

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

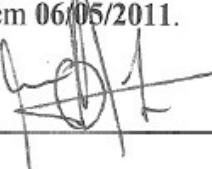
VICTOR DE SOUZA RIOS

**Estudo Experimental da Injeção de Vapor pelo
Método SAGD na Recuperação Melhorada de
Óleo Pesado**

CAMPINAS

2011

Este exemplar corresponde à redação final da
dissertação defendida por Victor de Souza Rios pela
Comissão julgadora em 06/05/2011.



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

Estudo Experimental da Injeção de Vapor pelo Método SAGD na Recuperação Melhorada de Óleo Pesado

Autor: Victor de Souza Rios

Orientador: Prof. Dr. Osvalir Vidal Trevisan

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Área de Concentração: Engenharia de Reservatórios e Gestão

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

Campinas, 2011

SP – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Rios, Victor de Souza
R479e Estudo experimental da injeção de vapor pelo método SAGD na recuperação melhorada de óleo pesado / Victor de Souza Rios. -- Campinas, SP: [s.n.], 2011.

Orientador: Osvair Vidal Trevisan.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas,
Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Recuperação térmica do petróleo. 2. Vapor. 3. Estudos experimentais. I. Trevisan Osvair Vidal. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Título em Inglês: Experimental study of steam injection on SAGD process in improved heavy oil recovery

Palavras-chave em Inglês: Thermal recovery of oil, Steam, Experimental studies

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciencias e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Antonio Carlos Bannwart, Wilson da Mata

Data da defesa: 06/05/2011

Programa de Pós Graduação: Ciencias e Engenharia de Petróleo

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

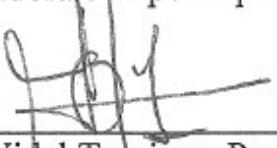
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Estudo Experimental da Injeção de Vapor pelo Método SAGD na Recuperação Melhorada de Óleo Pesado

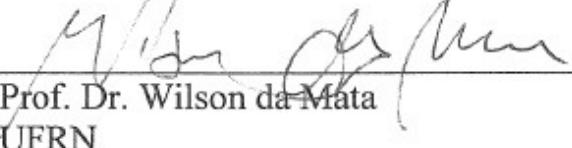
Autor: Victor de Souza Rios

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:


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


Prof. Dr. Antonio Carlos Bannwart
DEP/FEM/UNICAMP


Prof. Dr. Wilson da Mata
UFRN

Campinas, 06 de maio de 2011

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais e irmãos por constituírem a base da minha vida e serem minhas fontes de exemplo e inspiração.

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus por sempre ter iluminado minha trajetória e abençoado minhas escolhas.

Em especial gostaria de agradecer ao Orientador Professor Dr. Osvair Vidal Trevisan pela confiança, pela oportunidade de realizar esse trabalho e pela excelência nos ensinamentos, sempre disposto a apontar o melhor caminho a ser seguido.

A todos os meus amigos, em especial ao Philipe Laboissière, que acompanhou o desenvolvimento do meu trabalho desde o princípio e com quem tive o prazer de publicar dois artigos durante o mestrado.

Aos profissionais e colaboradores do Laboratório de Métodos Térmicos de Recuperação da UNICAMP, Wellington, Leandro, Pompeo e professor Bonet, que foram fundamentais para o sucesso dos experimentos realizados.

Ao PRH-15 da Agência Nacional do Petróleo e à PETROBRAS pelo apoio financeiro durante o período de realização do curso de mestrado.

Agradeço também, e muito, a minha família, principalmente aos meus irmãos, João e Vinícius, que são meus orgulhos e melhores amigos, minha avó Laura e minha tia Rosângela, por serem minhas torcedoras incondicionais e preferidas!

Em particular, agradeço aos meus pais, Vera e João, a quem devo tudo que conquistei, por sempre incentivar que eu focasse nos meus estudos, mesmo quando minha ajuda era necessária. A esses heróis, meu MUITO OBRIGADO!

“Se um homem não sabe a que porto se dirige, nenhum vento lhe será favorável”.

Lício Anneo Sêneca

RESUMO

RIOS, S. 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. 148 p. Dissertação de Mestrado.

Os métodos térmicos de recuperação viabilizaram a produção de óleo pesado em campos considerados não comerciais pelos métodos convencionais de recuperação. A injeção de vapor, em particular, veio a se consagrar ao longo dos anos e é hoje uma das principais alternativas economicamente viáveis para o aumento da recuperação dos óleos pesados. Nesse contexto, destaca-se a drenagem gravitacional assistida por vapor, “Steam Assisted Gravity Drainage” (SAGD). Esse processo caracteriza-se por utilizar dois poços horizontais: um produtor, localizado próximo à base do reservatório e um injetor, situado alguns metros acima. O objetivo desse método é criar uma câmara de vapor, enquanto promove uma melhor varredura dos fluidos do reservatório.

A razão do volume de vapor injetado por volume de óleo recuperado é um parâmetro decisivo na economicidade de projetos de injeção de vapor. No presente trabalho um estudo experimental do método SAGD foi desenvolvido para entender melhor o processo de drenagem gravitacional assistida por vapor na recuperação de óleo pesado. Aliando-se a isso, também foi investigada a injeção de nitrogênio combinado com vapor, o que contribui para o mecanismo de recuperação e para a redução em volume do vapor injetado, refletindo na economicidade do projeto. Simulações numéricas utilizando um software comercial foram realizadas visando a dar suporte às análises feitas. Os estudos foram conduzidos em escala de laboratório com óleo pesado da bacia do Espírito Santo.

Os resultados obtidos mostram que a injeção de nitrogênio após certo período de injeção contínua de vapor, método conhecido como SAGD – Wind Down, reflete na redução considerável da razão vapor/óleo sem, no entanto, afetar de forma muito sensível a produção de óleo, quando comparado ao SAGD convencional.

Palavras-Chave

Recuperação Térmica, Injeção Contínua de Vapor, Estudo Experimental, SAGD

ABSTRACT

RIOS, S. Victor. Experimental Study of Steam Injection on SAGD Process in Improved Heavy Oil Recovery. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2011. 148 p. Dissertação de Mestrado.

Thermal recovery methods made possible the production of heavy oil fields considered non-commercial with conventional recovery methods. The steam injection, in particular, improved itself over the years and is now a major cost-effective alternative for increasing the heavy oil recovery. In this context, the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) is the process that uses two horizontal wells with the steam injector above the producer which stays at the base of the reservoir. The purpose of this method is to create a steam chamber, while promoting a better sweep of the fluid reservoir.

The steam oil ratio is a decisive parameter in the economic viability of projects with steamflooding. In this paper, an experimental study of a SAGD cell was developed to understand better the steam assisted gravity drainage on the heavy oil recovery. Allied to this, it was also investigated the nitrogen injection combined with steam, which contributes to the recovery mechanism and a possible reduction in volume of steam injected, reflecting on the economy of the project. The studies were conducted in laboratory scale with heavy oil from the Espírito Santo basin.

The results show that injection of nitrogen after a period of steamflooding, a method known as SAGD - Wind Down, reflects the considerable reduction in the steam oil ratio without, however, affect significantly the oil production, when compared to conventional SAGD.

Key Words

Thermal Recovery, Steamflooding, Experimental Study, SAGD

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	xix
LISTA DE TABELAS.....	xxiii
LISTA DE NOMENCLATURAS	xxv
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivo	3
1.3 Estrutura da Dissertação	4
Capítulo 2.....	5
2.1 Revisão Bibliográfica	5
2.2 Revisão de propriedades básicas	12
2.2.1 Propriedades do Petróleo	13
2.2.2 Propriedades da Água.....	14
2.2.3 Propriedades das Rochas	15
2.3 Métodos Térmicos de recuperação de petróleo.....	16
2.3.1 Injeção cíclica de vapor	16
2.3.2 Injeção contínua de vapor.....	17
2.4 SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage.....	19
2.4.1 Teoria de Butler para recuperação de óleo por SAGD.....	21
2.4.2 Dados operacionais e características de reservatórios e fluidos para aplicação do processo SAGD	23
2.4.3 Variações do processo SAGD	26

Capítulo 3.....	28
Descrição Experimental.....	28
3.1 Sistema de injeção	28
3.4 Sistema de produção.....	32
3.5 Sistema de medição e aquisição de dados	34
Tabela 4. Lista dos principais equipamentos e materiais utilizados.....	35
Capítulo 4.....	36
Metodologia	36
4.1 Simulação Numérica.....	36
4.1.1 Caracterização do óleo.....	36
4.1.2 Modelo numérico.....	38
4.1.3 Descrição do modelo	38
4.1.4 Propriedades de Rocha	40
4.1.4.1 Cálculo da Permeabilidade	41
4.1.5 Propriedades da Interação rocha-fluido.....	42
4.1.6 Condições iniciais do modelo.....	42
4.1.7 Condições operacionais	43
4.2 Procedimentos para avaliação dos mecanismos de recuperação de óleo	43
4.3 Procedimentos Experimentais	44
4.3.1 Seleção do meio poroso	44
4.3.2 Preparação da mistura.....	49
4.3.3 Parâmetros Experimentais utilizados.....	50
Capítulo 5.....	52
Resultados e Discussões	52
5.1 Resultados das simulações preliminares.....	52
5.1.1 Caso 1: SAGD Convencional	52

5.1.2 Caso 2 - SAGD Wind-Down	56
5.2 Resultados experimentais da célula SAGD	59
5.2.1 Experimento 1 – SAGD Convencional	61
5.2.2 Experimento 2 – SAGD Convencional	62
5.2.3 Experimento 3 – SAGD Wind-Down.....	68
5.2.4 Experimento 4 – SAGD Wind-Down.....	70
5.2.5 Discussões sobre os resultados experimentais	77
5.3 Ajustes do modelo de simulação aos experimentos	78
5.3.1 SAGD Convencional	78
5.3.2 SAGD Wind - Down	88
Capítulo 6.....	101
6.1 Conclusões	101
6.2 Recomendações	102
Apêndices.....	108
A. Teoria de Butler para recuperação de óleo por SAGD.....	108
B. Exemplo de cálculo das saturações dos fluidos e volume poroso	115
C. Composição do óleo morto do campo no Estado do Espírito Santo (Laboissière, 2009)	118
D. Arquivos de entrada do simulador STARS – casos base.....	1189

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1- Efeito da temperatura na viscosidade do óleo cru (Lake, 1989).....	13
Figura 2.2 – Diagrama de Pressão-Entalpia da água. (Lake, 1989).....	14
Figura 2.3 – Esquema simplificado da Injeção Cíclica. (Green & Willhite, 1998).....	17
Figura 2.4 – Esquema simplificado de Injeção Contínua. (Green & Willhite, 1998).....	18
Figura 2.5 – SAGD convencional (Aherne A. L., 2007)	20
Figura 3.1 - Aparato experimental.....	29
Figura 3.2 - Sistema de injeção: Gerador de Vapor e controlador de fluxo mássico.....	30
Figura 3.3 – Figura esquemática da Célula SAGD e dos termopares (adaptado de Laboissière, 2009).....	31
Figura 3.4 – Posição dos poços no interior da célula.....	31
Figura 3.5 – Sistema de isolamento das paredes da célula	32
Figura 3.6 – Sistema de Produção	33
Figura 3.7. Interface do programa Elipse Scada	34
Figura 4.1 - Viscosidade do óleo morto (Laboissière, 2009)	37
Figura 4.2 – Densidade e °API do óleo (Laboissière, 2009).....	37
Figura 4.3 - Vista Areal e 3D do Modelo SAGD, Laboissière, 2009.	39
Figura 4.4 - Vista Areal e 3D do novo modelo SAGD	40
Figura 4.5 – Micro esferas de vidro	46
Figura 4.6 – Aparato de fluxo – Adaptado de Rosa <i>et al</i>, 2006	47
Figura 4.7 – Célula SAGD preenchida com meio poroso e fluidos.....	49
Figura 4.8 – Detalhe do Sistema de Injeção	51
Figura 5.1 – Variações na vazão de óleo e razão vapor óleo instantânea ao longo do tempo no processo SAGD	53
Figura 5.2 – Temperatura média da célula e volume da câmara de vapor.....	54
Figura 5.3 – Perfil de temperatura e saturação de óleo em 50, 100 e 200 minutos para o processo SAGD	55
Figura 5.4 – Vazão de injeção e injeção acumulada de N2	56
Figura 5.5 – Produção e SOR acumuladas para os processos SAGD e wind-down.....	57

Figura 5.6 – Perfis de temperatura em 200, 250, 300 e 400 minutos para os processos SAGD e <i>wind-down</i>	58
Figura 5.7 – Perdas acumuladas de calor nos processos convencional e <i>wind-down</i>	59
Figura 5.8 – Crescimento da Câmara de vapor – após 100, 200, 300 e 400 minutos de experimento.....	63
Figura 5.9 – Produção acumulada de óleo e água do experimento 2.....	64
Figura 5.10 – Fator de recuperação de óleo do experimento 2.....	65
Figura 5.11 – Pressão de produção e injeção e Temperatura de injeção de vapor no experimento 2.....	66
Figura 5.12 – Razão Vapor Óleo acumulada do experimento 2.....	67
Figura 5.13 – Comportamento dos termopares no experimento 3	69
Figura 5.14 – Crescimento da Câmara de vapor – após 100, 260, 300 e 400 minutos de experimento.....	72
Figura 5.15 – Produção acumulada de óleo e água do experimento 4.....	73
Figura 5.16 – Fator de recuperação de óleo do experimento 4.....	74
Figura 5.17 – Pressão de produção e injeção e Temperatura de injeção de vapor no experimento 4.....	75
Figura 5.18 – Razão Vapor Óleo acumulada do experimento 4.....	76
Figura 5.19 – Produção Acumulada de água e óleo simulado e experimental.....	81
Figura 5.20 – Fator de Recuperação de óleo obtido experimental e numericamente	82
Figura 5.21 – Razão vapor óleo acumulada obtida experimental e numericamente	83
Figura 5.22 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 21.....	84
Figura 5.23 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 22.....	85
Figura 5.24 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 23.....	86
Figura 5.25 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 24.....	87
Figura 5.26 – Produção Acumulada de água e óleo simulado e experimental.....	89
Figura 5.27 – Fator de Recuperação de óleo obtido experimental e numericamente	90
Figura 5.28 – Razão vapor óleo acumulada obtida experimental e numericamente	91
Figura 5.29 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 21.....	92
Figura 5.30 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 22.....	93
Figura 5.31 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 23.....	94

Figura 5.32 – Comparaçao das curvas simulada e experimental para o termopar 24.....	95
Figura 5.33 - Perfis de temperatura obtidos na simulaçao (esq) e experimentalmente (dir) após 100 min.....	97
Figura 5.34 - Perfis de temperatura obtidos na simulaçao (esq) e experimentalmente (dir) após 250 min.....	98
Figura 5.35 - Perfis de temperatura obtidos na simulaçao (esq) e experimentalmente (dir) após 300 min.....	99
Figura 5.36 - Perfis de temperatura obtidos na simulaçao (esq) e experimentalmente (dir) após 400 min.....	100
Figura A. 1– Pequena seção vertical da interface de drenagem (Fonte: Thermal recovery of oil and betumen, Butler, 1991)	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1– Propriedades de algumas rochas (Lake, 1989).....	15
Tabela 2.2 – Dados operacionais de projetos SAGD	24
Tabela 2. 3 – Características dos reservatórios e fluidos de aplicação do processo SAGD ..	25
Tabela 3.1 - Lista dos principais equipamentos e materiais utilizados	35
Tabela 4.1 – Propriedades das rochas – caso base	40
Tabela 4.2 – Propriedades térmicas do modelo	41
Tabela 4.3 - Volumes iniciais sob condições de reservatório do Modelo	42
Tabela 4.4 - Condições operacionais utilizadas no Modelo	43
Tabela 4.5 – Testes de Permeabilidade.....	45
Tabela 5.1 – Parâmetros Operacionais adotados nos experimentos.....	60
Tabela 5.2 – Propriedades do meio poroso de cada experimento	60
Tabela 5.3 – Comparaçāo simulação/experimento para o SAGD convencional.....	79

LISTA DE NOMENCLATURAS

Letras Latinas

A	Área	m^2
h	Comprimento em z	cm
${}^\circ\text{API}$	Grau API do óleo	-
k	Permeabilidade	D
P	Pressão	kgf/cm^2
P_c	Pressão crítica do componente i	kPa
P_M	Peso molecular	gmol/mol
Q	Condutividade térmica	$\text{J/m-s-} {}^\circ\text{C}$
r	Raio	cm
R_s	Razão de solubilidade	m^3/m^3
t	Tempo	min
T	Temperatura	${}^\circ\text{C}$
T_b	Temperatura de bolha	${}^\circ\text{C}$
T_c	Temperatura crítica do componente i	K
W	Fator de acentricidade	-
w	Fração mássica	-

Letras Gregas

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

Siglas

ASP	Álcali-Surfactante-Polímero	-
FR	Fator de recuperação	-
SOR	Razão vapor/óleo	m^3/m^3
SAGD	Drenagem gravitacional assistido por vapor	-
PVT	Pressão/volume/temperatura	-

Capítulo 1

Introdução

Do petróleo existente nos reservatórios é possível recuperar, na prática, só uma fração, ficando a maior parte dentro da jazida devido à complexidade dos reservatórios e aos mecanismos ainda pouco eficientes de recuperação do petróleo, aliados a fatores econômicos. Portanto torna-se necessário o estudo e o desenvolvimento de tecnologias de processos de recuperação que permitam extrair mais do óleo residual, aumentando a rentabilidade dos campos petrolíferos e estendendo sua vida útil.

Normalmente são utilizados métodos convencionais de recuperação, como injeção de água, que consiste em injetar água no reservatório com a finalidade de deslocar o óleo e auxiliar na manutenção da pressão do reservatório. Nesse processo não se espera qualquer mistura entre os fluidos deslocante e deslocado ou interferência na rocha-reservatório. É um comportamento mecânico, sem qualquer interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha.

Em muitos reservatórios no mundo, no entanto, o petróleo existente é pesado e sua viscosidade é alta o suficiente para tornar os métodos convencionais de recuperação ineficientes, ou seja, a injeção de água no reservatório não atinge uma taxa de recuperação desejada. Isso acontece pois quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor que a do fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para outros poços de produção, apresentando uma eficiência de varrido baixa e sendo produzido precocemente. O óleo fica retido porque o fluido injetado não se propaga de maneira adequada dentro do reservatório, ficando grandes volumes de rocha nos quais o deslocamento não se processou. Nesses casos, os métodos convencionais de recuperação tornam-se limitados e novas estratégias de recuperação devem ser estudadas.

Portanto, em reservatórios caracterizados pela presença de óleo pesado, os métodos de recuperação especiais tornam-se altamente recomendáveis do ponto de vista da eficiência de recuperação do óleo original. Estes métodos podem ser divididos em:

- Métodos químicos: injeção de ASP ou derivações;

- Métodos de deslocamento miscível: injeção de gás carbônico e hidrocarbonetos leves.
- Métodos Térmicos: combustão in-situ, injeção de vapor, aquecimento eletromagnético.

No Brasil, os métodos térmicos para recuperação de óleos pesados apresentam um histórico de sucesso, alcançado principalmente com a injeção de vapor. Essa tecnologia é largamente utilizada pela Petrobras em campos localizados na região Nordeste e Bacia do Espírito Santo. Tais métodos apresentam elevada recuperação, mas frequentemente são apontados problemas de eficiência energética e operacional, envolvendo também elevados custos para a geração de vapor e tratamento da água produzida. O problema de eficiência energética emerge no momento de um determinado projeto, em que injetar somente vapor se torna inviável economicamente. A questão pode ser traduzida na necessidade de reduzir o volume de vapor injetado por unidade de volume de óleo produzido. Estudos na linha de recuperação melhorada mostram que a injeção de vapor com gases inertes pode reduzir esse índice. Os efeitos benéficos desta redução são múltiplos: reduz-se o consumo de energia, menos CO₂ é lançado na atmosfera, menor a quantidade de água a ser tratada tanto para a produção de vapor como na etapa final de produção. Todos colaborando para a redução dos custos dos projetos de recuperação.

No presente trabalho, estudou-se numérica e experimentalmente a injeção de vapor, mais especificamente a drenagem de óleo por diferencial gravitacional com injeção de vapor, conhecido como processo SAGD (iniciais da expressão em inglês "Steam Assisted Gravity Drainage"). Foi estudada também a injeção de nitrogênio no processo, como forma de aproveitar a energia existente no reservatório, após um período de injeção contínua de vapor, visando aumentar a vida útil do campo, com necessidade de menor volume de vapor injetado.

1.1 Motivação

Os recursos mundiais de petróleo estão avaliados entre nove e treze trilhões de barris, informa o *site* HeavyOilInfo, com dados da Agência Internacional de Energia (IEA) (2007). Dentre estes, apenas 30% são óleos convencionais, o resto está dividido em 15% de óleos pesados, 25% de óleos ultra-pesados e 30% de betumes e óleo com areia. Apesar das fontes com

[°]API menor que 20 representarem cerca de 70% do total, quando são levados em conta os dados de produção, nota-se que apenas 12% do óleo produzido mundialmente são provenientes de tais fontes. Tal cenário deve-se, em grande parte, à maior dificuldade na recuperação desses óleos mais pesados, uma vez que os consolidados métodos de recuperação convencionais não conseguem resultados expressivos, havendo a necessidade de maiores investimentos em projetos de recuperação especial de forma a maximizar a produção econômica nesses campos.

Das reservas de petróleo que o Brasil possui, cerca sete bilhões de barris são representados pelos óleos pesados (provadas + prováveis) e dois bilhões de barris de óleos ultra-pesados (provadas), ou seja, um volume significativo das reservas, praticamente 50%, possui [°]API menor que 20, segundo estudo apresentado no World Heavy Oil Conference. Já a produção brasileira gira em torno de dois milhões de barris por dia, sendo, segundo a IAE, duzentos e cinqüenta mil de óleo pesado, indicando que sua representatividade na produção total ainda é pequena, quando comparada com sua participação nas reservas totais.

Estudos experimentais realizados no Canadá, Venezuela e EUA têm mostrado a eficiência de processos de drenagem gravitacional assistida por vapor na recuperação de óleo pesado e encorajado cada vez mais pesquisas nessa área. Em especial, o estudo da inserção de gases não condensáveis como mantenedores de pressão e auxiliadores do processo de produção de óleo vem destacando essa interessante alternativa para garantir a economicidade de projetos que envolvem injeção de vapor, podendo ser um método importante a ser aplicado em campos brasileiros de forma a aumentar a recuperação econômica de campos de óleo pesado no Brasil.

1.2 Objetivo

Os objetivos deste trabalho são:

- Estudar os principais parâmetros que influenciam a injeção de vapor pelo método SAGD;
- Investigar numericamente o processo, analisando a influência da adição de nitrogênio;
- Utilizando como suporte as análises realizadas por simulação numérica, estudar experimentalmente a injeção de vapor e nitrogênio no processo de drenagem gravitacional.

- Propor melhorias no aparato experimental de forma a ajudar na execução dos experimentos.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em seis capítulos. No Capítulo 1 apresenta-se uma breve introdução e a principal motivação ao estudo do tema discutido no trabalho.

No Capítulo 2, são apresentados uma revisão da literatura e os principais aspectos teóricos, uma revisão de algumas propriedades chaves e dos métodos de recuperação térmica por injeção de vapor.

No Capítulo 3, o aparato experimental e seus principais componentes são apresentados.

No Capítulo 4, são apresentadas as metodologias numérica e experimental utilizadas para avaliar os principais mecanismos de recuperação de óleo pelo SAGD.

No Capítulo 5, são apresentados e analisados os principais resultados obtidos tanto numérica quanto experimentalmente.

No Capítulo 6, as principais conclusões e recomendações para trabalhos futuros são apresentadas.

Nos Apêndices encontram-se dados relevantes utilizados no trabalho, como a composição do óleo e o arquivo base para as simulações do modelo.

Capítulo 2

Neste capítulo encontra-se uma revisão da literatura, sendo apresentados estudos relevantes do processo SAGD, com trabalhos teóricos e experimentais envolvendo injeção de vapor puro e vapor combinado com gases inertes ou aditivos, além de uma modelagem teórica envolvendo uma revisão de conceitos básicos da engenharia de reservatórios e dos principais tópicos para recuperação de óleos pesados com injeção de vapor.

2.1 Revisão Bibliográfica

Butler and Stephens (1981) divulgaram um trabalho pioneiro no estudo de injeção de vapor. Esse processo opera com dois poços horizontais, dispostos de forma que o vapor é injetado continuamente em um poço localizado paralelamente e acima do poço produtor, num processo denominado pelos autores como SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*). Conceitualmente, o vapor injetado segue até os limites externos de uma zona cônica, transferindo calor para o óleo e produzindo o condensado formado juntamente com o óleo aquecido, seguindo para o poço produtor. Nesse processo, a taxa de injeção de vapor é controlada, para que a pressão na câmara seja mantida constante. O vapor flui para as paredes da câmara, e condensa, aquecendo o óleo. Os autores também reportaram dados experimentais e uma solução numérica semi analítica, obtendo resultados experimentais com boa compatibilidade com as soluções teóricas. Para obter uma solução simplificada analiticamente, algumas considerações foram feitas:

- A princípio, é levada, em conta apenas uma pequena parte de uma interface se movendo livremente.
- A troca de calor se dá unicamente por condução, considerando a difusão térmica do reservatório constante.
- A interface tem a mesma temperatura do vapor.
- A distribuição de temperatura no reservatório segue uma distribuição de regime permanente correspondendo à taxa instantânea de avanço da interface.
- A viscosidade é calculada primeiro em função da temperatura e depois em função da distância.

- A vazão total é obtida usando a equação de Darcy e incluindo a força gravitacional

Sawhney *et al.* (1995) realizaram estudos focados no crescimento da câmara de vapor ao longo do poço produtor sob diferentes condições de operação e com variações nas configurações dos poços produtor e injetor, no processo SAGD. Foram analisados os efeitos de parâmetros como condutividade térmica do poço produtor, ponto de injeção de vapor em poços injetores verticais e o efeito da adição de gás não condensável juntamente com o vapor.

Sasaki *et al.* (1996) conduziram estudos experimentais do processo SAGD para a recuperação de óleo pesado. Os experimentos foram conduzidos com escala bidimensional visando investigar e visualizar o comportamento da câmara de vapor e os mecanismos de produção de óleo pelos fenômenos de transferência de calor e de massa. Três modelos foram utilizados, um de 20 cm de comprimento, 20 cm de altura e 0,3 cm de espessura, e os outros com 30 cm x 30 cm e espessuras de 0,45 cm e 0,9 cm, nos quais o objetivo era investigar a influência da espessura do modelo na produção de óleo e injeção de vapor. As paredes de todos os modelos foram feitas em resina de acrílico transparente com 2 cm de espessura. Os modelos foram preenchidos com esferas de vidro com diâmetro médio de 0,021 cm, e óleo de densidade de 998 kg/m³. A configuração dos poços variou conforme o experimento. O espaçamento entre os poços foi alvo de uma análise especial, na qual se constatou que há vantagem em se ter um espaçamento maior entre os poços (foram testados espaçamentos de 1.5, 5, 7.5 e 10 cm). Tal vantagem é devida a uma geração mais rápida da câmara de vapor e à possibilidade da injeção de vapor com calor latente mais elevado, o que faz com que o preaquecimento do reservatório nas vizinhanças dos poços não seja mais necessário. Durante os testes, vapor foi injetado a pressões entre 121 e 198 kPa, dependendo do experimento, e a temperatura foi mantida entre 1,5 e 2 °C acima da respectiva temperatura de saturação. O produtor foi sempre mantido à pressão de 101 kPa. Os resultados mostraram que quanto maior a pressão de injeção, maior a taxa de expansão da câmara de vapor, e menor o tempo de irrupção do vapor. Os autores destacaram uma variação de pressão inicial de 20 kPa entre os poços injetor e produtor como mais representativa nos experimentos e a adotaram na maioria deles. Foi também proposto um modelo modificado do SAGD. Nesse processo, o poço localizado próximo à base do reservatório (tradicionalmente o produtor) trabalha de forma cíclica, injetando vapor por 10 minutos e descansando pelos 10 minutos seguintes, enquanto o poço superior injeta vapor continuamente. Notou-se um aumento da

produção acumulada de óleo, com um aumento de 26% na injeção de vapor em relação ao SAGD convencional.

Butler (1997) apresentou a base teórica e a motivação de um novo processo de recuperação de óleo pesado, baseado nos resultados e análises do tradicional SAGD. A esse processo foi dado o nome de SAGP (*Steam and Gas Push*). No primeiro trabalho exposto sobre esse método, o autor enfatizou o potencial que a drenagem gravitacional assistida por vapor tem de alcançar elevados fatores de recuperação de óleo e de manter a pressão do reservatório, sem formar cone de vapor. No entanto, expôs uma limitação que o SAGD convencional encontra em reservatórios pouco espessos, nos quais as perdas de calor podem tornar processo antieconômico. É proposta então, a co-injeção de vapor e um gás não condensável. Nesse processo (SAGP), o gás não condensável tende a assumir posições mais elevadas e atingir o topo do reservatório, fazendo com que as perdas de calor para o “*overburden*” sejam minimizadas, devido à menor temperatura no topo da câmara de vapor, “empurrando” o óleo para o poço produtor, além de atuar na manutenção da pressão. Haveria, portanto, para esses reservatórios mais finos, menos vapor sendo injetado, menor perda de calor e uma produção de óleo em altas taxas, com elevado fator de recuperação, segundo o autor. Ainda nesse trabalho, Butler mostra comparações entre as taxas de produção de poços verticais e horizontais de forma analítica, mostrando que, sujeitos às mesmas condições, os poços horizontais apresentaram melhores taxas de produção de óleo.

Jiang *et al.* (1998) mostraram, em seus estudos experimentais, a possibilidade de tornar o processo SAGD mais eficiente, adicionando-se uma pequena quantidade de gás não condensável, como o metano. O autor estudou a influência da temperatura no processo de recuperação do óleo residual e concluiu que o reservatório pode atingir recuperação elevada sem estar na mesma temperatura do vapor. Assim, a adição de gás não condensável reduziu a temperatura da parte superior da câmara de vapor, reduziu em 25% a quantidade de vapor utilizada no processo e apresentou pequena diminuição da produção de óleo em relação ao SAGD convencional. Esse objetivo, de otimizar a quantidade de vapor injetada no processo SAGD visando uma maior economicidade do processo, também foi muito investigado por Zhao (2003), principalmente na técnica chamada por ele de SAGD *Wind-Down* e Ito (1999), mostrando grande potencial da injeção combinada de vapor e gás não condensável no mecanismo de drenagem gravitacional. O presente trabalho traz resultados que confirmam os estudos acima mencionados em se tratando da injeção de gases inertes no processo SAGD.

Ito *et al.* (1999) estudaram numericamente o efeito da adição de metano durante o processo SAGD. Os resultados indicaram que as taxas de produção de óleo e a produção total são significativamente reduzidas quando gás é injetado com vapor no período inicial do processo SAGD. Entretanto, se a injeção de gás é iniciada num período mais avançado no processo com injeção de apenas vapor, uma melhora significativa na razão vapor óleo é obtida, sem uma redução muito sensível na produção total de óleo. Tal fato ocorre devido à rápida subida do gás para a parte superior do reservatório, diminuindo o crescimento da câmara de vapor. Os autores investigaram também os efeitos das transferências de calor no reservatório. Na abordagem clássica, exposta por Butler na teoria e equacionamentos iniciais sobre o processo SAGD, apenas os efeitos condutivos são considerados. No entanto, Ito et al (1999) concluíram que, durante o processo de drenagem gravitacional assistida por vapor, ambas condução e convecção podem ocorrer. Segundo eles, a contribuição do processo convectivo não só deve ser considerada, como representa aproximadamente 56% da transferência total de calor, sendo o processo predominante nas regiões com temperaturas entre 140 e 260°C. A investigação dos autores concluiu também que o entendimento do mecanismo de recuperação de óleo envolvendo co-injeção de gás não condensável e vapor tem como chave o monitoramento da expansão da câmara de vapor, de forma a ser possível determinar o momento ótimo para se iniciar a injeção de gás. Identificando o momento apropriado, o projeto pode ser concluído com uma melhoria no varrido vertical, uma redução importante na razão vapor óleo e uma produção ainda elevada de óleo.

Sasaki *et al.* (1999) realizaram estudos numéricos para avaliar dois resultados experimentais previamente obtidos em 1996. Os efeitos da variação de diversas condições físicas, tais como pressão de injeção de vapor, distância entre os poços produtor e injetor e a espessura do modelo no desempenho do processo SAGD foram investigados, tanto experimental quanto numericamente. Para os estudos numéricos, utilizaram o software STARS da CMG. Os modelos experimentais avaliados possuíam 38 cm de comprimento, 38 cm de altura e 4,45 cm, ou 4,95 cm, de espessura. O meio poroso possuía dimensões de 30 cm de comprimento, 30 cm de altura e 0,45 cm, ou 0,95 cm, de espessura, e foi preenchido com esferas de vidro com diâmetro médio de 0,022 cm, sendo embebido por óleo de densidade de 998 kg/m³. O meio poroso era envolto por uma parede de resina acrílica, de forma que a expansão da câmara de vapor pudesse ser vista. Um modelo numérico de malha cartesiana (x, y, z) foi construído. Após uma série de simulações visando escolher o tamanho ótimo dos blocos da malha de simulação, uma configuração de

(15x3x15) blocos, com o meio poroso contido nos blocos (2 a 14, 2, 2 a 14), foi aplicada. Os outros blocos representaram as paredes do aparato. O modelo de transferência de calor por convecção do simulador foi utilizado para avaliar a perda de calor experimental entre o modelo e a vizinhança (ar). O poço produtor, horizontal, na direção z, ocupava os blocos (8, 1 a 2, 2). Já o injetor, também horizontal, na direção z, ocupava os blocos (8, 1 a 2, 6). Isso significa estar localizado, devido aos tamanhos distintos entre os blocos, a 10 cm acima do produtor. Vapor foi injetado à pressão de 121,3 kPa, com qualidade de 100% e a uma temperatura de 105 °C. As vazões de injeção foram usadas como entrada no simulador, assim pode ser verificada a correspondência dos resultados experimentais e simulados em se considerando a produção de óleo, razão vapor óleo, entre outros parâmetros. Também foi averiguado nesse trabalho o comportamento numérico do uso da curvas de permeabilidade relativa lineares e não lineares, sendo que as primeiras trouxeram maior verossimilhança com o formato da câmara de vapor experimental. Apesar de apresentar uma produção acumulada um pouco abaixo da experimental, todas as curvas foram bem similares, quando comparados os resultados experimentais e numéricos.

Zhao *et al.* (1999) apresentaram uma investigação numérica baseada na comparação com experimentos laboratoriais publicados. Um estudo de sensibilidade foi conduzido para compreender como os efeitos da difusão do gás injetado, das perdas de calor e das heterogeneidades do reservatório influenciam no processo SAGD. A simulação numérica foi realizada com o simulador STARS e foi utilizado um modelo numérico com visualização 2-D, sendo a malha de simulação constituída por um sistema de (35x1x21) blocos. Os resultados simulados, quando comparados aos experimentais reportados da literatura, refletiram em uma boa captura das características da distribuição de temperatura e apresentaram uma diferença de apenas 3% na produção total de óleo ao fim do teste. As principais conclusões obtidas pelos autores nesse trabalho foram a boa capacidade do simulador comercial supracitado em lidar com injeção de gás e vapor no processo SAGD; a constatação de que a convecção forçada devida ao fluxo das grandes quantidades injetadas de gás e vapor é dominante e a observação de que os gases não condensáveis se acumulam na região onde o vapor se condensa e têm sua distribuição determinada pela vazão de injeção de gás e vapor e pela taxa de perda de calor. A inclusão dos efeitos da difusão do gás na simulação numérica, e da heterogeneidade da permeabilidade

redundou numa diferença de apenas 1% na produção acumulada de óleo, ou seja, tais parâmetros parecem não afetar o processo de drenagem gravitacional assistida por vapor.

Zhao *et al.* (2003) publicaram um estudo numérico em escala de campo para investigar o desempenho e economicidade do método *Wind Down* e da co-injeção de vapor e gás no processo SAGD. A premissa estabelecida como motivação para tal estudo reside no fato de que, após certo ponto na operação do SAGD, não mais é economicamente viável continuar a injeção continua de vapor, uma vez que a razão vapor/óleo se torna demasiadamente elevada. A injeção de um gás não condensável com menor intensidade energética seguindo o processo SAGD pode prolongar a produção de óleo utilizando a energia *in place*. Uma simulação do SAGD convencional operando durante dez anos foi conduzida. Da análise dos resultados obtidos, observou-se que após aproximadamente cinco anos, a produção de óleo teve uma queda considerável e a razão vapor/óleo passava e se tornar cada vez maior. Nesse ponto, a câmara de vapor ocupava cerca de $\frac{3}{4}$ do volume do reservatório e consistia um momento importante para se iniciar os estudos com injeção de nitrogênio. O primeiro caso analisado foi com injeção de nitrogênio puro, tendo como resultado uma produção de óleo de 56% em relação ao SAGD convencional, com metade do vapor injetado. Os outros dois estudos realizados envolveram co-injeção de nitrogênio e vapor. A diferença entre eles está na quantidade de vapor injetado junto ao N₂. Ambos os casos tiveram resultados semelhantes, com fator de recuperação de aproximadamente 69% do caso com injeção de apenas vapor. Evidentemente, o caso com menos vapor injetado entre os processos de co-injeção é economicamente melhor. Por fim, a análise econômica realizada pelos autores concluiu que a injeção de apenas nitrogênio no método *Wind down* teve menor custo por barril de óleo produzido. Mas, salientando que, como a produção de óleo no primeiro caso *Wind down* com co-injeção foi maior e seu custo foi próximo ao da injeção de apenas N₂, esse processo tende a ser o mais viável economicamente. Ainda se faz necessária uma análise de otimização para poder prever a melhor proporção entre vapor e nitrogênio injetados.

Zhao *et al.* (2003) apresentaram, com base em teste laboratorial e simulação numérica, um estudo sobre o efeito da injeção de nitrogênio no processo chamado SAGD *Wind down*. O sucesso do SAGD em projetos piloto colocou o método como uma valiosa tecnologia a ser empregada na recuperação de óleo pesado. No entanto, desenvolvimentos tecnológicos focados em duas áreas principais são necessários para tornar essa tecnologia uma operação comercial. A primeira é diagnosticar e resolver problemas operacionais. A segunda área é a melhoria na

eficiência energética do processo. Nesse contexto, com base na análise econômica feita em escala de campo anteriormente pelos autores, foram realizados testes em escalas de laboratório para investigar o desempenho do SAGD *Wind down*. Essa técnica se baseia em prolongar a produção de óleo após a injeção de vapor ser interrompida, usando de maneira mais eficiente a energia *in place* do reservatório. Os estudos mostraram que a câmara aquecida continua em expansão, mesmo depois de interrompida a injeção de vapor e iniciada a injeção de gás. Os testes foram conduzidos a alta pressão e temperatura e a produção de óleo durante o período de injeção de nitrogênio foi de aproximadamente 12,5% do OOIP. Os resultados foram também simulados com boa representatividade em relação aos dados experimentais.

Canbolat *et al.* (2004) conduziram seis experimentos em duas diferentes geometrias, para avaliar o efeito do gás não condensável no processo SAGD. Os experimentos consistiram na injeção de somente vapor, vapor com dióxido de carbono e vapor com n-butano. Três experimentos foram conduzidos em escala 3-D e três em escala 1-D, todos modelados respeitando-se a teoria de Butler sobre SAGD. Os resultados experimentais mostraram que a razão vapor/óleo foi menor em ambos cenários envolvendo gás não condensável, em comparação com o SAGD convencional. Quando uma pequena quantidade de gás não condensável foi injetada simultaneamente ao vapor, a maior tendência de deslocamento do gás rumo ao topo fez com que ele “empurrasse” o óleo de forma descendente, em direção ao poço produtor. A adição de CO₂ ao vapor injetado diminuiu a taxa de crescimento da câmara de vapor e aumentou o tempo requerido para aquecer o sistema. Comparando o desempenho dos gases utilizados no experimento, concluíram que o CO₂ foi melhor que n-C₄H₁₀, sugerindo que o dióxido de carbono apresenta melhor efeito de isolamento térmico do que o n-butano. Os autores salientam, entretanto, que mais estudos experimentais são necessários para avaliar o efeito da adição de gases não condensáveis no aumento da recuperação de óleo.

Bagci *et al.* (2006) relataram experimentos do processo SAGD, com e sem fraturas, experimental e numericamente. Testes com fraturas verticais e horizontais são comparados com testes sem fraturas em um modelo experimental com dimensões de 30 cm x 30 cm x 30 cm. Os resultados mostram que as fraturas facilitam a expansão da câmara de vapor dentro do modelo. Além disso, uma maior quantidade de óleo é recuperada para uma mesma quantidade de vapor injetado, resultando em uma menor razão óleo/vapor.

Torres (2008) investigou numericamente o comportamento das curvas de recuperação de óleo, os perfis de pressão e temperatura e a dinâmica de dois processos com injeção de vapor baseados em modelos experimentais. Nesse trabalho, Torres propôs a criação da bancada de estudos experimentais. A bancada é detalhada, dando-se ênfase aos seus principais componentes, tais como: gerador de vapor, controle do título do vapor e os protótipos de injeção, um tubo para estudo do processo de injeção contínua de vapor, e uma célula para estudo do processo de drenagem gravitacional assistida por vapor, SAGD.

Laboissière (2009) estudou numérica e experimentalmente o comportamento de dois métodos de injeção de vapor escala de laboratório, investigando os efeitos da injeção de nitrogênio combinado ao vapor para recuperação melhorada de óleo pesado. As principais conclusões obtidas foram: 1) a injeção de nitrogênio combinado com vapor acelera o início e o pico de produção de petróleo em comparação com a injeção de vapor puro; 2) a melhoria da razão vapor/óleo mostra o efeito benéfico da injeção de nitrogênio em substituição a uma fração substancial de vapor; 3) os volumes recuperados e as análises dos remanescentes apontam fatores de recuperação superiores a 45%. Pelos estudos numéricos, os resultados da modelagem da célula linear mostram frentes de vapor com comportamentos de acordo com os observados experimentalmente.

Visando a estabelecer um desenvolvimento de pesquisas experimentais e sua representatividade numérica, são imprescindíveis o conhecimento das propriedades envolvidas, dos mecanismos utilizados, do modelo dos fluidos trabalhados, das características e dimensões do aparato experimental e seu comportamento sob distintas condições operacionais e termodinâmicas. Assim, os seguintes tópicos destinam-se a resumir conceitos básicos e a teoria envolvida nos processos de injeção de vapor. Salienta-se que o leitor com experiência na área de engenharia de reservatório não terá prejuízo ao ir direto para a seção 2.3.

2.2 Revisão de propriedades básicas

Nessa seção, a revisão de propriedades do óleo, água e rochas foi realizada.

2.2.1 Propriedades do Petróleo

Várias propriedades do óleo variam com a temperatura, dentre elas, a viscosidade, o calor específico, a entalpia e a condutividade térmica. Em se tratando dos métodos térmicos de recuperação, a dependência da viscosidade com a temperatura tem a maior relevância para o processo. A viscosidade do óleo é a medida de sua resistência ao fluxo, ou seja, quanto maior seu valor, mais complicado é seu escoamento e, por conseguinte, sua recuperação. A Figura 2.1 mostra como a viscosidade cinemática (razão entre a viscosidade dinâmica e a massa específica) do óleo varia com o aumento da temperatura para diferentes tipos de óleo. Na figura, a nomenclatura indicada por grau API é uma medida indireta da densidade do óleo, quanto maior seu valor, mais leve é o óleo, a saber:

$$^{\circ} \text{API} = \frac{141,5}{\gamma} - 131,5 \quad \text{Sendo } \gamma \text{ a razão entre as densidades do óleo e da água}$$

Um aspecto importante a se ressaltar é que quanto mais pesado o óleo, maior é a redução da viscosidade com o aumento da temperatura. Assim, pode-se esperar que os métodos térmicos se mostrem ainda mais vantajosos para os óleos mais pesados, mesmo porque, para os óleos mais leves, outros métodos convencionais, tais como a injeção de água, podem se mostrar mais atrativos.

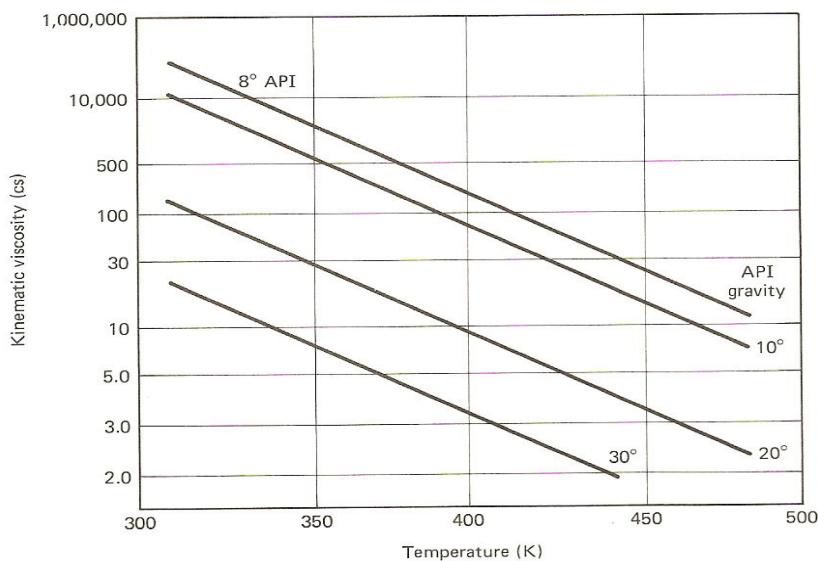


Figura 1.1- Efeito da temperatura na viscosidade do óleo cru (Lake, 1989)

2.2.2 Propriedades da Água

O aumento da temperatura em um processo térmico de recuperação é conseguido através da introdução de energia adicional no reservatório. Essa energia basicamente se refere à entalpia da água injetada. Com o gráfico abaixo, é possível analisar algumas propriedades da água e que estabelecem alguns parâmetros importantes em um projeto de recuperação térmica por injeção de vapor.

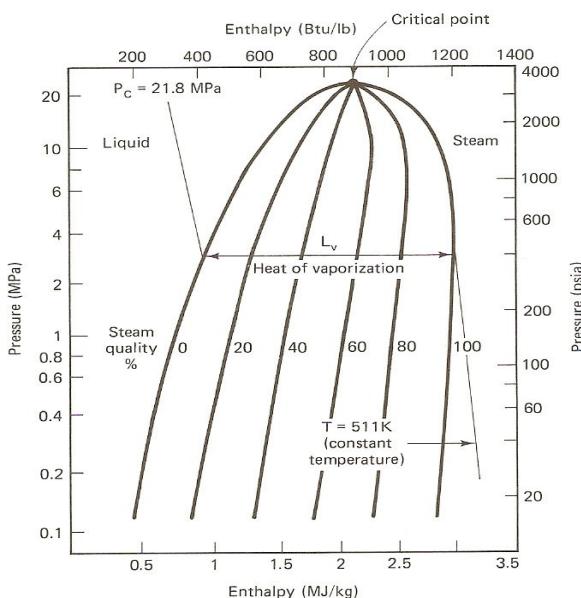


Figura 2.2 – Diagrama de Pressão-Entalpia da água. (Lake, 1989)

✓ Envelope de Fases:

O envelope do diagrama define a região de duas fases, assim como o envelope do diagrama pressão-volume, muito analisado em engenharia de petróleo, para uma substância ou mistura. À esquerda tem-se a curva dos pontos de bolha ou curva de saturação do líquido e à direita a curva dos pontos de orvalho ou curva de saturação do vapor.

✓ Título:

O título representa a fração de massa do vapor em uma dada quantidade de massa de líquido mais vapor. No diagrama algumas linhas de qualidade estão representadas, mostrando que à medida que se fornece mais calor para um líquido no ponto de saturação (qualidade de vapor 0%), o percentual de vapor vai aumentando sem aumento da temperatura ou pressão até se chegar no ponto de saturação do vapor (qualidade de vapor 100%).

✓ Calor Latente:

O calor latente de vaporização L_v é a quantidade de calor necessária para converter uma determinada quantidade de massa de água na fase líquida saturada (qualidade do vapor 0%) em vapor saturado (qualidade do vapor 100%) à temperatura constante. No diagrama, o calor latente é a diferença das entalpias medidas entre as curvas do ponto de orvalho e do ponto de bolha para uma determinada pressão. É importante observar que à medida que a temperatura aumenta o calor latente diminui até que no ponto crítico ele é zero.

2.2.3 Propriedades das Rochas

A Tabela 2.1 ilustra valores de densidade, calor específico, condutividade térmica e coeficiente de difusão térmica para alguns tipos de rocha. Pode-se observar que a capacidade de aquecimento não varia muito de um tipo de rocha para outro, a condutividade térmica, por outro lado, chega a dobrar em alguns casos, como ocorre quando se compara carbonatos e arenitos.

Rock	Bulk density (g/cm ³)	Specific heat (kJ/kg-K)	Thermal conductivity (J/s-m-K)	Thermal diffusion coefficient (m ² /s)
Dry				
Sandstone	2.08	0.726	0.831	0.55
Silty sand	1.90	0.801	(0.66)	(0.43)
Siltstone	1.92	0.809	0.649	0.42
Shale	2.32	0.761	0.989	0.56
Limestone	2.19	0.801	1.611	0.92
Fine sand	1.63	0.726	0.593	0.50
Coarse sand	1.74	0.726	0.528	0.42
Water Saturated				
Sandstone	2.27	0.999	2.610	1.15
Silty sand	2.11	1.142	(2.50)	(1.04)
Siltstone	2.11	1.094	(2.50)	(1.08)
Shale	2.38	0.844	1.600	0.79
Limestone	2.38	1.055	3.360	1.34
Fine sand	2.02	1.344	2.607	0.96
Coarse sand	2.08	1.249	2.910	1.12

Note: Values in parentheses are estimated.

Tabela 2.1– Propriedades de algumas rochas (Lake, 1989)

O conhecimento das propriedades físicas das rochas reservatório é de fundamental importância para o sucesso da aplicação de métodos térmicos de recuperação. Parâmetros como

porosidade, permeabilidade e condutividade térmica das rochas são de suma importância para os projetos de injeção de vapor no reservatório, conforme será mostrado na próxima seção.

2.3 Métodos Térmicos de recuperação de petróleo

O principal objetivo dos métodos térmicos é o aquecimento do reservatório e dos fluidos nele contidos, alterando propriedades físicas do óleo e facilitando o escoamento, seja por injeção de calor gerada na superfície ou no próprio reservatório. Ao processo de geração de calor dentro do reservatório dá-se o nome de combustão “*in situ*”. Já dentre os processos em que o calor é gerado na superfície estão a injeção de água quente, a injeção cíclica de vapor e a injeção contínua de vapor. As injeções de vapor levam uma grande vantagem em relação à injeção de água quente, pois contêm uma quantidade muito maior de calor por unidade de massa de água, e por possuir menor viscosidade que a água, proporcionam maior vazão de injeção para a mesma pressão de injeção.

O calor afeta a recuperação do óleo basicamente através dos efeitos da expansão e destilação do óleo e de extração de leves, acarretando em um aumento da eficiência de deslocamento. Mas sem dúvida, o efeito mais importante é a redução da viscosidade do óleo, que aumenta as eficiências de varrido e de deslocamento.

A redução da viscosidade em um óleo com o aumento da temperatura é contínua, porém, no começo do aquecimento a redução da viscosidade é maior. Conforme a temperatura vai aumentando, a queda da viscosidade apresenta taxas mais moderadas. Outro aspecto importante em relação à queda da viscosidade vem do fato de que quanto menor o °API do óleo (geralmente maior a viscosidade), maior é a redução da viscosidade. Assim, os processos mais recomendados para a recuperação de óleos pesados, de °API menor que 20, são os térmicos, tais como a injeção cíclica de vapor, a injeção contínua de vapor e a drenagem gravitacional assistida pelo vapor.

2.3.1 Injeção cíclica de vapor

É um método aplicado para reforçar a recuperação primária de reservatório de óleos viscosos. É primeiramente uma técnica de estimulação que, através da redução da viscosidade e de efeitos de limpeza do poço, ajuda a energia natural do reservatório a expulsar o óleo.

A estimulação por injeção cíclica de vapor envolve três fases, como representado na Figura 2.3. A primeira fase é a injeção de vapor por um período específico de tempo (de 1 a 6 semanas) dentro do poço produtor; seguida de um curto período de tempo com o poço fechado (“*soak period*”), com duração de 3 a 6 dias, quando o calor latente do vapor é melhor distribuído para uma parte maior do reservatório; e finalmente, o poço é recolocado em produção durante meses a anos. Esse processo constitui um ciclo. Todas as fases do ciclo podem sofrer variação para minimizar os custos do processo.

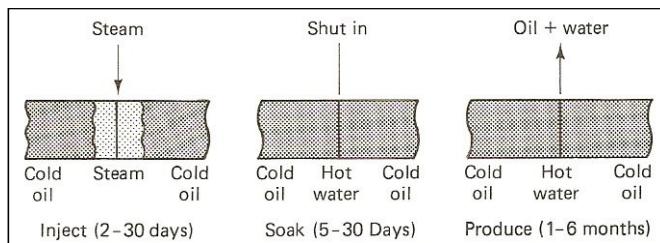


Figura 3.3 – Esquema simplificado da Injeção Cíclica. (Green & Willhite, 1998)

Frequentemente, o volume de óleo vai diminuindo nos ciclos seguintes, à medida que a energia do reservatório vai sendo depletada. Isto é um fator importante para se determinar o limite econômico do número de ciclos. A partir deste momento pode-se pensar em uma fase de injeção contínua. Normalmente, os projetos de injeção de vapor são feitos desta forma, inicia-se com a injeção cíclica e depois a produção entra em uma fase de injeção contínua.

2.3.2 Injeção contínua de vapor

Na injeção contínua de vapor, diferentemente da injeção cíclica, os poços injetor e produtor são diferentes como mostrado na Figura 2.4. A injeção contínua do vapor forma uma zona de vapor em torno do poço injetor que se expande em direção aos poços produtores. Nessa zona a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Adiante da vapor forma-se uma zona de água condensada, através da qual a temperatura diminui a partir da do vapor até a do reservatório.

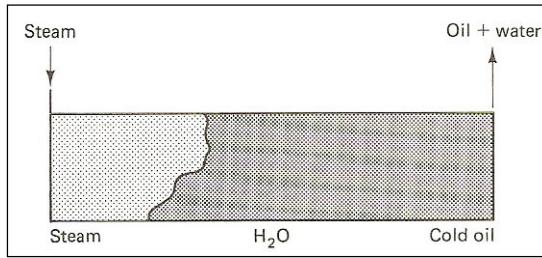


Figura 4.4 – Esquema simplificado de Injeção Contínua. (Green & Willhite, 1998)

A quantidade de calor recebida e retida pela formação produtora determina a resposta ao processo de injeção de vapor. Há perdas de calor na superfície entre o gerador e o poço injetor, ao longo do poço injetor e na formação produtora. Este último fator de perda de calor faz com que a espessura da formação produtora seja um dos parâmetros a serem considerados na avaliação de um projeto de injeção de vapor. Em formações pouco espessas, para volumes iguais de vapor injetado, a zona de vapor deve cobrir uma área maior do que em formações de maior espessura, o que representa uma maior área superficial para perdas de calor.

Um aspecto importante é que as perdas de calor aumentam com a temperatura do vapor, de modo que aplicações a baixas pressões têm menores perdas de calor. Isso mostra a influência da profundidade do reservatório. Para vencer a alta pressão da formação em zonas profundas é necessário usar vapor a uma maior pressão e temperatura, resultando em maiores perdas de calor. Além disso, quanto mais profundo for um poço, maior será a perda de calor ao longo dele. E, conforme citado no item das propriedades da água, quanto maiores a temperatura e pressão do vapor menor é o calor latente transportado.

Outra propriedade de muita importância é a permeabilidade absoluta do reservatório. Zonas fechadas requerem altos valores de pressão e temperatura de injeção, o que, como foi visto acima, provoca altas perdas de calor. Desta forma, para que um reservatório se torne candidato a este método de recuperação, precisa ter alta permeabilidade.

Resumindo, o processo de injeção contínua de vapor está limitado a alguns critérios principais que estão listados a seguir (adaptado de Lake, 1989):

1. **Profundidade do reservatório** – Reservatórios com menos de 900m de profundidade para minimizar as perdas de calor.
2. **Pressão** – Quando se aumenta a pressão de injeção de vapor, aumenta-se também a temperatura de injeção, e consequentemente a energia transportada na forma de

calor diminui. Embora o vapor seja injetado a pressões de 17MPa, os projetos mais bem sucedidos têm injetado na vapor a pressões menores que 10MPa.

3. **Permeabilidade** – Permeabilidade do reservatório maior ou igual a $250mD$ auxilia o fluxo de óleos viscosos.
4. **Espessura de arenito** – Espessuras excedendo 9m a 15m geralmente são necessárias para limitar as perdas de calor da formação em projetos de injeção de vapor

2.4 SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage

No processo SAGD, uma das principais características é o mecanismo de produção natural devido à ação da força gravitacional. Este processo envolve dois poços horizontais, paralelos e situados verticalmente um acima do outro. Nesta configuração, usa-se o poço superior como injetor e o poço inferior como produtor. Juntamente com o fato de o poço horizontal possuir um maior contato com a formação em toda sua extensão, o mecanismo proporciona uma rápida cobertura de todo o volume do reservatório e uma maior recuperação em menor tempo. Conforme mostra a Figura 2.5, o vapor é introduzido continuamente próximo ao fundo do reservatório pelo poço injetor e tende a subir. O vapor injetado flui em direção ao topo da formação, formando a câmara de vapor (1), e entra em contato com grande área do reservatório pelo efeito da extensão dos poços horizontais. O óleo aquecido escoa na interface vapor-óleo da câmara e com o efeito gravitacional é direcionado para o poço inferior (2), onde é produzido. Na região (3) forma-se um banco de óleo aquecido, com alta concentração de óleo, que é drenado pela ação da gravidade. Na região (4) há o movimento de água conata e gás não condensável à frente da câmara de vapor.

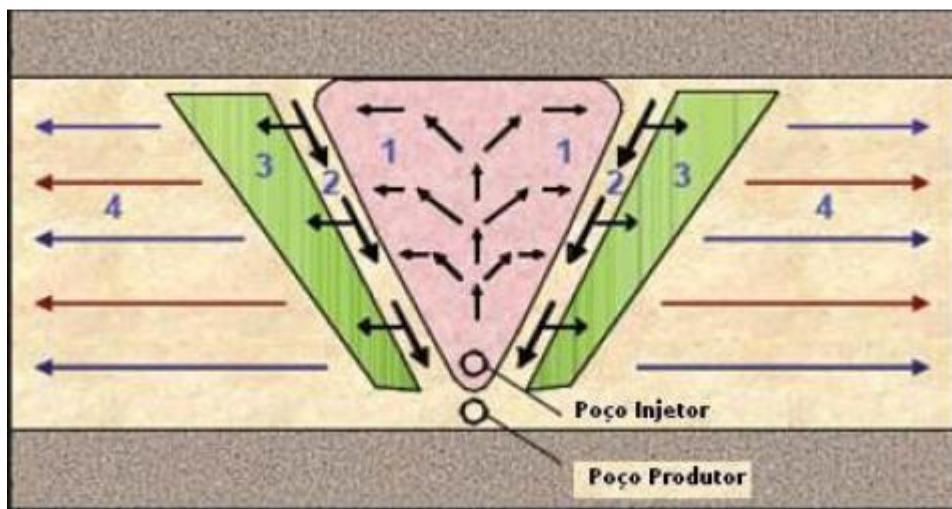


Figura 5.5 – SAGD convencional (Aherne A. L., 2007)

Como a saturação também é diminuída, o espaço de onde o óleo foi removido é ocupado pelo vapor, até os extremos da câmara dentro do reservatório, mantendo sua pressão constante. Isto é, o óleo móvel e o vapor condensado escoam para o produtor, enquanto que o vapor continua em ascensão dentro da formação, mantendo a pressão da câmara constante.

O crescimento da câmara para cima é tão veloz quanto lateralmente, no entanto, o crescimento vertical é limitado pelo topo do reservatório, continuando seu aumento horizontal para os limites laterais. Esse período de contato entre o vapor e o óleo na frente da câmara de vapor forma uma mistura onde aparece uma camada de vapor sobre o óleo. Com o contínuo aquecimento sobre esta camada de vapor podem ocorrer destilações de frações leves do óleo, formando um banco miscível na frente de vapor, surgindo um deslocamento miscível.

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

O método SAGD é mais efetivo para óleos pesados com alta viscosidade, ou para betume, sendo sua tecnologia muito utilizada devido ao alto fator de recuperação. Ele é aplicado no Canadá, Estados Unidos e na Venezuela, e em reservatórios de pequena profundidade

2.4.1 Teoria de Butler para recuperação de óleo por SAGD

A transferência de calor que ocorre no processo é por condução, convecção do calor latente do vapor. A teoria de recuperação de óleos pesados por SAGD usando poços horizontais foi desenvolvida por Butler (Butler e Stephens; Butler, 1991).

Butler propôs, em sua teoria inicial de recuperação por SAGD, uma relação entre a vazão de óleo produzido, os principais parâmetros do reservatório e as características dos fluidos. A teoria também estabelece de um fator de escala adimensional, que permite relacionar propriedades em escala de laboratório com dados de campos reais. A equação (2-1) representa a expressão resultante para o cálculo da vazão e a equação (2-2) mostra o fator de escala, conhecido como B_3 :

$$q = 2 \sqrt{\frac{2k \cdot g \cdot \alpha \cdot \phi \Delta S_o h}{m v_s}} \quad (2-1)$$

$$B_3 = \sqrt{\frac{kgh}{\phi\alpha\Delta S_o m v_s}} \quad (2-2)$$

Nas equações acima:

- q : vazão do óleo drenado
- ϕ : porosidade
- ΔS_o : diferença entre a saturação de óleo inicial e sua saturação residual
- k : permeabilidade efetiva ao óleo
- g : constante gravitacional
- α : difusividade térmica da rocha
- h : altura da câmara de vapor
- v_s : viscosidade cinemática do óleo na temperatura da interface com o vapor
- v : viscosidade cinemática do óleo na temperatura T
- T_s : Temperatura da interface com a câmara de vapor (temperatura do vapor)
- T_R : Temperatura do reservatório

- m: Coeficiente adimensional proposto por Butler

Detalhes sobre o desenvolvimento das equações acima se encontram no apêndice A.

2.4.2 Dados operacionais e características de reservatórios e fluidos para aplicação do processo SAGD

A primeira operação de campo bem sucedida utilizando o processo SAGD se deu em 1985 em Underground Test Facilit (UTF), Fort Mc Murray, Alberta, Canadá (Nasr ET al., 1998) e levou à implantação do processo em outros campos de óleo ultrapesado e betume tanto no Canadá como na Venezuela.

Atualmente há cerca de 20 projetos em andamento no Canadá, a saber:

- EnCana (Senlac, Christina Lake, Foster Creek)
- CNRL (Tangleflags e Primrose)
- Husky (Lloydminster, Tucker Lake, Pikes Peak)
- JCOS (Hangingstone)
- Conoco Philips (Smurmont)
- Petro Canada (McKay River)
- Suncor (Firebag).

A Tabela 2.2 traz uma compilação dos dados operacionais de diferentes campos nos Estados Unidos, Canadá e Venezuela. Nessa tabela pode ser observado que o comprimento dos poços utilizados varia entre 424 e 1000m, a menor distância entre o poço produtor e a base do reservatório foi de 0.5m em alguns dos projetos citados e a maior foi de 5m. A máxima distância entre o poço injetor e o poço produtor corresponde a 7m, a mínima a 5m, a vazão de injeção de vapor máxima utilizada foi no projeto “Christina Lake” de 550ton/dia, o fator de recuperação do óleo oscilou entre 50 e 70% nos projetos estudados e a SOR variou de 2 a 10 m³ de vapor injetado/m³ de óleo produzido.

Campo	Athabasca (Zhao et al., 2003)	Senlac (Boyle et al., 2003)	Forter Creek (Chachula, 2003)	Peace River (Geneau, 2003)	Ugnu (Sharma et al., 2002)	Long Lake (Kerr et al., 2002)	Christina Lake (Sugget et al., 2000)	Tia Juana (Vásquez et al., 1999)	Hilda Lake (Donnelly, 1999)
Comprimento dos poços (m)	500	500 a 600	750	1000	-	-	500 a 750	424	900
Distância entre produtor e base da zona de óleo (m)	0,5	2 a 5	-	-	-	-	2 a 5	3	-
Distância injetor/produtor (m)	5	5 a 7	5 a 7	-	-	5	5 a 7	5	6
Distância entre pares de poços	100	135	-	-	-	150	-	100	100
Vazão de injeção (ton/dia)	500	-	-	200	160	-	550	120 a 140	164
Vazão de produção (m³/d/par)	-	140 a 240	160 a 240	-	-	150	230 a 330	10	64
BSW(%)	-	60 a 70	-	-	10 a 60	70	-	50	-
Razão Vapor/óleo (SOR)	-	2 a 2,5	2,4	5,55 a 10	-	3,6	1,92	1,66	3 a 4
Fator de Recuperação da Zona do Projeto (%)	-	70	50 a 70	50 a 55	70	-	50 a 70	52 a 60	40

Tabela 2.2 – Dados operacionais de projetos SAGD

Campo	Athabasca (Zhao et al., 2003)	Senlac (Boyle et al., 2003)	Forter Creek (Chachula, 2003)	Peace River (Geneau, 2003)	Ugnu (Sharma et al., 2002)	Long Lake (Kerr et al., 2002)	Christina Lake (Sugget et al., 2000)	Tia Juana (Vásquez et al., 1999)	Hilda Lake (Donnelly, 1999)
Viscosidade do óleo nas condições de reservatório (cP)	2000000	5000	190000	70000	50000 a 1000000	-	300000	20000	26000
ºAPI do Óleo	-	13 a 14	10	7 a 10	7 a 11,5	-	7,5 a 9	9 a 11	11 a 12
Permeabilidade (mD)	3000	800	2000	40 a 200 e 400 a 2000	35 a 1500	7000	3000 a 10000	1000 a 2000	-
Porosidade (%)	-	33	30	-	34 a 37	33 a 35	32,5	-	-
Saturação de óleo (%)	81	85	-	-	66 a 72	>80	-	85	-
Profundidade (m)	-	750	480	600	690 a 970	210	400	300	430
Espessura da zona de óleo (m)		16	25	25	-	30	20 a 60	12 a 26	-

Tabela 2. 3 – Características dos reservatórios e fluidos de aplicação do processo SAGD

As características dos reservatórios e dos fluidos neles contidos nos projetos dos campos da Tabela 2.2 são apresentadas na Tabela 2.3. Observa-se que em todos os casos a viscosidade é superior a 5000cp nas condições de reservatório e o grau API do óleo oscila entre 7 e 12, tratando-se de óleos extra pesados em todos os projetos mostrados. Outras características que se podem observar são a elevada saturação inicial de óleo, os valores de permeabilidade variando, mas com domínio de valores superiores a 500mD e a espessura da zona de óleo sendo observada entre 16 e 30m.

2.4.3 Variações do processo SAGD

Os estudos de Sharma (2006) mostraram que a injeção de gases inertes como método de recuperação melhorada, superou, em números de projetos, os métodos convencionais de injeção de vapor para campos nos Estados Unidos. Essa constatação indica uma maturidade no desenvolvimento dessa tecnologia, cujo principal fator é a economicidade de projetos alternativos de injeção de vapor.

Butler (2002) destaca que o atalho para uma produção eficiente abrange três atividades importantes:

- i) encontrar e definir reservatórios apropriados;
- ii) criar condições para o óleo fluir economicamente;
- iii) drenar o reservatório sistematicamente para obter alta recuperação.

No processo SAGD convencional, o reservatório deplegado cada vez mais se enche de vapor à temperatura de saturação, por volta de 130 a 250 °C. Grande quantidade de vapor é requerida para aquecer o reservatório, as formações adjacentes e a câmara de vapor. Em reservatórios com espessura apropriada, a razão vapor/óleo está entre 2,5 e 5, mas em reservatórios com pequena profundidade e com baixa saturação de óleo, esse índice é elevado e o processo se torna inviável economicamente.

Ainda de acordo com Butler (1997), nem toda a câmara de vapor precisa estar em alta temperatura. Somente a região inferior da câmara, onde a tendência de formação do cone é maior, necessita estar a uma temperatura elevada. O excesso de energia na região superior da formação

resulta em calor desperdiçado. Dessa forma, o autor propõe uma injeção combinada de vapor e gás inerte, numa modificação no método convencional SAGD para o SAGP (*Steam and Gas Push*). Nesse mecanismo, a tendência de gases inertes, como nitrogênio, em subir preferencialmente ao vapor rumo ao topo do reservatório faz com que uma camada de isolamento se estabeleça na região superior do reservatório. Dessa forma, as perdas de calor para as formações superiores são reduzidas. A vantagem desse novo conceito é uma rápida produção econômica, como no SAGD, mas com energia requerida menor.

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

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

Já o estudo de Zhao (2003) mostra que a câmara de vapor continua em expansão mesmo depois de cessada a injeção de vapor. Ou seja, após determinado tempo, a câmara de vapor já se encontra num tamanho satisfatório, comentado pelo autor ser por volta de $\frac{3}{4}$ da câmara do reservatório, e a eficiência energética da injeção de vapor não mais é aproveitada. Esse momento é, segundo o autor, o ideal para se iniciar a injeção de nitrogênio. O propósito da injeção de gás é manter a pressão do reservatório elevada e utilizar a energia *in place* para continuar a produção de óleo. Consequentemente, a razão vapor óleo acumulada tem uma tendência de queda nesse processo, indicando uma possível redução de custos em projetos de recuperação térmica.

Capítulo 3

Descrição Experimental

Este capítulo se dedica à descrição do aparato experimental e dos principais componentes utilizados para os trabalhos em laboratório. Os principais constituintes do aparato podem ser agrupados em cinco conjuntos: o sistema de injeção, a célula SAGD, o sistema de produção, o sistema de medição e armazenamento dos dados. Um esquema definitivo da montagem experimental é mostrado na Figura 3.1.

3.1 Sistema de injeção

Nos procedimentos experimentais desenvolvidos, dois fluidos diferentes foram injetados no meio poroso contido na célula SAGD, água (vapor) e gás nitrogênio. O sistema de armazenamento de água é formado por um reservatório com capacidade de 10L que atende às necessidades do gerador de vapor, alimentando-o com o auxílio de uma bomba.

A ligação realizada entre os componentes dos sistemas de injeção e de produção é constituída de linhas (tubos) com diâmetro de $\frac{1}{4}$ de polegada.

A geração de vapor é obtida em um gerador de vapor capaz de converter água, com vazões 1 e 25 cm^3/min , em vapor com temperaturas entre 100 e 200 °C. Trata-se de um gerador de vapor cilíndrico, com um tubo de $\frac{1}{4}$ de polegada disposto na forma helicoidal envolto por uma resistência. O comprimento do tubo helicoidal foi dimensionado levando em conta as maiores vazão e temperatura, para o cálculo da potência da resistência. Por projeto, a resistência deve dissipar até 1500 W, 33% a mais que o valor calculado. Uma descrição mais detalhada dos componentes pode ser encontrada em Torres (2008).

O sistema de injeção de nitrogênio se lastra em um controlador de fluxo mássico que mantém a taxa de injeção de gás constante. Uma serpentina envolta do gerador de vapor garante o pré-aquecimento do nitrogênio em torno de 150 °C antes de ser injetado no misturador. A Figura 3.2 mostra o sistema de injeção no interior do equipamento experimental, com destaque para o gerador de vapor (corpo cilíndrico) e o controlador de fluxo mássico.

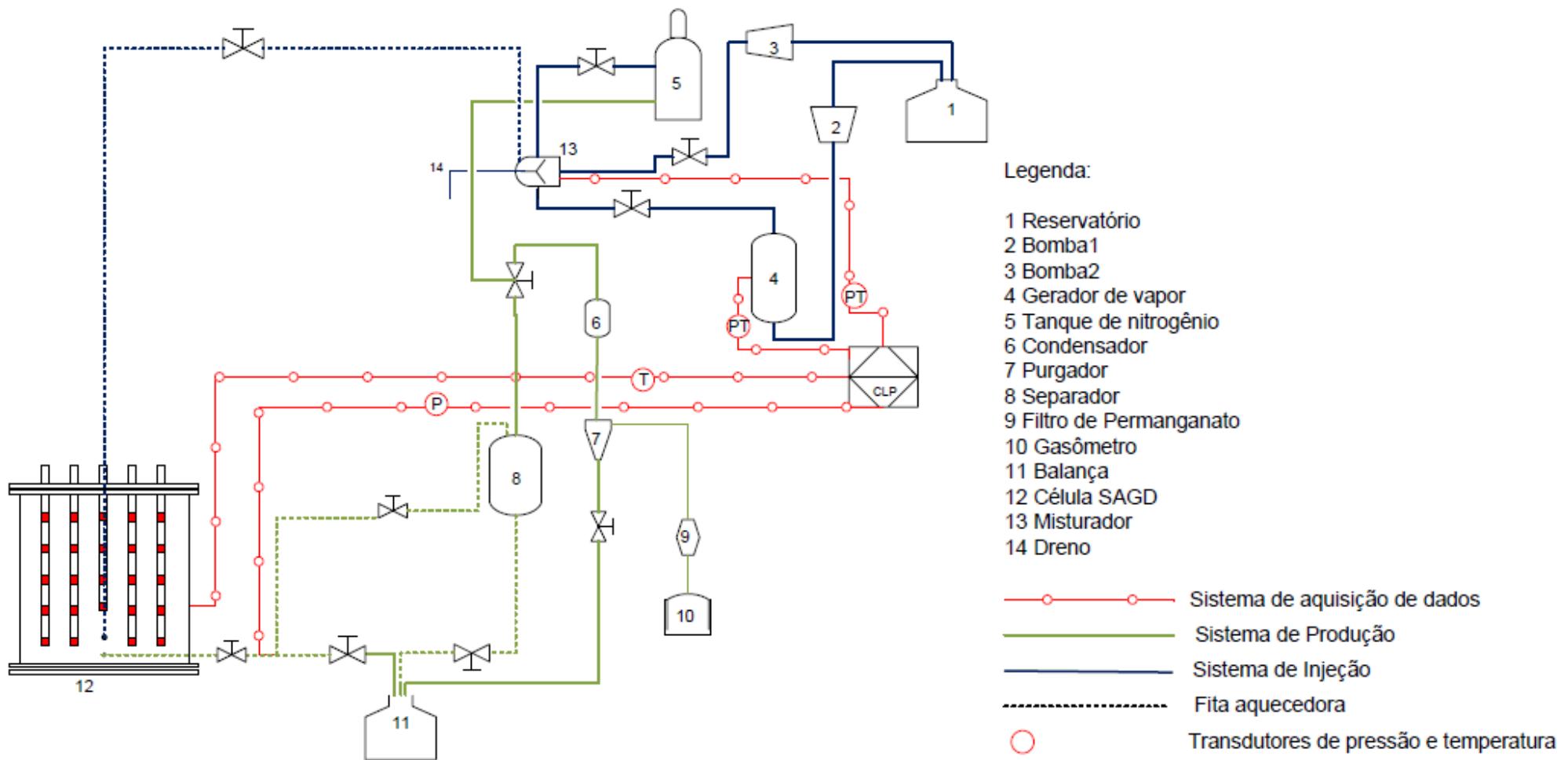


Figura 6.1 - Aparato experimental



Figura 7.2 - Sistema de injeção: Gerador de Vapor e controlador de fluxo mássico.

3.3 A Célula SAGD

A célula SAGD utilizada nos experimentos tem a forma de um prisma retangular, representando uma seção de um reservatório, considerado homogêneo. Ela é construída em aço inox 316, com uma parede de espessura de 5 mm, e possui comprimento e altura de 30 cm, com largura de 10 cm. Há no seu interior dois tubos transversais de 0,80 cm de diâmetro, um representando o poço produtor localizado a 1 cm da base e outro o injetor localizado 5 cm acima do produtor, como mostra a Figura 3.4. Os poços são tubos de $\frac{1}{4}$ de polegada (0.3175cm de raio) e 9 cm de comprimento. Quatro sondas com comprimento de 40 cm contém cinco termopares

separados por 6 cm de distância entre eles e uma sonda de 34 cm de comprimento com quatro termopares e o mesmo espaçamento entre eles. A Figura 3.3 representa um esquema da referida célula e dos termopares.

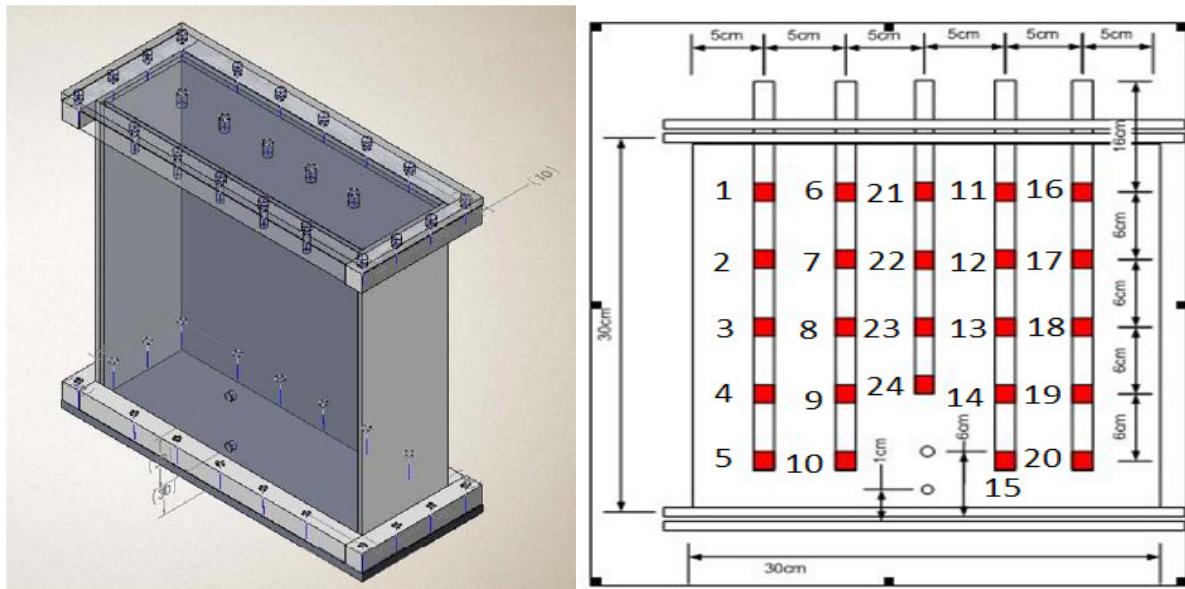


Figura 8.3 – Figura esquemática da Célula SAGD e dos termopares (adaptado de Laboisseré, 2009)

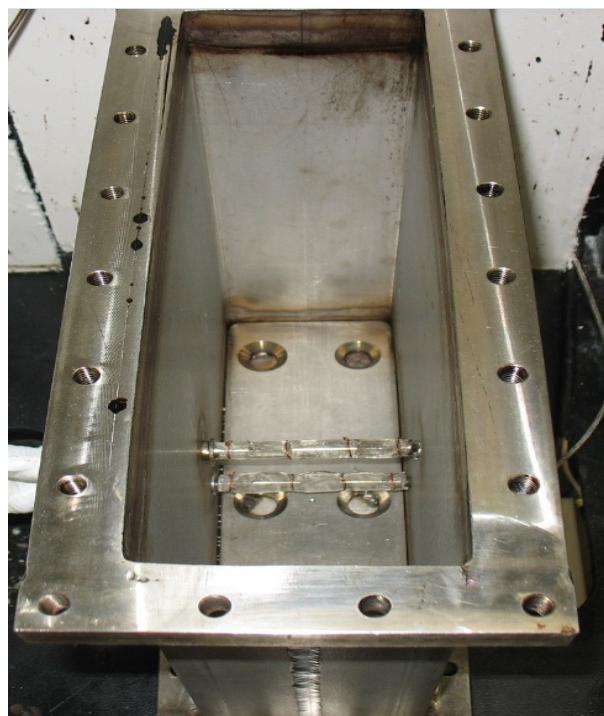


Figura 9.4 – Posição dos poços no interior da célula

Visando minimizar as perdas de calor na parede lateral da célula, foi desenvolvido um sistema de resistências que abrange toda sua parede, tendo a sua temperatura controlada por um controlador de temperatura. Esse sistema pode ser visto na Figura 3.5.

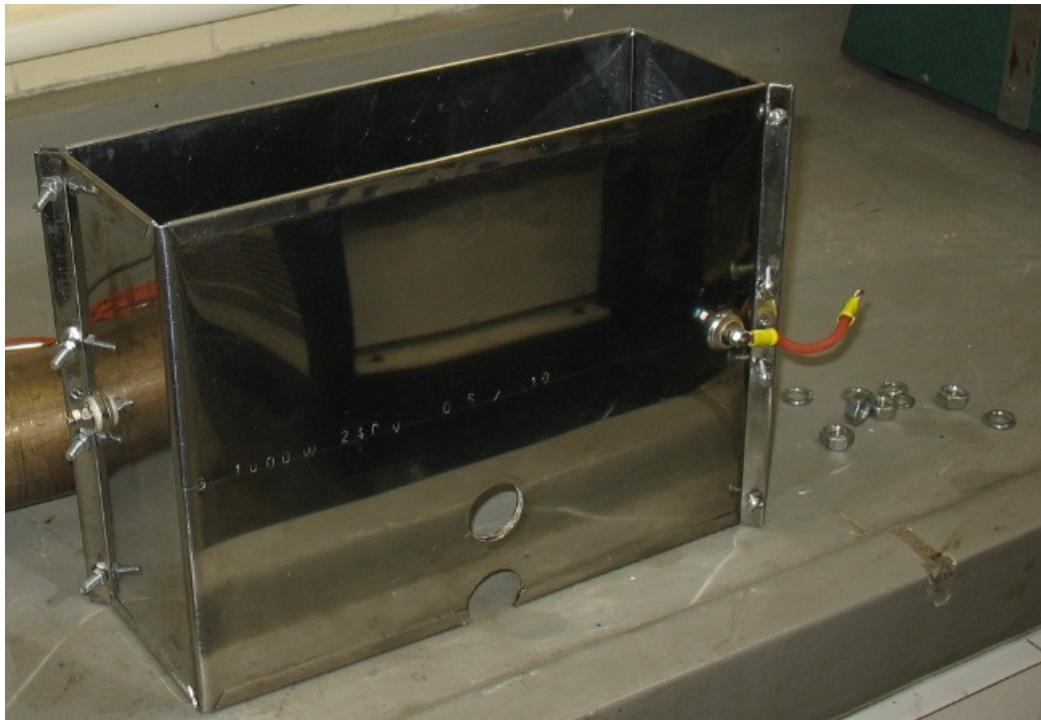


Figura 10.5 – Sistema de isolamento das paredes da célula

3.4 Sistema de produção

O sistema de produção começa na linha de produção, que sai do poço produtor e se dirige ao separador gás-líquido. Nesse equipamento, o gás produzido é separado e direcionado para o condensador, que se encontra conectado a um sistema de resfriamento com temperatura mantida em 20°C. O condensado é então contabilizado na produção, o gás é despachado para o gasômetro para que sejam medidos a vazão e o volume acumulado. A parte líquida que sai do separador é direcionada até os tubos graduados de produção, que ficam posicionados sobre uma balança digital, de forma que se consegue coletar os dados de volume e massa do líquido produzido.

Uma válvula de contra pressão é instalada após o condensador. Quando o valor ajustado na válvula é ultrapassado, ela permite a passagem do gás para a leitura no gasômetro.

Ao longo de todo o comprimento das linhas de injeção e de produção foram enrolados sistemas de resistências e isolamento, de forma a minimizar as perdas térmicas durante o trajeto dos fluidos. Um sistema de válvulas na entrada e saída do separador permite o controle dos períodos de produção dos fluidos contidos no meio poroso do interior da célula SAGD.

A Figura 3.6 mostra o sistema de produção, com destaque para o separador gás-líquido (1) e o condensador (2).



Figura 11.6 – Sistema de Produção

3.5 Sistema de medição e aquisição de dados

A medição e monitoramento da pressão nos principais pontos do sistema são realizados com auxílio de três medidores de pressão, um deles registrando a pressão no gerador de vapor, outro no misturador e um na saída da célula. Um conjunto de termopares permite o acompanhamento do comportamento da temperatura em vários pontos do equipamento, sendo possível monitorar a temperatura no gerador de vapor (usado para regulação da operação da resistência de aquecimento), no misturador (obtendo-se a pressão do vapor antes de entrar na célula) e em vinte e quatro pontos diferentes no interior da célula, conforme já citado anteriormente. Os dados de pressão e temperatura obtidos são enviados para um programa de registro e controle, o programa Elipse Scada, cuja interface é mostrada na Figura 3.7.

Duas válvulas asseguram a contra pressão, uma de segurança controla a pressão no gerador de vapor e uma controla de forma indireta a pressão no separador.

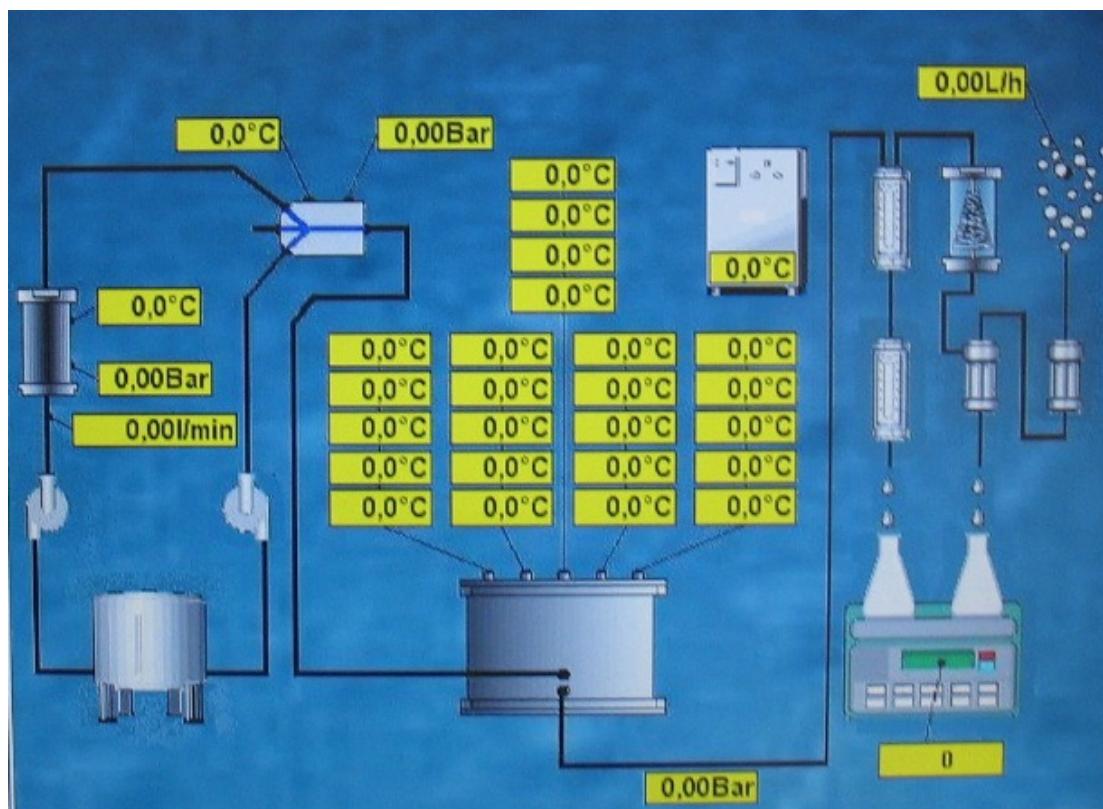


Figura 12.7. Interface do programa Elipse Scada

Além dos citados componentes, o aparato experimental apresenta outros. Uma lista completa está arrolada na Tabela 3.1.

Elemento	Descrição
Reservatório de água	Recipiente plástico - 10 L
Bomba HPLC	PU 2086 Plus, máx. vazão: 20 ml/min
Célula SAGD	Prisma de aço inoxidável, comprimento e altura: 30 cm, largura: 10 cm
Gerador de vapor	Desenvolvido na Unicamp, máx. temp.: 250°C, máx. vazão: 25 ml/min
Controlador de temperatura	Novus N321, máxima temperatura: 200°C
Gasômetro	Ritter TGO ¼, faixa 0,1-30 L/h
CLP	Altus 24MCP
Controlador de fluxo (N ₂)	Matheson modelo 8270, faixa: 0,01-5 SLPM
Transdutor de pressão	Omegadyne PXM209
Termopares	Omegadyne Tipo k, faixa: -40 a +300°C
Termostatizador	Tecnal TE-184, faixa: -10°C a 99,9°C
Microesfera de vidro	Diâmetro entre 1.4 e 2 mm, densidade média de 2.5
Óleo	Petrobras, ° API: 15,7
Válvula de contra pressão	RL3, faixa de operação: 10 – 225 pig
Tubos	¼ de polegada, material: aço inox
Separador	Aço inoxidável, capacidade: 1,5 L
Aquisição de dados	Elipse Scada
Karl Fisher	Titulador Karl Fisher Volumétrico 841 Tritando, Methrom
Balança	Ohaus, modelo Adventurer, faixa: 0-4100 g, 0,01 g por divisão

Tabela 4.1 - Lista dos principais equipamentos e materiais utilizados

Capítulo 4

Metodologia

O capítulo presente destina-se a descrever as metodologias experimental e numérica utilizadas. Primeiramente são apresentados a modelagem do óleo e os parâmetros necessários para formulação dos modelos numéricos, tais como as dimensões dos modelos físicos e a posição dos poços e dos termopares, além das propriedades dos materiais e dos fluidos e as condições iniciais e operacionais empregadas nos procedimentos envolvendo a drenagem gravitacional assistida por vapor em escala de laboratório. Em seguida é apresentada a metodologia empregada nos testes laboratoriais com a célula SAGD, ressaltando os parâmetros utilizados e as principais dificuldades encontradas.

4.1 Simulação Numérica

Nesta seção encontram-se a caracterização numérica do óleo utilizado na simulação e da célula SAGD, utilizados para a previsão e suporte dos experimentos realizados.

Para a realização dessa etapa foi utilizado o software STARS da CMG para geração do modelo e obtenção dos resultados numéricos.

4.1.1 Caracterização do óleo

A caracterização do óleo utilizado nas simulações apresentadas nesse trabalho foi realizada por Laboissière (2009), que efetuou um criterioso procedimento para adquirir maior segurança sobre a viscosidade e a densidade do mesmo. Os estudos em laboratório foram com óleo pesado da bacia do Espírito Santo ($15,7^{\circ}$ API, 2021 cp a 51°C). Esse procedimento parte dos dados da viscosidade na temperatura de reservatório e nas pressões da liberação diferencial, obtidos através de um viscosímetro do tipo *rolling-ball*. A Figura 4.1 representa os dados obtidos por Laboissière (2009) com auxílio do programa WINPROP-CMG (2008) e dos dados da composição do óleo em estudo (Apêndice C) para a viscosidade do óleo morto, após muitos ajustes, comparados com os medidos experimentalmente nos viscosímetros *rolling-ball* e *Cambridge*.

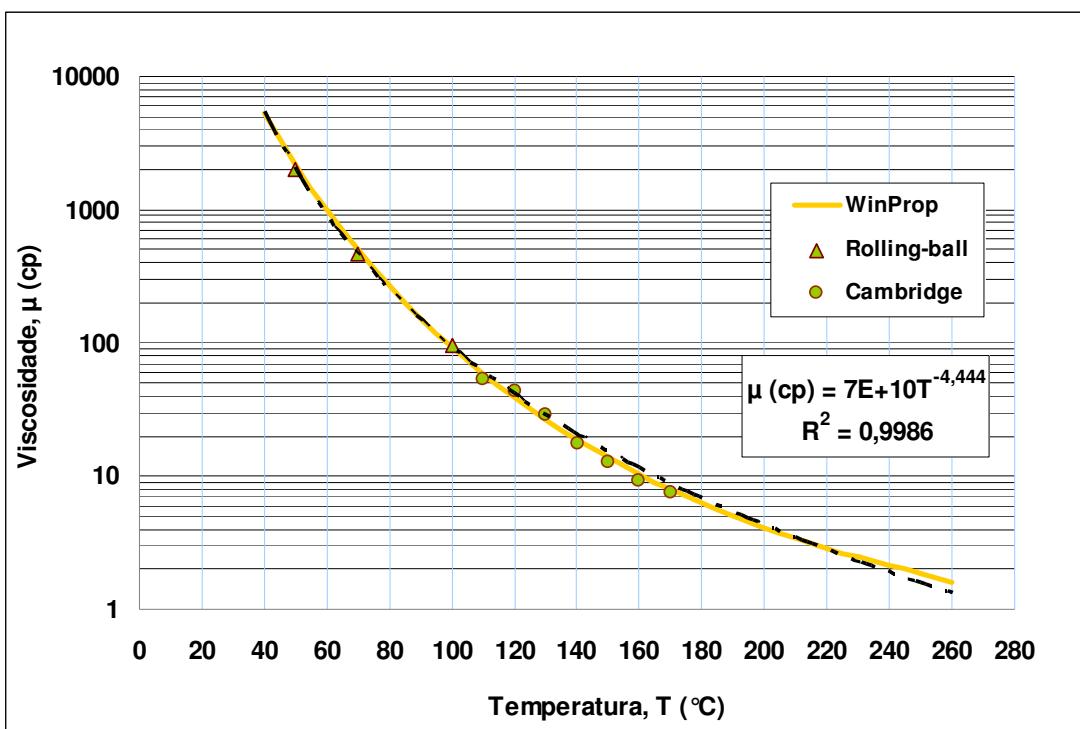


Figura 13.1 - Viscosidade do óleo morto (Laboissière, 2009)

O comportamento da densidade do óleo sob a influência da temperatura foi também obtido através do WINPROP-CMG (2008). Os dados são sob pressão atmosférica e apresentam relação inversa com a temperatura, como mostrado na Figura 4.2.

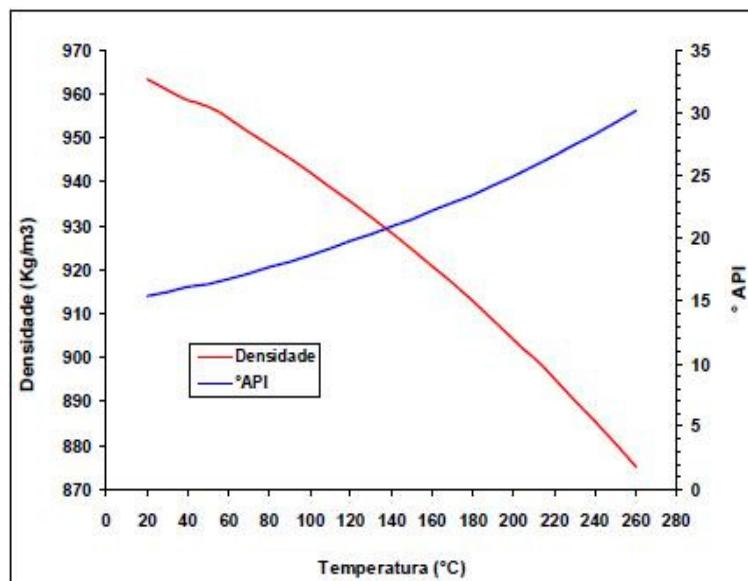


Figura 14.2 – Densidade e °API do óleo (Laboissière, 2009)

Para detalhes do processo de caracterização do óleo, ver Laboissière (2009).

4.1.2 Modelo numérico

Os fenômenos de transporte dos fluidos e de transferência de calor e massa são representados em um modelo de porosidade simples, no qual o meio poroso e a célula são tratados como unidades distintas de simulação. O mecanismo de aquecimento da célula será por meio de condução e convecção pelo escoamento do vapor através do meio poroso. Destacam-se, na simulação da célula, dois tipos distintos de materiais, um representando a parede externa e outro o meio poroso (reservatório), detalhes serão vistos a partir da próxima seção.

4.1.3 Descrição do modelo

A malha de simulação inicial é um modelo desenvolvido por Torres (2008) e adaptado por Laboissière (2009). Ela consiste de $17 \times 12 \times 17$ blocos nas direções x , y e z , respectivamente. As dimensões dos blocos na direção x são de 0,3 cm para a parede de aço da célula e 2 cm para as demais células. Na direção y , de 0,3 cm para a parede e última série e 1 cm para as demais. Já para a direção z , 0,3 cm para a primeira e última série e 2 cm para as demais séries. Ambos os poços, produtor e injetor, possuem 9 cm de comprimento e 0,1 cm de diâmetro. O injetor está no bloco de coordenadas (9,1:10,2) e o produtor, 6 cm abaixo do injetor, no bloco de coordenadas (9,1:10,5).

O novo modelo visa representar o aparato de maneira mais homogênea, dividido em células de tamanhos iguais, respeitando as medidas físicas do modelo. As sondas térmicas serão cinco e o total de termopares serão 24.

A Figura 4.3 ilustra as geometrias areal e 3D do modelo desenvolvido por Laboissière, com escala em centímetros.

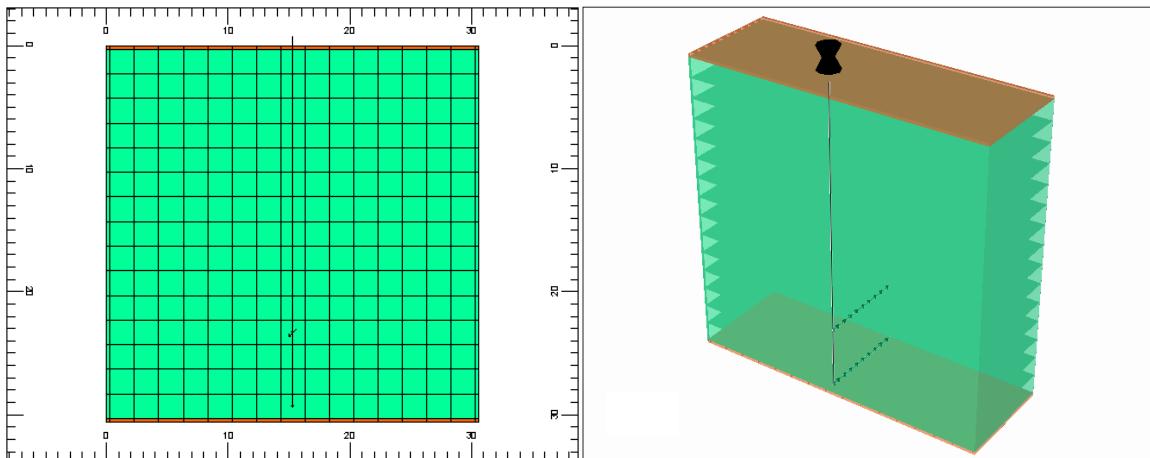


Figura 15.3 - Vista Areal e 3D do Modelo SAGD, Laboissière, 2009.

No entanto, o modelo em questão ainda não representa fielmente o aparato experimental da célula SAGD, visto que a distância entre os poços deve ser de 5cm , o diâmetro deles é, na realidade, um quarto de polegada e a parede externa tem uma espessura de 5mm. Visando a uma representação mais próxima do aparato experimental, foram realizadas adaptações à malha de simulação inicial.

O modelo final passou a consistir de 17x12x17 blocos nas direções x, y e z, respectivamente. As dimensões dos blocos na direção x são agora, de 0,5 cm para a parede de aço da célula 1,5 cm para segunda célula, 2 cm para as próximas 5 células, 1,5 cm para a célula seguinte, 3 cm para a posterior, 1,5 cm para as duas seguintes e 2 cm para as 5 restantes. Na direção y, de 0,5 cm para a parede e última série e 0.9 cm para as demais células. Já para a direção z, 0,5 cm para a primeira e última séries, 1 cm para a seguinte, 2 cm para as 2 próximas, 1 cm para a seguinte, 2 cm para as 10 seguintes e 3 cm para a restante. Ambos os poços, produtor e injetor, possuem 9 cm de comprimento e 0,635 cm de diâmetro. O injetor está no bloco de coordenadas (9,1:11,5) e o produtor, 5 cm abaixo do injetor, no bloco de coordenadas (9,1:11,2).

A Figura 4.4 ilustra a geometria areal do novo modelo.

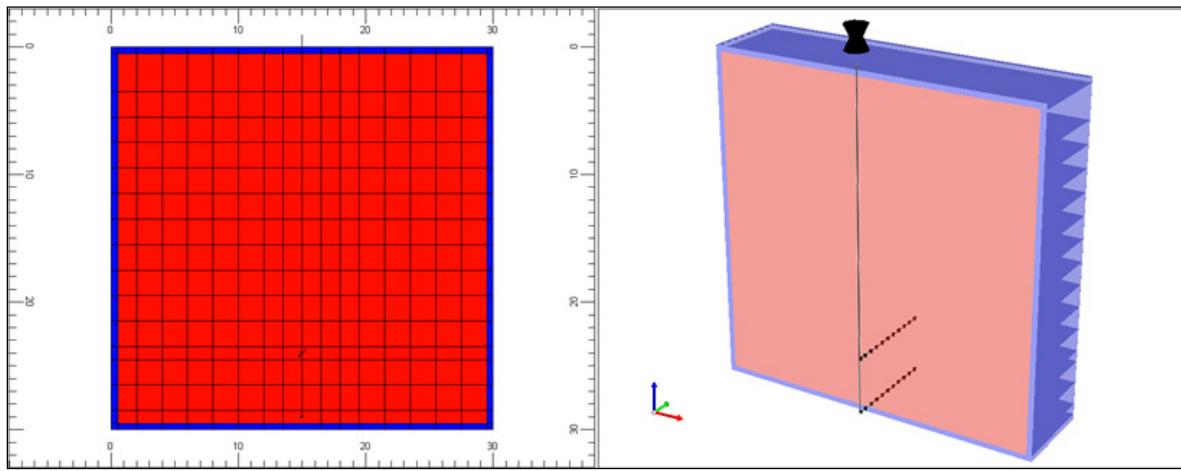


Figura 16.4 - Vista Areal e 3D do novo modelo SAGD

4.1.4 Propriedades de Rocha

A rocha aqui representada é modelada seguindo sugestões de modelos na literatura. O meio poroso é composto de esferas de vidro com diâmetro variando de 1.4 a 2 mm, e foi mantida a uma porosidade constante no valor de 44%. Na representação da parede de aço, foram utilizados na simulação valores nulos tanto para permeabilidade quanto para a porosidade.

Para o caso base da simulação desse trabalho, foi adotado o valor de 55 D para a permeabilidade e a explicação para essa escolha está detalhada na seção a seguir.

Para modelar a transferência de calor por condução, são apresentadas as propriedades térmicas dos materiais envolvidos no processo.

Dois tipos de materiais são introduzidos como dados de entrada no simulador. O tipo 1 com as propriedades térmicas da esfera de vidro, que representa o meio poroso, e o tipo 2 para o aço. Os valores destas propriedades encontram-se nas Tabelas 4.1 e 4.2.

Tabela 5.1 – Propriedades das rochas – caso base		
Célula	Porosidade (%)	Permeabilidade (D)
Meio Poroso	44	55
Célula (aço)	0	0

Tabela 6.2 – Propriedades térmicas do modelo		
Material	Capacidade Calorífica (J/cm ³ - °C)	Cond. Térmica (J/cm ³ °C min)
(1) Esfera de vidro	1,9	0,70
(2) Aço	4/4	9,62

4.1.4.1 Cálculo da Permeabilidade

Para seleção de um valor plausível e consistente para a permeabilidade do meio poroso de um projeto em escala de laboratório para aplicação do método de injeção de vapor por SAGD foi levado em consideração o fator de escala definido por Butler e mostrado na equação (2-2), na seção 2.4.1. Assim sendo, atentou-se em considerar as propriedades de um caso de campo real para que, dessa forma, a permeabilidade utilizada na simulação e no experimento laboratorial fosse similar a um caso real.

Nessas condições, considerando-se o fator de escala B_3 , que deve ser igual para o modelo e o campo real, tem-se que:

$$\left(\sqrt{\frac{kgh}{\phi\alpha\Delta S_o m v_s}} \right)_{\text{modelo}} = \left(\sqrt{\frac{kgh}{\phi\alpha\Delta S_o m v_s}} \right)_{\text{real}} \quad (4-1)$$

Seja então um campo real com mesmas as propriedades do meio poroso utilizadas na simulação, ou seja, modelo e campo com mesmos valores de difusividade térmica, porosidade, variação da saturação de óleo, constante m e viscosidade cinemática. Dessa forma, a expressão (4-1) reduz-se a:

$$(kh)_{\text{modelo}} = (kh)_{\text{campo}} \quad (4-2)$$

Por fim, tomando por base que quaisquer valores de permeabilidades inferiores a 500 mD no campo tornam inviáveis a aplicação do método SAGD e sabendo que, em média, a espessura dos reservatórios de óleo pesado no Brasil é de 20 m e a permeabilidade encontra-se em torno dos

800 mD, pode-se calcular para o modelo em questão, que possui espessura de 30 cm, um valor equivalente para a permeabilidade do meio poroso, assim:

$$(0,30 \times k)_{\text{mod elo}} = (0,800 \times 20)_{\text{campo}}$$

$$k_{\text{mod elo}} = \frac{0,800 \times 20}{0,3} = 53,33D$$

Ou seja, o valor adotado de 55 D consiste em uma interessante opção visando à representatividade do modelo.

4.1.5 Propriedades da Interação rocha-fluido

Seguindo os casos reportados da literatura, foram definidas as curvas de permeabilidades relativas para a matriz, tanto para o sistema óleo – água como para o sistema gás – óleo, ver Torres (2008). Na investigação da influência da permeabilidade relativa no processo térmico, curvas não lineares e lineares foram analisadas, sendo que as lineares apresentaram melhor desempenho para o estudo da injeção de vapor utilizando o método SAGD.

4.1.6 Condições iniciais do modelo

A Tabela 4.3 mostra as condições iniciais utilizadas para o modelo de simulação e representam a célula SAGD e as saturações dos fluidos em condições de reservatório. Lembrando que para o cálculo do volume poroso foram descontadas as dimensões da parede de aço e o valor de porosidade foi, como já mencionado, 44%, havendo 5% de saturação de água e 95% de óleo.

Tabela 7.3 - Volumes iniciais sob condições de reservatório do Modelo					
Condição de Referência	Volume total do modelo (cm ³)	Volume do espaço poroso (cm ³)	Volume da fase aquosa (cm ³)	Volume da fase óleo (cm ³)	Volume da fase gás (cm ³)
Reservatório	9000	3330,36	166,518	3163,842	0

4.1.7 Condições operacionais

As condições operacionais de entrada e saída de fluidos do modelo são determinadas para o poço produtor e injetor. A Tabela 4.4 resume as condições operacionais utilizadas na simulação para o caso base.

Tabela 8.4 - Condições operacionais utilizadas no Modelo					
Poço	Vazão (cm ³ /min)	Pressão (kPa)	Qualidade do vapor	Temperatura de injeção (°C)	Fluido Injetado
Produtor	-	490	-	-	-
Injetor	15	500	100%	151.1	Vapor/N ₂

4.2 Procedimentos para avaliação dos mecanismos de recuperação de óleo

O estudo numérico da drenagem gravitacional assistida por vapor e nitrogênio foi conduzido de forma a analisar inicialmente o processo SAGD convencional, ou seja, aquele em que o poço injetor opera com injeção constante de vapor. No entanto, conforme já mencionado anteriormente, projetos de injeção de vapor têm sua economicidade fortemente dependente da razão vapor óleo (SOR) alcançada, sendo que valores elevados inviabilizam a continuidade econômica do projeto. Nesse contexto, foi investigado um caso envolvendo também a injeção de nitrogênio. Para tanto, a injeção de nitrogênio foi iniciada após interrompida a injeção de vapor, depois de um período de injeção constante, quando a SOR apresentava uma tendência de crescimento mais agudo (método conhecido como *SAGD Wind-Down*, Zhao *et al*, 2003).

Caso 1 – SAGD convencional

No primeiro caso são investigados quais os mecanismos de recuperação envolvidos no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor. Assumindo as condições iniciais e

operacionais anteriormente descritas, a simulação numérica é feita num intervalo de 400 minutos com injeção contínua de vapor.

Caso 2 – SAGD Wind-Down

O processo *Wind-Down* busca um melhor aproveitamento energético do processo SAGD. Dessa forma, tomando-se por base os resultados da simulação do SAGD convencional – Caso 1 – foi possível, pela análise da razão vapor óleo instantânea, definir o instante no qual a injeção contínua de vapor passa a ser energeticamente subutilizada e, a partir de então, cessa-se a injeção de vapor e inicia-se a injeção contínua de nitrogênio. Essa substituição visa prolongar a produção de óleo utilizando a energia *in place* e reduzir a quantidade de vapor injetado.

4.3 Procedimentos Experimentais

Nesta primeira etapa são descritos os procedimentos realizados para a conclusão dos experimentos em condições controladas de laboratório, sobre a recuperação de óleo pesado através da injeção de vapor e nitrogênio no processo SAGD. Neste estudo, o aparato experimental construído e montado na Unicamp é semelhante ao dos modelos encontrados na literatura, como descrito por Bagci (2006).

Inicialmente detalha-se o processo de escolha e obtenção do material para ser utilizado como meio poroso, sendo citados os principais testes executados visando à determinação das propriedades permo-porosas do meio. Em seguida são mostrados os parâmetros operacionais empregados durante os experimentos.

4.3.1 Seleção do meio poroso

Conforme mencionado na seção 4.1.4, o sucesso dos experimentos envolvendo drenagem gravitacional assistida por vapor está diretamente ligado a obtenção de propriedades coerentes para o meio poroso a ser utilizado. Foi levando em consideração essa preocupação que, neste trabalho, uma atenção especial foi dada para a escolha do meio poroso.

Quatro testes foram realizados até a obtenção do material adequado para a execução dos experimentos. Para tanto foi obtida certa quantidade de areia grossa e, com auxílio de peneiras, foram testadas diferentes composições variando o diâmetro médio da areia em cada caso.

Inicialmente, areia peneirada na faixa de 60-80 *mesh* (diâmetro médio inferior a 1 mm) foi testada para compor o meio poroso. No entanto, após testes com auxílio de um permeabilímetro, foi possível verificar que a permeabilidade absoluta desse meio ficou muito abaixo do pretendido, com valores em torno de 6 D. Continuando os testes, uma nova composição com diâmetro médio entre 1 e 1,19 mm foi analisada, ainda sem o sucesso almejado, com valores de permeabilidade de 31 D. Já para o terceiro teste, o diâmetro médio da amostra preparada ficou entre 1,19 e 2 mm. Para esse caso, o valor medido da permeabilidade atingiu 35 D. Foi observado, então, que o valor pretendido estava mais próximo. Como a variação do tamanho dos grãos para a terceira amostra era considerável, uma quarta amostra foi preparada excluindo as frações com diâmetro inferior a 1,4 mm. Essa amostra com diâmetro médio entre 1,4 e 2 mm foi analisada e sua permeabilidade medida também foi de 35 D. A Tabela 4.5 mostra um resumo dos resultados obtidos nos 4 testes realizados.

Tabela 9.5 – Testes de Permeabilidade		
Teste	Diâmetro Médio (mm)	Permeabilidade (D)
1	$d < 1$	6
2	$1 < d < 1,19$	31
3	$1,19 < d < 2$	35
4	$1,4 < d < 2$	35

O resultado obtido no último teste não era esperado, uma vez que com a retirada das frações menores que tenderiam a restringir o fluxo, o valor da permeabilidade deveria ser maior que o anterior. Porém foi depois constatado que para valores de permeabilidade acima de 35 D estava fora da faixa de precisão de trabalho do permeabilímetro utilizado. Fez-se necessário então o estudo de uma nova forma de estimar a permeabilidade.

Recorrendo mais uma vez aos trabalhos de Butler e outros autores, verificou-se que em suas atividades experimentais, os valores elevados de permeabilidade eram obtidos com utilização de micro esferas de vidro para constituir o meio poroso. Dessa forma, considerando a faixa granulométrica em que foi conduzido o quarto teste com areia, foram então obtidas as micro esferas de vidro (mostrada na Figura 4.5). Uma vez tendo em mãos tal material, uma nova avaliação da permeabilidade foi realizada para verificar o comportamento dessa propriedade no novo componente.

Como o permeabilímetro disponível no laboratório não possuía precisão para medição dos altos valores de permeabilidade, um modelo simplificado do experimento de Darcy (1856) foi desenvolvido no laboratório para estimar esse parâmetro.

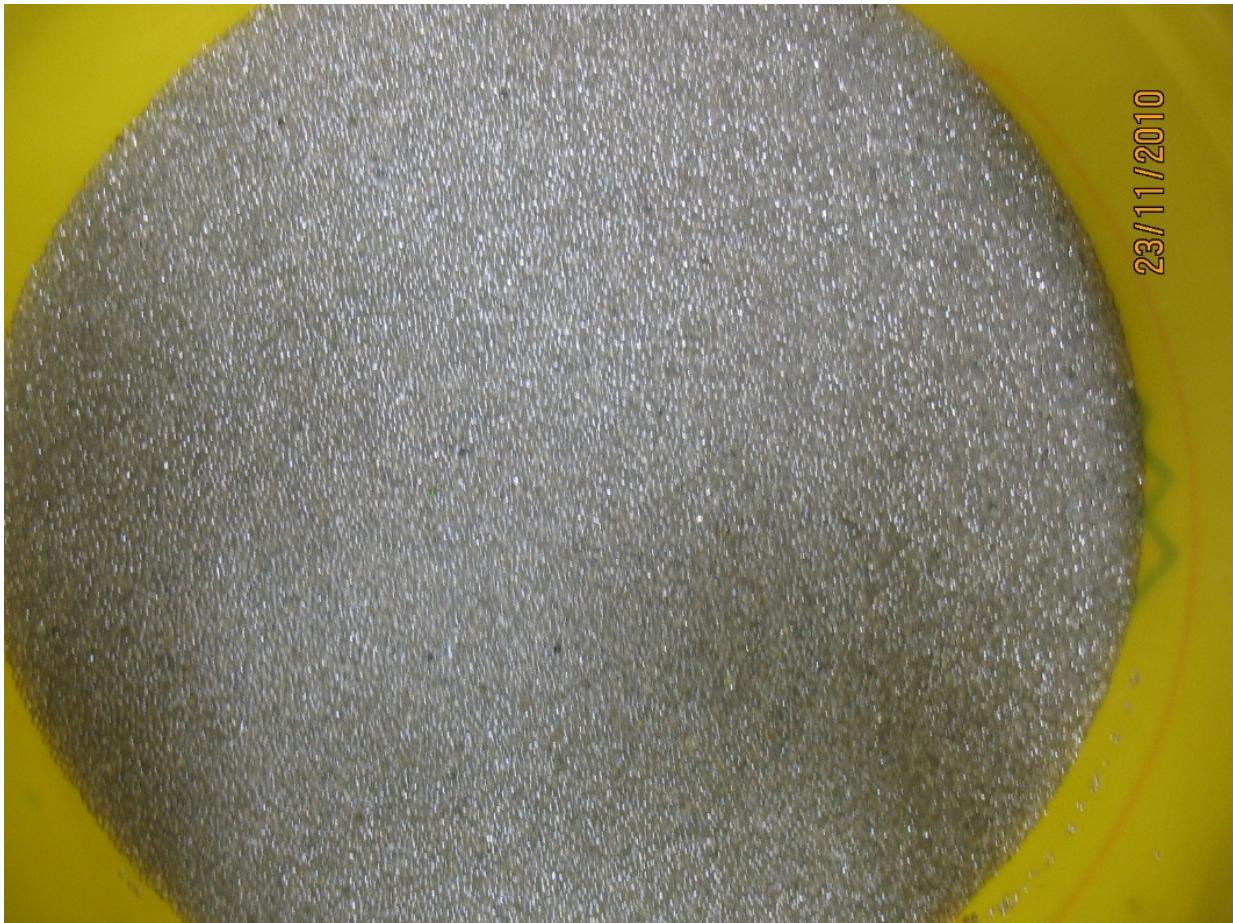


Figura 17.5 – Micro esferas de vidro

Abaixo segue uma dedução literal desse procedimento utilizado para estimativa da permeabilidade.

A Figura 4.6 mostra um esquema simplificado do aparato montado. Nela, os valores de “ h ” (nível de água continuamente completado) e “ L ” são mantidos constantes.

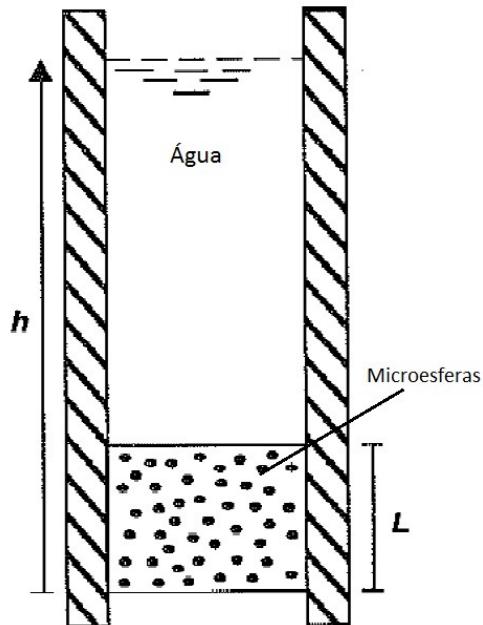


Figura 18.6 – Aparato de fluxo – Adaptado de Rosa *et al*, 2006

A equação da vazão de água através do meio poroso, usando um sistema compatível de unidades, é dada por:

$$q = \frac{k \cdot A \cdot \gamma \cdot \Delta\phi}{\mu \cdot L}$$

Onde $\Delta\phi = \phi_1 - \phi_2$ é a diferença de potencia entre os pontos de entrada e de saída da água no meio poroso, sendo ϕ_1 o potencial na entrada e ϕ_2 o potencial na saída, μ é a viscosidade do fluido e γ é o peso específico. A vazão constante também pode ser calculada como o volume de água escoado pelo tempo gasto. Esse volume foi medido com o auxílio de uma proveta localizada a jusante ao tubo. Ou seja:

$$q = \frac{\text{Volume}}{\text{tempo}} = \frac{k \cdot A \cdot \gamma \cdot \Delta\phi}{\mu \cdot L}$$

O potencial de fluxo é definido pela expressão:

$$\phi = \frac{1}{\gamma} (p - p_0) + (z - z_0)$$

Onde p_0 é a pressão atuante no nível z_0 . Definindo como nível de referência a base do meio poroso e escolhendo $z_0 = 0$ tem-se $p_0 =$ pressão atmosférica. Assim, pode-se chegar que $\Delta\phi = \phi_1 - \phi_2 = h$. Dessa forma, tem-se que:

$$q = \frac{\text{Volume}}{\text{tempo}} = \frac{k \cdot A \cdot \gamma \cdot h}{\mu \cdot L}$$

E, como são conhecidos todos os parâmetros, o valor da permeabilidade “k” pôde ser estimado

Após a realização desse procedimento e aplicando-se a lei de Darcy, sendo conhecidos a vazão de água, a área de seção transversal do tubo utilizado no experimento, a viscosidade e peso específico da água, o comprimento do meio poroso (representado pelas micro esferas) e a altura total do tubo, foi possível estimar o valor da permeabilidade do meio. Conforme almejado, uma permeabilidade de valor superior a 50D foi obtida, no caso 55D, o que é um valor plenamente aceitável para as condições do experimento..

4.3.2 Preparação da mistura

A etapa que antecede a realização dos procedimentos experimentais envolvendo a injeção de vapor na célula SAGD é caracterizada pela confecção da mistura do meio poroso com os fluidos, ou seja, a saturação do espaço poroso com óleo, água e gás (ar). Nesse processo, tendo sido previamente medida com o auxílio de um porosímetro a porosidade do meio, foi possível estimar o volume inicial de óleo que, misturado às micro esferas, comporia a mistura que preencheria o volume interno da célula.

Inicialmente preencheu-se a célula com micro esferas de vidro. Medindo-se sua massa equivalente e, de posse da massa específica, foi possível estimar o volume de micro esferas e consequintemente o volume poroso disponível a ser preenchido pelos fluidos. O procedimento utilizado para estimar a porosidade e as saturações dos fluidos está mostrado no Apêndice B.

Após misturados os elementos, um processo de homogeneização foi efetuado. Finda essa etapa, a mistura foi adicionada à célula, sem qualquer compactação. A Figura 4.7 traz uma imagem da célula preenchida com a mistura.



Figura 19.7 – Célula SAGD preenchida com meio poroso e fluidos

4.3.3 Parâmetros Experimentais utilizados

Tomando como base os principais experimentos reportados da literatura sobre injeção de vapor envolvendo o método SAGD foram adotados os parâmetros principais desse trabalho.

A vazão de injeção de vapor foi escolhida como 15 cm³/min. Inicialmente a vazão de 20 cm³/min estava em prioridade, mas visando uma maior segurança dos equipamentos e com base na pequena variação que essa redução de vazão trouxe nos estudos simulados, a vazão de 15 cm³/min foi adotada.

Outro parâmetro muito importante para o projeto é a pressão de injeção, ou melhor, a diferença de pressão entre os poços injetor e produtor. Na literatura a maioria dos trabalhos utilizava o meio poroso e o poço produtor à pressão atmosférica, injetando vapor a uma pressão cerca de 20 kPa maior, evidenciando assim os efeitos da drenagem gravitacional e minimizando a formação de *fingers*. No entanto, o aparato experimental desses casos contava com uma célula elevada em relação à posição do separador e do sistema de produção, o que significava ter a gravidade como um auxílio no processo de escoamento dos fluidos produzidos.

Já para o aparato experimental disponível para realização desse trabalho, a posição do separador estava a um nível superior ao da saída dos fluidos na célula, o que inviabilizava trabalhar com pressão atmosférica no interior da célula. Dessa forma, a célula e o poço produtor foram pressurizados até 4,9 bar, o que resultaria numa diferença de pressão que possibilitaria o escoamento dos fluidos produzidos rumo ao sistema de produção, tão logo fosse aberto o fluxo à pressão atmosférica. Ainda, objetivando manter a pequena variação de pressão entre os poços injetor e produtor, a pressão de injeção foi sempre em torno de 5 bar. Essa situação, no entanto, dificultou que a produção dos fluidos fosse feita de uma forma mais contínua, havendo necessidade de esperar que um volume significativo de fluidos atingisse o separador para então drená-lo para produção.

Antes do início da injeção de vapor, a célula foi pré-aquecida a uma temperatura de 51°C com auxílio das resistências que a envolvia.

A temperatura do vapor a ser injetado nessa pressão foi, considerando as propriedades da água, pouco acima de 150°C.

Com o monitoramento dos termopares presentes no interior da célula era possível saber o momento em que a temperatura média da célula estava nos 51°C pretendidos. Atingida esta

temperatura, tinha início a preparação da injeção do vapor na célula. Inicialmente era configurada a temperatura de geração de vapor para 160°C e então água era bombeada do reservatório até o gerador de vapor, onde o vapor era gerado e então direcionado para o misturador. Nesse equipamento eram realizadas drenagens do vapor até que se atingisse um regime permanente de geração de vapor com temperatura e pressão no misturador estabilizadas, e consequentemente estando estabilizadas as condições de injeção. Para os experimentos realizados, a temperatura de injeção foi de 151°C com pressão sempre próxima de 5 bar. A Figura 4.8 mostra em detalhe o sistema de injeção e os principais equipamentos envolvidos.

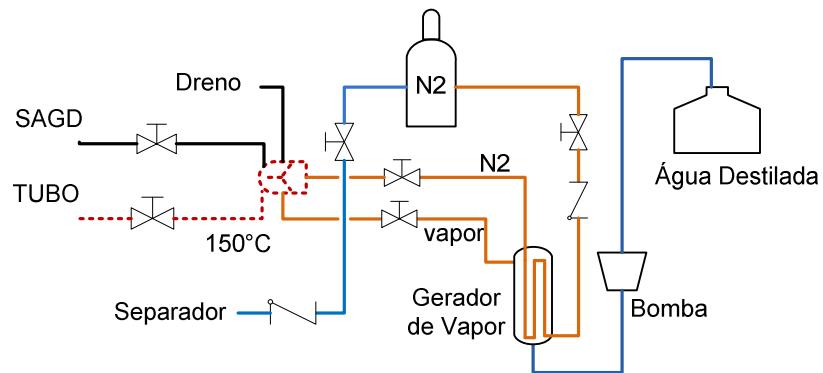


Figura 20.8 – Detalhe do Sistema de Injeção

Durante o ensaio, os fluidos produzidos foram recolhidos por tubos de ensaio posicionados sobre um “carrossel” alocado sobre uma balança digital. O início da produção dos fluidos foi monitorado através de um visor de vidro que há no separador. Apesar de observada certa acumulação de fluidos no separador, a válvula de drenagem era aberta para a produção desses fluidos, o que não permitia uma drenagem contínua, uma vez que era necessário que o fluido produzido saísse da célula SAGD e, vencendo a ação da gravidade, fosse acumulado no separador para então poder ser drenado. Por esse motivo não foi possível um controle da vazão instantânea de produção dos fluidos.

Nos experimentos envolvendo injeção de gás, a vazão era controlada por um controlador mássico e seu controle era feito de forma a manter a pressão constante no interior da célula.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

Nessa seção encontram-se os resultados obtidos nas simulações numéricas da injeção de vapor na célula SAGD feitos previamente à realização dos experimentos e que serviram de suporte para o teste dos parâmetros usados no laboratório bem como para prover uma noção do comportamento dos mecanismos que envolvem o método em estudo. Os arquivos (.dat) de simulação feitos no simulador STARS do grupo CMG encontram-se no apêndice D. Em seguida são explorados os resultados dos experimentos conduzidos no laboratório de métodos de recuperação térmica do Departamento de Engenharia Mecânica da UNICAMP.

5.1 Resultados das simulações preliminares

5.1.1 Caso 1: SAGD Convencional

Seguindo as condições iniciais e operacionais anteriormente descritas, baseadas na análise dos principais trabalhos encontrados na literatura, uma simulação numérica durante um intervalo de 400 minutos foi realizada para estabelecer uma base de estudos e encontrar o instante apropriado para se iniciar o processo *Wind-down*. A Figura 5.1 mostra a variação da taxa de produção de óleo e da razão vapor óleo (SOR) instantânea.

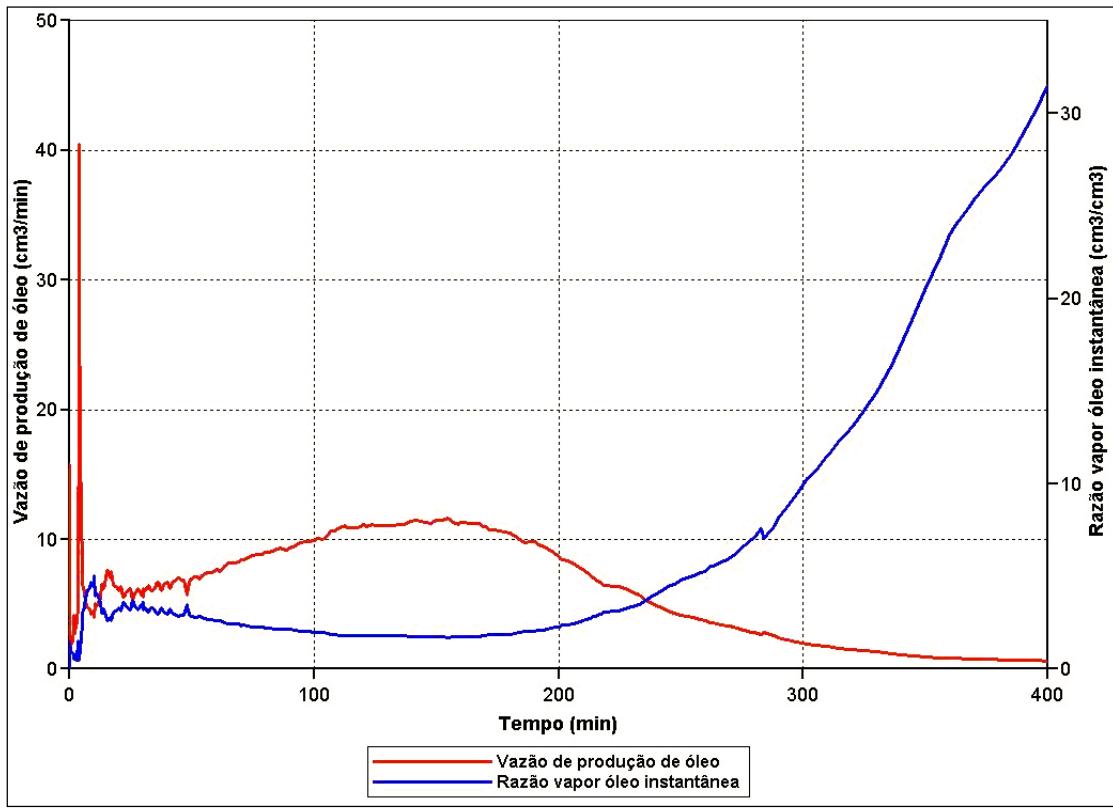


Figura 21.1 – Variações na vazão de óleo e razão vapor óleo instantânea ao longo do tempo no processo SAGD

Após estabelecida a comunicação entre os poços injetor e produtor, a vazão de produção aumentou, atingindo um máximo de $11,6\text{cm}^3/\text{min}$ depois de aproximadamente 155 minutos. Nessa situação, a SOR atingiu seu valor mínimo, em torno de 1,72. A partir de então a produção de óleo decresce gradativamente, o que é acompanhado pelo crescimento gradual da SOR. Passados 200 minutos de produção, a vazão de óleo caiu para aproximadamente $8\text{cm}^3/\text{min}$ enquanto a SOR já atingia um valor de 2,3. Desse instante até o fim dos 400 minutos, a vazão de produção de óleo decaiu de 8 para $0,65\text{cm}^3/\text{min}$ e a SOR aumentou de 2,3 para 31.

A temperatura média da célula e o volume da câmara de vapor estão ilustrados na Figura 5.2, enquanto a distribuição de temperatura e a saturação de óleo no plano central da célula após 50, 100 e 200 minutos do processo SAGD estão mostrados na Figura 5.3. Em 50 minutos a câmara de vapor atinge o topo da célula e após 100 minutos do início da produção, a câmara começa a atingir as laterais da parede da célula. A partir de então, com a exposição cada vez maior das paredes à câmara de vapor, as perdas de calor crescem gradativamente, o que implica num aumento da SOR. Após 200 minutos aproximadamente $\frac{3}{4}$ da célula estava à temperatura de vapor e aproximadamente 73% do óleo havia sido produzido. A manutenção da injeção de vapor

implica em aumento considerável na SOR. Dessa forma, esse foi o momento escolhido para se iniciar o processo *wind-down*.

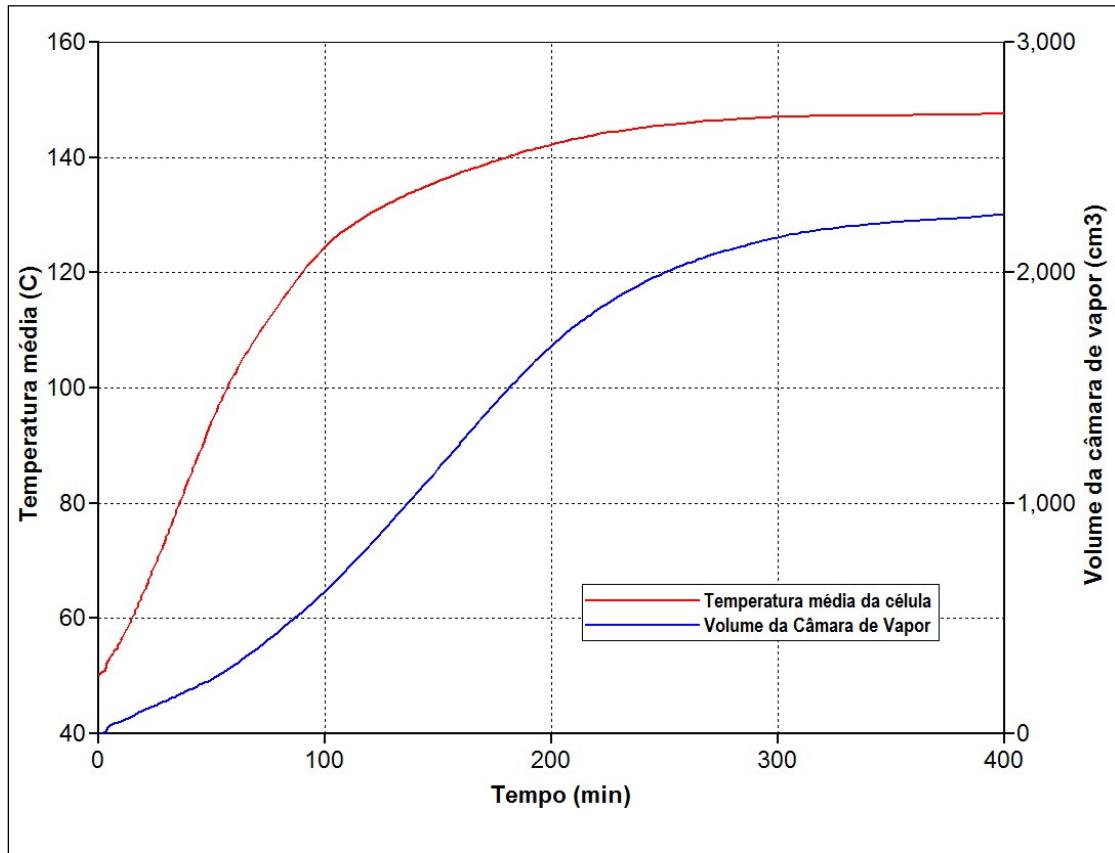


Figura 22.2 – Temperatura média da célula e volume da câmara de vapor

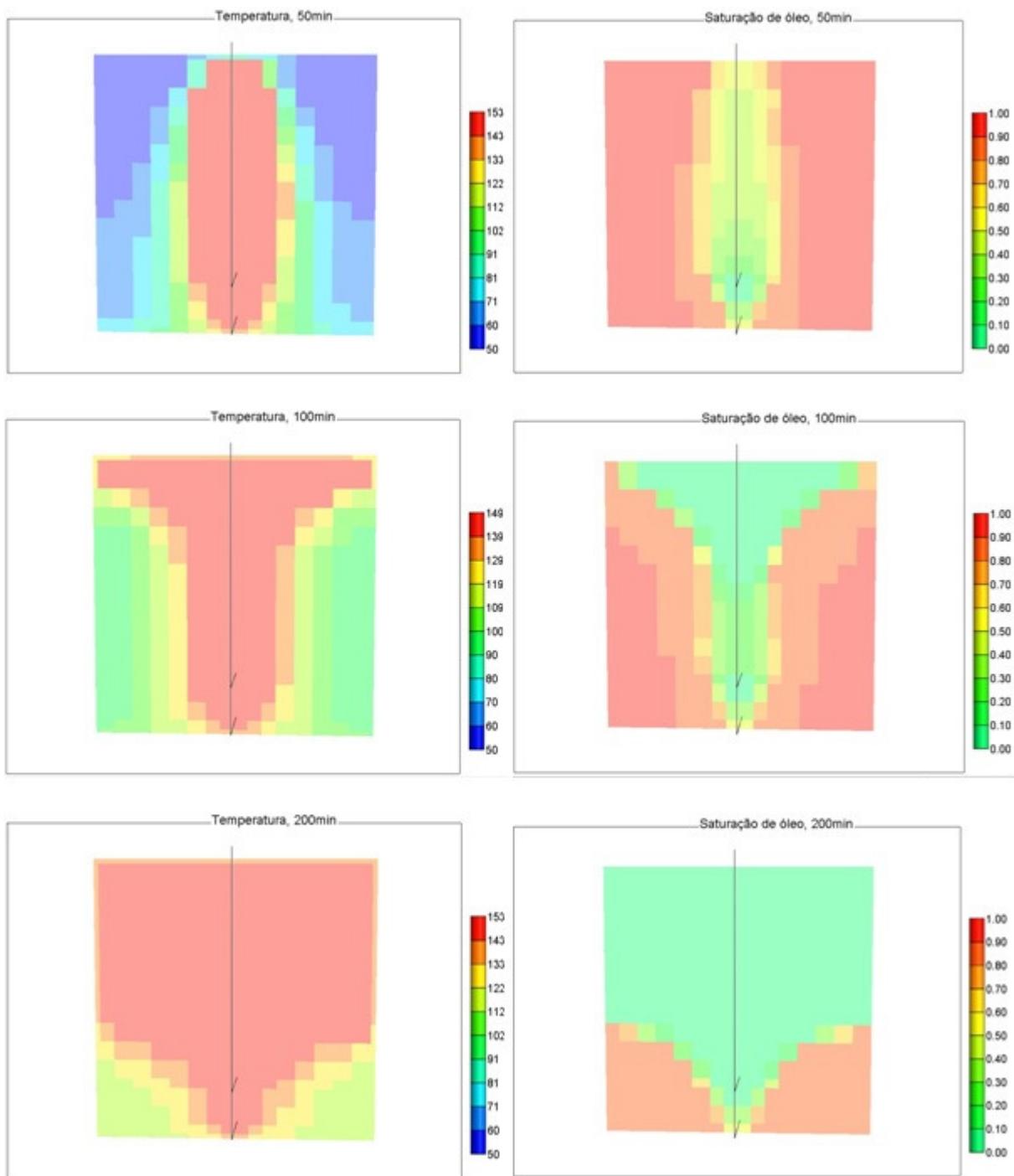


Figura 23.3 – Perfil de temperatura e saturação de óleo em 50, 100 e 200 minutos para o processo SAGD

5.1.2 Caso 2 - SAGD Wind-Down

Continuando os estudos envolvendo injeção de nitrogênio durante o processo SAGD, o processo *wind-down* foi investigado. Nele, interrompe-se a injeção de vapor após 200 minutos e nitrogênio puro à mesma pressão passa a ser injetado até o fim da análise. O processo *wind-down* tem como princípio a manutenção da pressão e a utilização da energia que ainda há no reservatório para continuar a produção de óleo. O histórico da injeção de nitrogênio está mostrado na Figura 5.4.

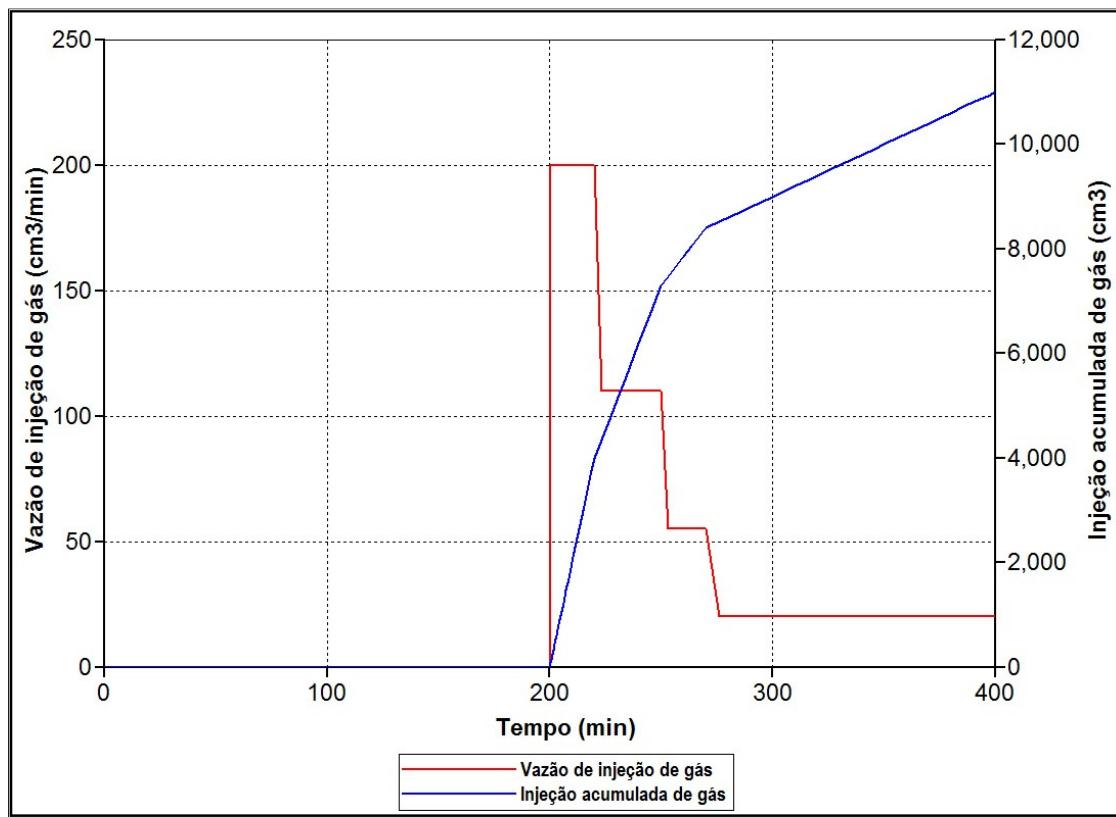


Figura 24.4 – Vazão de injeção e injeção acumulada de N2

A vazão de injeção começa a um valor elevado, de 200 cm³/min, e vai sendo diminuída até a vazão de 20 cm³/min, a mesma utilizada na injeção de vapor. A necessidade de injeção a uma vazão mais elevada no início é justificada pela maior necessidade, a princípio, de compensar a queda da pressão resultante da condensação do vapor devido às perdas de calor. Um volume total de 11000 cm³ de gás foi injetado entre 200 e 400 minutos.

A produção acumulada de óleo e a SOR acumulada para o processo com injeção de nitrogênio são comparadas com aquelas do SAGD convencional na Figura 5.5.

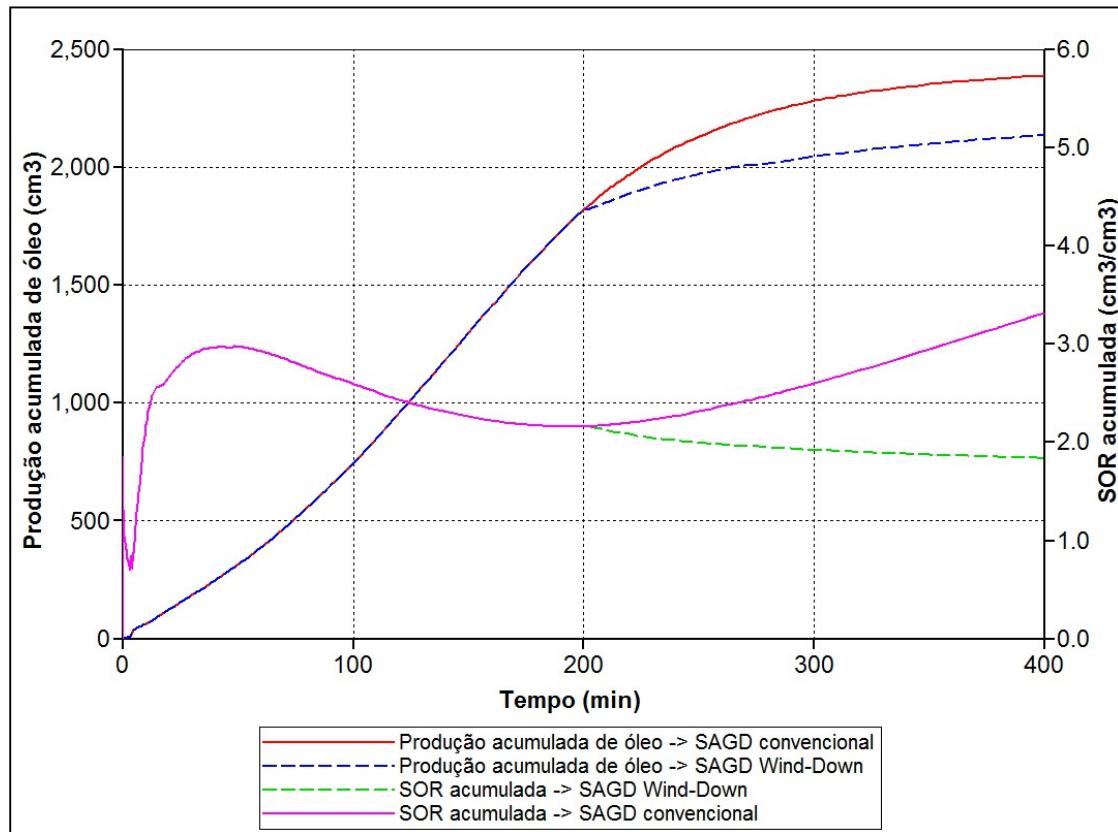


Figura 25.5 – Produção e SOR acumuladas para os processos SAGD e wind-down

Durante o período entre 200 e 400 minutos, a SOR acumulada caiu de 2,1 para 1,8 no processo com injeção de gás, enquanto, no mesmo período, a SOR acumulada subiu de 2,1 para 3,3 no processo SAGD convencional. Durante o mesmo período de 200 minutos, o SAGD convencional produziu 569 cm³ de óleo, enquanto o processo *wind-down* produziu 318 cm³ de óleo, ou seja, 56% da produção do SAGD. A SOR teve uma melhora considerável, ao custo de uma redução na produção.

As distribuições de temperatura do SAGD convencional e do processo *wind-down* em 200, 250, 300 e 400 minutos estão mostradas na Figura 5.6.

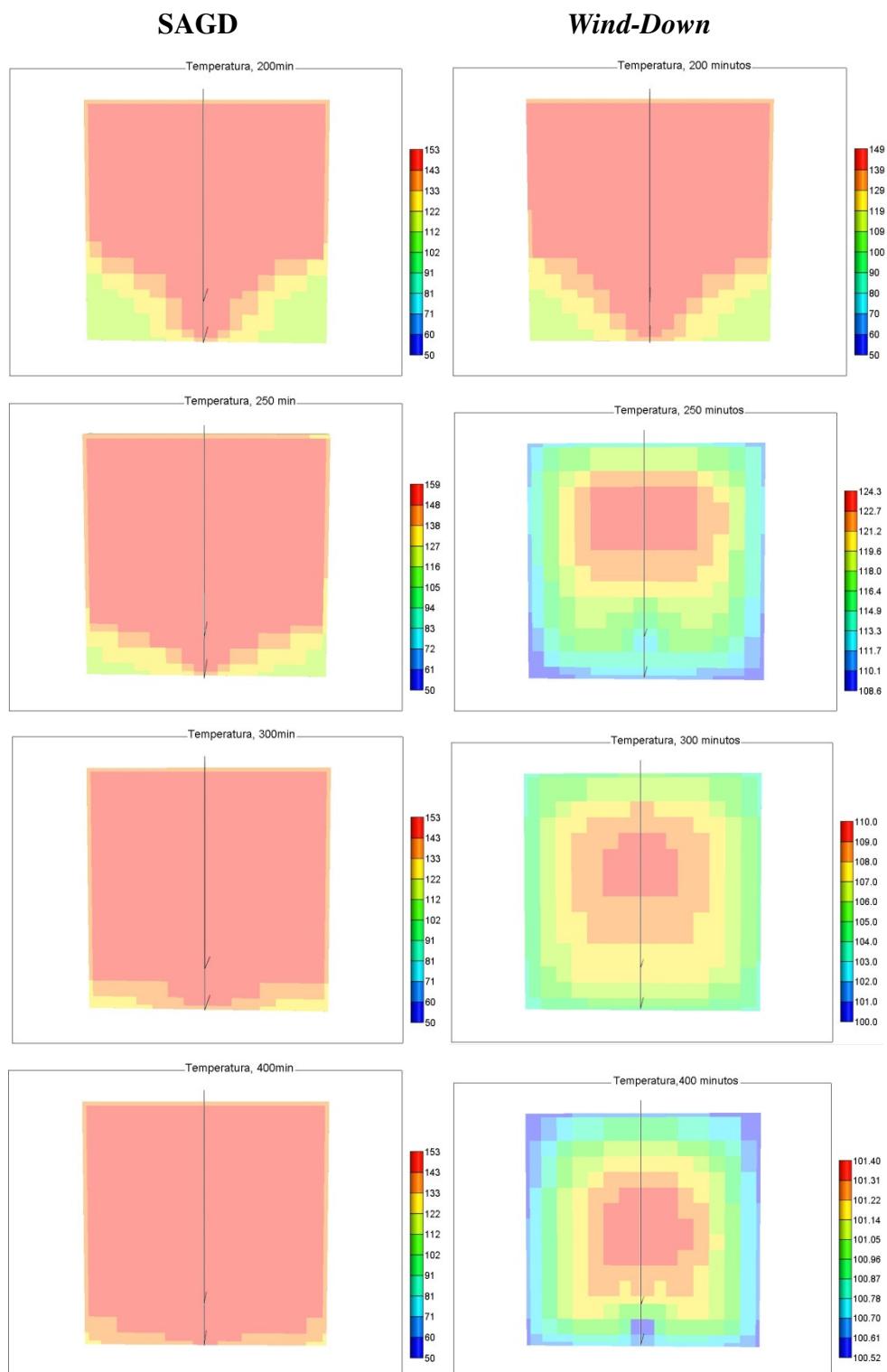


Figura 26.6 – Perfis de temperatura em 200, 250, 300 e 400 minutos para os processos SAGD e wind-down

Durante o período *wind-down*, a temperatura média da célula para a injeção de N₂ foi muito menor do que para o SAGD convencional. Isso ocorreu principalmente devido ao fato de a energia injetada ter se tornado menor do que na injeção contínua de vapor. A menor temperatura na célula implica em menores perdas de calor, mas também torna a viscosidade de óleo maior, o que resulta numa diminuição da produção de óleo. A temperatura na região superior da célula se encontra menor que na região central, o que torna a perda de calor menor, como mostra a Figura 5.7.

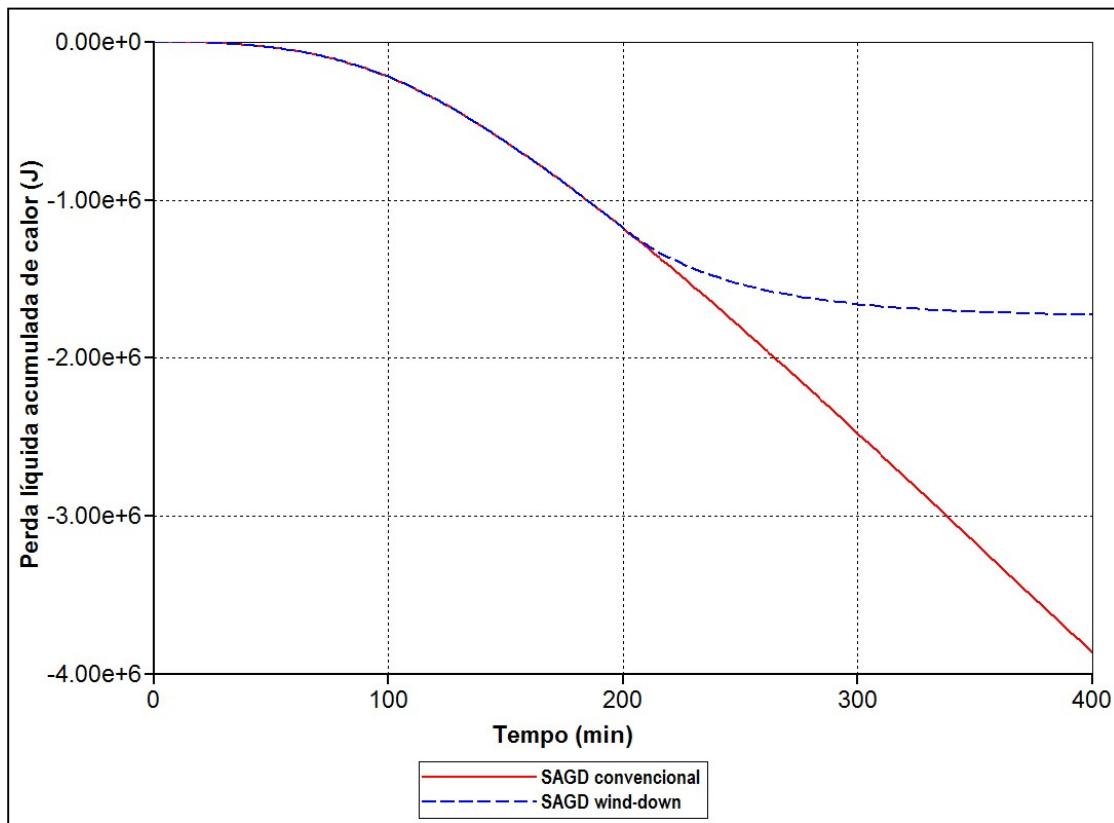


Figura 27.7 – Perdas acumuladas de calor nos processos convencional e *wind-down*

5.2 Resultados experimentais da célula SAGD

Quatro experimentos foram realizados para concluir os estudos sobre os casos 1 e 2 de injeção de vapor e nitrogênio no processo SAGD. Os dois primeiros envolveram a análise do SAGD convencional – caso 1 – enquanto os dois últimos foram dedicados a estudar o SAGD *Wind-Down* – caso 2. Os estudos numéricos preliminares foram facilitadores para essa etapa experimental, uma vez que serviram de base para determinação

dos principais parâmetros operacionais utilizados. A tabela abaixo mostra os parâmetros operacionais utilizados em todos os experimentos.

Tabela 10.1 – Parâmetros Operacionais adotados nos experimentos	
Temperatura de Geração de Vapor (°C)	165
Temperatura do Vapor injetado (°C)	155
Temperatura média inicial da Célula (°C)	51
Pressão de Injeção (bar)	5,1
Pressão do poço produtor (bar)	4,9
Vazão de injeção de vapor (cm ³ /min)	15

As propriedades das misturas que compunham o meio poroso dos experimentos foram mantidas na maior verossimilhança possível. A Tabela 5.2 traz um resumo das principais propriedades, de cada um dos quatro experimentos realizados.

Tabela 11.2 – Propriedades do meio poroso de cada experimento				
Experimento	1	2	3	4
Porosidade (%)	41	45	45	45
Saturação de óleo (%)	58	54	58	62
Saturação de água (%)	26	22	18	11
Saturação de ar (%)	16	24	24	27

Os resultados obtidos em cada um dos experimentos serão apresentados e discutidos a seguir. Salienta-se que os dois primeiros experimentos envolveram injeção apenas de vapor enquanto nos dois últimos vapor e nitrogênio foram injetados, sendo que o segundo e quarto experimentos serão analisados de forma completa, enquanto os outros dois apenas apresentados, tendo sua importância atribuída mais ao aprendizado para os experimentos seguintes do que para análise de resultados propriamente ditos.

5.2.1 Experimento 1 – SAGD Convencional

O primeiro experimento conduzido no laboratório caracterizou-se pela injeção contínua de vapor durante todo o processo. As condições de operação utilizadas foram as já mencionadas na Tabela 5.1.

Durante a realização desse experimento, dois contratemplos ocorreram. O primeiro consistiu em uma restrição na válvula que controlava a passagem do vapor para a injeção na célula, o que permitia a passagem de apenas uma vazão muito reduzida de vapor, que se condensava ainda na linha que antecedia à entrada do poço injetor. O segundo inconveniente foi uma falha na resistência utilizada para o aquecimento de um trecho da linha que partia do misturador, que implicou na parada de todo equipamento para correção do problema.

No entanto, ambos os contratemplos foram contornados e o experimento teve continuidade.

Devido à limitação imposta pela posição do separador no sistema de produção, conforme comentado na seção 4.3.3, o procedimento adotado para drenagem dos fluidos produzidos consistia em esperar que pouco mais da metade do volume do separador fosse preenchido com os fluidos vindos da célula para então abrir a válvula de produção e drená-los. Nesse experimento esse procedimento foi adotado durante todo o processo, que demorou 515 minutos.

Devido aos problemas que ocorreram nesse caso, os resultados obtidos não serão detalhados ou analisados, mas dois fatores muito importantes e que determinaram sobremaneira o sucesso dos demais experimentos devem ser destacados:

- 1) O crescimento da câmara de vapor está diretamente relacionado com o processo de drenagem, dessa forma, como nesse experimento o processo de drenagem foi lento, havendo sempre um tempo de espera até que o separador fosse preenchido, o crescimento da câmara foi mais lento e o experimento teve uma duração mais longa;

- 2) A drenagem dos fluidos deve ser feita da maneira mais constante possível, mas com muita precaução, pois se for aberta a válvula de produção sem haver fluidos na linha para serem produzidos, ocorre uma despressurização da célula com a liberação de gás.

5.2.2 Experimento 2 – SAGD Convencional

Após a execução do primeiro experimento, foi preparado todo o aparato para o segundo. Dessa vez, com as observações obtidas da experiência anterior, os resultados foram satisfatórios.

O fato de iniciar a drenagem dos fluidos produzidos mais cedo e de forma mais contínua possível fez com que o tempo de experimento fosse reduzido para 470 minutos e, conforme esperado, o crescimento da câmara se deu de forma mais rápida e gradual.

A Figura 5.8 mostra a expansão da câmara de vapor para o experimento em questão.

As curvas de produção acumulada de água e óleo estão mostradas na Figura 5.9. É possível notar que após aproximadamente 260 minutos a produção de óleo não possui mais a tendência de crescimento que apresentava até então, indicando que a eficiência energética da injeção de vapor está cada vez menos evidente e o vapor passa a atuar mais como mantenedor da pressão do sistema do que como fornecedor de energia para auxiliar o escoamento do óleo pesado.

Pela análise da Figura 5.10, é possível verificar que o fator de recuperação ao final do experimento foi de 91,8%. Já Figura 5.11 destaca o comportamento das pressões de injeção e produção, além da temperatura de injeção de vapor durante o experimento. Pode-se observar que os valores se mantiveram estáveis durante todo o procedimento experimental, o que mostra o bom ajuste obtido no aparato utilizado nas atividades. Por fim, a Figura 5.12 traz a curva da razão vapor óleo acumulada obtida, sendo possível observar que a SOR acumulada foi de 2,7 após 400 minutos e 3,12 no fim do experimento.

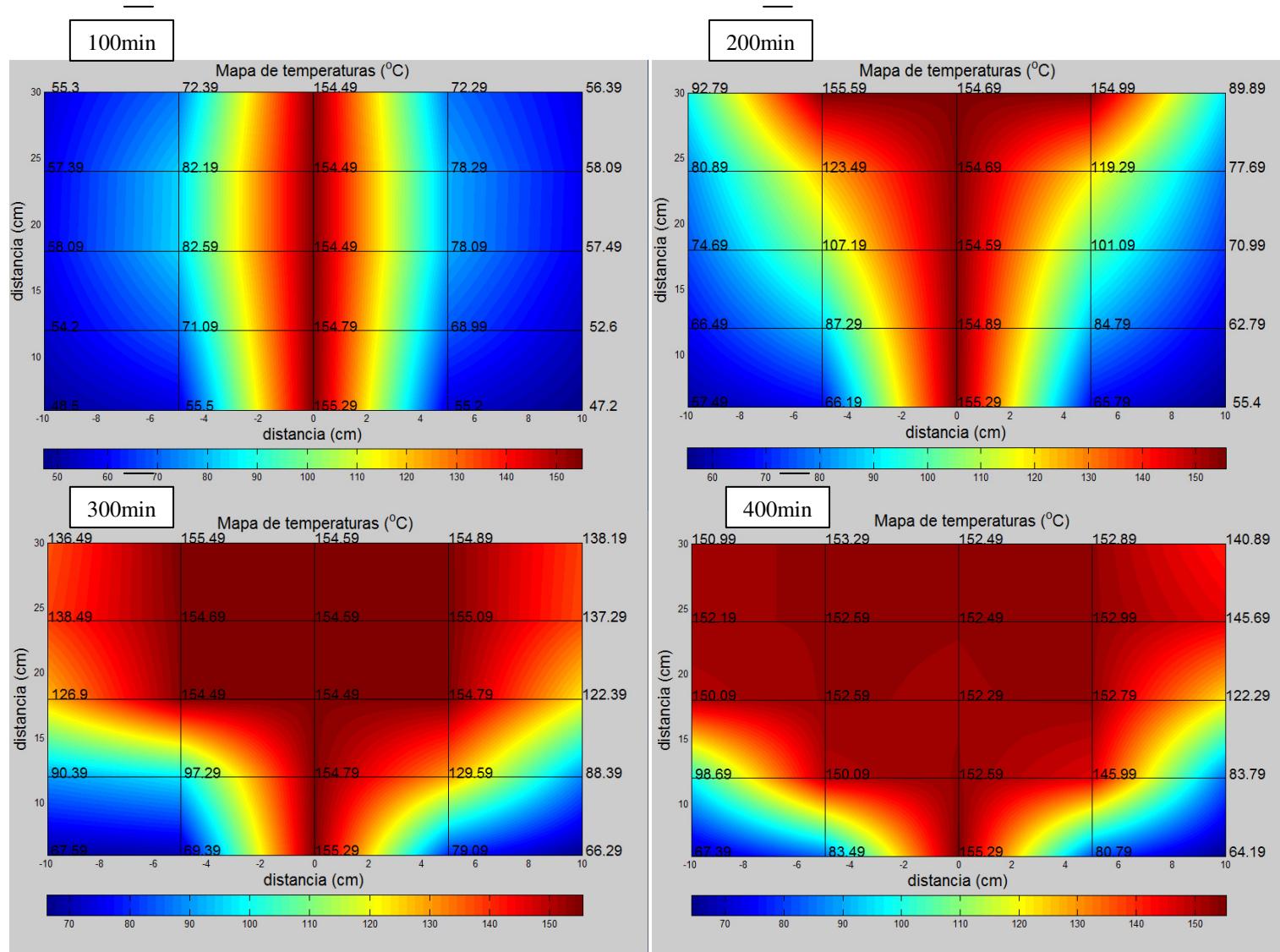


Figura 28.8 – Crescimento da Câmara de vapor – aps 100, 200, 300 e 400 minutos de experimento

SAGD Convencional
Experimento 2

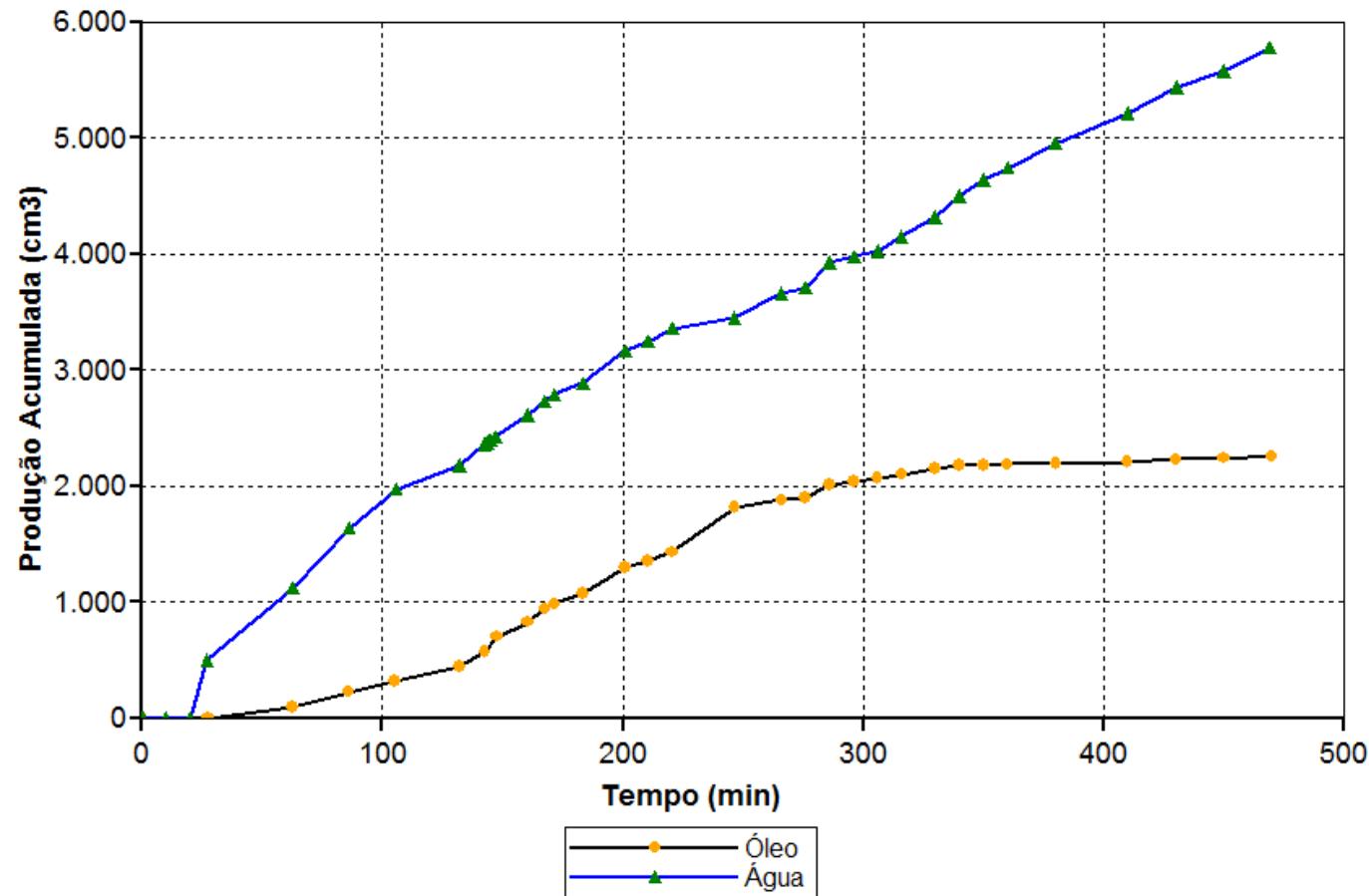


Figura 29.9 – Produção acumulada de óleo e água do experimento 2

SAGD Convencional
Experimento 2

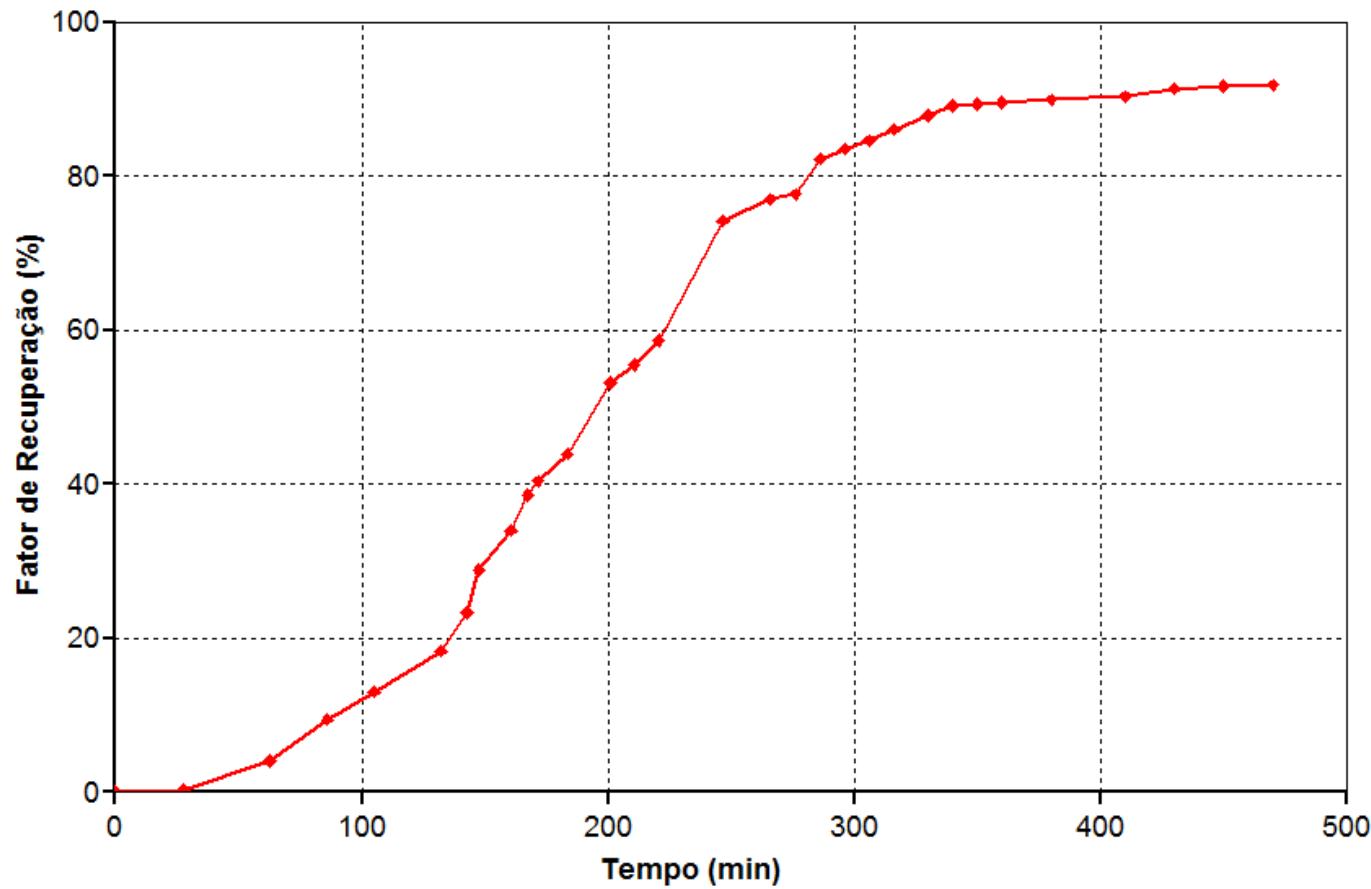


Figura 30.10 – Fator de recuperação de óleo do experimento 2

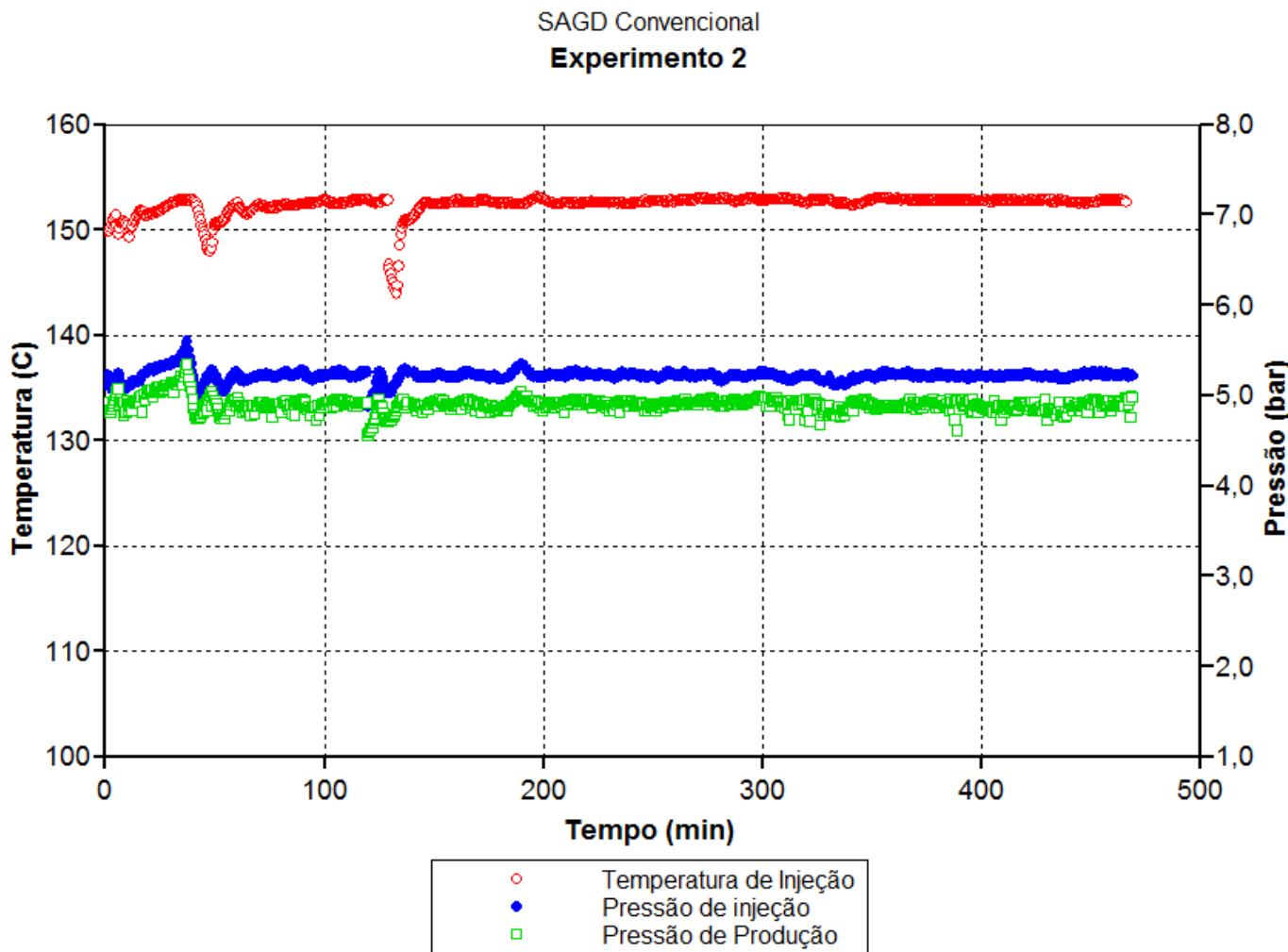


Figura 31.11 – Pressão de produção e injeção e Temperatura de injeção de vapor no experimento 2

SAGD Convencional
Experimento 2

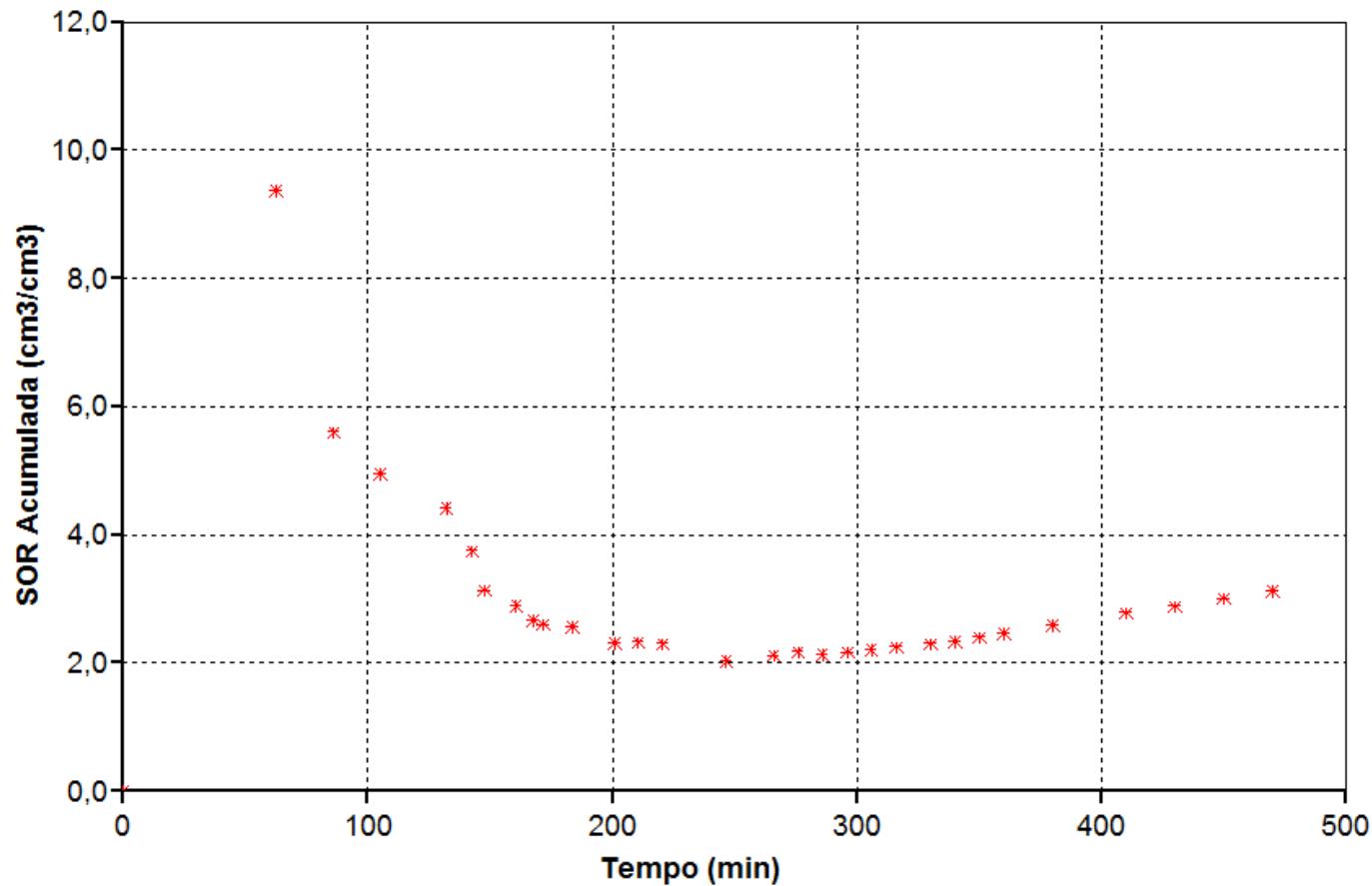


Figura 32.12 – Razão Vapor Óleo acumulada do experimento 2

5.2.3 Experimento 3 – SAGD Wind-Down

Uma vez finalizado o segundo experimento, foi possível constatar experimentalmente o que a teoria e a simulação já indicavam: após certo período de injeção contínua de vapor, quando a temperatura média de grande parte da câmara já se encontra próxima à de vapor, a eficiência térmica já não tem grande destaque, sendo que a produção de óleo apresenta uma diminuição e a continuidade da injeção do vapor tenderia a ser antieconômica (para mais detalhes sobre análise econômica do processo SAGD e SAGD *Wind Down* ver “SPE 139319 - *Economic Evaluation of Steam and Nitrogen Injection on SAGD Process*, Rios *et al*, 2010”). Nesse contexto, o terceiro experimento foi conduzido visando analisar os efeitos da injeção de nitrogênio no processo SAGD como forma de manter a pressão do reservatório, utilizando a energia *in place* advinda da injeção de vapor e prolongando a recuperação de óleo sem necessidade de injeção de vapor.

Nesse experimento, em virtude de um problema que ocorreu no software do sistema de aquisição de dados que prejudicou a injeção de vapor após 100 minutos de experimento e comprometeu o crescimento da câmara de vapor, a interrupção da injeção de vapor e início da injeção de nitrogênio se deu muito tarde e não puderam ser observados os efeitos da produção de óleo prolongada, contudo foi possível observar que, conforme já mencionado na abordagem teórica e na simulação preliminar, a câmara de vapor continua se expandindo mesmo depois de cessada a injeção de vapor, conforme pode ser observado na Figura 5.13 que mostra o comportamento dos 24 termopares nesse experimento.

Detalhes sobre o volume de fluidos produzidos e o fator de recuperação para esse experimento não serão apresentados, pois devido aos problemas ocorridos, o objetivo da continuação do experimento era investigar a atuação do nitrogênio no processo, de forma que o que merece destaque nesse experimento é a observação de que de fato a câmara de vapor continuar seu processo de expansão mesmo depois de interrompida a injeção de vapor, utilizando o nitrogênio como mantenedor da pressão na célula.

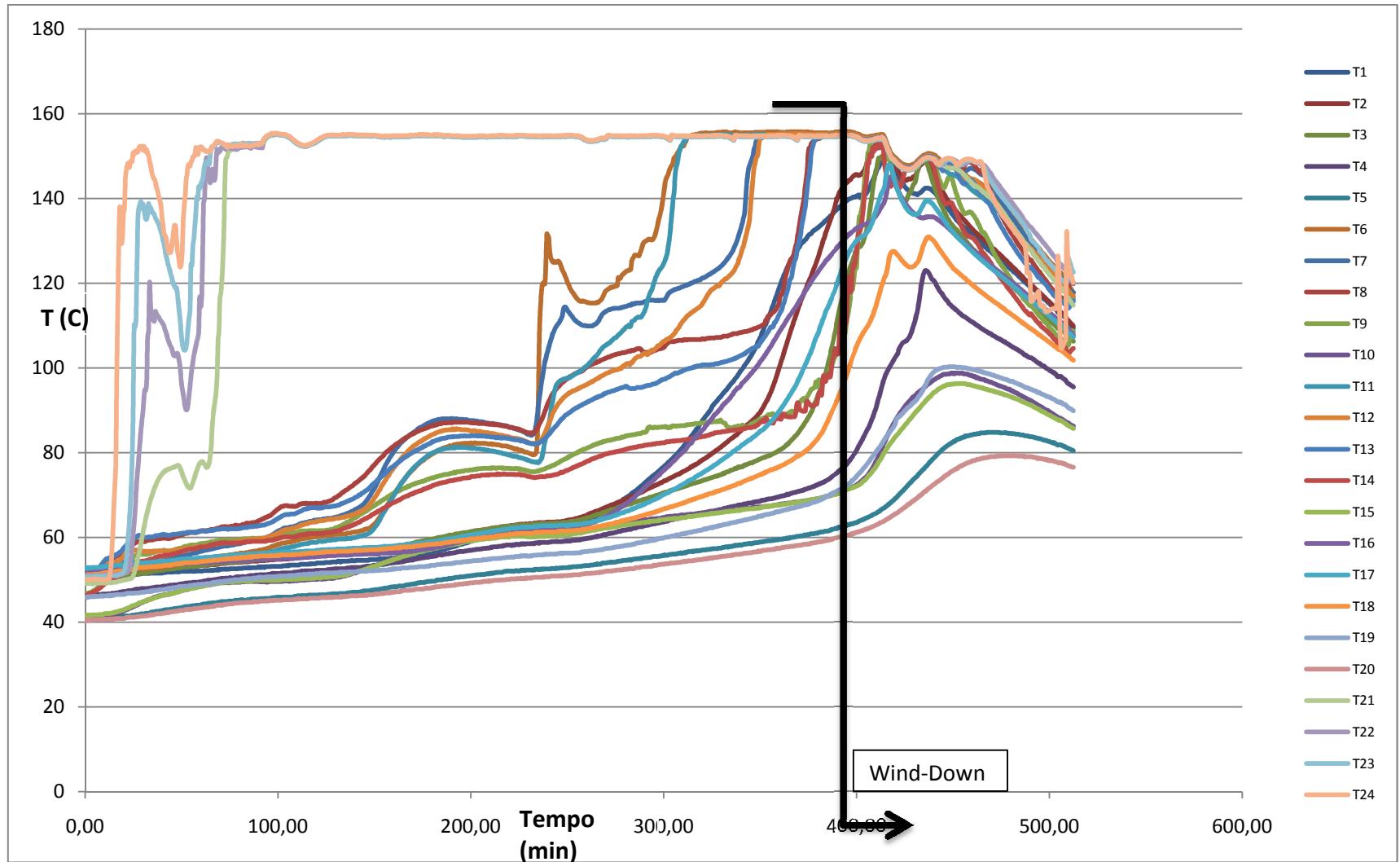


Figura 33.13 – Comportamento dos termopares no experimento 3

5.2.4 Experimento 4 – SAGD Wind-Down

O quarto e último experimento realizado concluiu os estudos e investigações sobre a injeção de vapor e nitrogênio no processo de drenagem gravitacional. Esse experimento foi resultado da análise dos experimentos 2 e 3, dos quais foi obtida a informação necessária para determinar o momento da interrupção da injeção de vapor e início da injeção de nitrogênio. Além disso, no momento da execução desse experimento, todos os procedimentos experimentais a serem executados já estavam fortemente consolidados e as lições aprendidas com os experimentos anteriores permitiram que resultados expressivos fossem obtidos.

Durante os 260 minutos iniciais, o experimento foi conduzido como no caso do SAGD convencional, com injeção contínua de vapor a uma vazão de 15 cm³/min. Monitorando o comportamento da temperatura dos termopares, foi possível observar que após esse período uma região representativa da célula se encontrava a temperaturas superiores a 100 °C. Foi então que se interrompeu a injeção de vapor e a atuação do nitrogênio passou a conduzir o processo de recuperação. A Figura 5.14 mostra como se comportou a câmara de vapor em quatro instantes distintos, após 100, 260, 300 e 400 minutos de experimento.

O comportamento da produção acumulada de água e óleo para o experimento 4 está mostrado na Figura 5.15. Pode-se perceber que durante a injeção de vapor, aproximadamente 1600 cm³ de óleo foram produzidos, o que representa aproximadamente 66% do volume total de óleo. O que mais chama atenção, no entanto, é o fato de que após interrompida a injeção de vapor e iniciada a injeção de nitrogênio, foram produzidos 612 cm³ de óleo. Ou seja, cerca de 20% do óleo foi recuperado aproveitando-se apenas a energia que já havia na célula e a manutenção da pressão desempenhada pela injeção de nitrogênio. O fator de recuperação para esse experimento pode ser observado na Figura 5.16, na qual se pode ver que mesmo com um volume de vapor injetado 40% menor, atingiu-se um fator de recuperação de 87,2%.

A Figura 5.17 mostra como variaram as pressões de injeção e produção no experimento, observando-se maiores oscilações no período em que a injeção de nitrogênio era responsável pela manutenção da pressão. Ao final da curva, observa-se que as pressões não mais estavam sendo mantidas, o que foi um indicativo, aliado à baixa produção de óleo nesse período, do fim do experimento. Ainda nessa figura é possível notar a variação mais abrupta da temperatura de injeção quando cessada a injeção de vapor. Por fim, a razão vapor/óleo acumulada para esse experimento pode ser observada na Figura 5.18. Houve uma redução considerável desse parâmetro em relação ao experimento 2 – SAGD convencional – reduzindo-se de 3,1 para 1,7 o seu valor, aspecto este que é o grande indicador da maior economicidade do projeto envolvendo injeção de vapor e nitrogênio, em relação ao projeto tradicional com injeção continua de vapor.

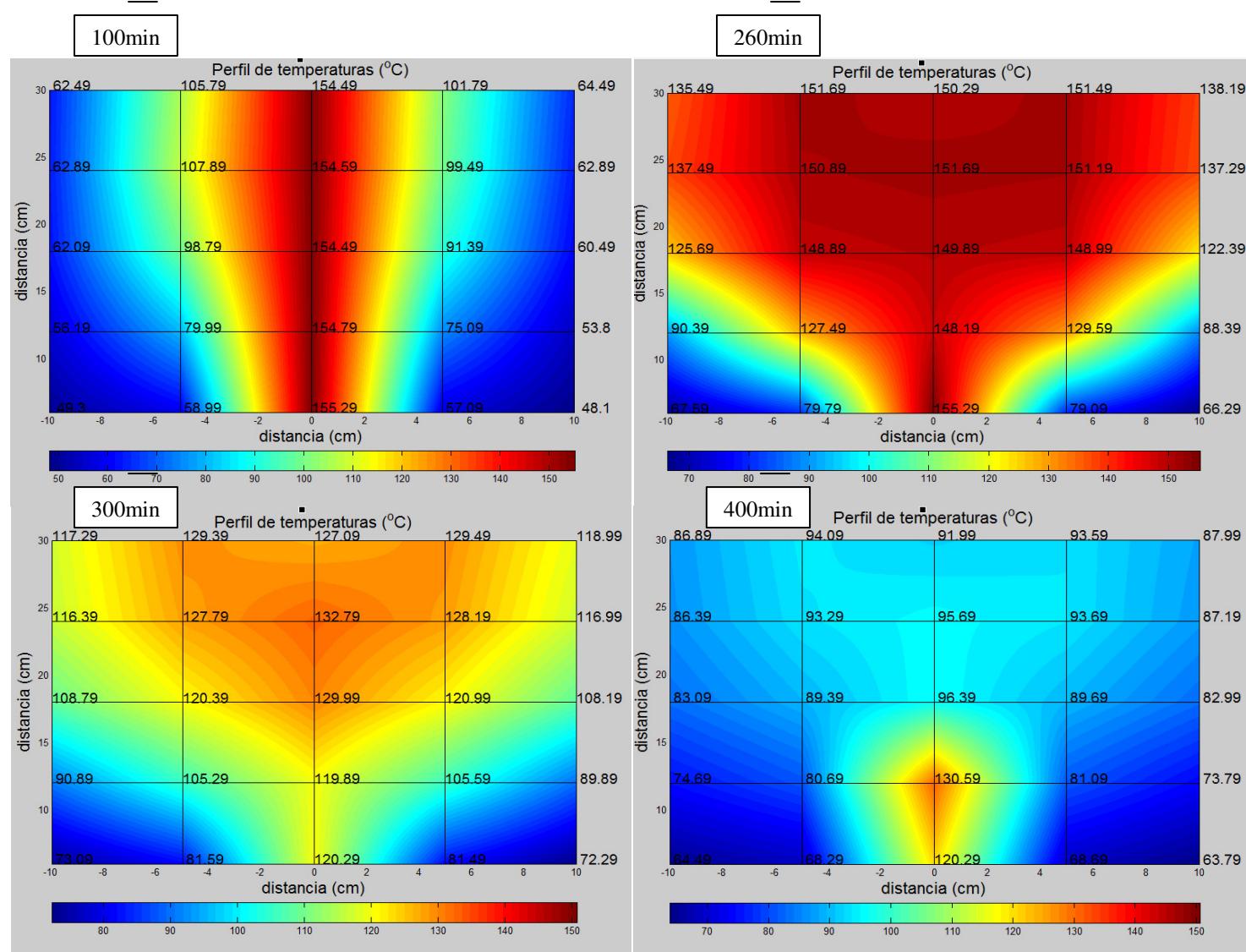


Figura 34.14 – Crescimento da Câmara de vapor – apóis 100, 260, 300 e 400 minutos de experimento

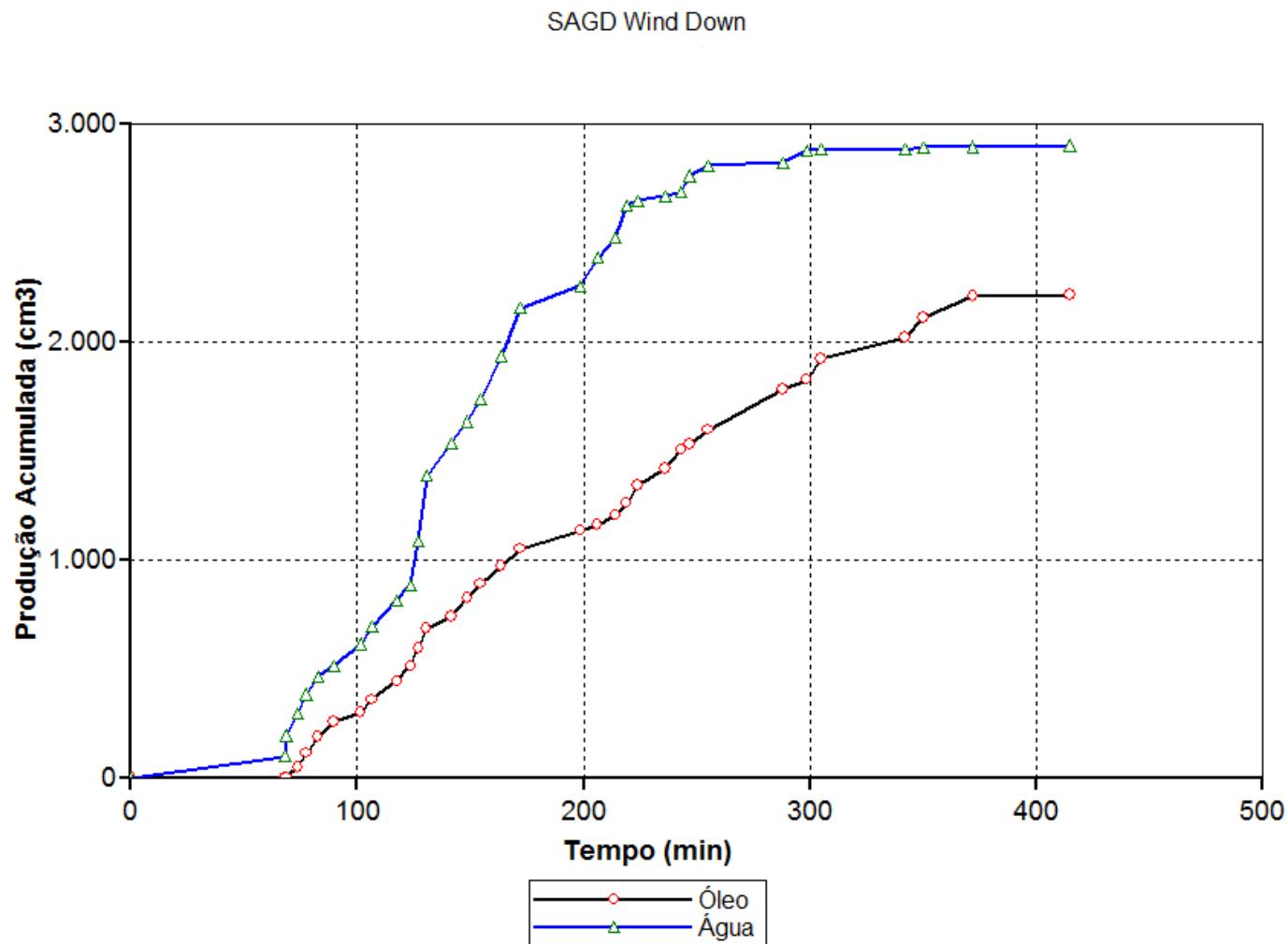


Figura 35.15 – Produção acumulada de óleo e água do experimento 4

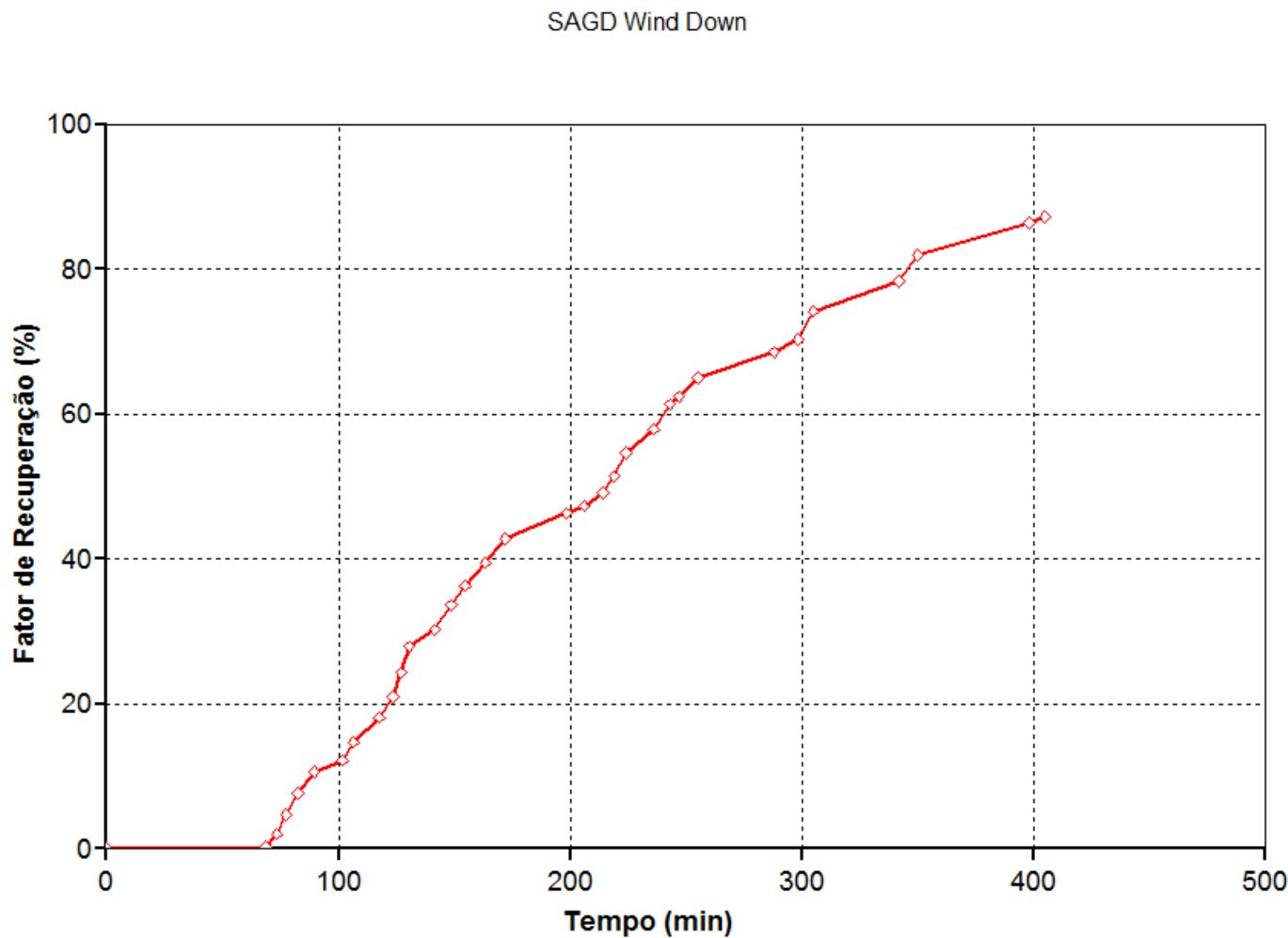


Figura 36.16 – Fator de recuperação de óleo do experimento 4

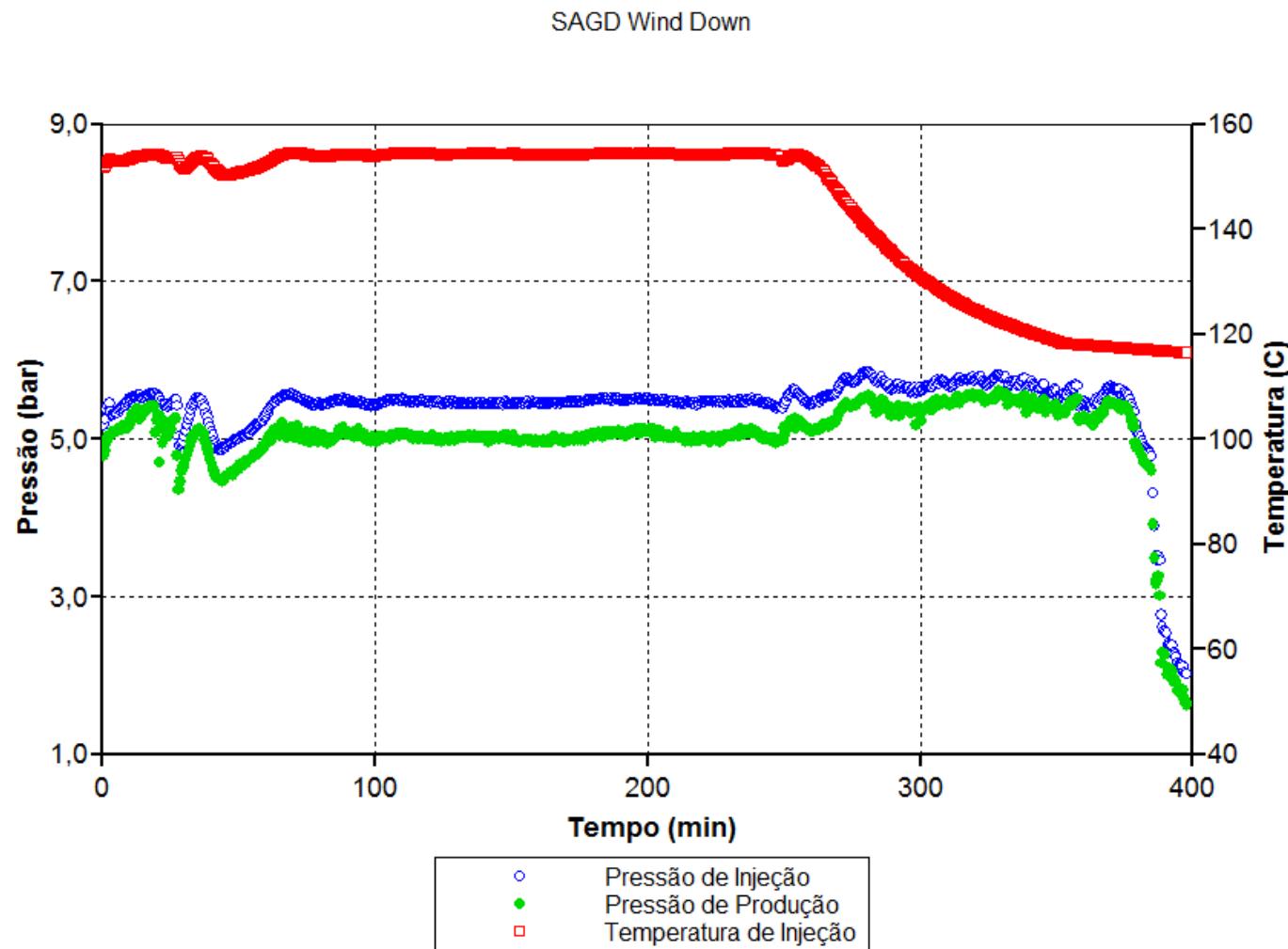


Figura 37.17 – Pressão de produção e injeção e Temperatura de injeção de vapor no experimento 4

SAGD Wind Down

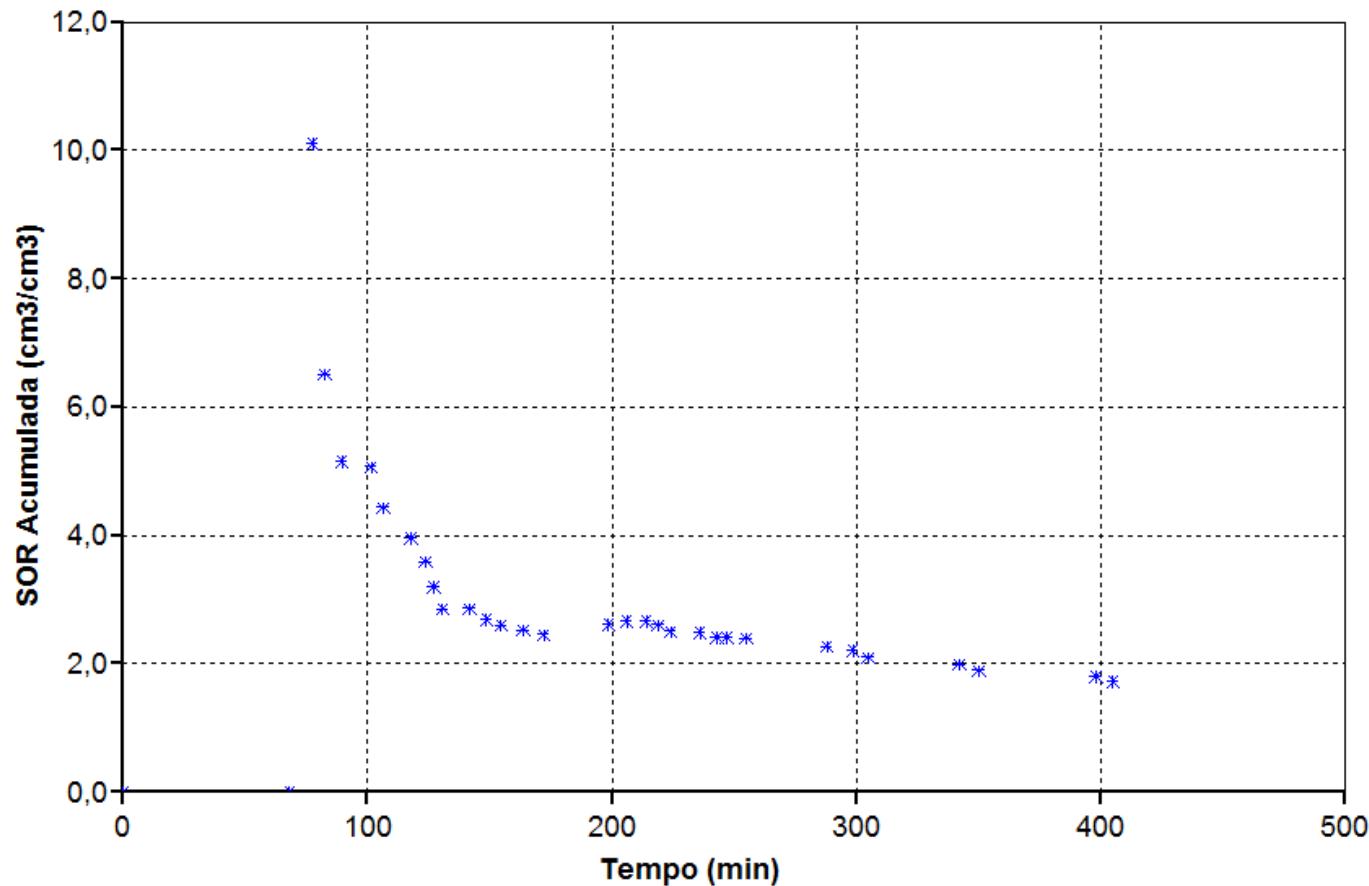


Figura 38.18 – Razão Vapor Óleo acumulada do experimento 4

5.2.5 Discussões sobre os resultados experimentais

O primeiro experimento realizado, embora não fosse utilizado para obtenção de resultados, foi de grande importância para o aprendizado e entendimento da dinâmica dos fatores que envolvem o procedimento experimental, tais como, estabelecer um regime permanente de geração de vapor antes de iniciar as etapas de injeção, regular as válvulas evitando vazamentos e perdas excessivas e criar uma rotina de drenagem dos fluidos produzidos.

O aprimoramento da técnica de drenagem foi o diferencial para o desenvolvimento dos demais experimentos. Como pôde ser observado nas seções acima sobre os resultados dos experimentos, o tempo de duração dos experimentos foi se reduzindo conforme o aprimoramento da técnica de drenagem foi se estabelecendo. Salienta-se que caso o procedimento de esperar o separador atingir o determinado nível de fluido para então iniciar a drenagem fosse mantido, os resultados em termos de produção acumulada de óleo não seriam muito diferentes, pois a mudança do procedimento não afetou os perfis de pressão de injeção e produção, no entanto, o tempo necessário seria muito maior devido ao crescimento mais lento e tardio da câmara de vapor.

No segundo experimento foi possível evidenciar o que se esperava do método SAGD convencional. O crescimento da câmara de vapor sendo acompanhado pela produção de óleo e água condensada, atingindo um expressivo fator de recuperação de 91,8%. Também ficou evidente que a injeção de vapor deixa de ter sua aplicação justificada após um determinado período, uma vez que, conforme foi observado na Figura 5.9, a produção de óleo passa a apresentar taxas bem mais reduzidas e o vapor injetado deixa de ter a função principal de atuar como maximizador da produção do óleo pesado e passa a agir de forma a somente manter a pressão na célula, sendo então que a partir desse ponto, a injeção de um fluido com menores custos para realizar esse papel se torna mais interessante.

Foi nesse contexto que os experimentos 3 e 4 foram conduzidos. Como já relatado na seção 5.2.3, o experimento 3 contou com um imprevisto no sistema de aquisição de

dados e seus resultados ficaram comprometidos, no entanto sua realização foi importante para observação de que, mesmo após cessada a injeção de vapor, a câmara de vapor no interior da célula continuava e a recuperação de óleo poderia ser prolongada utilizando a injeção de nitrogênio para atuar na manutenção da pressão.

Por fim, o quarto experimento mostrou o desempenho do SAGD *Wind-Down*. Nele o fator de recuperação de óleo teve uma pequena redução em relação ao caso convencional, caindo de 91,8% para 87,2%, no entanto, a razão vapor óleo, importante parâmetro econômico em processos de injeção de vapor, teve uma redução acentuada de 3,1 para 1,7, ressaltando o potencial econômico da inserção de gases inertes em projetos de injeção de vapor.

5.3 Ajustes do modelo de simulação aos experimentos

Nessa seção será destacado o ajuste dos modelos base de simulação, cujos resultados prévios foram base para a realização dos experimentos e os principais resultados foram mostrados na seção 5.1.

Essa observação da validação do modelo de simulação adotado junto aos resultados experimentais será dividida em duas partes, uma delas destacando as comparações para o modelo SAGD convencional e a segunda destacando as análises do modelo SAGD *Wind-Down*.

5.3.1 SAGD Convencional

Os valores de produção acumulada de óleo, fator de recuperação e razão vapor óleo acumulada obtidos para o estudo do SAGD convencional experimental e numericamente estão mostrados na tabela abaixo.

	Fator de Recuperação (%)	Produção Acumulada de Óleo (cm ³)	Razão vapor óleo acumulada (em t = 400 min)
Simulação	90,80	2190	2,67
Experimento	91,80	2215	2,75

Tabela 12.3 – Comparaçāo simulaçāo/experimento para o SAGD convencional

Para esses parâmetros pode-se observar que o modelo de simulação mostra boa representatividade, o que pode ser melhor visualizado analisando-se as Figuras 5.19, 5.20 e 5.21, que mostram uma comparação das curvas obtidas experimental e numericamente para produção acumulada de água e óleo, fator de recuperação e razão vapor óleo, respectivamente. Para a curva de SOR acumulada, destaca-se que devido à impossibilidade de produção continua desde o inicio da injeção de vapor, conforme já explicado anteriormente, os valores iniciais encontram-se menos representativos, mas após atingido um regime de produção mais regular, tem-se uma boa representatividade dessa propriedade. Pelo mesmo motivo, as curvas de produção tem início mais tardio.

Salienta-se que não são exploradas comparações entre as curvas de vazões de água e óleo produzido, pois o sistema de produção ainda precisa de uma nova configuração para obtenção de tais dados. Durante o ensaio, os fluidos produzidos foram recolhidos por tubos de ensaio posicionados sobre um “carrossel” alocado sobre uma balança digital. O inicio da produção dos fluidos foi monitorado através de um visor de vidro que há no separador. Apenas depois de observada certa acumulação de fluidos no separador, a válvula de drenagem era aberta para a produção desses fluidos, o que não permitia uma drenagem contínua, uma vez que era necessário que o fluido produzido saísse da célula SAGD e, vencendo a ação da gravidade, fosse acumulado no separador para então poder ser drenado. Por esse motivo não foi possível um controle da vazão instantânea de produção dos fluidos.

Segue-se também uma comparação das curvas obtidas experimental e numericamente para o monitoramento da temperatura de quatro dos vinte e quatro termopares presentes no modelo. Foram selecionados para tal análise os quatro termopares posicionados na mesma

direção do poço injetor de vapor, ou seja, o 21, 22, 23 e 24, como mostra a Figura 3.3, pois são nessas posições que a variação de temperatura se faz mais sensível.

As Figuras 5.22 a 5.25 mostram separadamente a comparação entre cada um dos termopares citados.

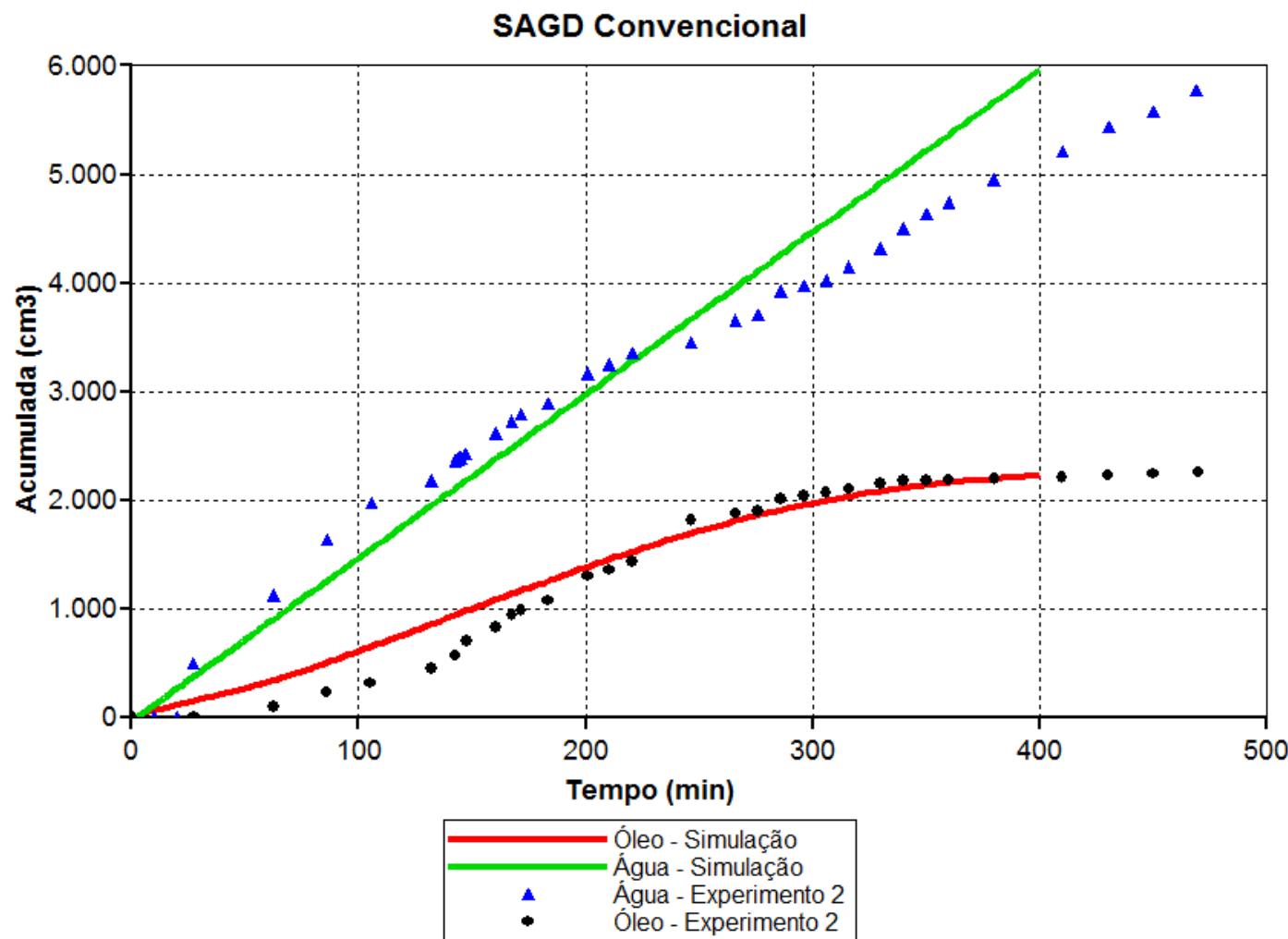


Figura 39.19 – Produção Acumulada de água e óleo simulado e experimental

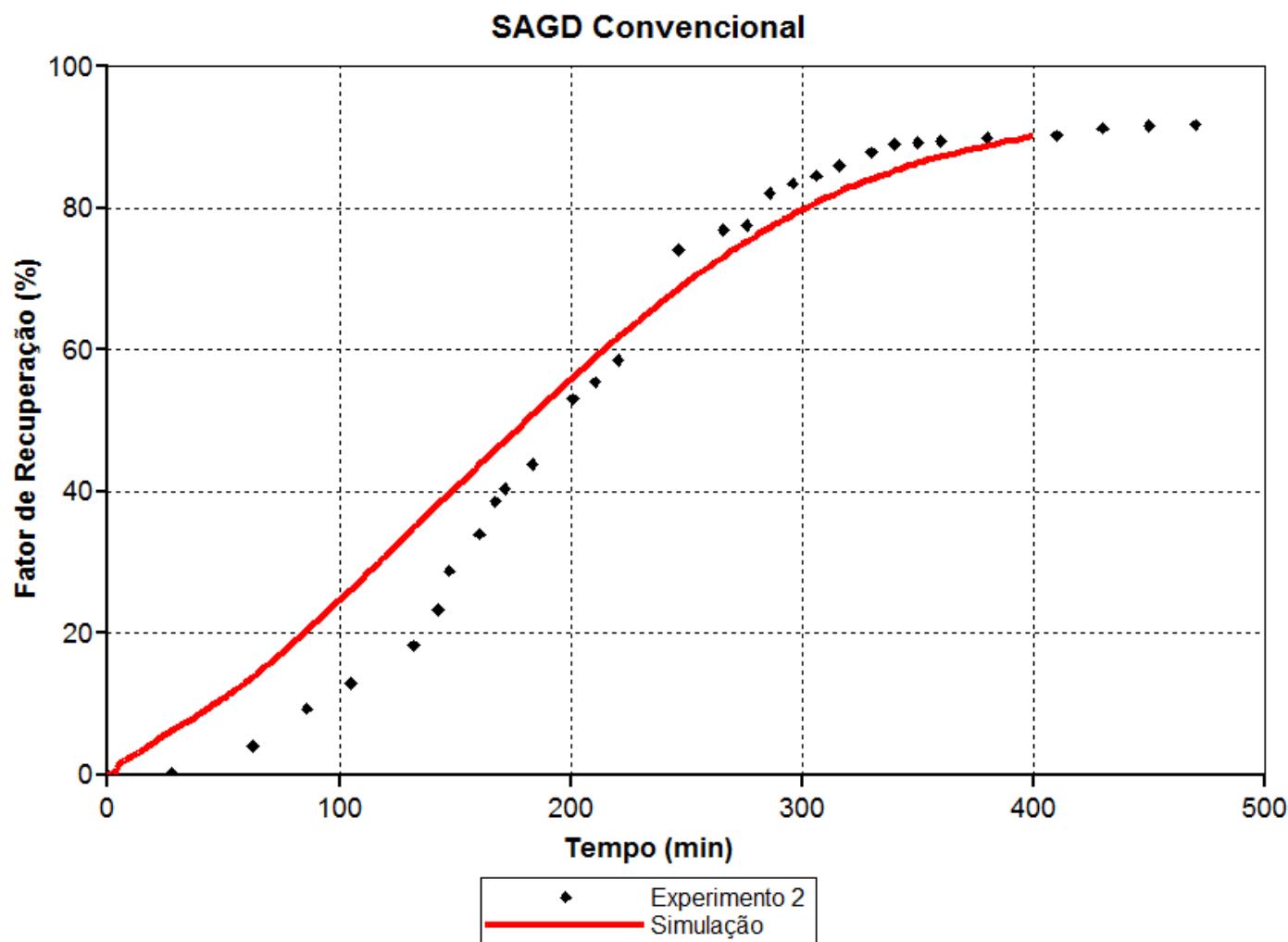


Figura 40.20 – Fator de Recuperação de óleo obtido experimental e numericamente

SAGD Convencional
Experimento 2

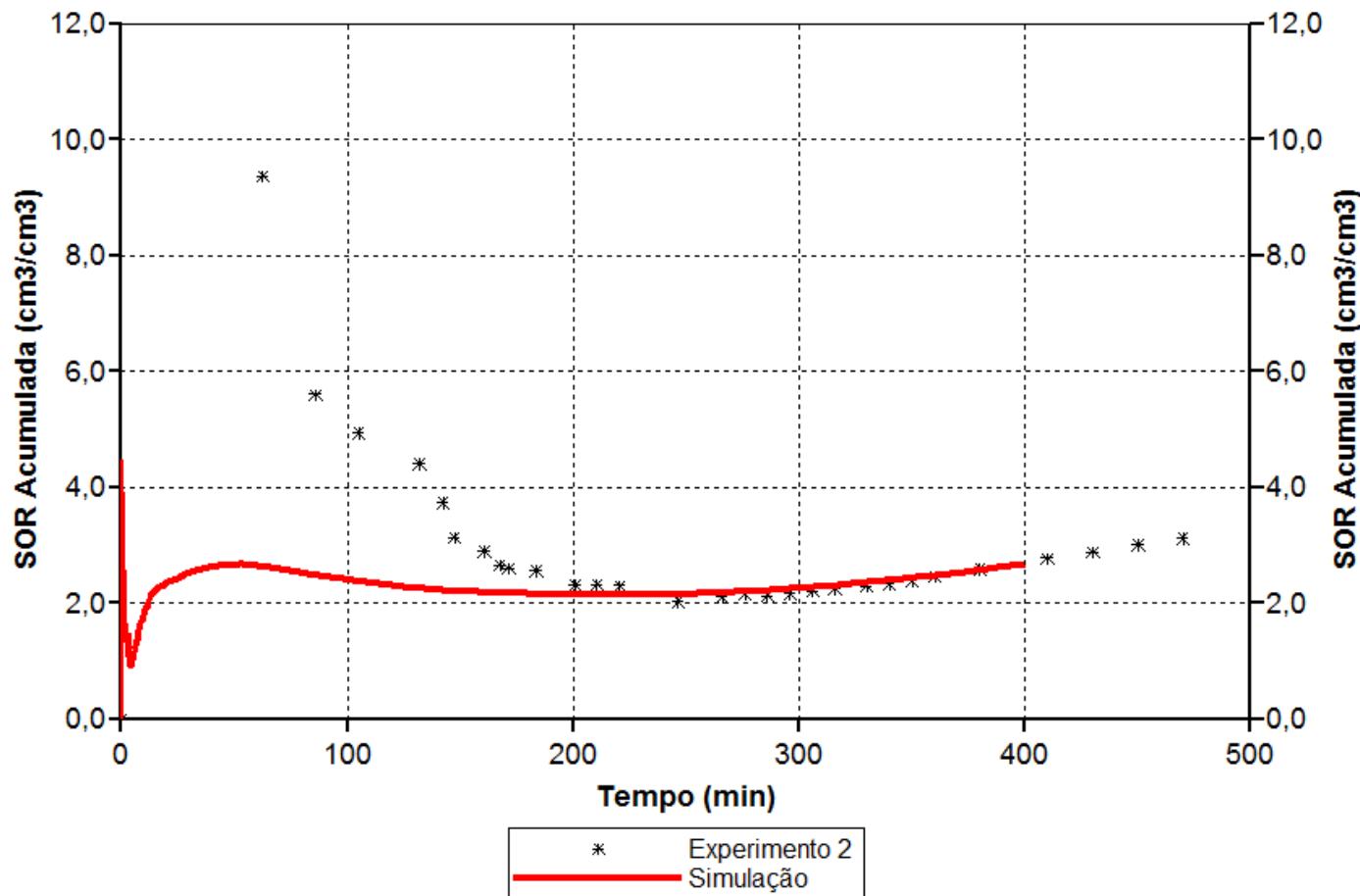


Figura 41.21 – Razão vapor óleo acumulada obtida experimental e numericamente

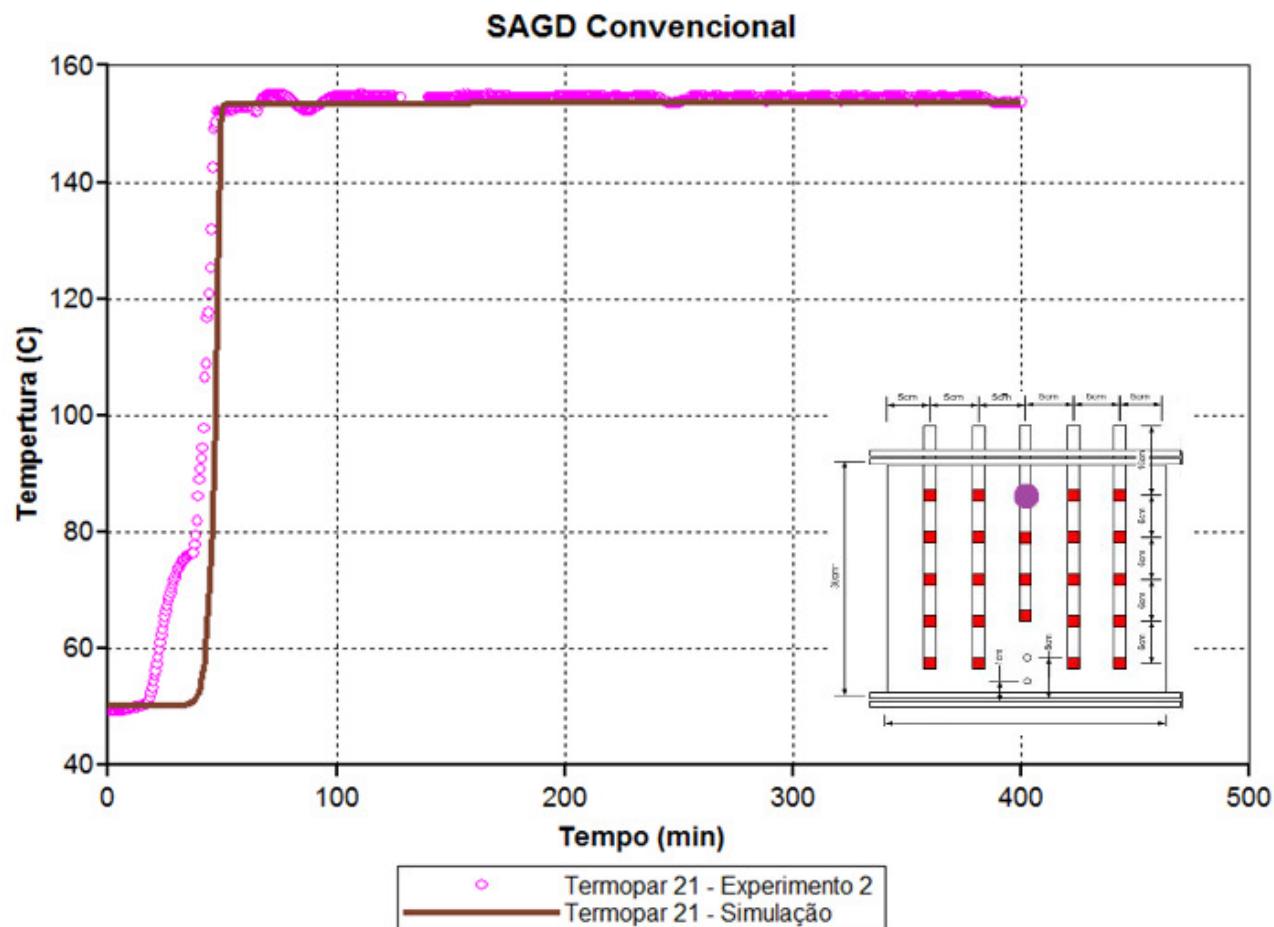


Figura 42.22 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 21

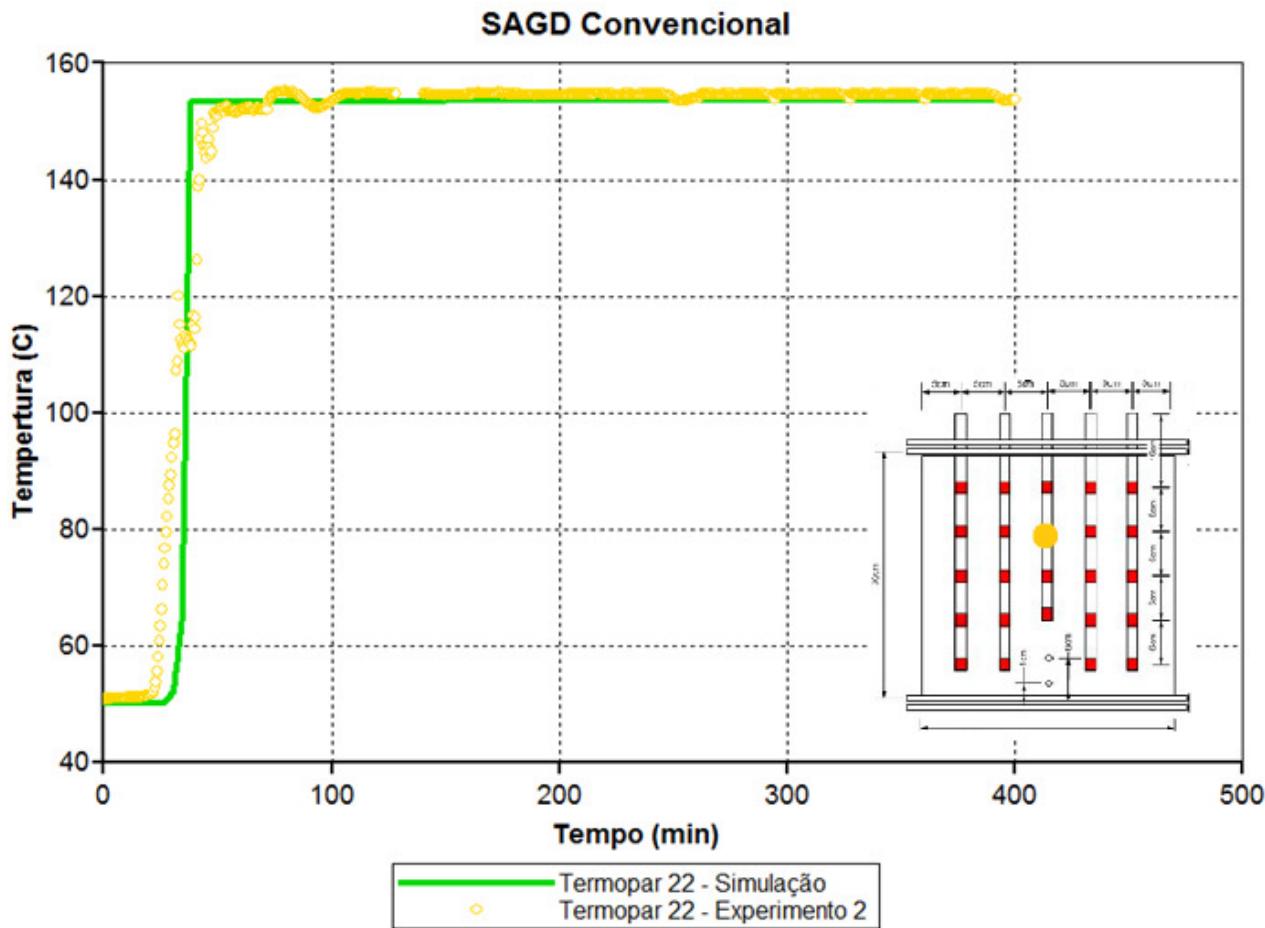


Figura 43.23 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 22

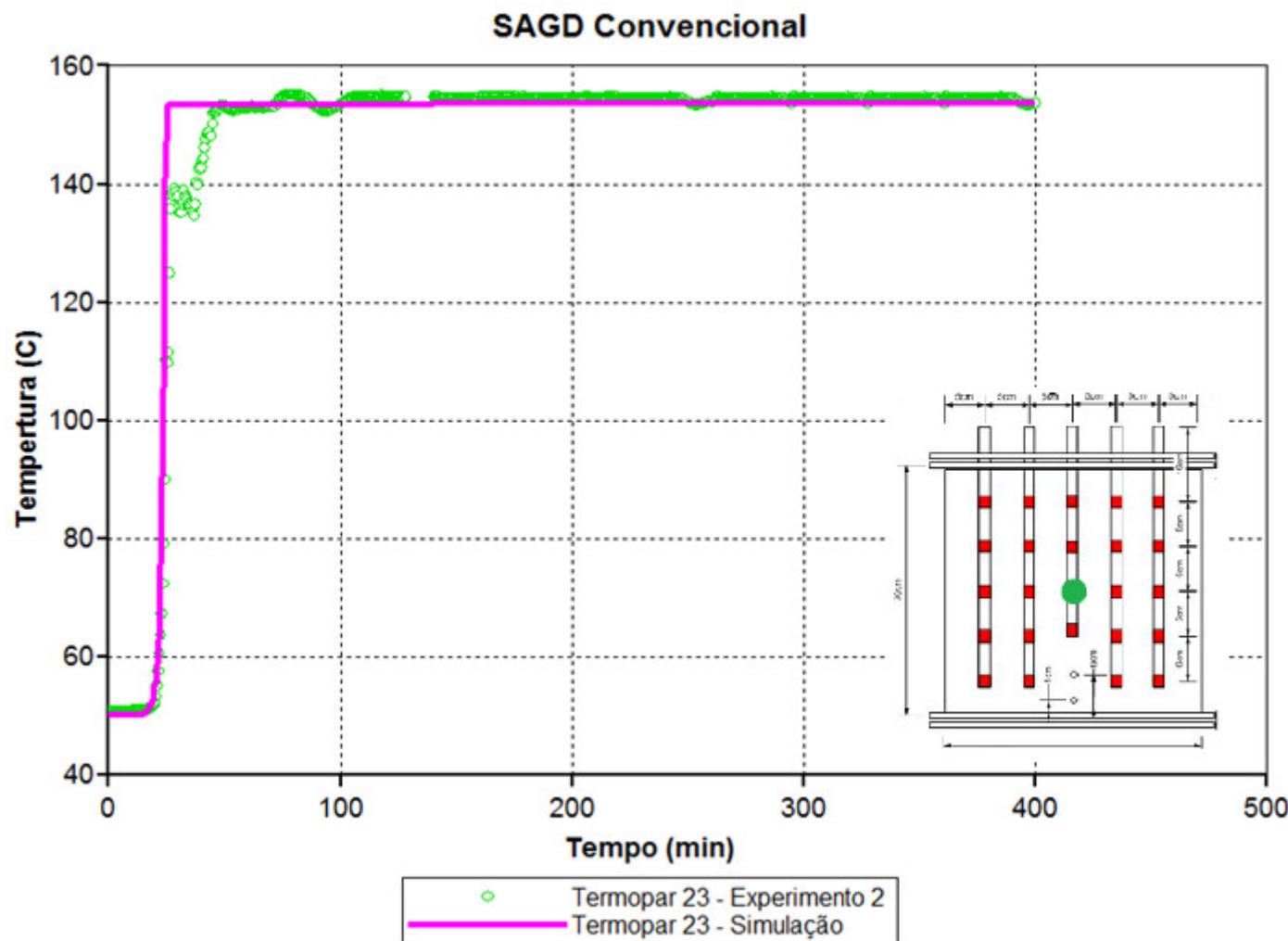


Figura 44.24 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 23

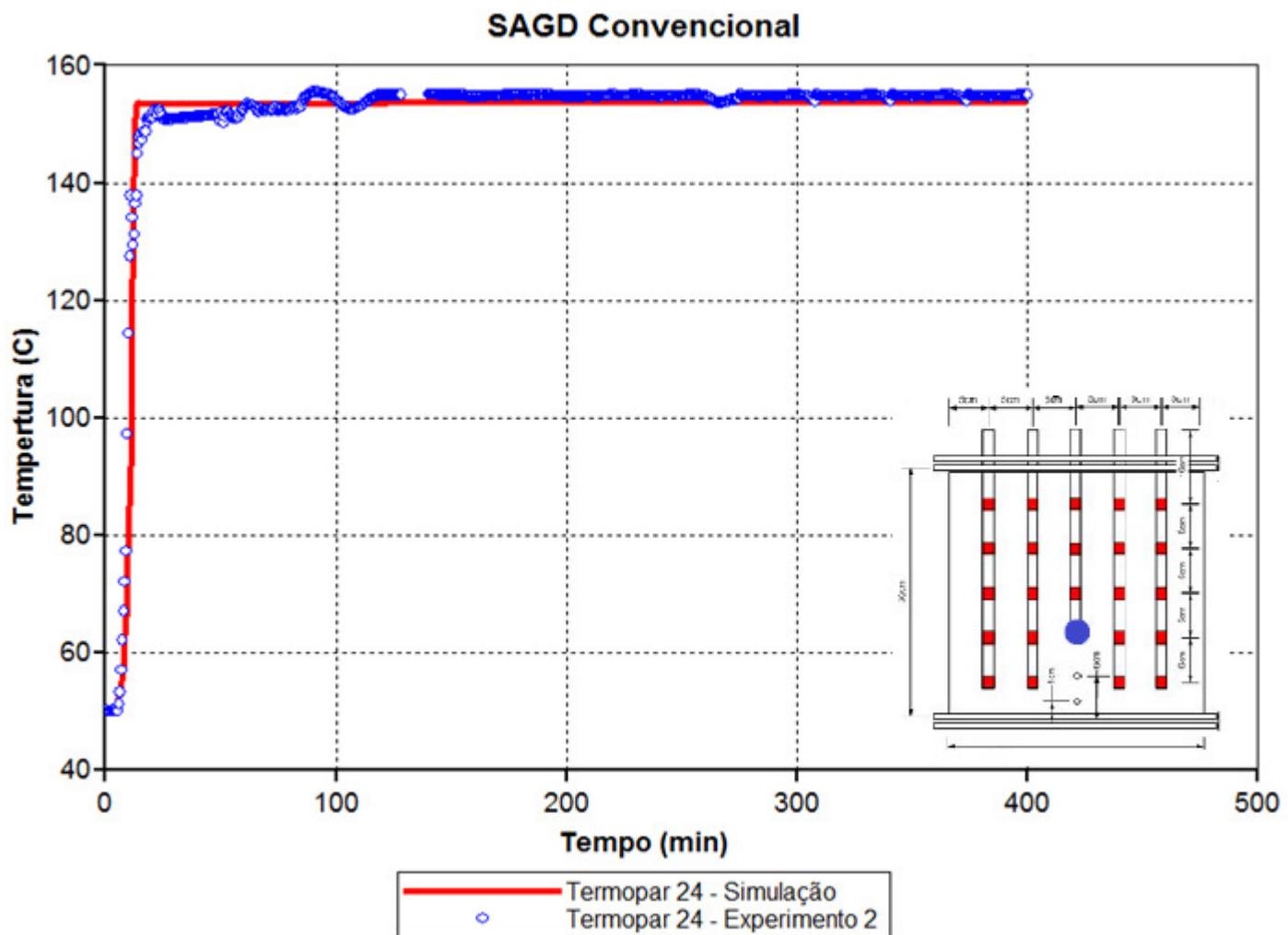


Figura 45.25 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 24

Pela observação das figuras acima pode-se notar que o modelo numérico feito utilizando o simulador STARS do grupo CMG, encontra-se ajustado ao experimento conduzido no laboratório.

Salienta-se que o ajuste foi obtido com alteração de parâmetros básicos como saturação de fluidos e porosidade em relação ao modelo base cujos resultados foram destacados na seção 5.1.

5.3.2 SAGD Wind - Down

Analogamente ao que foi feito para o caso convencional, seguem as observações e comparações feitas para o caso com injeção de nitrogênio.

As Figuras 5.26, 5.27 e 5.28 mostram uma comparação das curvas obtidas experimental e numericamente para produção acumulada de água e óleo, fator de recuperação e razão vapor óleo, respectivamente. Nesse caso também vale a observação feita na seção anterior acerca da curva de razão vapor óleo acumulada e da produção acumulada.

Em seguida há também uma comparação das curvas obtidas experimental e numericamente para o monitoramento da temperatura dos mesmos quatro termopares do caso anterior. As Figuras 5.29 a 5.32 mostram separadamente a comparação entre cada um dos termopares citados.

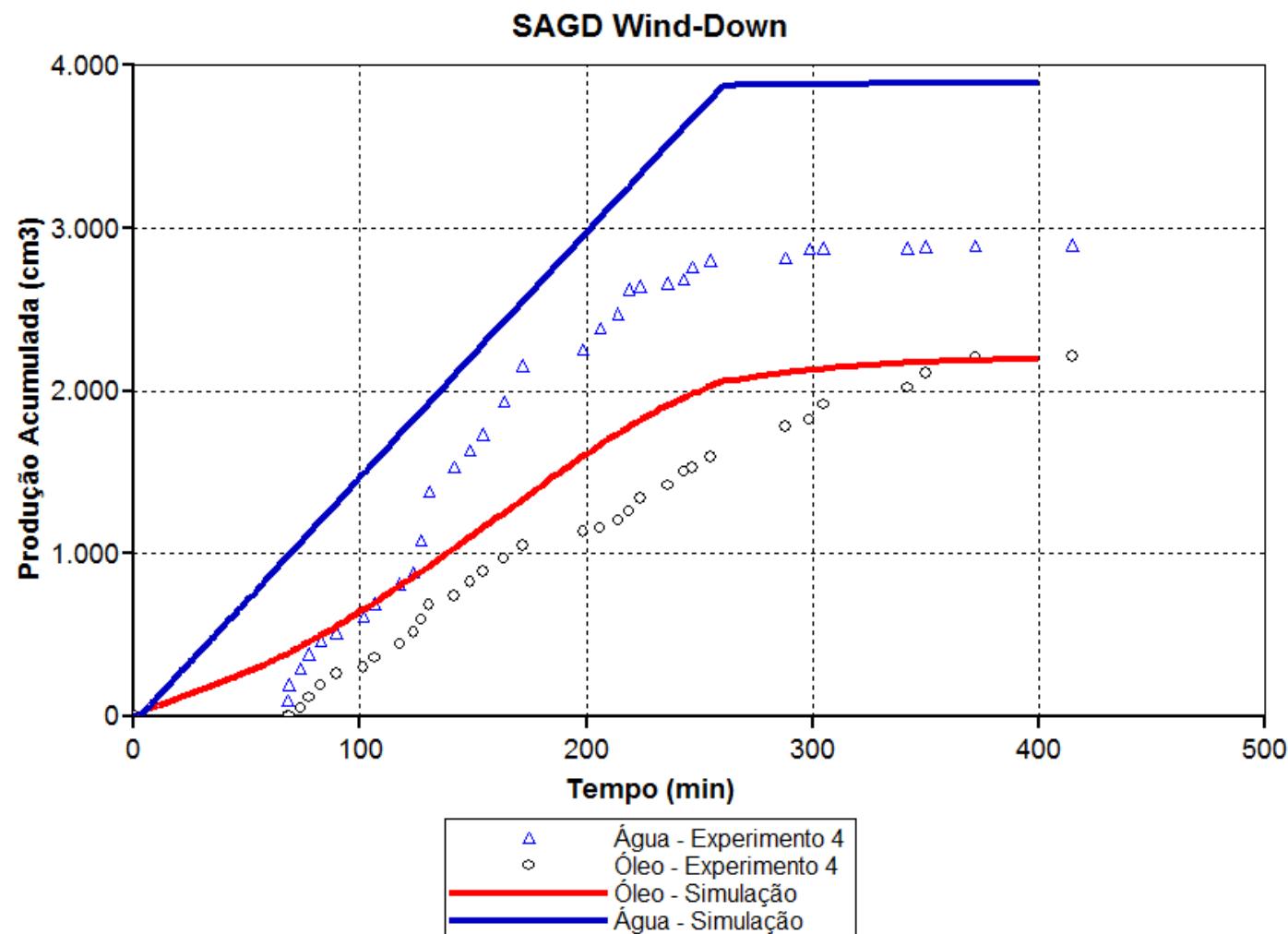


Figura 46.26 – Produção Acumulada de água e óleo simulado e experimental

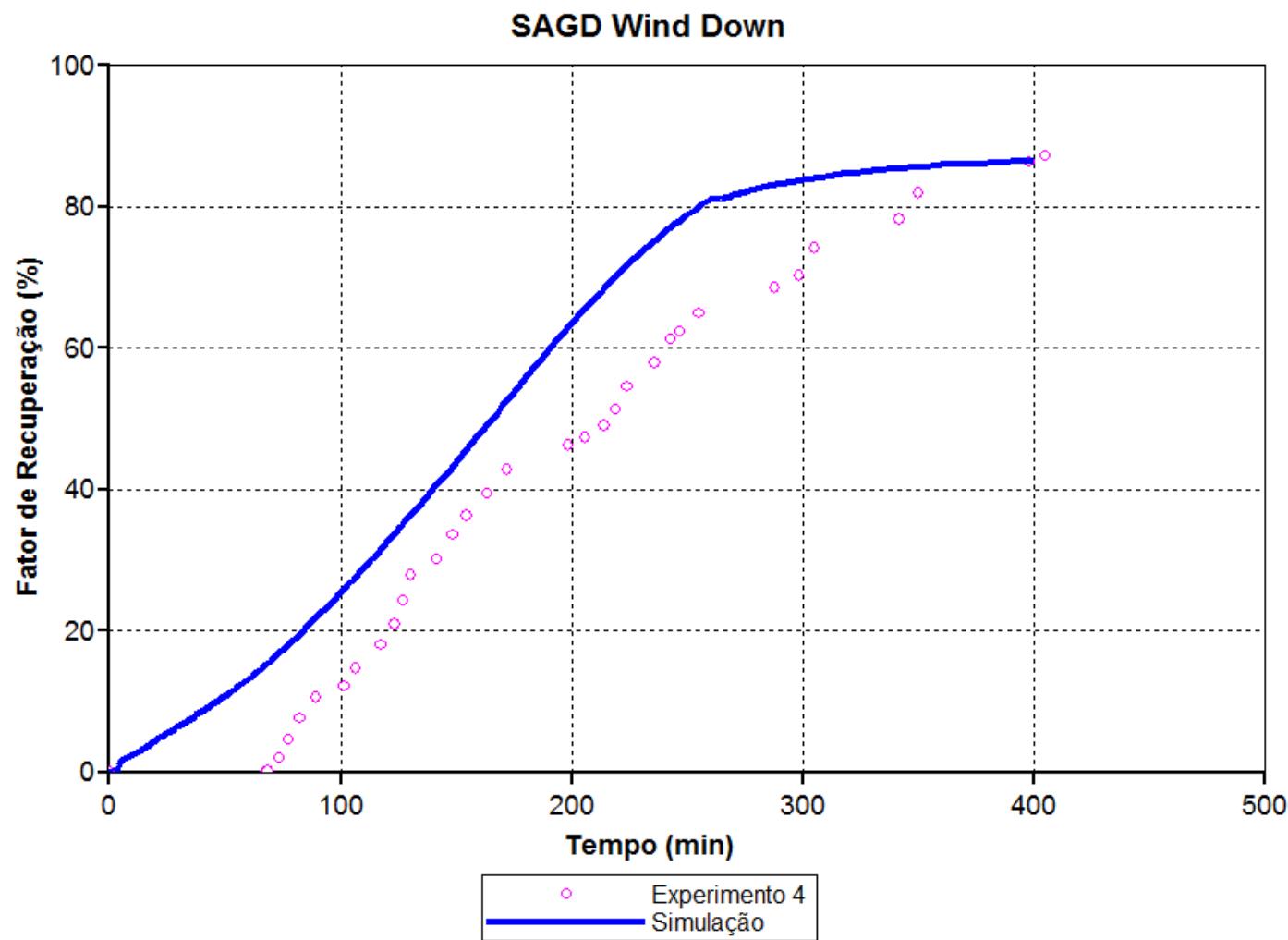


Figura 47.27 – Fator de Recuperação de óleo obtido experimental e numericamente

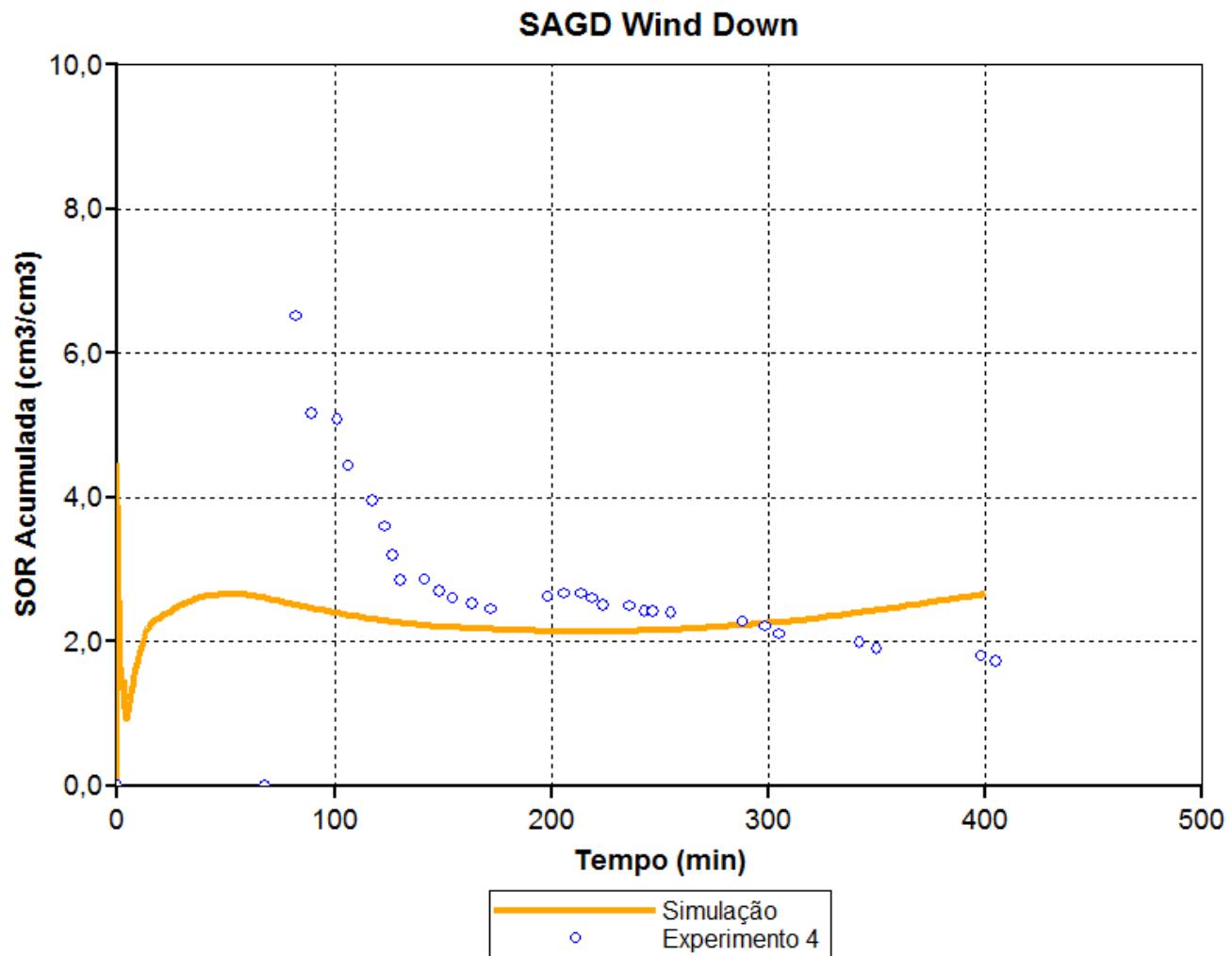


Figura 48.28 – Razão vapor óleo acumulada obtida experimental e numericamente

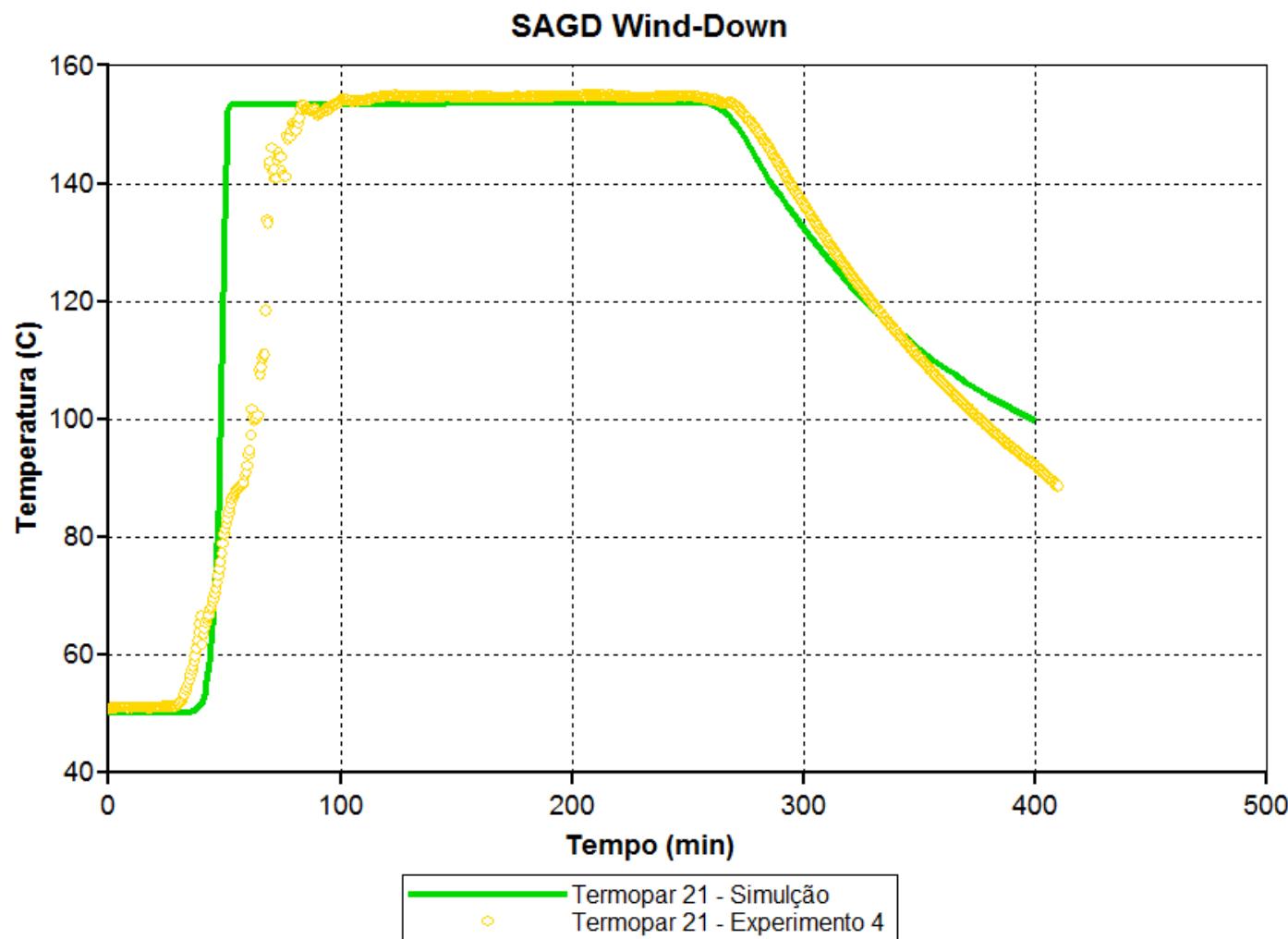


Figura 49.29 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 21

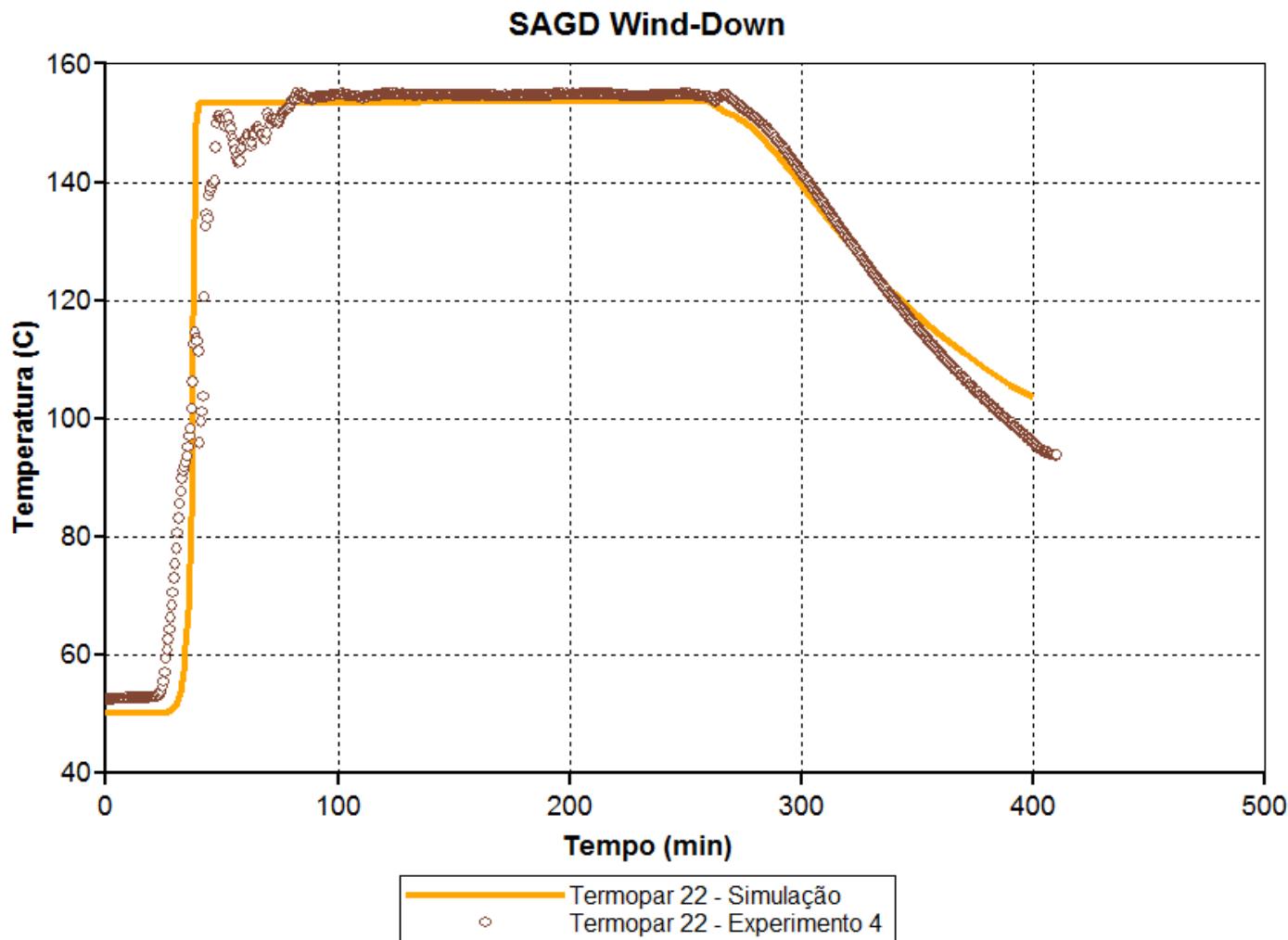


Figura 50.30 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 22

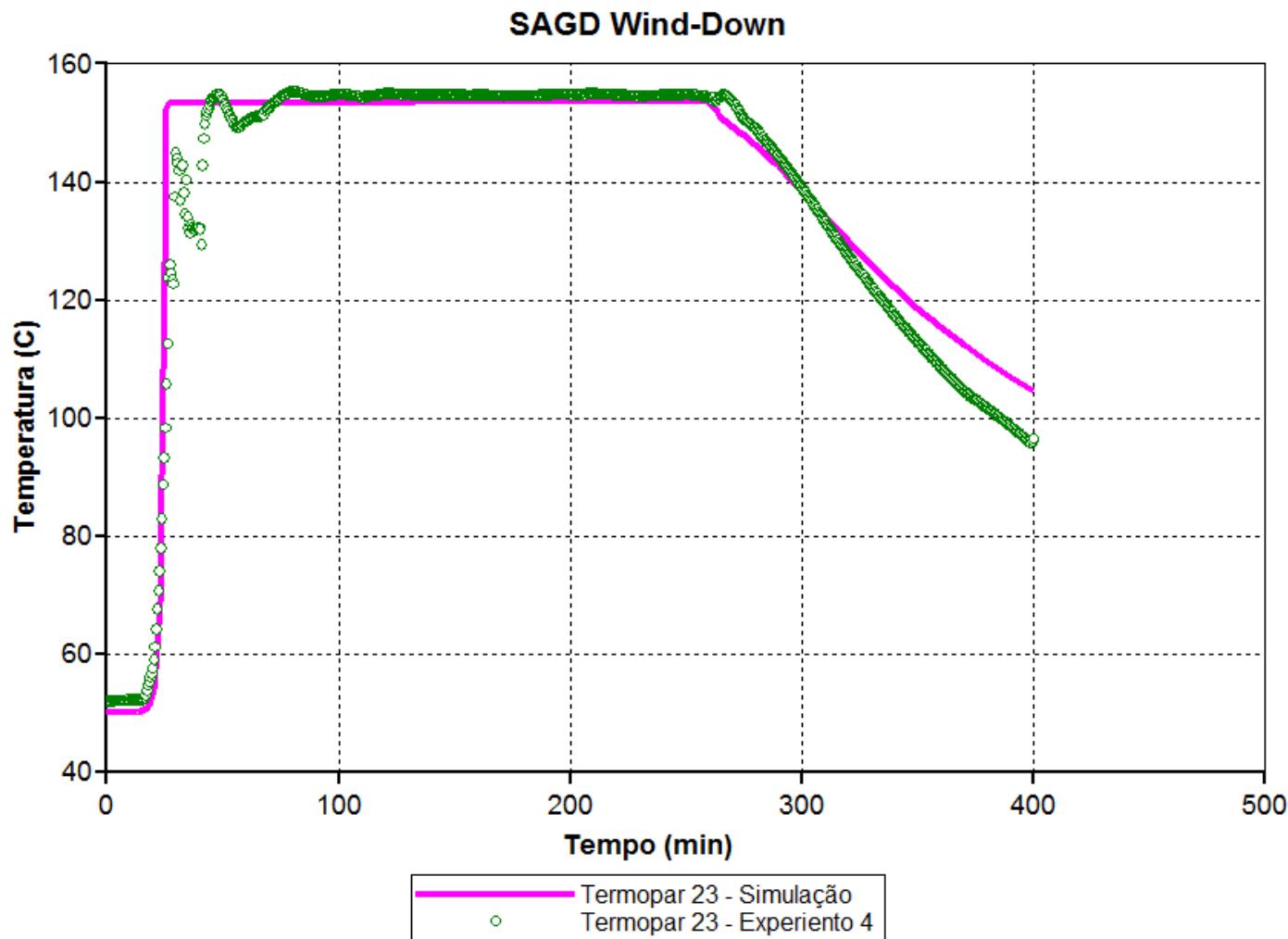


Figura 51.31 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 23

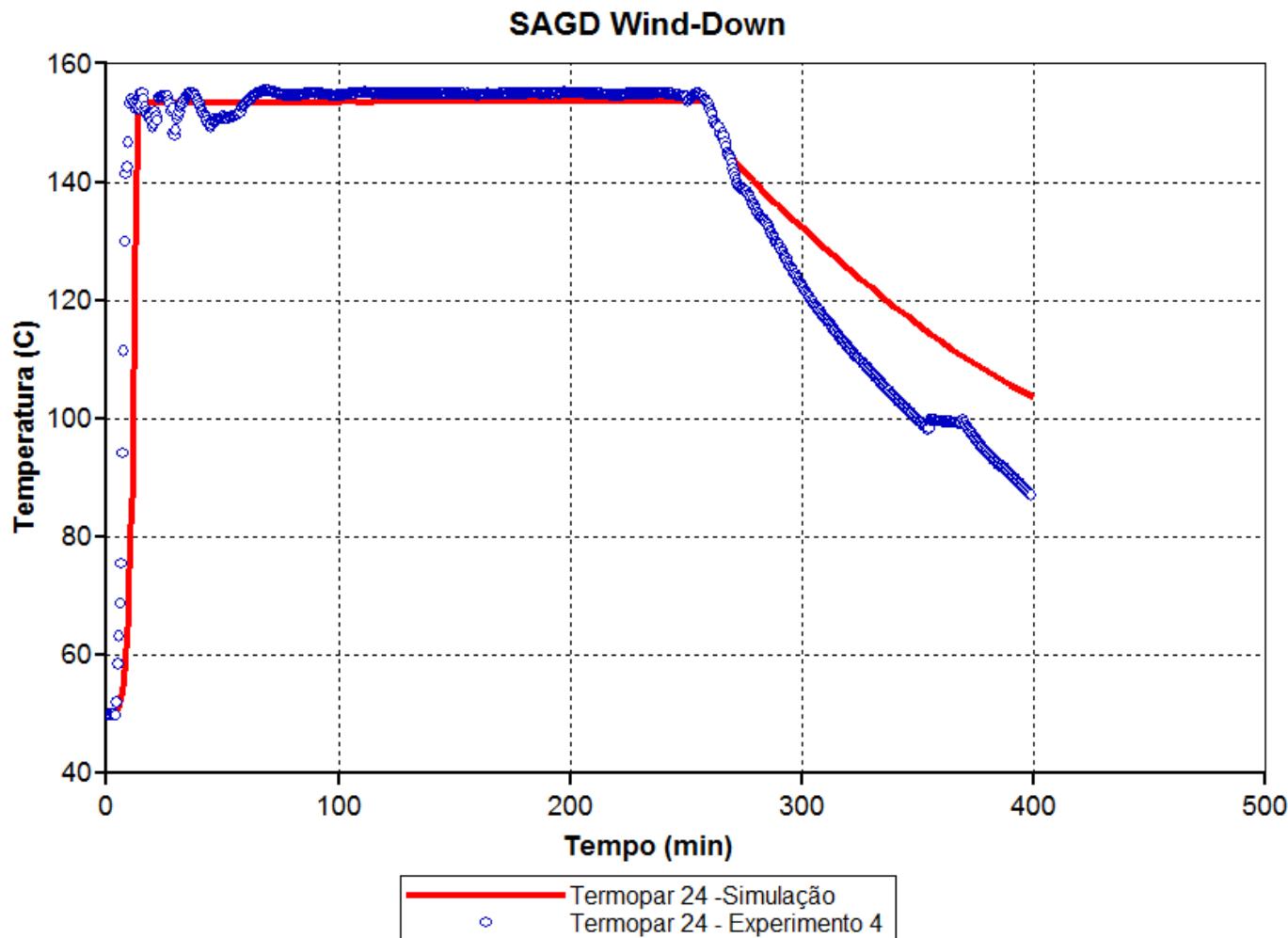


Figura 52.32 – Comparação das curvas simulada e experimental para o termopar 24

Mais uma vez a observação das curvas indica uma boa representatividade do modelo de simulação. Salienta-se que a pequena diferença que ocorre na segunda metade das curvas deve-se a dificuldade em se reproduzir o comportamento da injeção de nitrogênio numericamente.

A seguir, visando a uma análise mais abrangente, uma comparação da câmara de vapor em quatro instantes distintos tanto da simulação quanto do experimento é destacada nas Figuras 5.33 a 5.36.

É possível perceber uma grande equivalência entre os resultados obtidos, o que reforça o ajuste obtido do modelo numérico para os experimentos conduzidos.

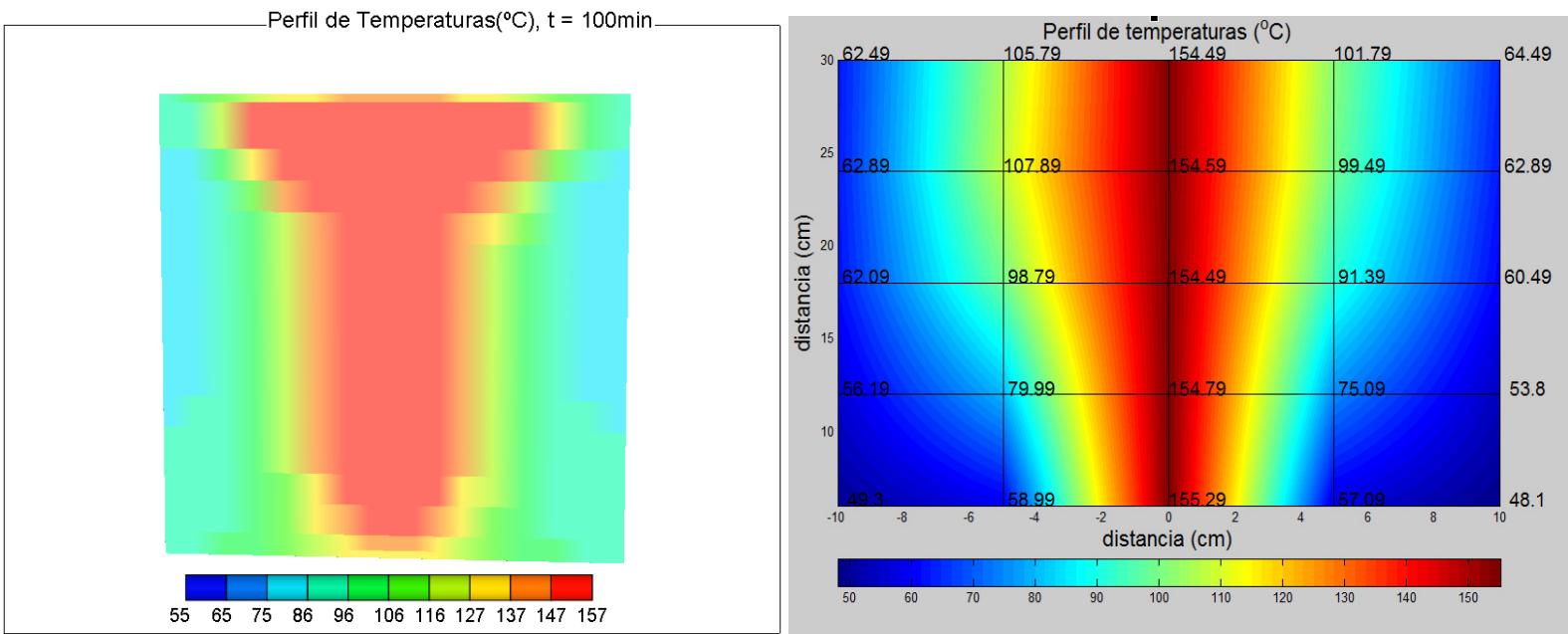


Figura 53.33 - Perfis de temperatura obtidos na simulação (esq) e experimentalmente (dir) após 100 min

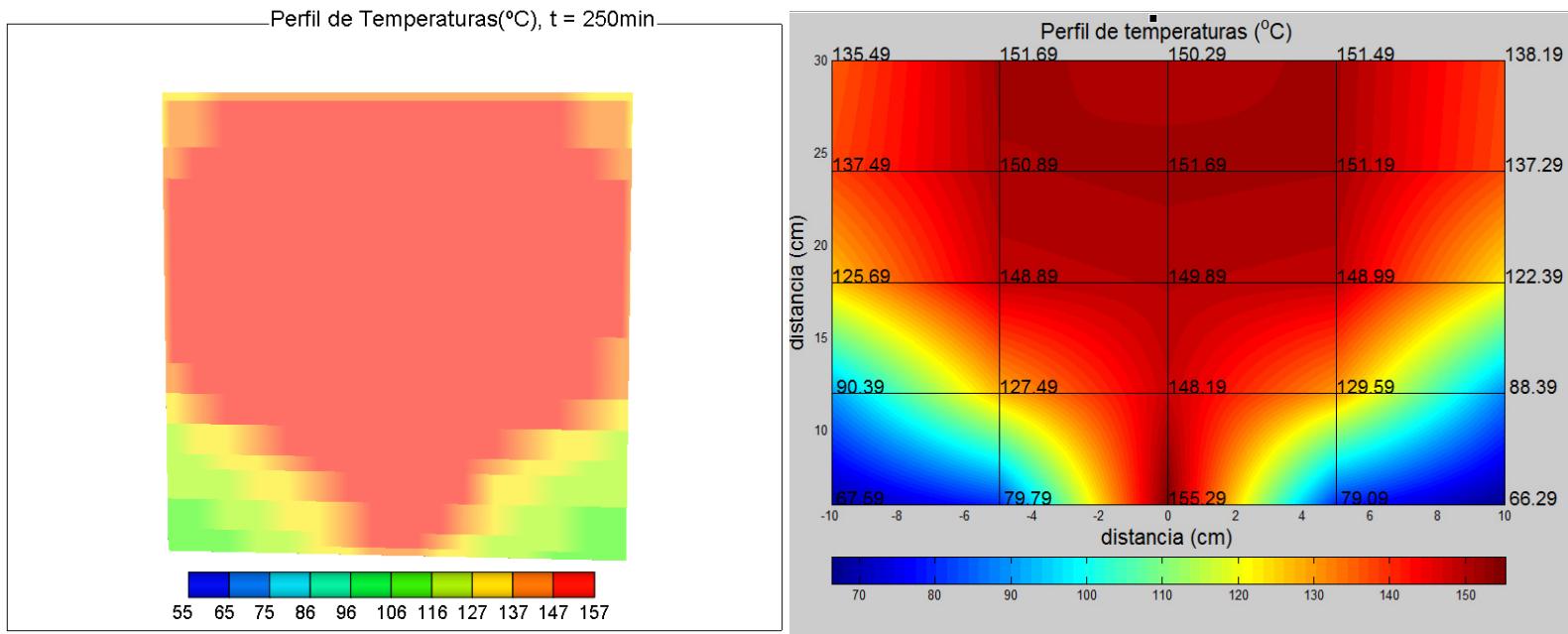


Figura 54.34 - Perfil de temperatura obtidos na simulação (esq) e experimentalmente (dir) após 250 min

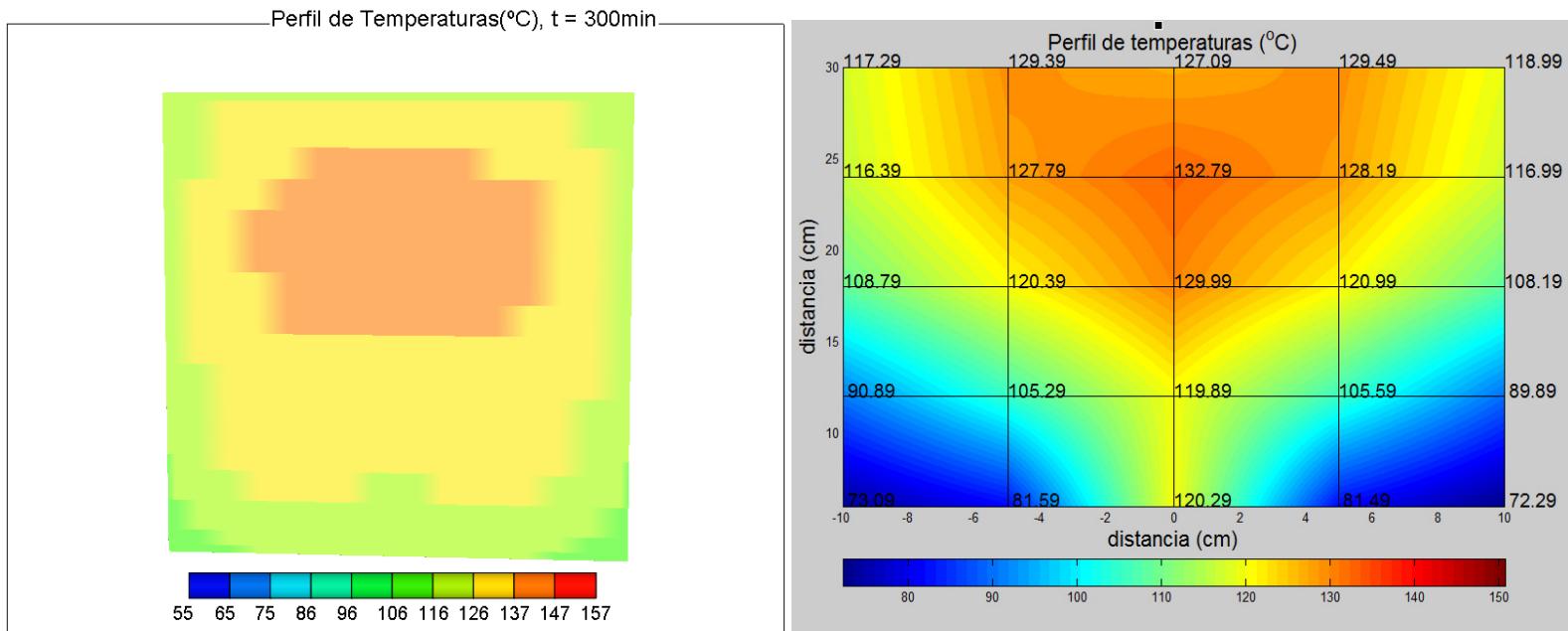


Figura 55.35 - Perfis de temperatura obtidos na simulação (esq) e experimentalmente (dir) após 300 min

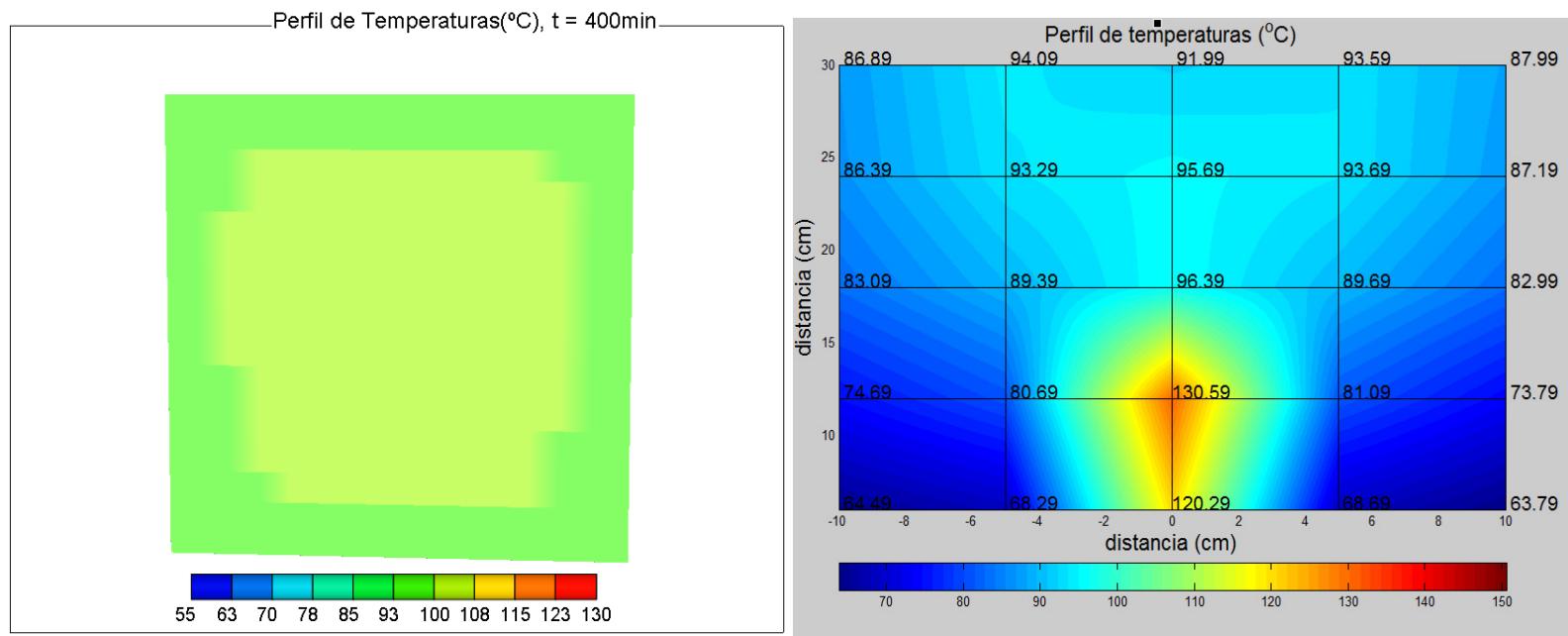


Figura 56.36 - Perfis de temperatura obtidos na simulação (esq) e experimentalmente (dir) após 400 min

Capítulo 6

Neste capítulo estão expostas as principais conclusões obtidas nesse trabalho e algumas recomendações para trabalhos futuros

6.1 Conclusões

As principais conclusões obtidas com o estudo numérico e experimental do método de recuperação melhorada de óleo pesado por drenagem gravitacional assistida por vapor foram:

- A análise dos principais trabalhos encontrados na literatura é imprescindível para um bom desenvolvimento do projeto, com o conhecimento das principais peculiaridades e princípios que envolvem o estudo. A revisão bibliográfica realizada trouxe grande familiaridade com os conceitos principais do processo SAGD e concedeu base importante para o estudo numérico e o posterior estudo experimental.

- A utilização da simulação como suporte às atividades experimentais é de grande importância, resultando em uma maior sensibilidade em relação aos resultados que se espera obter nas atividades laboratoriais, além de fornecer maior confiança na condução dos experimentos, o que é fundamental. Nunca deixando, no entanto, de lembrar que o simulador é um suporte, podendo não representar bem os fenômenos reais.

- A presença de gás não condensável em processos de drenagem gravitacional assistida por vapor consiste em uma importante alternativa para elevar a produtividade de óleo de forma econômica, com menor volume de vapor injetado.

- O processo *wind-down* representa um método com reduções expressivas na injeção de vapor, mantendo a pressão do reservatório e utilizando a energia *in place* para expandir a produção de óleo de forma economicamente viável.

- Uma análise econômica detalhada é necessária para embasar a decisão de qual processo envolvendo injeção de gás não condensável escolher em um projeto que o SAGD se apresenta como uma técnica de recuperação plausível.

- O simulador STARS mostrou-se uma boa ferramenta para suporte computacional em se tratando de métodos térmicos de recuperação.

6.2 Recomendações

O trabalho aqui desenvolvido teve a finalidade de representar a influência da injeção de nitrogênio ao método clássico de recuperação térmica, a injeção contínua de vapor. Há variações interessantes nas quais se pode utilizar o nitrogênio associado ao vapor para aumentar a economicidade dos projetos. Dentre essas, o SAGP – *Steam and Gas Push*- merece destaque e o desenvolvimento de um trabalho experimental investigando esse processo seria bastante interessante para analisar sua viabilidade. Outros fatores que devem ser levados em consideração em trabalhos futuros são:

- Utilizar em experimentos envolvendo produção de óleo pesado o separador gravitacional posicionado sempre numa altura inferior à saída da produção evitando que os fluidos produzidos tenham que “vencer” a gravidade para atingir o sistema de produção.
- Ainda uma consequência da citação anterior, conduzir os experimentos mantendo a célula à pressão ambiente, o que permitira uma injeção de vapor à pressão e temperatura menores o que irá contribuir para minimização das perdas.

Referência Bibliográficas

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.

BAGCI A. S., HERIOT-WATT U. "Experimental and Simulation Studies of SAGD Process in Fractured Reservoirs", SPE 99920, SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, USA, 22-26, April, 2006.

Barrilas, Jennys Lourdes Meneses – Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. Dissertação de Mestrado, UFRN, 2005.

BOYLE T. B.; GITTINS S. D.; CHAKRABARTY C. The evolution of SAGD technology at East Senlac. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 42, 1, 58-61, 2003.

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

BUTLER, R. M. *A New Approach to the Medellin of Steam-Assisted Gravity Drainage*, JCPT, May, 1985.

BUTLER R. M. *Thermal Recovery of Oil Bitumen*, Department of Chemical and Petroleum Engineering, Prentice Hall: New Jersey, USA, 1991.

BUTLER, R.M., *The Steam and Gas Push (SAGP)*; presented at the Petroleum Society's 48th Annual Technical Meeting, Calgary, AB, June 8 – 11, 1997.

BUTLER, R.M., JIANG, and YEE, C.T., Steam and Gas Push (SAGP)—3; *Recent Theoretical Developments and Laboratory Results*; Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 39, No. 8, pp. 51-60, August 2000.

BUTLER, R. M. *Some Recent Developments in SAGD*, JCPT, January, 2001.

BUTLER, R.M. and YEE, C.T., *Progress in the In Situ Recovery of Heavy Oils and Bitumen*; Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 41, No. 1, January, 2002.

CANBOLAT S., AKIN S., POLIKAR M. *Evaluation of SAGD Performance in the Presence of Non-Condensable Gases*, Petroleum Society's 5th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 8-10, June, 2004.

CHACHULA R. Challenges in heavy oil production – Encana. 2003.

CHOW L., BUTLER R. M. *Numerical Simulation of the Steam-Assisted Gravity Drainage Process (SAGD)*, JCPT, 6, June, 1996.

DONNELLY J. K. Hilda lake a Gravity Drainage Success. In: SPE INTERNATIONAL THERMAL OPERATIONS AND HEAVY OIL SYMPOSIUM. Bakersfield, California, 17-19 March, 1999, technical paper SPE 54093.

GENEAU M. Peace river Project – Development and operation, 2003.

GREEN and WILLHITE. “Enhanced Oil Recovery”, 1998.

INCROPERA F. P., DeWitt D. P. *Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa*, LTC, Quinta Edição, 2002.

ITO, Y., ICHIKAWA, M., HIRATA, T.: *The effect of Gas Injection on Oil Recovery During SAGD Projects*, presented at the CSPG and Petroleum Society Joint Convention, Calgary, Alberta, Canada, June 14-18, 1999.

JIANG, Q., BUTLER, R. M., YEE, C. T.: *The Steam and Gas Push (SAGP) – 2: Mechanism Analysis and Physical Model Testing*, presented at the Petroleum Society 49th Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta, Canada, June 8-10, 1998.

KARIMAIE, H., DARVISH, G. H., LINDEBERG, E., TORSAETER, O.: *Experimental Investigation of Secondary and Tertiary Gas Injection in Fractured Carbonate Rock*, presented at the SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in London, United Kingdom, 11-14 June, 2007.

KEER R.; BIRDGENEAU J.; BATT B.; YANG P.; NIEUWENBURG G.; RERRGER P.; ARNOLD J.; BRONICK. The long lake project – the first integration os SAGD and upgrading. In: SPE INTERNATIONAL THERMAL OPERATIONS AND HEACY OIL SYMPOSIUM AND INTERNATIONAL HORIZONTAL WELL

TECHNOLOGY CONFERENCE, Calgary, Alberta, Canada, 4-7 November, 2002, technical paper SPE of CIM/CHOA 79072.

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.

LAKE L. W. “*Enhanced Oil Recovery*”, University of Texas at Austin, Prentice Hall: New Jersey, USA, 1989.

MOREIRA R. D. R. *Injeção de Vapor Auxiliado por Drenagem Gravitacional em Poço Único*, Tese de Mestrado, UNICAMP, 2006.

NASR, T.N., Prowse, D.R. and Frauenfeld. T.W.J.: *The Use of Flue Gas with Steam in Bitumen Recovery from Oil Sands*, J. Cdn. Pet Tech (May-June 1987) 62.

NASR, T.N.; GOLBECK H.; KORPANY G.; PIERCE G. *SAGD Operating Strategies*, In: SPE INTERNATIONAL CONFERENCE ON HORIZONTAL WELL HELD IN CALGARY, Calgary, Canada, 1-4 November, 1998, *technical paper* SPE 50411.

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.

Rios V.S., SPE, P. Laboissière, SPE, O.V. Trevisan, SPE, SPE 139319 “*Economic Evaluation of Steam and Nitrogen Injection on SAGD Process*”. In: LACPEC, Lima-Peru, 2010

ROSA ADALBERTO, CARVALHO R. de S., CARVALHO J. A. D. “Engenharia de Reservatórios de Petróleo” Brasil, 808 p., 2006.

SASAKI K., AKIBAYASHI S., KOSUKEGAWA H., KATO M. *Experimental Study on Initial Stage of SAGD Process Using 2-Dimensional Scaled Model for Heavy Oil Recovery*. In: SPE International Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary, Alberta, Canada, SPE 37089, 18-20, Nov, 1996.

SASAKI K., AKIBAYASHI S., N. YAZAWA., Q. DOAN, S.M. FAROUQ ALI.

Numerical and Experimental Modelling of the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process. First presented at the 50th Annual Technical Meeting, June 14 – 18, 1999, in Calgary, Alberta

SHARMA B. C.; KHATANIAR S.; PATIL S. L.; KAMATH V. A.; DANDEKAR A. Y. *Simulation study on novel thermal recovery methods in the Ugnu Tar Sand reservoir.* In: SPE WESTERN REGIONAL/AAPG PACIFIC SECTION JOINT MEETING HELD IN ANCHORAGE, Alaska, USA, 20-22 May, 2002, *technical paper SPE 76729.*

SHARMA A. P., RAO D. N., *Scaled Physical Model Experiments to Characterize the Gas-Assisted Gravity Drainage EOR Process,* SPE 113424, Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 19-23 April, 2008.

SAWHNEY G. S, H. LIEBE, R.M. BUTLER, *Vertical Injection Wells for SAGD: A Practical Option or Not?*, J. Cdn. Pet Tech (Jan 1995) 34

SUGGET J.; GITTINS S.; YOUN S. Christina Lake project. In SPE/PETROLEUM SOCIETY OF CIM INTERNATIONAL CONFERENCE ON HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY, Calgary, Alberta, Canada, 6-8 November, 2000, technical paper SPE 65220

TORRES D. M. *Modelagem e Previsão de Comportamento de Processos de Injeção de Vapor em Escalas de Laboratório*, Tese de Mestrado, UNICAMP, 2008.

TREVISAN O. V., LISBOA A. C. L., FRANÇA F. de A., TRINDADE W. “Oil production in offshore fields: an overview of the Brazilian technology development program”, World Heavy Oil Conference, Vol. 1, pp.1-7, Pequim, CHINA, Nov. 2006

VÁSQUES A. R; SÁNCHEZ M. S.; McLENNAN J.; GUO Q.; PORTILLO F.; BLUDUN M.; MENDOZA H. Mechanical and thermal properties of unconsolidated Sands and its applications to the heavy oil SAGD project in the Tua juana field Venezuela. In SPE LACPEC, Caracas, Venezuela, 21-23 April, 1999, technical paper SPE 54009.

WU C. H., BROWN A. *A Laboratory Study on Steam Distillation in Porous Media*, SPE 5569, 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, USA, September 28 to October 1, 1975.

ZHAO, L., LAW, D., YUAN, J-Y.: *Numerical Investigation of Steam and Gas Mixing in Heavy Oil Production*, presented at the CSPG and Petroleum Society Joint Convention, Calgary, Alberta, Canada, June 14 -18, 1999.

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

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

Apêndices

A. Teoria de Butler para recuperação de óleo por SAGD

Para mostrar o desenvolvimento feito por Butler, consideremos, inicialmente, a figura A.1, que se trata de uma pequena seção da interface de drenagem da câmara de vapor, feita verticalmente.

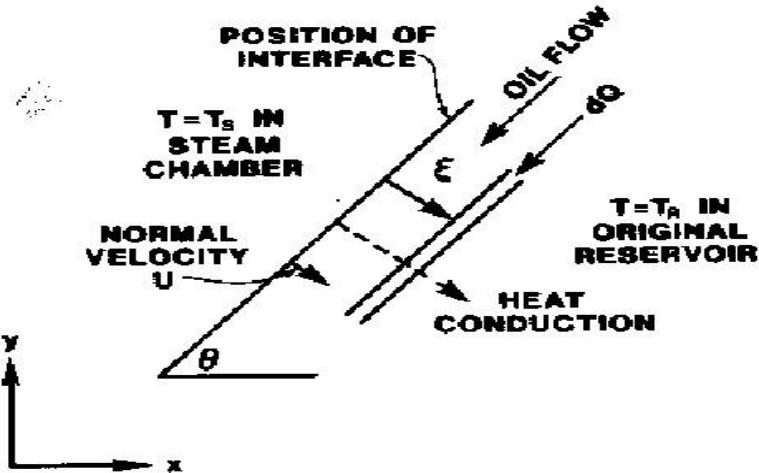


Figura A. 57– Pequena seção vertical da interface de drenagem (Fonte: Thermal recovery of oil and betumen, Butler, 1991)

Óleo aquecido pelo vapor escoa aproximadamente paralelo à superfície de condensação descendo rumo ao poço produtor. A temperatura do vapor é T_s , e o reservatório está inicialmente a uma temperatura T_R . Vapor está se condensando na superfície de condensação, ou na interface, que, na região mostrada, está inclinada de um ângulo Θ com relação à horizontal. A interface também se encontra a uma temperatura T_s . Calor é transferido para região mais fria do reservatório por condução. Além da interface, dentro do reservatório, sucessivas camadas do material estão mais frias. A uma distância ξ da interface, onde a viscosidade do óleo é μ e sua viscosidade cinemática é v , podemos escrever a *Lei de Darcy*, para uma seção com espessura unitária medida para dentro do papel, de forma que:

$$dq = \frac{k(d\xi \times 1) \cdot (\rho_o - \rho_g) g \cdot \sin\theta}{\mu} = \frac{k \cdot g \cdot \sin\theta}{v} d\xi \quad (1)$$

Salienta-se que ρ_g é negligenciado em comparação com ρ_o e que μ/ρ_o é igual a v .

Se a velocidade da interface, medida normal à interface, é U e assumimos que a transferência de calor se dá por condução apenas, a temperatura à frente da interface para um avanço em regime estacionário é dada pela equação (2), mostrada abaixo:

$$\frac{T - T_R}{T_s - T_R} = \exp\left(-\frac{U\xi}{\alpha}\right) \quad (2)$$

Valores altos de U implicam em a temperatura cair rápido com a distância, enquanto valores baixos fornecem uma queda mais lenta.

Se o reservatório não estivesse aquecido, então o fluxo diferencial correspondente seria dado pela equação abaixo:

$$dq_R = \frac{k.g.\sin\theta}{v_R} d\xi$$

Subtraindo a equação acima da equação (1), temos o fluxo crescente devido ao aquecimento:

$$dq - dq_R = k.g.\sin\theta \left(\frac{1}{v} - \frac{1}{v_R} \right) d\xi$$

Agora, definindo $dq - dq_R$ como dQ , chegamos na expressão (3), a saber:

$$dQ = k.g.\sin\theta \left(\frac{1}{v} - \frac{1}{v_R} \right) d\xi \quad (3)$$

Ou ainda, integrando ambos os lados da equação (3):

$$Q = k.g.\sin\theta \int \left(\frac{1}{v} - \frac{1}{v_R} \right) d\xi \quad (4)$$

No entanto, para avaliar a integral acima, é necessário saber o comportamento da viscosidade do óleo em função da distância com relação à interface. Uma vez que, da equação (2), a temperatura é dada como uma função da distância, é necessário conhecer a viscosidade apenas como função da temperatura para, então, avaliarmos Q . Uma forma

plausível e arbitrária de representar a viscosidade apenas como função da temperatura é dada na equação abaixo, na qual “m” é um coeficiente adimensional empírico proposto por Butler:

$$\frac{\nu_S}{\nu} = \left(\frac{T - T_R}{T_s - T_R} \right)^m \quad (5)$$

Agora, tomando por base a expressão (5) e levando em consideração que a viscosidade do reservatório tende ao infinito, ou seja, $1/\nu_R = 0$, podemos calcular a integral da expressão (4), de forma que:

$$\begin{aligned} \frac{1}{\nu} &= \frac{1}{\nu_s} \left(\frac{T - T_R}{T_s - T_R} \right)^m = \frac{1}{\nu_s} \exp\left(-Um\xi/\alpha\right), \text{ logo} \\ Q &= k.g.\sin\theta \int \left(\frac{1}{\nu} - \frac{1}{\nu_R} \right) d\xi = k.g.\sin\theta \int \left(\frac{1}{\nu} \right) d\xi = k.g.\sin\theta \int_0^{\infty} \left(\frac{1}{\nu_s} \exp(-Um\xi/\alpha) \right) d\xi \end{aligned}$$

Por fim:

$$Q = \frac{k.g.\alpha.\sin\theta}{m\nu_S U}. \quad (6)$$

Uma segunda relação entre a vazão de óleo, Q, e a velocidade da frente, U, pode ser definida considerando-se o balanço de materiais na interface. Considerando novamente a Figura 57. Se a interface está avançando, a taxa com que o óleo escoa para fora da região deve ser maior que a taxa com que ele entra na mesma. É essa diferença nas taxas que determina o avanço da interface, mais que a taxa por si só. O balanço de materiais aplicado a um fino elemento vertical é mostrado na equação (7):

$$\left(\frac{\delta Q}{\delta x} \right) = \phi \Delta S_o \left(\frac{\delta v}{\delta t} \right)_x \quad (7)$$

A velocidade da interface, U , é relacionada ao termo $\left(\frac{\delta y}{\delta t}\right)_x$ da equação 7 e ao ângulo θ pela equação (8).

$$U = -\cos \theta \left(\frac{\delta y}{\delta t} \right)_x \quad (8)$$

Nessa expressão, o termo $\left(\frac{\delta y}{\delta t}\right)_x$ pode ser esperado como um valor negativo.

Agora, combinando as equações (8), (7) e (6) e usando a simplificação que $\sin \theta / \cos \theta = \tan \theta = \left(\frac{\delta y}{\delta x}\right)_x$, chegamos que:

$$\begin{aligned} Q &= \frac{k.g.\alpha.\sin \theta}{m v_s \cos \theta (\delta y / \delta t)} = \\ Q &= \frac{k.g.\alpha.(\delta y / \delta x)}{m v_s (\delta y / \delta t)} = \\ Q &= \frac{k.g.\alpha.\phi \Delta S_o}{m v_s} \left(\frac{\delta y}{\delta Q} \right)_t \end{aligned} \quad (9)$$

Rearranjando e integrando a equação acima, temos:

$$\begin{aligned} \int_0^q Q dQ &= \int_0^{h-y} \left(\frac{k.g.\alpha.\phi \Delta S_o}{m v_s} \right) \delta y \\ q &= \sqrt{\frac{2k.g.\alpha.\phi \Delta S_o (h-y)}{m v_s}} \end{aligned}$$

Ou ainda, no fundo da câmara de vapor, onde $y = 0$,

$$q = \sqrt{\frac{2k.g.\alpha.\phi \Delta S_o h}{m v_s}} \quad (10)$$

Salienta-se que a expressão (10) foi obtida apenas para um lado da câmara, logo, para uma configuração usual na qual o óleo é escoado em ambos os lados da câmara, é necessário dobrar o valor obtido, ou seja:

$$q = 2 \sqrt{\frac{2k.g.\alpha.\phi\Delta S_o h}{m v_s}}$$

Esse resultado mostra que a vazão de drenagem é uma função da altura, mas não é dependente do formato da interface ou da sua extensão horizontal. Estendendo a interface horizontalmente há um acréscimo da área para transferência de calor, mas esse efeito é contrabalanceado pelo efeito do maior e mais inclinado caminho na restrição do fluxo.

É também interessante notar que todas as variáveis na equação (10) e as similares têm pesos iguais.

Podemos ainda, com base nas expressões obtidas até esse ponto, estimar a posição da interface. Inicialmente, podemos escrever a velocidade horizontal da interface como mostra a equação (11).

$$\left(\frac{\delta x}{\delta t} \right)_y = \frac{- \left(\frac{\delta y}{\delta t} \right)_x}{\left(\frac{\delta y}{\delta x} \right)_t} \quad (11)$$

Multiplicando a equação (11) pela segunda linha da equação (9) e substituindo o valor para “q” da expressão (10), resulta, após rearranjarmos os termos, na equação (12):

$$\left(\frac{\delta x}{\delta t} \right)_y = \sqrt{\frac{kg\alpha}{2\phi\Delta S_o m v_s (h - y)}} \quad (12)$$

Nota-se que a velocidade vertical é uma função da altura vertical, mas independe do tempo. Assume-se que a câmara de vapor é inicialmente um plano vertical sobre o poço produtor, então o deslocamento horizontal pode ser dado como uma função do tempo e da altura y, como na equação (13).

$$x = t \sqrt{\frac{kg\alpha}{2\phi\Delta S_o m v_s (h - y)}} \quad (13)$$

Analogamente, pode-se escrever, rearranjando a equação (13), y como função de x e t, a saber:

$$y = h - \frac{kg\alpha}{2\phi\Delta S_o m v_s} \left(\frac{t}{x} \right)^2 \quad (14)$$

A equação (14) pode ser escrita em termos adimensionais segundo a equação (15). As variáveis adimensionais X, Y e t' são definidos em (16).

$$y = h - \frac{kg\alpha}{2\phi\Delta S_o m v_s} \left(\frac{t}{x} \right)^2 \quad (15)$$

$$\begin{aligned} Y &= \frac{y}{h} \\ X &= \frac{x}{h} \\ t' &= \frac{t}{h} \sqrt{\frac{kg\alpha}{\phi\Delta S_o m v_s h}} \end{aligned} \quad (16)$$

Também foi proposto por Butler, fatores de transferência de escala. Nessa teoria, a similaridade entre um modelo e o campo pode ser encontrada pela equação do tempo adimensional (16) e pelo número adimensional B_3 , dado pela equação (17) para o caso experimental e o caso de campo.

$$B_3 = \sqrt{\frac{kg h}{\phi \alpha \Delta S_o m v_s}} \quad (17)$$

Nas equações de (1) a (17):

- q: vazão do óleo drenado
- ϕ : porosidade

- ΔS_o : diferença entre a saturação de óleo inicial e sua saturação residual
- k : permeabilidade efetiva ao óleo
- g : constante gravitacional
- α : difusividade térmica da rocha
- h : altura da câmara de vapor
- ν_s : viscosidade cinemática do óleo na temperatura da interface com o vapor
- ν : viscosidade cinemática do óleo na temperatura T
- T_s : Temperatura da interface com a câmara de vapor (temperatura do vapor)
- T_R : Temperatura do reservatório
- m : Coeficiente adimensional proposto por Butler

B. Exemplo de cálculo das saturações dos fluidos e volume poroso

O procedimento mostrado a seguir explica a forma como foram calculadas as saturações dos fluidos e do volume poroso em todos os experimentos realizados. Os valores numéricos adotados remetem-se as dados do primeiro experimento.

1. Célula SAGD - Dimensões internas da Célula:

- i. Espessura $e = 9 \text{ cm}$
- ii. Altura e comprimento, $l = h = 29 \text{ cm}$
- iii. Como a célula tem formato prismático, seu volume é dado por
$$V = e * l * h = 7569 \text{ cm}^3$$

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

- i. Massa de microesferas, (M_{vidro}) = 10376 ,3 g
- ii. Massa de óleo, ($M_{óleo_total}$) = 2535 g
- iii. Essa massa de óleo inclui uma porção de umidade intrínseca, com o auxílio do Karl Fisher, foi possível saber qual a umidade (percentual de água) que havia no óleo e, dessa forma, estimar a massa de óleo e água separadamente que havia na mistura. Chegou-se então que havia no óleo 30% de umidade (BSW=30%), em massa. Dessa forma:

$$M_{água} = 0,3 \times M_{óleo_total} = 767 \text{ g}$$

$$M_{óleo} = 0,7 \times M_{óleo_total} = 1768 \text{ g}$$

A massa total da mistura é, portanto:

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

$$M_{mist} = 12911,3 \text{ g}$$

3. Massa da mistura adicionada realmente à célula, (M_{mist_cel}) :

- i. Massa da mistura que sobrou do processo, (M_{sobra}) = 0 g

ii. Massa da mistura no tubo,

$$(M_{mist.cel}) = M_{mist} - M_{sobra} = 12911,3\text{ g}$$

4. Considerando o aspecto homogêneo, a proporção de microesferas, água e óleo permanece constante em toda porção considerada. A quantidade de cada componente dentro da célula é então calculada como:

Massa de areia dentro célula,

$$M_{vidro} = \frac{M_{mist.cel}}{M_{mist}} M_{vidro} = 10376,3\text{ g}$$

Massa de água dentro da célula,

$$M_{água} = \frac{M_{mist.cel}}{M_{mist}} M_{água} = 767\text{ g}$$

Massa de óleo dentro da célula,

$$M_{óleo} = \frac{M_{mist.cel}}{M_{mist}} M_{óleo} = 1768\text{ g}$$

A densidade da microesfera de vidro é $\rho = 2,5\text{ g / cm}^3$. Então,

Volume de areia dentro do tubo

$$= \frac{M_{vidro}}{\rho_{areia}} = \frac{10376,3\text{ g}}{2,5\text{ g / cm}^3} = 4150,52\text{ cm}^3$$

$$\phi = \frac{V_{cel} - V_{vidro}}{V_{cel}} = \frac{7569 - 4150,52}{7569} 100 = 45,1\%$$

Sabendo que o óleo de Espírito Santo utilizado nas rodadas experimentais tem 15,7 °API, o que equivale a uma massa específica de $0,961\text{ g / cm}^3$, pode-se calcular os volumes de água e óleo dentro da célula:

$$V_{água} = \frac{M_{água}}{\rho_{água}} = \frac{767}{1} = 767\text{ cm}^3$$

$$V_{óleo} = \frac{M_{óleo}}{\rho_{óleo}} = \frac{1768}{0.961} = 1839,75 \text{ cm}^3$$

5. Em posse dos valores de porosidade, pode-se calcular o volume poroso da célula:

$$V_{\phi cel} = V_{cel} * \phi = 3418,5 \text{ cm}^3$$

6. Por fim, a saturação de óleo (S_o), água (S_w) e gás (S_g) podem agora ser obtidos:

$$S_w = \frac{V_{água}}{V_{\phi cel}} = \frac{767}{3418,5} 100 = 22 \%$$

$$S_o = \frac{V_{óleo}}{V_{\phi cel}} = \frac{1768}{3418,5} 100 = 54 \%$$

$$S_g = 100 - S_o - S_w = 24 \%$$

**C. Composição do óleo morto do campo no Estado do Espírito Santo
(Laboissière, 2009)**

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

D. Arquivos de entrada do simulador STARS – casos base.

1) SAGD convencional

```

** **** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ****
** INPUT/OUTPUT CONTROL
** **** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ****
** 2010-01-07, 14:14:20, rios
** 2010-01-08, 10:11:13, rios
** 2010-01-08, 10:19:55, rios
** 2010-01-08, 10:22:06, rios
** 2010-01-08, 16:19:38, rios
** 2010-01-20, 15:14:11, rios
** 2010-01-27, 11:14:04, rios
** 2010-07-09, 09:54:36, rios
** 2010-07-13, 10:33:16, rios
** 2010-07-18, 10:23:36, rios
** 2010-07-28, 15:13:34, rios
RESULTS SIMULATOR STARS 200900

TITLE1 'SAGD'
CASEID 'Convenc'

INUNIT LAB
WRST 1
WPRN ITER 1
WSRF WELL TIME
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME
OUTPRN ITER NEWTON
OUTSRF GRID CCHLOSS CCHLOSSCUM CMPDENO CMPDENW CMPVISG CMPVISO CMPVISW
DYNGRDDEVO FLUXRC FLUXSC KRG
KRO KRW KVALYW KVALYX MASDENG MASDENO MASDENW OBHLOSS OILMOB
PCOG PCOW
PRES SG SO SOLCONC SW TEMP VELOCRC VISG VISO VISW W
X Y
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR TEMP 4,7,5
BLOCKVAR TEMP 4,7,8
BLOCKVAR TEMP 4,7,11
BLOCKVAR TEMP 4,7,14
BLOCKVAR TEMP 4,7,16
BLOCKVAR TEMP 7,7,5
BLOCKVAR TEMP 7,7,8
BLOCKVAR TEMP 7,7,11
BLOCKVAR TEMP 7,7,14
BLOCKVAR TEMP 7,7,16
BLOCKVAR TEMP 9,7,8
BLOCKVAR TEMP 9,7,11
BLOCKVAR TEMP 9,7,14
BLOCKVAR TEMP 9,7,16
BLOCKVAR TEMP 12,7,5
BLOCKVAR TEMP 12,7,8
BLOCKVAR TEMP 12,7,11

```

```

        BLOCKVAR TEMP 12,7,14
        BLOCKVAR TEMP 12,7,16
        BLOCKVAR TEMP 16,7,5
        BLOCKVAR TEMP 16,7,8
        BLOCKVAR TEMP 16,7,11
        BLOCKVAR TEMP 16,7,14
        BLOCKVAR TEMP 16,7,16
        MAXVAR VISO
        MAXVAR SO
        AVGVAR TEMP
        OBHLOSS
        VOLFRAC 'PRODUCER' 'Médio'
        VOLFRAC 'PRODUCER' 'Pesado'
        VOLFRAC 'PRODUCER' 'N2'
        MASSFRAC 'PRODUCER' 'Médio'
        MASSFRAC 'PRODUCER' 'Pesado'
        MASSFRAC 'PRODUCER' 'N2'
        MOLEFRAC 'PRODUCER' 'Médio'
        MOLEFRAC 'PRODUCER' 'Pesado'
        MOLEFRAC 'PRODUCER' 'N2'

OUTSRF WELL MOLE COMPONENT ALL
OUTSRF WELL MASS COMPONENT ALL
REWIND 3
PARTCLSIZE 1e-011
**$ Distance units: cm
RESULTS XOFFSET          0.0000
RESULTS YOFFSET          0.0000
RESULTS ROTATION         0.0000 **$ (DEGREES)
**$ ****
**$ Definition of fundamental cartesian grid
**$ ****
**$ ****
GRID VARI 17 12 17
KDIR UP
DI IVAR 0.5 1.5 5*2 1.5 3 1.5 1.5 5*2 0.5
DJ JVAR 0.5 10*0.9 0.5
DK KVAR 0.5 1 2*2 1 10*2 3 0.5
DTOP
204*0
NULL CON 1
POR CON 0.44 **porosidade
MOD
1:17 1:12 1 = 0
1:17 1:12 17 = 0
1 1:12 1:17 = 0
17 1:12 1:17 = 0
2:17 1 2:16 = 0
2:17 12 2:16 = 0
PERMI CON 50000 **permeabilidade
MOD
1:17 1:12 1 = 0
1:17 1:12 17 = 0

```

```

1 1:12 1:17 = 0
17 1:12 1:17 = 0
2:17 1 2:16 = 0
2:17 12 2:16 = 0
PERMJ EQUALSI
PERMK EQUALSI
PINCHOUTARRAY CON 1
END-GRID

ROCKTYPE 1
PRPOR 101.325 **pressão de referencia para a porosidade
**capacidade térmica
ROCKCP 1.3 0
**condutividade térmica da rocha
THCONR 0.68
THCONW 0.358 **condutividade térmica da água
THCONO 0.075 **condutividade térmica do óleo
THCONG 0.025 **condutividade térmica do gás
THCONMIX SIMPLE

ROCKTYPE 2
ROCKCP 4 **capacidade térmica (J/cm3°C)
THCONR 9.62 **condutividade térmica da rocha (J/cm°C min)
THCONW 0.358 **condutividade térmica da água
THCONO 0.075 **condutividade térmica do óleo
THCONG 0.025 **condutividade térmica do gás
THCONMIX SIMPLE

THTYPE CON 1
MOD
1:17 1:12 1 = 2
1:17 1:12 17 = 2
1 1:12 1:17 = 2
17 1:12 1:17 = 2
2:17 1 2:16 = 2
2:17 12 2:16 = 2

*****
*** THE FOLLOWING KEYWORDS CAN BE USED IN THE INITIALIZATION SECTION IN
STARS
*****
** MFRAC_OIL 'Médio' CON 1.5820E-01
** MFRAC_OIL 'Pesado' CON 8.4180E-01
*****
** THE FOLLOWING SECTION CAN BE USED FOR THE COMPONENT PROPERTY INPUT
INTO STARS
*****
** PVT UNITS CONSISTENT WITH *INUNIT *SI
**$ Model and number of components
MODEL 4 4 3 1
COMPNAME 'WATER' 'Médio' 'Pesado' 'N2'
** ----- ----- -----

```

CMM
 0 0.2212 0.525 0.028013
 PCRIT
 0 1756.07 786.79 3394
 TCRIT
 0.00 459.62 714.13 -146.95
 KV1
 0 1.483e+007 1.914e+008
 KV2
 0 0 0
 KV3
 0 0 0
 KV4
 0 -6625.5 -12244
 KV5
 0 -273.15 -273.15
 ** reference pressure, corresponding to the density
 PRSR 101
 ** reference temperature, corresponding to the density
 TEMR 20
 ** pressure at surface, for reporting well rates, etc.
 PSURF 101
 ** temperature at surface, for reporting well rates, etc.
 TSURF 20
 MOLDEN
 0 0.003771 0.001862
 CP
 0 7.626e-007 4.23e-007
 CT1
 0 0.000472 0.000243
 ** T, deg C 'WATER' 'Médio' 'Pesado'
 ** ----- ----- -----
 VISCTABLE
 **\$ temp
 20 0 11269 54130
 30 0 3971.3 17712
 40 0 1580.9 6578
 50 0 699.01 2725.2
 60 0 338.46 1241.1
 70 0 177.32 613.83
 80 0 99.509 326.23
 90 0 59.299 184.67
 100 0 37.248 110.49
 110 0 24.507 69.422
 120 0 16.798 45.547
 130 0 11.938 31.052
 140 0 8.7618 21.905
 150 0 6.6169 15.931
 160 0 5.1262 11.906
 170 0 4.0629 9.1179
 180 0 3.2866 7.1375
 190 0 2.7077 5.6986
 200 0 2.2679 4.6315
 210 0 1.9278 3.8251
 220 0 1.6607 3.2052
 230 0 1.4479 2.7213
 240 0 1.2762 2.3381

250	0	1.1359	2.0307
260	0	1.0201	1.7809

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

```

WINPROP *TITLE1      ' Equação de Estado para o Óleo Fracionado.'
WINPROP *TITLE2      '
WINPROP *TITLE3      '
WINPROP *INUNIT *SI
WINPROP *MODEL      *PR    *1978
WINPROP *NC          2      2
WINPROP *PVC3        0.0000000E+00
WINPROP *COMPNAME
WINPROP 'Médio' 'Pesado'
WINPROP *HCFLAG
WINPROP   1   1
WINPROP *SG
WINPROP   8.4331441E-01   9.7940000E-01
WINPROP *TB
WINPROP   2.8420857E+02   5.7191400E+02
WINPROP *PCRIT
WINPROP   1.7331022E+01   7.7650000E+00
WINPROP *VCRIT
WINPROP   8.2660718E-01   1.8706000E+00
WINPROP *TCRIT
WINPROP   7.3277299E+02   9.8727700E+02
WINPROP *AC
WINPROP   6.8289138E-01   1.3083010E+00
WINPROP *MW
WINPROP   2.2115107E+02   5.2500000E+02
WINPROP *VSHIFT
WINPROP   9.6054292E-02   3.6642025E-01
WINPROP *ZRA
WINPROP   2.5082946E-01   2.1075408E-01
WINPROP *VISVC
WINPROP   8.2967573E-01   1.8706000E+00
WINPROP *VISCOR *MODPEDERSEN
WINPROP *VISCOEFF
WINPROP   9.0537724E-04   1.7331299E+00   6.4614140E-03   1.9816925E+00
5.0828831E-01
WINPROP *OMEGA
WINPROP   4.5723553E-01   4.5723553E-01
WINPROP *OMEGB
WINPROP   7.7796074E-02   7.7796074E-02
WINPROP *PCHOR
WINPROP   5.9259621E+02   1.0780000E+03
WINPROP *ENTHALPY
WINPROP   0.0000000E+00 -3.4247042E-02   4.1460867E-04 -6.1191652E-08
0.0000000E+00   0.0000000E+00
WINPROP   0.0000000E+00 -2.2048300E-02   3.9234900E-04 -5.7070600E-08
0.0000000E+00   0.0000000E+00
WINPROP *COMPOSITION *PRIMARY
WINPROP   1.5820000E-01   8.4180000E-01

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

```

ROCKFLUID
 RPT 1 WATWET
 ** Permeabilidade relativa do sistema água-óleo no reservatório
 SWT
 **\$ Sw krw krow
 0.05 0 1
 0.06 0 0.989474
 0.0904255 0 0.957447
 0.1 0 0.947368
 0.109474 0.0105267 0.937396
 0.138298 0.0425532 0.907055
 0.145 0.0499998 0.9
 0.147369 0.0526316 0.897507
 0.154 0.0599997 0.890526
 0.181383 0.0904255 0.861702
 0.19 0.1 0.852631
 0.2 0.111111 0.842105
 0.208421 0.120468 0.833241
 0.234043 0.148936 0.806271
 0.24 0.155556 0.8
 0.242105 0.157895 0.797784
 0.248 0.164445 0.791579
 0.27234 0.191489 0.765957
 0.28 0.2 0.757895
 0.3 0.222222 0.736842
 0.307368 0.230409 0.729086
 0.329787 0.255319 0.705487
 0.335 0.261111 0.7
 0.336842 0.263158 0.698061
 0.342 0.268889 0.692632
 0.363298 0.292553 0.670213
 0.37 0.3 0.663158
 0.4 0.333333 0.631579
 0.406316 0.340351 0.624931
 0.425532 0.361702 0.604703
 0.43 0.366666 0.6
 0.431579 0.368421 0.598338
 0.436 0.373333 0.593684
 0.454255 0.393617 0.574468
 0.46 0.4 0.568421
 0.5 0.444444 0.526316
 0.505263 0.450292 0.520776
 0.521277 0.468085 0.503919
 0.525 0.472222 0.5
 0.526316 0.473684 0.498615
 0.53 0.477778 0.494737
 0.545213 0.494681 0.478724
 0.55 0.5 0.473684
 0.6 0.555555 0.421053
 0.604211 0.560234 0.416621
 0.617021 0.574468 0.403136
 0.62 0.577777 0.4
 0.621053 0.578947 0.398891
 0.624 0.582222 0.395789
 0.63617 0.595745 0.382978
 0.64 0.6 0.378947
 0.7 0.666667 0.315789

0.703158	0.670176	0.312465
0.712766	0.680852	0.302352
0.715	0.683334	0.3
0.71579	0.684211	0.299169
0.718	0.686667	0.296842
0.727128	0.696809	0.287234
0.73	0.7	0.28421
0.8	0.777778	0.210526
0.802105	0.780117	0.20831
0.808511	0.787234	0.201568
0.81	0.788889	0.2
0.810526	0.789474	0.199446
0.812	0.791112	0.197895
0.818085	0.797872	0.19149
0.82	0.8	0.189474
0.9	0.888889	0.105263
0.901053	0.890059	0.104155
0.904255	0.893617	0.100784
0.905	0.894444	0.1
0.905264	0.894737	0.0997166
0.906	0.895555	0.0989247
0.909043	0.898936	0.0956531
0.91	0.9	0.0946236
0.998	0.99988	0
0.998021	0.999904	0
0.998085	0.999977	0
0.998105	1	0
1	1	0

** Permeabilidade relativa do sistema líquido-gás no reservatório

SLT

**\$	S1	krg	krog
0.05	1	0	
0.1	0.947368	0.0526316	
0.145	0.9	0.1	
0.2	0.842105	0.157895	
0.24	0.8	0.2	
0.3	0.736842	0.263158	
0.335	0.7	0.3	
0.4	0.631579	0.368421	
0.43	0.6	0.4	
0.5	0.526316	0.473684	
0.525	0.5	0.5	
0.6	0.421053	0.578947	
0.62	0.4	0.6	
0.7	0.315789	0.684211	
0.715	0.3	0.7	
0.8	0.210526	0.789474	
0.81	0.2	0.8	
0.9	0.105263	0.894737	
0.905	0.1	0.9	
0.998	0	1	
1	0	1	

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

```

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

REFPRES 490
REFDEPTH 0
TEMP CON 50      **Temperatura (C)
SW CON 0.05      ** Saturação de água
MFRAC_WAT 'WATER' CON 1.0000E+00
MFRAC_OIL 'Médio' CON 1.5820E-01
MFRAC_OIL 'Pesado' CON 8.4180E-01
MFRAC_GAS 'N2'    CON 1.0000E+00

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

NUMERICAL
CONVERGE TOTRES NORMAL
NEWTONCYC 30
UPSTREAM KLEVEL
PRECC 1e-005
NORTH 300
SDEGREE 1
ITERMAX 300
AIM STAB
NCUTS 40
SOLVER PARASOL
PNPROSL 2
PNTHRDS 2

** ***** POÇO *****
** *****

RUN
DATE 2010 1 1          **TIME 0

DTWELL 0.001

WELL 'INJECTOR'
                **injeção de água
                **temperatura de injeção
                **qualidade do vapor
INJECTOR UNWEIGHT 'INJECTOR'
INCOMP WATER 1. 0. 0.
TINJW 151.1
QUAL 0.8
OPERATE MAX STW 20. CONT REPEAT
OPERATE MAX BHP 500. CONT REPEAT
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY J 0.3175 0.229 1. 0.
PERF GEO 'INJECTOR'

```

```

**$ UBA      ff  Status  Connection
 9 1 5    1.  OPEN   FLOW-FROM  'SURFACE'  REFLAYER
 9 2 5    1.  OPEN   FLOW-FROM  1
 9 3 5    1.  OPEN   FLOW-FROM  2
 9 4 5    1.  OPEN   FLOW-FROM  3
 9 5 5    1.  OPEN   FLOW-FROM  4
 9 6 5    1.  OPEN   FLOW-FROM  5
 9 7 5    1.  OPEN   FLOW-FROM  6
 9 8 5    1.  OPEN   FLOW-FROM  7
 9 9 5    1.  OPEN   FLOW-FROM  8
 9 10 5   1.  OPEN   FLOW-FROM  9
 9 11 5   1.  OPEN   FLOW-FROM  10

WELL  'PRODUCER'
PRODUCER 'PRODUCER'
OPERATE MIN BHP 490.  CONT REPEAT
**$           rad  geofac  wfrac  skin
GEOMETRY J 0.3175 0.229 1. 0.
PERF GEO  'PRODUCER'
**$ UBA      ff  Status  Connection
 9 1 2    2.  OPEN   FLOW-TO  'SURFACE'  REFLAYER
 9 2 2    2.  OPEN   FLOW-TO  1
 9 3 2    2.  OPEN   FLOW-TO  2
 9 4 2    2.  OPEN   FLOW-TO  3
 9 5 2    2.  OPEN   FLOW-TO  4
 9 6 2    2.  OPEN   FLOW-TO  5
 9 7 2    2.  OPEN   FLOW-TO  6
 9 8 2    2.  OPEN   FLOW-TO  7
 9 9 2    2.  OPEN   FLOW-TO  8
 9 10 2   2.  OPEN   FLOW-TO  9
 9 11 2   1.  OPEN   FLOW-TO  10

**$ Property: K+ Dir. Heat Transfer Coeff / Unit Area (J/(cm*cm*min*C))
Max: 0 Min: 0
UHTRAREAK+ CON          0
MOD
1:17 1:12 1 = -0.041
1:17 1:12 17 = -0.041
1 1:12 1:17 = -0.041
17 1:12 1:17 = -0.041
2:17 1 2:16 = -0.041
2:17 12 2:16 = -0.041
**$ Property: I+ Dir. Heat Transfer Coeff / Unit Area (J/(cm*cm*min*C))
Max: 0 Min: 0
UHTRAREAI+ CON          0
MOD
1:17 1:12 1 = -0.041
1:17 1:12 17 = -0.041
1 1:12 1:17 = -0.041
17 1:12 1:17 = -0.041
2:17 1 2:16 = -0.041
2:17 12 2:16 = -0.041
**$ Property: I- Dir. Heat Transfer Coeff / Unit Area (J/(cm*cm*min*C))
Max: 0.0262 Min: 0
UHTRAREAI- CON          0
MOD

```

```

1:17 1:12 1 = -0.041
1:17 1:12 17 = -0.041
1 1:12 1:17 = -0.041
17 1:12 1:17 = -0.041
2:17 1 2:16 = -0.041
2:17 12 2:16 = -0.041
**$ Property: J+ Dir. Heat Transfer Coeff / Unit Area (J/(cm*cm*min*C))
Max: 0.0262 Min: 0
UHTRAREAJ+ CON 0
MOD
1:17 1:12 1 = -0.041
1:17 1:12 17 = -0.041
1 1:12 1:17 = -0.041
17 1:12 1:17 = -0.041
2:17 1 2:16 = -0.041
2:17 12 2:16 = -0.041
**$ Property: J- Dir. Heat Transfer Coeff / Unit Area (J/(cm*cm*min*C))
Max: 0.0262 Min: 0
UHTRAREAJ- CON 0
MOD
1:17 1:12 1 = -0.041
1:17 1:12 17 = -0.041
1 1:12 1:17 = -0.041
17 1:12 1:17 = -0.041
2:17 1 2:16 = -0.041
2:17 12 2:16 = -0.041

```

TMPSET CON 100

DATE 2010 1 1.00069	**TIME 1
DATE 2010 1 1.00139	**TIME 2
DATE 2010 1 1.00208	**TIME 3
DATE 2010 1 1.00278	**TIME 4
DATE 2010 1 1.00347	**TIME 5
DATE 2010 1 1.00417	**TIME 6
DATE 2010 1 1.00486	**TIME 7
DATE 2010 1 1.00556	**TIME 8
DATE 2010 1 1.00625	**TIME 9
DATE 2010 1 1.00694	**TIME 10
DATE 2010 1 1.00764	**TIME 11
DATE 2010 1 1.00833	**TIME 12
DATE 2010 1 1.00903	**TIME 13
DATE 2010 1 1.00972	**TIME 14
DATE 2010 1 1.01042	**TIME 15
DATE 2010 1 1.01389	**TIME 20
DATE 2010 1 1.02083	**TIME 30
DATE 2010 1 1.02778	**TIME 40
DATE 2010 1 1.03472	**TIME 50
DATE 2010 1 1.04167	**TIME 60
DATE 2010 1 1.04861	**TIME 70
DATE 2010 1 1.05556	**TIME 80
DATE 2010 1 1.06250	**TIME 90
DATE 2010 1 1.06944	**TIME 100
DATE 2010 1 1.08333	**TIME 120
DATE 2010 1 1.09028	**TIME 130
DATE 2010 1 1.09722	**TIME 140

```

DATE 2010 1 1.10417      **TIME 150
DATE 2010 1 1.11111      **TIME 160
DATE 2010 1 1.11806      **TIME 170
DATE 2010 1 1.12500      **TIME 180
DATE 2010 1 1.13194      **TIME 190
DATE 2010 1 1.13889      **TIME 200
DATE 2010 1 1.14583      **TIME 210
DATE 2010 1 1.15278      **TIME 220
DATE 2010 1 1.15972      **TIME 230
DATE 2010 1 1.16667      **TIME 240
DATE 2010 1 1.17361      **TIME 250
DATE 2010 1 1.18056      **TIME 260
DATE 2010 1 1.18750      **TIME 270
DATE 2010 1 1.19444      **TIME 280
DATE 2010 1 1.20139      **TIME 290
DATE 2010 1 1.20833      **TIME 300
DATE 2010 1 1.21528      **TIME 310
DATE 2010 1 1.22222      **TIME 320
DATE 2010 1 1.22917      **TIME 330
DATE 2010 1 1.23611      **TIME 340
DATE 2010 1 1.24306      **TIME 350
DATE 2010 1 1.25000      **TIME 360
DATE 2010 1 1.25694      **TIME 370
DATE 2010 1 1.26389      **TIME 380
DATE 2010 1 1.27083      **TIME 390
DATE 2010 1 1.27778      **TIME 400

```

```

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

```

```

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

```

```

RESULTS SPEC 'I+ Dir. Heat Transfer Coeff / Unit Area'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL 0.041
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_WHOLEGRID'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0.041
RESULTS SPEC STOP

```

2) SAGD Wind-Down

```
** **** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** *  
** INPUT/OUTPUT CONTROL  
** **** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** * ***** *  
RESULTS SIMULATOR STARS 200900  
TITLE1 'SAGD'  
CASEID 'Convenci'  
  
INUNIT LAB  
WRST 1  
WPRN ITER 1  
WSRF WELL TIME  
WSRF GRID TIME  
WSRF SECTOR TIME  
OUTPRN ITER NEWTON  
OUTSRF GRID CCHLOSS CCHLOSSCUM CMPDENO CMPDENW CMPVISG CMPVISO CMPVISW  
DYNGRDDEVO FLUXRC FLUXSC KRG  
KRO KRW KVALYW KVALYX MASDENG MASDENO MASDENW OBHLOSS OILMOB  
PCOG PCOW  
PRES SG SO SOLCONC SW TEMP VELOCRC VISG VISO VISW W  
X Y  
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR TEMP 4,7,5  
BLOCKVAR TEMP 4,7,8  
BLOCKVAR TEMP 4,7,11  
BLOCKVAR TEMP 4,7,14  
BLOCKVAR TEMP 4,7,16  
BLOCKVAR TEMP 7,7,5  
BLOCKVAR TEMP 7,7,8  
BLOCKVAR TEMP 7,7,11  
BLOCKVAR TEMP 7,7,14  
BLOCKVAR TEMP 7,7,16  
BLOCKVAR TEMP 9,7,8  
BLOCKVAR TEMP 9,7,11  
BLOCKVAR TEMP 9,7,14  
BLOCKVAR TEMP 9,7,16  
BLOCKVAR TEMP 12,7,5  
BLOCKVAR TEMP 12,7,8  
BLOCKVAR TEMP 12,7,11
```

```

BLOCKVAR TEMP 12,7,14
BLOCKVAR TEMP 12,7,16
BLOCKVAR TEMP 16,7,5
BLOCKVAR TEMP 16,7,8
BLOCKVAR TEMP 16,7,11
BLOCKVAR TEMP 16,7,14
BLOCKVAR TEMP 16,7,16
MAXVAR VISO
MAXVAR SO
AVGVAR TEMP
OBHLOSS
VOLFRAC 'PRODUCER' 'Médio'
VOLFRAC 'PRODUCER' 'Pesado'
VOLFRAC 'PRODUCER' 'N2'
MASSFRAC 'PRODUCER' 'Médio'
MASSFRAC 'PRODUCER' 'Pesado'
MASSFRAC 'PRODUCER' 'N2'
MOLEFRAC 'PRODUCER' 'Médio'
MOLEFRAC 'PRODUCER' 'Pesado'
MOLEFRAC 'PRODUCER' 'N2'

OUTSRF WELL MOLE COMPONENT ALL
OUTSRF WELL MASS COMPONENT ALL
REWIND 3
PARTCLSIZE 1e-011
**$ Distance units: cm
RESULTS XOFFSET 0.0000
RESULTS YOFFSET 0.0000
RESULTS ROTATION 0.0000 **$ (DEGREES)
**$
*****
**$ Definition of fundamental cartesian grid
**$
*****
**
```

GRID VARI 17 12 17
KDIR UP

```

DI IVAR 0.5 1.5 5*2 1.5 3 1.5 1.5 5*2 0.5
DJ JVAR 0.5 10*0.9 0.5
DK KVAR 0.5 1 2*2 1 10*2 3 0.5
DTOP
204*0
NULL CON 1
POR CON 0.44 **porosidade
MOD
1:17 1:12 1 = 0
1:17 1:12 17 = 0
1 1:12 1:17 = 0
17 1:12 1:17 = 0
2:17 1 2:16 = 0
2:17 12 2:16 = 0
PERMI CON 50000 **permeabilidade
MOD
1:17 1:12 1 = 0
1:17 1:12 17 = 0
1 1:12 1:17 = 0
17 1:12 1:17 = 0
2:17 1 2:16 = 0
2:17 12 2:16 = 0
PERMJ EQUALSI
PERMK EQUALSI
PINCHOUTARRAY CON 1
END-GRID

ROCKTYPE 1
PRPOR 101.325
ROCKCP 1.3 0
THCONR 0.68
THCONW 0.358
THCONO 0.075
THCONG 0.025
THCONMIX SIMPLE

```

ROCKTYPE 2

```

ROCKCP 4
THCONR 9.62
THCONW 0.358
THCONO 0.075
THCONG 0.025
THCONMIX SIMPLE

THTYPE CON 1
MOD
1:17 1:12 1 = 2
1:17 1:12 17 = 2
1 1:12 1:17 = 2
17 1:12 1:17 = 2
2:17 1 2:16 = 2
2:17 12 2:16 = 2

*****
*** THE FOLLOWING KEYWORDS CAN BE USED IN THE INITIALIZATION SECTION IN
STARS
*****
** MFRAC_OIL 'Médio' CON 1.5820E-01
** MFRAC_OIL 'Pesado' CON 8.4180E-01
*****
** THE FOLLOWING SECTION CAN BE USED FOR THE COMPONENT PROPERTY INPUT
INTO STARS
*****
** PVT UNITS CONSISTENT WITH *INUNIT *SI
**$ Model and number of components
MODEL 4 4 3 1
COMPNAME 'WATER' 'Médio' 'Pesado' 'N2'
** ----- -----
CMM
0 0.2212 0.525 0.028013
PCRIT

```

0 1756.07 786.79 3394
 TCRIT
 0.00 459.62 714.13 -146.95
 KV1
 0 1.483e+007 1.914e+008
 KV2
 0 0 0
 KV3
 0 0 0
 KV4
 0 -6625.5 -12244
 KV5
 0 -273.15 -273.15
 ** reference pressure, corresponding to the density
 PRSR 101
 ** reference temperature, corresponding to the density
 TEMR 20
 ** pressure at surface, for reporting well rates, etc.
 PSURF 101
 ** temperature at surface, for reporting well rates, etc.
 TSURF 20
 MOLDEN
 0 0.003771 0.001862
 CP
 0 7.626e-007 4.23e-007
 CT1
 0 0.000472 0.000243
 ** T, deg C 'WATER' 'Médio' 'Pesado'
 ** ----- ----- -----
 VISCTABLE
 **\$ temp
 20 0 11269 54130
 30 0 3971.3 17712
 40 0 1580.9 6578
 50 0 699.01 2725.2
 60 0 338.46 1241.1
 70 0 177.32 613.83
 80 0 99.509 326.23

90	0	59.299	184.67
100	0	37.248	110.49
110	0	24.507	69.422
120	0	16.798	45.547
130	0	11.938	31.052
140	0	8.7618	21.905
150	0	6.6169	15.931
160	0	5.1262	11.906
170	0	4.0629	9.1179
180	0	3.2866	7.1375
190	0	2.7077	5.6986
200	0	2.2679	4.6315
210	0	1.9278	3.8251
220	0	1.6607	3.2052
230	0	1.4479	2.7213
240	0	1.2762	2.3381
250	0	1.1359	2.0307
260	0	1.0201	1.7809

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

```

WINPROP *TITLE1      ' Equa o de Estado para o  leo Fracionado.'
WINPROP *TITLE2      ' '
WINPROP *TITLE3      ' '
WINPROP *INUNIT *SI
WINPROP *MODEL      *PR    *1978
WINPROP *NC          2      2
WINPROP *PVC3        0.0000000E+00
WINPROP *COMPNAME
WINPROP 'Médio' 'Pesado'
WINPROP *HCFLAG
WINPROP   1   1
WINPROP *SG
WINPROP   8.4331441E-01  9.7940000E-01
WINPROP *TB
WINPROP   2.8420857E+02  5.7191400E+02
WINPROP *PCRIT
WINPROP   1.7331022E+01  7.7650000E+00

```

```

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

```

** *****

** PROPRIEDADE ROCHA-FLUIDO

** *****

ROCKFLUID

RPT 1 WATWET

** Permeabilidade relativa do sistema água-óleo no reservatório

SWT

**\$	Sw	k _{rw}	k _{row}
	0.05	0	1
	0.06	0	0.989474
0.0904255		0	0.957447
	0.1	0	0.947368
0.109474	0.0105267		0.937396
0.138298	0.0425532		0.907055
	0.145	0.0499998	0.9
0.147369	0.0526316		0.897507
	0.154	0.0599997	0.890526
0.181383	0.0904255		0.861702
	0.19	0.1	0.852631
	0.2	0.111111	0.842105
0.208421	0.120468		0.833241
0.234043	0.148936		0.806271
	0.24	0.155556	0.8
0.242105	0.157895		0.797784
	0.248	0.164445	0.791579
0.27234	0.191489		0.765957
	0.28	0.2	0.757895
	0.3	0.222222	0.736842
0.307368	0.230409		0.729086
0.329787	0.255319		0.705487
	0.335	0.261111	0.7
0.336842	0.263158		0.698061
	0.342	0.268889	0.692632
0.363298	0.292553		0.670213
	0.37	0.3	0.663158
	0.4	0.333333	0.631579
0.406316	0.340351		0.624931
0.425532	0.361702		0.604703
	0.43	0.366666	0.6
0.431579	0.368421		0.598338
	0.436	0.373333	0.593684
0.454255	0.393617		0.574468
	0.46	0.4	0.568421
0.5	0.444444		0.526316

0.505263	0.450292	0.520776
0.521277	0.468085	0.503919
0.525	0.472222	0.5
0.526316	0.473684	0.498615
0.53	0.477778	0.494737
0.545213	0.494681	0.478724
0.55	0.5	0.473684
0.6	0.555555	0.421053
0.604211	0.560234	0.416621
0.617021	0.574468	0.403136
0.62	0.577777	0.4
0.621053	0.578947	0.398891
0.624	0.582222	0.395789
0.63617	0.595745	0.382978
0.64	0.6	0.378947
0.7	0.666667	0.315789
0.703158	0.670176	0.312465
0.712766	0.680852	0.302352
0.715	0.683334	0.3
0.71579	0.684211	0.299169
0.718	0.686667	0.296842
0.727128	0.696809	0.287234
0.73	0.7	0.28421
0.8	0.777778	0.210526
0.802105	0.780117	0.20831
0.808511	0.787234	0.201568
0.81	0.788889	0.2
0.810526	0.789474	0.199446
0.812	0.791112	0.197895
0.818085	0.797872	0.19149
0.82	0.8	0.189474
0.9	0.888889	0.105263
0.901053	0.890059	0.104155
0.904255	0.893617	0.100784
0.905	0.894444	0.1
0.905264	0.894737	0.0997166
0.906	0.895555	0.0989247
0.909043	0.898936	0.0956531

0.91	0.9	0.0946236
0.998	0.99988	0
0.998021	0.999904	0
0.998085	0.999977	0
0.998105	1	0
1	1	0

** Permeabilidade relativa do sistema líquido-gás no reservatório

SLT

**\$	S1	krg	krog
0.05		1	0
0.1	0.947368	0.0526316	
0.145		0.9	0.1
0.2	0.842105	0.157895	
0.24		0.8	0.2
0.3	0.736842	0.263158	
0.335		0.7	0.3
0.4	0.631579	0.368421	
0.43		0.6	0.4
0.5	0.526316	0.473684	
0.525		0.5	0.5
0.6	0.421053	0.578947	
0.62		0.4	0.6
0.7	0.315789	0.684211	
0.715		0.3	0.7
0.8	0.210526	0.789474	
0.81		0.2	0.8
0.9	0.105263	0.894737	
0.905		0.1	0.9
0.998		0	1
1		0	1

**Parâmetros sobrepostos sobre a curva de permeabilidade relativa

SORW 0.05

SGR 0.02

** *****

** CONDIÇÕES INICIAIS

DTWELL 0.001

WELL 'INJECTOR'

INJECTOR UNWEIGHT 'INJECTOR'

INCOMP WATER 1. 0. 0.

TINJW 151.1

QUAL 0.8

OPERATE MAX STW 20. CONT REPEAT

OPERATE MAX BHP 500. CONT REPEAT

**\$ rad geofac wfrac skin

GEOMETRY J 0.3175 0.229 1. 0.

PERF GEO 'INJECTOR'

**\$ UBA ff Status Connection

9 1 5	1.	OPEN	FLOW-FROM	'SURFACE'	REFLAYER
9 2 5	1.	OPEN	FLOW-FROM	1	
9 3 5	1.	OPEN	FLOW-FROM	2	
9 4 5	1.	OPEN	FLOW-FROM	3	
9 5 5	1.	OPEN	FLOW-FROM	4	
9 6 5	1.	OPEN	FLOW-FROM	5	
9 7 5	1.	OPEN	FLOW-FROM	6	
9 8 5	1.	OPEN	FLOW-FROM	7	
9 9 5	1.	OPEN	FLOW-FROM	8	
9 10 5	1.	OPEN	FLOW-FROM	9	
9 11 5	1.	OPEN	FLOW-FROM	10	

WELL 'PRODUCER'

PRODUCER 'PRODUCER'

OPERATE MIN BHP 490. CONT REPEAT

**\$ rad geofac wfrac skin

GEOMETRY J 0.3175 0.229 1. 0.

PERF GEO 'PRODUCER'

**\$ UBA ff Status Connection

9 1 2	2.	OPEN	FLOW-TO	'SURFACE'	REFLAYER
9 2 2	2.	OPEN	FLOW-TO	1	

9	3	2	2.	OPEN	FLOW-TO	2
9	4	2	2.	OPEN	FLOW-TO	3
9	5	2	2.	OPEN	FLOW-TO	4
9	6	2	2.	OPEN	FLOW-TO	5
9	7	2	2.	OPEN	FLOW-TO	6
9	8	2	2.	OPEN	FLOW-TO	7
9	9	2	2.	OPEN	FLOW-TO	8
9	10	2	2.	OPEN	FLOW-TO	9
9	11	2	1.	OPEN	FLOW-TO	10

**\$ Property: K+ Dir. Heat Transfer Coeff / Unit Area (J/(cm*cm*min*C))

Max: 0 Min: 0

UHTRAREAK+ CON 0

MOD

1:17 1:12 1 = -0.041
 1:17 1:12 17 = -0.041
 1 1:12 1:17 = -0.041
 17 1:12 1:17 = -0.041
 2:17 1 2:16 = -0.041
 2:17 12 2:16 = -0.041

**\$ Property: I+ Dir. Heat Transfer Coeff / Unit Area (J/(cm*cm*min*C))

Max: 0 Min: 0

UHTRAREAII+ CON 0

MOD

1:17 1:12 1 = -0.041
 1:17 1:12 17 = -0.041
 1 1:12 1:17 = -0.041
 17 1:12 1:17 = -0.041
 2:17 1 2:16 = -0.041
 2:17 12 2:16 = -0.041

**\$ Property: I- Dir. Heat Transfer Coeff / Unit Area (J/(cm*cm*min*C))

Max: 0.0262 Min: 0

UHTRAREAII- CON 0

MOD

1:17 1:12 1 = -0.041
 1:17 1:12 17 = -0.041
 1 1:12 1:17 = -0.041
 17 1:12 1:17 = -0.041
 2:17 1 2:16 = -0.041

```

2:17 12 2:16 = -0.041
**$ Property: J+ Dir. Heat Transfer Coeff / Unit Area (J/(cm*cm*min*C))
Max: 0.0262 Min: 0
UHTRAREAJ+ CON 0
MOD
1:17 1:12 1 = -0.041
1:17 1:12 17 = -0.041
1 1:12 1:17 = -0.041
17 1:12 1:17 = -0.041
2:17 1 2:16 = -0.041
2:17 12 2:16 = -0.041
**$ Property: J- Dir. Heat Transfer Coeff / Unit Area (J/(cm*cm*min*C))
Max: 0.0262 Min: 0
UHTRAREAJ- CON 0
MOD
1:17 1:12 1 = -0.041
1:17 1:12 17 = -0.041
1 1:12 1:17 = -0.041
17 1:12 1:17 = -0.041
2:17 1 2:16 = -0.041
2:17 12 2:16 = -0.041

```

TMPSET CON 100

DATE 2010 1 1.00069	**TIME 1
DATE 2010 1 1.00139	**TIME 2
DATE 2010 1 1.00208	**TIME 3
DATE 2010 1 1.00278	**TIME 4
DATE 2010 1 1.00347	**TIME 5
DATE 2010 1 1.00417	**TIME 6
DATE 2010 1 1.00486	**TIME 7
DATE 2010 1 1.00556	**TIME 8
DATE 2010 1 1.00625	**TIME 9
DATE 2010 1 1.00694	**TIME 10
DATE 2010 1 1.00764	**TIME 11
DATE 2010 1 1.00833	**TIME 12
DATE 2010 1 1.00903	**TIME 13

```

DATE 2010 1 1.00972          **TIME 14
DATE 2010 1 1.01042          **TIME 15
DATE 2010 1 1.01389          **TIME 20
DATE 2010 1 1.02083          **TIME 30
DATE 2010 1 1.02778          **TIME 40
DATE 2010 1 1.03472          **TIME 50
DATE 2010 1 1.04167          **TIME 60
DATE 2010 1 1.04861          **TIME 70
DATE 2010 1 1.05556          **TIME 80
DATE 2010 1 1.06250          **TIME 90
DATE 2010 1 1.06944          **TIME 100
DATE 2010 1 1.08333          **TIME 120
DATE 2010 1 1.09028          **TIME 130
DATE 2010 1 1.09722          **TIME 140
DATE 2010 1 1.10417          **TIME 150
DATE 2010 1 1.11111          **TIME 160
DATE 2010 1 1.11806          **TIME 170
DATE 2010 1 1.12500          **TIME 180
DATE 2010 1 1.13194          **TIME 190
DATE 2010 1 1.13889          **TIME 200
SHUTIN 'INJECTOR'
WELL 'INJECTOR1'           **Injector 1
INJECTOR UNWEIGHT 'INJECTOR1'
INCOMP GAS 0. 0. 0. 1.
TINJW 151.1
OPERATE MAX STG 200  CONT REPEAT
OPERATE MAX BHP 500. CONT REPEAT
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY J 0.3175 0.229 1. 0.
PERF GEO 'INJECTOR1'
**$ UBA ff Status Connection
    9 1 5   1.  OPEN     FLOW-FROM  'SURFACE'  REFLAYER
    9 2 5   1.  OPEN     FLOW-FROM  1
    9 3 5   1.  OPEN     FLOW-FROM  2
    9 4 5   1.  OPEN     FLOW-FROM  3
    9 5 5   1.  OPEN     FLOW-FROM  4
    9 6 5   1.  OPEN     FLOW-FROM  5
    9 7 5   1.  OPEN     FLOW-FROM  6

```

```

9 8 5   1. OPEN    FLOW-FROM  7
9 9 5   1. OPEN    FLOW-FROM  8
9 10 5  1. OPEN    FLOW-FROM  9
9 11 5  1. OPEN    FLOW-FROM 10
DATE 2010 1  1.14583          **TIME 210
DATE 2010 1  1.15278          **TIME 220
WELL 'INJECTOR1'             **Injector 1
INJECTOR UNWEIGHT 'INJECTOR1'
INCOMP GAS 0. 0. 0. 1.
TINJW 151.1
OPERATE MAX STG 110  CONT REPEAT
OPERATE MAX BHP 500. CONT REPEAT
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY J 0.3175 0.229 1. 0.
PERF GEO 'INJECTOR1'
**$ UBA ff Status Connection
9 1 5   1. OPEN    FLOW-FROM  'SURFACE'  REFLAYER
9 2 5   1. OPEN    FLOW-FROM  1
9 3 5   1. OPEN    FLOW-FROM  2
9 4 5   1. OPEN    FLOW-FROM  3
9 5 5   1. OPEN    FLOW-FROM  4
9 6 5   1. OPEN    FLOW-FROM  5
9 7 5   1. OPEN    FLOW-FROM  6
9 8 5   1. OPEN    FLOW-FROM  7
9 9 5   1. OPEN    FLOW-FROM  8
9 10 5  1. OPEN    FLOW-FROM  9
9 11 5  1. OPEN    FLOW-FROM 10
DATE 2010 1  1.15972          **TIME 230
DATE 2010 1  1.16667          **TIME 240
DATE 2010 1  1.17361          **TIME 250
WELL 'INJECTOR1'             **Injector 1
INJECTOR UNWEIGHT 'INJECTOR1'
INCOMP GAS 0. 0. 0. 1.
TINJW 151.1
OPERATE MAX STG 55  CONT REPEAT
OPERATE MAX BHP 500. CONT REPEAT
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY J 0.3175 0.229 1. 0.

```

```

PERF GEO 'INJECTOR1'

**$ UBA ff Status Connection
    9 1 5    1. OPEN    FLOW-FROM  'SURFACE'  REFLAYER
    9 2 5    1. OPEN    FLOW-FROM   1
    9 3 5    1. OPEN    FLOW-FROM   2
    9 4 5    1. OPEN    FLOW-FROM   3
    9 5 5    1. OPEN    FLOW-FROM   4
    9 6 5    1. OPEN    FLOW-FROM   5
    9 7 5    1. OPEN    FLOW-FROM   6
    9 8 5    1. OPEN    FLOW-FROM   7
    9 9 5    1. OPEN    FLOW-FROM   8
    9 10 5   1. OPEN    FLOW-FROM   9
    9 11 5   1. OPEN    FLOW-FROM  10

DATE 2010 1  1.18056          **TIME 260
DATE 2010 1  1.18750          **TIME 270
WELL 'INJECTOR1'              **Injector 1
INJECTOR UNWEIGHT 'INJECTOR1'
INCOMP GAS 0. 0. 0. 1.
TINJW 151.1
OPERATE MAX STG 20  CONT REPEAT
OPERATE MAX BHP 500. CONT REPEAT
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY J 0.3175 0.229 1. 0.
PERF GEO 'INJECTOR1'

**$ UBA ff Status Connection
    9 1 5    1. OPEN    FLOW-FROM  'SURFACE'  REFLAYER
    9 2 5    1. OPEN    FLOW-FROM   1
    9 3 5    1. OPEN    FLOW-FROM   2
    9 4 5    1. OPEN    FLOW-FROM   3
    9 5 5    1. OPEN    FLOW-FROM   4
    9 6 5    1. OPEN    FLOW-FROM   5
    9 7 5    1. OPEN    FLOW-FROM   6
    9 8 5    1. OPEN    FLOW-FROM   7
    9 9 5    1. OPEN    FLOW-FROM   8
    9 10 5   1. OPEN    FLOW-FROM   9
    9 11 5   1. OPEN    FLOW-FROM  10

DATE 2010 1  1.19444          **TIME 280
DATE 2010 1  1.20139          **TIME 290

```

```
DATE 2010 1 1.20833          **TIME 300
DATE 2010 1 1.21528          **TIME 310
DATE 2010 1 1.22222          **TIME 320
DATE 2010 1 1.22917          **TIME 330
DATE 2010 1 1.23611          **TIME 340
DATE 2010 1 1.24306          **TIME 350
DATE 2010 1 1.25000          **TIME 360
DATE 2010 1 1.25694          **TIME 370
DATE 2010 1 1.26389          **TIME 380
DATE 2010 1 1.27083          **TIME 390
DATE 2010 1 1.27778          **TIME 400
```

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

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

```
RESULTS SPEC 'I+ Dir. Heat Transfer Coeff / Unit Area'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL 0.041
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_WHOLEGRID'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
```

RESULTS SPEC CON 0.041

RESULTS SPEC STOP