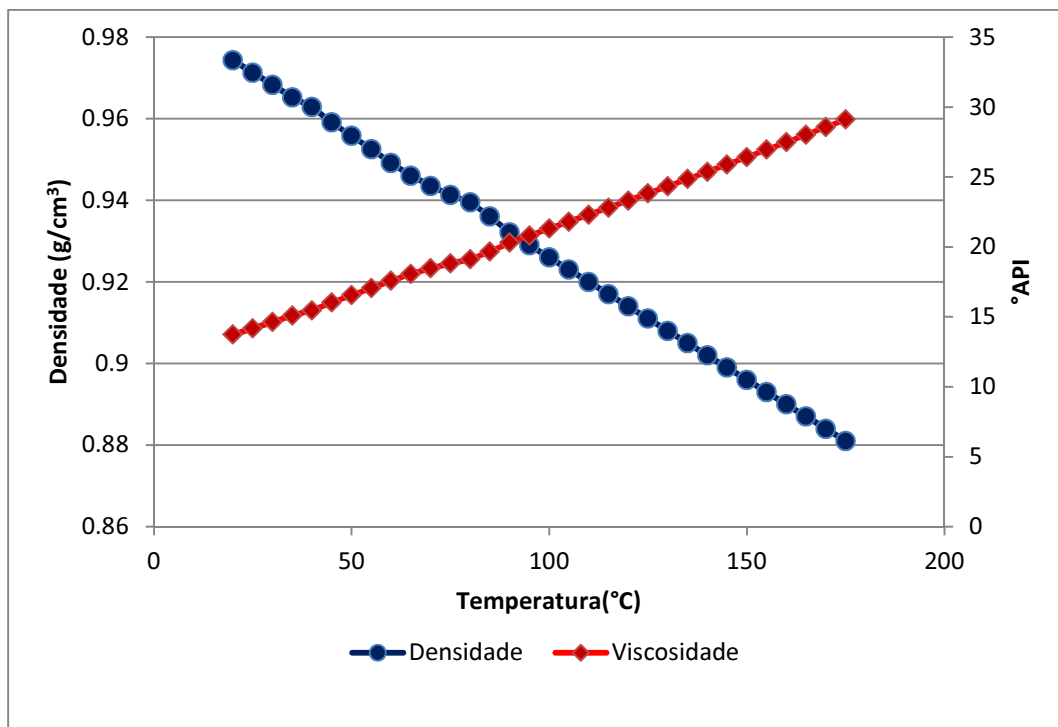


Figura 4.4 - Densidade e °API do óleo morto

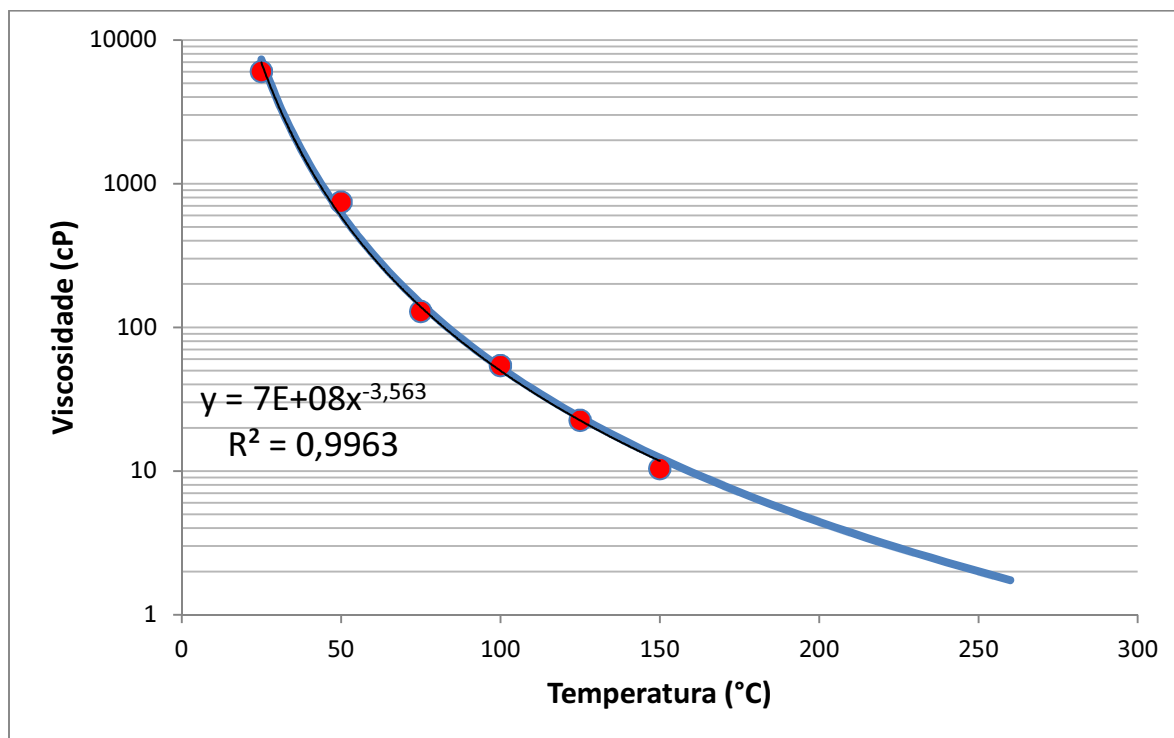


Figura 4.5 - Viscosidade do óleo morto

Uma amostra do óleo morto foi caracterizada por cromatografia gasosa. Para a realização das análises foi utilizado o procedimento interno do Laboratório de Métodos Miscíveis de Recuperação 10_001.2012. Foi utilizada a coluna capilar RTX-1. A amostra de óleo morto foi dissolvida utilizando n-hexano como solvente. O volume de injeção foi de 1µL e o fluxo de gás na coluna foi de 27,1 mL/min. O gás de arraste utilizado foi o nitrogênio. A temperatura inicial da coluna foi de 50°C por 2 min, a taxa de aquecimento de 10°C/min até 320°C, permanecendo nesta temperatura por 10 min. O tempo total de cada corrida foi de 39 min. A temperatura do detector FID foi de 340°C. O cromatograma do óleo é mostrado na Figura 4.6.

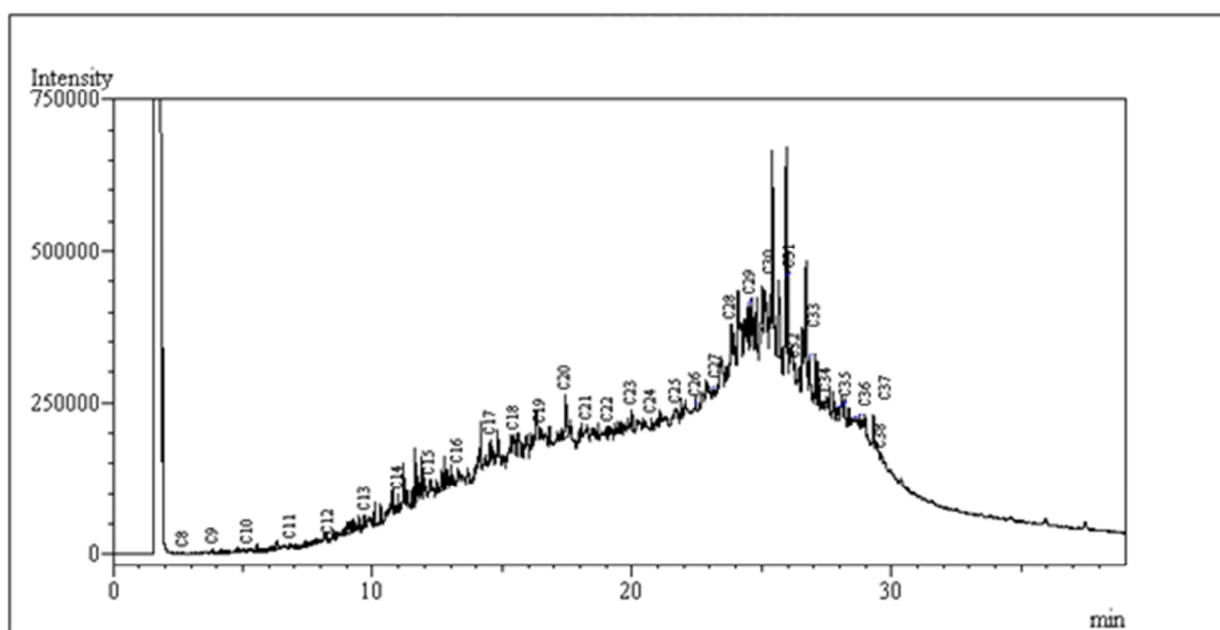


Figura 4.6 – Distribuição de n-alcanos do óleo morto

Analisando o cromatograma da Figura 4.6, observa-se uma tendência de aumento do valor da intensidade do sinal (eixo das ordenadas) com relação ao tempo. Esse comportamento é comumente encontrado em óleos com alto grau de biodegradação (Veiga, 2003).

Os hidrocarbonetos totais de petróleo ou HTP correspondem ao somatório das frações dos hidrocarbonetos resolvidos de petróleo (HRP) e a mistura complexa não resolvida (UCM, “*unresolved complex mixture*”). Os HTP informam a quantidade total de compostos de hidrocarbonetos encontrados no óleo durante a análise. Os UCM fornecem o conjunto de compostos não resolvidos por cromatografia gasosa, neste caso, sendo considerado como uma

fração biodegrada dos hidrocarbonetos presentes, enquanto o HRP refere-se à fração mais recente e não degradada.

Na Tabela 4.3 são apresentadas as concentrações de hidrocarbonetos alifáticos obtido na amostra. Nota-se que a amostra apresenta maiores concentrações de compostos mais pesados. Na Figura 4.7, tem-se a distribuição de n-alcenos em % mássica. Nota-se novamente a presença de grandes quantidades de hidrocarbonetos pesados, maiores que C20.

Tabela 4.3 – Concentração de hidrocarbonetos do óleo morto

n-alceno	%molar	n-alceno	%molar	n-alceno	%molar
C8	0,0043	C19	0,545	C30	0,1446
C9	0,0164	C20	0,5008	C31	0,2778
C10	0,0487	C21	0,2493	C32	0,304
C11	0,0502	C22	0,2493	C33	0,1398
C12	0,0739	C23	0,2417	C34	0,1764
C13	0,2932	C24	0,2288	C35	0,1406
C14	0,3189	C25	0,2017	C36	0,1018
C15	0,3131	C26	0,2396	C37	0,1071
C16	0,5604	C27	0,1986	C38	0,133
C17	0,4368	C28	0,2526	C39	0,148
C18	0,8095	C29	0,2884	C40	0,1252

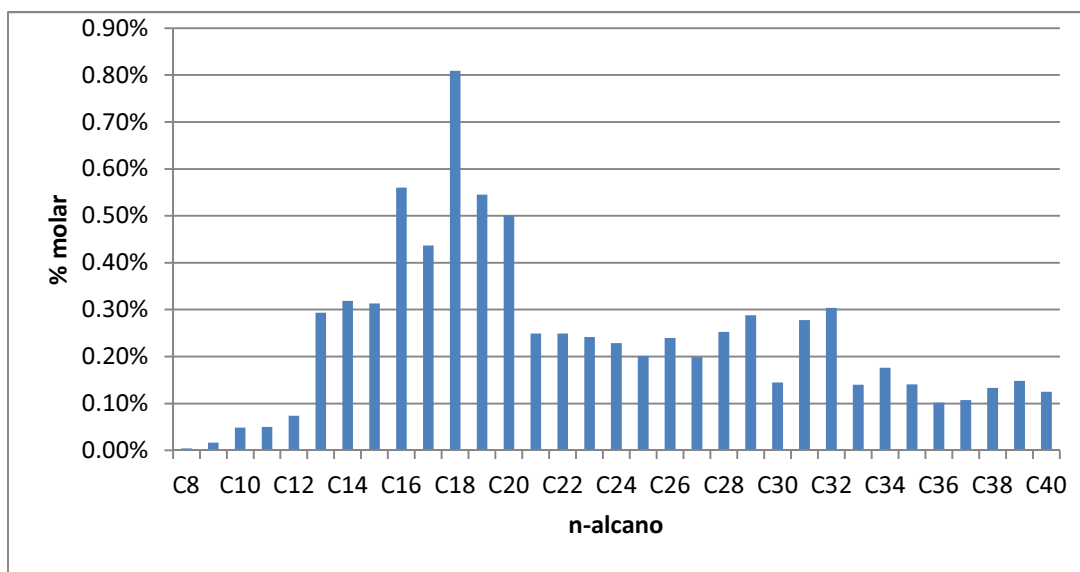


Figura 4.7 – Distribuição de n-alcenos do óleo morto

Sendo assim, estes resultados somados às análises de densidade e viscosidade do óleo morto mostram que se trata de um óleo pesado com alto grau de degradação, o que era esperado, considerando a aparência viscosa do óleo e a dificuldade de escoamento a temperatura ambiente.

4.3. Propriedades do meio poroso

O meio poroso utilizado nos experimentos segue o modelo utilizado por Laboissiere (2009). O meio poroso é composto por areia peneirada de 60-80 *mesh* com uma porosidade média de 47,9%. Esse valor representa a média das porosidades de todos os experimentos.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. Resultados experimentais da célula de injeção linear

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos nos dez experimentos realizados. Todos os experimentos possuem parâmetros em comum e constantes, como mostra a Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Parâmetros experimentais para todos os experimentos

Propriedade	Valor
Temperatura do gerador de vapor (°C)	170
Temperatura de injeção (°C)	160
Temperatura média inicial na célula (°C)	51
Pressão de injeção média (bar)	6
Pressão da jaqueta de vácuo (mbar)	0,6

As propriedades das misturas de cada experimento foram mantidas próximas para uma melhor comparação entre os resultados como mostra a Tabela 5.2. Os parâmetros alterados entre os experimentos foram a vazões de vapor injetado e gases efluentes de combustão como mostra a Tabela 5.3. No Apêndice B, têm-se o cálculo da estimativa das quantidades de gases efluentes de combustão injetados utilizado nos experimentos. A proporção entre gases efluentes/vapor procura atender à faixa de uso no campo.

Todos os experimentos têm seus resultados explicados separadamente e posteriormente sua análise em conjunto. Todos os testes apresentam os perfis de temperatura e pressão ao longo do tubo, produção acumulada de óleo e água e fator de recuperação.

Tabela 5.2 – Propriedades das misturas

Experimento	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Porosidade (%)	47,89	47,81	47,94	47,94	47,94	47,94	47,93	47,94	47,94	47,92
Volume poroso (ml)	1074,4	1072,6	1075,6	1075,6	1075,5	1075,5	1075,3	1075,6	1075,6	1075
Saturação de óleo inicial (%)	49,95	50,2	50,28	50,27	50,28	49,99	50,06	49,93	49,8	50,80
Saturação de água inicial (%)	18,57	19,71	18,64	18,61	18,64	18,7	18,6	18,77	18,63	17,68
Saturação de gás inicial (%)	31,48	30,09	31,08	31,12	31,08	31,31	31,34	31,3	31,57	31,52
Volume de óleo inicial(ml)	536,50	538,71	541	540,7	539,12	537,65	538,27	537,04	535,66	535,66
Volume de água inicial (ml)	199,51	211,47	200,47	200,12	205,8	201,07	199,99	201,91	200,46	200,2
Pressão de produção (bar)	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2

Tabela 5.3 – Vazões de vapor e gases injetados

Experimento	Vazão de vapor injetado (ml/min)	Vazão de gás injetado (ml/min)
1	5	-
2	4,5	150
3	4,5	200
4	4,5	300
5	4,5	340
6	4,5	400
7	4,5	500
8	4,5	600
9	4,5	700
10	4,5	800

5.1.1. Experimento 1 (0:100 Gases:Vapor)

Com o aparato em plena condição operacional, o primeiro experimento utiliza apenas vapor superaquecido na injeção. Na Figura 5.1 tem-se a evolução das temperaturas registradas pelos termopares ao longo da amostra. Nela fica bem caracterizado o movimento da frente de vapor em função do tempo. Esse experimento em particular possui três termopares a mais que os outros, pois utiliza um novo termopar adquirido recentemente para estudos de injeção de vapor. A temperatura de injeção foi mantida próxima a 160 °C, observando-se uma pequena flutuação nos primeiros 10 minutos. Devido à abertura da válvula de injeção para a célula de injeção, a pressão no misturador é reduzida, causando uma variação na temperatura do vapor. Essa variação é maior inicialmente, reduz-se durante a varredura do vapor pelo tubo e praticamente desaparece quando ocorre a irrupção (pouco menos de 60 minutos após o início da injeção). O tempo de duração do total do experimento foi de 140 minutos.

A produção acumulada de água e óleo com o tempo é mostrada na Figura 5.2 e a aparência dos fluidos produzidos nas provetas na Figura 5.3. Aspectos das amostras do meio poroso coletadas após o teste são mostrados na Figura 5.4. O fator de recuperação ao final de 140 minutos foi de 47% (Figura 5.5), correspondente a 264 ml de óleo. Nota-se na Figura 5.2 que, após 92 minutos, a produção de óleo não possui mais a tendência de crescimento apresentada até então, indicando que o vapor está atuando mais para manter a pressão do sistema do que para fornecer energia para auxiliar no deslocamento e escoamento do óleo. Através das medidas

realizadas com o densímetro, verificou-se um ganho de qualidade no óleo produzido de 2,18 °API (final de 18,32 °API).

A Figura 5.6 dispõe o histórico da pressão de injeção, da produção e do diferencial de pressão observados durante o experimento. Ao abrir a válvula de injeção no início do experimento, verifica-se a queda de pressão do misturador de 6 para 5,5 *bar* e um aumento da contra pressão em torno de 0,5 *bar*. Como antes da abertura da válvula havia dois sistemas com pressões diferentes (injeção e produção), ao iniciar o teste as pressões variam até atingirem um equilíbrio na injeção e na produção. Após a queda inicial da pressão, a pressão de injeção sobe, mantendo-se por volta de 5,8 *bar*. A variação da pressão de produção se deve à abertura da válvula para o escoamento dos fluidos no separador. Se a vazão do separador para as provetas na balança for maior que a vazão do tubo para o separador, a pressão cai. Até a irrupção, a contra pressão é mantida sempre acima de 2 *bar*. Após a irrupção ocorre apenas a drenagem do óleo aquecido pelo sistema. Desta forma, torna-se mais difícil controlar a contra pressão uma vez que há a presença de vapor no misturador. A contra pressão pode ser elevada novamente para 2 *bar* com a injeção de nitrogênio no separador, porém, como já houve a irrupção, decidiu-se manter a pequena queda de 0,4 *bar* por não haver uma grande alteração na temperatura do meio poroso.

A Figura 5.7 ilustra a razão vapor-óleo para o experimento a partir de 60 minutos do início do experimento. O resultado mostra uma razão vapor-óleo acumulada de 2,4 após 140 minutos.

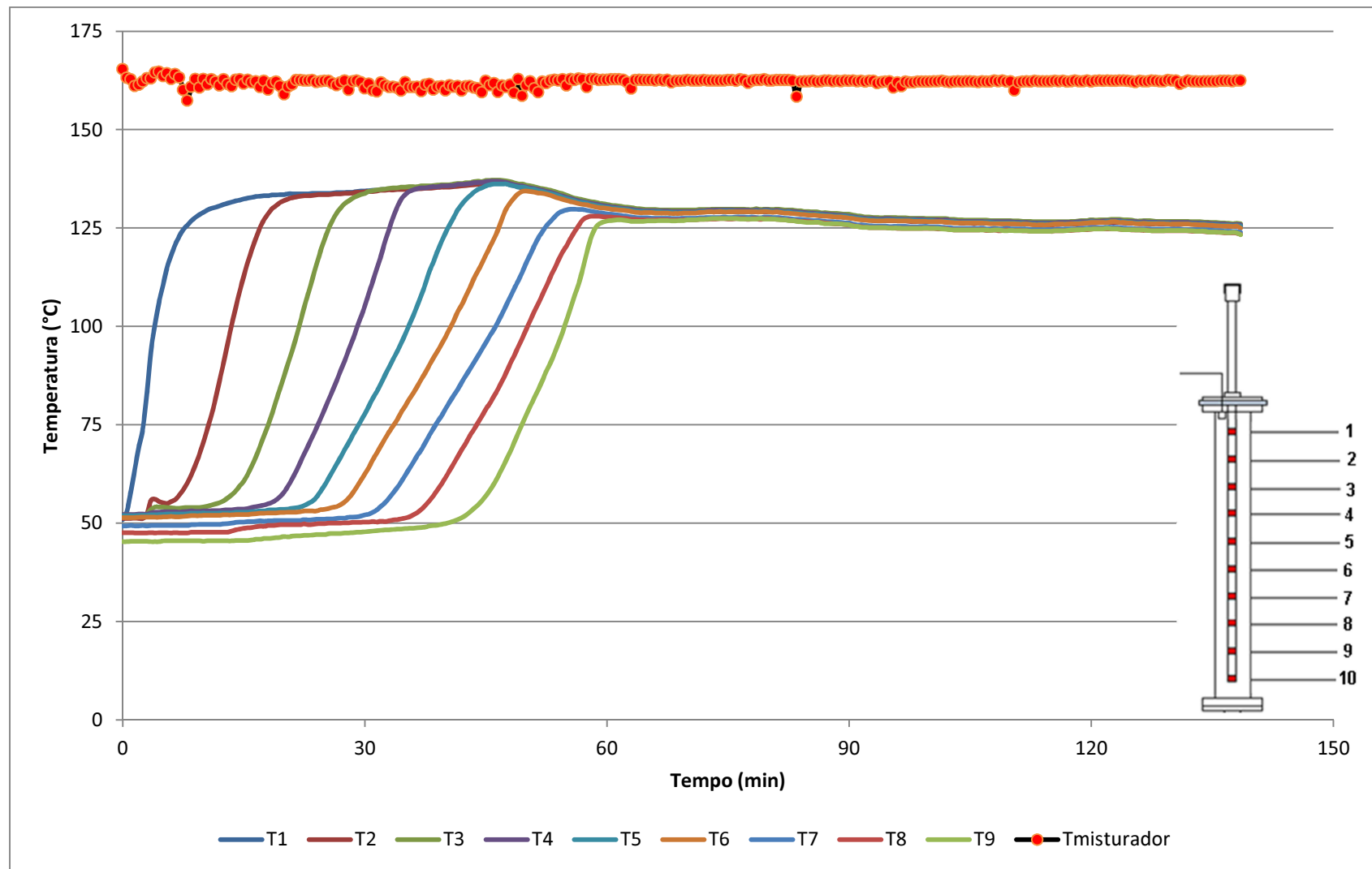


Figura 5.1 - Perfis de temperatura do experimento 1

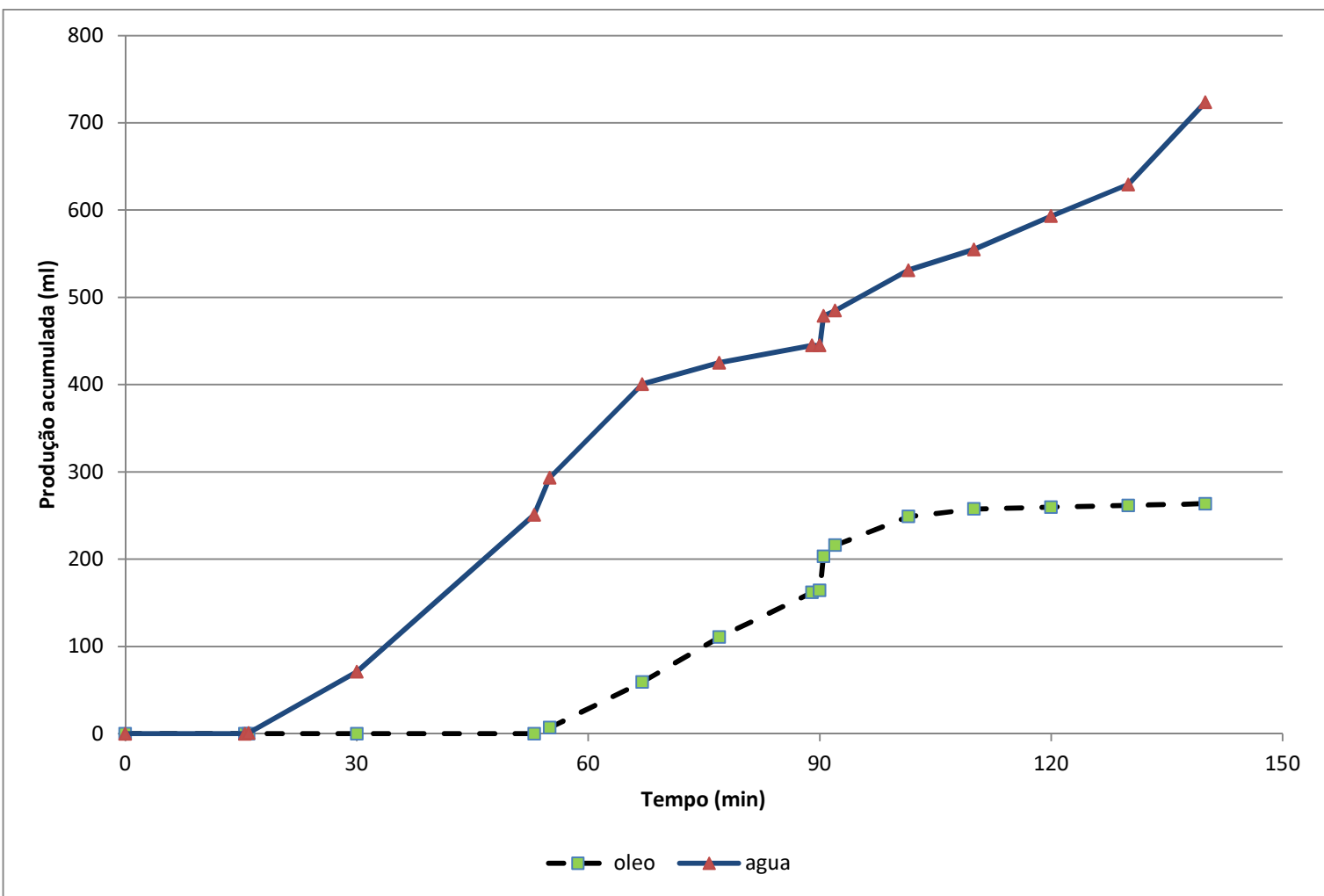


Figura 5.2 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 1

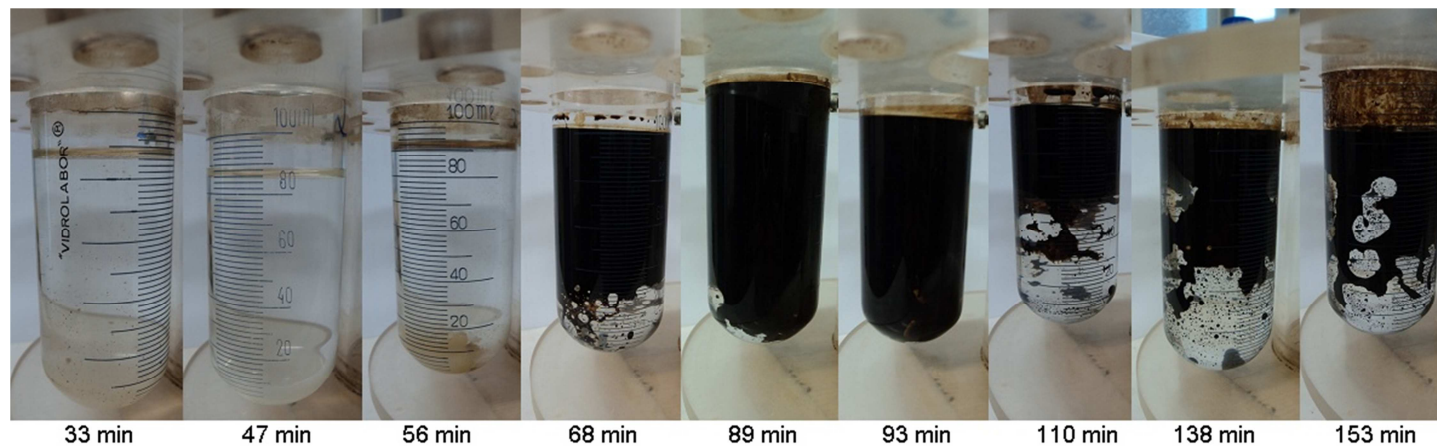


Figura 5.3 - Produção de fluidos ao longo do experimento 1

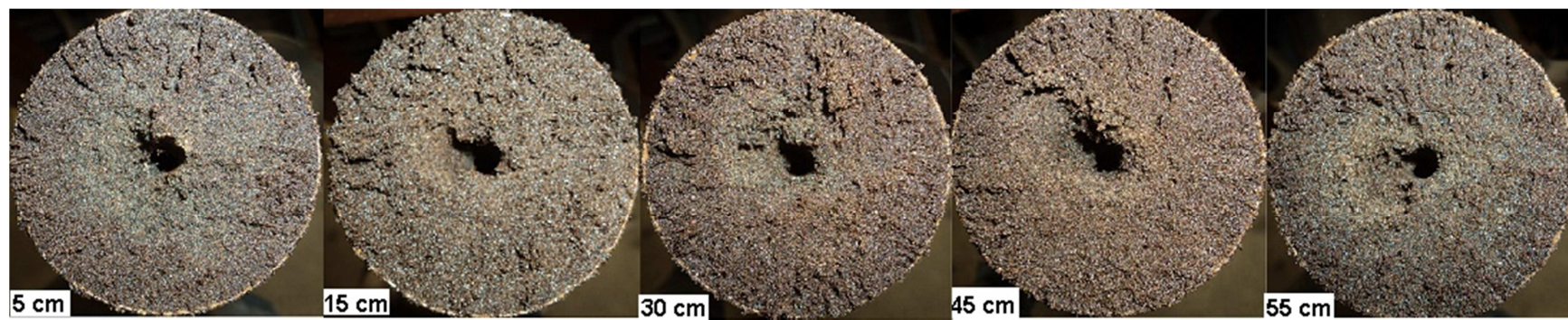


Figura 5.4 - Amostras do meio poroso coletados após o experimento 1

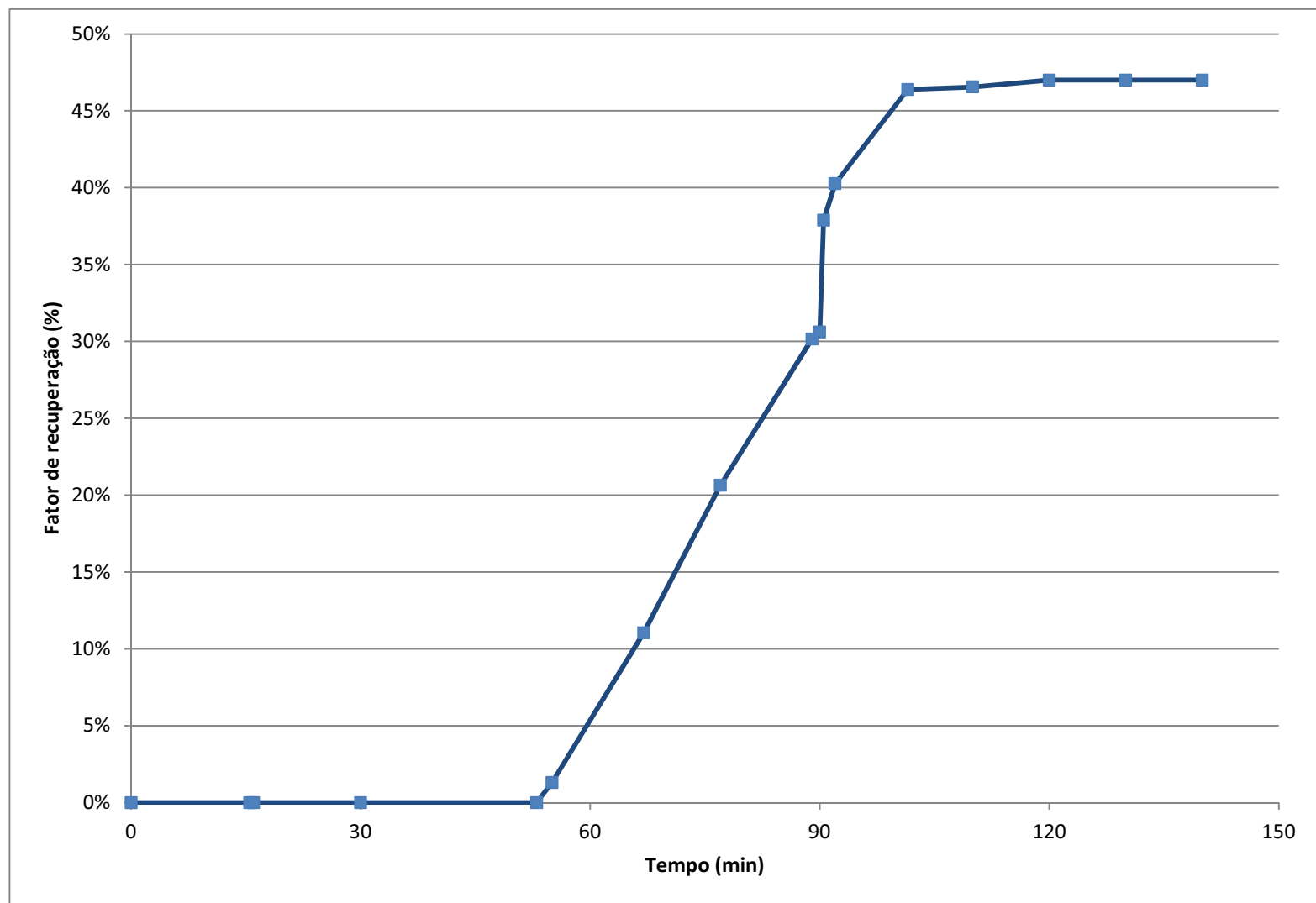


Figura 5.5 - Fator de recuperação do experimento 1

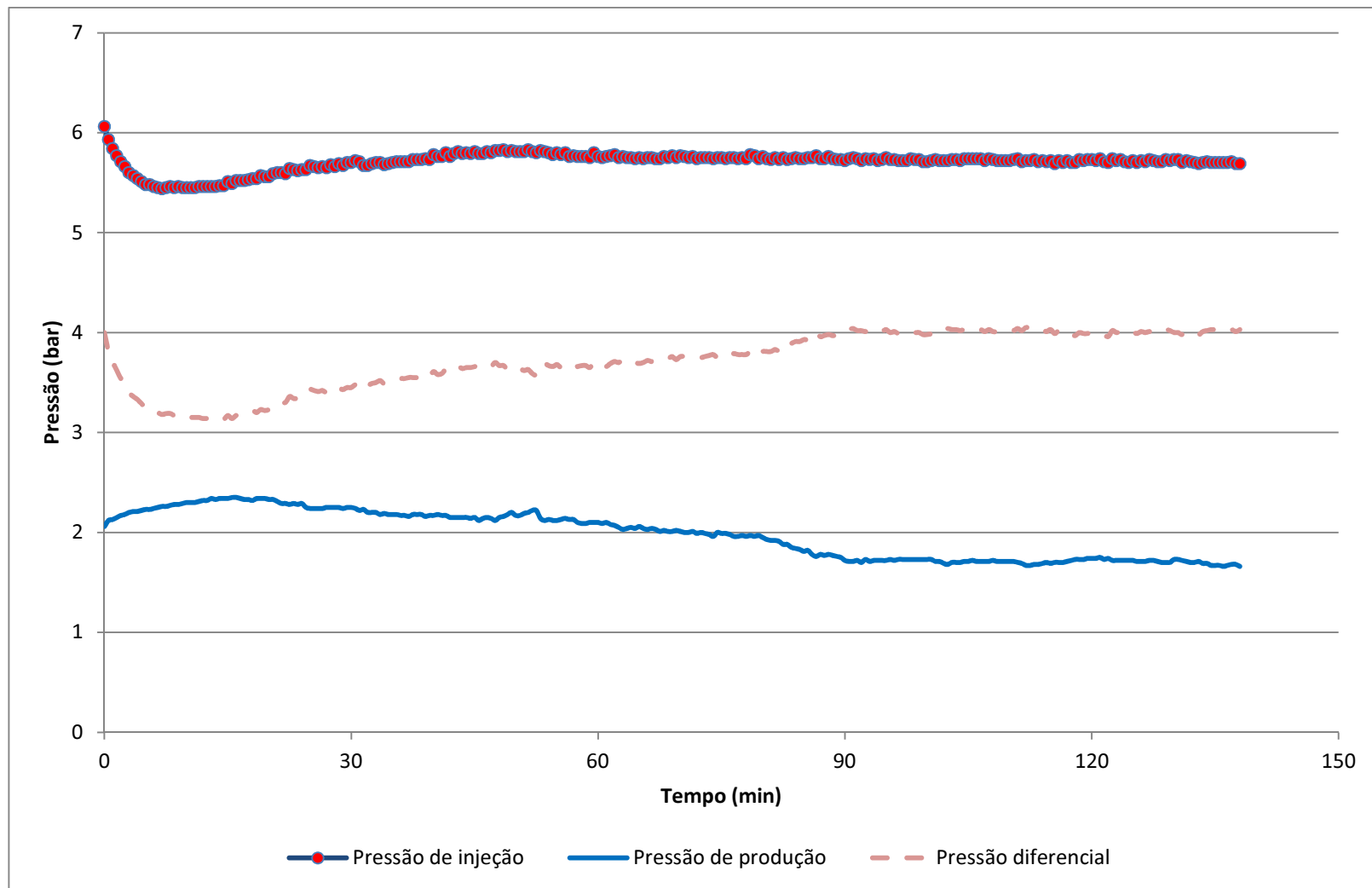


Figura 5.6 - Perfis de pressão do experimento 1

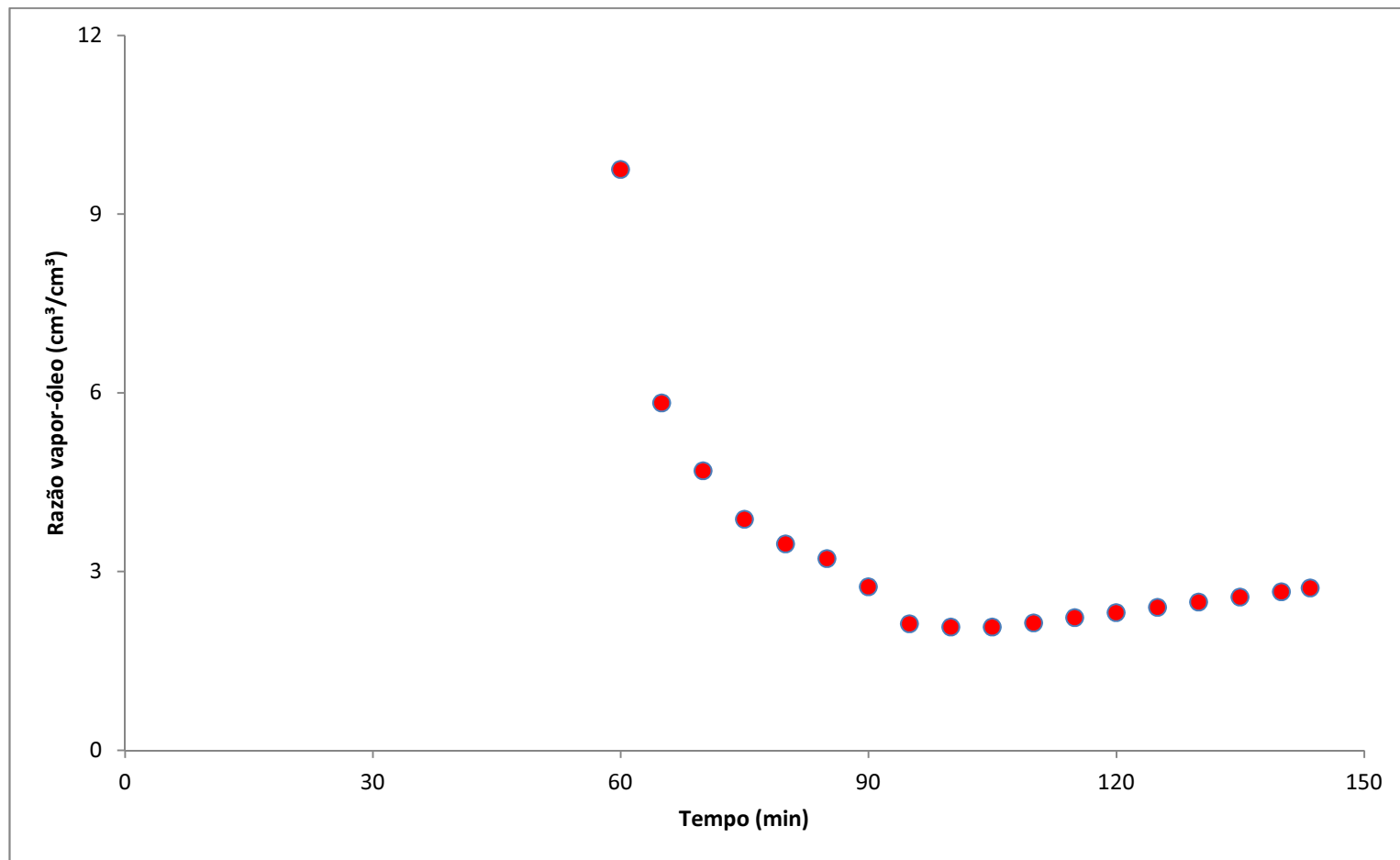


Figura 5.7 - Razão vapor-óleo do experimento 1

5.1.2. Experimento 2 (10,34:100 Gases:Vapor)

O primeiro experimento onde vapor superaquecido e gases efluentes de combustão são co-injetados simultaneamente tem por objetivo reduzir em 10% o volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e injetar 150 *ml/min* de gases efluentes de combustão. A Figura 5.8 ilustra os perfis de temperatura para as vazões escolhidas. Observa-se que a temperatura de injeção permanece sem grandes alterações durante todo o experimento em torno de 160 °C, porém, após 7 minutos o primeiro termopar apresenta uma queda de 120 °C para 112 °C. A partir daí o perfil de temperatura apresenta um resultado de um experimento onde há a presença de água quente em vez de apenas vapor superaquecido até o sexto termopar. No sexto termopar, observa-se novamente a formação de uma frente de vapor, confirmada observando-se o último termopar pela inclinação da reta formada. A irrupção ocorre após 74 minutos e o tempo total do experimento foi de 120 minutos.

A produção acumulada de água e óleo com o tempo é ilustrada na Figura 5.9. O fator de recuperação ao final de 120 minutos foi de 79% (Figura 5.10), correspondente a 420 ml como observamos na Figura 5.9. O início da produção de água ocorre 10 minutos após o início do teste e a produção de óleo após 49 minutos. Mas, somente após 72 minutos, próximo do tempo de irrupção, ocorre uma grande produção de óleo. Devido à formação de banco de óleo, a temperatura do meio poroso chegou a 148 °C, diminuindo ainda mais a viscosidade do óleo. O aumento da temperatura aumentou a quantidade de óleo recuperado e melhorou o escoamento no meio poroso.

A Figura 5.11 ilustra a pressão de injeção, o histórico de produção e o diferencial de pressão durante o experimento. Como descrito anteriormente, a queda de pressão no início do experimento se deve a abertura da válvula de injeção para o tubo. A pressão de produção se mantém estável até a irrupção. Nesse momento, o vapor entra no misturador e causa junto com a presença dos gases uma variação na temperatura e na pressão da produção.

A razão vapor-óleo acumulada para o experimento é mostrada na Figura 5.12, a partir de 70 minutos do início do experimento. O resultado mostra uma razão vapor-óleo acumulada de 1,2 no fim do experimento.

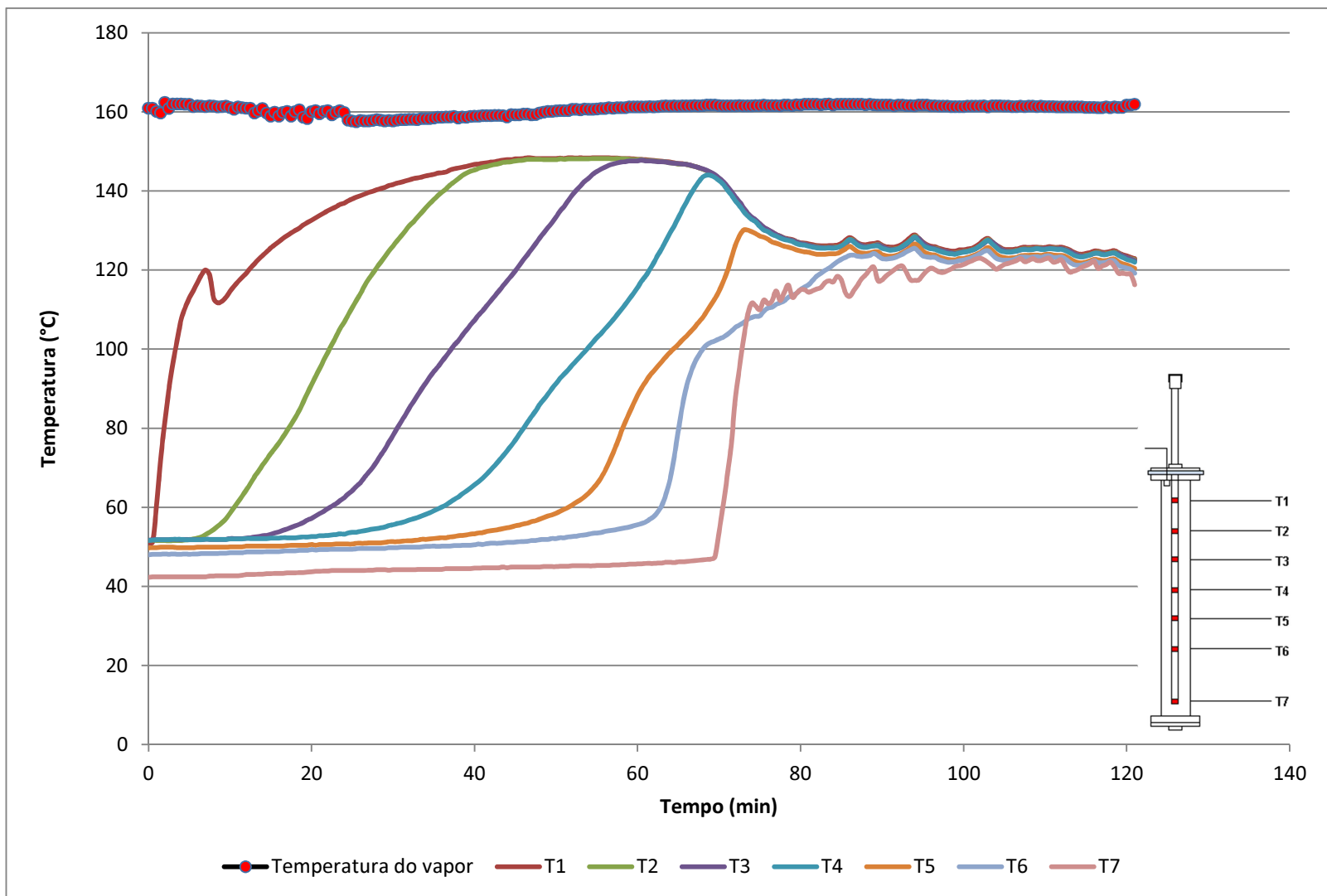


Figura 5.8 - Perfis de temperatura do experimento 2

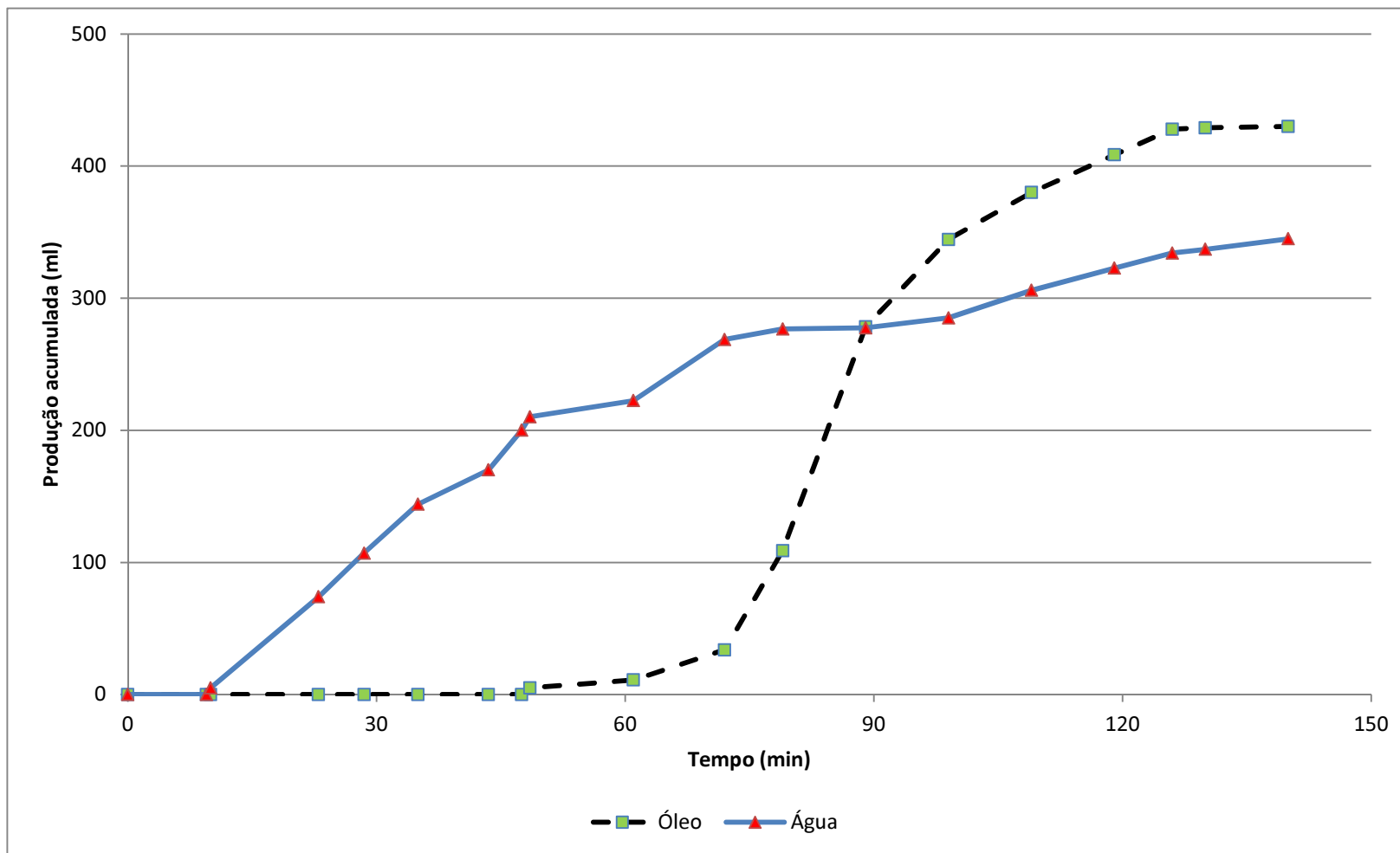


Figura 5.9 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 2

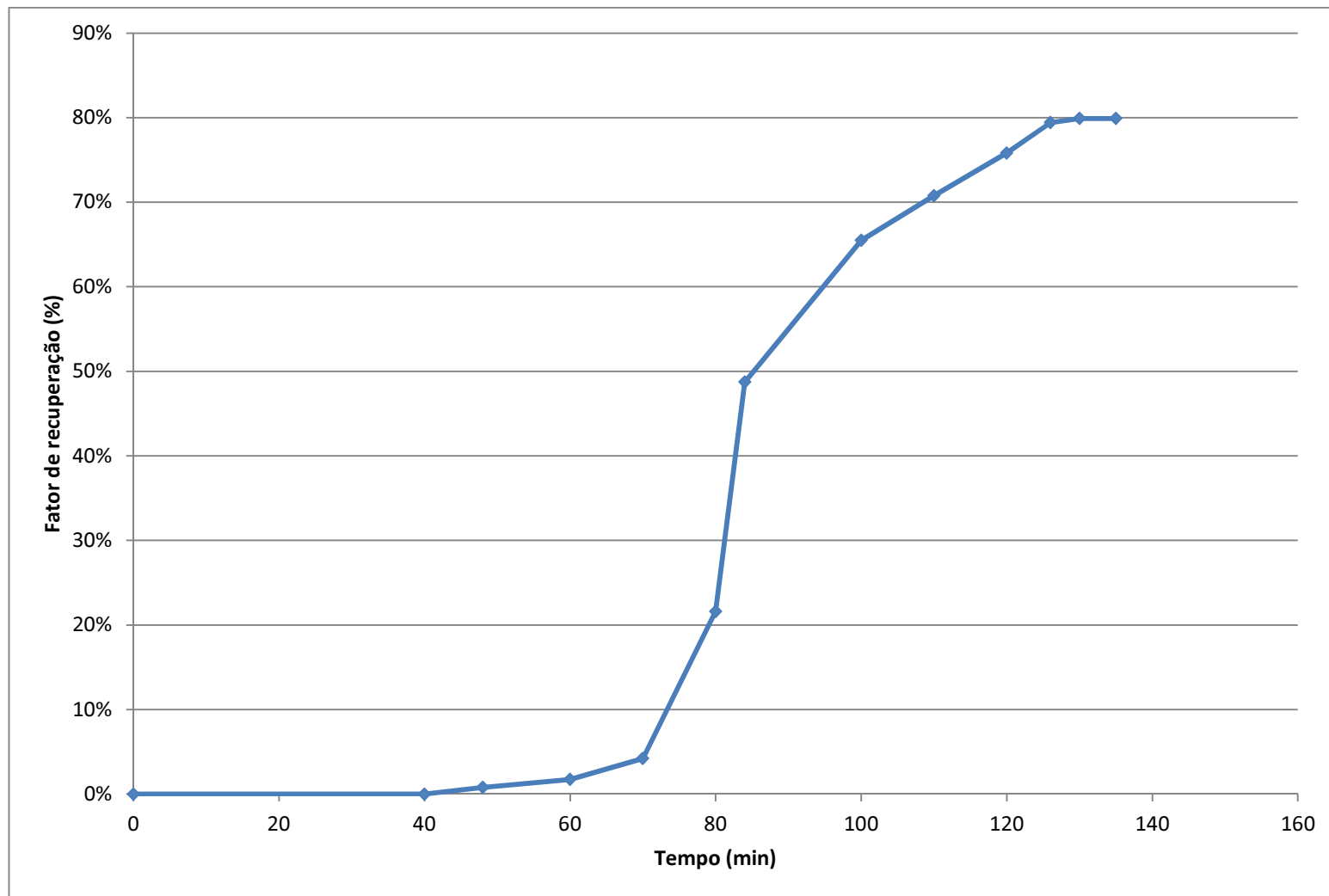


Figura 5.10 - Fator de recuperação do experimento 2

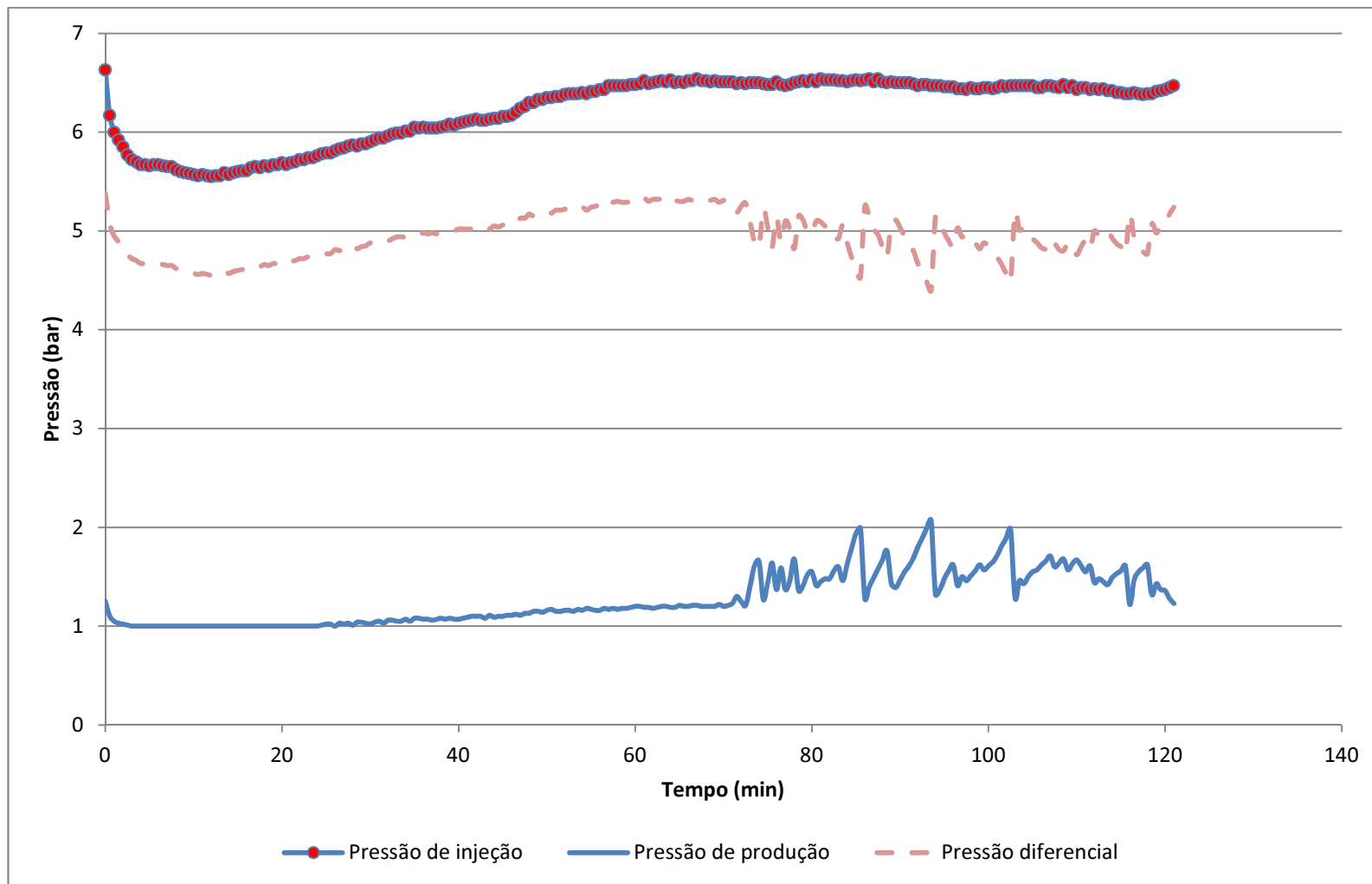


Figura 5.11 – Perfis de pressão do experimento 2

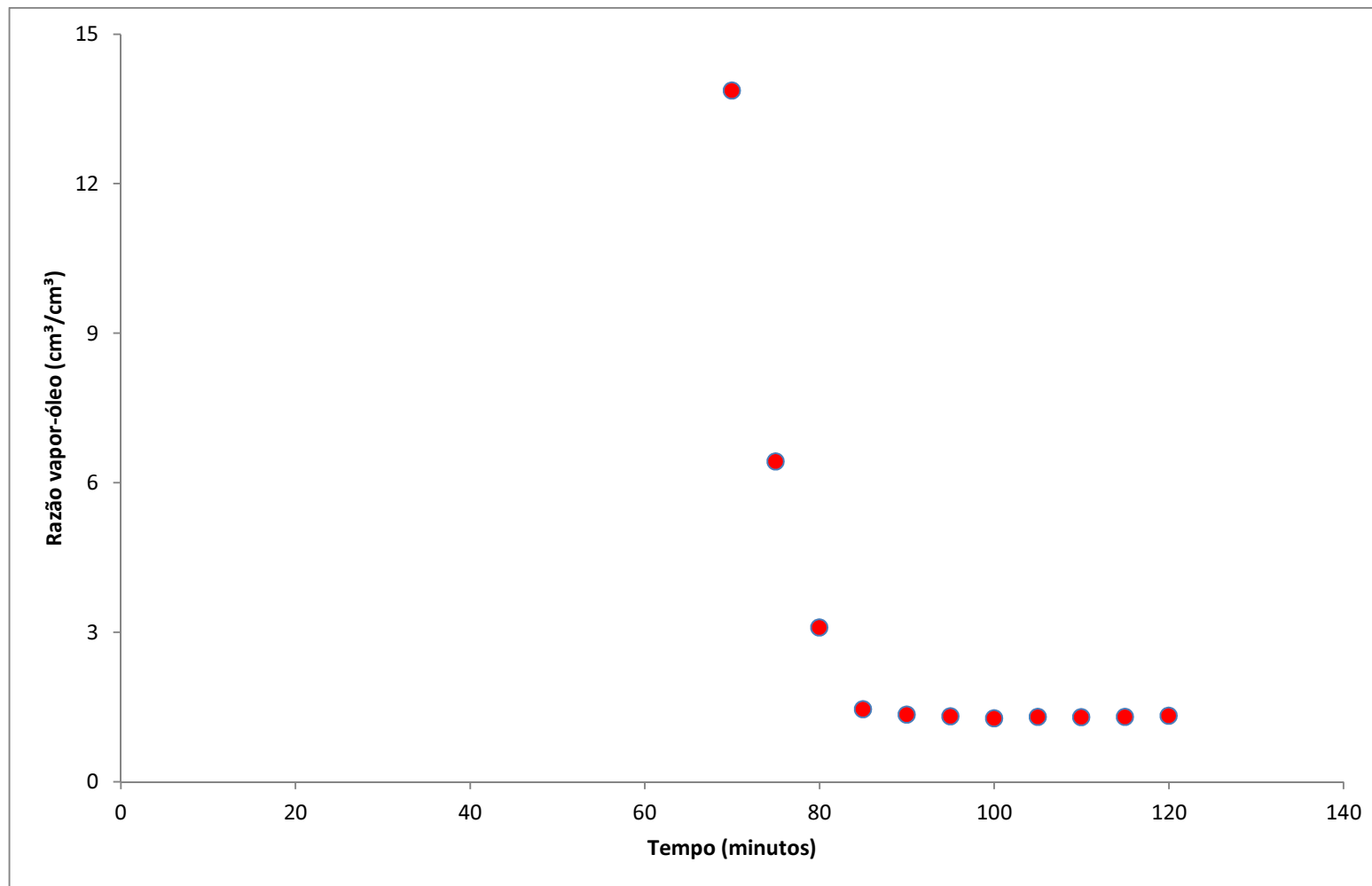


Figura 5.12 – Razão vapor-óleo do experimento 2

5.1.3. Experimento 3 (13,79:100 Gases:Vapor)

No experimento 3, manteve-se a redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e foram injetados 200 *ml/min* de gases efluentes de combustão.

A Figura 5.13 dispõe os perfis de temperatura para as vazões escolhidas. Observa-se que a temperatura de injeção flutua um pouco em torno de 160 °C até cerca de 45 minutos, quando há uma estabilização. Nesse experimento ocorreu um problema com o termopar T2 (segundo termopar) onde houve grandes variações nas medidas. As indicações desse termopar foram retiradas por serem não consistentes. Duas pequenas quedas de temperatura ocorrem, aos 55 e 60 minutos após o início da injeção, porém não houve formação de água quente no experimento.

A produção acumulada de água e óleo com o tempo é mostrada na Figura 5.14. O fator de recuperação ao final de 120 minutos foi de 65% (Figura 5.15), correspondente a 351 ml de óleo, como pode-se observar na Figura 5.14. O início da produção de água ocorre 10 minutos após o início do teste e a produção de óleo após 60 minutos. A produção de óleo foi constante até 120 minutos de teste. Após esse tempo, a produção de água aumentou encerrando-se o teste após 140 minutos. O óleo produzido apresentou um ganho de qualidade de 2,3 °API (final de 18,44 °API).

A Figura 5.16 mostra a pressão de injeção, o histórico de produção e o diferencial de pressão durante o experimento. Novamente, observa-se a queda de pressão no início do experimento. A pressão de produção se mantém estável até a irrupção. Após a irrupção a produção de óleo foi grande e a pressão oscilou acima de 2 bar até o fim do experimento.

A razão vapor-óleo acumulada para o experimento é mostrada na Figura 5.17, a partir de 65 minutos após o início do experimento. O resultado mostra uma razão vapor-óleo acumulada de 1,79 no fim do experimento.

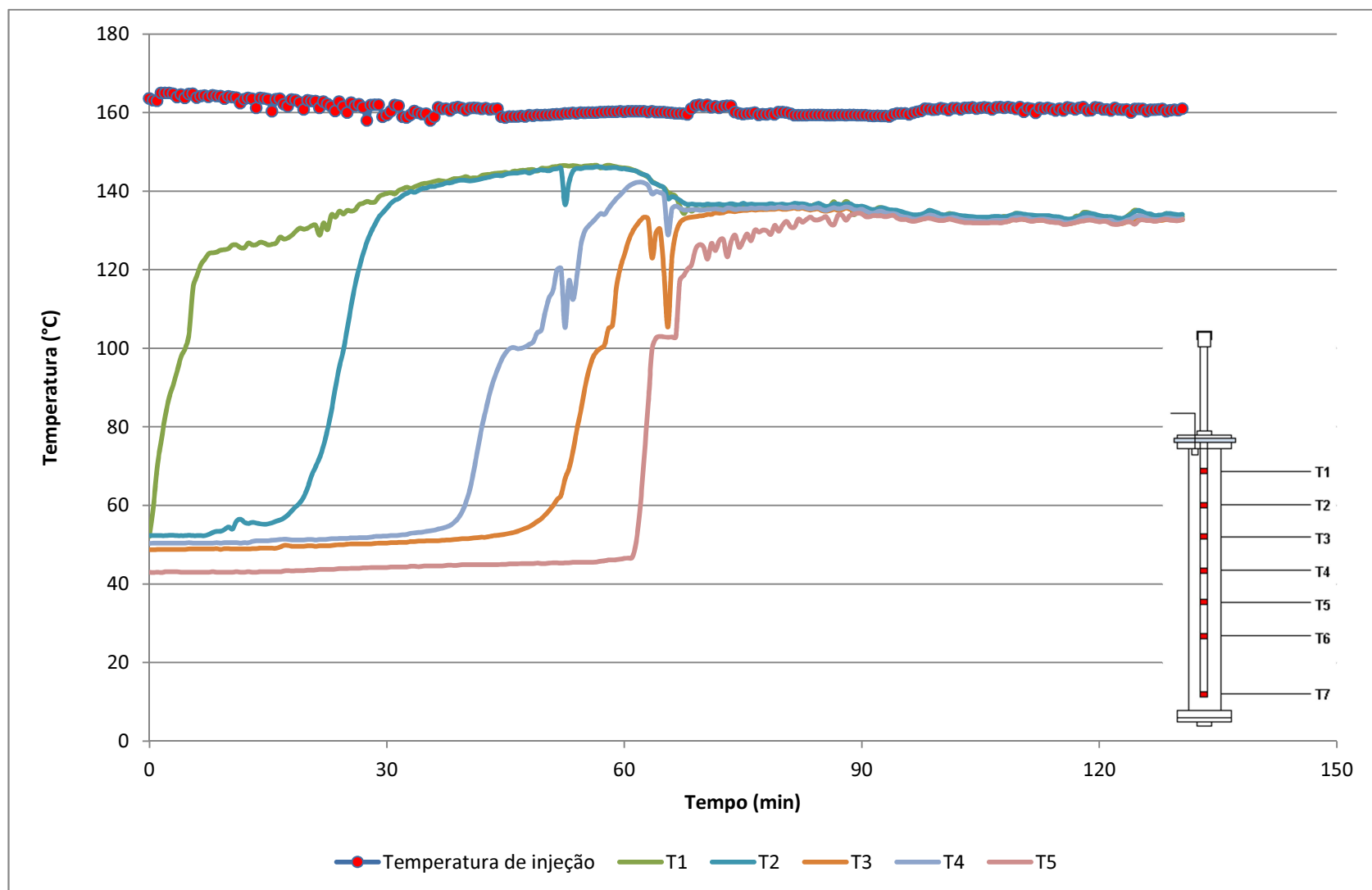


Figura 5.13 - Perfis de temperatura do experimento 3

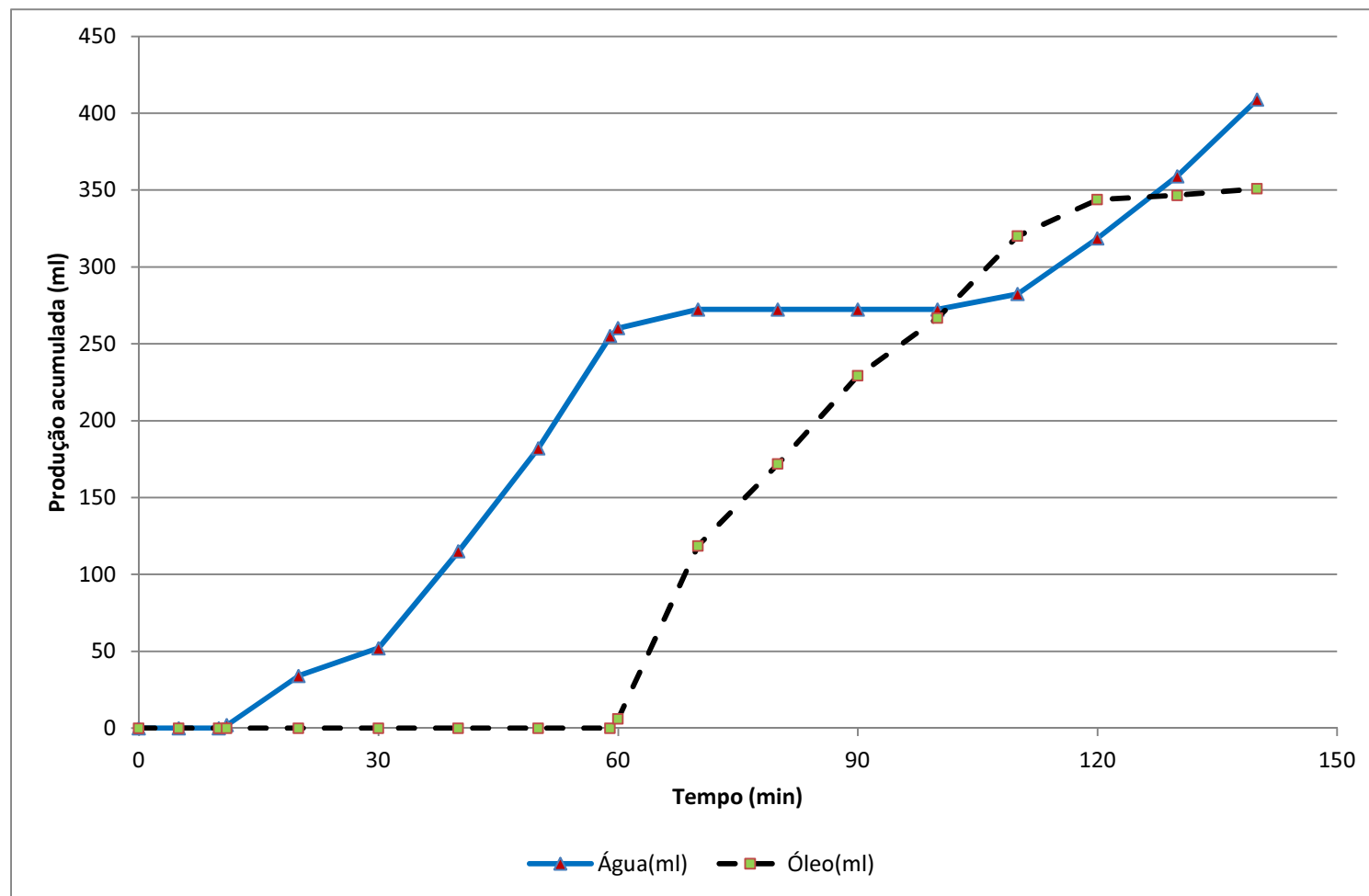


Figura 5.14 – Produção acumulada de óleo e água para o experimento 3

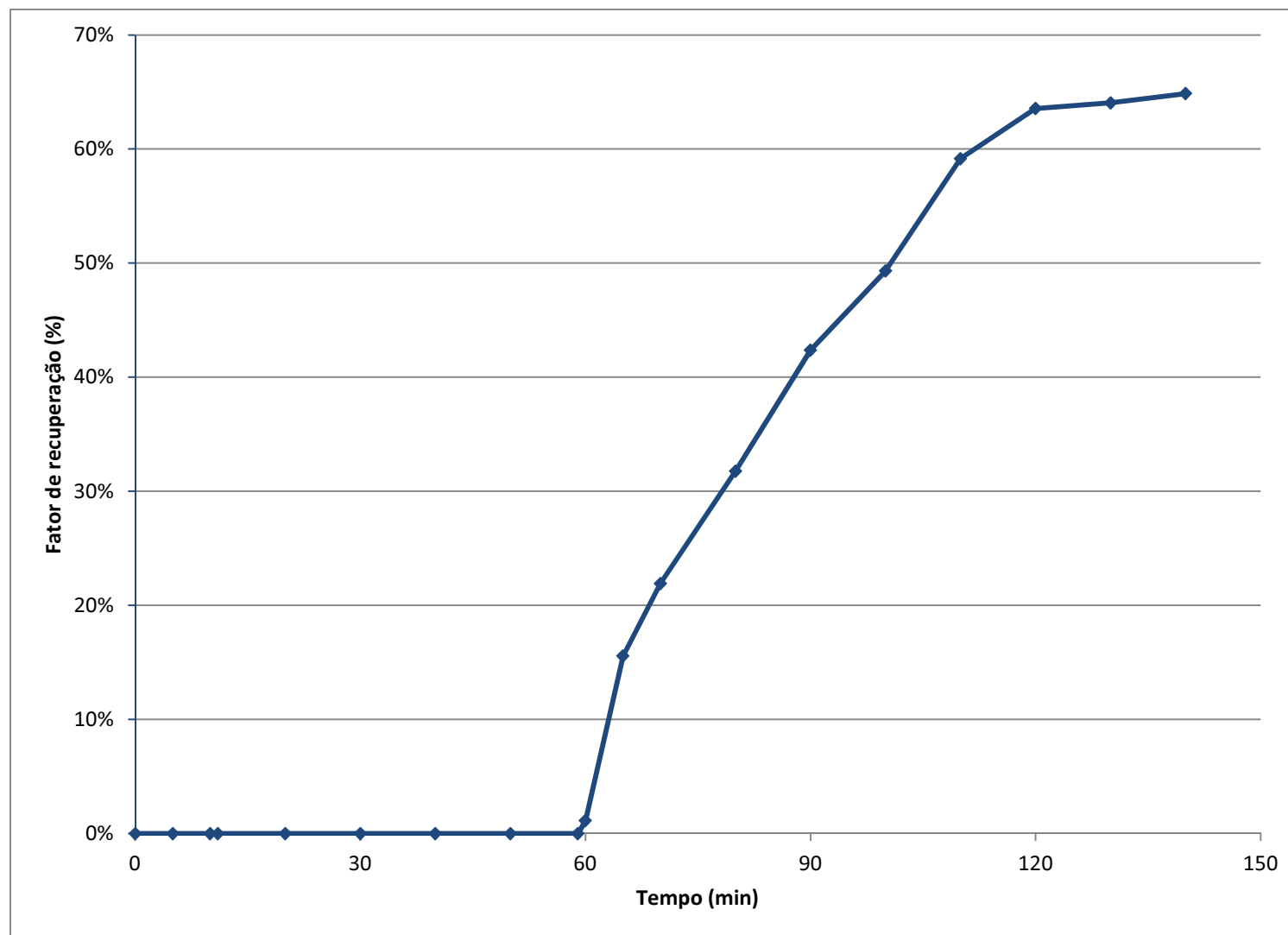


Figura 5.15 – Fator de recuperação do experimento 3

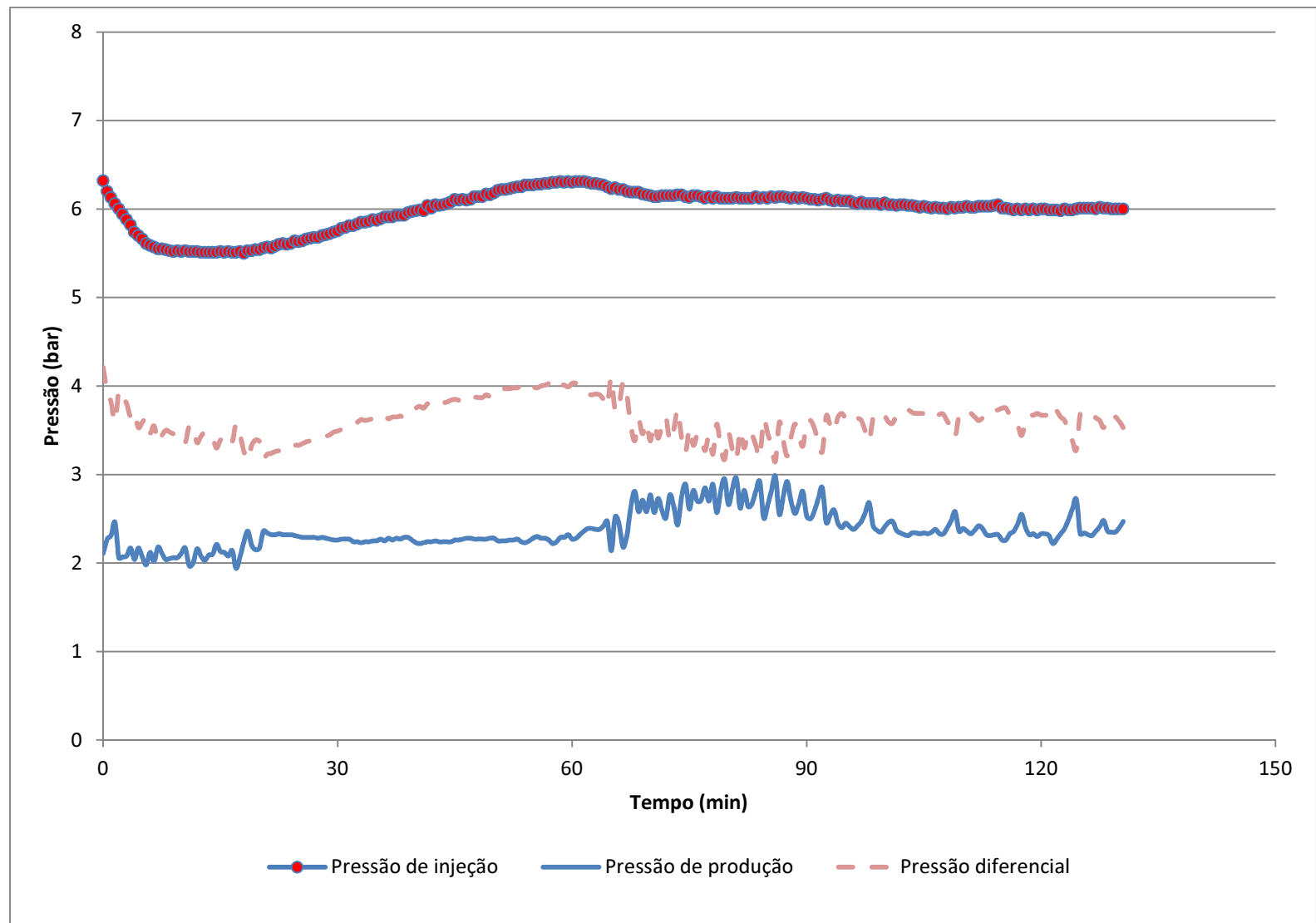


Figura 5.16 – Perfis de pressão do experimento 3

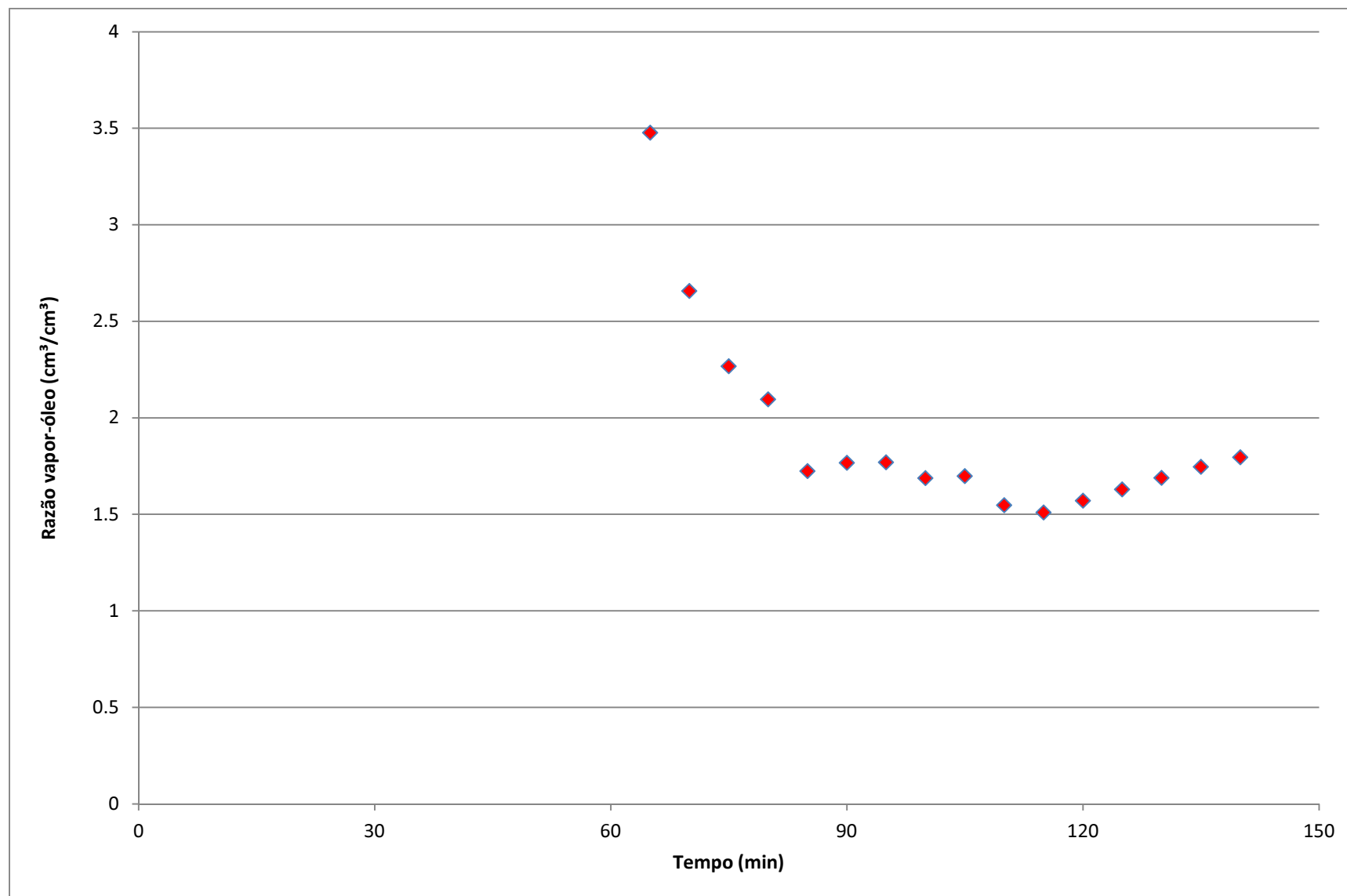


Figura 5.17 – Razão vapor-óleo do experimento 3

5.1.4. Experimento 4 (20,68:100 Gases:Vapor)

Para o experimento 4, manteve-se a redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e foram injetados 300 ml/min de gases efluentes de combustão. Nesse experimento utilizou-se um novo controlador de massa devido à quebra do controlador de massa anterior.

A Figura 5.18 ilustra os perfis de temperatura para o teste. Observa-se que a temperatura de injeção é estável em torno de 160 °C. O último termopar chega à temperatura final de injeção cerca de 90 minutos após o início do experimento.

A produção acumulada de água e óleo com o tempo é mostrada na Figura 5.19 e os fluidos produzidos nas provetas na Figura 5.20. Aspectos das amostras do meio poroso coletadas após o teste são mostrados na Figura 5.21. O fator de recuperação ao final de 140 minutos foi de 43,7% (Figura 5.22), correspondente a 237 ml, como se observa na Figura 5.19. O início da produção de água ocorre 15 minutos após o início do teste e a produção de óleo após 58 minutos. A produção de óleo foi praticamente constante até 97 minutos de teste. Após esse tempo, a produção de água aumentou encerrando-se o teste com 140 minutos decorridos. O óleo produzido apresentou um aumento de 0,70 °API em sua qualidade (final de 17,84 °API).

A Figura 5.23 ilustra a pressão de injeção, o histórico de produção e o diferencial de pressão durante o experimento. Nota-se uma variação na pressão de produção após 67 minutos, simultânea com a drenagem do óleo acumulado no separador.

A razão vapor óleo acumulada para o experimento é mostrada na Figura 5.24, a partir de 70 minutos do início do experimento. O resultado mostra uma razão vapor-óleo acumulada de 2,67 após 140 minutos.

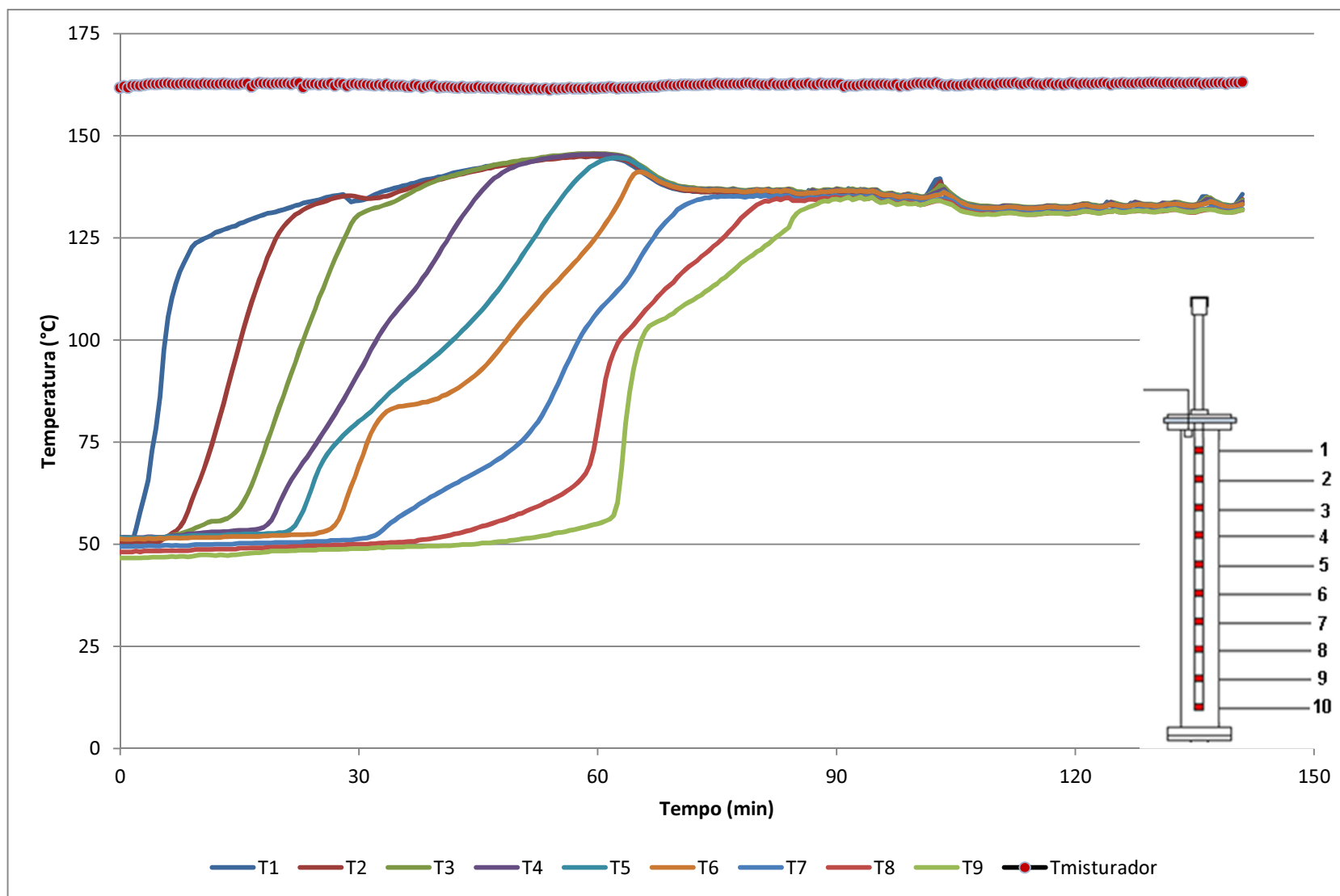


Figura 5.18 - Perfis de temperatura do experimento 4

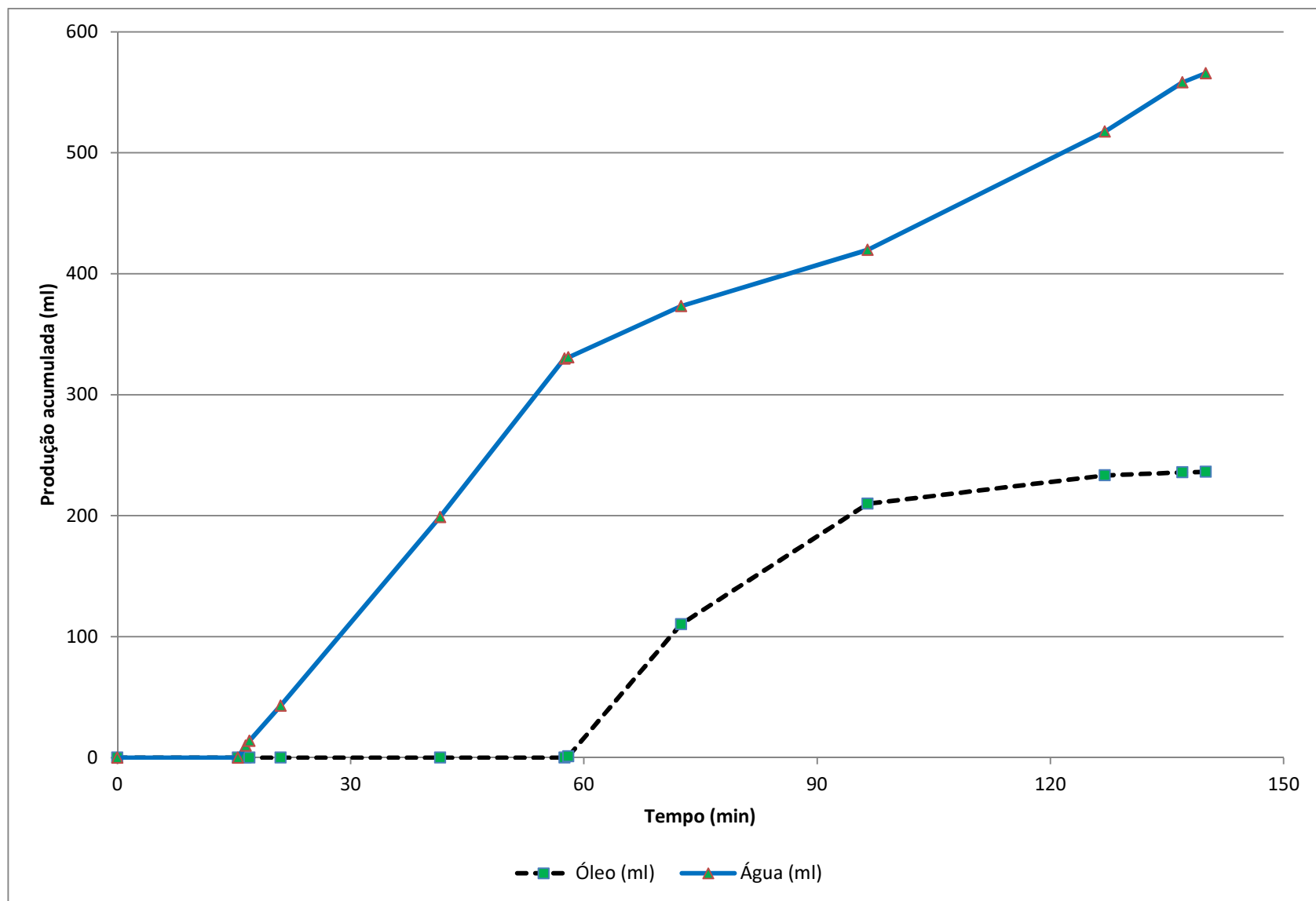


Figura 5.19 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 4

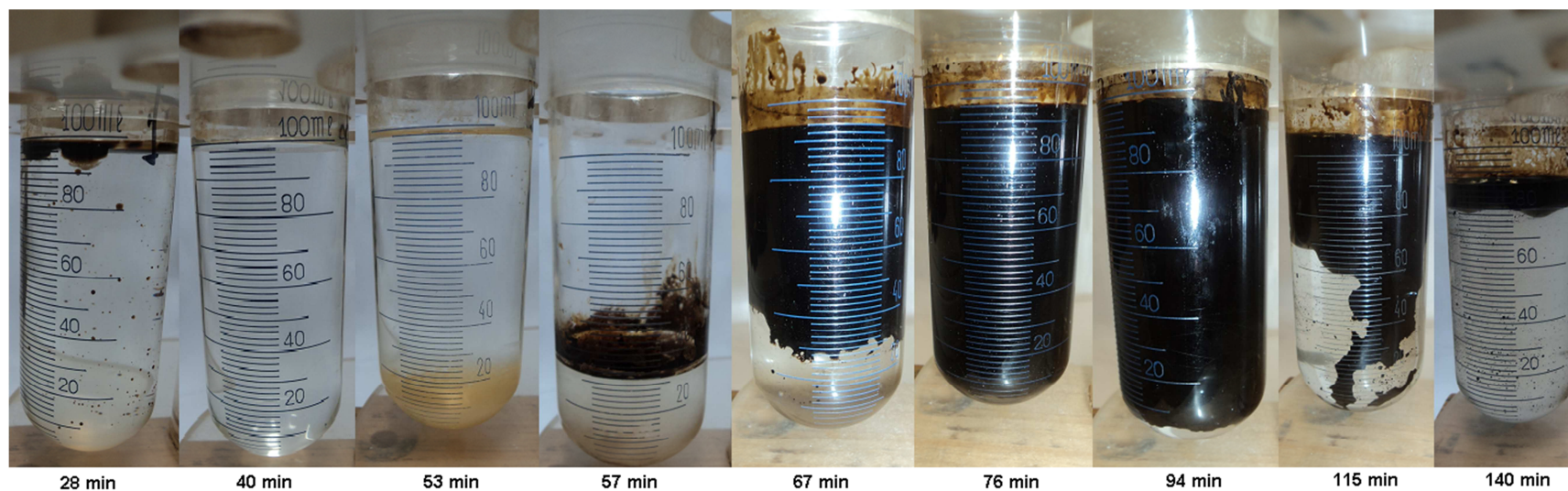


Figura 5.20 - Produção de fluidos ao longo do experimento 4

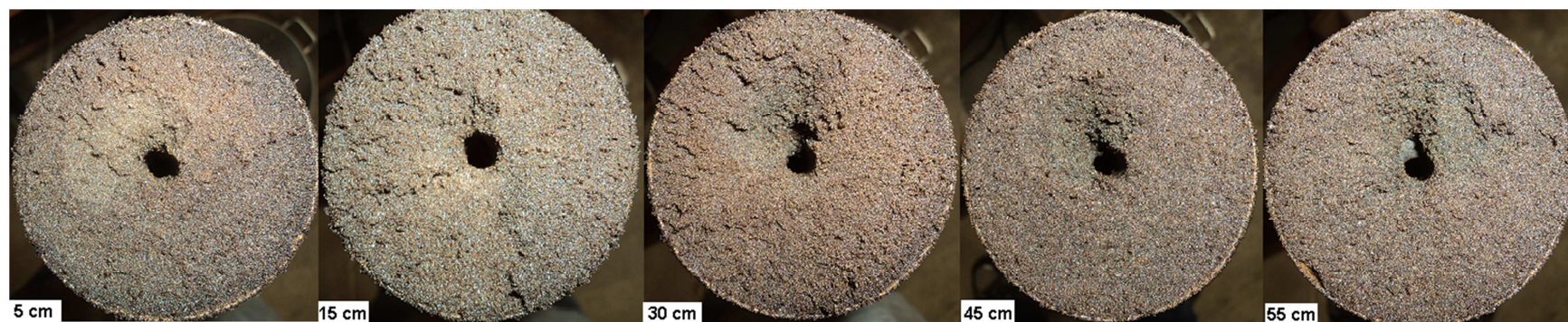


Figura 5.21 - Amostras do meio poroso coletados após o experimento 4

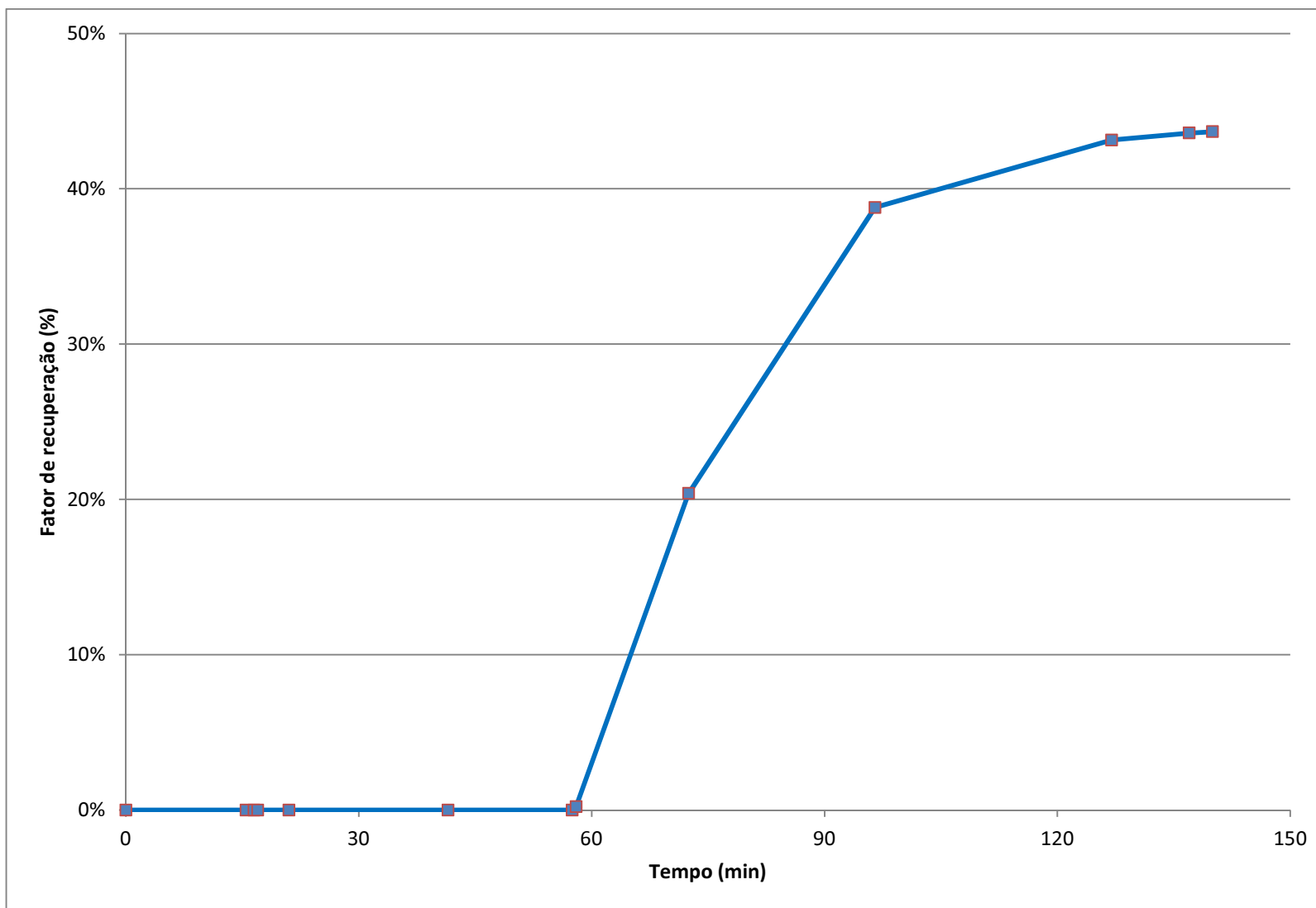


Figura 5.22 - Fator de recuperação do experimento 4

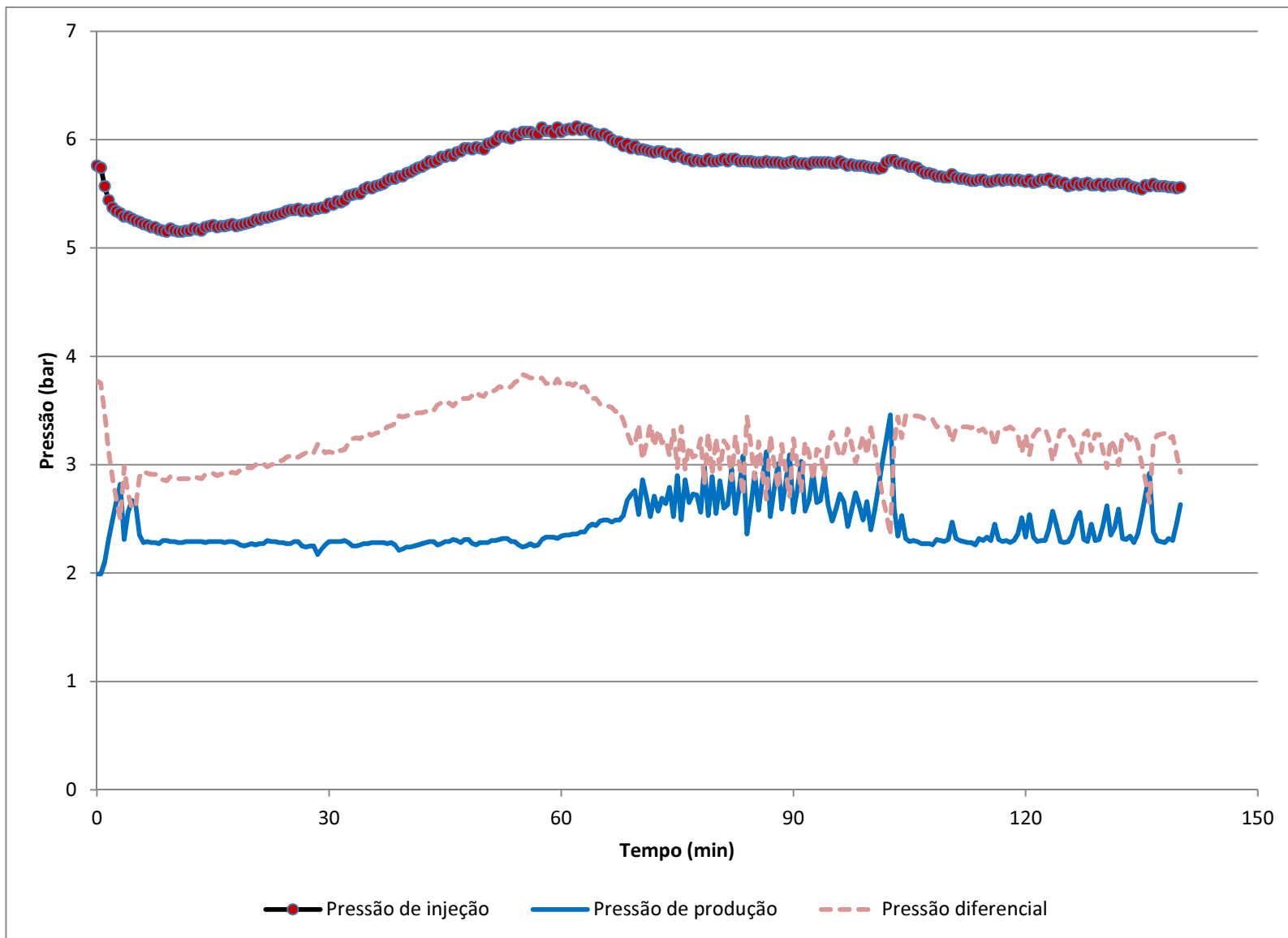


Figura 5.23 - Perfis de pressão do experimento 4

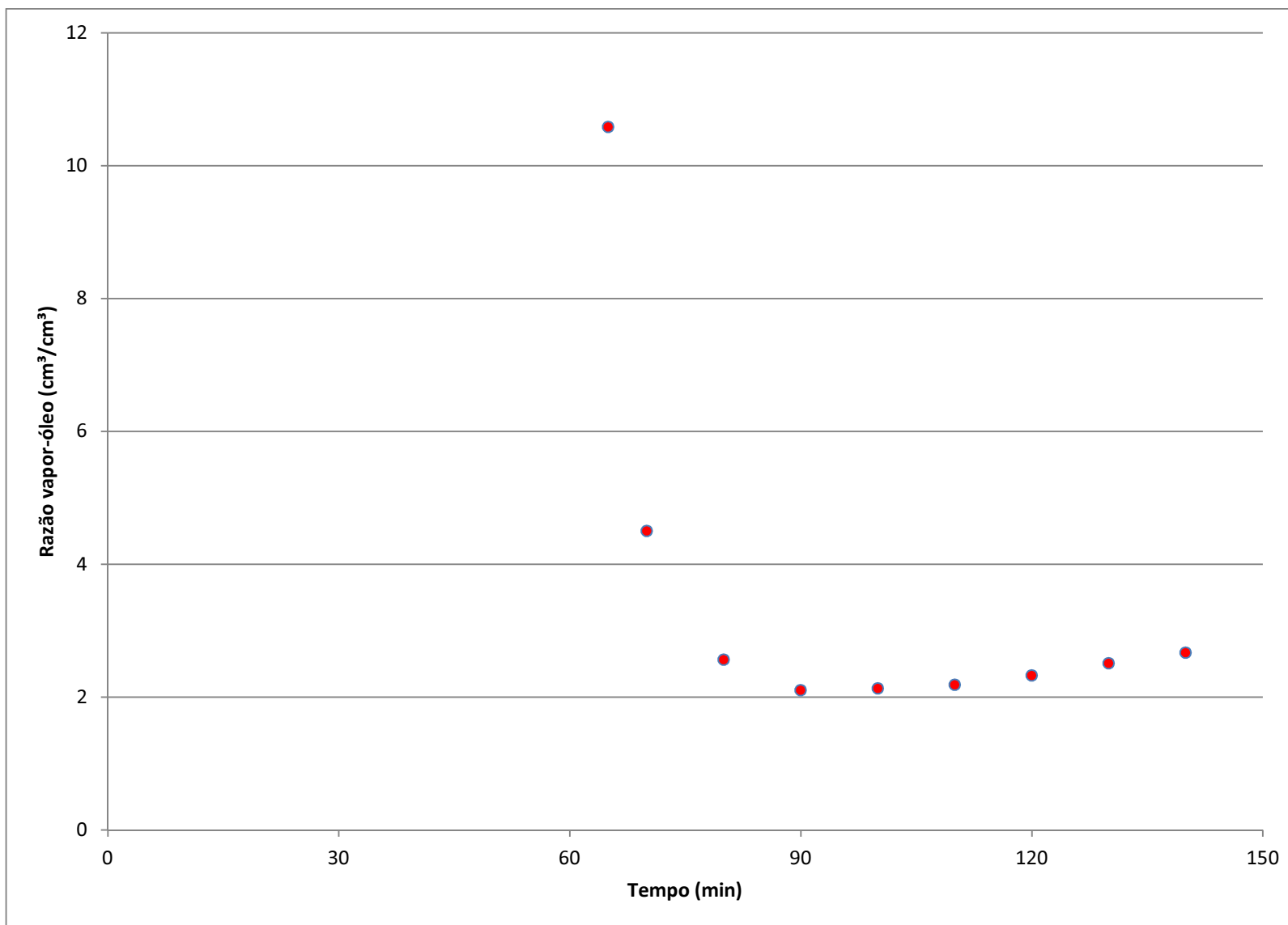


Figura 5.24 - Razão vapor-óleo do experimento 4

5.1.5. Experimento 5 (23,45:100 Gases:Vapor)

Para o experimento 5, manteve-se a redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e foram injetados 340 ml/min de gases efluentes de combustão.

A Figura 5.25 ilustra os perfis de temperatura para as vazões escolhidas. Observa-se que a temperatura de injeção é estável em torno de 160 °C. Novamente ocorreram problemas com o termopar número 2, que a partir de 30 minutos após o início do experimento registra uma oscilação grande na temperatura. Apesar da oscilação suspeita, os resultados foram mantidos para melhor visualizar o avanço da frente. Nota-se também que após 50 minutos, todos os termopares começam a oscilar.

A produção acumulada de água e óleo com o tempo é mostrada na Figura 5.26. O fator de recuperação ao final de 140 minutos foi de 55,85% (Figura 5.27), correspondente a 237 ml, como se observa na Figura 5.26. O início da produção de água ocorre 20 minutos após o início do teste e a produção de óleo após 60 minutos. A produção de óleo foi constante até 125 minutos de teste. Após esse tempo, a produção de água aumentou encerrando-se o teste com 140 minutos decorridos. O óleo produzido apresentou um aumento de 2,82 °API em sua qualidade (final de 18,96 °API).

A Figura 5.28 ilustra a pressão de injeção, o histórico de produção e o diferencial de pressão durante o experimento. Nota-se uma variação na pressão de produção após 67 minutos, simultânea com a drenagem do óleo acumulado no separador.

A razão vapor óleo acumulada para o experimento é mostrada na Figura 5.29, a partir de 70 minutos do início do experimento. O resultado mostra uma razão vapor-óleo acumulada 2,67 no fim do experimento.

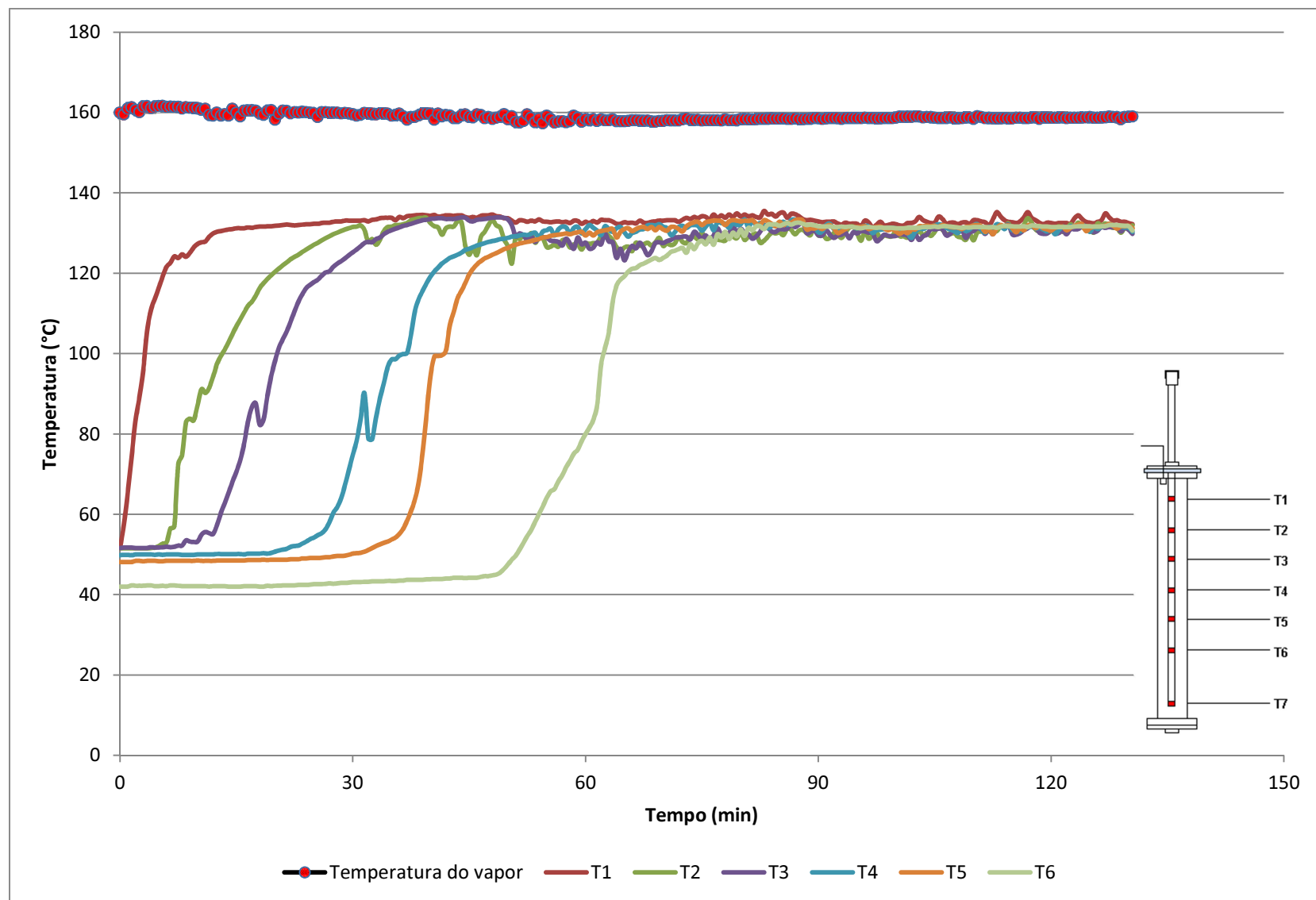


Figura 5.25 - Perfis de temperatura do experimento 5

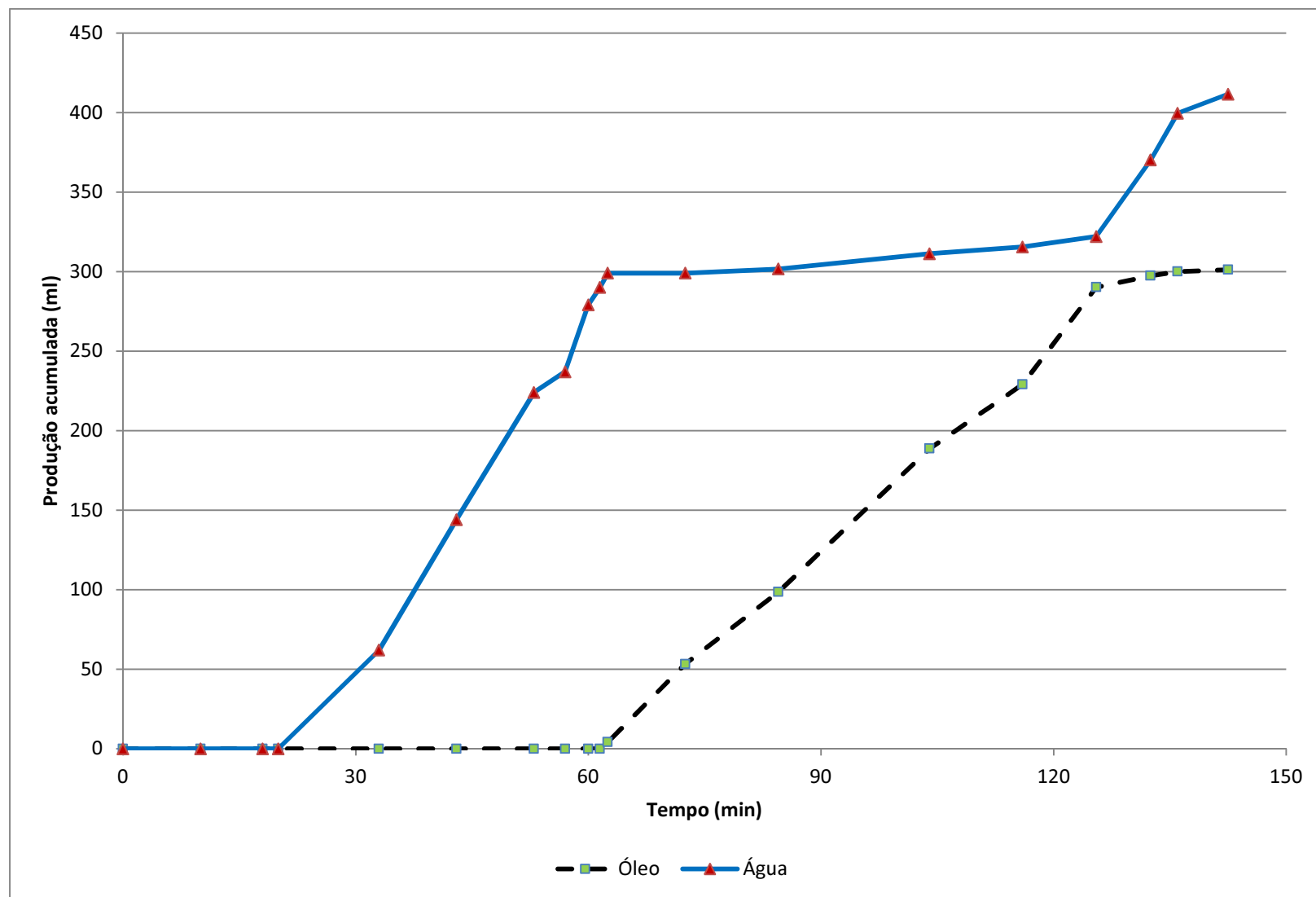


Figura 5.26 – Produção acumulada de óleo e água para o experimento 5

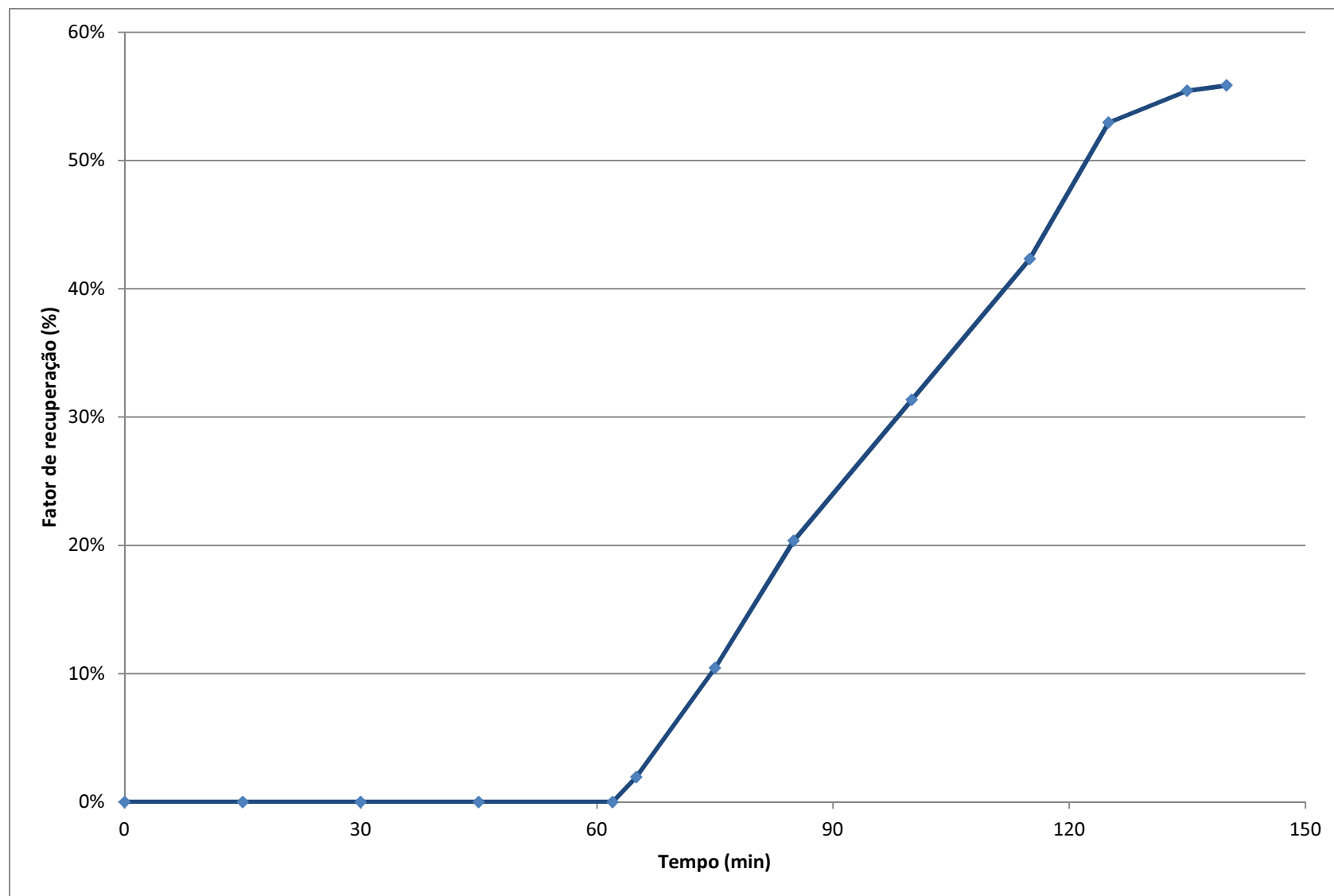


Figura 5.27 – Fator de recuperação do experimento 5

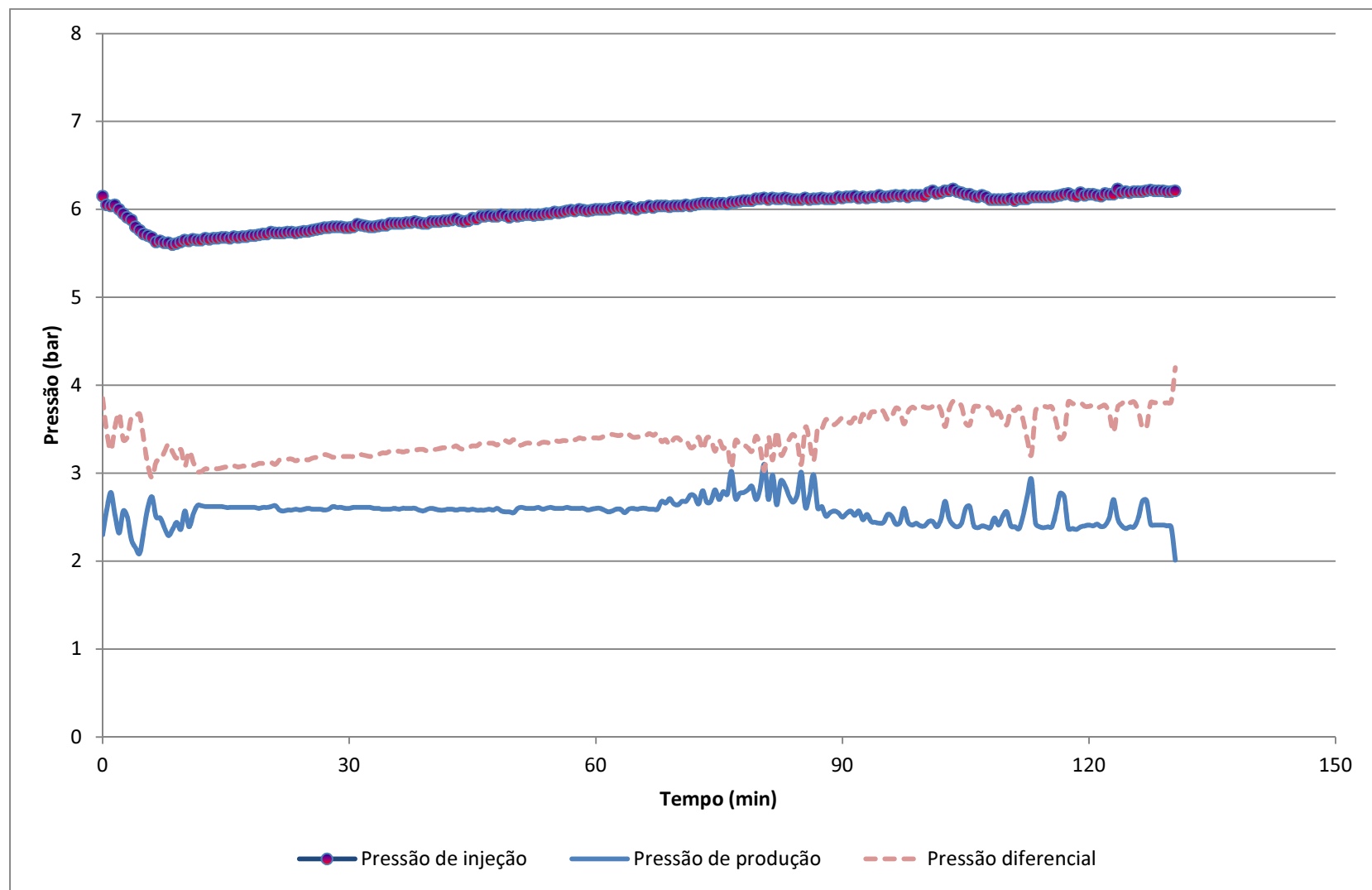


Figura 5.28 - Perfil de pressão do experimento 5

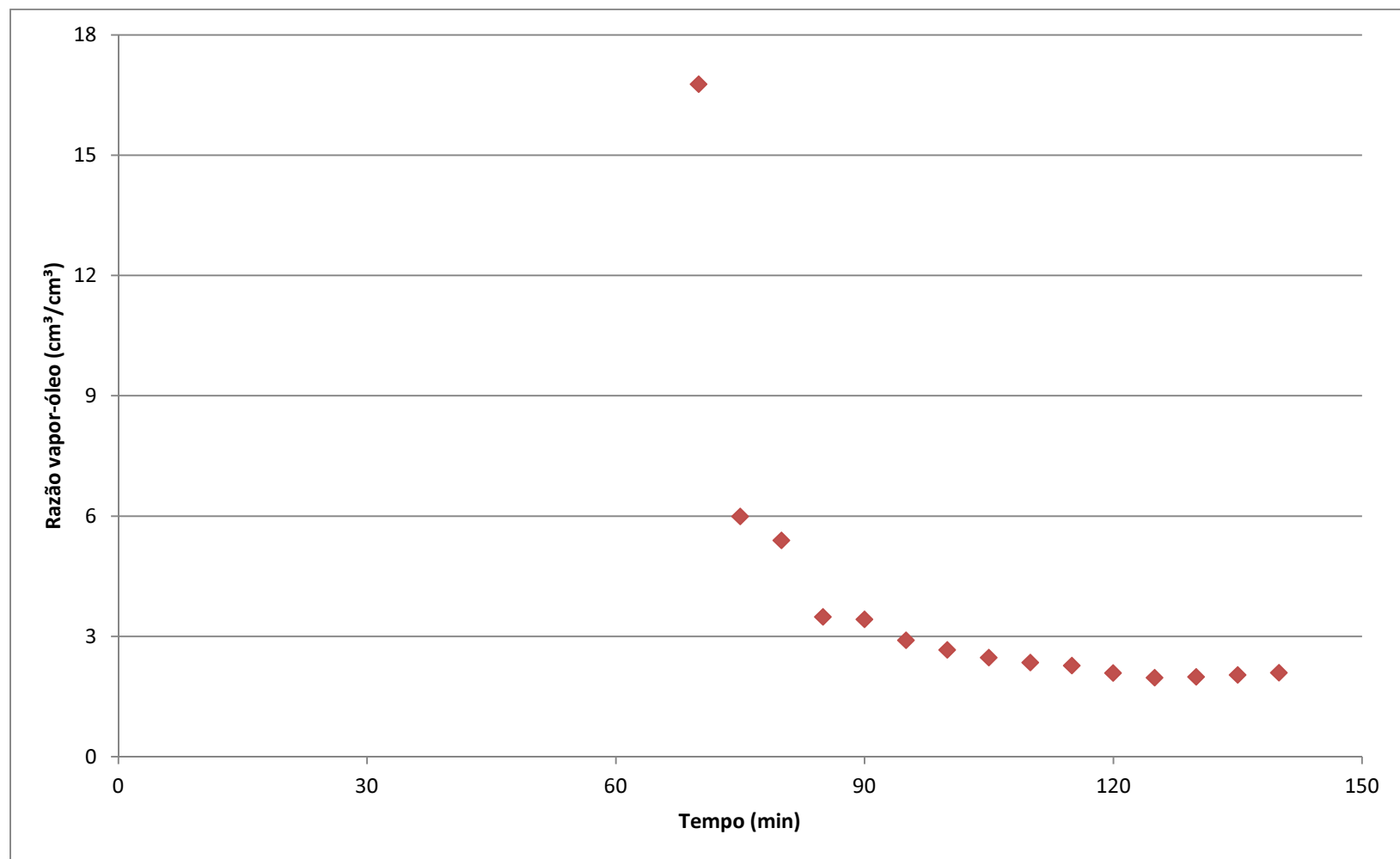


Figura 5.29 - Razão vapor-óleo do experimento 5

5.1.6. Experimento 6 (27,59:100 Gases:Vapor)

Para o experimento 6, manteve-se a redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e foram injetados 400 *ml/min* de gases efluentes de combustão. Nesse experimento utilizou-se o novo controlador de massa.

A Figura 5.30 ilustra os perfis de temperatura para as vazões escolhidas. Observa-se que a temperatura de injeção é estável em torno de 160 °C. O último termopar chega à temperatura final de injeção cerca de 95 minutos após o início do experimento.

A produção acumulada de água e óleo com o tempo é mostrada na Figura 5.31 e os fluidos produzidos nas provetas na Figura 5.32. O fator de recuperação ao final de 140 minutos foi de 63,1% (Figura 5.33), correspondente a 340 ml, como se observa na Figura 5.31. O início da produção de água ocorre 13 minutos após o início do teste e a produção de óleo após 50 minutos. O óleo produzido apresentou um aumento de 1,00 °API em sua qualidade (final de 17,14 °API).

A Figura 5.34 ilustra a pressão de injeção, o histórico de produção e o diferencial de pressão durante o experimento. Nota-se uma variação na pressão de produção após 88 minutos, simultânea com a drenagem de um banco de óleo acumulado no separador.

A razão vapor óleo acumulada para o experimento é mostrada na Figura 5.35, a partir de 70 minutos do início do experimento. O resultado mostra uma razão vapor-óleo acumulada de 1,86 após 140 minutos.

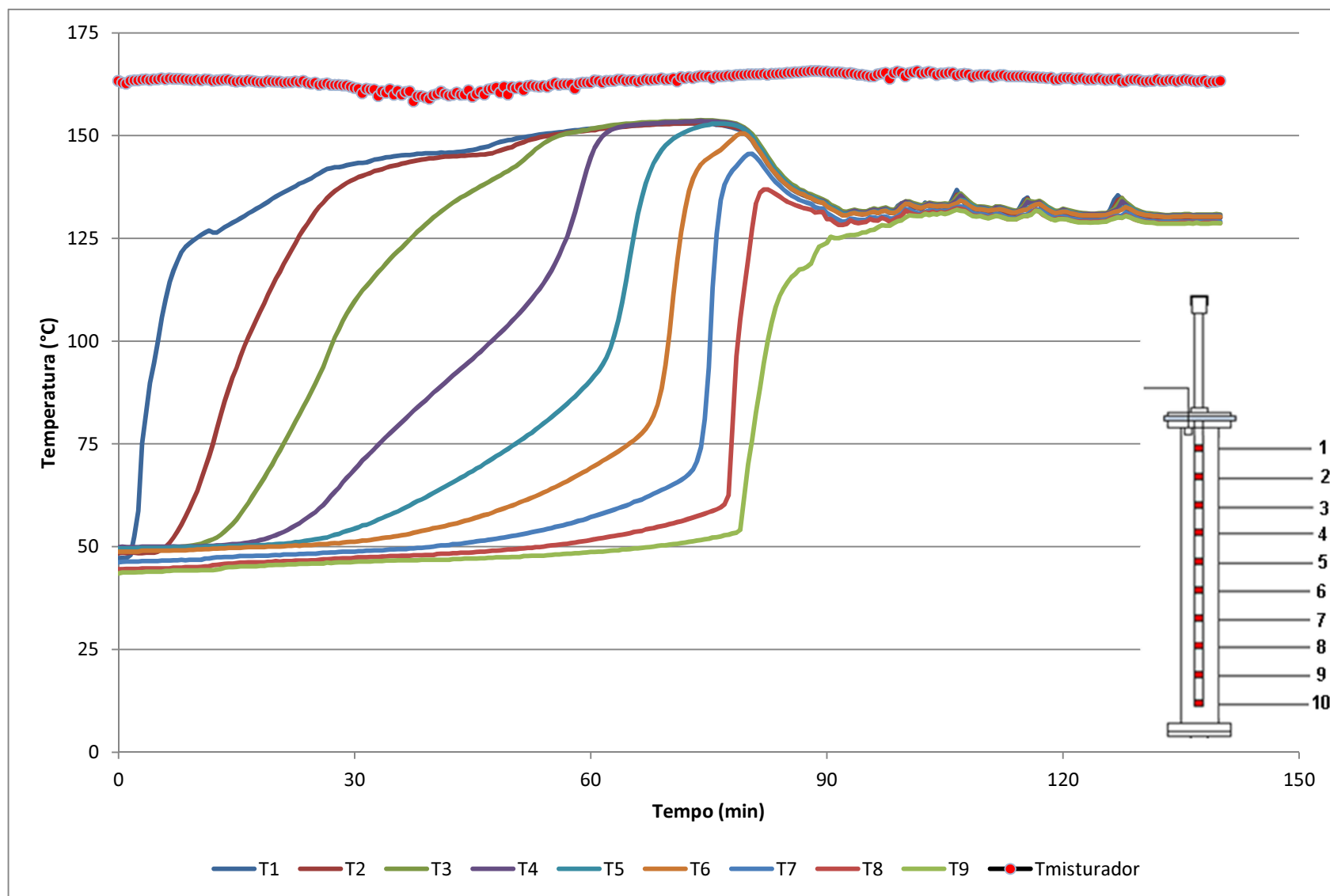


Figura 5.30 - Perfis de temperatura do experimento 6

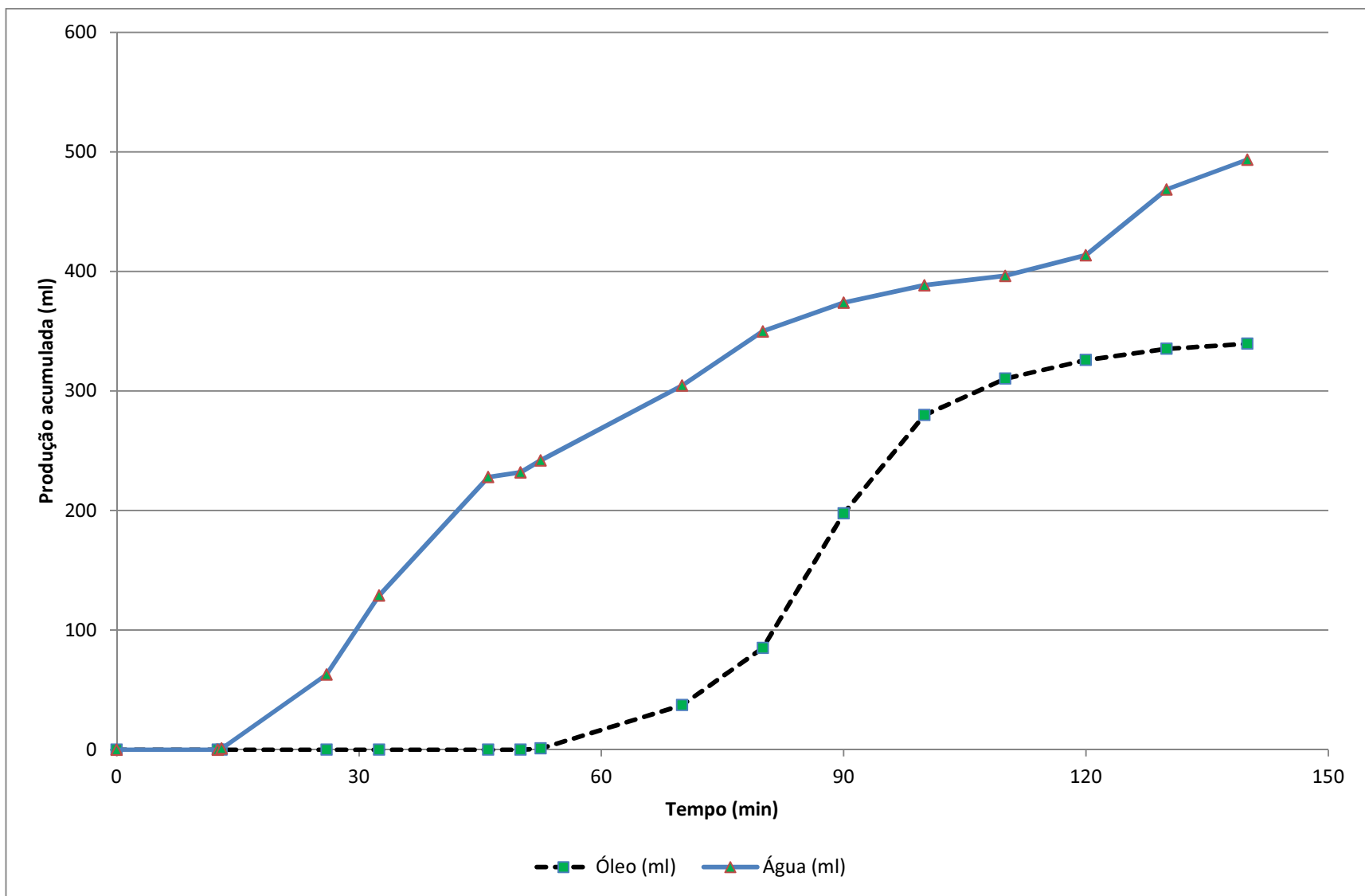


Figura 5.31 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 6

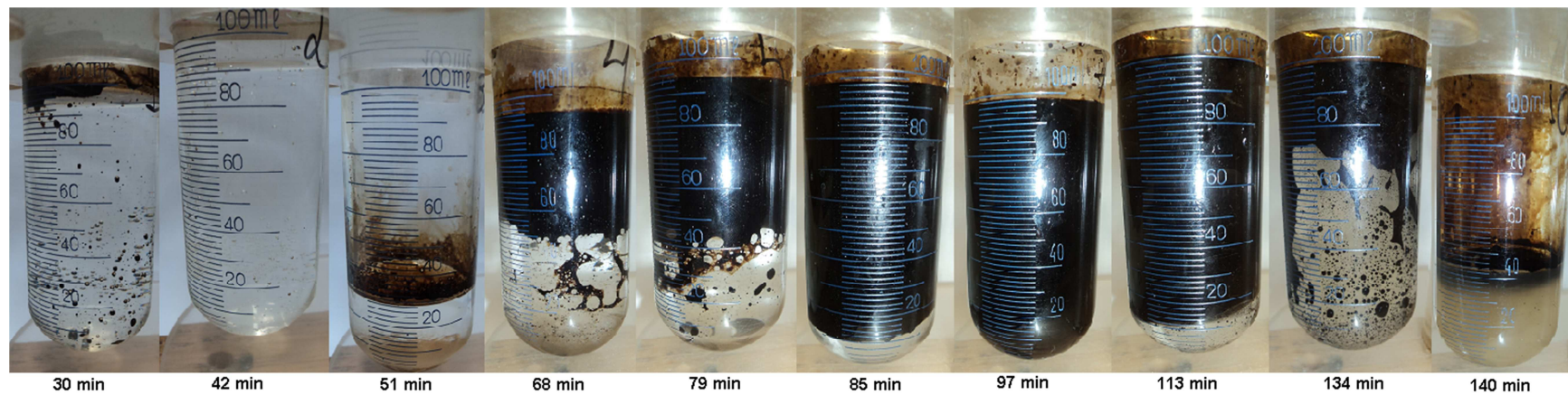


Figura 5.32 - Produção de fluidos ao longo do experimento 6

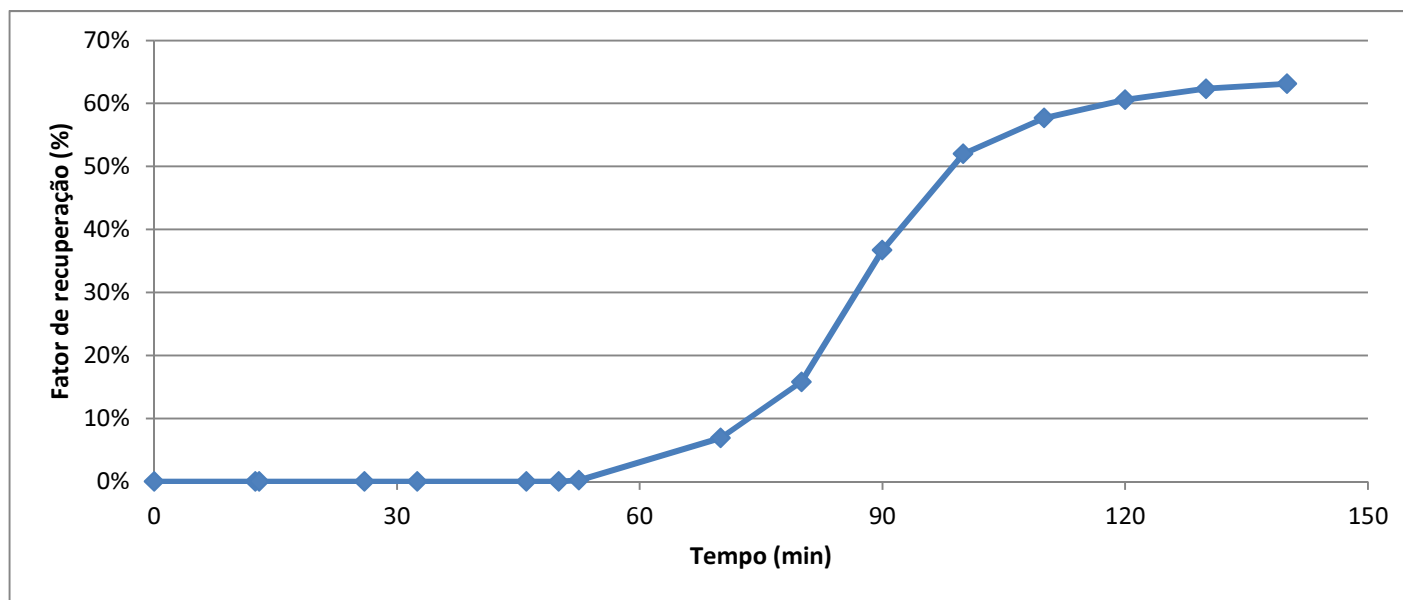


Figura 5.33 - Fator de recuperação do experimento 6

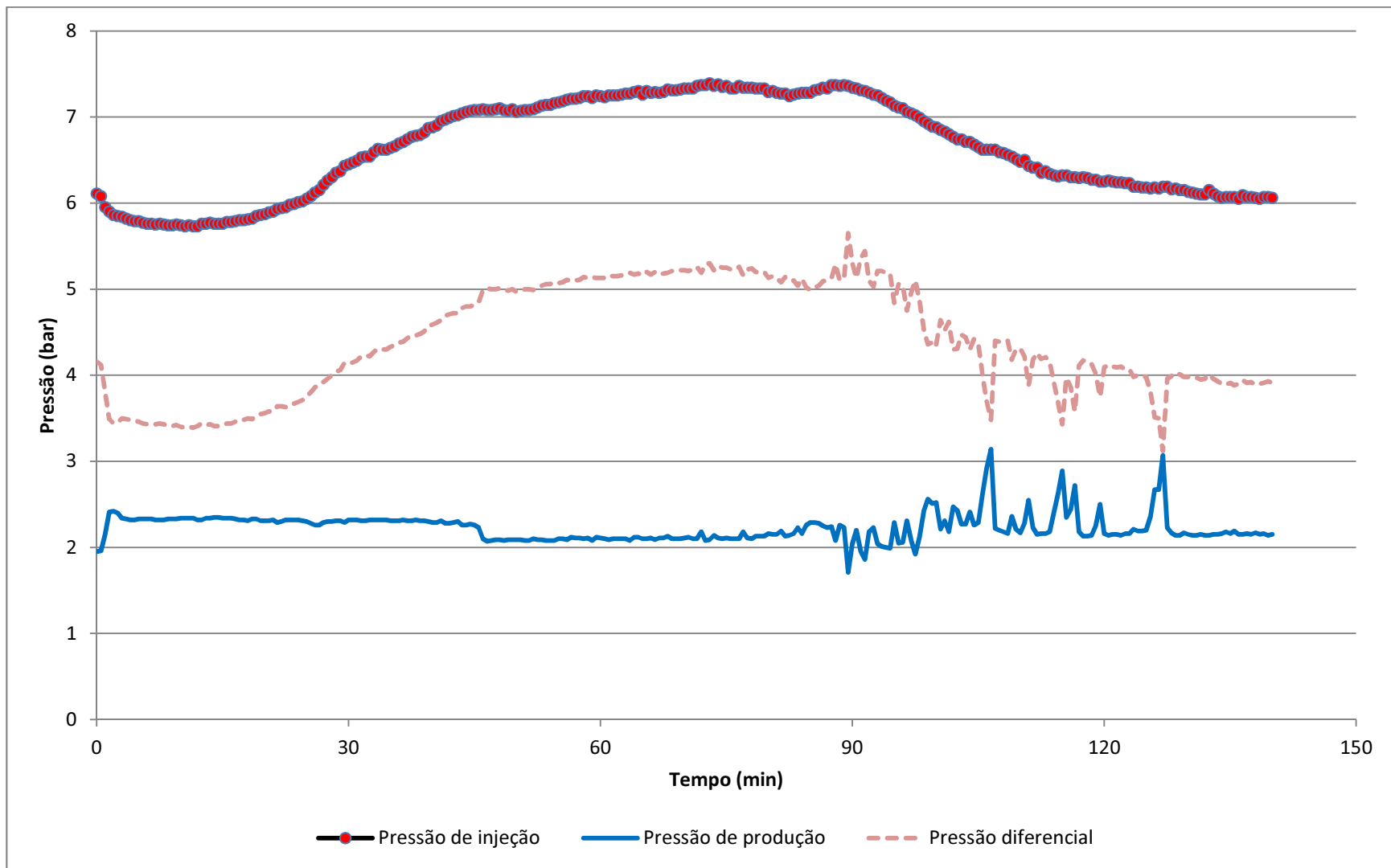


Figura 5.34 - Perfis de pressão do experimento 6

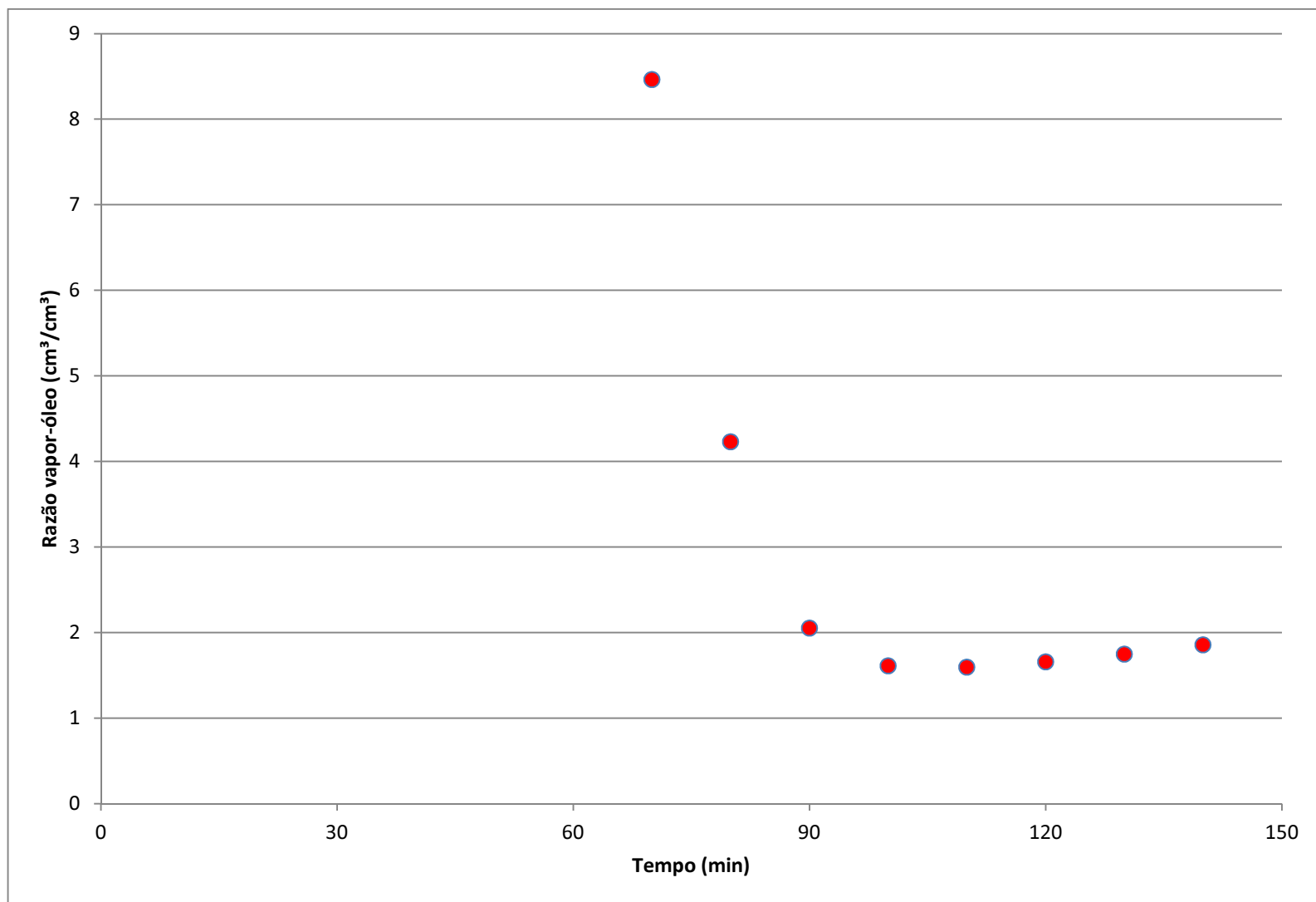


Figura 5.35 - Razão vapor-óleo do experimento 6

5.1.7. Experimento 7 (34,48:100 Gases:Vapor)

Para o experimento 7, manteve-se a redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e foram injetados 500 *ml/min* de gases efluentes de combustão. Nesse experimento utilizou-se o novo controlador de massa.

A Figura 5.36 ilustra os perfis de temperatura para as vazões escolhidas. Observa-se que a temperatura de injeção é estável em torno de 160 °C, variando entre 158 e 163 °C. O último termopar chega à temperatura final de injeção cerca de 96 minutos após o início do experimento.

A produção acumulada de água e óleo com o tempo é mostrada na Figura 5.37 e os fluidos produzidos nas provetas na Figura 5.38. Aspectos das amostras do meio poroso coletadas após o teste são mostrados na Figura 5.39. O fator de recuperação ao final de 140 minutos foi de 60,3% (Figura 5.40), correspondente a 325 ml, como se observa na Figura 5.37. O início da produção de água ocorre 10 minutos após o início do teste e a produção de óleo após 40 minutos. A produção de óleo foi praticamente constante até 100 minutos de teste. Após esse tempo, a produção de água aumentou encerrando-se o teste com 140 minutos decorridos. O óleo produzido apresentou um aumento de 2,24 °API em sua qualidade (final de 18,38 °API).

A Figura 5.41 ilustra a pressão de injeção, o histórico de produção e o diferencial de pressão durante o experimento. Nota-se uma variação na pressão de produção após 74 minutos, simultânea com a drenagem do óleo acumulado no separador.

A razão vapor óleo acumulada para o experimento é mostrada na Figura 5.42, a partir de 70 minutos do início do experimento. O resultado mostra uma razão vapor-óleo acumulada de 1,94 após 140 minutos.

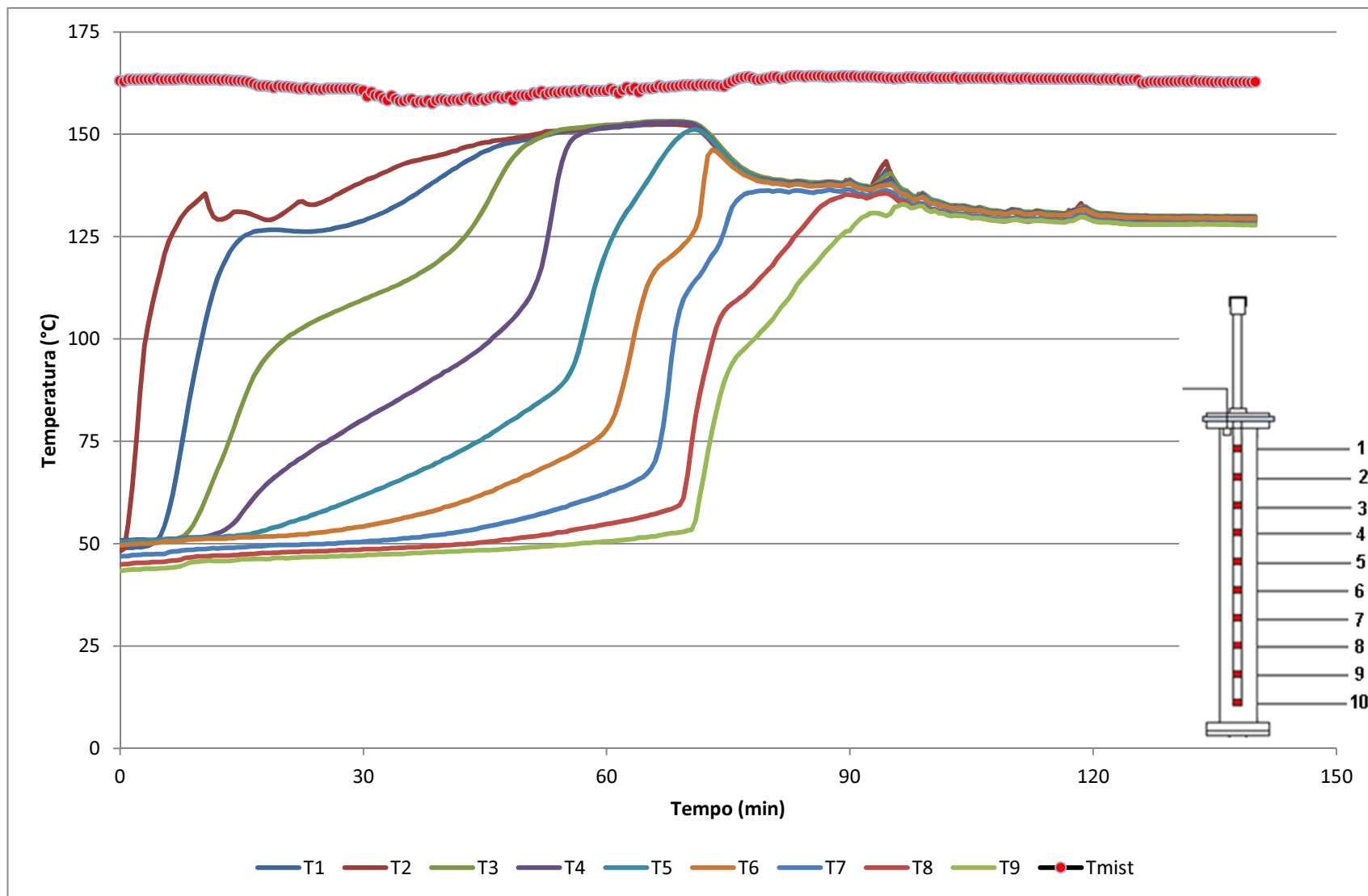


Figura 5.36 - Perfis de temperatura do experimento 7

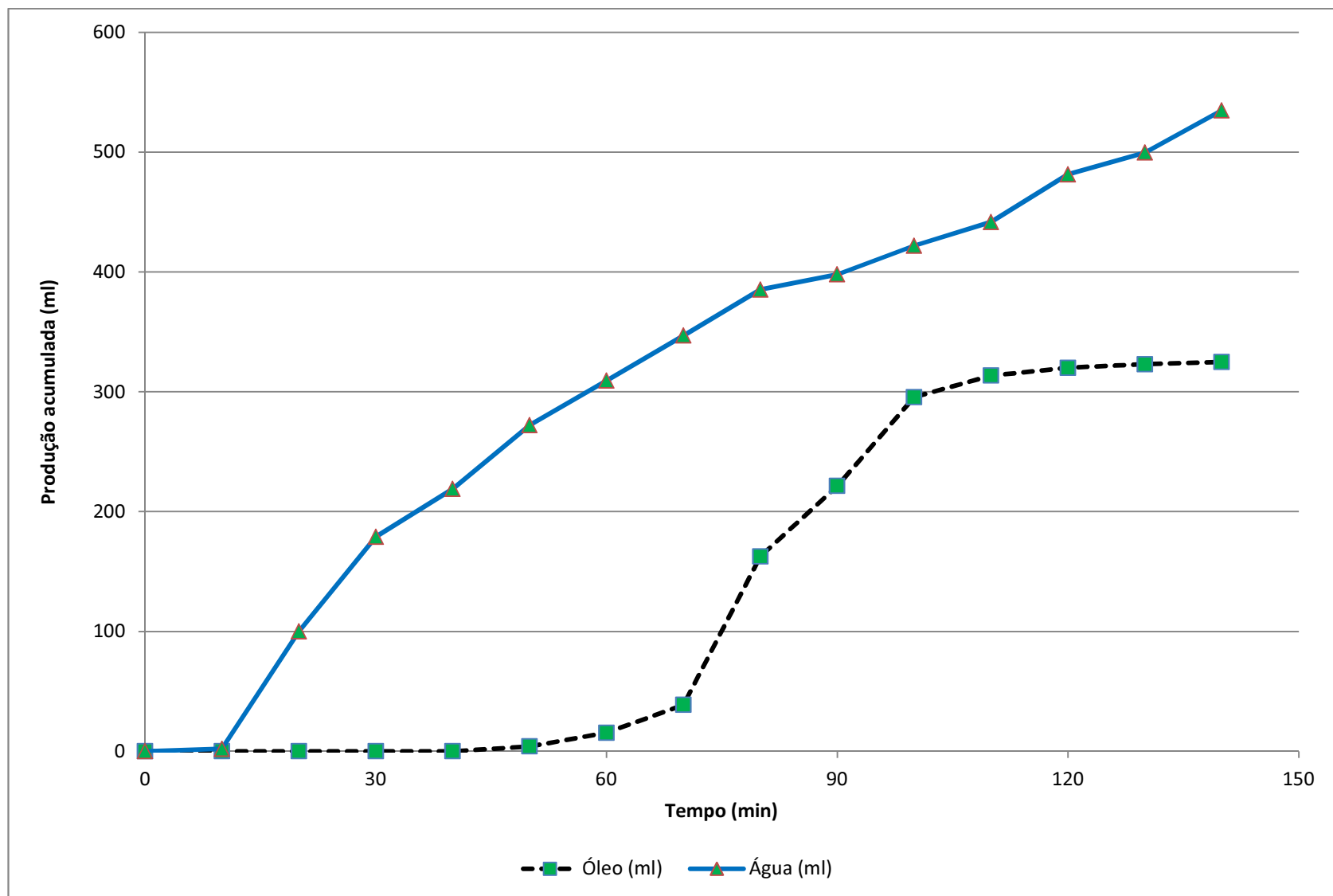


Figura 5.37 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 7

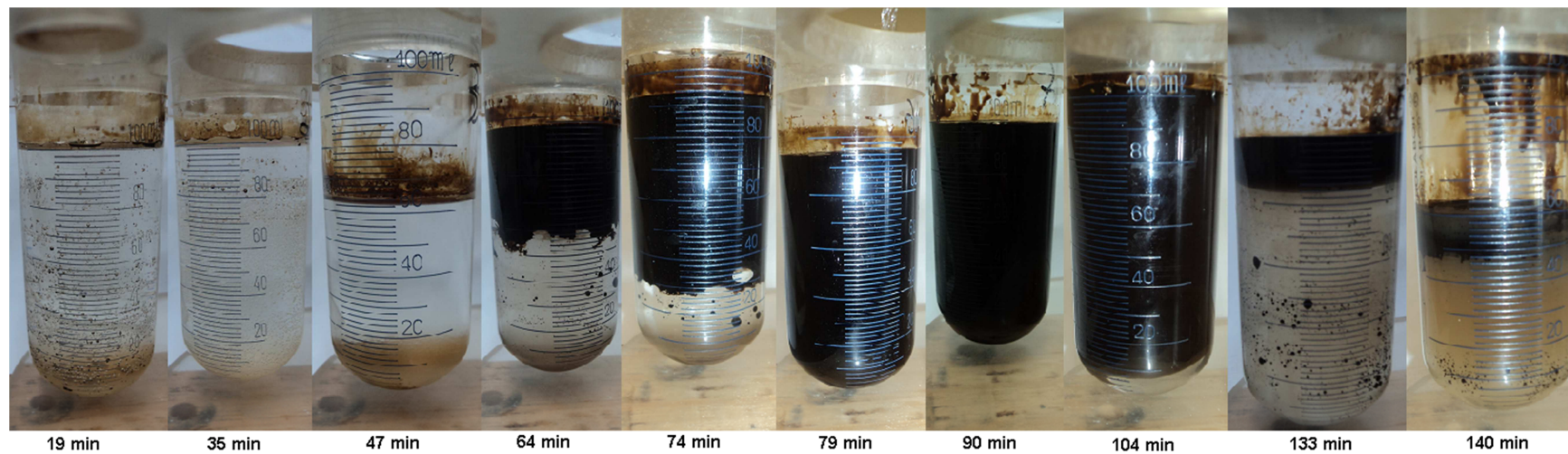


Figura 5.38 - Produção de fluidos ao longo do experimento 7

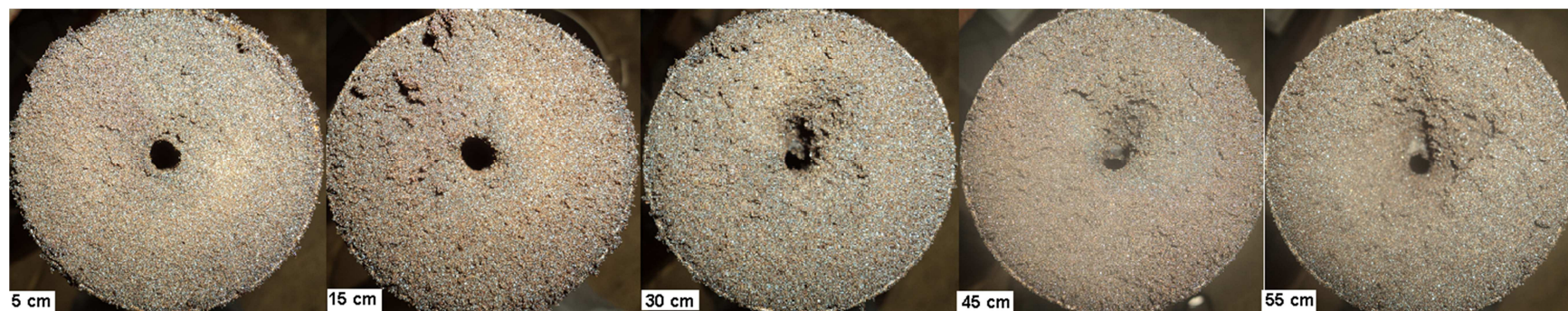


Figura 5.39 - Amostras do meio poroso coletados após o experimento 7

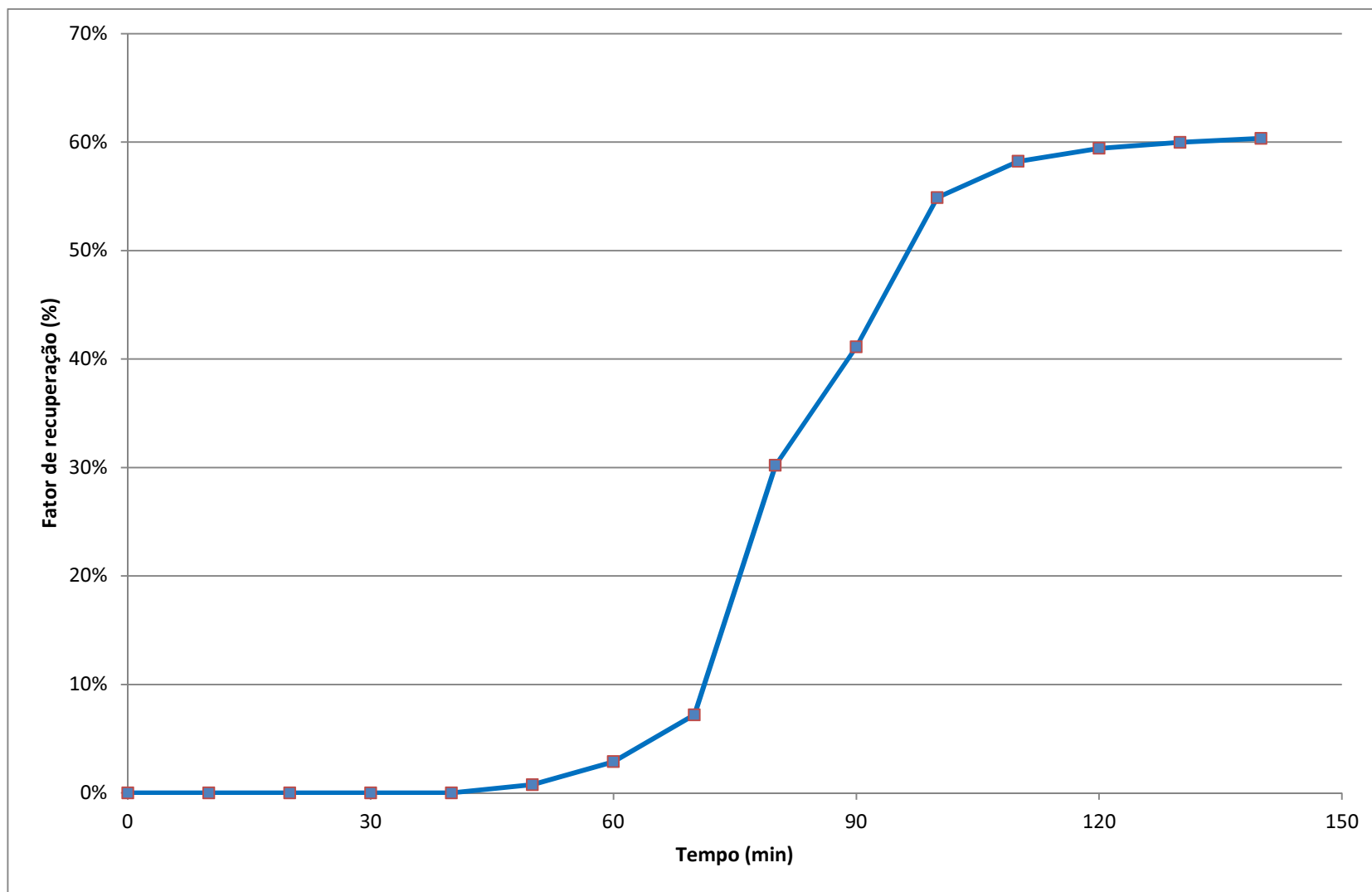


Figura 5.40 - Fator de recuperação do experimento 7

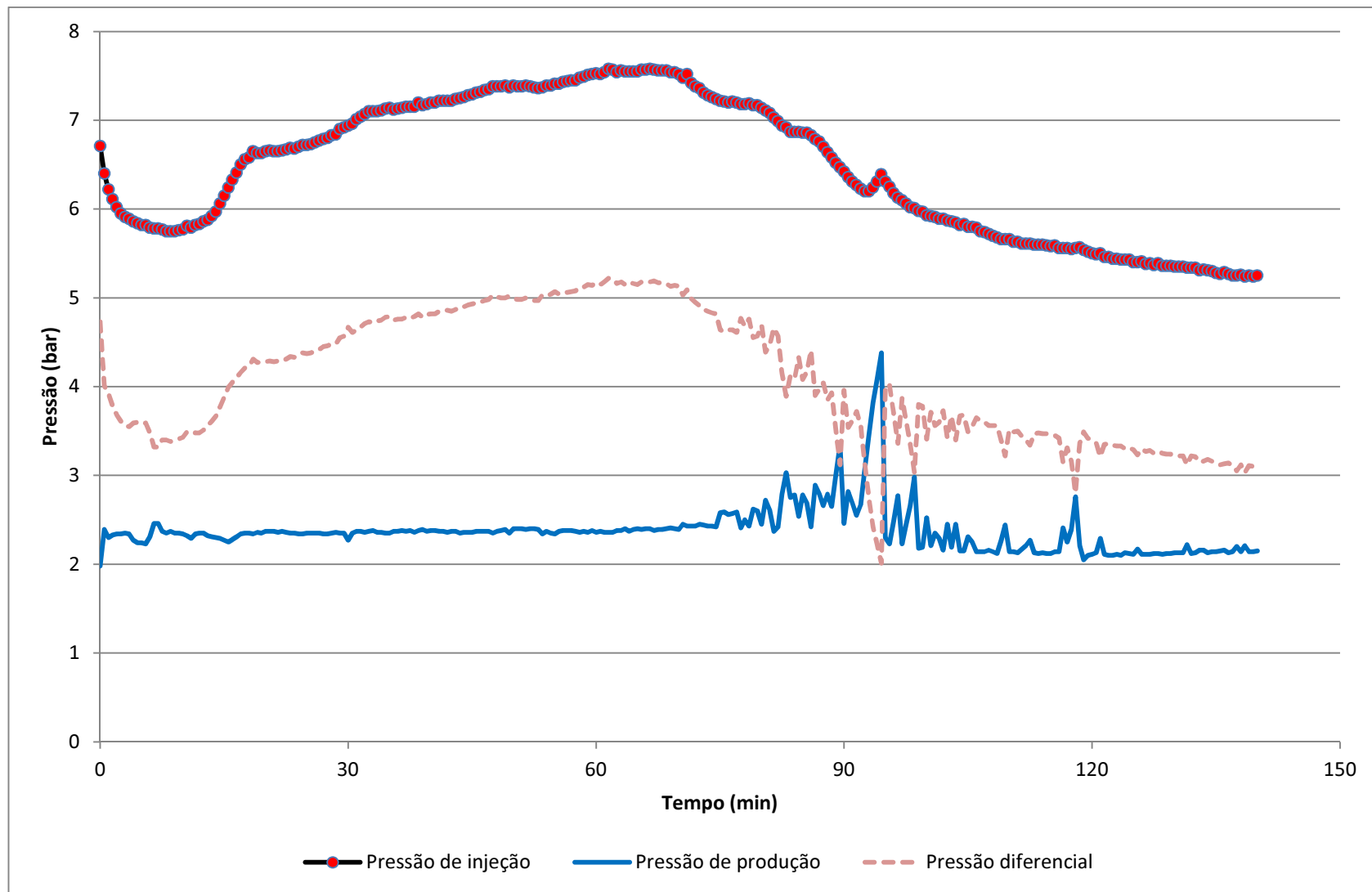


Figura 5.41 - Perfis de pressão do experimento 7

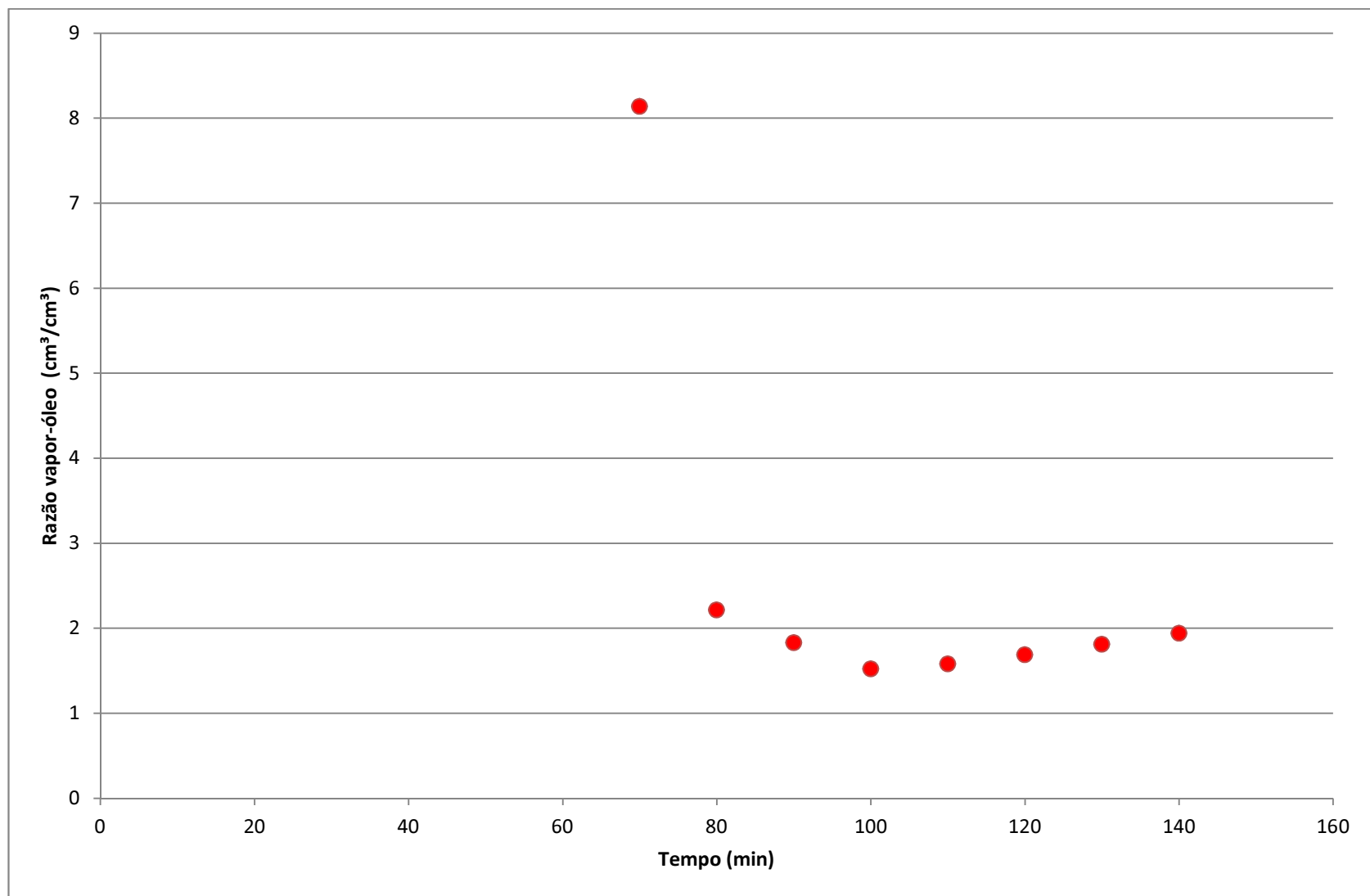


Figura 5.42 - Razão vapor-óleo do experimento 7

5.1.8. Experimento 8 (41,38:100 Gases:Vapor)

Para o experimento 5, manteve-se a redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e foram injetados 600 *ml/min* de gases efluentes de combustão. Nesse experimento utilizou-se um novo controlador de massa.

A Figura 5.43 ilustra os perfis de temperatura para as vazões escolhidas. Observa-se que a temperatura de injeção é estável em torno de 160 °C. O último termopar chega à temperatura final de injeção cerca de 97 minutos após o início do experimento.

A produção acumulada de água e óleo com o tempo é mostrada na Figura 5.44 e os fluidos produzidos nas provetas na Figura 5.45. Aspectos das amostras do meio poroso coletadas após o teste são mostrados na Figura 5.46. O fator de recuperação ao final de 140 minutos foi de 68,8% (Figura 5.47), correspondente a 370 ml, como se observa na Figura 5.44. O início da produção de água ocorre 16 minutos após o início do teste e a produção de óleo após 50 minutos. A produção de óleo foi praticamente constante até 100 minutos de teste. Após esse tempo, a produção de água aumentou encerrando-se o teste com 140 minutos decorridos. O óleo produzido apresentou um aumento de 0,59 °API em sua qualidade (final de 16,73 °API).

A Figura 5.48 ilustra a pressão de injeção, o histórico de produção e o diferencial de pressão durante o experimento. Nota-se que não há uma variação expressiva na pressão de produção durante todo o teste.

A razão vapor óleo acumulada para o experimento é mostrada na Figura 5.49, a partir de 70 minutos do início do experimento. O resultado mostra uma razão vapor-óleo acumulada de 1,70 após 140 minutos.

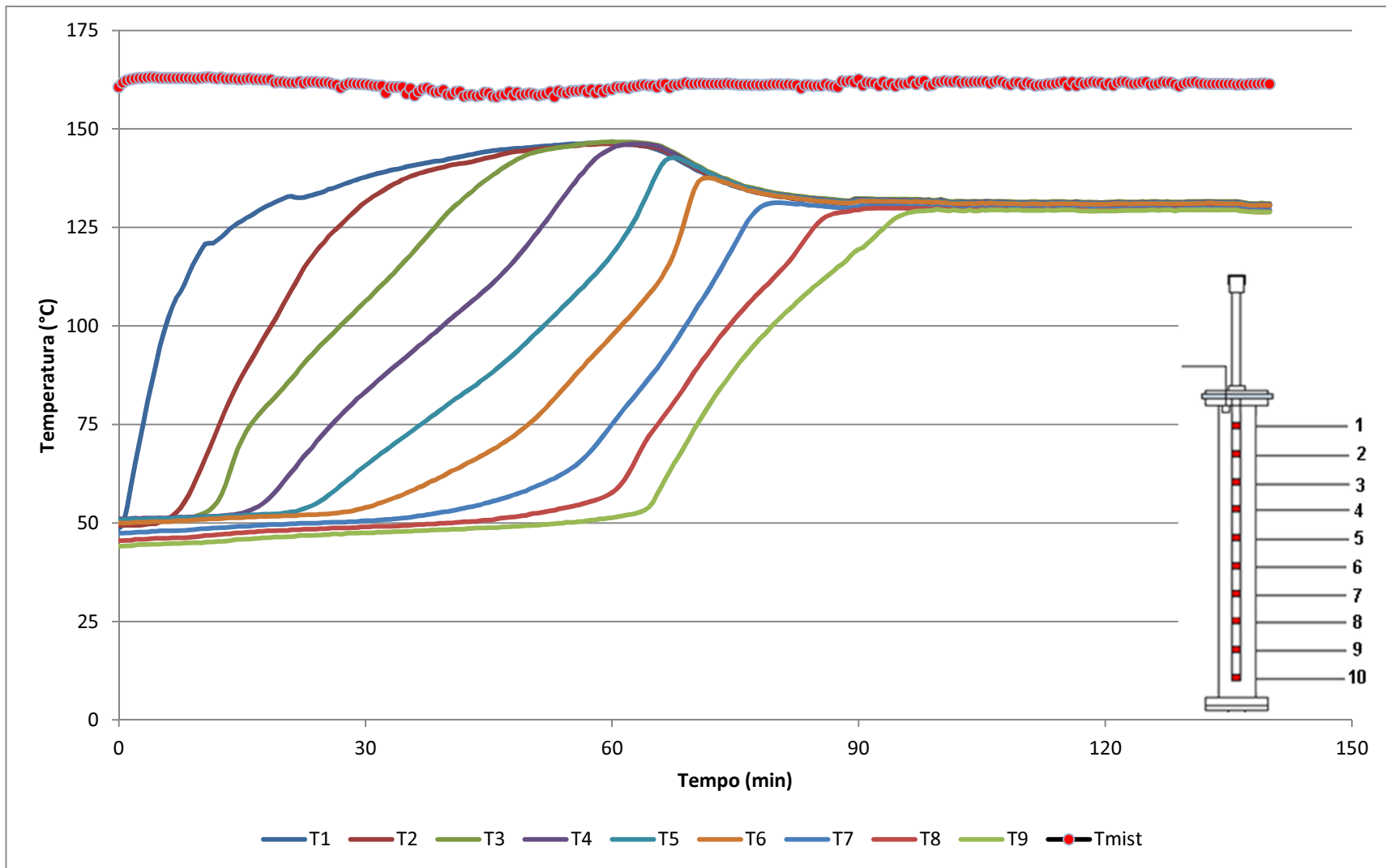


Figura 5.43 - Perfis de temperatura do experimento 8

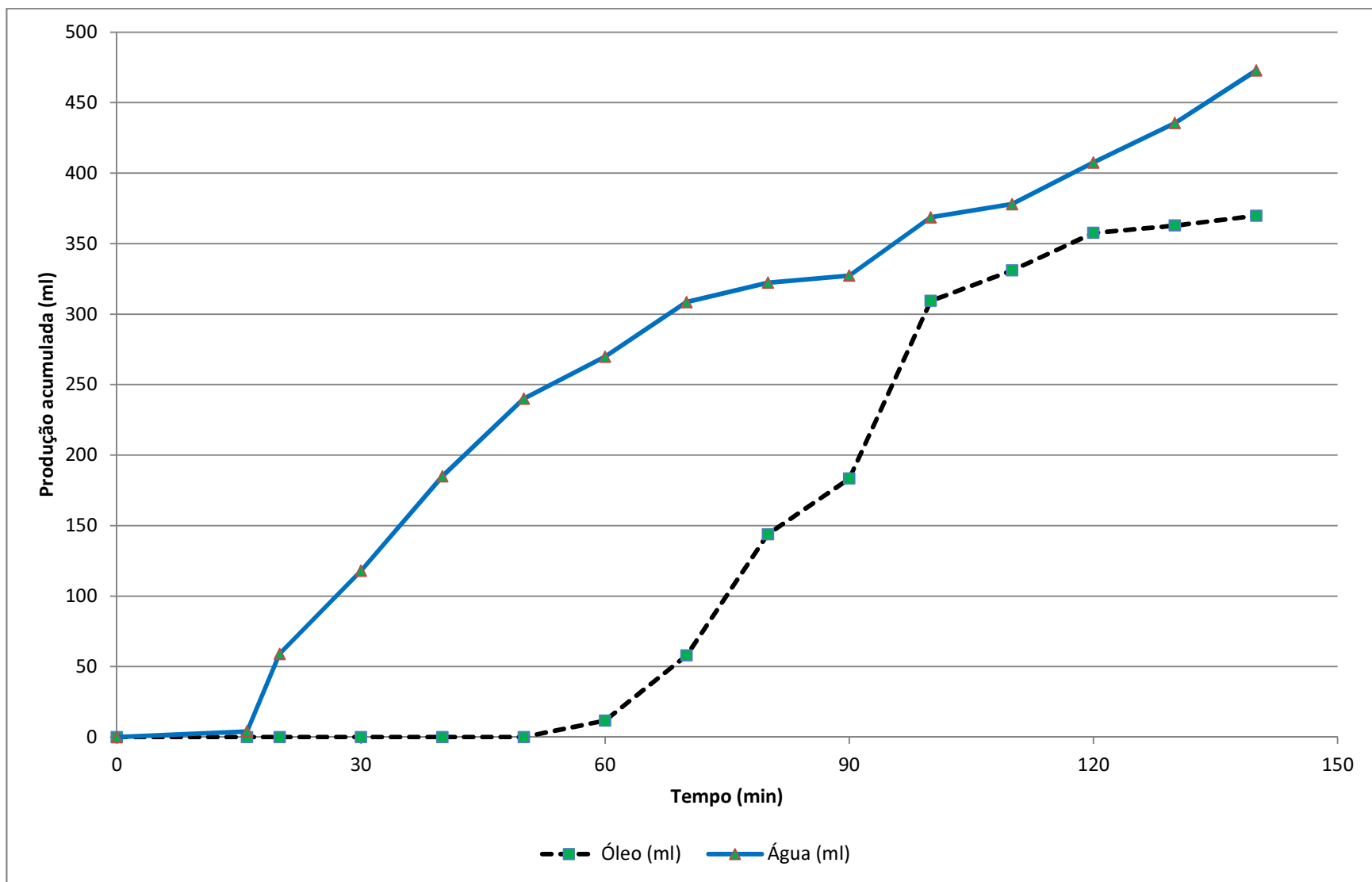


Figura 5.44 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 8

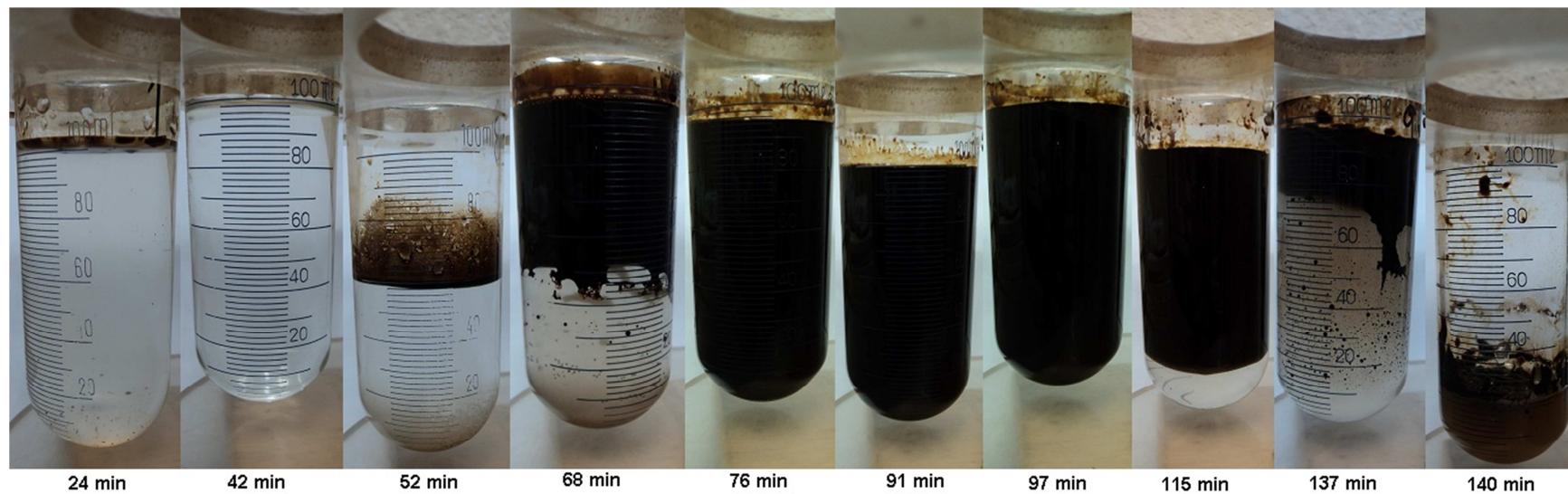


Figura 5.45 - Produção de fluidos ao longo do experimento 8



Figura 5.46 - Amostras do meio poroso coletados após o experimento 8

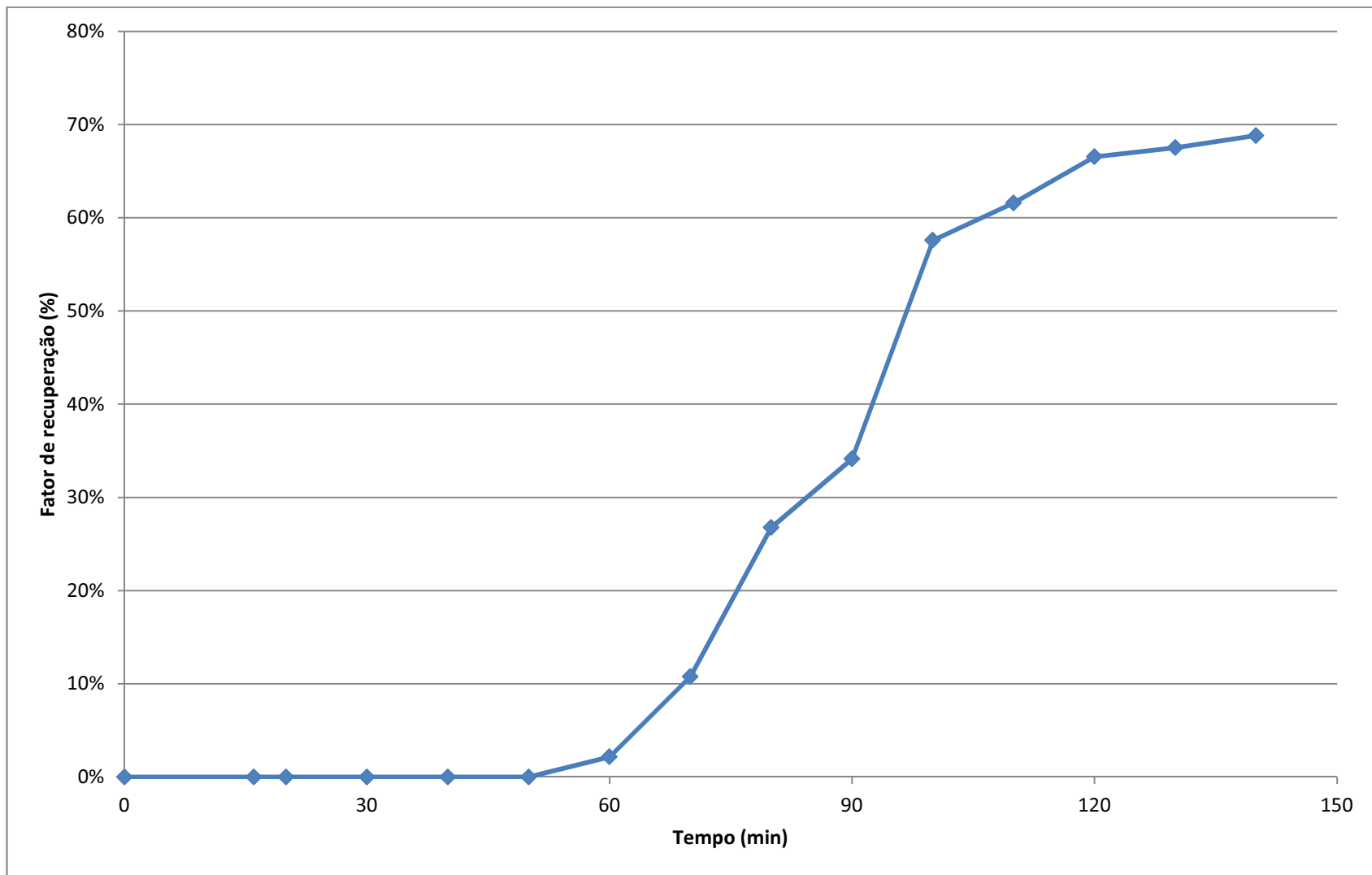


Figura 5.47 - Fator de recuperação do experimento 8

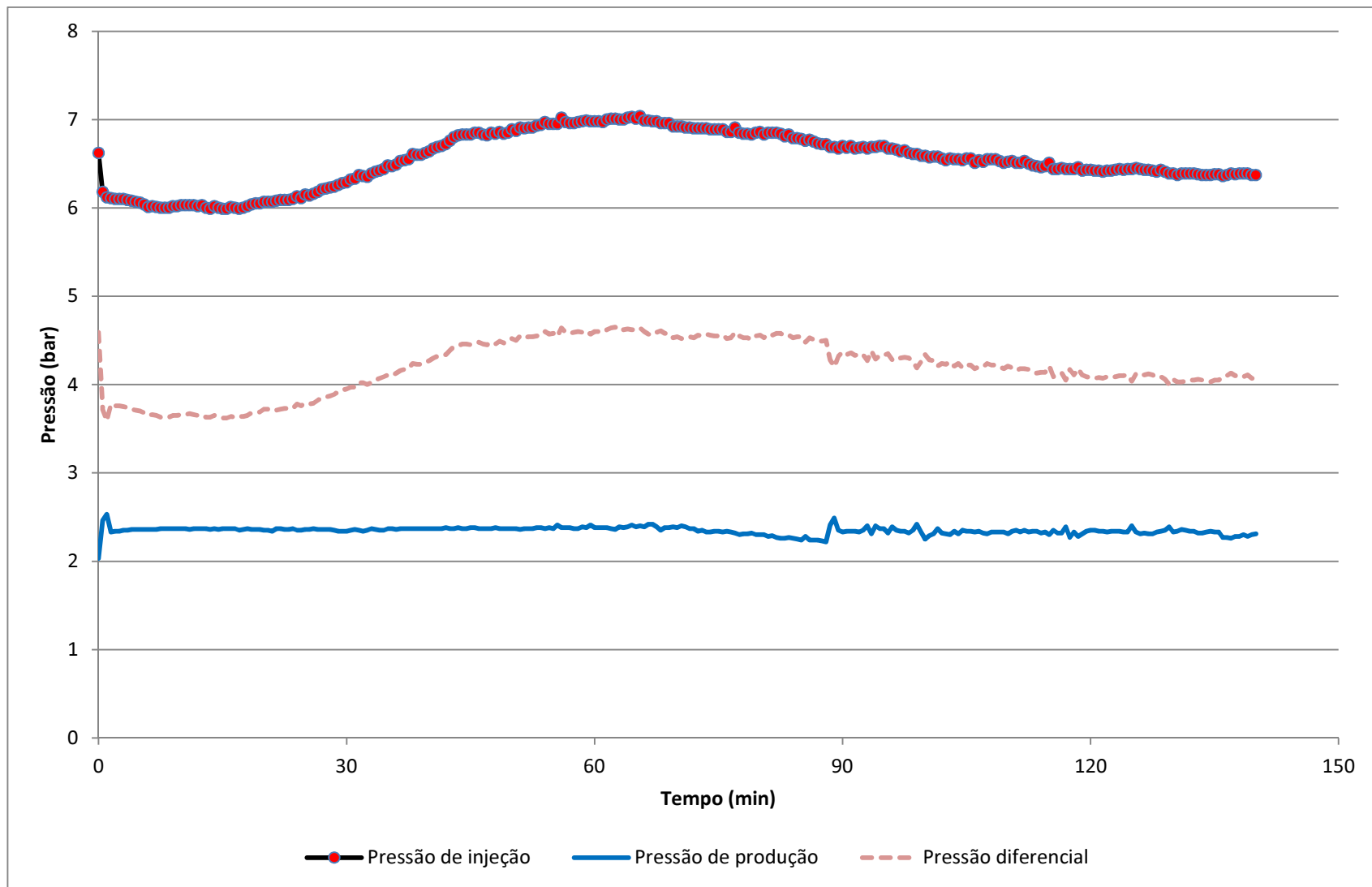


Figura 5.48 - Perfis de pressão do experimento 8

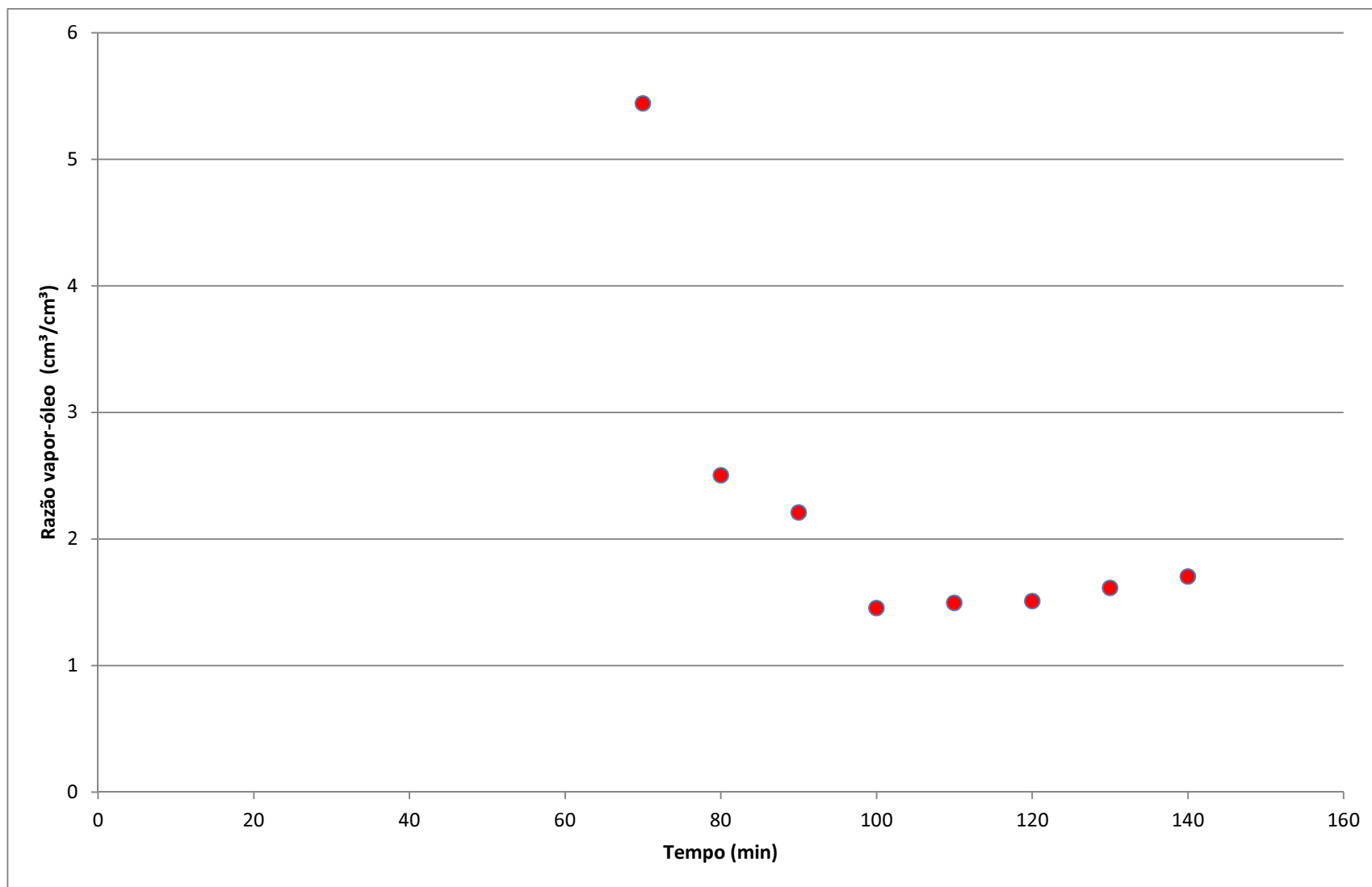


Figura 5.49 - Razão vapor-óleo do experimento 8

5.1.9. Experimento 9 (48,28:100 Gases:Vapor)

Para o experimento 9, manteve-se a redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e foram injetados 700 ml/min de gases efluentes de combustão. Nesse experimento utilizou-se o novo controlador de massa. Devido à falta de óleo, o experimento 9 utilizou óleo reciclado dos experimentos anteriores. Como o óleo já passou por um processo utilizando vapor e gases, a densidade do óleo utilizado mudou para $0,935 \text{ g/cm}^3$ (19,89 °API).

A Figura 5.36 ilustra os perfis de temperatura para as vazões escolhidas. Observa-se que a temperatura de injeção é estável em torno de 160 °C, variando entre 155 e 165 °C entre a menor e maior temperatura registrada de injeção. O último termopar chega à temperatura final de injeção cerca de 117 minutos após o início do experimento.

A produção acumulada de água e óleo com o tempo é mostrada na Figura 5.51. Aspectos das amostras do meio poroso coletadas após o teste são mostrados na Figura 5.52. O fator de recuperação ao final de 140 minutos foi de 76% (Figura 5.43), correspondente a 408 ml, como se observa na Figura 5.51. O início da produção de água e óleo ocorre 12 minutos após o início do teste. A produção de óleo ocorreu durante todo o teste. Devido ao maior °API do óleo, a produção foi maior do que nos experimentos anteriores, o que inviabiliza a comparação com os outros experimentos. Por outro lado, nota-se como o FR aumenta quando se utiliza um óleo mais leve (°API maior). O óleo produzido apresentou uma diminuição de 2,77 °API em sua qualidade (final de 17,12 °API).

A Figura 5.54 ilustra a pressão de injeção, o histórico de produção e o diferencial de pressão durante o experimento. Nota-se uma pequena variação na pressão de produção após 88 minutos do início do teste.

A razão vapor-óleo acumulada para o experimento é mostrada na Figura 5.55, a partir de 30 minutos do início do experimento. O resultado mostra uma razão vapor-óleo acumulada de 1,54 após 140 minutos.

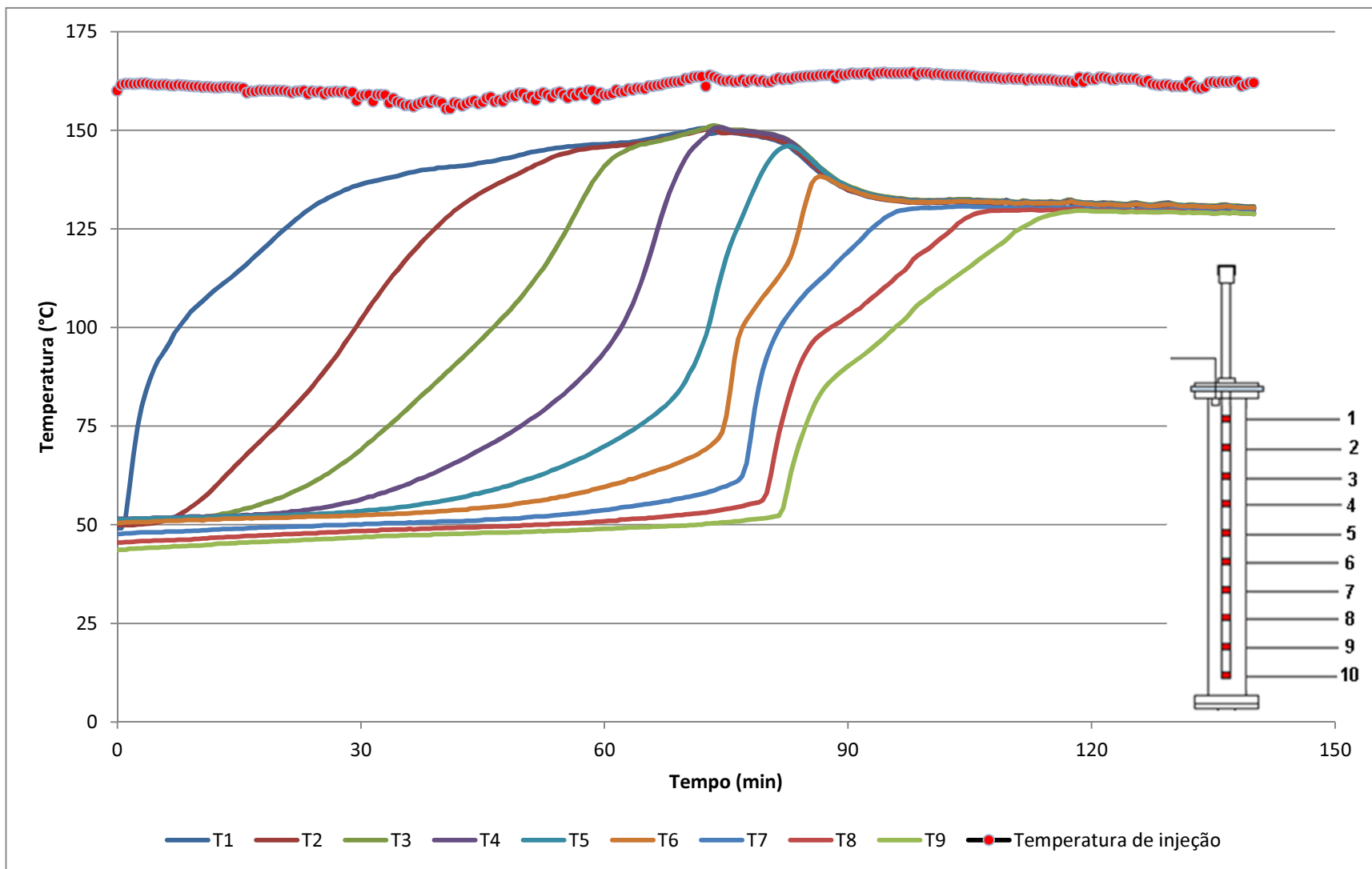


Figura 5.50 - Perfis de temperatura do experimento 9

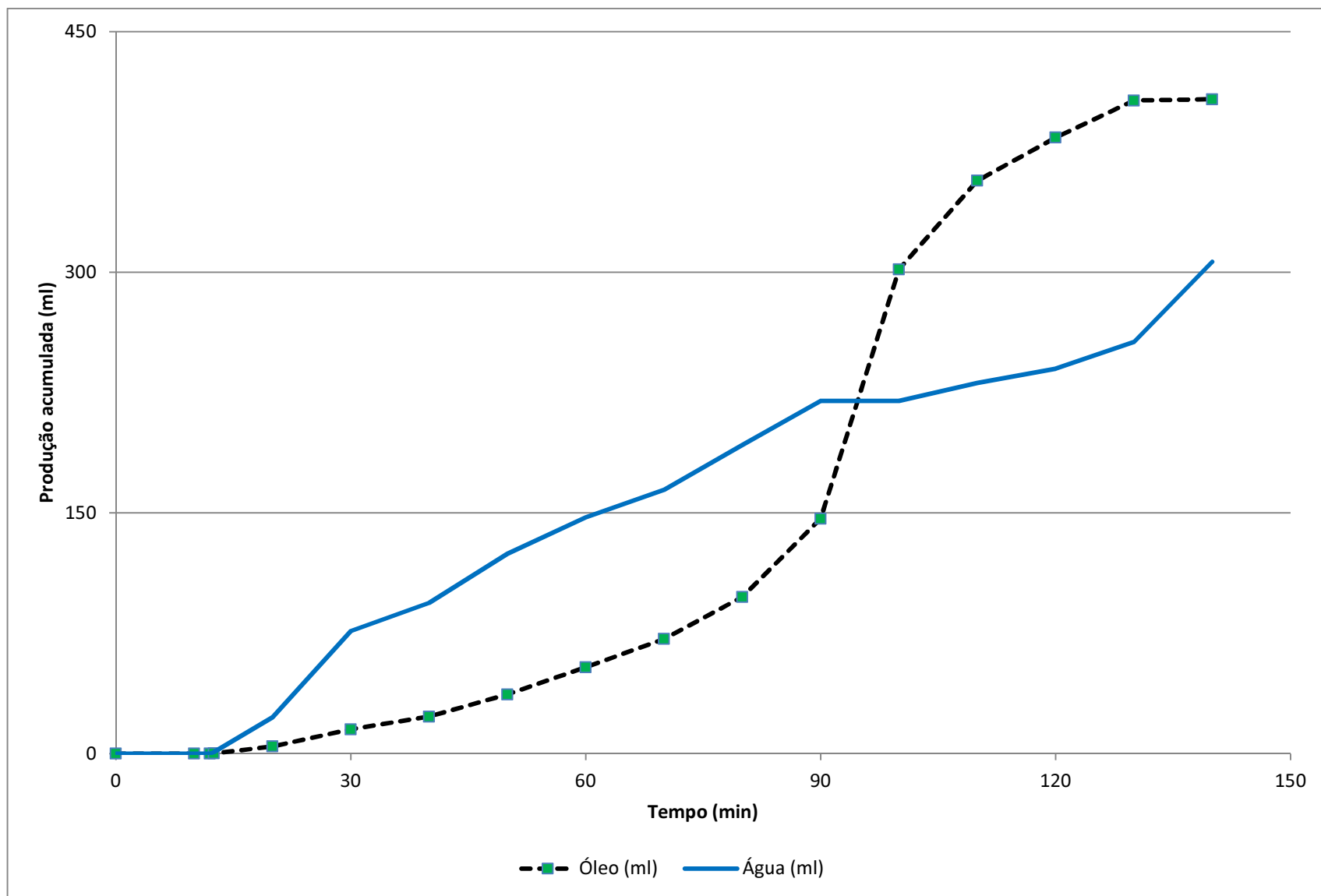


Figura 5.51 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 9

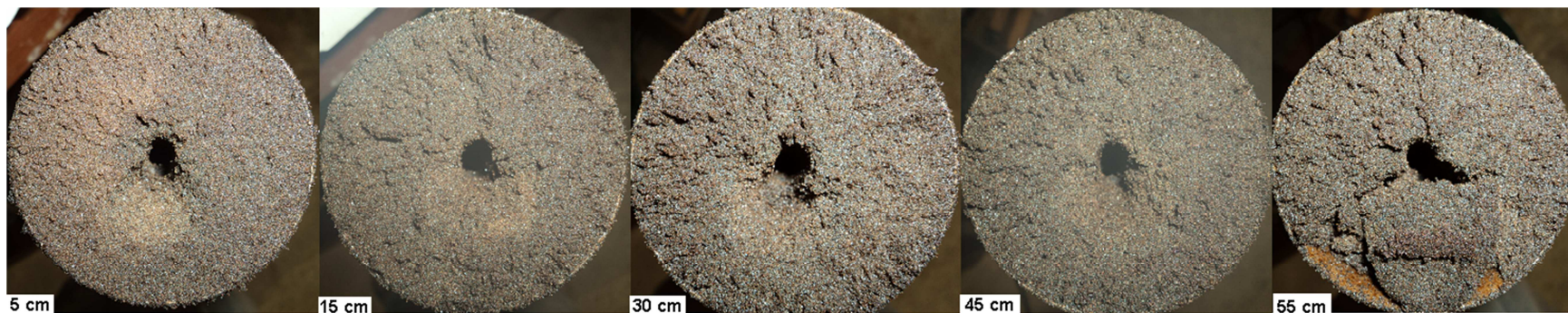


Figura 5.52 - Amostras do meio poroso coletados após o experimento 9

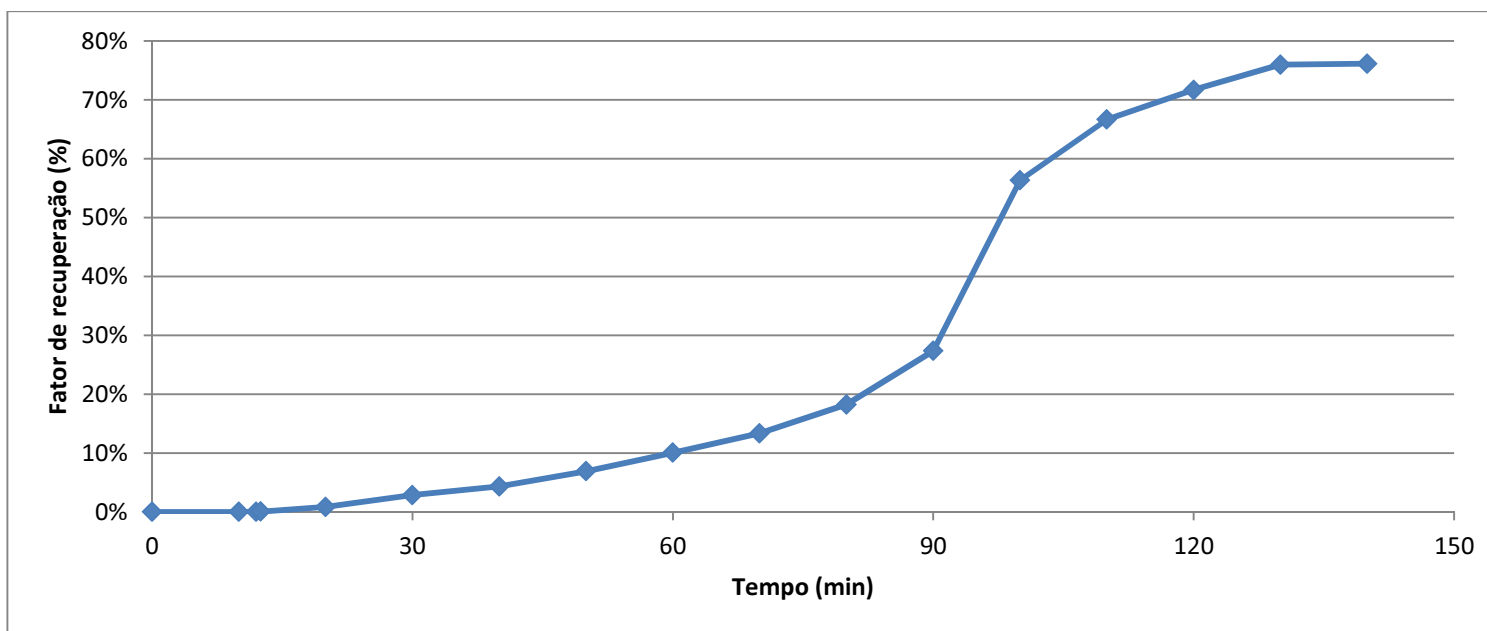


Figura 5.53 - Fator de recuperação do experimento 9

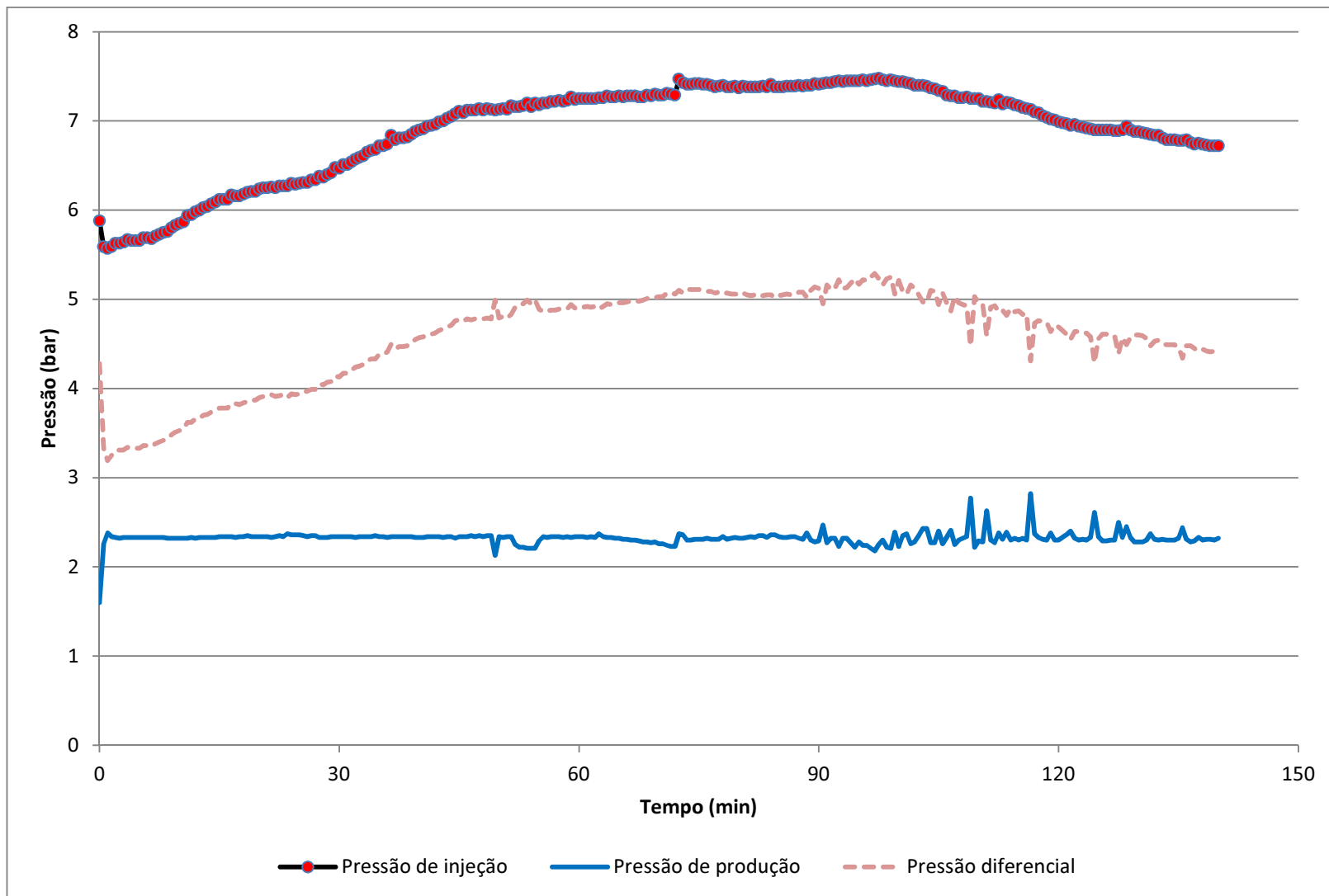


Figura 5.54 - Perfis de pressão do experimento 9

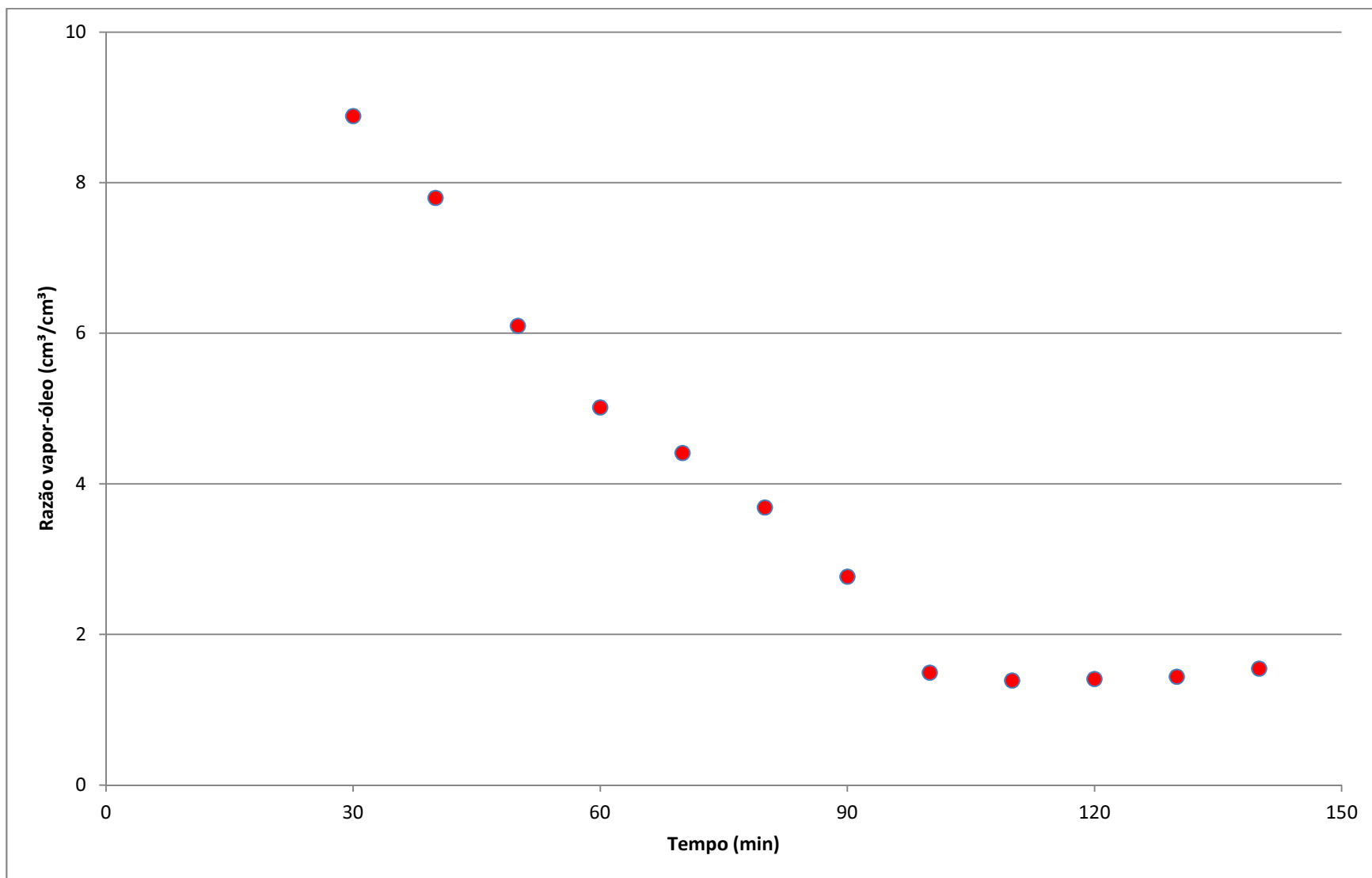


Figura 5.55 - Razão vapor-óleo do experimento 9

5.1.10. Experimento 10 (55,17:100 Gases:Vapor)

Para o experimento 10, manteve-se a redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e foi injetado 800 *ml/min* de gases efluentes de combustão. Nesse experimento utilizou-se o novo controlador de massa. Devido às diferenças encontradas ao utilizar óleo reciclado como mostra o experimento anterior, utilizou-se um óleo da Bacia do Espírito Santo com densidade de 0,956 *g/cm³* (16,48 °API), portanto próximos dos valores de densidade e °API dos experimentos anteriores.

A Figura 5.56 ilustra os perfis de temperatura para as vazões escolhidas. Observa-se que a temperatura de injeção é estável em torno de 160 °C, mas com uma pequena flutuação entre 20 e 70 minutos de experimento. O último termopar chega à temperatura final de injeção 92 minutos após o início do experimento.

A produção acumulada de água e óleo com o tempo é mostrada na Figura 5.57 e os fluidos produzidos nas provetas na Figura 5.58. Aspectos das amostras do meio poroso coletadas após o teste são mostrados na Figura 5.59. O fator de recuperação ao final de 140 minutos foi de 57,6% (Figura 5.60), correspondente a 315 ml, como se observa na Figura 5.57. O início da produção de água ocorre 8 minutos após o início do teste e a produção de óleo após 30 minutos. A produção de óleo foi praticamente constante até 90 minutos de teste. Após esse tempo, a produção de água aumentou encerrando-se o teste com 140 minutos decorridos. O óleo produzido apresentou um aumento de 16,55 °API em sua qualidade (final de 0,07 °API).

A Figura 5.61 ilustra a pressão de injeção, o histórico de produção e o diferencial de pressão durante o experimento. Nota-se que há uma flutuação na pressão após 65 minutos do início do teste.

A razão vapor óleo acumulada para o experimento é mostrada na Figura 5.62, a partir de 40 minutos do início do experimento. O resultado mostra uma razão vapor-óleo acumulada de 2,00 após 140 minutos.

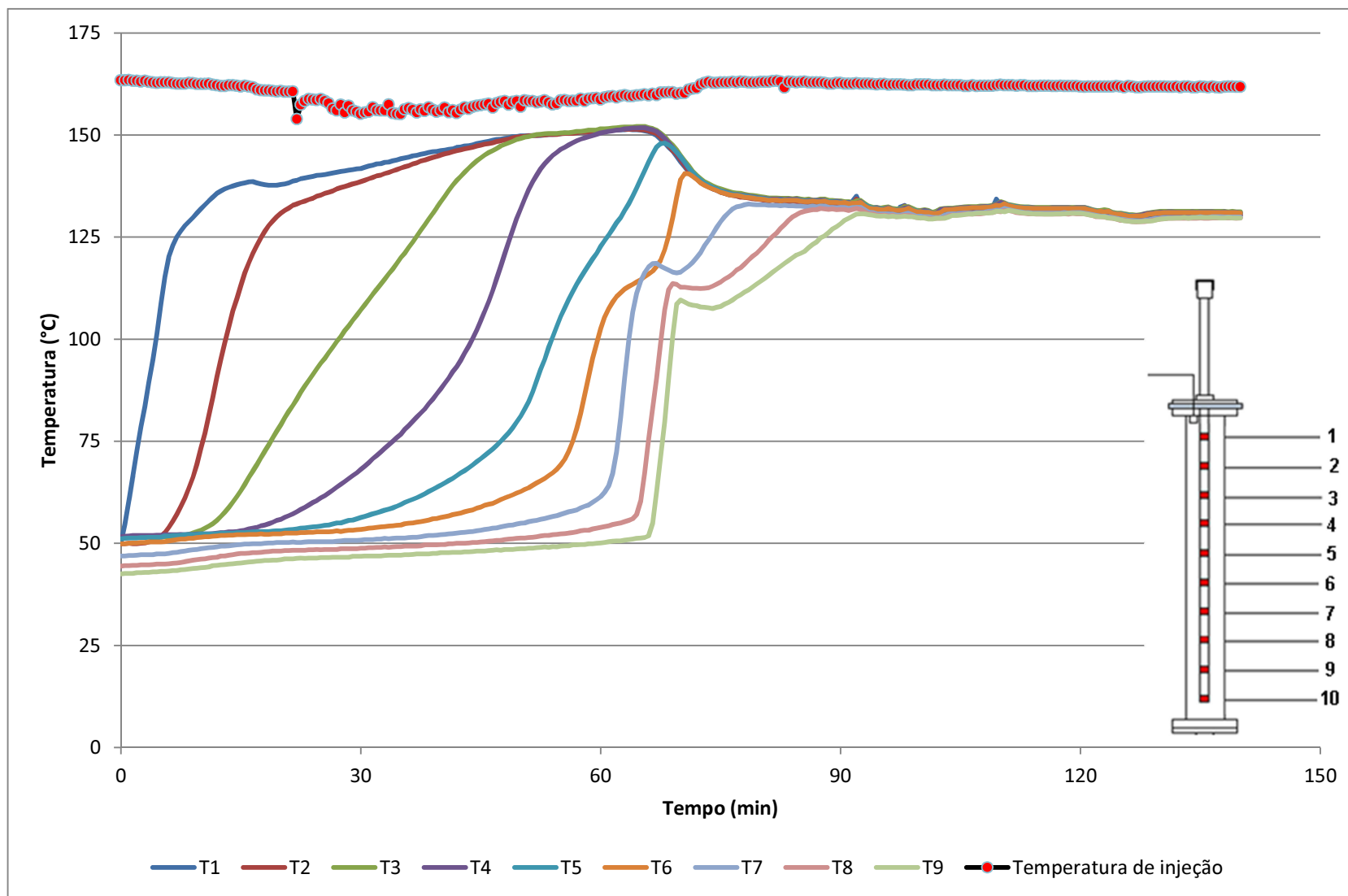


Figura 5.56 - Perfis de temperatura do experimento 10

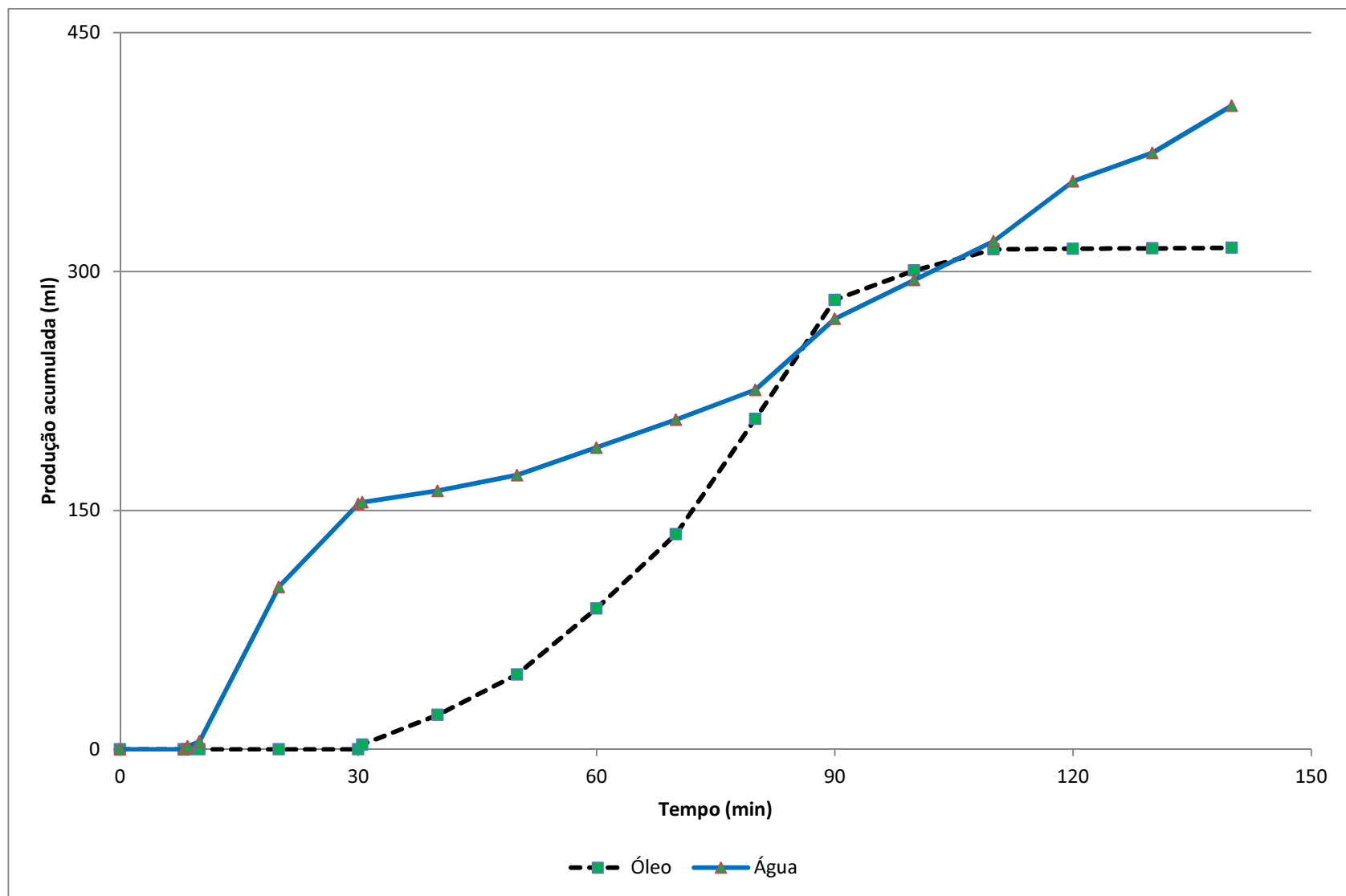


Figura 5.57 - Produção acumulada de óleo e água para o experimento 10

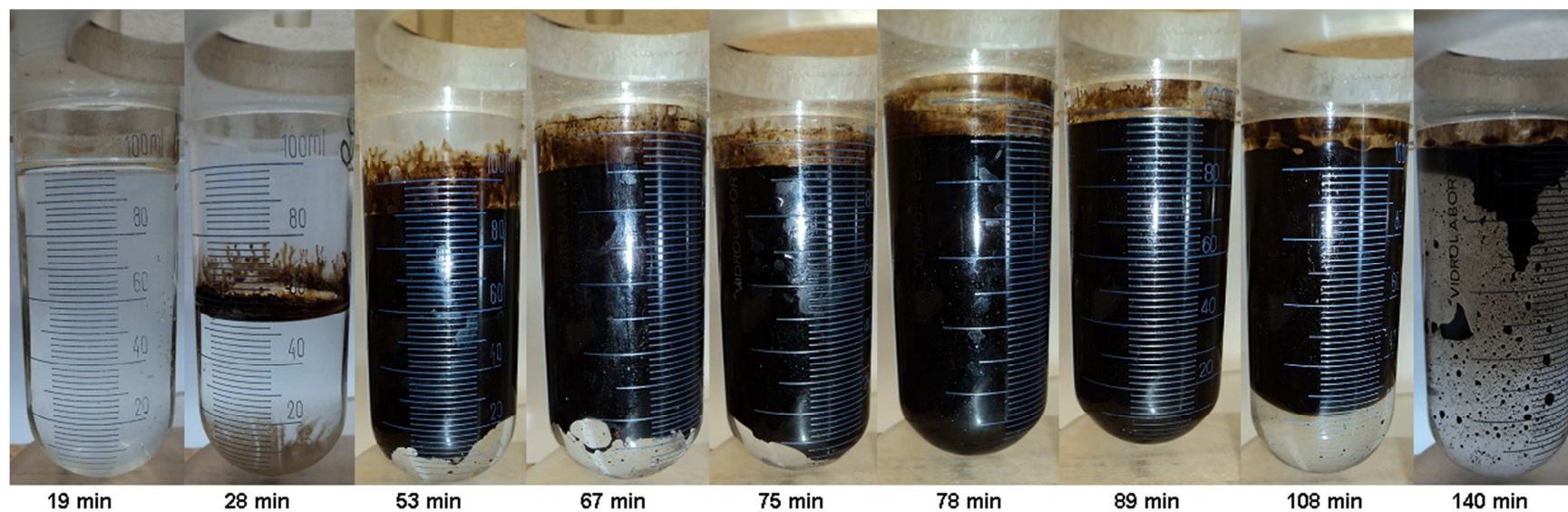


Figura 5.58 - Produção de fluidos ao longo do experimento 10

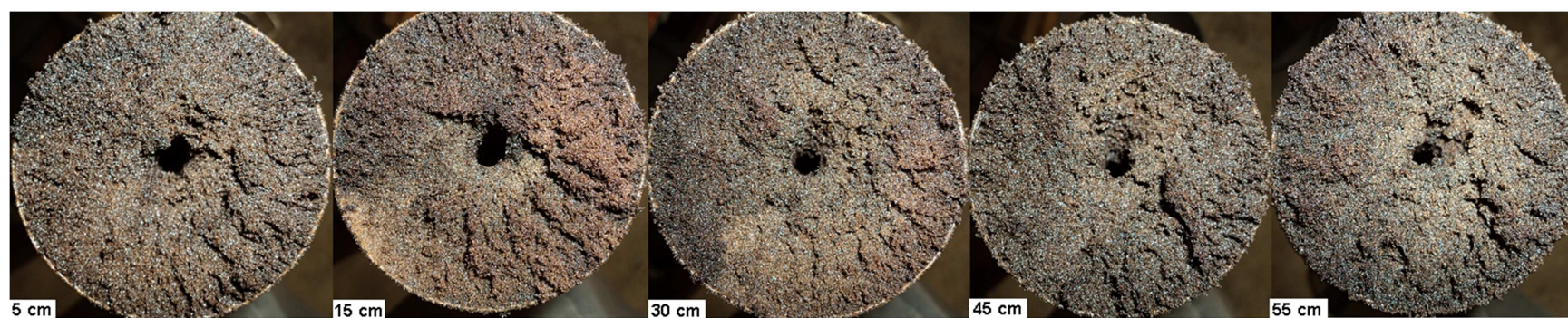


Figura 5.59 - Amostras do meio poroso coletados após o experimento 10

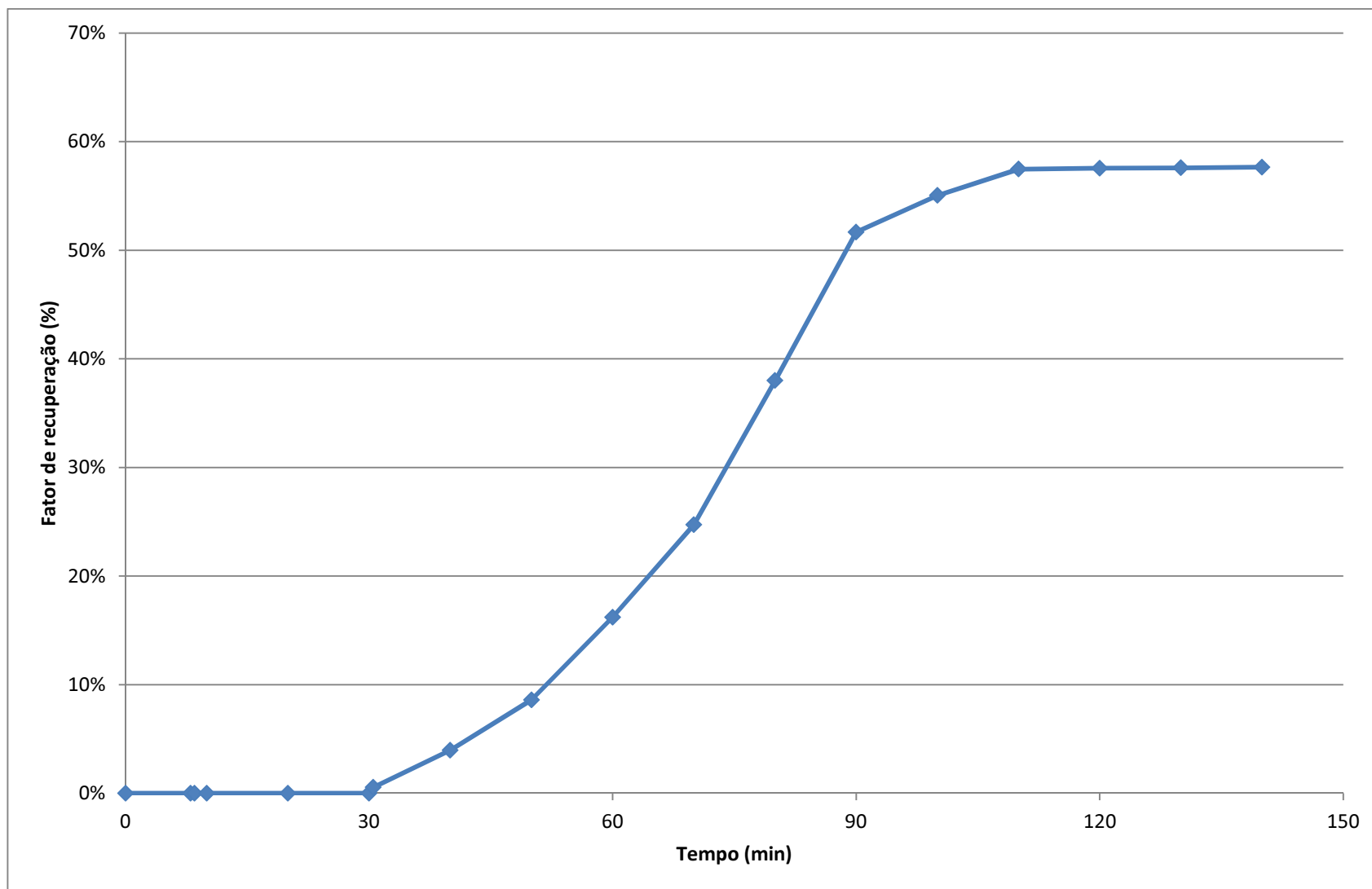


Figura 5.60 - Fator de recuperação do experimento 10

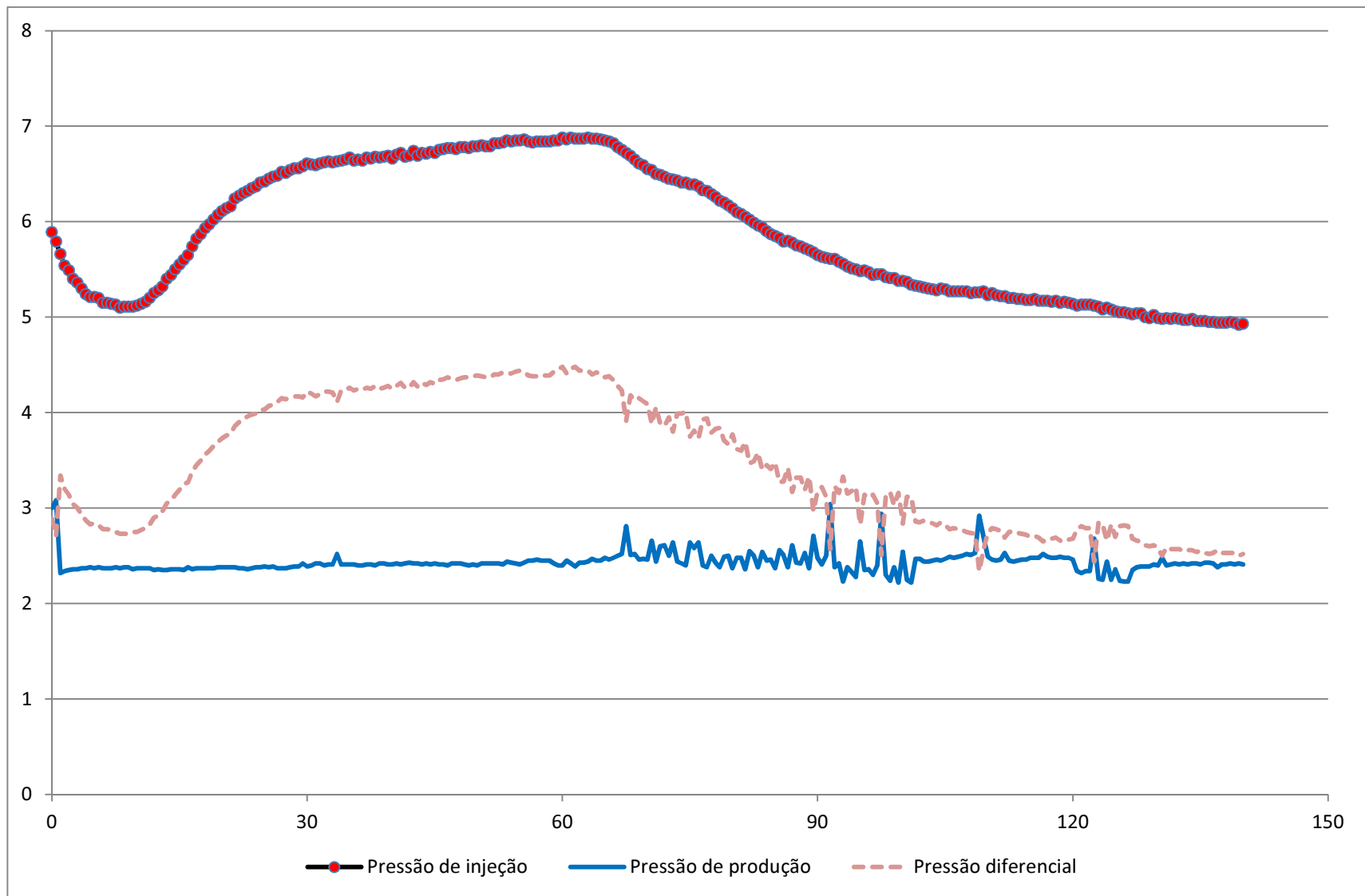


Figura 5.61 - Perfis de pressão do experimento 10

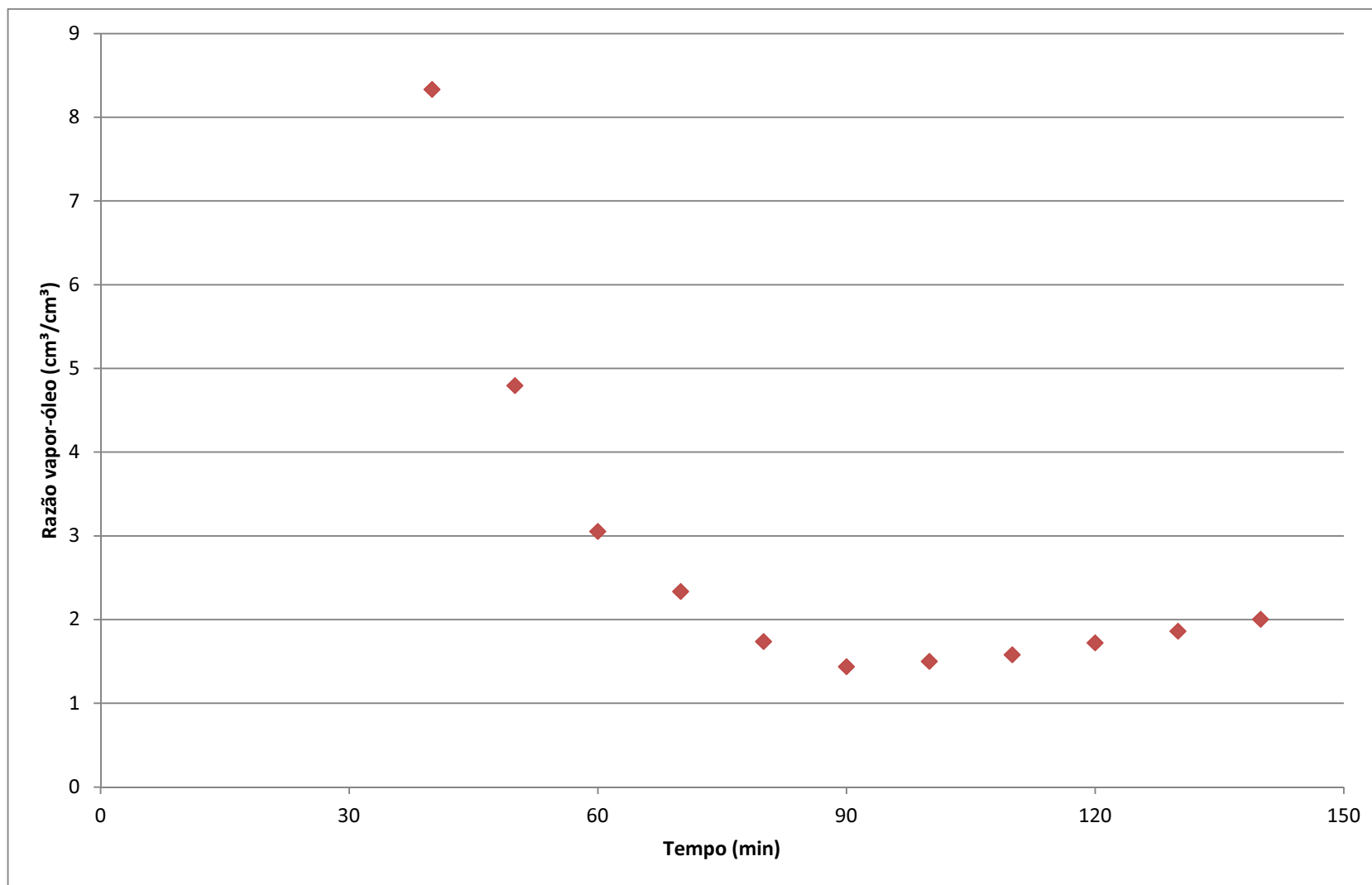


Figura 5.62 - Razão vapor-óleo do experimento 10

5.2. Discussões dos resultados experimentais

Os experimentos obtiveram êxito em seu desenvolvimento, seguindo a linha dos testes realizados anteriormente por Laboissière (2009) e Rios (2011). A partir dos parâmetros operacionais utilizados pelos dois autores foi possível iniciar os experimentos de forma a evitar erros e perdas de testes. Dentre os fatores indicados pelos autores pode-se citar: A utilização de resistências para o aquecimento das linhas de injeção e produção, a vazão de água a ser injetada no gerador de vapor e a utilização de contra pressão para manter e melhorar o escoamento dos fluidos produzidos na célula de injeção. Devido às alterações no aparato, novas condições operacionais para a temperatura e pressão de injeção e a pressão de produção (contra pressão) foram utilizadas. Essas mudanças foram devido à redução no tamanho das linhas de injeção e produção e alteração em todo o sistema de produção, que tornou o equipamento mais eficiente, diminuindo as perdas nos testes.

No experimento 1, utilizou-se o novo termopar adquirido com 10 pontos de medição de temperatura. Esse experimento evidenciou o que se espera do método de injeção contínua de vapor. A frente de vapor passa pelo tubo aquecendo o meio poroso, onde há a redução da viscosidade do óleo e consequente produção do óleo. Observa-se também que após a frente de vapor atingir o fim do tubo (irrupção), o óleo aquecido é drenado para a produção. Porém, apesar de inicialmente o vapor ser o fator de maximizar a produção do óleo, verifica-se que sua função após o aquecimento do tubo é de manter a pressão estável do sistema. Devido a esse fato, utilizar um gás com menor custo, capaz de empurrar o óleo aquecido torna-se vantajoso. A presença de 80% de Nitrogênio (N_2) nos gases efluentes de combustão faz com que o deslocamento do óleo seja mais eficiente do que o uso apenas de vapor. Outro fator importante é a presença de Dióxido de Carbono (CO_2) que é miscível com o óleo sob pressão, produzindo uma queda ainda maior na viscosidade do óleo.

Partindo desses fatores, os experimentos 2 a 10 foram conduzidos com o objetivo de verificar se a presença de um gás não condensável ajuda na eficiência do processo. A Figura 5.63 ilustra o desenvolvimento da temperatura em dois locais internos do tubo (termopares C e G) dos experimentos 2, 3 e 5 (150, 200 e 340 cm^3/min de GEC), registrando a passagem da frente de vapor dos três experimentos que utilizaram o conjunto antigo de termopares com 7 pontos de

medição dentro do tubo. A partir das três curvas obtidas pelo termopar C ou pelo termopar G, observa-se que a frente de vapor avança mais rápido quanto maior for o volume de gases injetados. Porém, quanto maior a velocidade da frente de vapor e gases efluentes de combustão, menor é o volume de óleo aquecido e menor será o fator de recuperação final, provocando um processo menos vantajoso.

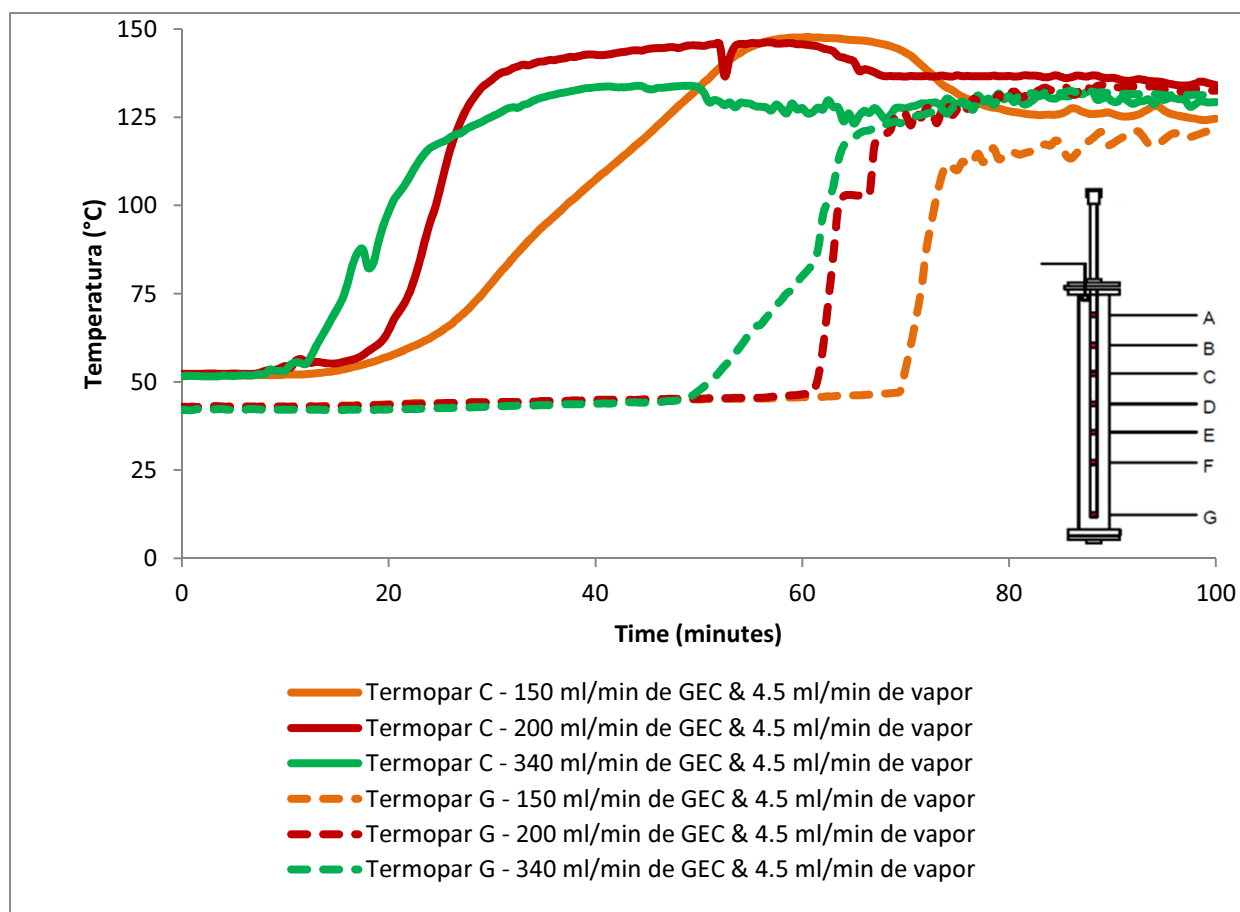


Figura 5.63 – Perfis de temperatura para dois pontos diferentes na célula de injeção para diferentes razões de co-injeção de vapor/gás utilizando o termopar antigo.

A Figura 5.64 ilustra a frente de vapor para os experimentos 4, 6, 7 e 8 (300, 400, 500 e 600 cm^3/min de GEC) em dois pontos diferentes (termopar A e termopar I). A mesma tendência do aumento da velocidade da frente com o aumento da quantidade de gás injetado não foi vista para vazões entre 300 e 600 cm^3/min . O aumento da quantidade de gás diminui a temperatura da frente de vapor, o que causa a condensação no meio do tubo, atrasando o avanço das frentes. Os experimentos 9 e 10 (700 e 800 cm^3/min) não foram incluídos na análise pelo fato de no experimento 9 utilizar-se óleo reciclado e no experimento 10 utilizar-se um segundo óleo.

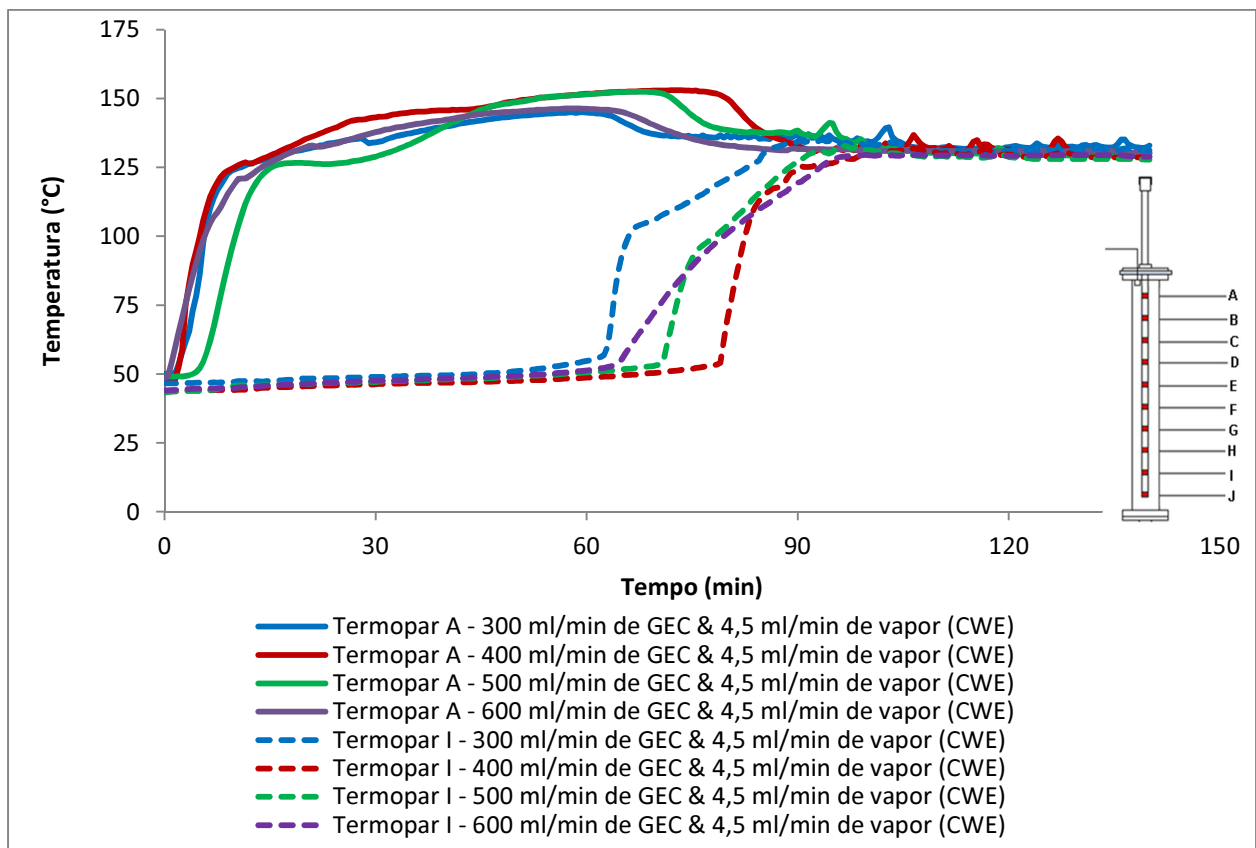


Figura 5.64 – Perfis de temperatura para dois pontos diferentes na célula de injeção para diferentes razões de co-injeção de vapor/gás utilizando o novo termopar.

A Figura 5.65 dispõe os resultados experimentais para fator de recuperação, razão vapor/óleo e pressão de injeção, de acordo com a fração de gases efluentes de combustão injetados. Em todos os experimentos a pressão de injeção ficou entre 5,66 e 6,91 bar, onde pode-se considerar que não há grandes variações mesmo com a grande diferença de volume de gás injetado nos experimentos. Para o primeiro experimento (injeção de vapor sem aditivos), uma vazão de 5 ml/min de vapor (equivalente em água fria) foi utilizado. Esse fato explica a razão vapor-óleo de 2,4 encontrada, maior quando comparado com os outros experimentos que utilizaram uma vazão de 4,5 ml/min de vapor. No entanto, mesmo com a grande quantidade de vapor injetado, a recuperação foi de 47%. Esse resultado confirma que a presença de gases efluentes de combustão melhora a recuperação final. Uma linha de tendência foi traçada nos resultados do fator de recuperação e da razão vapor/óleo. Nota-se que há uma tendência do aumento da recuperação final de óleo com o aumento do volume de gás injetado e uma

diminuição da razão vapor/óleo. A grande presença de N_2 no gás efluente de combustão contribui para melhorar a eficiência de deslocamento.

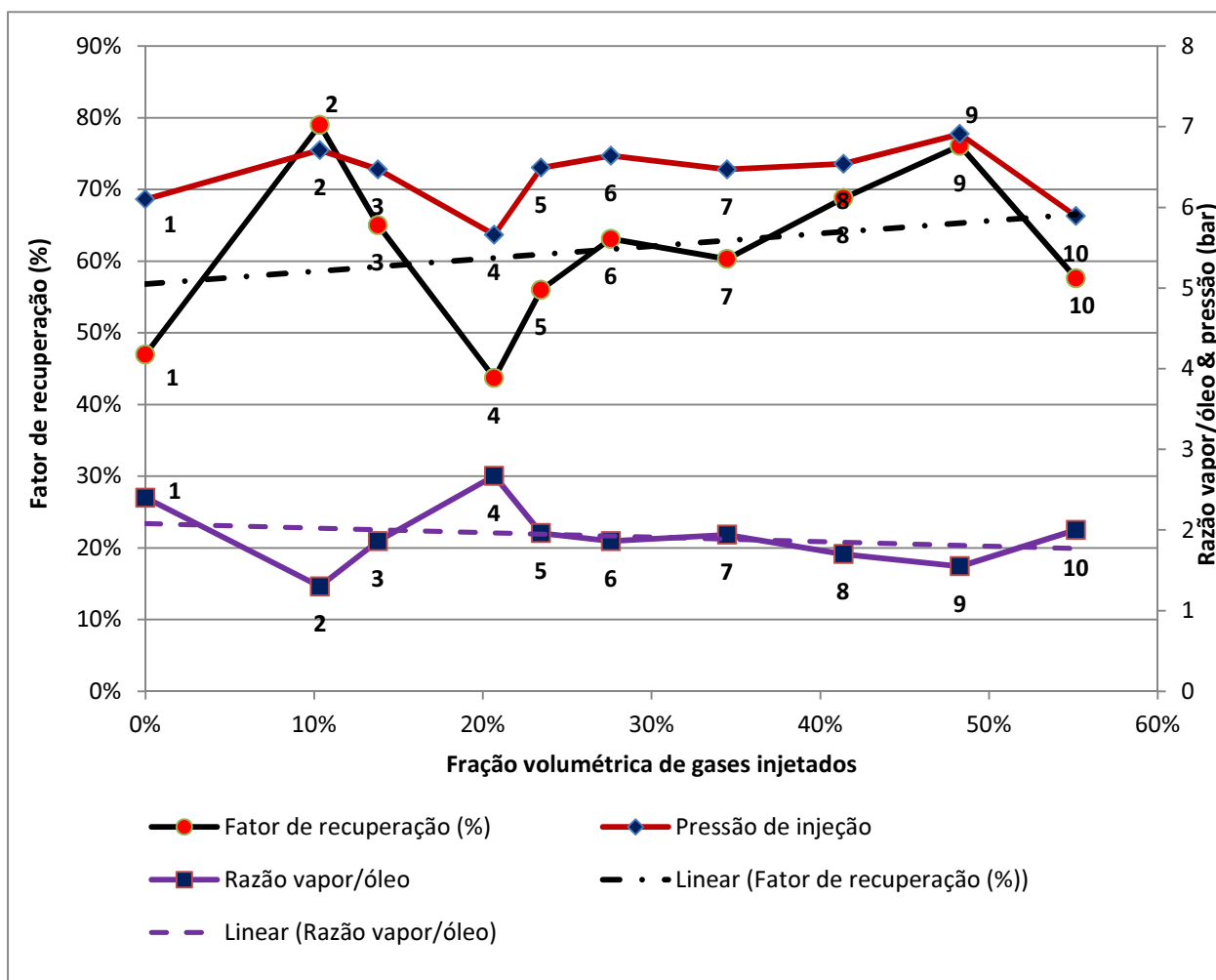


Figura 5.65 - Fator de recuperação, razão vapor/óleo, pressão de injeção e percentual de gases injetados em todos os experimentos

Na Tabela 5.4 tem-se a produção acumulada de óleo e água para todos os experimentos, bem como a pressão de injeção e de produção. Como ilustrado na Figura 5.64, há uma tendência do aumento da recuperação de óleo com o aumento do volume de gás injetado.

Na Tabela 5.5 têm-se os resultados da razão vapor/óleo (RVO) e fator de recuperação dos experimentos. O fator de recuperação variou entre 43 e 79%, com uma clara tendência de aumento de produção quando há co-injeção de vapor com gás efluente de combustão.

Tabela 5.4 – Produção acumulada e pressões de injeção e produção de todos os experimentos

Experimento	Produção acumulada		Pressão	
	Óleo (ml)	Água (ml)	Injeção (bar)	Produção (bar)
5 <i>ml/min</i> de vapor	263	724	6.1	1.98
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 150 <i>ml/min</i> de gases	430	345	6.71	1.27
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 200 <i>ml/min</i> de gases	351	410	6.47	2.37
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 340 <i>ml/min</i> de gases	301	411	6.49	2.56
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 300 <i>ml/min</i> de gases	566	236	5.66	2.43
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 400 <i>ml/min</i> de gases	340	494	6.64	2.23
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 500 <i>ml/min</i> de gases	325	535	6.47	2.37
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 600 <i>ml/min</i> de gases	370	473	6.54	2.34
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 700 <i>ml/min</i> de gases	408	306	6.91	2.32
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 800 <i>ml/min</i> de gases	315	404	5.89	2.43

Tabela 5.5 – Razão vapor/óleo (RVO) acumulada e fator de recuperação

Experimento	RVO	FR (%)
5 <i>ml/min</i> de vapor	2.4	47
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 150 <i>ml/min</i> de gases	1.3	79
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 200 <i>ml/min</i> de gases	1.86	65
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 300 <i>ml/min</i> de gases	2.67	43.7
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 340 <i>ml/min</i> de gases	1.96	56
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 400 <i>ml/min</i> de gases	1.86	63.1
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 500 <i>ml/min</i> de gases	1.94	60.3
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 600 <i>ml/min</i> de gases	1.7	68.8
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 700 <i>ml/min</i> de gases	1.55	76.1
4.5 <i>ml/min</i> de vapor & 800 <i>ml/min</i> de gases	2	57.6

A Figura 5.66 ilustra as densidades medidas em laboratório de cada proveta contendo óleo dos experimentos 4, 6, 7, 8, 9 e 10 (300 a 800 cm^3/min de GEC). Nota-se que há um aumento da densidade do óleo produzido ao longo do tempo em todos os experimentos. Nos experimentos de 300 a 600 cm^3/min essa diferença de densidade entre as provetas é maior se comparada com o experimento 9 (700 cm^3/min) que utiliza um óleo reciclado e o experimento 10 (800 cm^3/min) que utiliza um óleo diferente.

Os valores medidos das densidades a 51°C nas provetas contendo óleo dos experimentos 4, 6, 7, 8, 9 e 10 estão ilustrados na Tabela 5.6 e mostram que há uma destilação dos hidrocarbonetos mais leves do óleo quando há co-injeção de vapor e gases efluentes de

combustão. A destilação pode ser devida, além da presença do vapor que eleva a temperatura do óleo, à presença do CO₂ que ajuda no processo de destilação das frações leves do óleo utilizado.

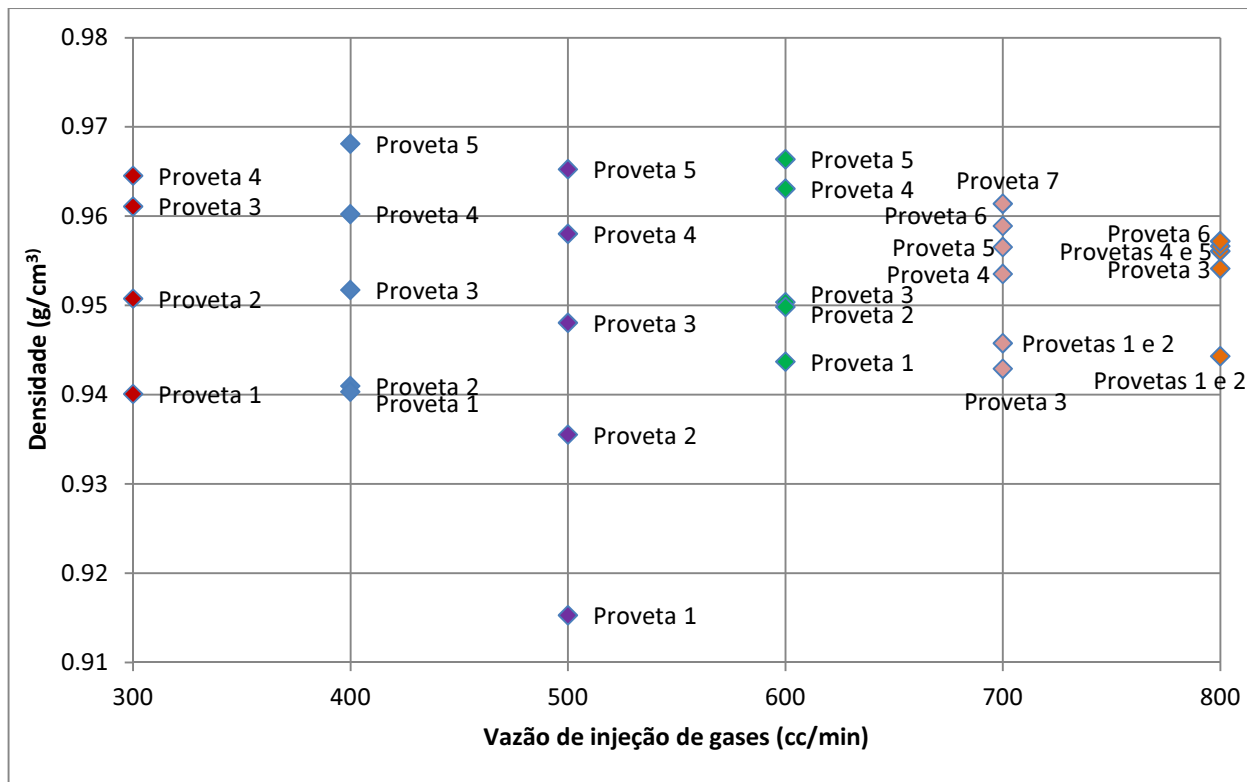


Figura 5.66 – Densidades medidas em diferentes provetas contendo óleo de cada experimento

A Tabela 5.7 ilustra a média das densidades e °API, bem como a melhora °API do óleo após os experimentos. O experimento 9 foi o único onde se encontrou uma diminuição do valor do °API do óleo produzido. Nesse experimento utilizou-se óleo reciclado de outros experimentos, dessa forma, pode-se eliminar seu resultado para análise global dos resultados da tabela. Em todos os outros casos houve melhora do °API médio dos experimentos.

Tabela 5.6 – Densidades medidas para cada proveta contendo óleo

Vazão de injeção de GEC	Amostra contendo óleo	Densidade a 51 °C	°API
300	1	0.94008	19.0191048
	2	0.95077	17.3267404
	3	0.96109	15.7286675
	4	0.96454	15.2020549
400	1	0.94098	18.8751408
	2	0.94033	18.9790871
	3	0.95173	17.1766205
	4	0.96022	15.8620629
	5	0.96811	14.6610767
500	1	0.9153	23.0941221
	2	0.93554	19.7495457
	3	0.94806	17.752157
	4	0.96526	15.0926279
	5	0.95803	16.1989238
600	1	0.9437	18.4417188
	2	0.95037	17.3893799
	3	0.94983	17.4740269
	4	0.96308	15.4244507
	5	0.96638	14.9227323
700	1	0.94571	18.1230345
	2	0.94577	18.1135424
	3	0.94291	18.5673447
	4	0.95354	16.894404
	5	0.95655	16.4274476
	6	0.95891	16.0633793
	7	0.9614	15.6811941
800	1	0.9443	18.3464471
	2	0.94431	18.3448603
	3	0.95413	16.8026422
	4	0.95609	16.4986194
	5	0.956645	16.4127576
	6	0.9572	16.3269954

Tabela 5.7 – Densidades médias e melhora do °API do óleo produzido em cada experimento

Experimento	Média densidade (g/cm ³)	Média °API	Δ°API
5 ml/min de vapor	0.944	18.32	2.18
4.5 ml/min de vapor & 150 ml/min de gases	-	-	-
4.5 ml/min de vapor & 200 ml/min de gases	0.944	18.44	2.3
4.5 ml/min de vapor & 300 ml/min de gases	0.954	16.84	0.7
4.5 ml/min de vapor & 340 ml/min de gases	0.94	18.96	2.82
4.5 ml/min de vapor & 400 ml/min de gases	0.952	17.14	1
4.5 ml/min de vapor & 500 ml/min de gases	0.944	18.38	2.24
4.5 ml/min de vapor & 600 ml/min de gases	0.955	16.73	0.59
4.5 ml/min de vapor & 700 ml/min de gases	0.952	17.12	-2.77
4.5 ml/min de vapor & 800 ml/min de gases	0.952	16.55	0.07

6 CONCLUSÕES

As principais conclusões obtidas com o estudo experimental do método de recuperação avançada de óleo pesado com a co-injeção de vapor e gases efluentes são:

- As melhorias no aparato experimental o tornam apto para realizar pesquisas futuras com vapor superaquecido e vapor superaquecido com aditivos gasosos com vazões entre 1 e 20 *ml/min* e com controle de temperaturas de injeção de até 200 °C. Os resultados encontrados são semelhantes aos relatados na literatura, como (Laboissière, 2009) e (Rios, 2011), confirmando o potencial do uso de vapor em processos de recuperação.

- Os testes experimentais desenvolvidos mostram que a injeção contínua de vapor com gases efluentes de combustão tendem a aumentar o fator de recuperação com o aumento do volume de gás injetado.. Nos experimentos com injeção combinada houve uma antecipação da produção de óleo em relação ao experimento com injeção somente de vapor. O efeito da diminuição da viscosidade com a temperatura pode ter sido melhorado devido à presença de CO₂, uma vez que CO₂ a altas pressões favorece o desenvolvimento de uma frente miscível com o óleo. Além disso, o gás ajuda a manter a pressão atrás da frente mais estável.

- Nos experimentos onde vapor e gases efluentes de combustão foram co-injetados, apesar de se injetar uma quantidade 10% menor no volume de vapor, houve um aumento no fator de recuperação para todos os testes menos o teste com co-injeção de vapor com 300 *ml/min* de GEC. A redução de 10% do volume de vapor injetado reduziu a razão vapor-óleo, um fator importante quando se trata dos custos de operação de métodos térmicos.

- A presença de N₂ no gás efluente de combustão ajuda a “empurrar” o óleo aquecido para fora do meio poroso, aumentando a produção. Os resultados com co-injeção mostram que há uma tendência de aumentando-se o volume de gás injetado com vapor, maior volume de óleo será recuperado e menor será a razão vapor/óleo.

- A presença do gás destilou as frações leves do óleo que foi produzido primeiro. O óleo produzido foi aumentando a densidade com o tempo, como mostram os resultados.

REFERÊNCIAS

AHERNE, A. L., MAINI B. Fluid Movement in the SAGD Process: A Review of the Dover Project, presented at the 7th Canadian International Petroleum Conference the 57th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society, Calgary, Alberta, Canada, 13-15, June, 2006.

AHERNE, A. L., MAINI B. Fluid Movement in the SAGD Process: A Review of the Dover Project, presented at the 7th Canadian International Petroleum Conference the 57th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society, Calgary, Alberta, Canada, 13-15, June, 2006.

BUTLER R. M., STEPHENS D.J. The Gravity Drainage of Steam-Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells, JCPT, February, 1981.

BUTLER R. M., STEPHENS D.J. The Gravity Drainage of Steam-Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells, JCPT, February, 1981.

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.

CAPPER L., CAP Resources, KUHLMAN M., MK Tech Solutions, VASSILELLIS G., Gaffney Cline Associates a Baker Hughes Company, SCHNEIDER M. J., FITZPATRICK N.: Advanced Thermal and Carbon Dioxide Recovery Methods beyond their Conventional Limits: Downhole Innovation. Presented at the SPE Heavy Oil Conference and Exhibition held in Kuwait City, Kuwait, 12-14 December 2011.

CASTROGIOVANNI A., SPE, ACENT Laboratories LLC; FITZPATRICK N., SPE, and WARE C. H., SPE, World Energy Systems Inc.: Benefits and Technical Challenges of Downhole Steam Generation for Enhanced Oil Recovery. Presented at Canadian Unconventional Resources Conference, 15-17 November 2011, Alberta, Canada

FENG Q., GUO L., ZHANG X.,GAO S., SHI H., China university of Petroleum; WU S., Research Institute of Petroleum & Development: Study of Thermal Recovery Method of Steam and Flue Gas Combined with Gel Injection. Presented at SPE Heavy Oil Conference Canada held in Calgary, Alberta, Canada, 12-14 June 2012.

FERGUNON M.A., MAMORA D. D., Texas A&M U., GOITE J.G., PDVSA: Steam-Propane Injection for Production Enhancement of Heavy Morichal Oil. Presented at the 2001 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium in Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12-14 March 2001.

FERGUNSON F.R. S., BUTLER R.M.: Steam-Assisted Gravity Drainage Model Incorporating Energy Recovery From A Cooling Steam Chamber. Presented at the Journal of Canadian Petroleum Technology, 1988.

GREEN and WILLHITE. "Enhanced Oil Recovery", 1998.

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.

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.

LABOISSIÈRE, Philipe. 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.

LIU R., ZHANG J., MENG L., SINOPEC International Petroleum Exploration and Production Corporation; LIU F., Jima Oilfield Development Company of Liaohe Oilfield Company, CNPC; ZUO C., Tarim Oilfield Company, CNPC: Feasibility Study of Steam/Flue Gas Mixture Injection in Low Permeability Reservoir, presented at the SPE Projects and Facilities Challenges Conference at METS held in Doha, Qatar, 13-16 February 2011.

MARSHALL, B. W.: Operational Experience of a Downhole Steam Generator. Paper SPE 10744, presented at the California regional Meeting, San Francisco, 1982.

MARSHALL, B. W.: Evaluation of a Direct Contact Downhole Steam Generator in a Field Environment – Final Results. Paper SPE 11738, presented at the California regional Meeting, San Francisco, 1983.

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.

REDFORD D. A., MCKAY, A.S.: Hydrocarbon Steam Process for recovery of Bitumen from Oil Sands, originally presented at First Joint SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery at Tulsa, Oklahoma, April 20-23, 1980.

REDFORD D. A.: The use of solvents and gases with steam in the recovery of bitumen from oil sands. Alberta Research Council, Edmonton, Alberta, Canada, 1982.

RIOS, Victor. Estudo Experimental da Injeção de Vapor pelo Método SAGD na Recuperação Melhorada de Óleo Pesado. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2011. 165 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2011.

RIVERO, Jose. Experimental Studies of Steam and Steam-Propane Injection Using a Novel Smart Horizontal Producer to Enhanced Oil Production in the San Ardo Field. Master of Science Thesis, Texas A&M University, May, 2007.

ROSE P. E., DEO M. D. Steam-assisted gravity drainage in oil sand reservoirs using a combination of vertical and horizontal wells. Department of Chemical and Fuels Engineering, University of Utah, Salt Lake City, UT 84112, USA.

PRATS M. *Thermal Recovery*, Monograph Volume 7, SPE-AIME Series, Dallas, TX, USA, 1982.

SCHIRMER R. M., ESON R. L.: A Direct-Fired Downhole Steam Generator – From Design to Field Test. Presented at the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium held in Tulsa, 1985.

SHOKOYA O.S., Shell Canada, MEHTA S.A., MOORE R.G., MAINI B., U. of Calgary: Effect of Oil and Flue Gas Composition on Oil Recovery in the Flue-Gas/Light-Oil Injection Process. Presented at the 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, U.S.A., 9-12 October, 2005.

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.

VEIGA I. G. Avaliação da Origem dos Hidrocarbonetos em Sedimentos Superficiais de Manguezais da Região Norte da Baía de Todos os Santos/Bahia. Macaé: Universidade Estadual do Norte Fluminense, 2003. 205 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração) – UENF, 2003.

YONGTAO S., LICHANG Z., Lin Tao China Oilfield Service Limited; LINGUO Z. (SPE), DI Y., HUI L., Lin Hui Northeast Petroleum University: Enhanced Offshore Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam-Gas_chemical Co-stimulation, presented at the SPE Heavy Oil Conference and Exhibition held in Kuwait City, Kuwait, 12-14 December 2011.

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., COATES, R., Numerical Study and Economic Evaluation of SAGD Wind-Down Methods, Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 42, No. 1, January, 2003. SAGD Wind-Down: Lab Test and Simulation, Petroleum Society's 5th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, June 10 - 12, 2003.

APÊNDICE A – EXEMPLO DE CÁLCULO DAS SATURAÇÕES DOS FLUIDOS E DO VOLUME POROSO

O exemplo a seguir ilustra o procedimento de cálculo das saturações dos fluidos e do volume poroso utilizado para todas as rodadas experimentais. Em todos os casos será utilizada uma saturação de óleo de 0,5 e uma quantidade de água igual a 200g para saturar o meio.

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:

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

2. Quantidade de cada componente no tubo:

Massa de areia dentro do tubo,

$$M_{\text{areia}} = 2940 \text{ g}$$

$$\rho_{\text{areia}} = 2,65 \text{ g/cm}^3$$

$$V_{\text{areia}} = \frac{M_{\text{areia}}}{\rho_{\text{areia}}} = \frac{2940}{2,65} = 1109,43 \text{ cm}^3$$

$$\phi = \frac{V_{\text{tubo}} - V_{\text{areia}}}{V_{\text{tubo}}} = \frac{2131,32 - 1109,43}{2131,32} = 0,4795 \text{ ou } 47,95\%$$

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

Para uma saturação de óleo de 50%:

$$S_o = \frac{V_{\text{óleo}}}{V_{\phi}} \Rightarrow V_{\text{óleo}} = S_o \times V_{\phi} = 0,5 \times 1021,9 = 510,95 \text{ cm}^3$$

$$V_{\text{óleo}} = 510,95 \text{ cm}^3$$

O óleo utilizado nos experimentos provém da Bacia Potiguar no Rio Grande do Norte e tem densidade de 16,14 °API ou 0,958 g/cm³. Então, a massa de óleo dentro do tubo será:

$$M_{\text{óleo}} = V_{\text{óleo}} \times \rho_{\text{óleo}} = 510,95 \times 0,958 = 489,5g$$

Para uma massa de água igual a 200g:

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

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

O volume e a saturação de gás calculada subtraindo as saturações de óleo e de água são:

$$S_g = 1 - S_o - S_w = 1 - 0,5 - 0,1957 = 0,3043 \text{ ou } 30,43\%$$

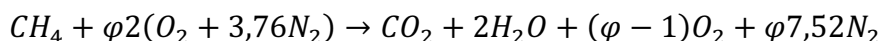
$$V_{\text{gás}} = V_{\text{tubo}} \times S_g = 310,96 \text{ cm}^3$$

APÊNDICE B – EXEMPLO DE CÁLCULO DA QUANTIDADE DE GÁS INJETADO EM CADA EXPERIMENTO

O óleo utilizado nos experimentos provém da Bacia Potiguar no Rio Grande do Norte com 16,14 °API ou 0,958 g/cm³. O gás injetado junto com o vapor nos experimentos possui em sua composição molar 86,89% de Nitrogênio (N₂), 10,66% de Dióxido de Carbono (CO₂), 2,45% de Oxigênio (O₂) e 0,34% de Monóxido de Carbono (CO).

Para encontrar a razão volumétrica gás-vapor nos experimentos, inicialmente calculou-se a estequiometria do sistema de queima do Metano (CH₄) com ar em excesso para produzir a quantidade de gás especificada, porém os 0,34% de CO foi desconsiderado por possuir um valor baixo e não interferir no processo total. Uma observação importante é que o Monóxido de Carbono quando produzido representa uma combustão incompleta do Metano.

Assim, os gases efluentes de combustão utilizados na equação possuem 86,89% de Nitrogênio (N₂), 10,66% de Dióxido de Carbono (CO₂), 2,79% de Oxigênio (O₂). A equação de combustão pode ser escrita como:



Sendo φ o coeficiente de excesso de ar utilizado no processo.

Observe que o oxigênio estequiometricamente excedente, bem como o nitrogênio associado, saem juntos com os produtos da combustão, compondo assim a massa total dos gases na saída. Para cada mol de metano queimado nestas condições, são produzidos gases secos em um total de:

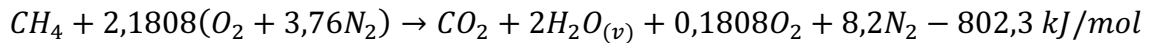
$$1 + (\varphi - 1)2 + 7,52\varphi = 9,52\varphi - 1 \text{ (moles de produtos secos)}$$

Com uma concentração de 10,66% de CO₂, podemos encontrar o coeficiente de excesso de ar, obtendo:

$$0,1066 \times (9,52\varphi - 1) = 1 \rightarrow \varphi = 1,0904$$

Quando a combustão é incompleta e algum monóxido de carbono foi produzido, o cálculo de ar excedente precisa levar isto em conta e fazer concessão ao oxigênio presente no gás de combustão, que pertence ao monóxido de carbono. O aparecimento de monóxido de carbono, devido à combustão incompleta, num gás de combustão em que ar excedente é utilizado, não é prontamente previsível, mas o efeito de sua presença é visto na análise do gás. Como a quantidade observada foi muito baixa, esse valor foi desconsiderado e utilizou-se a combustão completa de metano nos cálculos.

Com o valor da constante de gás excedente conhecida, podemos reescrever a equação de queima do metano e acrescentar o termo de energia liberada na reação.



Deve ser observado que a água produzida na equação encontra-se totalmente vaporizada.

Uma quantidade base de 1kg de água será utilizada para os cálculos. Deseja-se então aquecer 1kg de água a 150 °C e 5 bar de pressão. A quantidade de energia necessária é encontrada a partir do cálculo do calor sensível ($c = 4,18 \frac{J}{g^{\circ}C}$) e latente da água ($L_v = 498,5 \text{ kcal/kg}$) para essas condições.

$$q_s = mc\Delta T = 1000g \times 4,18 \frac{J}{g^{\circ}C} \times (150 - 25)^{\circ}C = 522,5kJ \quad (\text{calor sensível})$$

$$q_L = mL_v = 1kg \times 498,5 \frac{kcal}{kg} = 498,5 \text{ kcal} = 498,5 \text{ kcal} \times 4,18 \frac{kJ}{kcal} = 2088,73kJ$$

(calor latente)

$$q_T = q_s + q_L = 522,5 + 2088,73 = 2606,23 \text{ kJ} \quad (\text{quantidade de energia total necessária})$$

1 mol CH ₄	702,3 kJ
x moles	2606,23
x = 3,24845 moles de CH ₄	

Componente	Moles	Massa
CO ₂	3,24845	142,93
H ₂ O (vapor)	6,4969	116,94
O ₂	0,5875	18,8
N ₂	26,6373	745,85

A partir da tabela, obtemos 907,58g de gases e 1,116,96g de vapor de água. A razão entre a massa de gás e a massa de vapor é:

$$Razão_{gás_vapor} = \frac{907,58}{1116,58} = 0,8126 \text{ ou } 81,26\%.$$

A partir desse valor, serão realizados experimentos variando a razão mássica de 10 a 81,26% com o objetivo de verificar o efeito dos gases efluentes de combustão como aditivos ao vapor na produção de óleo pesado. A razão volumétrica gás/vapor de 81,26% é o valor encontrado ao se utilizar um DHSG para produção de vapor. Como esse é o valor máximo obtido, os experimentos irão diminuir a quantidade de gás injetada para verificar quanto o gás interfere na recuperação final.

O cálculo de conversão de razão mássica e volumétrica é apresentado abaixo apenas para a razão de 81,26%. Os outros valores seguem o mesmo procedimento.

Para uma razão de 81,26% (5 bar e 150°C), o volume de vapor gerado a partir de 4,5 mL de água fria e a massa total dos gases são:

$$V_{vapor} = m_{água} \times V_{específico} = 4,5g \times 0,3213 \frac{L}{g} = 1,45L \text{ de vapor}$$

$$m_g = 0,8126 \times 4,5 = 3,65g \text{ de gases}$$

A concentração de gases da mistura será:

$$\%O_2: (18,8 / 907,58) \times 100 = 2,07\%$$

$$\%N_2: (745,85 / 907,58) \times 100 = 82,18\%$$

$$\%CO_2: (142,93 / 907,58) \times 100 = 15,7\%$$

A massa de cada componente na mistura é:

$$m_{O_2} = 3,65g \times 0,0207 = 0,0756g \text{ de Oxigênio}$$

$$m_{N_2} = 3,65g \times 0,8218 = 2,996g \text{ de Nitrogênio}$$

$$m_{CO_2} = 3,65g \times 0,157 = 0,573g \text{ de Dióxido de Carbono}$$

A quantidade de moles total é 0,12235 moles, obtidos a partir da soma de:

$$0,0756g \text{ O}_2 \times (1 \text{ mol} / 32g) = 0,002363 \text{ moles de oxigênio}$$

$$2,996g \text{ N}_2 \times (1 \text{ mol} / 28g) = 0,106989 \text{ moles de nitrogênio}$$

$$0,573g \text{ CO}_2 \times (1 \text{ mol} / 44g) = 0,013 \text{ moles de dióxido de carbono}$$

Finalmente, o volume de gás para uma razão mássica de 81,26% e para uma injeção de 4,5 ml/min de água é ($T = 150^\circ\text{C}$ e $p = 5 \text{ bar} = 4,94 \text{ atm}$):

$$V_{gas_{inj}} = \frac{nRT}{p} = \frac{0,12235 \times 0,082 \times (150 + 273)}{5} = 850mL$$

$$Razão \text{ Volumétrica}_{gás_vapor} = \frac{V_{gás}}{V_{vapor}} = \frac{850}{1450} = 0,586 = 58,6\%$$

$$Razão \text{ Volumétrica}_{total} = \frac{V_{gás}}{V_{gás} + V_{vapor}} = \frac{850}{1450 + 850} = 0,37 = 37\%$$