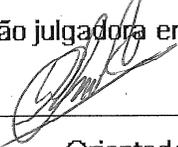


UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-  
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

**Estudo experimental da repartida assistida  
com água de uma linha de *coreflow* de óleo  
pesado-água**

Autora: Cynthia Amália Cardoso Santos  
Orientador: Antonio Carlos Bannwart

07/10

Este exemplar corresponde à redação final  
da tese defendida por Cynthia Amália  
Cardoso Santos aprovada  
pela comissão julgadora em 23/07/10  
  
Orientador

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

**Estudo experimental da repartida assistida  
com água de uma linha de *coreflow* de óleo  
pesado-água**

Autor: Cynthia Amália Cardoso Santos  
Orientador: Antonio Carlos Bannwart

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo  
Área de Concentração: Exploração

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, 2010  
S.P. – Brasil.

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

Sa59e Santos, Cynthia Amália Cardoso  
Estudo experimental da repartida assistida com água de uma linha de core flow de óleo pesado - água / Cynthia Amália Cardoso Santos. --Campinas, SP: [s.n.], 2010.

Orientador: Antonio Carlos Bannwart.  
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Escoamento bifásico. 2. Petróleo. I. Bannwart, Antonio Carlos. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Experimental study of the water assisted restart of a heavy oil - water core flow line

Palavras-chave em Inglês: Two phase flow, Oil

Área de concentração: Exploração

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Sérgio Nascimento Bordalo, Geraldo Afonso Spinelli Martins  
Ribeiro

Data da defesa: 23/07/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

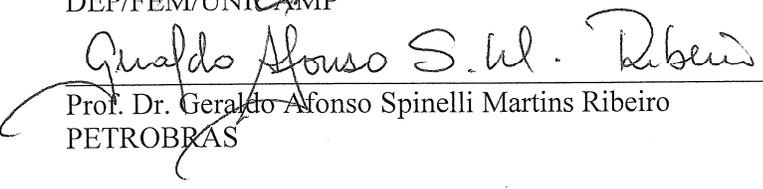
**Estudo Experimental da Repartida Assistida  
com Água de uma Linha de *Coreflow* de Óleo  
Pesado-Água**

Autor: Cynthia Amália Cardoso Santos  
Orientador: Antonio Carlos Bannwart

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Antonio Carlos Bannwart, Presidente  
DEP/FEM/UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo  
DEP/FEM/UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Geraldo Afonso Spinelli Martins Ribeiro  
PETROBRAS

Campinas, 23 de Julho de 2010.

## **Dedicatória:**

Dedico este trabalho a todas as pessoas que estudam, pesquisam ou tenham interesse pela área de Ciências e Engenharia de Petróleo.

## **Agradecimentos**

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais presto minha homenagem:

Aos meus pais Silvia Amália e Alberto, ao meu irmão Hugo e ao meu namorado Guilherme, por eles caminharem firme comigo sempre.

Em especial ao Prof. Dr. Antonio Carlos Bannwart pela grande oportunidade e pela orientação cuidadosa.

A Agência Nacional do Petróleo, e ao PRH 15 pela concessão de minha bolsa.

A Prof.(a) Dr.(a) Ines Joeques pelo constante incentivo.

A todos os professores do Departamento de Engenharia de Petróleo que contribuíram para minha formação de mestre: Prof. Dr. Sergio Nascimento Bordalo, Prof. Dr. Jose Ricardo Pelaquim Mendes, Prof. Dr. Sérgio de Padua Yatchuk, Prof.(a) Dr.(a) Rosângela B. Z. L. Moreno e Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro.

Aos excelentes profissionais que com grande dedicação fizeram a parte prática de meu trabalho ser completa: Alcimar, Natache e Pompeo.

Eu não poderia deixar de agradecer a Sonia, Michelle e Alice por toda orientação, apoio e amizade. E ao Leandro, ao Washington, a Fátima, ao Délcio, a Giselle e a todos os estagiários de informática que foram sempre muito prestativos.

Aos amigos Roberton Sobolewski, Wânia Stefane, Priscila Stefane e Njalo Socrates pela amizade sincera construída.

A todos os amigos da diretoria 2009 do Capitulo Estudantil SPE UNICAMP: André, Fernando Granjeiro, Diogo, David, Nara, Alexandre, Fernando Perin e Humberto.

Aos amigos antigos pelo incentivo em desenvolver este trabalho: Eduardo Lima, Rodrigo Cura, Rodrigo Araujo, Prof.(a) Dr(a) Gessie Andrade e Fernando Vieira.

*“E sem saber que era impossível, ele foi lá e fez!”*

*Jean Cocteau*

## Resumo

SANTOS, Cynthia Amália Cardoso, Estudo experimental da repartida assistida com água de uma linha de *coreflow* de óleo pesado-água. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 110 p. Dissertação de Mestrado.

Para que todo o potencial das reservas de óleo pesado existentes seja explorado são necessários o desenvolvimento de novas tecnologias e o aprimoramento de tecnologias já existentes. A produção e transporte deste tipo de óleo carregam consigo um conjunto de novos desafios devidos principalmente à sua alta viscosidade e densidade. A técnica de *coreflow* é uma das tecnologias ainda em desenvolvimento que busca uma resposta a estes desafios. Ela consiste na injeção de uma fina camada de água nas laterais do tubo, formando um filme ao redor do núcleo de óleo, evitando o contato direto entre o óleo e a parede do tubo. Nestas condições a perda de carga por atrito torna-se comparável à do escoamento monofásico de água. Algumas questões importantes sobre escoamento de óleos viscosos assistidos com água permanecem sem resposta, tal como o procedimento de repartida de uma linha após uma parada súbita imprevista das bombas de óleo e de água. Este trabalho apresenta diversos experimentos de repartida de escoamento assistido com água. A repartida de uma linha parcialmente bloqueada com óleo viscoso, após uma parada inesperada das bombas de água e óleo, foi realizada utilizando se somente água. Diversas configurações iniciais em termos de holdup de óleo, tempo em que o óleo permanece parado antes da repartida e vazão de água usada na repartida foram testadas.

### *Palavras Chave*

Escoamento óleo água, Óleo pesado, *Core-flow*, Repartida de linha, Molhabilidade.

## **Abstract**

SANTOS, Cynthia Amália Cardoso, Experimental study of the water-assisted restart of a heavy oil-water *core flow* line. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 110 p. Dissertação de Mestrado.

In order to explore thoroughly the potential of existing heavy oil reserves it is necessary to develop new technologies and improve existing technologies. Heavy oil production and transport carry a set of new challenges due mainly its high viscosity and density. The *core flow* method is one of the new technologies in development that may provide an answer to those challenges. It consists in the lateral injection of a thin water layer that forms a film around de oil core, thereby avoiding direct oil-wall contact. In such conditions, frictional pressure drop becomes comparable to that observed in single phase water flow at mixture flow rate. Some important questions about the water-assisted flow of heavy oils remain unanswered, such as the possibility of re-starting the pipeline after an unexpected stop of the water and oil pumps. This work presents the results of several water assisted re-starting experiments. The re-start of a pipe partly blocked with viscous oil, after an unexpected stop of the water and oil pumps, was performed using a water flow only (i.e. a cleaning operation). Several initial configurations in terms of oil holdups, time in which the oil remain stopped before the re-start and water flow rate used in the re-start were tested.

### *Key Words*

Oil water flow, Heavy oil, *Core flow*, Restart, Wettability

## Índice

Lista de Figuras .....	xvii
Lista de Tabelas.....	xxii
Nomenclatura .....	xxiii
1. Introdução .....	1
2. Revisão da Literatura .....	5
2.1 Aspectos Gerais sobre o Petróleo .....	5
2.2 Aspectos Gerais sobre Óleos Pesados.....	9
2.3 Método <i>Coreflow</i> .....	10
2.4 Repartida de Linha .....	13
2.5 Definição de molhabilidade .....	14
2.6 Ação dos desemulsificantes .....	16
3. Análise Experimental.....	19
3.1 Experimentos de Repartida assistida com água.....	19
3.2 Experimentos de Repartida assistida com solução de desemulsificante .....	27
3.3 Cálculos de incertezas dos equipamentos utilizados .....	28
3.4 Medida de ângulo de contato estático .....	32

4. Resultados e Discussões.....	35
4.1 Ângulo de contato estático.....	35
4.2 Experimentos de Repartida.....	39
4.3 Representação matemática da evolução temporal da queda de pressão.....	55
5. Conclusões e Sugestões.....	63
Referências Bibliográficas.....	67
Anexo I: Análise da água utilizada no experimento.....	73
Anexo II: Gráficos de experimentos.....	75

## Lista de Figuras

1.1:	Principais reservas de óleo pesado. (Fonte Smalley,2001)	01
2.1:	Fluxograma de análise de óleo cru. (Fonte: Tissot e Welte, 1984)	06
2.2:	Estruturas micelares de resinas e asfaltenos nos óleos crus. (Fonte: Tissot e Welte, 1984 – modificado).	08
2.3:	Configuração do <i>coreflow</i> em um escoamento horizontal.	11
2.4:	Aplicação comercial do <i>coreflow</i> na linha instalada em San Tomé, Venezuela. (Fonte: Joseph & Renardy, 1993).	12
2.5:	Exemplo de medida de ângulo de contato.	15
3.1:	Esquema da instalação experimental sem escala.	21
3.2:	Desenho esquemático e foto do reservatório gravitacional.	22
3.3:	Medidor de Vazão de óleo.	23
3.4:	Desenho esquemático e foto do bico injetor. (Fonte: Vanegas, 1999).	24
3.5:	Gráfico da pressão diferencial em mmH <sub>2</sub> O versus a média da voltagem indicada pelo transdutor de pressão diferencial.	29
3.6:	Determinação da incerteza sistemática do transdutor diferencial de pressão.	31
3.7:	Aparato desenvolvido para medida de ângulo de contato.	33
3.8:	Exemplo de medida de ângulo de contato.	34
4.1:	Ângulo de contato estático no interior de um trecho de tubo.	36
4.2:	Ângulo de contato estático com adição de desemulsificante na água.	37
4.3:	Efeito da adição de desemulsificante na água.	38
4.4:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60% e tempo de repouso 30 min.	40
4.5:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60% e tempo de repouso 2 horas.	41
4.6:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60% e tempo de repouso 24 horas.	41

4.7:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60% e tempo de repouso 72 horas.	42
4.8:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80% e tempo de repouso 30 minutos.	42
4.9:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80% e tempo de repouso 2 horas.	43
4.10:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80% e tempo de repouso 24 horas.	43
4.11:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80% e tempo de repouso 72 horas.	44
4.12:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 3 GPM e tempo de repouso 30 minutos.	45
4.13:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 3 GPM e tempo de repouso 2 horas.	46
4.14:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 3 GPM e tempo de repouso 24 horas.	46
4.15:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 3 GPM e tempo de repouso 72 horas.	47
4.16:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 5 GPM e tempo de repouso 30 min.	47
4.17:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 5 GPM e tempo de repouso 2 horas.	48
4.18:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 5 GPM e tempo de repouso 24 horas.	48
4.19:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 5 GPM e tempo de repouso 72 horas.	49
4.20:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 7 GPM e tempo de repouso 30 minutos.	49
4.21:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 3 GPM e <i>holdup</i> inicial de óleo 60%.	50

4.22:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 5 GPM e <i>holdup</i> inicial de óleo 60%.	51
4.23:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 7 GPM e <i>holdup</i> inicial de óleo 60%.	51
4.24:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 3 GPM e <i>holdup</i> inicial de óleo 80%.	52
4.25:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 5 GPM e <i>holdup</i> inicial de óleo 80%.	52
4.26:	Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 7 GPM e <i>holdup</i> inicial de óleo 80%.	53
4.27:	Evolução temporal da queda de pressão quando a fase aquosa contém desmulsificante.	54
4.28:	Forma típica da evolução temporal da queda de pressão	55
4.29:	Forma típica da evolução temporal da queda de pressão (log-log)	56
4.30:	Exemplo de ajuste de equação polinomial com expoentes negativos para a curva de diferencial de pressão em função do tempo.	58
A1:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 30 min e vazão de água na repartida de 3 GPM.	75
A2:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 2 horas e vazão de água na repartida de 3 GPM.	76
A3:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 24 horas e vazão de água na repartida de 3 GPM.	76
A4:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 72 horas e vazão de água na repartida de 3 GPM.	77
A5:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 30 minutos e vazão de água na repartida de 5 GPM.	77
A6:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 2 horas e vazão de água na repartida de 5 GPM.	79
A7:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 24 horas e vazão de água na repartida de 5 GPM.	78

A.8:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 72 horas e vazão de água na repartida de 5 GPM.	79
A.9:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 30 minutos e vazão de água na repartida de 7 GPM.	79
A.10:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 2 horas e vazão de água na repartida de 7 GPM.	80
A.11:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 24 horas e vazão de água na repartida de 7 GPM.	80
A.12:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 30 minutos e vazão de água na repartida de 3 GPM.	81
A.13:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 2 horas e vazão de água na repartida de 3 GPM.	81
A.14:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 24 horas e vazão de água na repartida de 3 GPM.	82
A.15:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 72 horas e vazão de água na repartida de 3 GPM.	82
A.16:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 30 minutos e vazão de água na repartida de 5 GPM.	83
A.17:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 2 horas e vazão de água na repartida de 5 GPM.	83
A.18:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 24 horas e vazão de água na repartida de 5 GPM.	84
A.19:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 72 horas e vazão de água na repartida de 5 GPM.	84
A.20:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 30 minutos e vazão de água na repartida de 7 GPM.	85
A.21:	Evolução temporal da queda de pressão para <i>holdup</i> de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 72 horas e vazão de água na repartida de 7 GPM	85

## Lista de Tabelas

3.1:	Calibração do rotâmetro com faixa de operação de 0,04 a 5 GPM.	26
3.2:	Calibração do rotâmetro com faixa de operação de 0,04 a 5 GPM-cont.	29
3.3:	Calibração do rotâmetro com faixa de operação de 0,04 a 10 GPM.	30
3.4:	Calibração do rotâmetro com faixa de operação de 0,04 a 10 GPM-cont.	31
3.5:	Descrição dos experimentos realizados.	32
3.6:	Dados obtidos para construção da curva de calibração.	32
3.7:	Valores de diferencial de pressão utilizados para o cálculo do desvio padrão das medidas realizadas com o transdutor de pressão.	32
4.1:	Medidas de viscosidade do óleo.	39
4.2:	Queda de pressão no início do decaimento e instante de tempo inicial	57
4.3:	Coefficientes das equações polinomiais negativas ajustadas	59
4.4:	Comparação entre os diferenciais de pressão calculado com escoamento monofásico de água no tubo limpo e o medido no “pseudo-patamar”	60
4.5:	Tempos de limpeza parcial (“pseudo-patamar”) e total da linha.	61
A.1:	Análise da água utilizada para realização dos experimentos.	73

## Nomenclatura

### *Letras Latinas*

<b>dr</b>	Densidade relativa	-
<b>H</b>	Holdup	%
<b>V<sub>s</sub></b>	Velocidade superficial	m/s
<b>n</b>	Número de amostra	-
<b>Q</b>	Vazão volumétrica	m <sup>3</sup> /s
<b>Re</b>	Número de Reynolds	-
<b>t</b>	Tempo	s

### *Letras Gregas*

<b>ΔP</b>	Diferença de pressão	mmH <sub>2</sub> O
<b>μ</b>	Viscosidade absoluta	cp
<b>ρ</b>	Densidade	kg/m <sup>3</sup>
<b>γ</b>	Tensão interfacial	N/m
<b>θ</b>	Ângulo de contato	rad

### *Sobrescritos*

[ ]°	graus
------	-------

### *Subscritos*

[ ] <sub>o</sub>	óleo
[ ] <sub>w</sub>	água
[ ] <sub>s</sub>	sólido
[ ] <sub>f</sub>	fluido
[ ] <sub>o</sub>	inicial

***Abreviaturas***

<b>GPM</b>	Galões por minuto
<b>HLB</b>	Hydrophilic Lipophilic Balance

***Siglas***

<b>API</b>	<i>American Petroleum Institute</i>
<b>CENPES</b>	Centro de Pesquisas da Petrobrás
<b>DEP</b>	Departamento de Engenharia de Petróleo
<b>FEM</b>	Faculdade de Engenharia Mecânica
<b>SARA</b>	saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos
<b>PDVSA</b>	Petróleos de Venezuela, S.A.

# Capítulo 1

## Introdução

As acumulações de óleo pesado são volumetricamente muito importantes uma vez que existem expressivas reservas de óleo pesado já descoberto e existe a possibilidade de que novas reservas sejam descobertas.

Os recursos mundiais de óleo pesado e extrapesado *in place* somam 6 trilhões de barris, volume cerca de três vezes maior que o total de óleo convencional, do qual aproximadamente metade já foi produzido. O Brasil, segundo dados do final de 2004, dispõe de uma reserva provada de petróleo líquido de 11 bilhões de barris, sendo 2,9 bilhões a parcela referente a óleos pesados, em sua maior parte situada em campos marítimos. (Bannwart e Trevisan, 2006).

As reservas mundiais de óleo pesado apresentam grandes depósitos no oeste do Canadá (Athabasca) e leste da Venezuela (Faixa petrolífera do Orinoco), como pode ser observado na figura 1.1 abaixo.

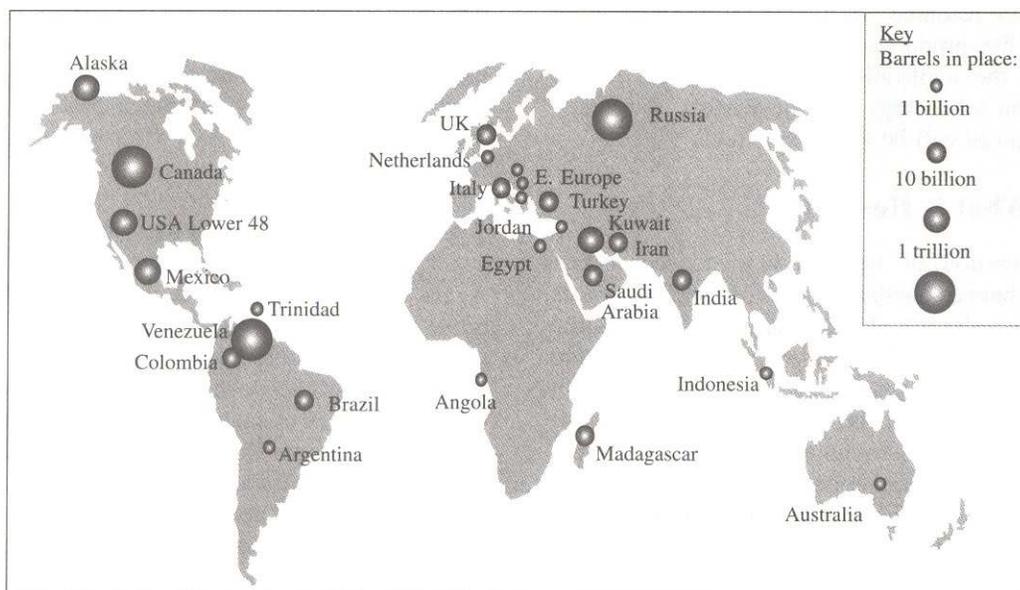


Figura 1.1: Principais reservas de óleo pesado. (Fonte Smalley,2001)

Óleos pesados mostram pouca ou nenhuma mobilidade, mesmo em condições de subsuperfície, devido à sua alta viscosidade. Portanto, eles freqüentemente não são produzíveis por técnicas convencionais. Às vezes, uma pequena quantidade de óleo pesado pode ser produzida, com uma eficiência muito baixa do processo de recuperação primária.

Conforme as reservas de óleo leve diminuem, a produção de óleo pesado pode expandir-se para atender a demanda. As novas tecnologias que produzem condições para a utilização dos óleos pesados de forma eficiente é a chave para que todo o potencial dos óleos pesados seja aproveitado. (Smalley,2001).

Dentre as tecnologias que estão sendo estudadas está a técnica *Coreflow* que consiste na injeção de uma pequena vazão de água junto ao escoamento de óleo. A injeção de água é feita pelas laterais do tubo de produção formando um filme anular de água que permanece em contato com a tubulação reduzindo drasticamente a queda de pressão.

Em uma operação de escoamento de óleo pesado utilizando o método *coreflow* podem ocorrer imprevistos que ocasionem uma parada inesperada das bombas de água e óleo. No caso de linhas horizontais a sedimentação gravitacional faz com que haja um acúmulo de óleo na parte superior da tubulação e uma fina camada de água na parte inferior da tubulação. Para a remoção deste óleo é necessário pressurizar a linha com água para que esta aos poucos remova o óleo acumulado na parte superior. A repartida de linha precisa ser realizada sem a ocorrência de picos de pressão e de forma a remover o plugue de óleo acumulado durante o período em que o sistema ficou em repouso.

O presente trabalho se propõe a estudar o procedimento de repartida, realizado ligando-se somente a bomba de água, de uma linha de escoamento óleo pesado / água em padrão *core flow* que sofre uma parada inesperada das bombas de óleo e água, a fim de contribuir para a consolidação prática da técnica de *core flow*. Para isso foram realizados experimentos em diferentes condições, isto é, com diferentes *holdups* de óleo, diferentes tempos em que as bombas de óleo e água permanecem paradas e diferentes vazões de água para a limpeza de linha.

Assim sendo, os principais objetivos deste trabalho são:

- Avaliar de que forma o holdup de óleo, o tempo em que a linha permanece parada antes da repartida e a vazão de água utilizada na repartida influenciam no tempo de limpeza de linha.
- Verificar o comportamento de molhabilidade da tubulação em que os experimentos de repartida foram realizados, a partir de medidas de ângulo de contato estático realizadas no interior de uma secção da tubulação.
- Verificar os efeitos da adição de um desemulsificante hidrofílico a água utilizada na repartida.

O trabalho foi dividido nos seguintes capítulos:

- Capítulo 1 – Introdução
- Capítulo 2 – Revisão da Literatura dos temas petróleo, óleo pesado, o método de *core flow*, repartida de linha, molhabilidade e desemulsificantes
- Capítulo 3 – Análise Experimental, onde o procedimento experimental é descrito, assim como os equipamentos utilizados, a calibração dos instrumentos e o cálculo das incertezas experimentais.
- Capítulo 4 – Resultados e Discussão, onde são apresentados e interpretados os dados experimentais obtidos.
- Capítulo 5 – Conclusões e sugestões para trabalhos futuros.
-

## Capítulo 2

### Revisão da Literatura

#### 2.1 Aspectos Gerais sobre o Petróleo

O petróleo caracteriza-se por ser uma mistura complexa de hidrocarbonetos composta pelos grupos de hidrocarbonetos saturados, hidrocarbonetos aromáticos, resinas e asfaltenos. A análise elementar do óleo cru típico confirma esta afirmação mostrando que os elementos presentes em maior proporção são o carbono (83 – 87%) e hidrogênio (11 – 14%). Outros elementos químicos aparecem com porcentagens menores como o nitrogênio (0,11 a 1,7%), o enxofre (0,06 a 8%), o oxigênio (0,1 a 2%) e metais (até 0,3%). Os metais que podem ocorrer no petróleo são: ferro, zinco, cobre, chumbo, molibdênio, cobalto, arsênico, manganês, cromo sódio, níquel e vanádio, sendo os dois últimos de maior incidência. (Thomas, 2001).

##### 2.1.1 Composição

Os hidrocarbonetos saturados constituem o maior grupo, formado por alcanos normais (n-parafina), isoalcanos (isoparafinas) e cicloalcanos (naftenos). No petróleo são encontradas parafinas normais e ramificadas, que vão do metano até 45 átomos de carbono. As parafinas normais usualmente representam cerca de 15 a 20% do petróleo, variando, no entanto, entre limites bastante amplos (3 a 35%).

Os Hidrocarbonetos aromáticos incluem aromáticos puros, moléculas cicloalcanoaromaticas (naftenoaromaticas) e geralmente compostos cíclicos sulfúricos. Os últimos são mais frequentemente derivados de benzotiofenos. A quantidade total destes compostos cíclicos sulfúricos pode ser estimada através do conteúdo de enxofre da fração aromática. As Resinas e asfaltenos são constituídos pela da fração cíclica de alto peso molecular dos petróleos brutos, incluindo átomos de N, S e O.

Todos os óleos crus são compostos, em diferentes quantidades, por estes 4 grupos de componentes: hidrocarbonetos saturados, hidrocarbonetos aromáticos, resinas e asfaltenos. A quantidade relativa de cada grupo de hidrocarbonetos presente varia muito de petróleo para petróleo. Como consequência, segundo estas quantidades, diferentes serão as características dos tipos de petróleo.

Para a caracterização da composição do petróleo utilizam-se métodos de fracionamento que utilizam técnicas de destilação, como a cromatografia gasosa e a líquida. A fração pesada residual que não é identificada inicialmente, passa um teste de comportamento de solubilidade em que estes componentes entram em contato com solventes orgânicos parafínicos e aromáticos, o que classifica as frações em saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos (SARA), ilustrado na Figura 2.1. (Tissot e Welte, 1984).

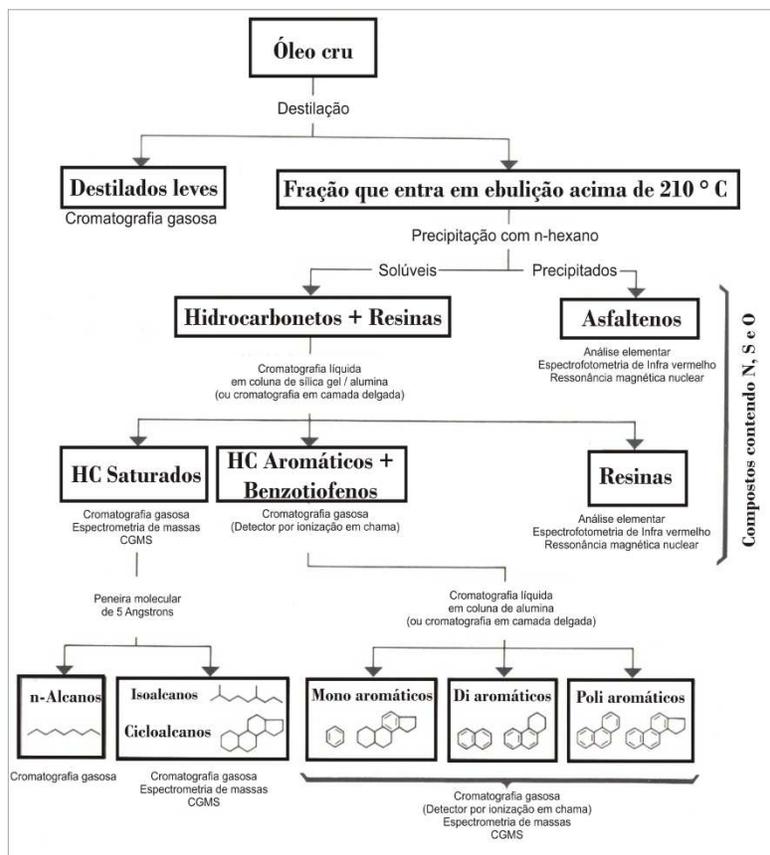


Figura 2.1: Fluxograma de análise de óleo cru. (Fonte: Tissot e Welte, 1984 – modificado).

O Instituto Americano de Petróleo (*American Petroleum Institute*, API) é a principal associação comercial da indústria de petróleo e gás natural dos Estados Unidos. Esta associação é responsável por atividades de representação de interesses da indústria de petróleo como negociação com agências governamentais, legais e regulatórias; pesquisas nas áreas de economia, toxicológica e ambiental; e estabelecimento e certificação de padrões para a indústria de petróleo. Atualmente as padronizações adotadas pelo Instituto Americano de Petróleo são utilizadas no mundo todo. Dentre os padrões estabelecidos está o “grau API” que é uma medida adimensional da densidade do petróleo relativa à água, calculado pela fórmula:

$$API = \frac{141,5}{dr_o} - 131,5 \quad (2.1)$$

Onde  $dr_o$  é a densidade relativa do petróleo a 60/60 °F.

### **2.1.2 Classificação do petróleo**

Os diversos tipos de petróleo são separados em classes de acordo com seus componentes principais: os de classe parafínica apresentam 75% ou mais de parafinas; os de classe parafínico-naftênica apresentam de 50% a 70% parafina e mais de 20% de naftênicos; os de classe naftênica apresentam mais do que 70% de naftênicos; os de classe aromática intermediária apresentam mais de 50% de hidrocarbonetos aromáticos; os de classe aromático-naftênica apresentam mais de 35% de naftênicos e os petróleos de classe aromático-asfáltica mais de 35% de asfaltenos e resinas. (Thomas, 2001).

### **2.1.3 As resinas e asfaltenos**

Resinas e asfaltenos são moléculas grandes com alto peso molecular, com alta relação carbono/hidrogênio e presença de heterocompostos, como enxofre, oxigênio e nitrogênio (de 6,9 a 7,3%). A estrutura básica é constituída de 3 a 10 ou mais anéis, geralmente aromáticos, em cada molécula.

As estruturas básicas das resinas e asfaltenos são semelhantes, mas existem diferenças importantes. Asfaltenos não estão dissolvidos no petróleo e sim dispersos na forma coloidal. As

resinas, ao contrário, são facilmente solúveis. Asfaltenos puros são sólidos escuros e não voláteis. As resinas puras, além de serem líquidos pesados ou sólidos pastosos, são tão voláteis como um hidrocarboneto do mesmo tamanho. Podem causar sérios problemas, como: formação de depósitos orgânicos (*fouling*) nos reservatórios e linhas de escoamento, alteração na molhabilidade da rocha e a formação e estabilização de emulsões de água em óleo. (Tissot & Welte, 1984; Thomas, 2001 e Ramos, 2001).

As resinas desempenham um papel fundamental na dissolução de asfaltenos dos petróleos crus devido ao fato das mesmas possuírem compostos fortemente polares que se associam aos asfaltenos. As interações Resina – Asfalto, especialmente através de ligações de hidrogênio, são preferidas a associação asfalto – asfalto e então as resinas mantêm os asfaltenos em suspensão. (Tissot & Welte, 1984; Moreira, 1993 e Ramos, 2001). Na figura 2.2 as interações Resina – Asfalto e Asfalto – Asfalto são exemplificadas.

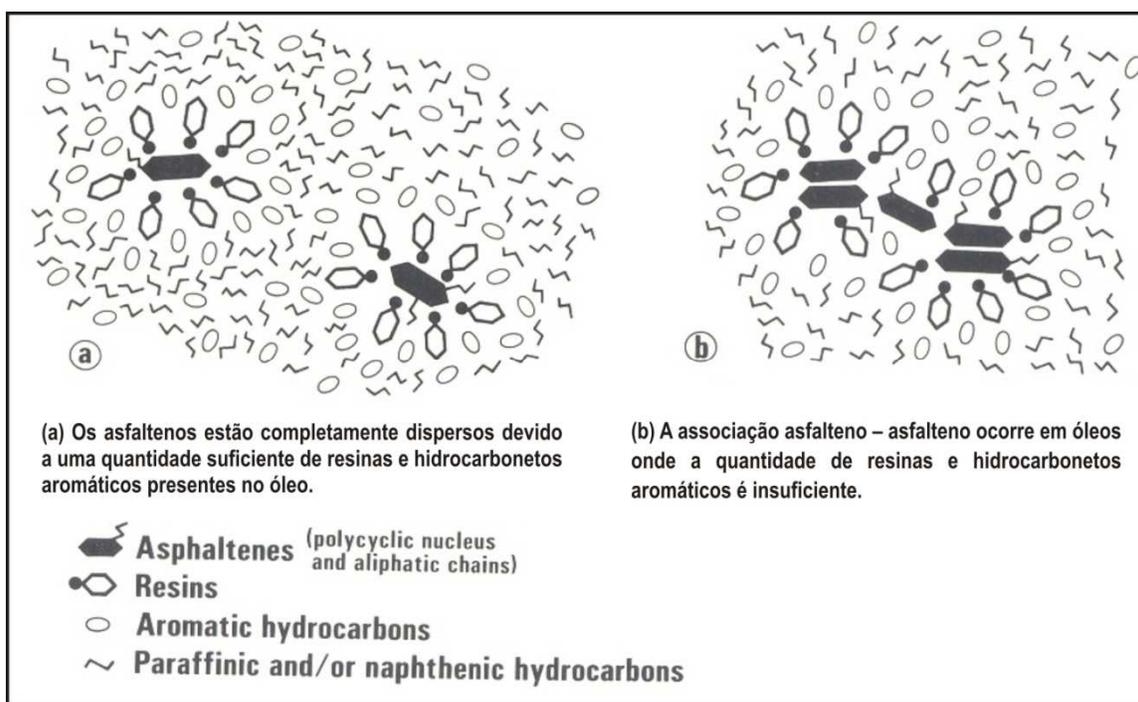


Figura 2.2: Estruturas micelares de resinas e asfaltenos nos óleos crus. (Fonte: Tissot e Welte, 1984 – modificado).

Quando o óleo contém uma quantidade suficiente de resinas e hidrocarbonetos aromáticos os asfaltenos são completamente dispersos. Caso contrário, se houver uma deficiência dessas moléculas, pode haver mais interações entre os asfaltenos e a formação de agregados extensos. Esta situação resultará em óleo de viscosidade maior, e eventualmente uma estrutura tipo gel. Esta consideração pode explicar a alta viscosidade observada nos óleos pesados degradados.

## **2.2 Aspectos Gerais sobre Óleos Pesados**

As acumulações de óleo pesado têm uma viscosidade de 100 a 10000 centipoises em condições de reservatório e uma densidade de 0,93 a 1,00 g / cm<sup>3</sup> (10° – 12° a 20° API) aproximadamente. Define-se também o óleo extra pesado como aquele de densidade acima de 1,00 g/cm<sup>3</sup> (API < 10°), medido em condições ambientes. (Tissot e Welte, 1984).

### **2.2.1 Composição dos Óleos Pesados**

Óleos pesados e extra pesados são, na maioria dos casos, o resultado da degradação de petróleo em reservatórios: eles são, portanto, produtos residuais que ocorrem em rochas porosas (arenitos, carbonatos, etc), onde o petróleo entrou por migração, acumulou-se e tornou-se degradado por um dos seguintes processos: biodegradação, água de formação, perda de voláteis e oxidação inorgânica.

Como todos os tipos de petróleo, os óleos pesados são constituídos de hidrocarbonetos, resinas e asfaltenos. No entanto, a proporção destes constituintes nos óleos pesados é diferente da existente nos óleos convencionais. Os óleos pesados contêm menos hidrocarbonetos, especialmente os alcanos, mais compostos aromáticos sulfúricos, resinas e asfaltenos. Eles pertencem à classe naftênico-aromática e asfáltico-aromática.

Os hidrocarbonetos saturados geralmente somam menos do que 25% nos óleos pesados, com um valor médio de 16%, comparado a 57% nos óleos normais. Os hidrocarbonetos aromáticos e derivados de benzotiofenos freqüentemente representam de 25 – 35% da composição dos óleos pesados, com um valor médio de 30%, sendo este valor comparável ao valor médio de 29% existente nos óleos normais. As resinas e asfaltenos somam de 25 a 70% da composição dos óleos pesados.

### **2.2.2 Utilização**

Hoje, a maior parte do petróleo pesado produzido é transformado em produtos petrolíferos refinados. Outro uso do óleo pesado é como combustível para estações de energia. No entanto, o óleo pesado leva a desvantagem de possuir uma alta razão carbono/hidrogênio, o que significa que, em comparação com óleos leves ou gás natural, este tipo de óleo produz muito mais dióxido de carbono por unidade de energia produzida.

Conforme as reservas de óleo leve diminuem, a produção de óleo pesado pode expandir-se para atender a demanda. Do ponto de vista ambiental, faz sentido se os óleos pesados fossem usados como matéria-prima das refinarias ao invés de simplesmente combustíveis para queimar. As novas tecnologias que produzem condições para a utilização dos óleos pesados de forma eficiente são a chave para que todo o potencial dos óleos pesados seja aproveitado. (Smalley,2001).

### **2.2.3 Viscosidade: Parâmetro físico importante**

A viscosidade é provavelmente o parâmetro físico mais importante dos óleos pesados, uma vez que sua produção e transporte dependem deste parâmetro. Assim como a densidade, a viscosidade é influenciada pela quantidade de resinas e asfaltenos. A viscosidade, no entanto, também é influenciada pelo estado físico dos asfaltenos, isto é, o tamanho e estrutura das micelas formadas pela interação com resinas e aromáticos. Em óleos pesados degradados pode ocorrer uma deficiência de resinas e aromáticos e um excesso de asfaltenos devido à degradação *in situ*, uma vez que o óleo tenha migrado para o reservatório. Deste modo os asfaltenos não estão mais completamente dispersos e podem formar agregados de grande tamanho. Esta situação é responsável pelo aumento da viscosidade. (Tissot e Welte, 1984).

## **2.3. Método *Coreflow***

Os óleos pesados carregam consigo um conjunto único de desafios técnicos quando se trata de explorá-los.

O transporte de óleo pesado é dificultado devido às suas propriedades de fluxo lento, e sua propensão a precipitar substâncias indesejáveis como os asfaltenos. As opções existentes para o

transporte deste tipo de óleo incluem realizar a primeira etapa de refinação antes do transporte com o intuito de reduzir a viscosidade do óleo e melhorar suas características de fluxo; diluir o óleo pesado com um líquido de baixa viscosidade, óleo leve ou metanol, para melhorar suas propriedades de fluxo; transporte do óleo por caminhões entre distâncias curtas; formação de uma emulsão de óleo pesado de 70%, 30% de água e um aditivo surfactante que estabiliza a emulsão, que é um conceito desenvolvido na década de 1980 pela PDVSA na Venezuela. (Tissot e Welte, 1984); aquecimento do óleo antes do transporte e uso de tubulações termicamente isoladas; e aquecimento do óleo durante o transporte pela tubulação através do bombeamento de um líquido quente por uma linha concêntrica ou através de aquecimento elétrico. (Vara, 2001).

O método de *Core flow* foi proposto pela primeira vez por Russel et. al. (1959) e Charles et. al. (1961) que estudaram tecnologias de transporte de óleos pesados. Avanços posteriores ocorreram na Holanda com Ooms (1972) e Ooms e Oliemans (1984), e nos Estados Unidos com Joseph et al (1984). Foram construídos oleodutos, operando conforme tecnologia *core flow*, na Venezuela e nos Estados Unidos, cujos bons resultados indicam a viabilidade prática dessa técnica (Vara, 2001).

A técnica *Core Flow*, permite elevar e transportar petróleo de alta viscosidade de forma simples e econômica, reduzindo a resistência do óleo pesado no trajeto do poço até a plataforma, com um bombeamento e pressão interna nas linhas reduzida. Este método se baseia na injeção de uma pequena vazão de água, à temperatura ambiente, nas laterais do tubo de produção formando um filme (anel) lubrificante em toda sua extensão com uma configuração anular, conforme exemplificado na Figura 2.3. A água, em contato com o duto, diminui a perda de pressão por atrito, permitindo que o óleo seja transportado até a superfície pelo centro do duto, com uma potência de bombeamento similar à da água. (Vanegas, 1999).

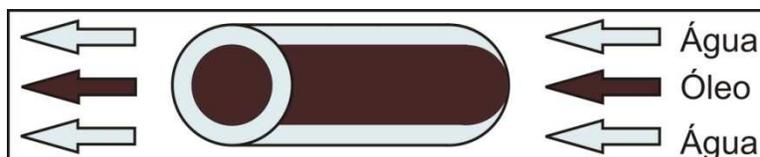


Figura 2.3: Configuração do *coreflow* em um escoamento horizontal.

O método de *core flow* foi aplicado em escala de campo em uma linha de teste (piloto) instalada em San Tomé, Venezuela, como pode ser visto na figura 2.4. A linha possuía 1 km de comprimento e 20,32 cm de diâmetro. Utilizou-se uma fração de água de 10% com velocidades superficiais variando entre 0,2 m/s e 2 m/s. O óleo utilizado possuía de 8 a 14° API e viscosidade entre 3 Pa.s a 100 Pa.s. Os melhores resultados foram obtidos em frações de água de 8% a 12% em qualquer velocidade. Existem linhas comerciais que operam na Venezuela, Estados Unidos (Califórnia) e Canadá (Joseph & Renardy, 1993).



Figura 2.4: Aplicação comercial do core flow na linha instalada em San Tomé, Venezuela.  
(Fonte: Joseph & Renardy, 1993).

Vanegas (1999), em sua dissertação de mestrado, testou a tecnologia de escoamento anular óleo-água (*core flow*) em escala de laboratório para a elevação de uma óleo de viscosidade 17,6 Pa.s e densidade 963,6 Kg/m<sup>3</sup>. Durante a elevação deste óleo em escoamento monofásico, o gradiente de pressão por atrito pode ser 40 a quase 140 vezes o gradiente hidrostático, segundo a velocidade de óleo considerada. Já operando em *coreflow*, a perda de carga por atrito chega a ser apenas de 3 a 25% da perda de carga devido à coluna hidrostática. Sendo assim a aplicação do escoamento anular foi considerada pelo autor uma ótima opção para a elevação de óleos pesados com uma redução da perda de pressão devida ao atrito e diminuição do gasto de energia.

Vara (2001), em sua dissertação de mestrado, desenvolveu um modelo simplificado para o cálculo da perda de pressão no padrão *core flow*, o qual leva em conta o deslizamento entre as

fases. O modelo mostrou boa concordância com os valores medidos (desvio padrão relativo de 15%), a autora sugere o uso do referido modelo para dutos que apresentem paredes (molhabilidade, rugosidade e etc.) com propriedades semelhantes ao de seu estudo.

Trevisan (2003), em sua dissertação de mestrado, estudou a técnica de *coreflow* com foco no desprendimento de gás, inicialmente em solução no petróleo, que ocorre com a queda de pressão ao longo da tubulação. Seus estudos mostraram que apesar da presença da fase gasosa aumentar o gradiente de pressão do escoamento, comparado com o fluxo bifásico óleo – água, o método de injeção de água como técnica para o transporte óleos pesados provou ser eficaz.

## 2.4 Repartida de linha

Durante um escoamento de óleo pesado utilizando o método *core flow* podem ocorrer imprevistos que ocasionem uma parada abrupta das bombas de água e ou óleo. A repartida de linha precisa ser feita de maneira segura e eficaz, isto é, sem picos de pressão e de forma a remover o plugue de óleo acumulado durante o período em que o sistema ficou em repouso.

Barbosa (2004), em sua dissertação de mestrado, expôs tubos de aço carbono grau API, que em testes estáticos apresentaram comportamento oleofílico, a um escoamento no padrão *core flow* com *holdup* variando entre 0,73 a 0,76 de óleo da classe aromática-asfáltênica durante 35 horas. Não foram observadas incrustações de óleo na superfície da tubulação. A autora também realizou teste de parada abrupta de uma linha escoando em padrão *core flow* com 85% de óleo e repartida da linha com água (“*stop-and-go*”). Foi constatado que a repartida ocorreu com facilidade, não se observando picos de pressão que pudessem causar acidentes.

Bannwart et all (2007) realizaram um trabalho experimental em que um fluxo anular, *core flow* horizontal estável de óleo/água foi subitamente interrompido por 60 horas e então realizou-se a repartida de linha com apenas água ate a queda de pressão atingir um valor final correspondente ao fluxo de somente uma fase, a água. O *holdup* inicial de óleo utilizado foi de 0,85. Os resultados foram analisados através de um modelo físico que se baseia nas equações de conservação de massa e momento durante o processo de repartida. Este modelo incorpora os efeitos das propriedades relevantes, como a viscosidade do óleo, o comprimento do segmento obstruído, o diâmetro da tubulação, a fração de volume de água do fluxo inicial. Nenhum pico de

grande pressão, que poderia danificar o circuito, foi observado. A partir desta observação os autores concluem que realizar a repartida com fluxo de água apenas, antes de voltar a ligar a bomba de óleo, é mais adequado. Outra conclusão importante dos autores é que a repartida parece ser afetada pela molhabilidade da parede do tubo: tubos hidrofílicos provavelmente apresentam tempos de limpeza de linha menores em comparação com os tempos de limpeza de tubos com paredes oleofílicas.

Poesio et all (2007) estudaram o procedimento de repartida após uma parada súbita de bombas de uma linha de escoamento de óleo pesado e água em padrão coreflow. Os autores obtiveram um valor máximo de diferencial de pressão durante a repartida que é entre duas e cinco vezes o valor do diferencial de pressão medido durante uma operação normal de escoamento em padrão coreflow. O tempo necessário para a limpeza de linha é sempre inferior à uma hora, dentro dos parâmetros adotados. Os autores afirmam que há muitos parâmetros que influenciam o valor máximo da queda de pressão e o tempo necessários para uma completa limpeza da tubulação. Em seu trabalho os autores melhor descrevem seus resultados de queda de pressão em função do tempo com uma equação exponencial com dois expoentes. Sendo que eles correlacionam as duas partes de queda de pressão a dois fenômenos: desprendimento das gotas e limpeza da parede.

## **2.5 Definição de molhabilidade**

A molhabilidade é definida como a tendência de um fluido espalhar-se sobre uma superfície sólida na presença de um outro fluido imiscível. Se o ângulo de contato entre um líquido e um sólido é zero ou tão próximo de zero significa que o líquido espalha-se sobre o sólido facilmente, sendo o sólido molhável pelo líquido, caso o ângulo seja maior do que  $90^\circ$ , então o líquido permanece sobre o sólido como uma gota. A equação de Young (1805) representa a molhabilidade de uma superfície sólida, estabelecendo a definição termodinâmica do ângulo de contato  $\theta$ . O balanço entre as tensões interfaciais estabelece qual será o comportamento de molhabilidade do sólido em questão. (Adamson, 1982; Barbosa, 2004; Santos, 2003)

$$\cos \theta = \frac{\gamma_{sf2} - \gamma_{sf1}}{\gamma_{f1f2}} \quad (2.2)$$

O ângulo de contato constitui um parâmetro indicativo do efeito resultante das forças coesivas, entre as moléculas do líquido, e das forças de adesão, entre o líquido e o sólido, como pode ser visto na figura 2.5 abaixo.

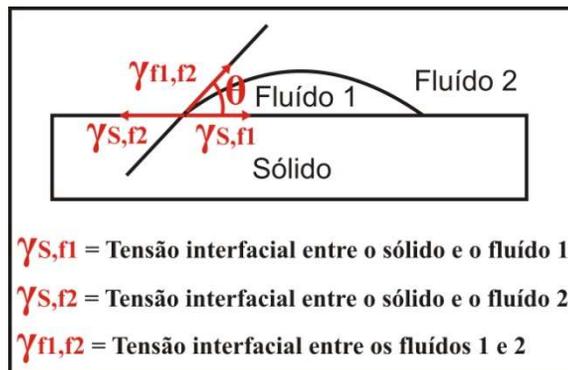


Figura 2.5: Exemplo de medida de ângulo de contato.

Para  $\theta < 90^\circ$  diz-se que o sólido é molhável pelo fluido 1 e para  $\theta > 90^\circ$  o sólido é molhável pelo fluido 2. No caso do fluido 1 ser óleo e o fluido 2 ser água, para  $\theta > 90^\circ$  diz-se que o sólido é hidrofílico e para  $\theta < 90^\circ$  o sólido é oleofílico.

Santos (2003) estudou experimentalmente o comportamento de molhabilidade de superfícies de aço carbono, aço galvanizado, aço inoxidável e vidro borossilicato em meio aquoso e em solução de 1% (p/p) metassilicato de sódio. O óleo cru apresenta baixos valores de ângulo de contato (entre  $24^\circ$  e  $31^\circ$ ) sobre as superfícies de aços carbono, galvanizado e inox, para medidas em água deionizada, o que induz a grande molhabilidade destas superfícies por óleo. Sob as mesmas condições, a superfície de vidro borossilicato mostrou um ângulo consideravelmente maior. Resultados de medidas realizadas em solução aquosa de metassilicato de sódio 1% (em massa) mostram que a presença de metassilicato na fase aquosa gera ângulos de contato maiores que  $120^\circ$ , exceto para o aço inox, que mostra ângulo em torno de  $70^\circ$ . Para óleos

livres de asfaltenos os ângulos de contato são altos ( $> 150^\circ$ ) e semelhantes graus de molhabilidade são observados para as diferentes superfícies.

Santos et all (2006) investigaram o papel dos componentes polares do óleo na molhabilidade de superfícies através de medidas de ângulos de contato em sistemas contendo óleo pesado, fase aquosa e superfície metálica. As medidas mostraram uma pequena influência da natureza das superfícies metálicas na molhabilidade observada. No entanto, efeitos significantes foram observados dependendo da presença de asfaltenos e ácidos naftênicos, cuja remoção reduz os ângulos de contato de um comportamento oleofílico (ângulos acima de 145 graus) para um comportamento hidrofílico com ângulos menores do que 45 e 80 graus respectivamente. Este estudo confirma que a medida de ângulos de contato estáticos é útil na fase de desenvolvimento de campo para o planejamento de transporte de óleos pesados pela técnica de *Core-flow*, isto é, escolha do material das superfícies internas dos dutos e uso ou não de aditivos na água.

Silva et all (2007) estudaram a modificação de superfícies como uma maneira de minimizar ou eliminar completamente a aderência de óleo as paredes internas do duto no método *Core-flow*. A caracterização do comportamento de molhabilidade de superfícies sólidas expostas a sistemas óleo/água foi baseada em medidas de ângulos de contato. Alterações de molhabilidade foram obtidas através de modificações químicas e mecânicas das superfícies sólidas. Os resultados indicaram que a oxidação com o método selecionado ( $\text{KMnO}_4$ ) foi eficiente para alterar superfícies hidrofóbicas em hidrofílicas. Para todas as superfícies metálicas estudadas, a oxidação resulta em ângulos de contato favoráveis para sistemas óleo/água, isto é, o ângulo de contato medido foi menor do que 20 graus, evitando a adesão de óleo.

## **2.6 Ação dos desemulsificantes**

A desemulsificação é um processo que envolve floculação, coalescência, e separação de dois líquidos imiscíveis. A estabilidade de uma emulsão é largamente afetada pela natureza da camada adsorvida e a estabilidade do filme é fortemente dependente da adsorção de surfactante e propriedades reológicas interfaciais como elasticidade, gradientes de tensão interfacial, e viscosidade interfacial. Zapryanov et al (1983) desenvolveram um modelo para descrever a velocidade de drenagem de filmes de emulsões. Em suas análises, eles determinaram que o

tempo de drenagem de um filme de emulsão estabilizado por surfactante é dependente não somente da viscosidade interfacial mas também do valor do gradiente de tensão, o qual representa a atividade do surfactante na interface. (Kim, 1996)

A velocidade de drenagem do afinamento do filme é dependente das forças agindo na interface do filme. Conforme duas gotas de emulsão se aproximam uma da outra, o líquido escoo para fora do filme e o afinamento ocorre. No entanto, o escoamento de líquido do filme carrega com ele as moléculas de surfactantes adsorvidas devido ao fluxo convectivo e então causa um distúrbio no equilíbrio, criando um gradiente de concentração na interface. Este gradiente de concentração produz uma variação no valor local de tensão interfacial (gradiente de tensão interfacial) o qual gera uma força oposta ao escoamento de líquido do filme. A soma da tensão interfacial e da tensão tangencial do bulk do líquido da gota deve contrabalancear a tensão tangencial do bulk agindo no líquido da interface, o que resulta em uma redução na mobilidade da superfície do filme e um decréscimo na velocidade de afinamento do filme.

Desemulsificação química é um processo no qual a velocidade de afinamento do filme é aumentada e a estabilidade do filme é reduzida por um desemulsificante químico. Foi estabelecido que a função do desemulsificante é mudar as propriedades reológicas interfaciais e desestabilizar os filmes de emulsões estabilizadas por surfactante. A principal função de um desemulsificante químico é aumentar a drenagem do filme pela supressão do gradiente de tensão. Pode ser mostrado que não somente a viscosidade interfacial deve ser baixa, para aumentar o afinamento do filme, mas também a concentração interfacial e a atividade do desemulsificante deve ser suficientemente alta para suprimir o gradiente de tensão.

A atividade interfacial das moléculas dos desemulsificantes é controlada pela velocidade de difusão da fase interna para a interface e a barreira de adsorção na interface água/óleo. Em certos casos, alguns componentes de um desemulsificante oleofílico podem ser dissolvidos (partição) na fase de gotas de água dispersas (fase dispersa); esse processo é conhecido como partição. Quando os componentes do desemulsificante existem na fase dispersa, os componentes particionados na fase dispersa podem afetar fortemente as propriedades dinâmicas interfaciais como o gradiente de tensão interfacial ou efeito estabilizante de Marangoni-Gibbs.

Ivanov (1980) estudou o afinamento dos filmes de emulsão quando o surfactante é solúvel na fase dispersa. Sua análise mostrou que, devido à circulação do fluidos na gota, bem como a

geometria da sistema, as moléculas de surfactante no interior das gotas são facilmente transportados para a superfície do filme. Assim, um surfactante que é solúvel na fase de gota pode facilmente suprimir os gradientes de concentração de superfície (que surgiram a partir do fluxo convectivo do filme de drenagem líquido) e suprimir os gradientes de tensão. Este processo resultando em filmes com rápida drenagem e filmes com curta vidas. Malhotra e Wasan (1987) mostraram que este resultado é válido para surfactantes parcialmente miscíveis. (Kim, 1996)

Shetty et al. (1992) descobriram que um desemulsificante solúvel em água pode efetivamente desestabilizar a água em emulsões de petróleo. Eles estudaram os efeitos de desemulsificantes com diferentes HLB e peso molecular na desestabilização da água em emulsões de petróleo; eles concluíram que um desemulsificante pode ter um desempenho muito bom quando o desemulsificante contém uma elevada percentagem do grupo hidrofílico (número HLB alto) e uma de baixo peso molecular. (Kim, 1996)

A presença de desemulsificantes acelera a floculação das gotas de água e aumenta a drenagem do filme antes de sua ruptura. Quando somente moléculas naturais estão presentes no óleo, um gradiente de tensão interfacial é formado com tensão interfacial maior na parte interna do filme e menor tensão interfacial na parte externa do filme. Os desemulsificantes invertem este gradiente devido a sua atividade superficial superior, criando um fenômeno de drenagem do filme, que leva a coalescência das gotas de água. Um bom desemulsificante é efetivo em diminuir a elasticidade superficial do filme interfacial e deve ter uma alta difusividade. Foi mostrado que as moléculas com partição igual entre as fases aquosa e oleosa são os mais eficientes desemulsificantes. (Daniel-David et al, 2005)

## Capítulo 3

### Análise Experimental

O presente capítulo apresentará a descrição dos equipamentos e dos métodos utilizados na realização dos experimentos de:

- Repartida assistida com água, após uma parada súbita das bombas de óleo e água de uma linha que escoava em padrão *coreflow*;
- Repartida assistida com água adicionada de desemulsificante, após uma parada súbita das bombas de óleo e água de uma linha que escoava em padrão *coreflow*;
- Medida de ângulo de contato estático.

Os experimentos foram realizados no Laboratório de *Coreflow* do Laboratório de Escoamento Multifásico (Multilab) da Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM) da Universidade Estadual de Campinas. O óleo utilizado para realização dos experimentos foi cedido pelo CENPES – Petrobrás (Centro de Pesquisas da Petrobrás), sendo proveniente da Bacia de Campos e pertencente à classe asfáltica. Utilizou-se para realização dos experimentos água fornecida pela SANASA de Campinas, sendo a água utilizada proveniente das estações de tratamento ETAs 3 e 4. A tabela A.1 do Anexo I apresenta a análise da água das ETAs 3 e 4 fornecida pela SANASA.

#### 3.1 Experimentos de repartida assistida com água

Óleo pesado e água foram escoados em padrão *coreflow* pelo sistema apresentado na figura 4.1. Utilizou-se para o escoamento um determinado holdup de óleo (H), em porcentagem. O escoamento em padrão *coreflow* foi mantido por 10 minutos e então realizou-se uma parada súbita das bombas de água e óleo simultaneamente. O sistema foi mantido em repouso por um

determinado período de tempo (T), em segundos, e após esse período realizou-se a repartida de linha com água a uma vazão (Q), em Galões Por Minuto.

Durante o procedimento de repartida de linha o diferencial de pressão instantâneo foi monitorado entre dois pontos localizados na parte horizontal da tubulação através de medidores de pressão identificados na figura 4.1. Os medidores de pressão distam 1 metro um do outro.

Os dados de diferencial de pressão instantâneo permitiram a construção de gráficos que mostram o comportamento da queda de pressão na tubulação em função do tempo e suas variações em decorrência da modificação de algumas condições: tempo de parada ou repouso (T), vazão de água na repartida (Q) e holdup de óleo (H).

### **3.1.1 Aparato Experimental**

O aparato utilizado na realização da parte experimental do trabalho é composto por um sistema que possui um tanque separador, uma linha de água e uma linha de óleo que se unem no injetor. O injetor introduz o fluxo na linha de vidro (visor) que é acoplada ao restante do circuito fechado da tubulação de aço-carbono. Presentes no sistema também estão uma bomba de óleo e outra de água, um compressor, um filtro, dois rotâmetros, dois manômetros, dois reguladores de frequência, um medidor de vazão para o óleo e dois visores de acrílico.

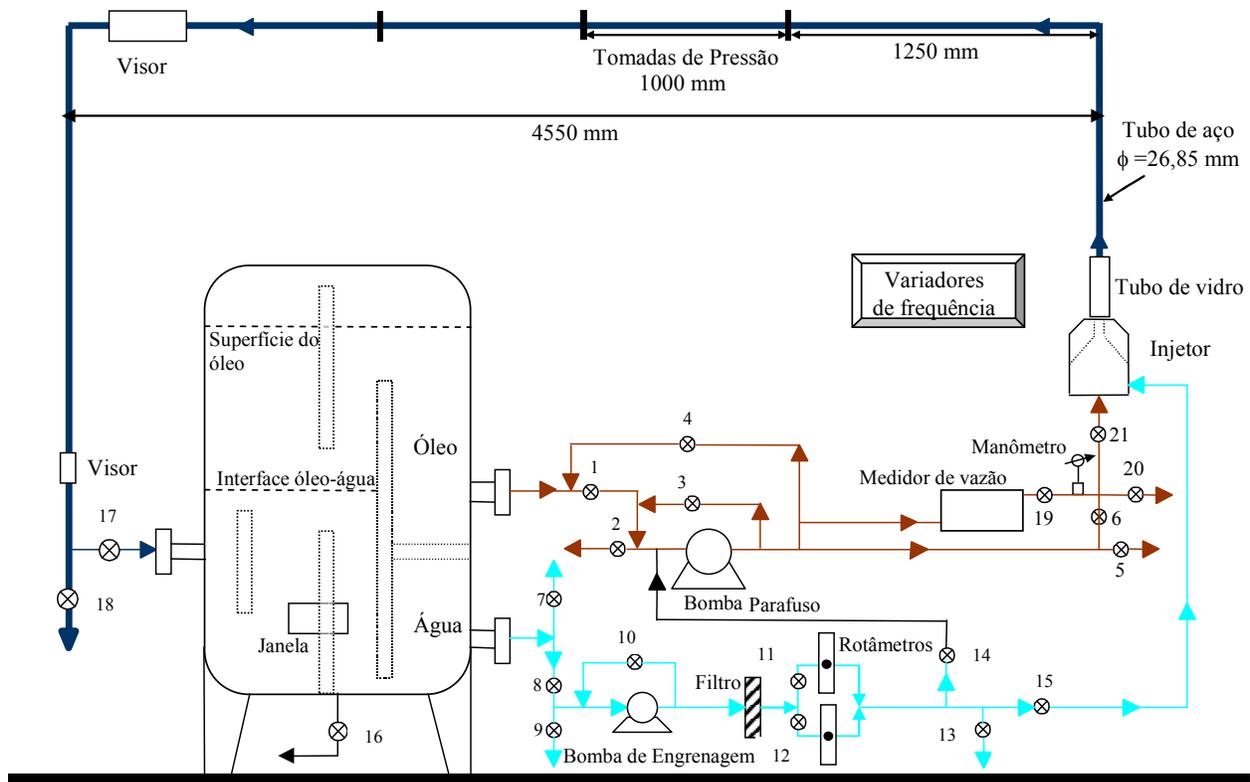


Figura 3.1: Esquema da instalação experimental sem escala.

### 3.1.1.1 Tanque de separação gravitacional

Vanegas (1999) projetou o vaso separador gravitacional que foi utilizado na realização do presente trabalho e que também foi utilizado por Vara (2001), Rodrigues (2002), Trevisan (2003) e Barbosa (2004) na realização de seus trabalhos. As principais características deste separador gravitacional são: altura total de 2.215 m, diâmetro interno de 1 m, capacidade máxima de 1500 L e sua composição é de fibra de vidro. A separação óleo / água é realizada apenas pela ação da gravidade através de coalescência de gotas e sedimentação gravitacional. A entrada do fluxo de óleo mais água encontra-se a esquerda do separador e as saídas de água e óleo, após a separação, encontram-se em posição diametralmente oposta a entrada. A saída de água localiza-se na parte inferior do tanque e a de óleo um pouco acima desta. O fluxo de entrada é desacelerado por três chicanas existentes no interior do separador, facilitando a separação das fases.

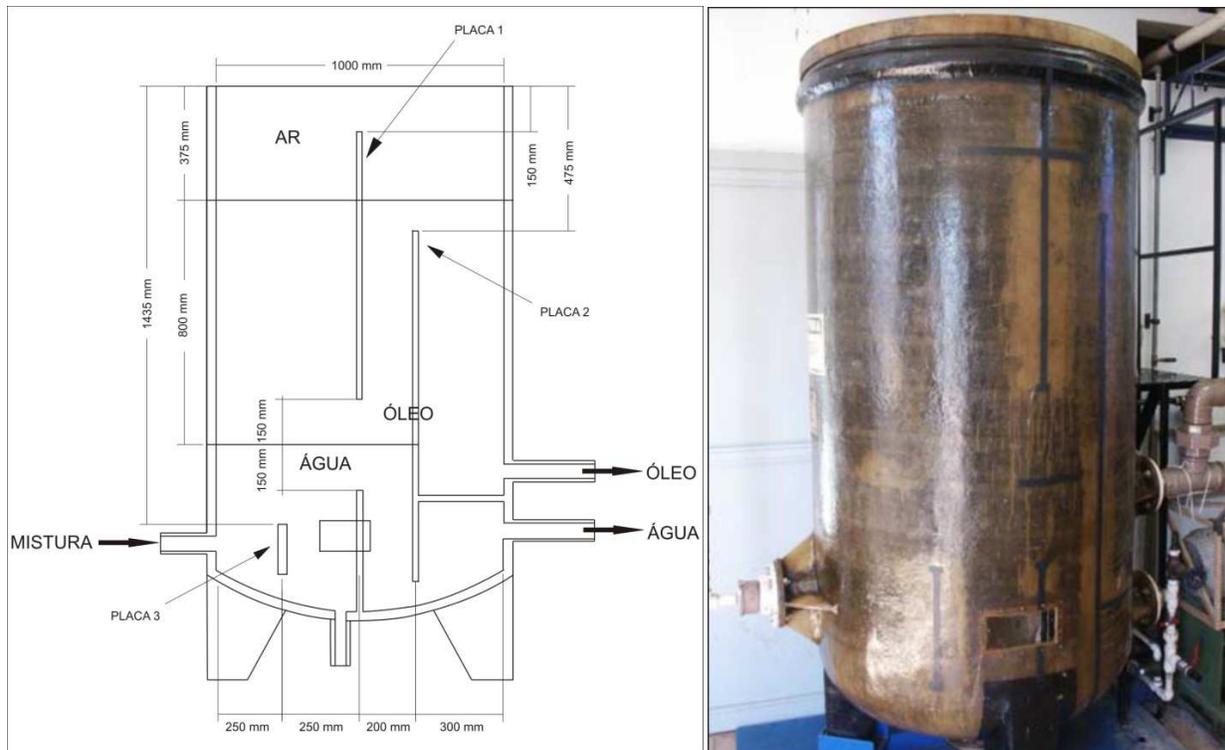


Figura 3.2: Desenho esquemático e foto do reservatório gravitacional.

### 3.1.1.2 Movimentação de fluidos

Uma bomba de deslocamento positivo tipo parafuso impulsiona o óleo do vaso separador para o bocal de injeção através de um tubo de PVC de 2,66 cm de diâmetro interno. A frequência da bomba de óleo é controlada por um inversor de frequência. A vazão de óleo é medida por um medidor de tipo *Coriolis* da Danfoss, modelo MASSFLO DI 25 juntamente com um conversor de sinais MASS 6000 Compact IP 67. As incertezas deste equipamento, para uma faixa de confiança de 95%, são de  $\pm 1,253 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{s}$ , segundo a carta de calibração e aferição do equipamento fornecida pelo fabricante.



Figura 3.3: Medidor de Vazão de óleo.

A movimentação da água é garantida por uma bomba de engrenagem que a impulsiona do vaso separador até o bocal de injeção através de uma tubulação de PVC com 1,9 cm de diâmetro interno. A frequência da bomba de água é controlada por um inversor de frequência. A vazão de água é medida por um dos rotômetros do sistema, dependendo da vazão de água que se está utilizando um dos rotômetros é utilizado. Utilizou-se um rotômetro com faixa de operação de 0,04 a 5 GPM e outro com faixa de operação de 0,04 a 10 GPM. O primeiro rotômetro foi utilizado quando a vazão de água desejada era 3 e 5 GPM e o segundo quando a vazão de água desejada era de 7 GPM. Logo após a bomba de água existe um filtro que captura resquícios de óleo que existam na água.

### 3.1.1.3 Injeção de fluidos

Um bocal de acrílico faz com que a água entre pelas laterais do circuito de tubulação através de um espaço de 1 mm entre a parede externa de vidro e o cone de PVC. O óleo entra pela parte de baixo do injetor, isto é, pela parte interna do cone de PVC. Este bocal de injeção

permite que o padrão *coreflow* seja desenvolvido em um menor comprimento, uma vez que a água se concentra nas laterais do tubo e o óleo já inicia seu escoamento pelo centro da tubulação.

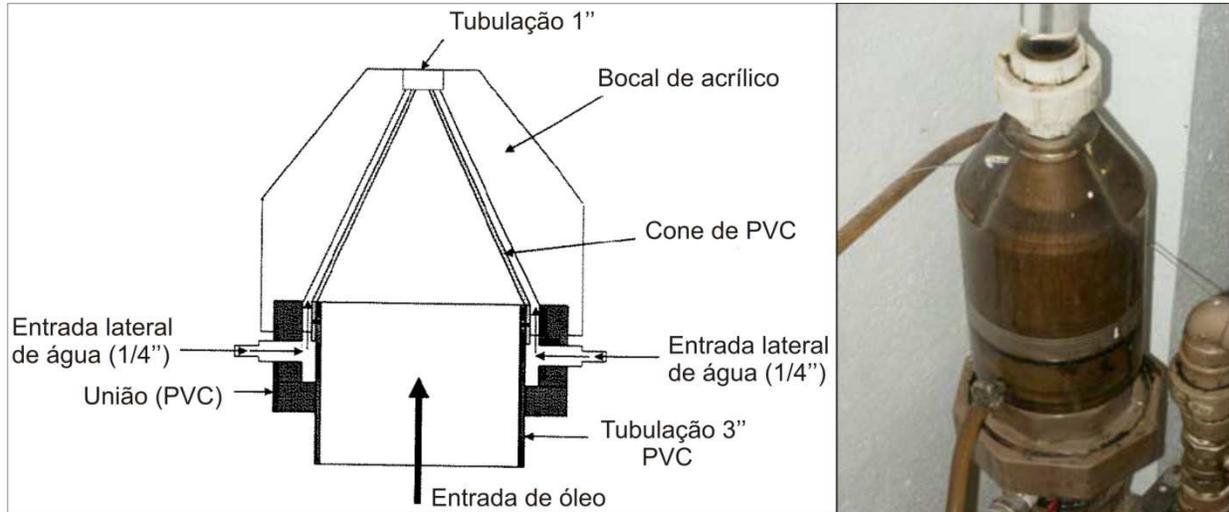


Figura 3.4: Desenho esquemático e foto do bico injetor. (Fonte: Vanegas, 1999).

O injetor insere os fluidos em uma tubulação de vidro onde é possível observar o padrão *coreflow* desenvolvido. Esta pequena parte de tubulação de vidro é encaixada ao restante da tubulação de aço carbono.

#### 3.1.1.4 Monitoramento da queda de pressão na tubulação.

O monitoramento da queda de pressão durante a repartida foi realizado na parte horizontal da tubulação. As tomadas de pressão distam 1m uma da outra e estão localizadas há 2m de uma tubulação de vidro equipada com um visor de acrílico. O visor é necessário para corrigir a deformação óptica causada pela curvatura da tubulação de vidro que distorce a imagem do fluxo em seu interior. Este visor foi utilizado para a observação do padrão *coreflow* e da limpeza de linha após a repartida.

O monitoramento da queda de pressão na tubulação foi feito por um transmissor de pressão diferencial da marca *Smar*, modelo LD301 código D1 instalado no tubo de aço carbono. A

aquisição dos sinais de voltagem gerados foi feita pelo hardware PXI-1000 da *National Instruments* e o processamento dos dados foi feito pelo software *Labview<sup>tm</sup>* 6.0 de mesma marca.

### 3.1.2 Procedimento experimental

Abaixo encontra-se descrito o procedimento utilizado para a realização dos experimentos de repartida utilizando-se somente água para a limpeza de linha.

As válvulas, indicadas na figura 3.1, de números 2, 4, 5, 6, 7, 9, 12, 13, 14, 16, 18 e 20 permanecem fechadas durante todo o experimento.

Antes de iniciar o trabalho as válvulas 1, 3, 8, 10, 11, 15, 17 e 19 foram completamente abertas.

***Início do experimento - Partida:*** Iniciou-se o experimento escoando somente água pela tubulação. A bomba de água foi acionada com uma frequência de 30 Hz e então ajustou-se a frequência baseando-se na vazão de água desejada. A leitura da vazão de água é feita através do rotâmetro próximo a válvula 11. Deixou-se somente água escoando pela tubulação por um período de tempo suficiente para que resquícios de óleo do experimento anterior sejam removidos e a pressão indicada pelo medidor de pressão, localizado na parte superior da tubulação, indique que a tubulação está limpa. Este período de tempo corresponde a aproximadamente 20 minutos. Posteriormente acionou-se a bomba de óleo, utilizando inicialmente uma frequência de 25 Hz. Lentamente fechou-se parcialmente a válvula de by-pass (nº 3), pressurizando a linha de óleo até que a pressão no manômetro atinja o valor de 1 bar, quando então a válvula 21 foi aberta e o óleo passou a escoar pelo interior do cone de injeção iniciando o escoamento em padrão *coreflow*. A frequência da bomba de óleo é ajustada de acordo com a vazão de óleo desejada, sendo o valor desta controlado pelo medidor de vazão de óleo. É importante manter a pressão do sistema abaixo de 6 kgf/cm<sup>2</sup>, (588,4 kPa), como parâmetro de segurança do aparato.

***Parada súbita:*** As bombas de óleo e água foram simultaneamente desligadas e as válvulas 8, 17 e 21 foram fechadas logo após o desligamento das bombas. Para despressurizar a linha de óleo a válvula 3 foi aberta.

**Tempo de repouso:** Após a parada súbita das bombas de óleo e água o sistema foi mantido em repouso por um determinado período de tempo (T).

**Repartida assistida com água:** As válvulas 8, 17 e 21 foram abertas e a bomba de água foi acionada já na frequência escolhida baseando-se no valor da vazão de limpeza de linha desejada (Q). Durante todo o processo de limpeza de linha a queda de pressão na tubulação foi monitorada na secção de teste localizada na parte superior do sistema.

Seguindo o procedimento acima descrito foram realizados os seguintes experimentos.

Tabela 3.1: Descrição dos experimentos realizados.

Experimento	HOLEO (%)	QREPARTIDA (GPM)	V <sub>S,ÁGUA</sub> (m/s)	TREPOUSO (h)
A	60	3	0,33	0.5
B				2
C				24
D				72
E		5	0,56	0.5
F				2
G				24
H				72
I		7	0,78	0.5
J				2
K				24
L				72
M	80	3	0,33	0.5
N				2
O				24
P				72
Q		5	0,56	0.5
R				2
S				24
T				72
U		7	0,78	0.5
				72

## 3.2 Experimento de repartida assistida com solução de desemulsificante

### 3.2.1 Preparo da solução de desemulsificante

A solução foi preparada em um recipiente plástico de 7L. Para o preparo adicionou-se 1,5L de água e 1,5L do desemulsificante hidrofílico BDO 2200 fornecido pela Biosul Química. A solução foi agitada em um agitador magnético pelo período de 15 minutos. Para a realização do experimento de repartida foi utilizado um volume de 2,5L de solução e 0,5L foram reservados para a realização dos experimentos de medida de ângulo de contato.

### 3.2.2 Procedimento experimental

Abaixo encontra-se descrito o procedimento utilizado para a realização dos experimentos de repartida utilizando-se a solução de desemulsificante para a limpeza de linha.

As válvulas, indicadas na figura 3.1, de números 2, 4, 5, 6, 7, 9, 12, 13, 14, 16, 18 e 20 permanecem fechadas durante todo o experimento.

Antes de iniciar o trabalho as válvulas 1, 3, 8, 10, 11, 15, 17 e 19 foram completamente abertas.

**Início do experimento - Partida:** Iniciou-se o experimento escoando somente água pela tubulação. A bomba de água foi acionada com uma frequência de 30 Hz e então ajustou-se a frequência baseando-se na vazão de água desejada. A leitura da vazão de água é feita através do rotâmetro próximo a válvula 11. Deixou-se somente água escoando pela tubulação por um período de tempo suficiente para que resquícios de óleo do experimento anterior sejam removidos e a pressão indicada pelo medidor de pressão, localizado na parte superior da tubulação, indique que a tubulação está limpa. Este período de tempo corresponde a aproximadamente 20 minutos. Posteriormente acionou-se a bomba de óleo, utilizando inicialmente uma frequência de 25 Hz. Lentamente fechou-se parcialmente a válvula de by-pass (nº 3), pressurizando a linha de óleo até que a pressão no manômetro atinja o valor de 1 bar, quando então a válvula 21 foi aberta e o óleo passou a escoar pelo interior do cone de injeção iniciando o escoamento em padrão *coreflow*. A frequência da bomba de óleo é ajustada de acordo com a vazão de óleo desejada, sendo o valor desta controlado pelo medidor de vazão de

óleo. É importante manter a pressão do sistema abaixo de 6 kgf/cm<sup>2</sup>, (588,4 kPa), como parâmetro de segurança do aparato.

**Parada súbita:** As bombas de óleo e água foram simultaneamente desligadas e as válvulas 8, 17 e 21 foram fechadas logo após o desligamento das bombas. Para despressurizar a linha de óleo a válvula 3 foi aberta.

**Tempo de repouso:** Após a parada súbita das bombas de óleo e água o sistema foi mantido em repouso por um determinado período de tempo de 2 horas.

**Injeção da solução de desemulsificante no separador:** Após 1 hora e 20 minutos que o sistema estava em repouso um volume de 2,5L de solução foi injetado na parte inferior do separador gravitacional através da válvula 16 com o auxílio da bomba de engrenagem. Com a adição da solução obteve-se uma concentração de desemulsificante na água do separador de 2500 ppm, uma vez que o volume total de água no mesmo era de 500L. Este procedimento durou aproximadamente 10 minutos, então a válvula 16 foi fechada e o sistema permaneceu em repouso, já com o desemulsificante na água do separador, por mais 30 minutos.

**Repartida assistida com água + desemulsificante:** Após esse período as válvulas 8, 17 e 21 foram abertas e a bomba de água foi acionada já na frequência escolhida baseando-se no valor da vazão de limpeza de linha desejada (Q) que neste caso corresponde ao valor de 3GPM. Durante todo o processo de limpeza de linha a queda de pressão na tubulação foi monitorada na seção de teste localizada na parte superior do sistema.

Para a realização deste experimento utilizou-se um *holdup* de óleo de 80%, o tempo de repouso utilizado foi de 2 horas e a Vazão de água + desemulsificante utilizada para limpeza de linha foi de 3 GPM.

### **3.3 Calibração dos equipamentos utilizados**

#### **3.3.1 Calibração do transmissor de pressão**

O transmissor de pressão diferencial utilizado no experimento foi calibrado utilizando-se uma faixa operacional de 0 a 500 mmH<sub>2</sub>O. A curva de calibração da figura 3.5 foi gerada aplicando-se 6 valores de pressão ao sistema, obtendo-se os valores de voltagem mostrados pela

tabela 3.6. Para cada ponto de pressão realizaram-se 4 medidas, duas subidas (obtidas com o aumento de pressão) e duas descidas (obtidas com a diminuição de pressão).

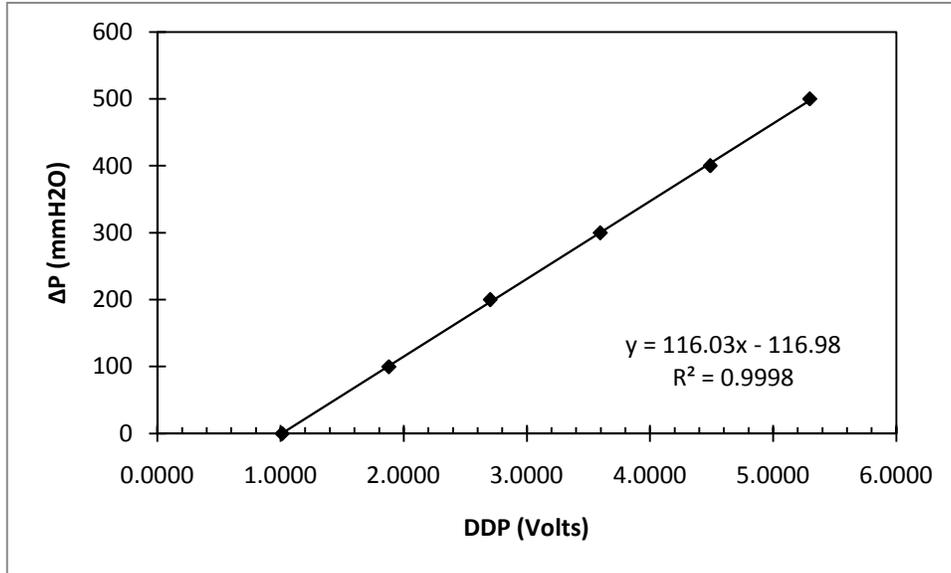


Figura 3.5: Gráfico da pressão diferencial em mmH<sub>2</sub>O versus a média da voltagem indicada pelo transdutor de pressão diferencial.

Tabela 3.2: Dados obtidos para construção da curva de calibração.

Pressão aplicada (mmH <sub>2</sub> O)	Medida 1 - Subida (V)	Medida 2- Descida (V)	Medida 3 - Subida (V)	Medida 4- Descida(V)	Média (V)
0	1.0120	1.0120	1.0120	1.0120	1.0120
100	1.8862	1.8737	1.8767	1.8766	1.8783
200	2.7096	2.7071	2.6977	2.6963	2.7027
300	3.5938	3.5991	3.5949	3.5971	3.5962
400	4.4865	4.4947	4.4887	4.4894	4.4898
500	5.2983	5.2983	5.2983	5.2983	5.2983

A partir dos dados de voltagem da tabela 3.6 e da equação da curva da figura 3.5 obteve-se um conjunto de valores de  $\Delta P$  mostrados na tabela 3.7. Utilizando-se esses valores calcularam-se os valores de desvio padrão ( $\Delta S$ ) para cada ponto de pressão aplicada. Isto é, calcula-se a incerteza estatística ou aleatória como uma incerteza tal que as  $n$  medidas  $Y_i$  de uma grandeza  $Y$

se distribuem de maneira aleatória em torno do valor verdadeiro  $Y_v$ . Conforme o número de medidas aumenta indefinidamente ( $n \rightarrow \infty$ ), o valor médio ( $Y_{\text{médio}}$ ) das medidas tende ao valor verdadeiro da grandeza ( $Y_v$ ).

Tabela 3.3: Valores de diferencial de pressão utilizados para o cálculo do desvio padrão das medidas realizadas com o transdutor de pressão.

Medida 1 - Subida ( $\Delta P$ )	Medida 2- Descida ( $\Delta P$ )	Medida 3 - Subida ( $\Delta P$ )	Medida 4- Descida( $\Delta P$ )	Desvio Padrão ( $\Delta S$ )
0.49	0.49	0.49	0.49	0.00
101.90	100.45	100.80	100.79	0.63
197.41	197.12	196.03	195.87	0.77
299.98	300.60	300.11	300.36	0.27
403.53	404.49	403.79	403.87	0.40
497.70	497.70	497.70	497.70	0.00

O próximo passo foi aferir a calibração a partir do cálculo da incerteza sistemática das medidas. Para isso injetou-se uma pressão conhecida a partir da leitura do manômetro, e comparou-se esta pressão conhecida com a leitura do equipamento de aquisição. O cálculo da incerteza sistemática é mostrado na figura 3.6.

Define-se incerteza sistemática como uma incerteza tal que as  $n$  medidas  $Y_i$  são iguais, mas diferem do valor verdadeiro  $Y_v$  de uma quantidade constante  $\delta Y$ .

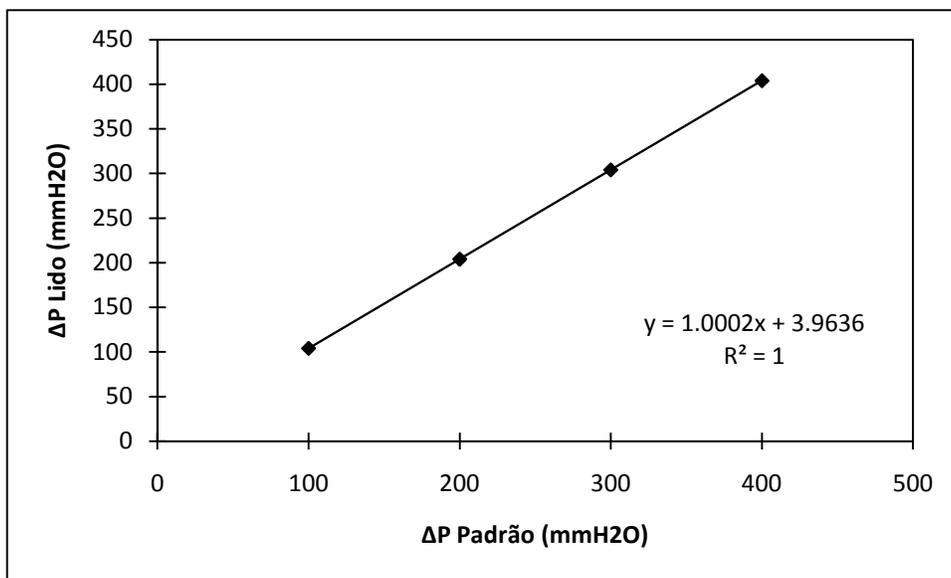


Figura 3.6: Determinação da incerteza sistemática do transdutor diferencial de pressão.

A partir da figura 3.6 vê-se que o valor da incerteza sistemática é de 3.96 mmH<sub>2</sub>O.

### 3.3.2 Calibração dos rotâmetros

Os erros sistemáticos e estatísticos do conjunto de rotômetros utilizados foram calculados com o auxílio de uma balança e um cronômetro. Foram retiradas e pesadas 20 amostras de água com o rotômetro operando a vazão de 1 GPM no decorrer de 23 segundos para cada amostra. Considerou-se a densidade da água como 999 Kg/m<sup>3</sup>. O rotômetro com faixa de operação de 0,04 a 5 GPM apresentou um erro estatístico de  $\pm 0,0233$  GPM e um erro sistemático de  $\pm 0,2369$  GPM. O rotômetro com faixa de operação de 0,04 a 10 GPM apresentou um erro estatístico de  $\pm 0,0297$  GPM e um erro sistemático de  $\pm 0,2794$  GPM. Abaixo estão tabelas que apresentam as massas de água pesadas e os valores de vazão de água calculados.

Tabela 3.4: Calibração do rotômetro com faixa de operação de 0,04 a 5 GPM.

Amostra	1	2	3	4	5
m pesada (Kg)	1.7962	1.7951	1.7897	1.791	1.8154
Qw Calculado (GPM)	1.2391	1.2383	1.2346	1.2355	1.2523

Tabela 3.5: Calibração do rotâmetro com faixa de operação de 0,04 a 5 GPM-continuação.

<b>Amostra</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>m pesada (Kg)</b>	1.7727	1.7998	1.7882	1.7828	1.8001
<b>Qw Calculado (GPM)</b>	1.2229	1.2416	1.2336	1.2298	1.2418

Tabela 3.6: Calibração do rotâmetro com faixa de operação de 0,04 a 10 GPM.

<b>Amostra</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>m pesada (Kg)</b>	1.8534	1.8534	1.8458	1.8701	1.8728
<b>Qw Calculado (GPM)</b>	1.2785	1.2785	1.2733	1.2901	1.2919

Tabela 3.7: Calibração do rotâmetro com faixa de operação de 0,04 a 10 GPM-continuação.

<b>Amostra</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>m pesada (Kg)</b>	1.8299	1.8788	1.8454	1.84	1.8573
<b>Qw Calculado (GPM)</b>	1.2623	1.2961	1.2730	1.2693	1.2812

### 3.4 Medida de ângulo de contato estático

Para a realização de medidas de ângulo de contato estático no interior de uma tubulação desenvolveu-se um aparato constituído por uma secção de tubulação idêntica a utilizada nos experimentos de repartida, uma seringa para injeção de óleo, uma válvula, duas tampas de acrílico, uma haste e uma base.

O óleo utilizado neste experimento foi retirado da parte superior do separador gravitacional após a realização dos experimentos de repartida sem desemulsificante.

A solução de desemulsificante utilizada neste experimento foi a mesma utilizada nos experimentos de repartida.

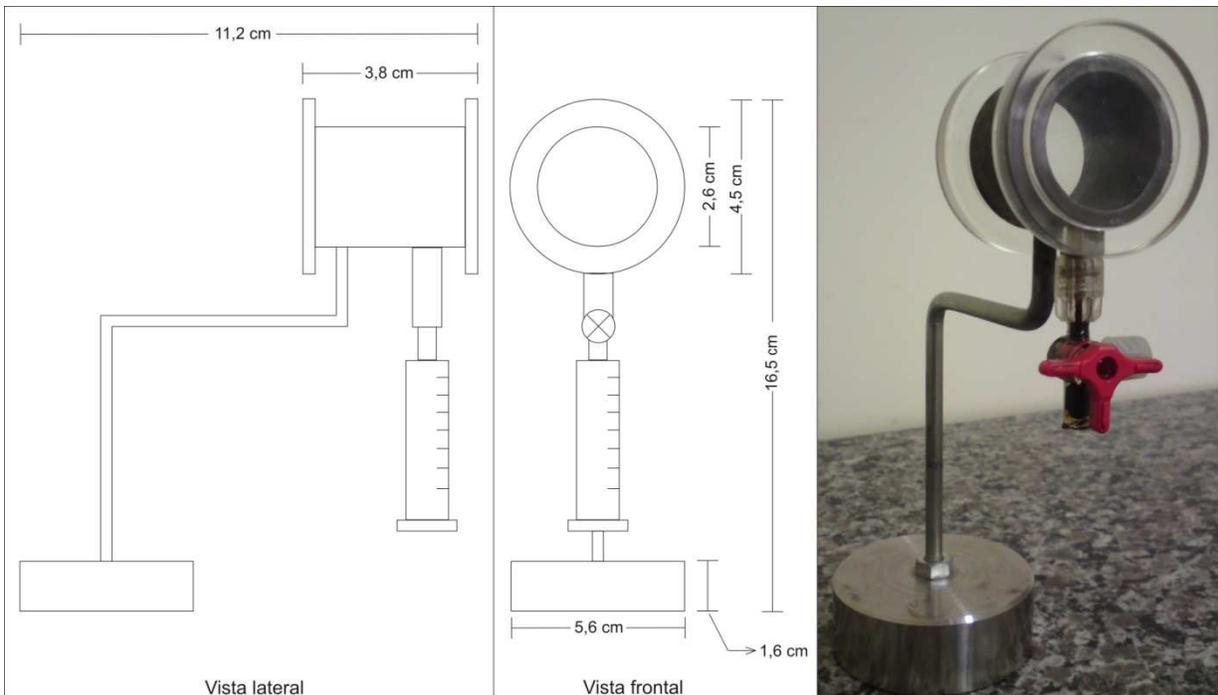


Figura 3.7: Aparato desenvolvido para medida de ângulo de contato.

### 3.4.1 Procedimento experimental

#### Experimento realizado utilizando-se água

O aparato foi completado com água a partir da abertura de uma das tampas acrílicas. Esta mesma tampa foi deixada semi-aberta enquanto o óleo foi injetado no aparelho através da seringa. A quantidade de óleo injetada corresponde a 60% do volume da cubeta formada pela secção de tubulação e tampas acrílicas. A quantidade excedente de água foi escoada pela tampa de acrílico semi-aberta. Tomou-se o cuidado de remover as bolhas de ar existentes no interior do sistema.

Após fechar-se a tampa de acrílico o sistema foi mantido em repouso por 24 horas e então tiraram-se fotos. Essas fotos foram colocadas em um programa adequado para a medida de ângulo. O procedimento descrito foi realizado em triplicata.

As medidas de ângulo foram realizadas na água entre a parede da tubulação e o plugue de óleo, como pode ser observado no esquema da figura 3.8.

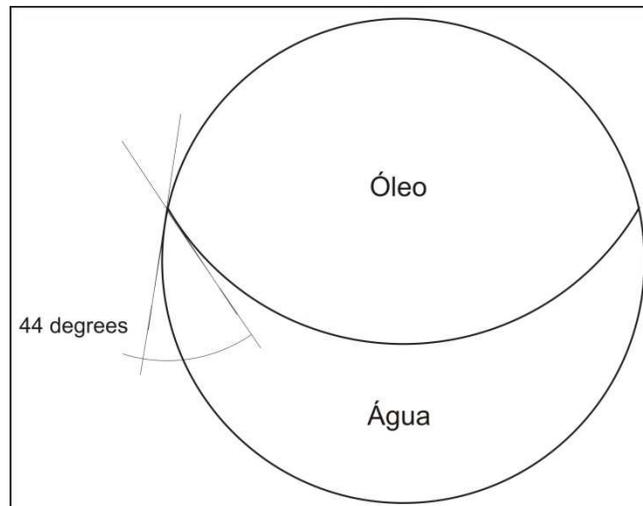


Figura 3.8: Exemplo de medida de ângulo de contato.

#### Experimento realizado utilizando-se água com desmulsificante

O aparato foi completado com a solução de desmulsificante a partir da abertura de uma das tampas acrílicas. Esta mesma tampa foi deixada semi-aberta enquanto o óleo foi injetado no aparelho através da seringa. A quantidade de óleo injetada corresponde a 60% do volume da cubeta formada pela secção de tubulação e tampas acrílicas. A quantidade excedente de água foi escoada pela tampa de acrílico semi-aberta. Tomou-se o cuidado de remover as bolhas de ar existentes no interior do sistema.

A tampa de acrílico foi fechada e agitou-se manualmente a cubeta por um período de 2 minutos. O sistema foi mantido em repouso por 24 horas e então tiraram-se fotos. Essas fotos foram colocadas em um programa adequado para a medida de ângulo. O procedimento descrito foi realizado em triplicata.

As medidas de ângulo foram realizadas na água entre a parede da tubulação e o plugue de óleo, como pode ser observado no esquema da figura 3.8

## Capítulo 4

### Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos nos experimentos de monitoramento do diferencial de pressão instantâneo em função do tempo, durante a repartida de escoamento em uma linha horizontal parcialmente bloqueada com óleo de alta viscosidade e água, resultante de parada súbita de escoamento em padrão *core-flow*. Inicialmente, são apresentados os resultados das medidas do ângulo de contato estático formado entre a interface água/óleo e a parede do tubo, sem e com desemulsificante na fase aquosa. Em seguida são apresentados os resultados dos experimentos de repartida.

#### 4.1 Ângulo de contato estático

A figura 4.1 ilustra a disposição das fases óleo e água no interior de um pequeno trecho de tubo de aço especificamente construído para medir o ângulo de contato estático formado entre a interface óleo-água e a parede do tubo, medido na fase aquosa.

Conforme se pode observar, o ângulo medido na água foi de  $32^\circ$  e a parede da tubulação apresenta comportamento hidrofílico. Um estudo anterior (Santos, 2003) indicou o caráter oleofílico de uma parede de aço comercial exposta a sistemas envolvendo óleo pesado cru e água destilada. Porém, o mesmo estudo indicava que a presença de sal na água (NaCl ou meta-silicato de sódio) tornava essa parede hidrofílica. Uma vez que, no presente caso, a água não é destilada (água de torneira), o comportamento hidrofílico constatado pode indicar a presença de componentes (sais) na água comum que podem favorecer a molhabilidade da parede de aço comercial com água em vez de óleo. Devido a este caráter hidrofílico da parede, é possível que exista uma película de água, da ordem de nanômetros, entre o óleo e o topo do tubo. Essa película poderia ser originada da repulsão eletrostática gerada pela existência de cargas negativas nas interfaces aço-água e água-óleo. Buckley *et al.* (1987) mostraram que petróleo bruto em um meio aquoso de  $\text{pH} = 7$  tem uma carga superficial negativa. Por sua vez, de acordo com Silva

(2003), se o sólido tem uma carga superficial negativa, um filme de água estável será formado entre o óleo e a superfície, evitando a aderência de petróleo. O pH da água em contato com o óleo foi medido, sendo obtido o valor de  $\text{pH} = 7$ .

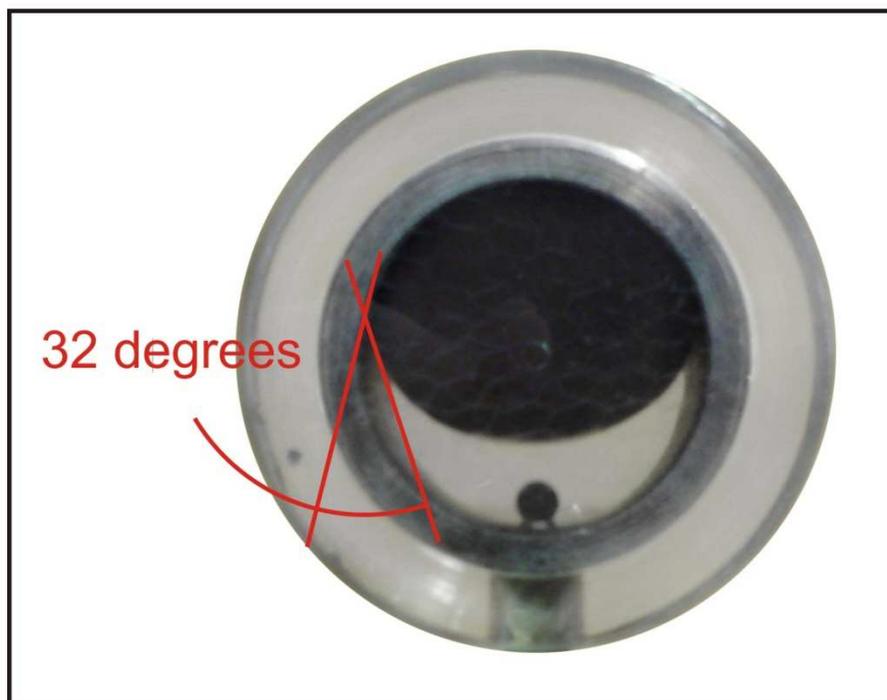


Figura 4.1: Ângulo de contato estático no interior de um trecho de tubo

Foi também realizado um teste de medição do ângulo de contato, no qual um desemulsificante fornecido pela empresa Bio-Sul Química Ind. e Com. Ltda foi dissolvido na fase aquosa. A figura 4.2 mostra o resultado obtido.

O ângulo de contato estático medido neste caso foi de  $104^\circ$ . Para entender esse resultado, deve-se considerar os diferentes aspectos da ação do desemulsificante. Primeiramente, ele de fato favorece a separação óleo-água, conforme se observa na figura 4.3.

O desemulsificante atua favorecendo a coalescência das gotículas de água, formando gotas maiores que são rapidamente segregadas por gravidade. Pode-se inferir que o desemulsificante exerce também um efeito surfactante, ao desestabilizar a interface água-óleo para permitir a floculação das gotículas.

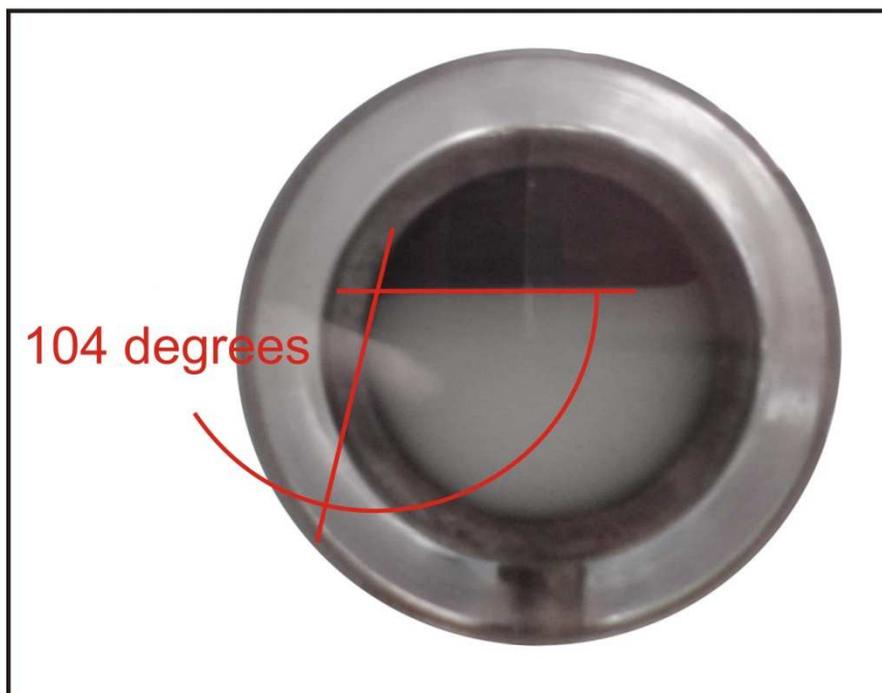


Figura 4.2: Ângulo de contato estático com adição de desemulsificante na água.

Observa-se também efeitos físicos e químicos na água e no óleo. Primeiramente, além de turvar a água, verificou-se uma alteração no valor do pH do meio aquoso que variou de  $\text{pH}=7$ , no qual a água não continha desemulsificante, para  $\text{pH}=8$  no experimento com adição de desemulsificante. Essa variação no pH pode ter influenciado no aumento do ângulo de contato, uma vez que em soluções com pH entre 4 e 8, é possível que a densidade de carga superficial da superfície sólida e do óleo seja neutralizada parcialmente, resultando em menor repulsão de dupla camada (Silva, 2003). Assim, para  $\text{pH}=8$  a neutralização da carga das superfícies pode ter sido mais efetiva do que em  $\text{pH}=7$ , causando um aumento do ângulo de contato.

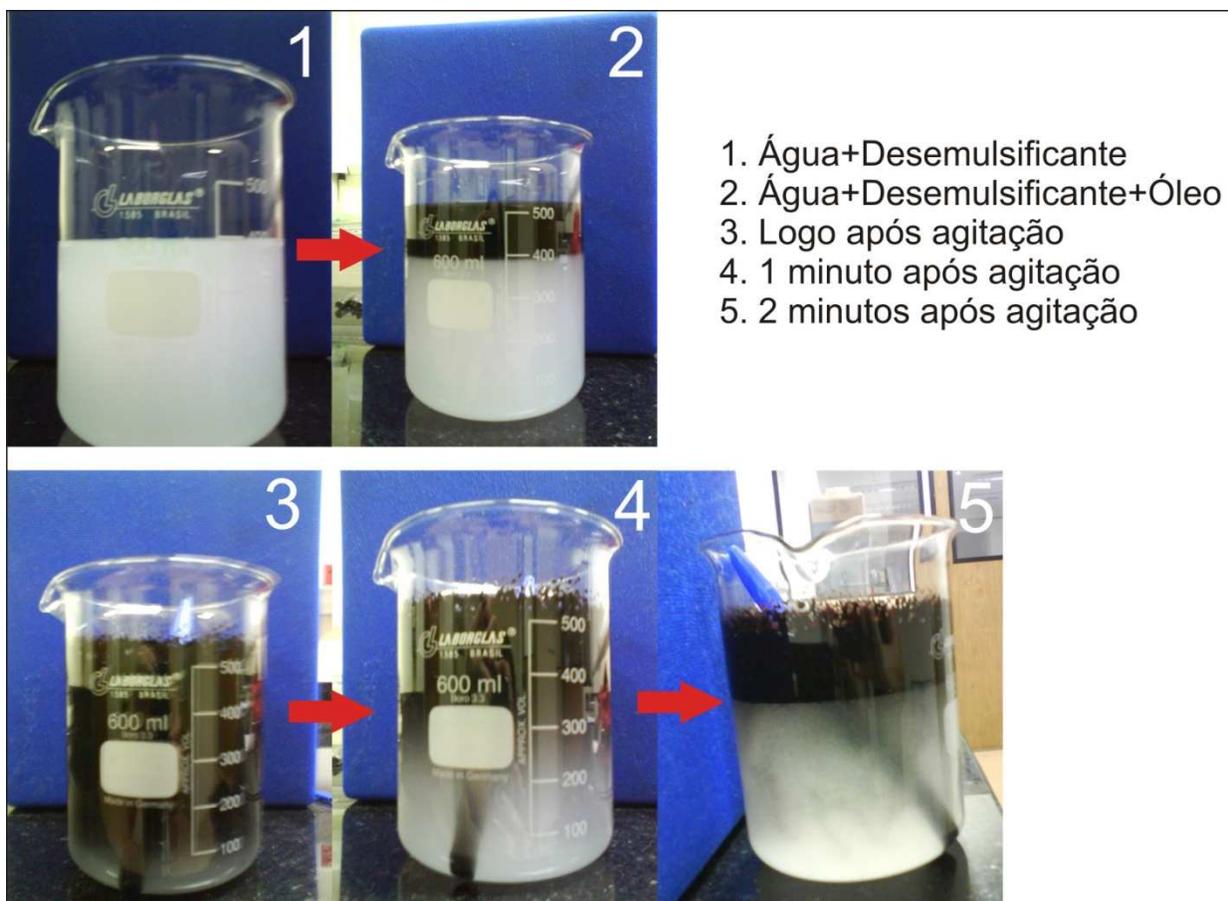


Figura 4.3: Efeito da adição de desemulsificante na água.

Um segundo efeito que deve ser considerado para a explicação do aumento do ângulo de contato é a própria ação física do desemulsificante adicionado. O óleo utilizado na realização de medidas de ângulo de contato apresenta certa quantidade de água emulsionada, devido ao fato do mesmo ter sido agitado juntamente com a água por diversos ciclos durante o escoamento em padrão *core-flow* em circuito fechado. A elevada viscosidade e a pequena diferença de densidade do óleo pesado em relação à água favorecem a estabilidade dessa emulsão. A presença de desemulsificantes acelera a floculação das gotas de água e aumenta a drenagem do filme antes de sua ruptura. Quando somente moléculas de surfactantes naturais, os asfaltenos, estão presentes no óleo, um gradiente de tensão interfacial é formado com tensão interfacial maior na parte interna do filme e menor tensão interfacial na parte externa do filme. Os desemulsificantes invertem este gradiente devido à sua atividade superficial superior, criando um fenômeno de

drenagem do filme, que leva a coalescência das gotas de água (Daniel-David *et al.*, 2005). A comparação entre as figuras 4.1 e 4.2 sugere que a tensão interfacial pode ter diminuído.

Por fim, como consequência da quebra da emulsão, a própria viscosidade da fase óleo diminui sensivelmente, conforme mostraram as medidas de viscosidade do óleo antes e após o contato com o desemulsificante (tabela 4.1). Essa mudança de viscosidade e a mudança de interação entre o plugue de óleo e a camada de água com desemulsificante podem também ser responsáveis pelo aumento do ângulo de contato observado.

Tabela 4.1: Medidas de viscosidade do óleo.

Data da medida	08/07/2008	27/11/2009	23/12/2009
Estágio do Experimento	Início	Após experimentos de <i>Coreflow</i>	Após adição de desemulsificante
Viscosidade (cp) a 24 °C	2267	6618	2635

## 4.2 Experimentos de Repartida

Óleo pesado e água foram escoados simultaneamente em padrão *core-flow* em uma tubulação horizontal. O escoamento foi interrompido durante um determinado tempo, denominado neste texto de “tempo de parada” ou repouso. A repartida, realizada com água apenas para fins de remoção do plugue de óleo (“limpeza da linha”), foi monitorada através da aquisição de sinais de diferencial de pressão entre dois pontos da tubulação em função do tempo. Estes dados permitiram a construção de gráficos que mostram o comportamento temporal da queda de pressão na tubulação bem como suas variações em decorrência da modificação de algumas condições operacionais, tais como: vazão de água na repartida, *holdup* inicial de óleo e tempo de parada antes da repartida com água.

### 4.2.1 Influência da vazão de água de repartida

Nas figuras 4.4 a 4.7 encontram-se gráficos de diferencial de pressão instantâneo (em mmH<sub>2</sub>O) em função do tempo (em segundos) para um *holdup* inicial de óleo de 60%, a três

vazões de água distintas na repartida, mantendo em cada gráfico o mesmo tempo de parada. As figuras 4.8 a 4.11 apresentam os gráficos correspondentes a um *holdup* inicial de óleo de 80%. As vazões de água testadas foram: 3 GPM (Q3, em preto), 5 GPM (Q5, em azul) e 7 GPM (Q7, em vermelho), valores correspondentes à escala do medidor utilizado (Nota: 1GPM = 0,06308 L/s). Essas vazões correspondem a velocidades superficiais de água de 0,33 , 0,56 e 0,79 m/s, e números de Reynolds de água de 9000, 14900 e 20900, respectivamente.

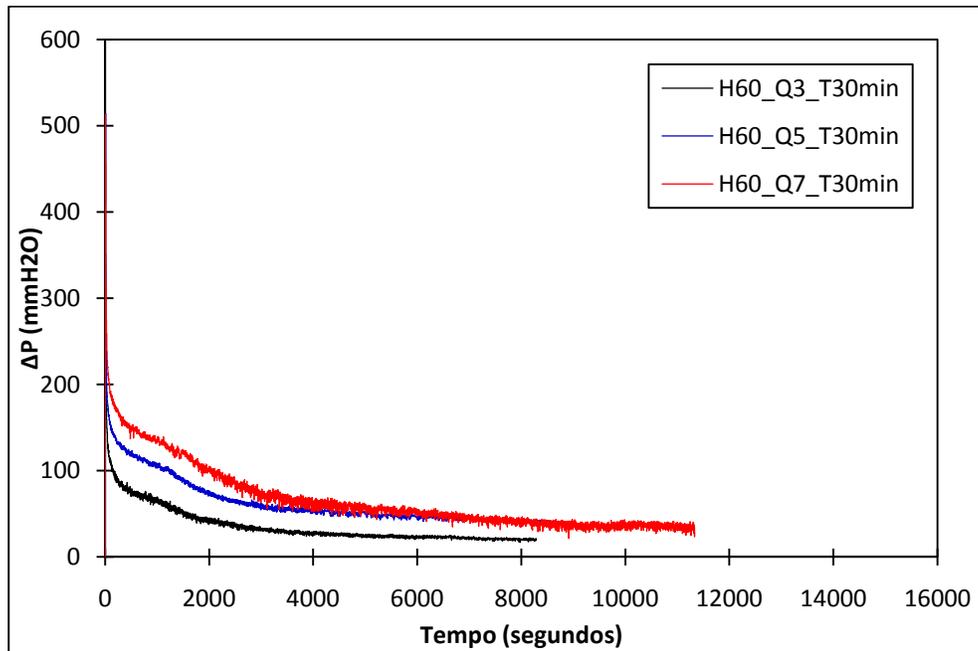


Figura 4.4: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60% e tempo de repouso 30 min.

Pode-se observar nesses gráficos o formato típico das curvas de evolução temporal da queda de pressão, que começa por um pico nos instantes iniciais, decresce rapidamente à medida que o escoamento se estabelece, e tende para uma região de suave declínio de queda de pressão para intervalos de tempo longos. Nesta região, o tubo não fica completamente limpo, caso contrário seria de se esperar que os níveis de queda de pressão final fossem crescentes com o quadrado da vazão de água. Os resultados indicam que as vazões de óleo mais baixas atuam bem mais lentamente na remoção do plugue, deixando mais resíduo de óleo na parede do que as vazões mais altas. Isto reduz a seção de passagem da água e causa aumento da perda de carga em relação ao tubo completamente limpo.

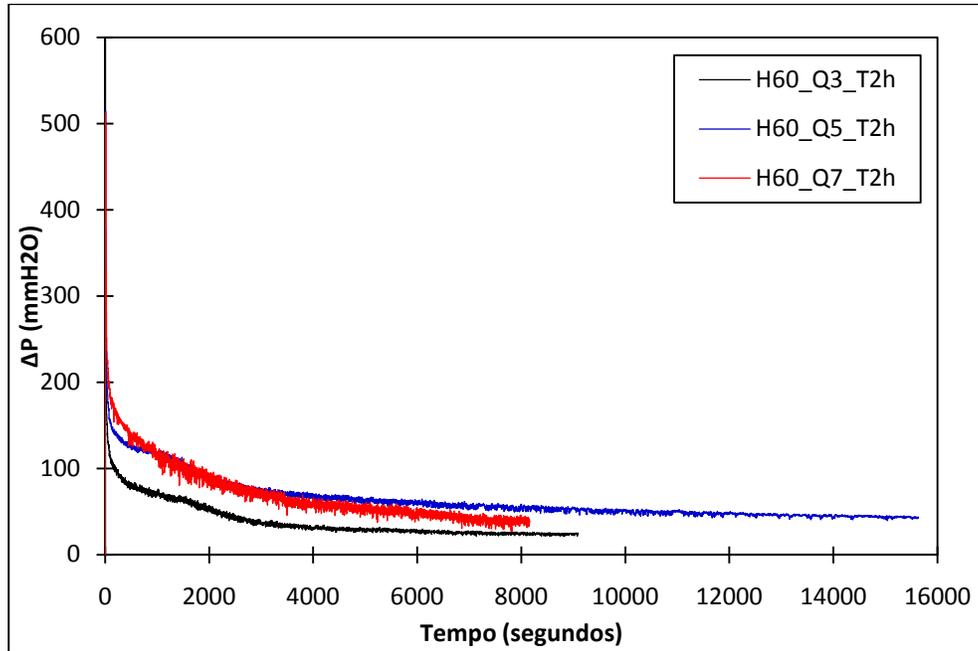


Figura 4.5: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60% e tempo de repouso 2 horas.

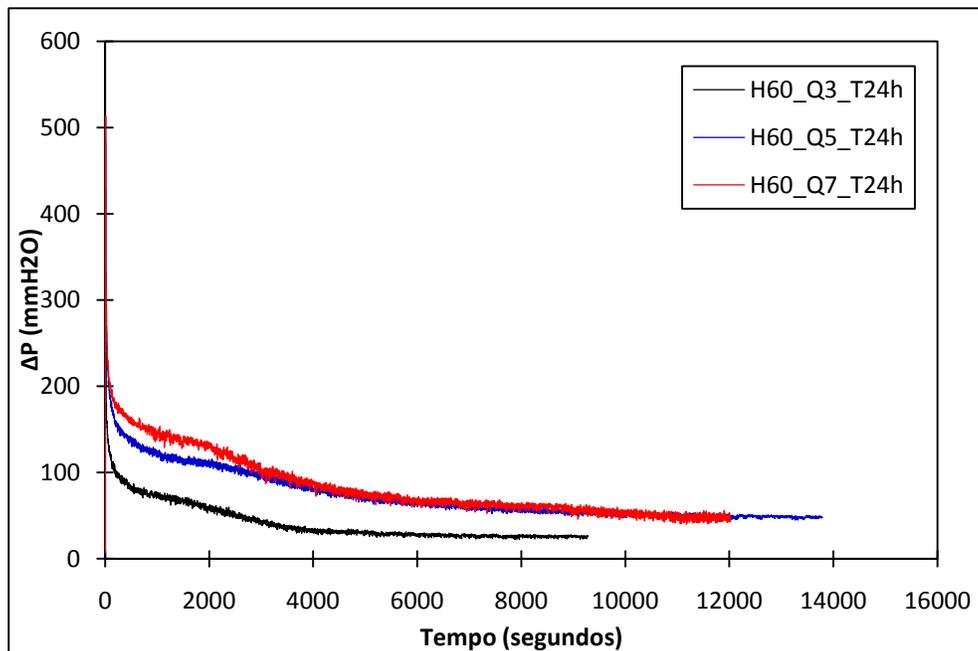


Figura 4.6: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60% e tempo de repouso 24 horas.

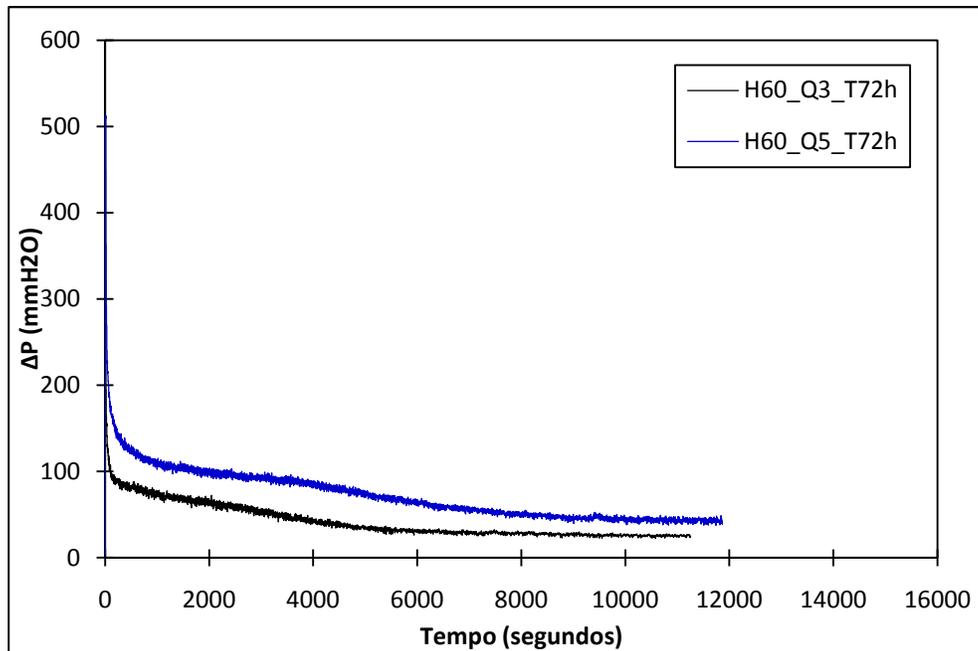


Figura 4.7: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60% e tempo de repouso 72 horas.

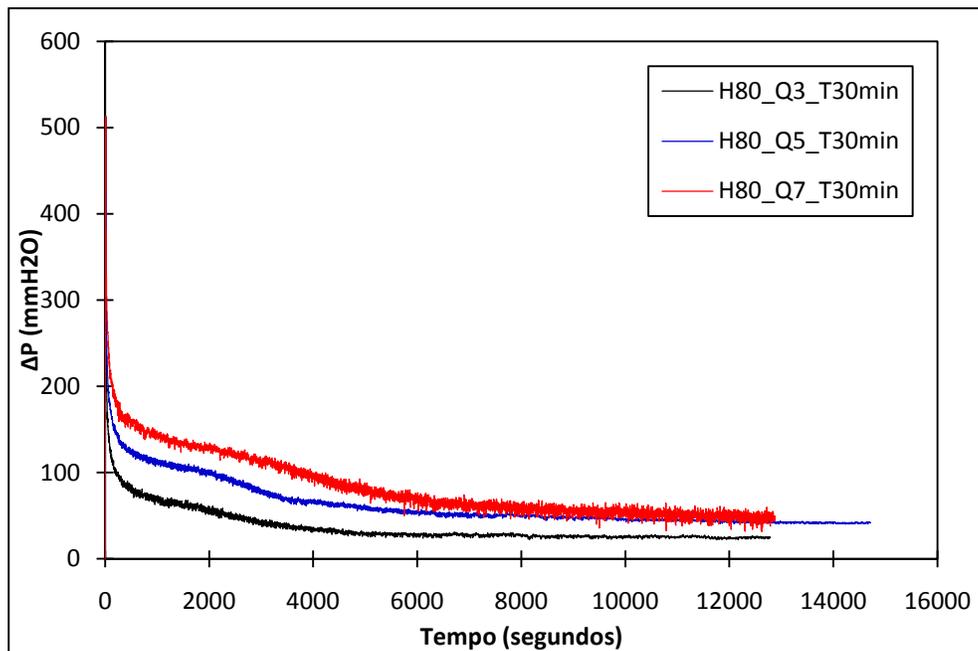


Figura 4.8: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80% e tempo de repouso 30 minutos.

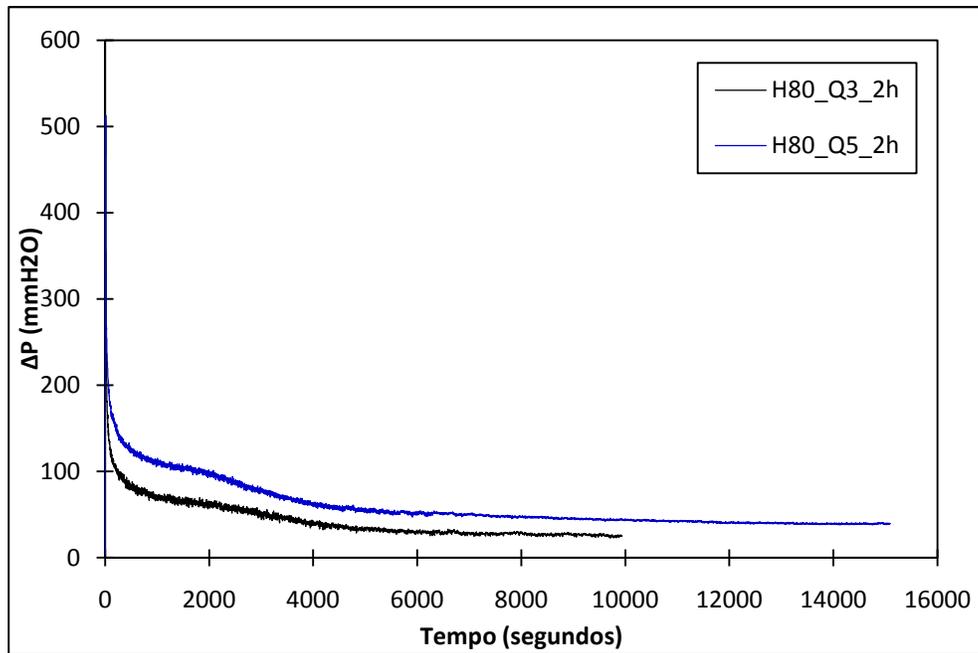


Figura 4.9: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80% e tempo de repouso 2 horas.

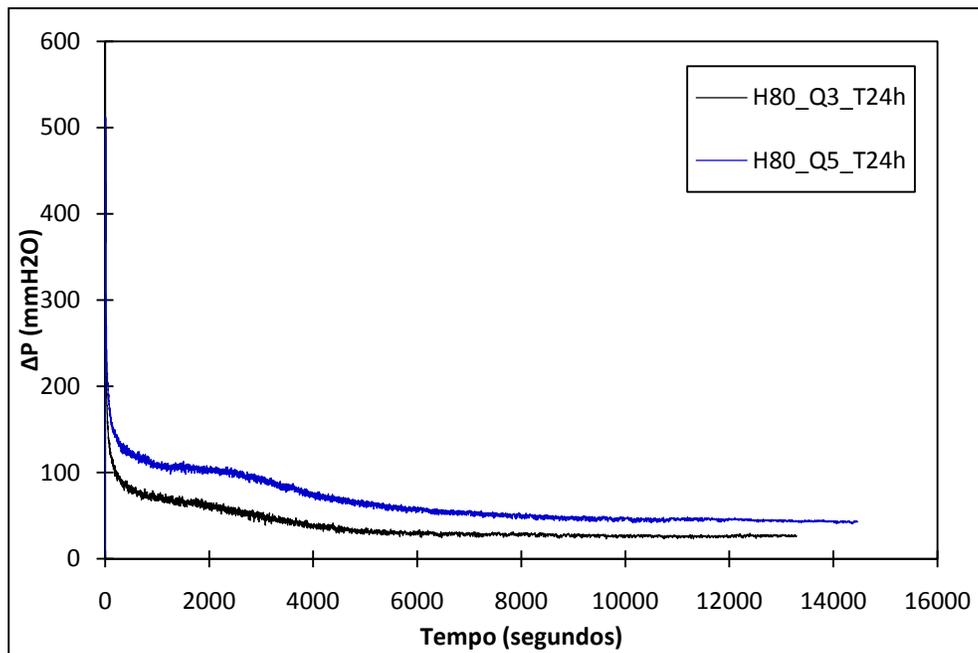


Figura 4.10: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80% e tempo de repouso 24 horas.

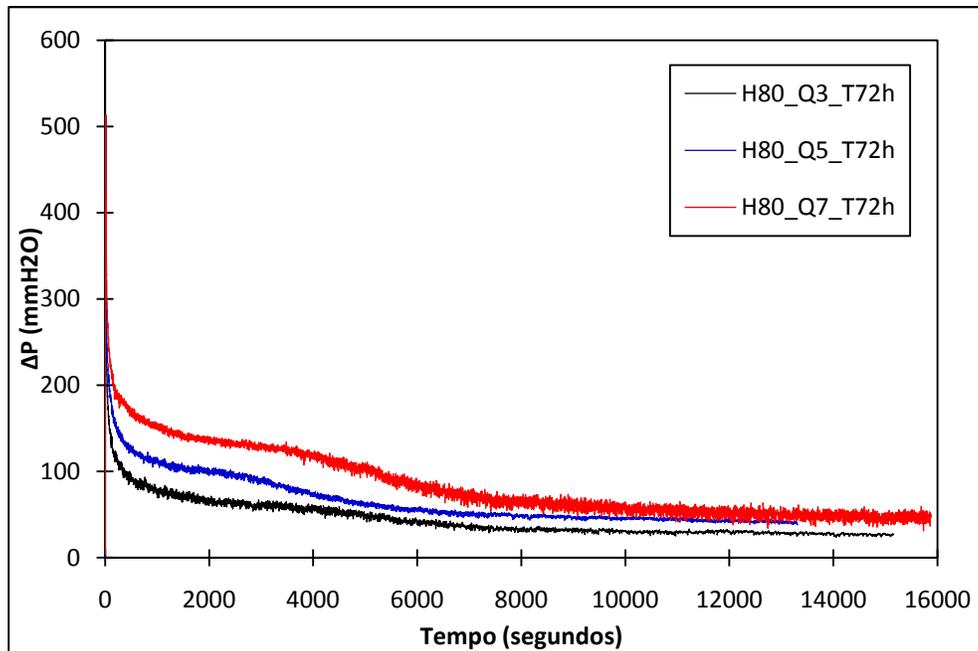


Figura 4.11: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80% e tempo de repouso 72 horas.

A partir dos resultados nas figuras 4.4 a 4.11, pode-se concluir que o aumento da vazão de água prolonga o processo de remoção do plugue de óleo, o que contraria a expectativa inicial da equipe. De fato, o processo de remoção do plugue não parece consistir unicamente no cisalhamento de uma camada de água sobre uma camada de óleo viscoso, como se imaginava, mas provavelmente envolve também uma *mistura* entre essas camadas. Essa mistura parece estar ocorrendo no transiente inicial: a camada de água arranca porções de óleo da interface, ao mesmo tempo em que porções de água invadem a camada de óleo, corroborando uma tendência de emulsificação típica das misturas de óleo pesado e água. Isto faz a viscosidade equivalente da mistura aumentar, assim como o tempo necessário para limpeza da linha. Como se verá adiante, uma possível solução para esse problema é o emprego de agente desmulsificante na fase aquosa. Por outro lado, conforme já mencionado anteriormente, o aumento da vazão de água propicia maior remoção de óleo do duto.

#### 4.2.2 Influência do *holdup* inicial de óleo

As figuras 4.12 a 4.15 apresentam os gráficos de diferencial de pressão instantâneo em função do tempo obtidos para os experimentos realizados com uma vazão de água na repartida (Q) de 3 GPM, mantendo em cada gráfico um tempo de repouso distinto.

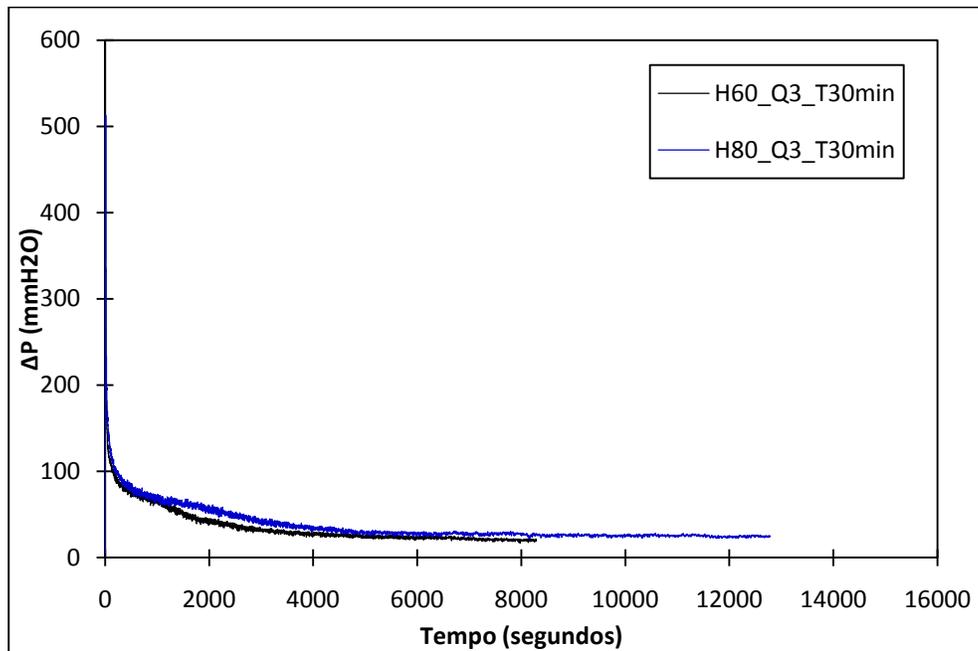


Figura 4.12: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 3 GPM e tempo de repouso 30 minutos.

As figuras 4.16 a 4.19 apresentam os gráficos correspondentes aos experimentos realizados com uma vazão de água na repartida de 5 GPM, enquanto a figura 4.20 refere-se à vazão de 7 GPM.

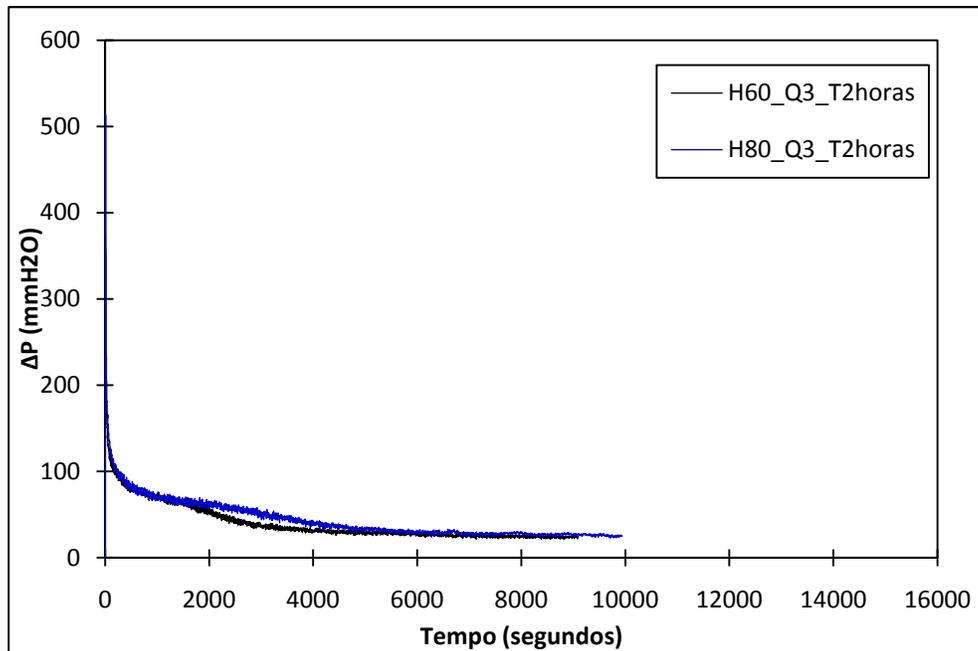


Figura 4.13: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 3 GPM e tempo de repouso 2 horas.

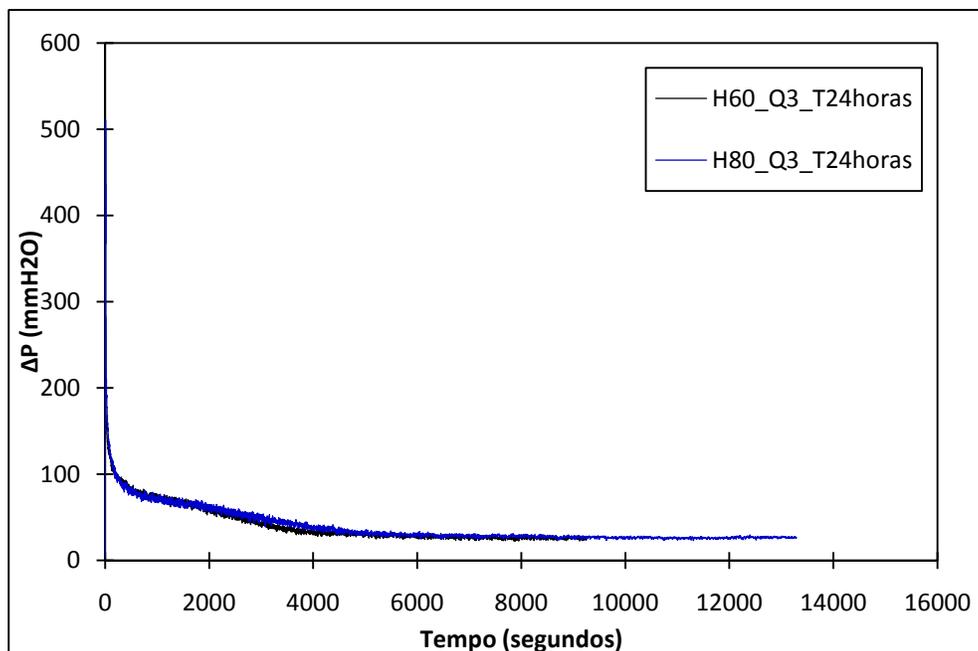


Figura 4.14: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 3 GPM e tempo de repouso 24 horas.

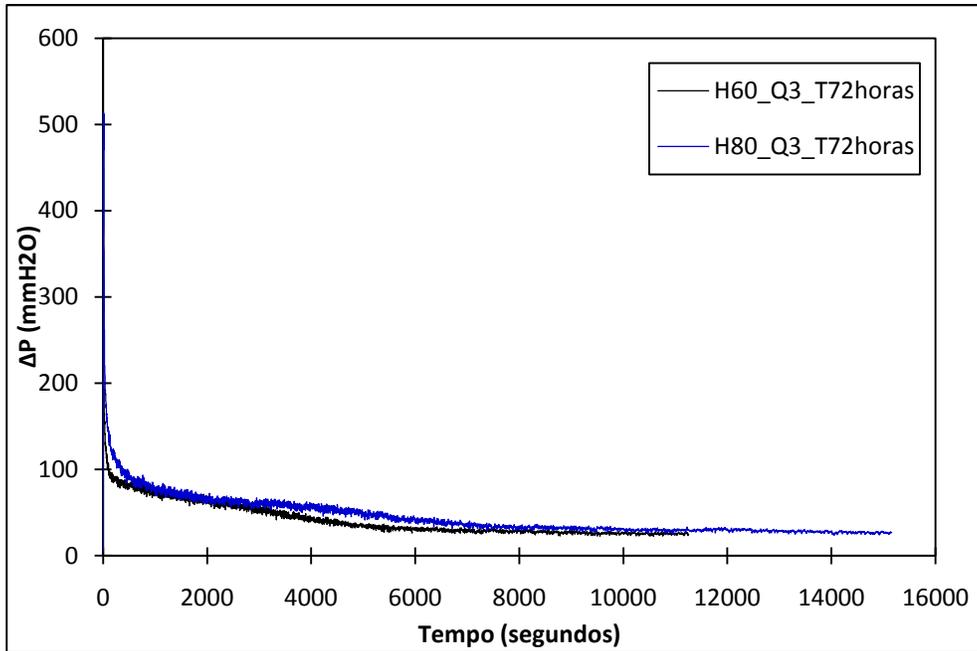


Figura 4.15: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 3 GPM e tempo de repouso 72 horas.

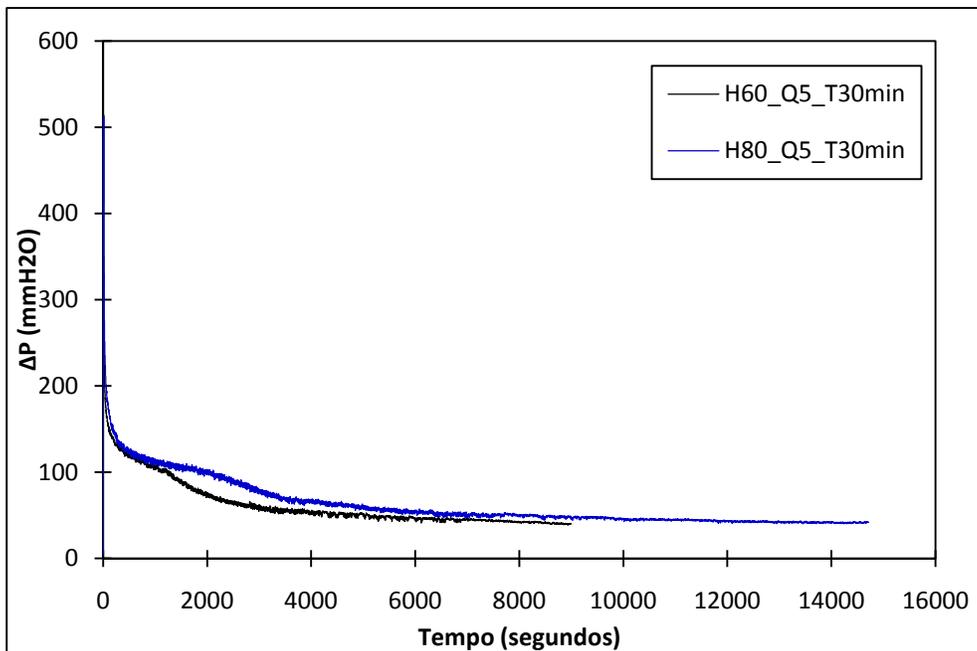


Figura 4.16: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 5 GPM e tempo de repouso 30 min.

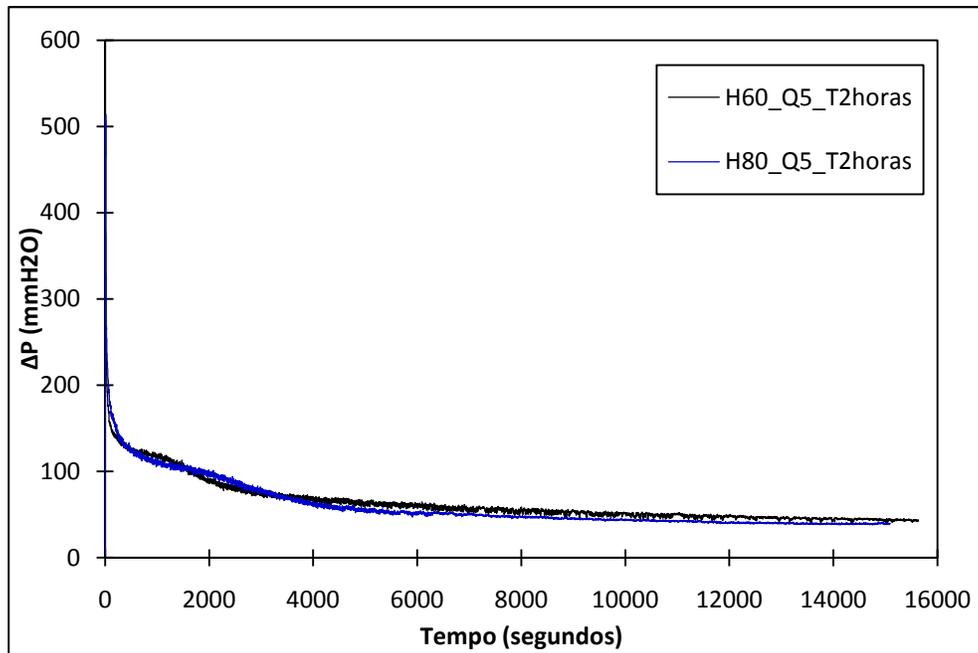


Figura 4.17: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 5 GPM e tempo de repouso 2 horas.

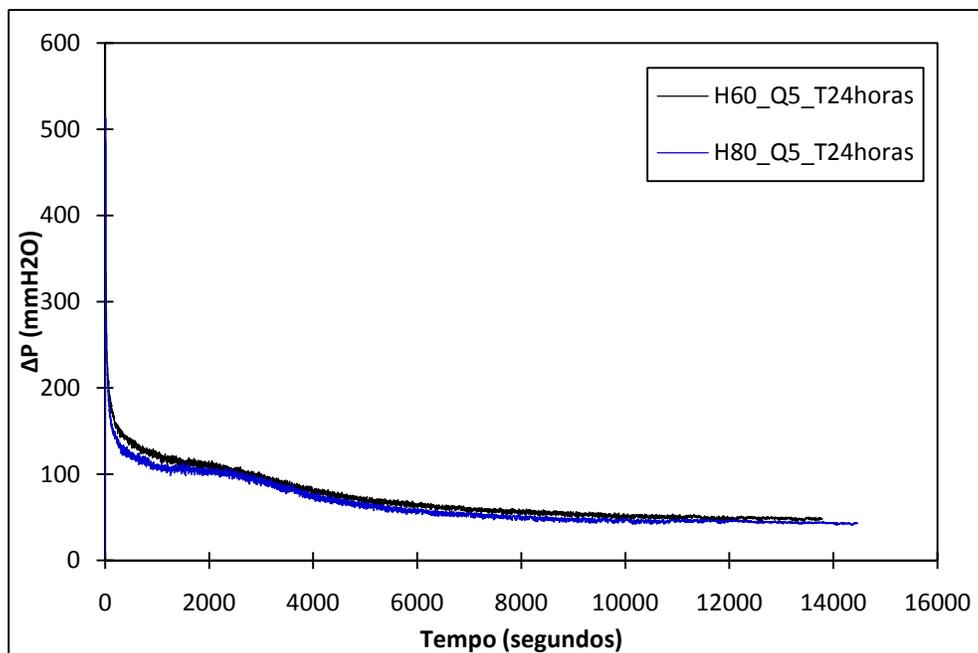


Figura 4.18: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 5 GPM e tempo de repouso 24 horas.

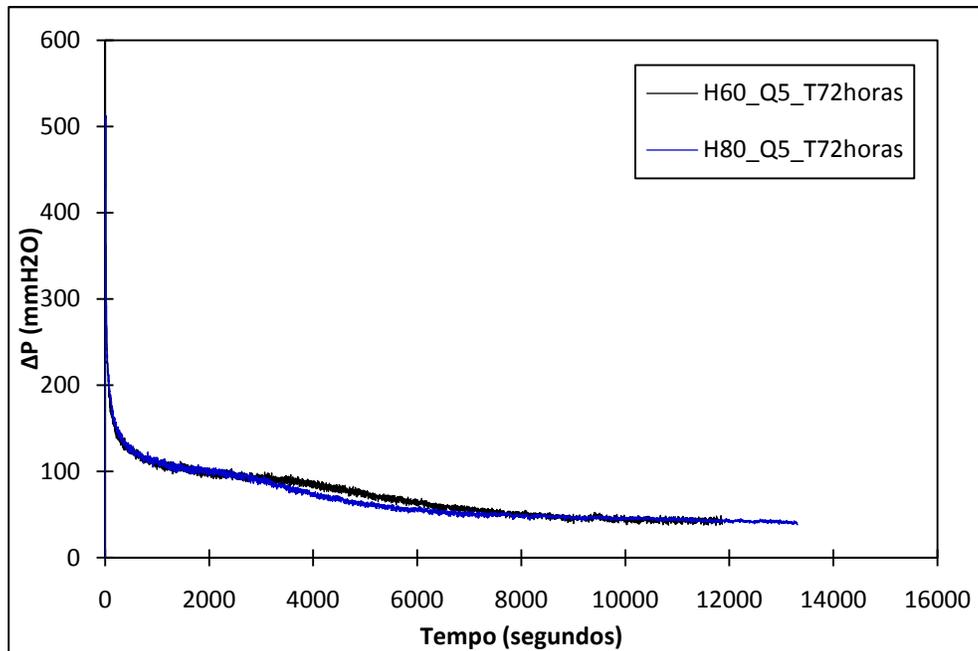


Figura 4.19: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 5 GPM e tempo de repouso 72 horas.

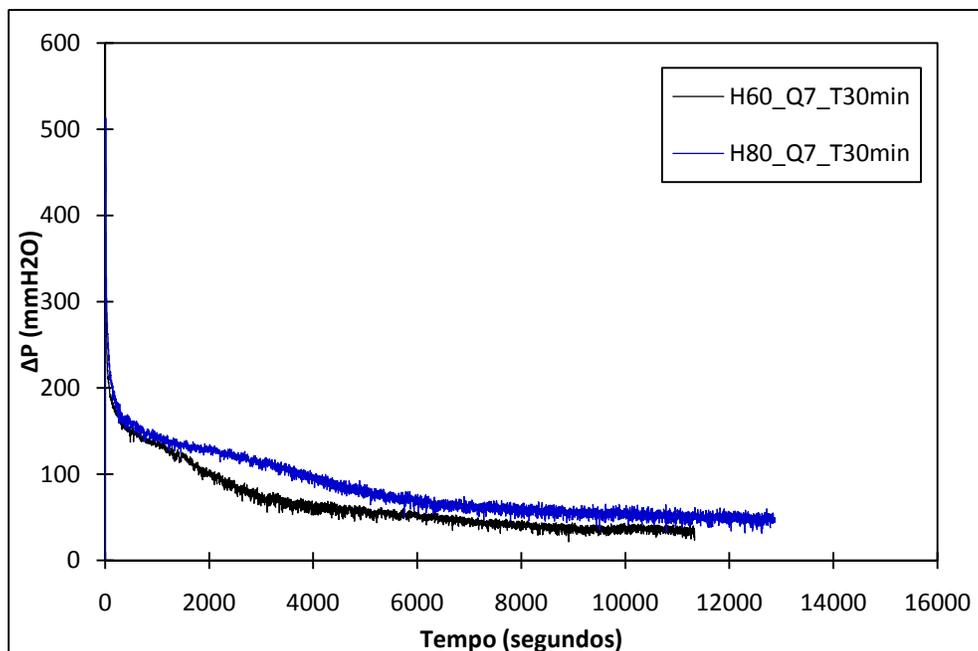


Figura 4.20: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 7 GPM e tempo de repouso 30 minutos.

As figuras 4.12 a 4.20 corroboram uma tendência esperada de aumento no tempo de remoção do plugue com o *holdup* inicial de óleo, embora as variações observadas sejam visualmente pequenas. Para uma quantificação precisa desse efeito, será desenvolvida adiante uma representação matemática das curvas de queda instantânea de pressão *versus* tempo.

#### 4.2.3 Influência do tempo de parada do *core-flow* antes da repartida

As figuras 4.21 a 4.23 apresentam os gráficos de queda de pressão *versus* tempo, para uma vazão de água fixa e *holdup* inicial de óleo 60%, para diferentes tempos de parada do *core-flow*. As figuras 4.24 a 4.26 apresentam os gráficos correspondentes para *holdup* inicial de óleo 80%.

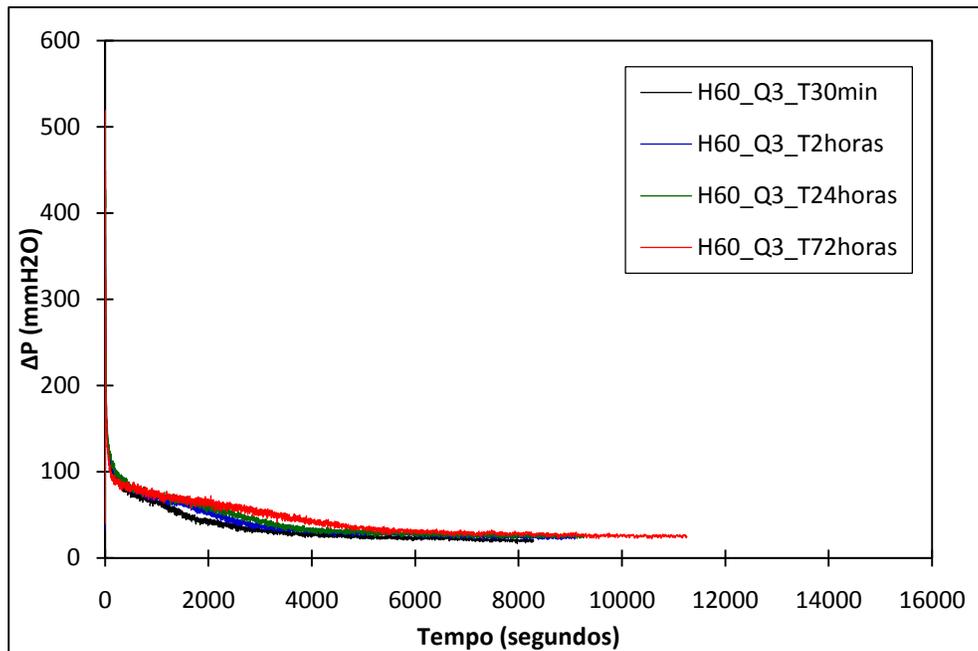


Figura 4.21: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 3 GPM e *holdup* inicial de óleo 60%.

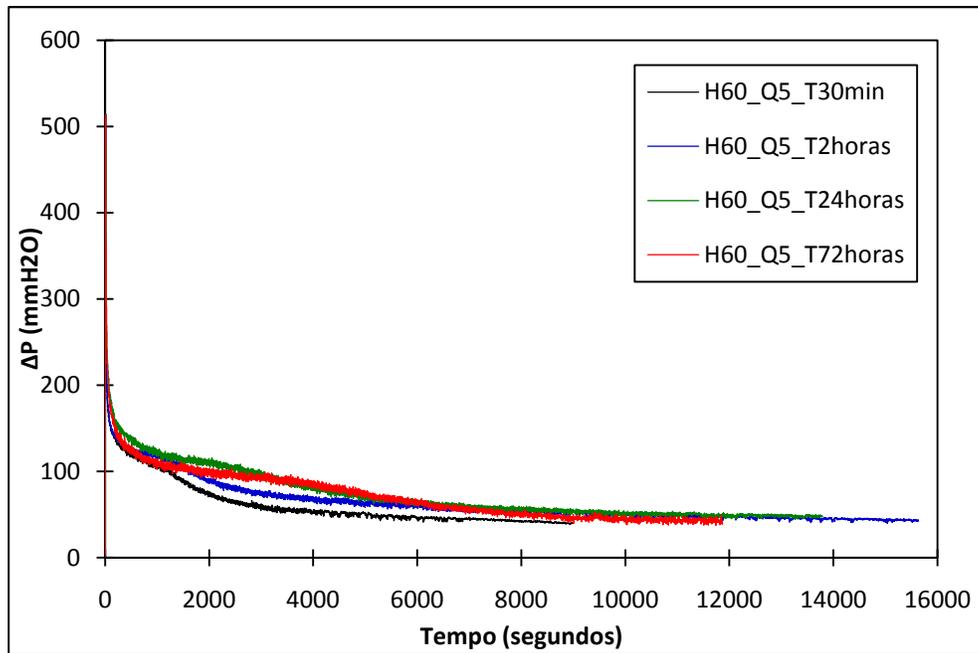


Figura 4.22: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 5 GPM e *holdup* inicial de óleo 60%.

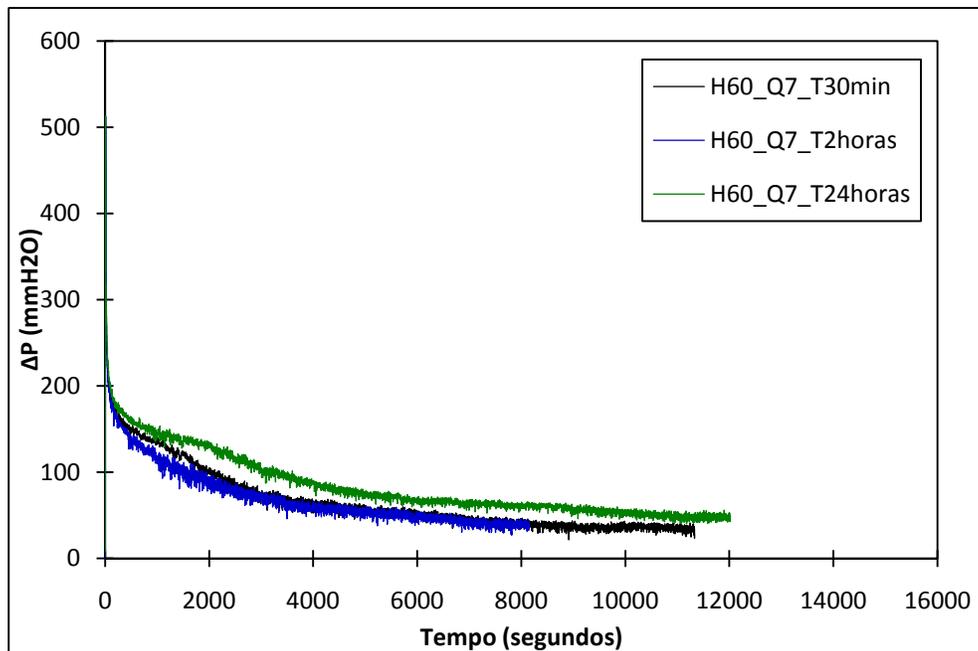


Figura 4.23: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 7 GPM e *holdup* inicial de óleo 60%.

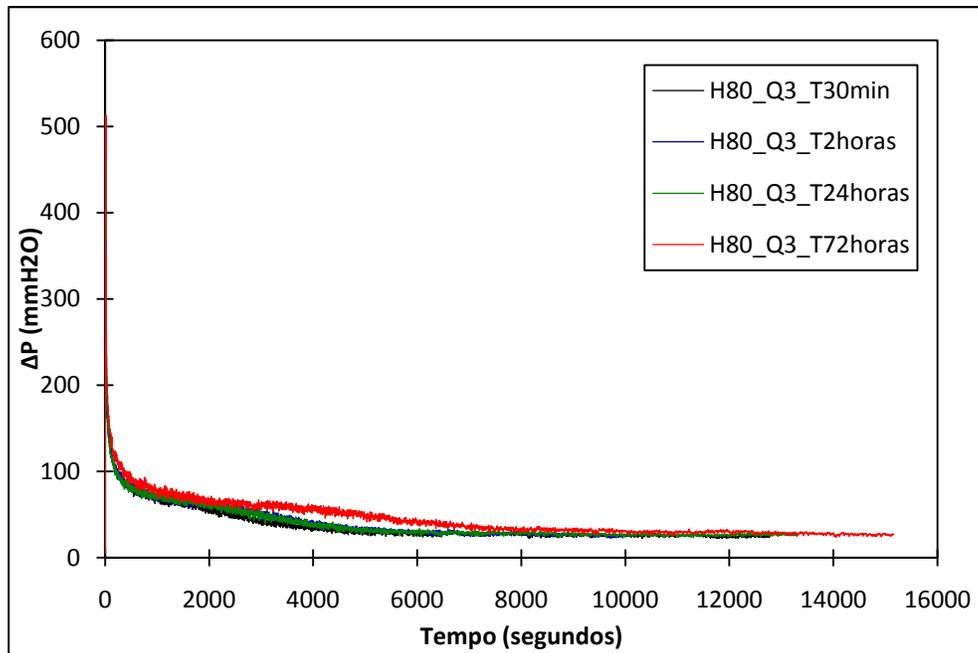


Figura 4.24: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 3 GPM e *holdup* inicial de óleo 80%.

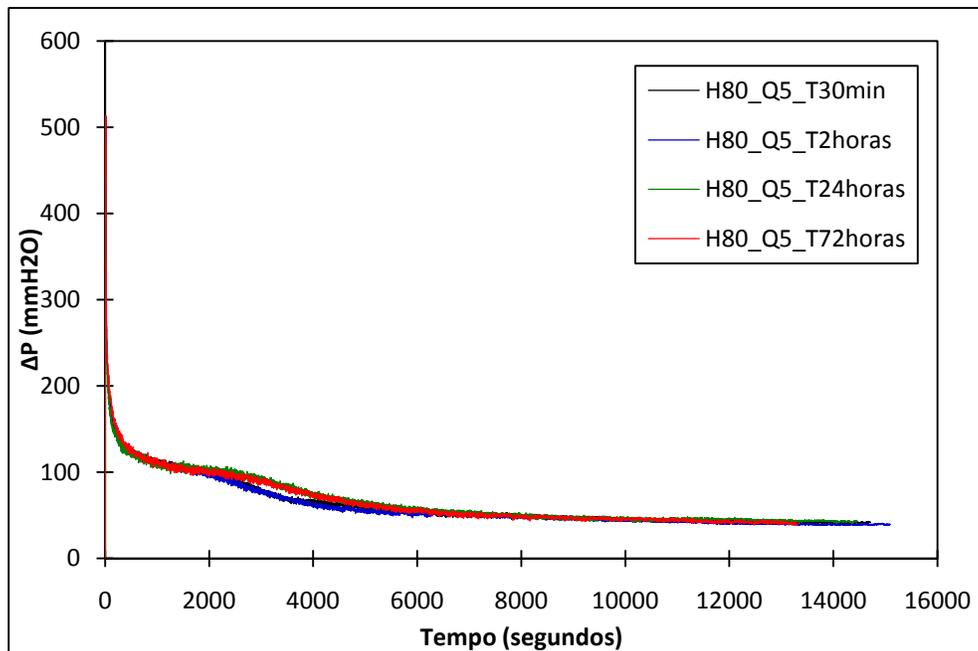


Figura 4.25: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 5 GPM e *holdup* inicial de óleo 80%.

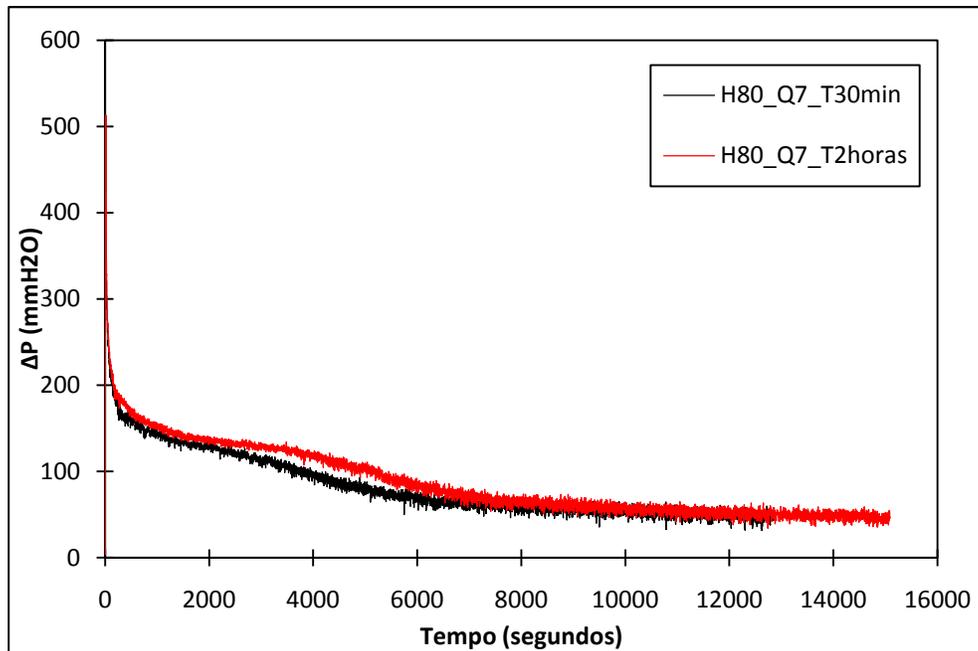


Figura 4.26: Evolução temporal da queda de pressão para vazão de água 7 GPM e *holdup* inicial de óleo 80%.

A análise das figuras 4.21 a 4.26 não permite concluir sobre o efeito do tempo de parada do *core-flow* no tempo necessário para remoção do plugue de óleo, exceto nos ensaios a 7 GPM, onde há uma clara tendência de aumento no tempo de remoção do plugue com o aumento do tempo de parada. Por outro lado, todos os gráficos indicam que com o aumento do tempo de parada, a duração do transiente inicial, onde o escoamento se estabelece e ocorre mistura das fases, tende a se tornar mais longo. Sendo a parede hidrofílica, é presumível que exista inicialmente um filme de água no topo da linha e que tende a se manter por certo tempo. Então, um maior tempo de parada acaba por promover o rompimento desse filme de água, já que o óleo é mais leve e tende a ocupar o topo do tubo. A representação matemática das curvas, que será feita adiante neste capítulo, permitirá quantificar esse efeito de forma precisa.

#### 4.2.4 Influência da presença de desemulsificante na fase aquosa

Óleo pesado e água foram escoados em padrão *core-flow* em uma tubulação horizontal, sendo o *holdup* inicial de óleo de 80%. O escoamento foi interrompido durante 2 horas. A repartida foi realizada com água aditivada com desemulsificante. A vazão na repartida foi de 3 GPM, monitorando-se o diferencial de pressão entre dois pontos da tubulação em função do tempo. Os dois testes realizados (duplicata) mostram o mesmo resultado, indicado na figura 4.27.

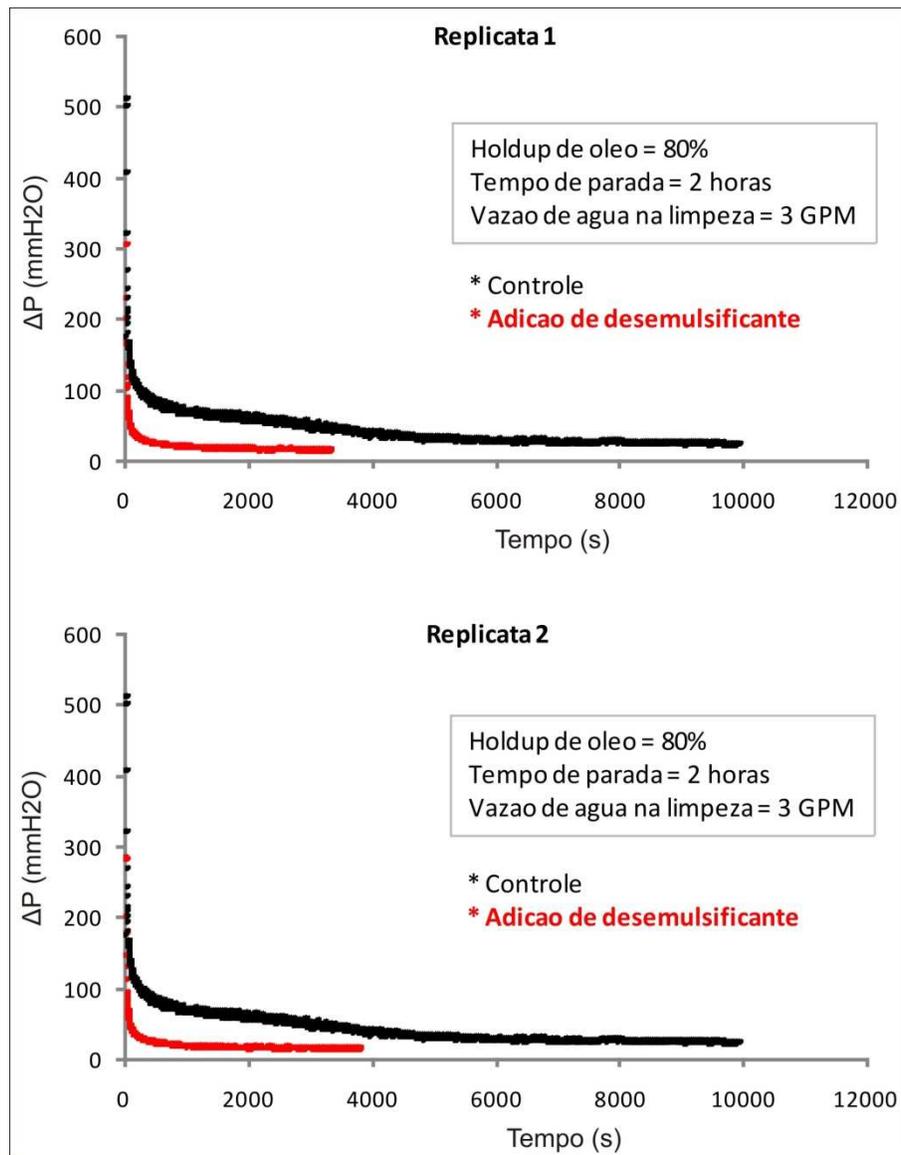


Figura 4.27: Evolução temporal da queda de pressão quando a fase aquosa contém desemulsificante.

Observa-se que a adição de desemulsificante reduziu consideravelmente o tempo de limpeza da linha e inclusive parece ter eliminado o transiente inicial de mistura das fases.

#### 4.3 Representação matemática da evolução temporal da queda de pressão

Como observado anteriormente, os gráficos de diferencial de pressão instantâneo em função do tempo apresentam a forma típica indicada na figura 4.28.

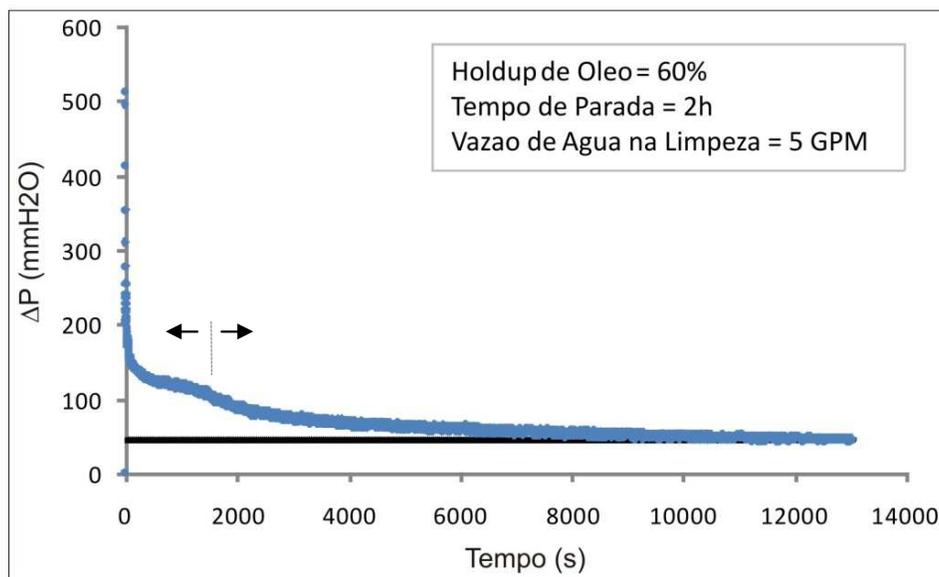


Figura 4.28: Forma típica da evolução temporal da queda de pressão

Pode-se notar que a curva apresenta duas regiões. Para verificar tal observação plotou-se um gráfico  $\log(\Delta P)$  vs  $\log(t)$ , figura 4.29. Poesio *et al.* (2007), estudando o processo de repartida com água de uma linha de *core-flow* em tubo de acrílico, obtiveram curvas de diferencial de pressão em função do tempo apresentando também duas regiões distintas, as quais foram descritas pela soma de dois decaimentos exponenciais. Esses autores consideram que as duas regiões estão associadas à dominância de dois fenômenos distintos: desprendimento de gotas e limpeza da parede. Barbosa (2004) observara também a existência de duas regiões em suas curvas. Conforme já mencionado, a proposta deste trabalho é considerar que o primeiro transiente corresponde a uma região de estabelecimento do escoamento, onde ocorre certa

mistura entre as fases, com o desprendimento de porções de óleo na fase aquosa e invasão de água na fase oleosa (dominância de efeitos inerciais de mistura). No segundo transiente, o escoamento torna-se estabelecido, ocorrendo apenas o cisalhamento da camada de óleo pela água e um comportamento mais suave da curva de pressão. A existência dessas duas regiões se justifica pela maior velocidade que a água injetada possui inicialmente, permitindo arrancar e arrastar gotas de óleo e invadir a camada de óleo, causando com isso uma redução mais rápida da espessura da camada de óleo. Posteriormente, a velocidade da água cai devido ao aumento do seu *holdup*, tornando-se insuficiente para arrancar gotas de óleo da interface água-óleo.

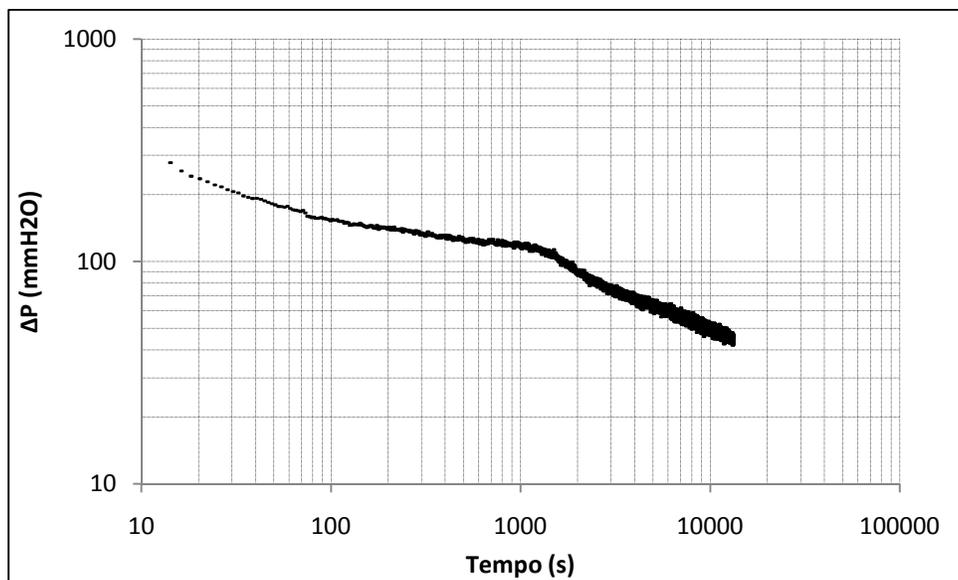


Figura 4.29: Forma típica da evolução temporal da queda de pressão (log-log)

Gráficos do tipo da figura 4.29 permitem observar melhor os valores de queda de pressão que ocorrem no início da curva de declínio. Esses valores e os instantes em que ocorrem são apresentados na tabela 4.2. Deve ser aqui enfatizado que o transdutor de pressão fora previamente calibrado para um fundo de escala de 512 mmH<sub>2</sub>O, de modo que, com exceção de alguns poucos testes (A, B, C), em quase todos o pico de pressão saturava ou excedia o fundo de escala do medidor. Dessa forma, os valores instantâneos da queda de pressão se tornam fidedignos apenas para instantes de tempo posteriores ao valor de  $t_0$  indicado na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Queda de pressão no início do decaimento e instante de tempo inicial

Experimento	HOLEO (%)	QREPARTIDA (GPM)	V <sub>S,ÁGUA</sub> (m/s)	ΔP <sub>0</sub> (mmH <sub>2</sub> O)	t <sub>0</sub> (s)
A	60	3	0,33	416	4
B				390	4
C				433	4
D				512	4
E		5	0,56	512	4
F				512	4
G				512	6
H				512	8
I		7	0,78	512	6
J				512	6
K				512	4
L				512	6
M		80	3	0,33	512
N	508				8
O	511				10
C/ Desemulsificante	512				4
P	512				10
Q	5		0,56	512	4
R				512	8
S				512	6
T				512	10
U				512	10

Diversas tentativas de ajustar as curvas de queda de pressão em função do tempo indicaram, primeiramente, que o modelo de dupla exponencial negativa utilizada por Poesio *et al.*(2007), baseado em uma dupla exponencial negativa, não era o mais adequado. A melhor representação da curva de diferencial de pressão instantâneo em função do tempo foi uma equação polinomial na variável  $(t+t_0)^{-n}$ , onde n corresponde a um expoente entre 0,2 e 0,4. A figura 4.30 ilustra o tipo de ajuste obtido.

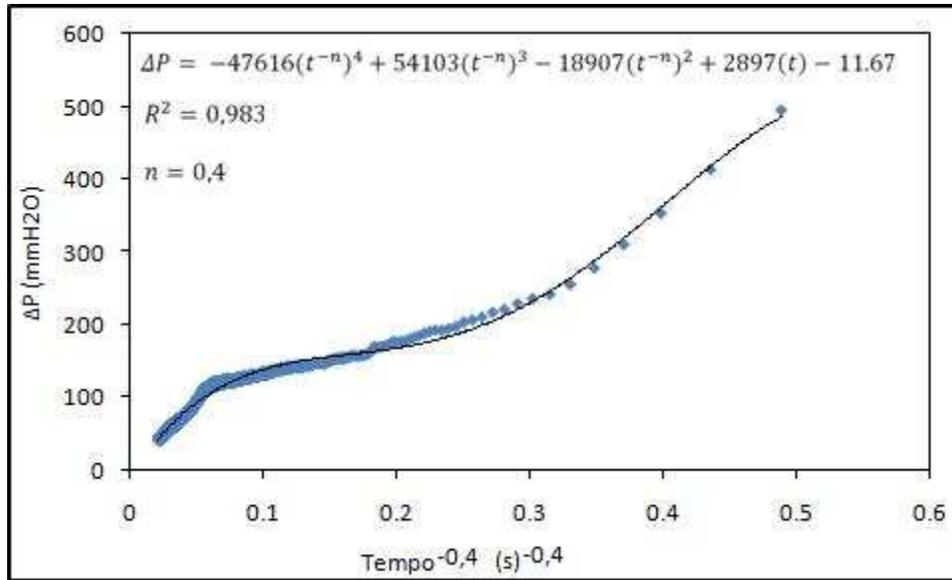


Figura 4.30: Exemplo de ajuste de equação polinomial com expoentes negativos para a curva de diferencial de pressão em função do tempo.

Tal tratamento dos dados sugere inclusive a presença de transientes adicionais, tal como o que se observa logo no início do processo, bastante curto e possivelmente caracterizado pelo crescimento das ondulações da interface óleo-água, imediatamente seguido pelos dois transientes acima descritos. Gráficos como o da figura 4.30 foram traçados para todos os experimentos realizados, a fim de avaliar o tempo necessário para a limpeza de linha em cada experimento. A tabela 4.3 mostra as equações e valores de  $R^2$  obtidos, bem como os valores de  $n$  utilizados. A forma geral das equações polinomiais negativas obtidas é:

$$\Delta P = a(t + t_0)^{-4n} + b(t + t_0)^{-3n} + c(t + t_0)^{-2n} + d(t + t_0)^{-n} + e \quad (4.1)$$

onde  $t_0$  é o instante de tempo que marca o início do decaimento da curva (tabela 4.2) e  $t (\geq 0)$  o instante de tempo contado a partir desse início.

Tabela 4.3: Coeficientes das equações polinomiais negativas ajustadas

<b>Experimento</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>d</b>	<b>e</b>	<b>n</b>	<b>R<sup>2</sup></b>
<b>A</b>	-30180	33717	-11554	1991	-28.69	0.4	0.984
<b>B</b>	-48089	48897	-15536	2346	-31.35	0.4	0.977
<b>C</b>	-60160	61323	-18997	2673	-36.76	0.4	0.976
<b>D</b>	-21740	31451	-13855	2618	-94.49	0.3	0.976
<b>E</b>	-39382	47149	-17490	2907	-28.13	0.4	0.982
<b>F</b>	-47616	54103	-18907	2897	-11.67	0.4	0.983
<b>G</b>	-26286	37011	-16348	3291	-99.06	0.3	0.983
<b>H</b>	-23217	42104	-25250	6545	-511.1	0.2	0.981
<b>I</b>	-91728	97078	-32909	4773	-67.16	0.4	0.982
<b>J</b>	-82085	85273	-28237	4188	-57.44	0.4	0.987
<b>K</b>	-36603	51195	-23357	4633	-160.8	0.3	0.981
<b>L</b>	39210	-47495	20348	-3213	187.3	0.2	0.98
<b>M</b>	1597	11545	-7565	1903	-70.72	0.3	0.98
<b>N</b>	24271	-28115	11255	-1415	64.18	0.2	0.97
<b>O</b>	-9247	19212	-8995	1975	-61.36	0.3	0.979
<b>P</b>	29972	-33971	12721	-1248	40.68	0.2	0.978
<b>Q</b>	3221	6011	-5592	1901	-55.4	0.3	0.978
<b>R</b>	-27109	38192	-16628	3220	-98.48	0.3	0.968
<b>S</b>	5261	303	-3856	2087	-193.5	0.2	0.977
<b>T</b>	-61220	74242	-29711	5269	-179.2	0.3	0.974
<b>U</b>	-16219	34232	-22938	6623	-537.3	0.2	0.967

#### 4.3.1 Tempo necessário para limpeza da linha

A estimativa do tempo necessário para a limpeza de linha em cada experimento foi feita substituindo o valor da queda de pressão  $\Delta P$  da equação (4.1) pelo valor obtido experimentalmente quando  $\Delta P$  praticamente deixava de apresentar variação temporal, correspondendo ao valor do pseudo-patamar indicado na figura 4.28. Este valor mostrou-se geralmente bem maior que o calculado a partir de equações de mecânica de fluidos para escoamento monofásico de água em tubo plenamente desobstruído, conforme mostrado na tabela 4.4. Nota-se que as discrepâncias são muito grandes, sobretudo para baixas vazões de água, indicando que, no “pseudo-patamar”, o tubo metálico ainda continha impregnações de óleo que estavam sendo muito lentamente removidas pelo cisalhamento da água.

Tabela 4.4: Comparação entre os diferenciais de pressão calculado com escoamento monofásico de água no tubo limpo e o medido no “pseudo-patamar”

<b>Experimento</b>	<b>Q<sub>REPARTIDA</sub> (GPM)</b>	<b>V<sub>ÁGUA</sub> (m/s)</b>	<b>Re<sub>ÁGUA</sub> (-)</b>	<b>ΔP<sub>ÁGUA</sub> CALC (mmH<sub>2</sub>O)</b>	<b>ΔP<sub>PSEUDO-PATAMAR</sub> (mmH<sub>2</sub>O)</b>
<b>A</b>	3	0,33	9000	7,3	20
<b>B</b>					24
<b>C</b>					25
<b>D</b>					25
<b>E</b>	5	0,56	15000	18,3	42
<b>F</b>					43
<b>G</b>					48
<b>H</b>					43
<b>I</b>	7	0,78	21000	33,9	35
<b>J</b>					40
<b>K</b>					47
<b>L</b>	3	0,33	9000	7,3	24
<b>M</b>					26
<b>N</b>					26
<b>O</b>					26
<b>P</b>	5	0,56	15000	18,3	42
<b>Q</b>					39
<b>R</b>					43
<b>S</b>					41
<b>T</b>	7	0,78	21000	33,9	50
<b>U</b>					50

A tabela 4.5 apresenta, para todos os experimentos realizados, os tempos necessários atingir os valores do “pseudo-patamar” ( $T_{PSEUDO-PATAMAR}$ ), do diferencial de pressão terminal com apenas água no tubo ( $T_{LIMPEZA\ TOTAL}$ ), sendo ambos calculados substituindo os valores de  $\Delta P$  da tabela 4.4 na equação (4.1) e então resolvendo em t. O período de tempo gasto na realização de cada experimento ( $T_{FINAL}$ ) também está nesta tabela.

Tabela 4.5: Tempos de limpeza parcial (“pseudo-patamar”) e total da linha.

Experimento	HOLEO (%)	TREPOUSO (h)	QREPARTIDA (GPM)	TPSEUDO-PATAMAR (s)	T LIMPEZA TOTAL (s)	T FINAL (s)
A	60	0,5	3	7040	16900	8300
B		2		7290	21003	9100
C		24		7431	20414	9300
D		72		9210	20029	11300
E		0,5	5	7161	23639	9000
F		2		14289	76230	15600
G		24		11522	31822	13800
H		72		10461	18040	11900
I		0,5	7	9551	9877	11300
J		2		7504	9156	8200
K		24		10936	14937	12000
L		80	0,5	3	11055	28213
M	2		8314		21284	9900
N	24		10012		167880	13300
O	72		13638		38309	15200
P	0,5		5	12085	52462	14700
Q	2			12276	32555	15000
R	24			11727	28355	14500
S	72			11364	23929	13300
T	0,5		7	10615	15315	12900
U	72			12551	16773	15900

Os resultados da tabela 4.5 mostram que, com exceção dos testes com 7 GPM de água, há geralmente uma enorme discrepância entre os valores do tempo de limpeza parcial (baseado no “pseudo-patamar”) e total (baseado no escoamento monofásico de água em tubo limpo). Deve-se notar que o tempo para limpeza total é calculado por meio de uma extrapolação da equação (4.1), visto que os dados de pressão foram adquiridos geralmente dentro do intervalo de tempo  $0 \leq t \leq 16000$ . Essa extrapolação pode resultar em erros significativos, como no caso do ensaio N e conflito de tendências com os tempos de limpeza parcial no que diz respeito ao efeito do tempo de parada.

Levando em conta essas discrepâncias consideramos que apenas os ensaios a 7 GPM apresentam coerência entre os tempos de limpeza parcial e total, permitindo concluir o seguinte sobre os efeitos do *holdup* inicial de óleo e do tempo de parada:

- o aumento no *holdup* inicial de óleo, causa um aumento no tempo de limpeza;
- o aumento no tempo de parada da linha tende a causar um aumento no tempo de limpeza.

Esses resultados traduzem os efeitos esperados com base nos aspectos físicos do escoamento, discutidos nos itens 4.2.2 e 4.2.3.

## Capítulo 5

### Conclusões e Sugestões

Este trabalho relata a realização de um estudo experimental acerca da repartida de uma linha de escoamento horizontal parcialmente bloqueada com óleo pesado cru de alta viscosidade (2200 cP a 24° C, quando não emulsionado com água; e 6600 cP quando emulsionado), resultante de parada súbita de escoamento em padrão *core-flow*. A repartida foi realizada na condição ambiente através da injeção de água – na maioria dos testes – e de água aditivada com desemulsificante, em outros, visando à desobstrução da linha. Durante os experimentos foi realizado o monitoramento do diferencial instantâneo de pressão em um trecho da linha, em função do tempo. O tempo requerido para limpeza da linha foi estudado em função das seguintes variáveis: vazão de água injetada para repartida, *holdup* inicial de óleo e tempo de repouso da mistura óleo-água antes da repartida. Foram realizados também experimentos de medida do ângulo de contato estático formado entre a interface água/óleo e a parede do tubo, sem e com desemulsificante na fase aquosa.

As principais conclusões obtidas neste estudo são sintetizadas abaixo:

1. A evolução temporal da queda de pressão em um trecho da linha começa com um elevado pico de pressão atingido nos primeiros 10-12 segundos, decresce rapidamente à medida que o escoamento se estabelece, e tende para uma região de suave declínio de queda de pressão para intervalos de tempo longos;
2. Baixas vazões de água, correspondentes a velocidades superficiais inferiores a 0,5 m/s, atuam muito lentamente na remoção do plugue de óleo viscoso, deixando mais resíduo de óleo na parede do que as vazões mais altas (acima de 0,7 m/s), as quais propiciam

maior remoção de óleo do duto. O aumento da vazão de água prolonga o processo de remoção do plugue de óleo exatamente por estar removendo mais óleo da tubulação do que as outras vazões;

3. O processo de remoção do plugue de óleo viscoso não parece consistir unicamente no cisalhamento promovido pela camada de água sobre a camada de óleo, mas provavelmente envolve também uma *mistura* entre essas camadas. Essa mistura entre as camadas de óleo e água provavelmente gera uma emulsão fazendo com que a viscosidade equivalente da mistura aumente, assim como o tempo necessário para limpeza da linha;
4. Como esperado, o tempo de remoção do plugue aumenta com o aumento do *holdup* inicial de óleo, para uma mesma vazão de água injetada e tempo de repouso antes da repartida, embora as variações observadas não tenham sido significativas em alguns casos;
5. O aumento do tempo de parada faz com que a duração do transiente inicial, onde o escoamento se estabelece e ocorre mistura das fases, apresente uma tendência a se tornar mais longo. Nos ensaios a 7 GPM observou-se uma clara tendência de aumento no tempo de remoção do plugue com o aumento do tempo de parada;
6. A adição de desemulsificante reduziu consideravelmente o tempo de limpeza da linha e inclusive parece ter eliminado o transiente inicial de mistura das fases;
7. A parede da tubulação de aço comercial apresenta comportamento hidrofílico, o que indica a presença de componentes (sais) na água comum que podem favorecer sua molhabilidade com água em vez de óleo;
8. A viscosidade do óleo diminuiu sensivelmente após a adição do desemulsificante devido a uma provável quebra de emulsão óleo/água.

Os experimentos realizados permitiram compreender diversos fenômenos transientes envolvidos no processo de repartida de uma linha de escoamento bifásico. Com base nesse aprendizado, podem ser feitas as seguintes sugestões para trabalhos futuros nessa temática:

1. Realizar novos experimentos de repartida para diferentes comprimentos de entupimento, diâmetros de tubos, orientações do tubo, e em tubulação com acidentes de linha; com controle de temperatura e medidas de viscosidade realizadas a cada dia em que se realize um experimento;
2. Estudar a repartida com óleos crus diferentes a fim de avaliar o efeito da viscosidade; utilizar água destilada e aditivada com sal para verificar possíveis alterações no tempo de limpeza;
3. Paralelamente aos experimentos de repartida sugere-se sempre realizar testes estáticos de molhabilidade, para melhor interpretação dos resultados;
4. Realizar um estudo mais detalhado dos picos iniciais de diferencial de pressão observados no início da repartida de linha.
5. Desenvolver um modelo matemático que descreva o processo de repartida de linha levando em consideração os diferentes transientes observados;
6. Avaliar a ação de desemulsificantes de diferentes composições no procedimento de repartida.

## Referências Bibliográficas

ADAMSON, A. W.; *Physical Chemistry of Surfaces*, Interscience Publishers, Inc., 1967.

ARNEY, M.S.; BAI, R.; GUEVARA, E.; JOSEPH, D.D.; LIU, K.; *Friction factor and holdup studies for lubricated pipeline: I. Experiments and correlations*. Int. J. Multiph. Flow, 1993, 19, 1061– 1076.

BANNWART, A. C.; *Modeling aspects of oil-water core-annular flows*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2001, vol. 32, pp. 127-143.

BANNWART, A.C.; BARBOSA, A; RIBEIRO, G.S.; *A Model for Interpretation of a Re-Start Experiment of Viscous Oil-Water Annular Flow*, IASTED International Conference on Modelling and Simulation – MS2007, paper 567-124, 6 p., Montreal, Canadá, 30/05-01/06/2007.

BANNWART, A. C.; RODRIGUEZ, O. M. H.; CARVALHO, C. H. M.; *Multiphase flow patterns in heavy oil production e transporte*. Petro&Química, August 2002, nº 240, pp. 132-142.

BARRANCO, F.T.; DAWSON, H.E.; *Influence of aqueous pH on the interfacial properties of coal tar*. Environ. Sci. Technol., 1999, 33, 1598–1603.

BECKER, J. R.; *Crude oil: waxes, emulsions and asphaltenes*. Oklahoma: Pennwell Books, 1997.

BOSCO, F.; *Petrobras investe em tecnologias que permitam aproveitar os óleos pesados*. Petro&Química. August 2002, nº 240, p. 36 – 53.

BUCKLEY, J.S., Liu, Y., Monsterleet, S., 1997. *Mechanisms of wetting alteration by crude oils*. Proceedings SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Richardson, TX, USA, pp. 191– 202.

BUCKLEY, J.S.; TAKAMURA, K.; COUNCIL, A.R.; MORROW, N.R.; *Influence of electrical surface charges on the wetting properties of crude oils*. 1987. SPE 16964

CHARLES, M. E.; GOVIER, G. W.; HODGSON, G. W.; *The Horizontal Pipeline Flow of equal density oil-water mixtures*, Can. J. Chem. Engng., v. 39, n.1, p. 27-36, 1961.

COLEMAN, H. W.; STEELE, W. G.; *Experimentation and Uncertainty Analysis for Engineers*. John Wiley & Sons, Inc. 1999, Second Edition.

FIGLIOLA, R.; BEASLEY, D. E. *Theory and Design for Mechanical Measurements*. John Wiley & Sons, Inc. 2000, chapter 5, Third Edition.

FOX, W. R.; MCDONALD, A. T.; PRITCHARD, P. J.; *Introdução à Mecânica de Fluidos*, LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 6º ed., 2006.

HOEILAND, S.; BARTH, T.; BLOKHUS, A.M.; SKAUGE, A.; *The effect of crude oil acid fractions on wettability as studied by interfacial tension and contact angles*. J. Pet. Sci. Eng., 2001, 30, 91– 103.

JOSEPH, D. D.; RENARDY, M.; RENARDY, Y.; *Fundamentals of Two-Fluid Dynamics. Part II: Lubricated Transport, Drops and Miscible Liquids*. Springer-Verlag, New York. 1993

KAMINSKY, R.; RADKE, C.J.; *Asphaltenes, water films and wettability reversal*. 1997, SPE J., 2, 458–493.

KIM, Y. H.; WASAN, D. T.; *Effect of Demulsifier Partitioning on the Destabilization of Water-in-oil Emulsions*, Ind. Eng. Chem. Res, vol. 35, pp 1141-1149, 1996.

KIM, Y. H.; WASAN, D. T.; BREEN, P.J.; *A Study of Dynamic Interfacial Mechanisms for Demulsification of Water in oil emulsions*, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, v. 95, p. 235-247, 1995.

OLIEMANS, R. V. A.; OOMS, G.; *Core-Annular flow of oil and water through a pipeline*. In: Hewitt, G. F., Delhaye, J. M., Zuber, N. (ed.) *Multiphase science and technology*, 1986, v.2.

OLIEMANS, R. V. A.; OOMS, G.; WU, H. L.; DUIJVESTIJN, A.; *Core Annular Oil-Water Flow: Turbulent Lubricating film model and measurements in a 5 cm pipe loop*, Int. J. Multiphase flow, v. 13, n.1, p. 23-31, 1987.

OOMS, G.; SEGAL, A.; VAN DER WEES, A. J.; MEERHOFF, R.; OLIEMANS, R. V. A.; *A theoretical model for core-annular flow of a very viscous oil core and a water annulus through a horizontal pipe*, Int. J. Multiphase Flow, v. 10, n. 1, p. 41-60, 1984.

POESIO, P. and STRAZZA, D., *Experiments on Start-Up of an Oil-Water Core Annular Flow Through a Horizontal or Nearly Horizontal Pipe*, 13<sup>th</sup> International Conference on Multiphase Production Technology, 9 p., Edinburgh – UK, 13-15/06/2007.

RAMOS, A. C. S.; *Asfaltenos em Petróleos Brasileiros: Agregação em solventes aromáticos, desenvolvimento de aditivos e estabilização de emulsões. Tese (Mestrado em Engenharia do Química)*. Faculdade de Engenharia Química, UNICAMP. 2001.

RUSSEL, T. W. F.; CHARLES, M. E.; *The Effect of the Less Viscous Liquid in the Laminar Flow of Two Immiscible Liquids*, Can. J. Chem. Engng., v. 37, n.1, p. 18-24, February 1959.

RUSSEL, T. W. F.; HODGSON, G. W.; GOVIER, G. W.; *Horizontal Pipeline flow of Mixtures of Oil and Water*, Can. J. Chem. Engng., v. 37, n. 1, p. 9-17, February 1959.

SANTOS, R. G.; *Molhabilidade de Superfícies de Oleodutos no Transporte de óleos Pesados em sistemas de Fluxo Lubrificado Óleo-Água*. Tese (Mestrado em Engenharia Química). Faculdade de Engenharia Química, UNICAMP. 2003.

SANTOS, R. G.; MOHAMED, R. S.; BANNWART, A. C.; LOH W.; *Contact angle measurements and wetting behavior of inner surfaces of pipelines exposed to heavy crude oil and water*, Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 41, pp 9 – 16, 2006.

SHAW, D. J.; *Introdução à Química dos Colóides e de Superfícies*, Editora Edgard Blücher Ltda, 1975.

SILVA, R. C. R.; MOHAMED, R. S.; BANNWART, A. C.; *Wettability alteration of internal surfaces of pipelines for use in the transportation of heavy oil via core-flow*, Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 51, pp 17 – 25, 2006.

SMALLEY, C. In DAWE, R. A.; *Modern Petroleum Technology*, v.1, John Wiley & Sons Ltd, 2000, 6ª ed.

STANDAL, S.; HAAVIK, J.; BLOKHUS, A.M.; SKAUGE, A.; *Effect of polar organic components on wettability as studied by adsorption and contact angle*. J. Pet. Sci. Eng., 1999, 24, 131–144.

THOMAS, J. E.; *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Editora Interciência – R.J: Petrobrás, 2001.

TISSOT, B.P.; WELTE, D. H. *Petroleum Formation and Occurrence*. New York: Springer-Verlag, 1984, 2ª ed.

VANEGAS, J. W.; *Estudo Experimental do Escoamento Anular óleo-água (Core Flow) na Elevação de óleos Ultraviscosos*. Tese (Mestrado em Engenharia do Petróleo). Faculdade de Engenharia Mecânica, depto Engenharia do Petróleo, UNICAMP. 1999.

VARA, R. M. O. *Hidrodinâmica do escoamento bifásico óleo pesado - água em um tubo horizontal*. Tese (Mestrado em Engenharia do Petróleo). Faculdade de Engenharia Mecânica, depto Engenharia do Petróleo, UNICAMP. 2001.

VUOLO, J. H.; *Fundamentos da teoria de erros*. Editora Edgard Blucher Ltda, 1992. 214p.

WARD, A.D., OTTEWILL, R.H., HAZLETT, R.D.; *An investigation into the stability of aqueous films separating hydrocarbon drops from quartz surfaces*. J. Pet. Sci. Eng., 1999, 24 (2–4), 213–220.

## Anexo I

A tabela A.1 apresenta a análise da água das ETAs 3 e 4 fornecida pela SANASA. Os dados apresentados foram obtidos a partir do “Laudo de Análise de Água Tratada” da SANASA, sendo Julho de 2010 o mês de referência.

Tabela A.1: Análise da água utilizada para realização dos experimentos.

<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Água SANASA</b>
Acidez	mg/L CaCO <sub>3</sub>	13
Antimônio	mg/L	0,0013
Alumínio	mg/L	<0,020
Amônia (como NH <sub>3</sub> )	mg/L	0,98
Bário	mg/L	0,044
Cádmio	mg/L	<0,001
Cianeto	mg/L	<0,015
Chumbo	mg/L	<0,010
Cobre	mg/L	<0,002
Cloreto	mg/L	34
Cromo	mg/L	<0,005
Dureza	mg/L CaCO <sub>3</sub>	39
Ferro	mg/L	<0,010
Fluoreto	mg/L	0,6
Manganês	mg/L	<0,001
Mercúrio	mg/L	0,0002
Nitrato	mg/L N	0,85
Nitrito	mg/L N	<0,005
pH	Unidade pH	6,9
Sódio	mg/L	11,64
Sulfato	mg/L	6,30
Sulfeto de Hidrogênio	mg/L	<0,015
Turbidez	NTU	0,37
Zinco	mg/L	<0,050
Cloro livre	mg/L	<0,05
Cloro residual total	mg/L	3,2

## Anexo II

Abaixo estão gráficos que mostram a evolução temporal da queda de pressão para cada experimento realizado.

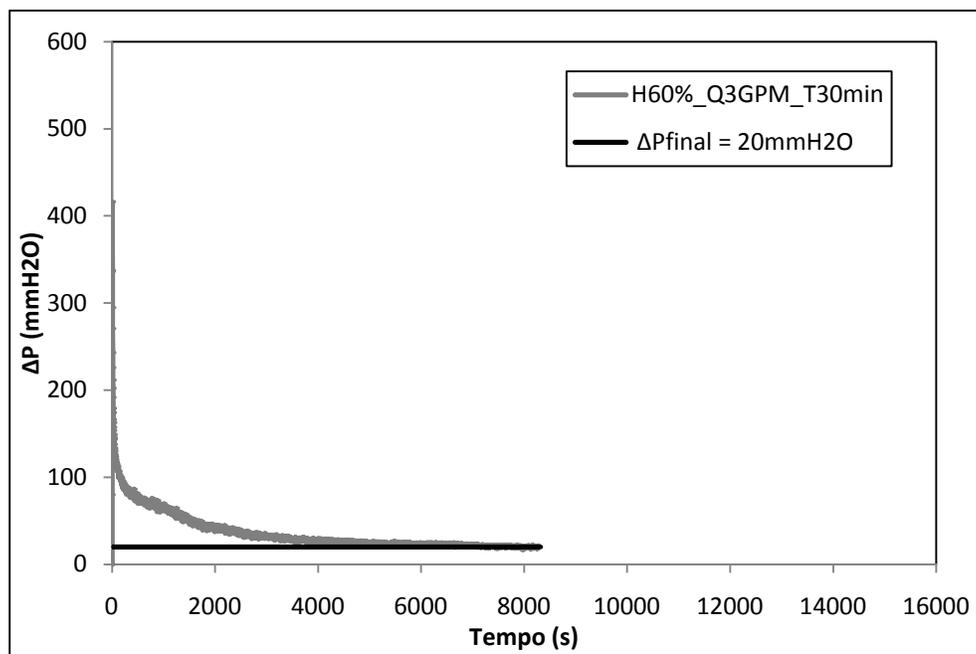


Figura A1: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 30 min e vazão de água na repartida de 3 GPM.

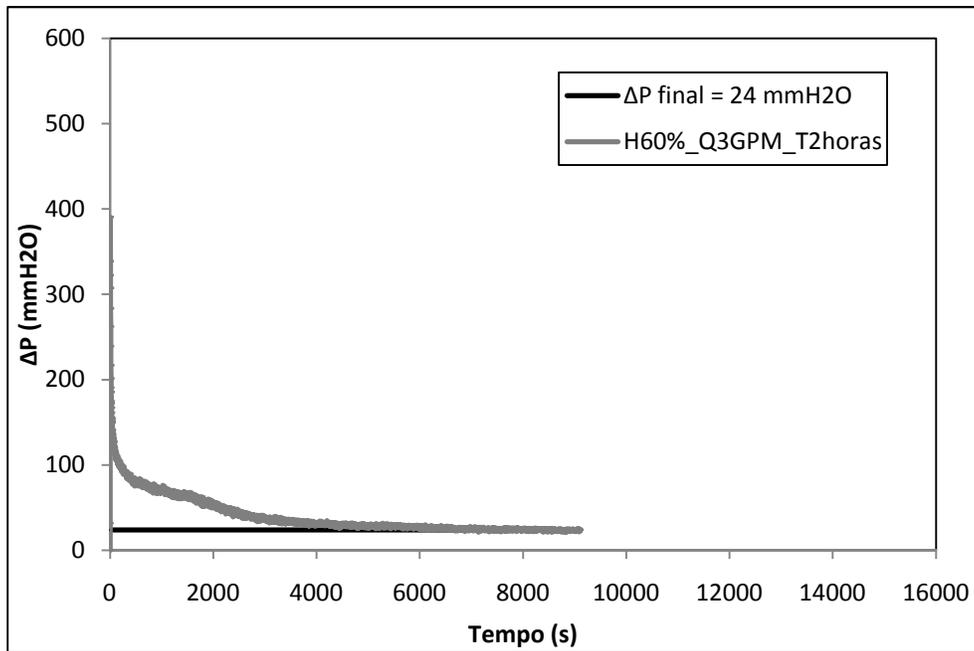


Figura A2: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 2 horas e vazão de água na repartida de 3 GPM.

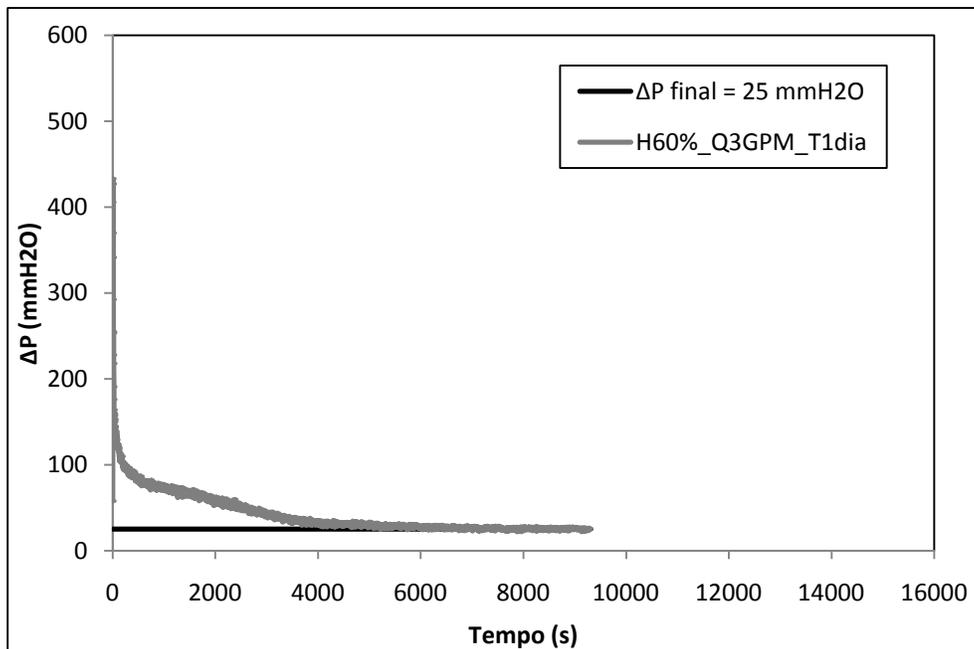


Figura A3: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 24 horas e vazão de água na repartida de 3 GPM.

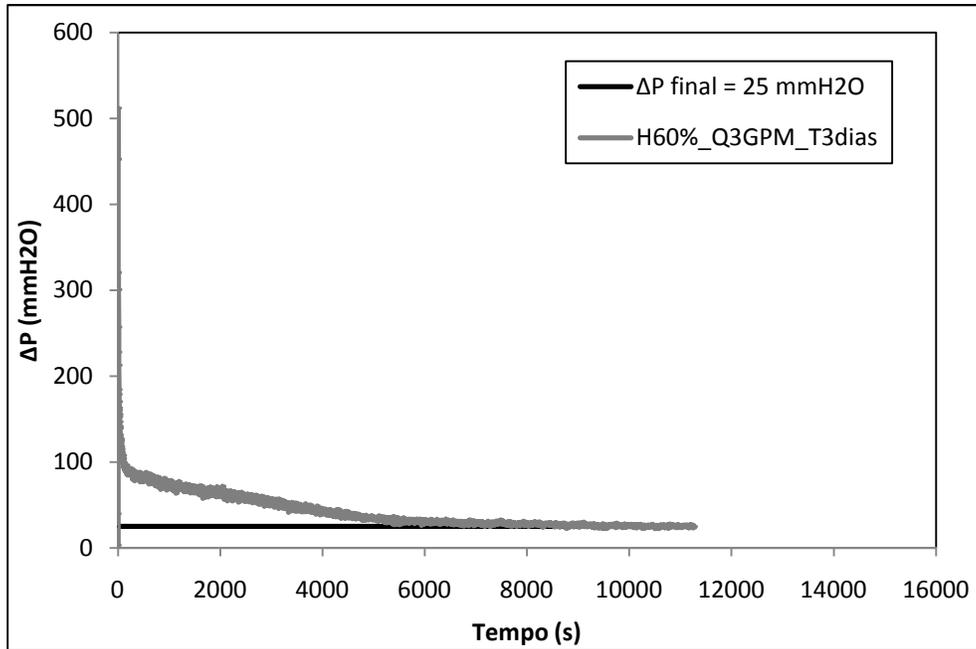


Figura A4: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 72 horas e vazão de água na repartida de 3 GPM.

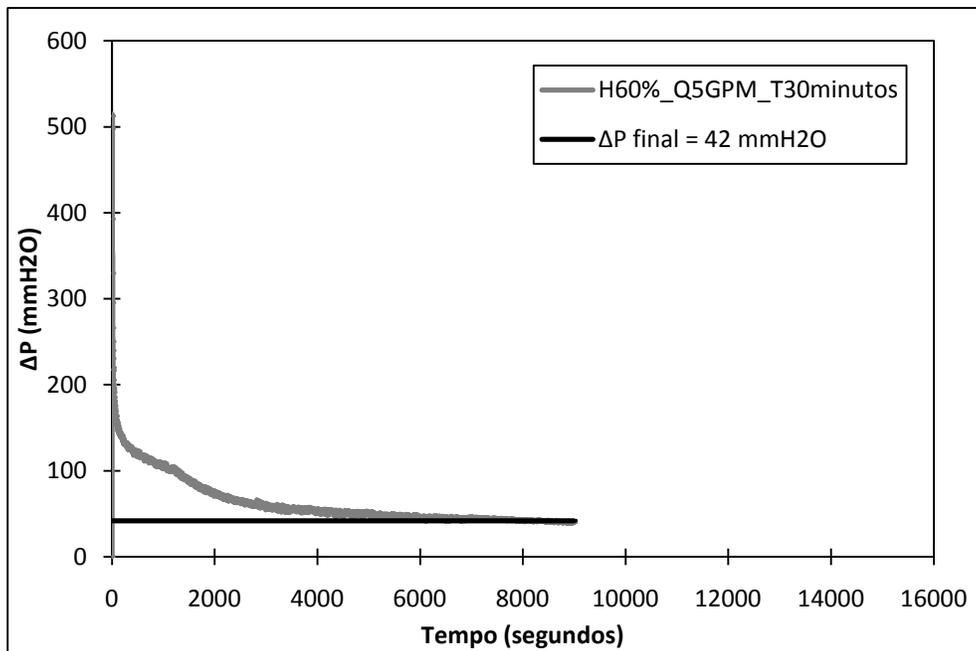


Figura A5: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 30 minutos e vazão de água na repartida de 5 GPM.

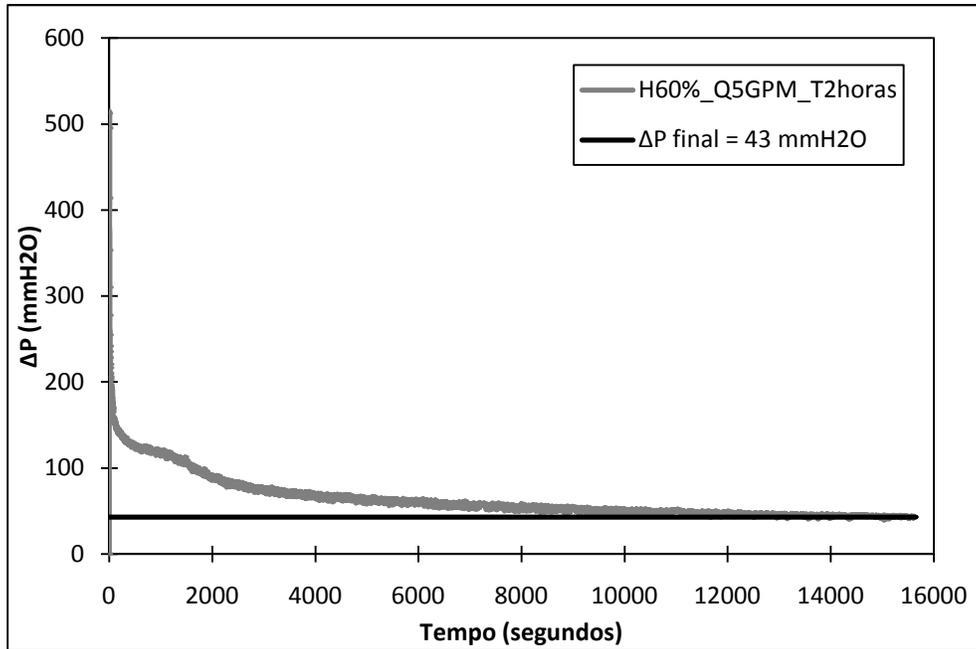


Figura A6: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 2 horas e vazão de água na repartida de 5 GPM.

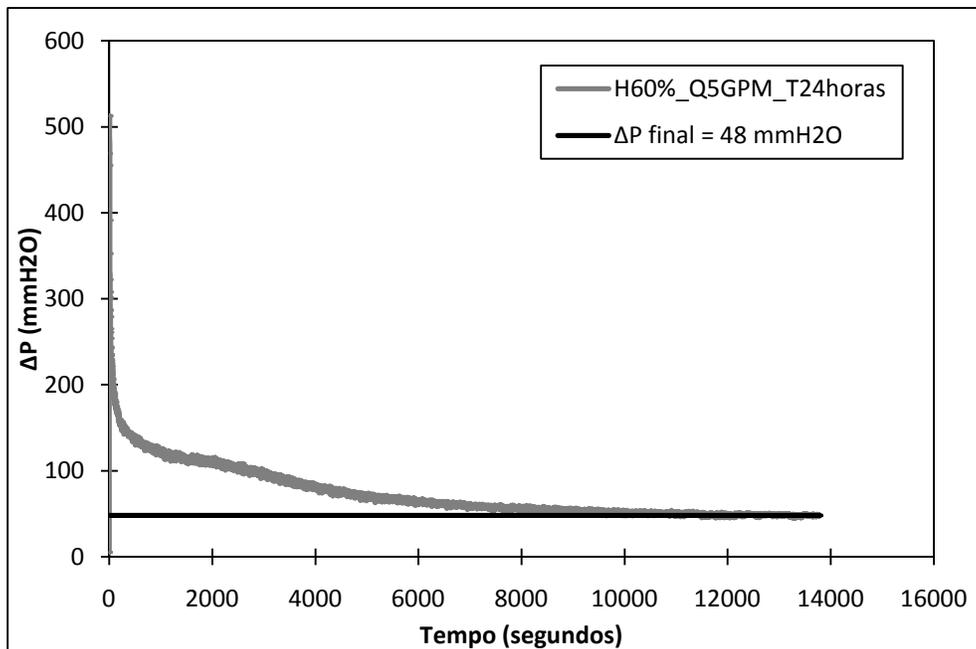


Figura A7: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 24 horas e vazão de água na repartida de 5 GPM.

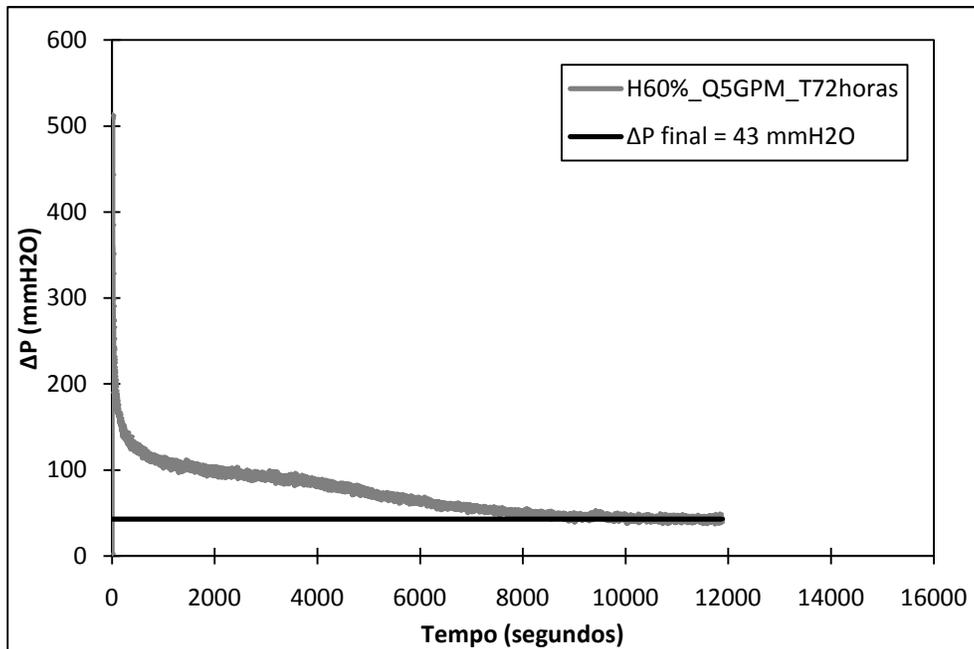


Figura A8: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 72 horas e vazão de água na repartida de 5 GPM.

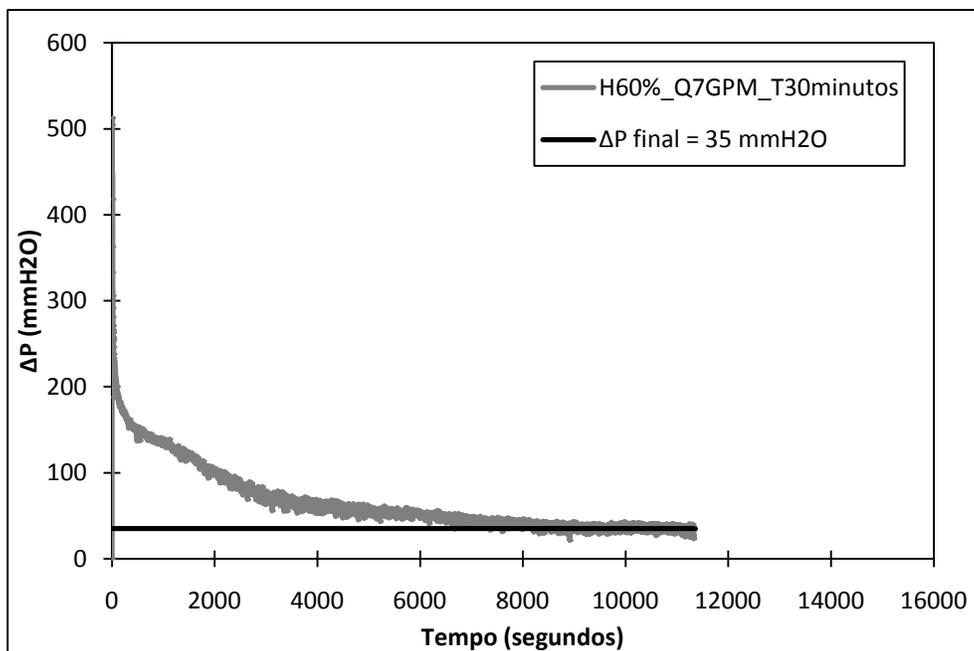


Figura A9: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 30 minutos e vazão de água na repartida de 7 GPM.

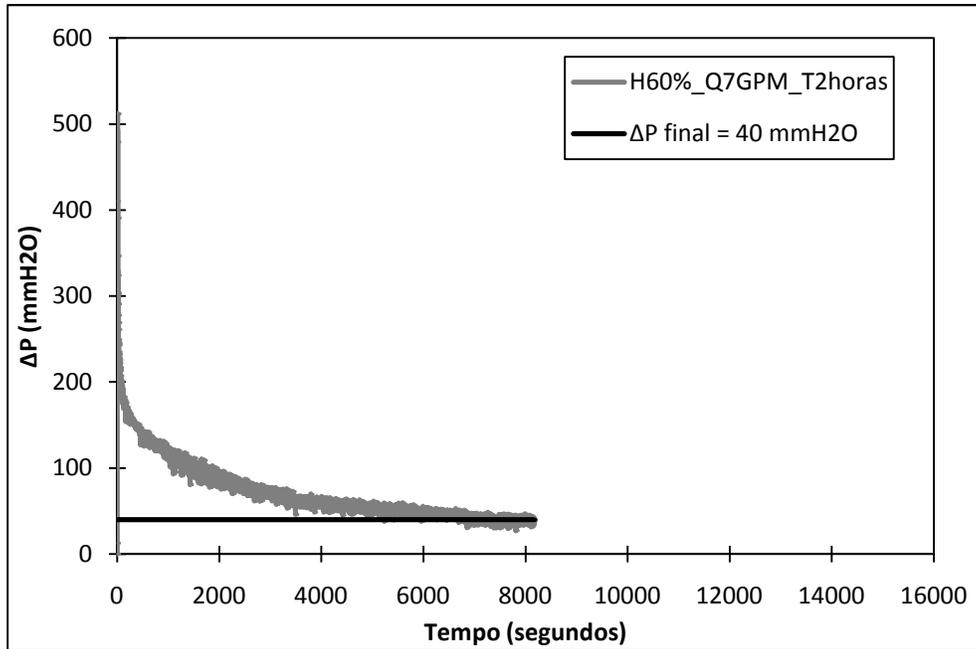


Figura A10: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 2 horas e vazão de água na repartida de 7 GPM.

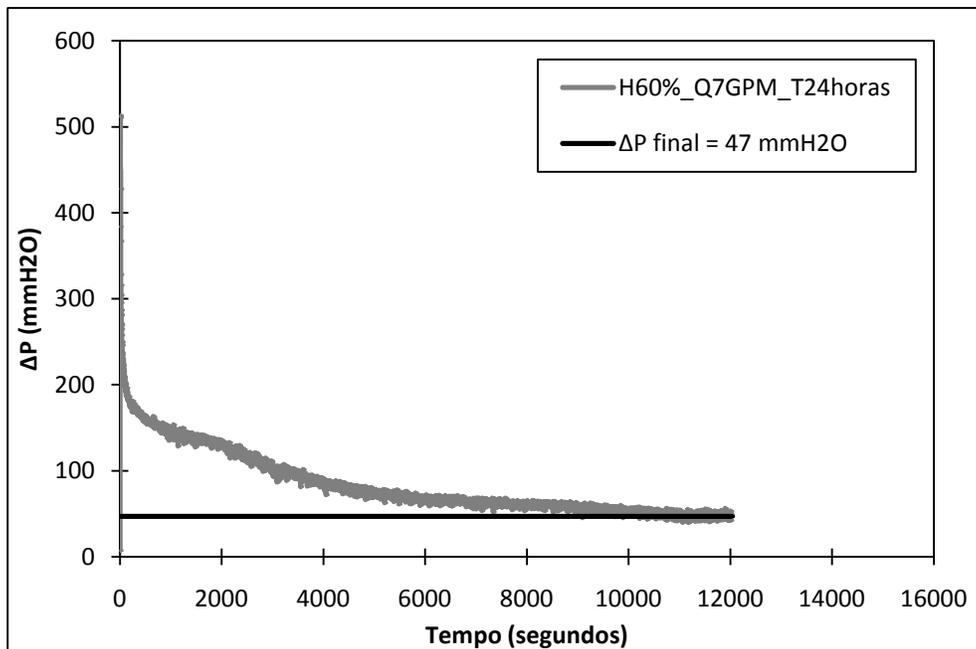


Figura A11: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 60%, tempo de repouso 24 horas e vazão de água na repartida de 7 GPM.

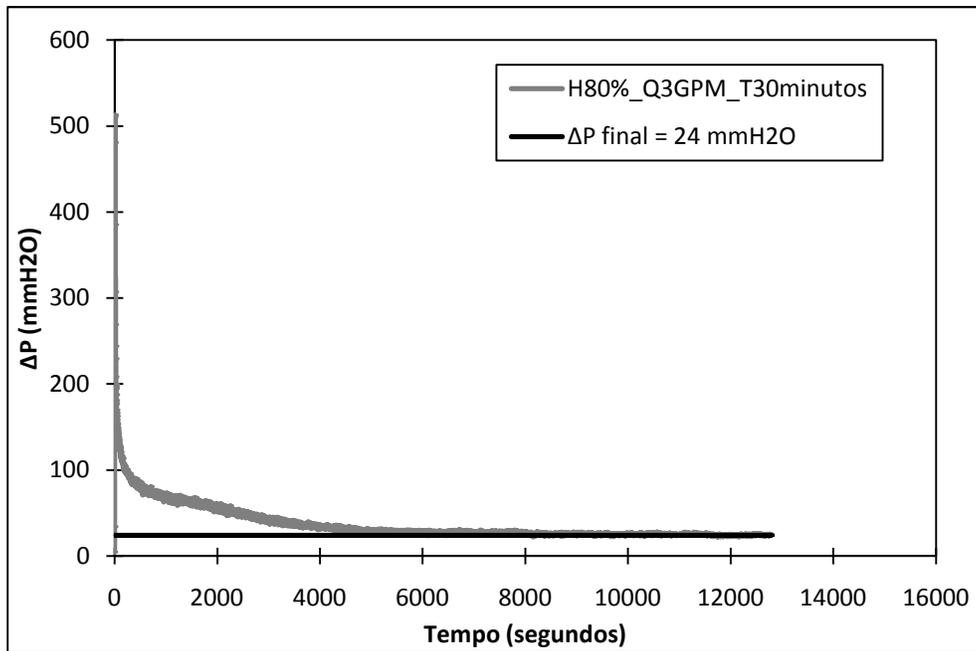


Figura A12: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 30 minutos e vazão de água na repartida de 3 GPM.

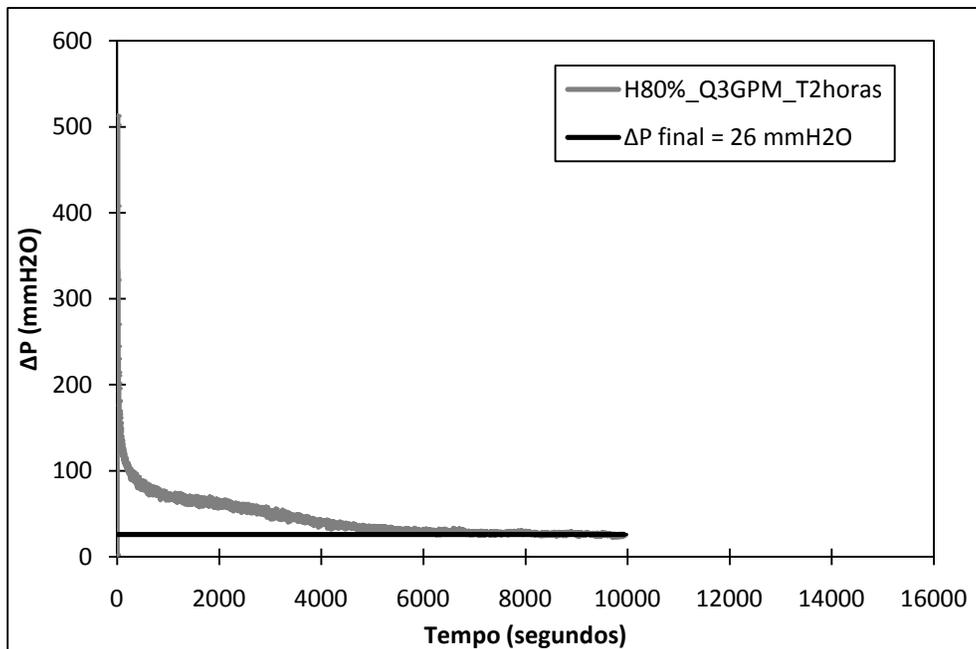


Figura A13: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 2 horas e vazão de água na repartida de 3 GPM.

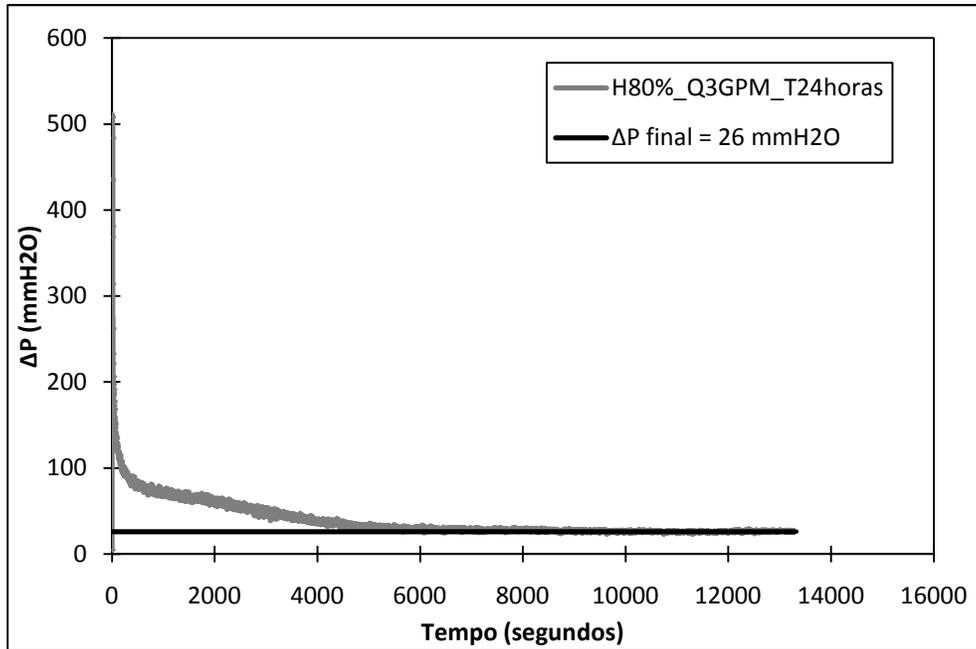


Figura A14: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 24 horas e vazão de água na repartida de 3 GPM.

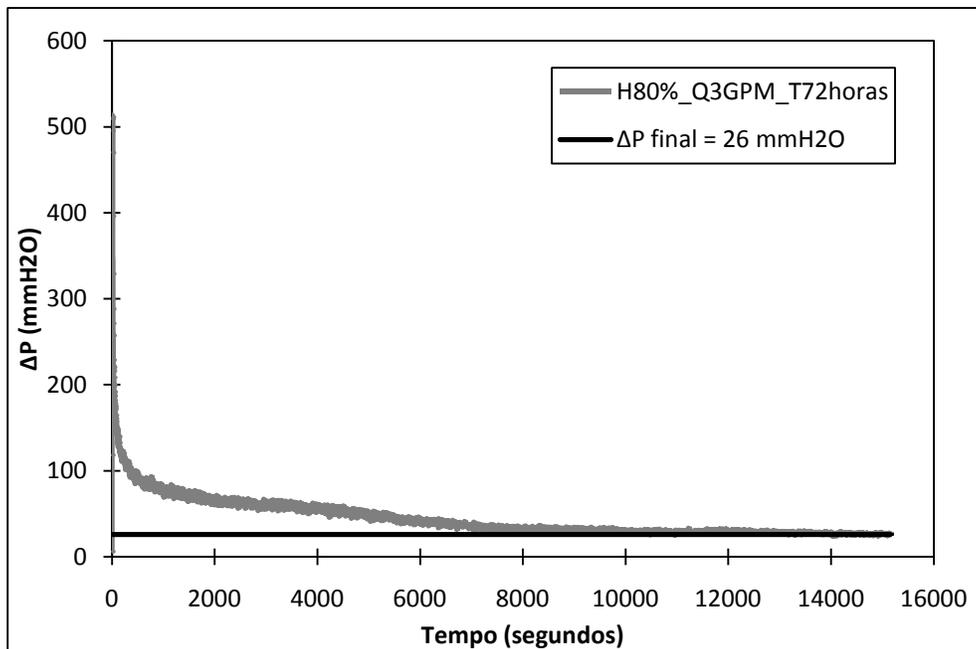


Figura A15: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 72 horas e vazão de água na repartida de 3 GPM.

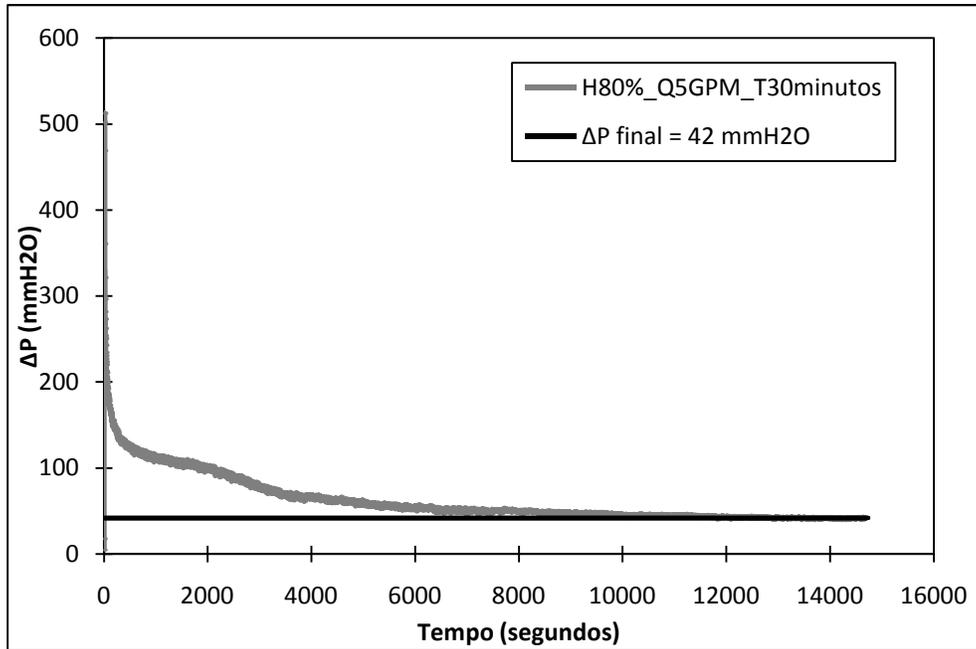


Figura A16: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 30 minutos e vazão de água na repartida de 5 GPM.

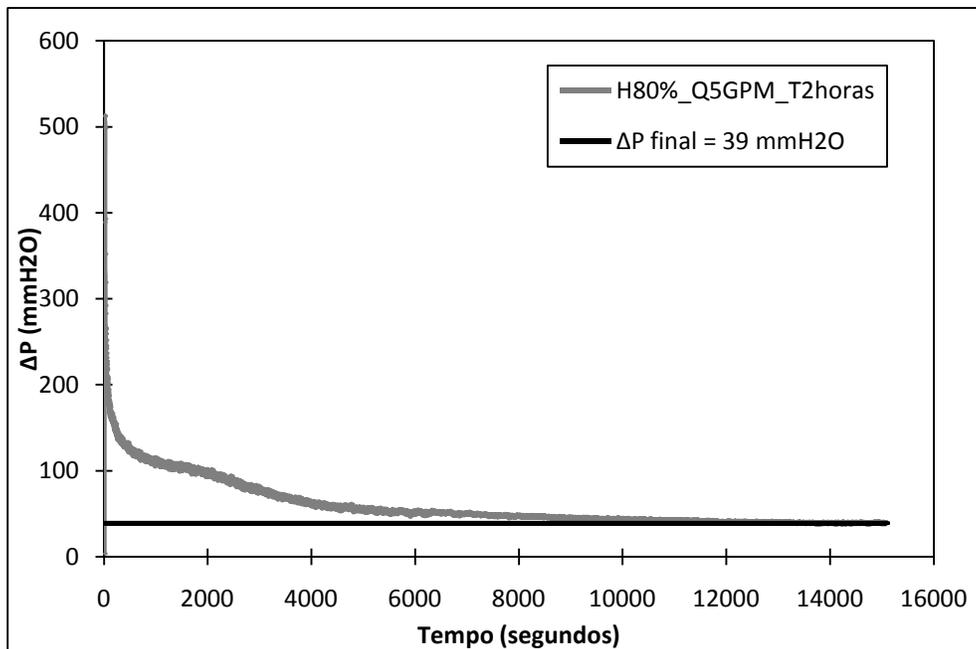


Figura A17: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 2 horas e vazão de água na repartida de 5 GPM.

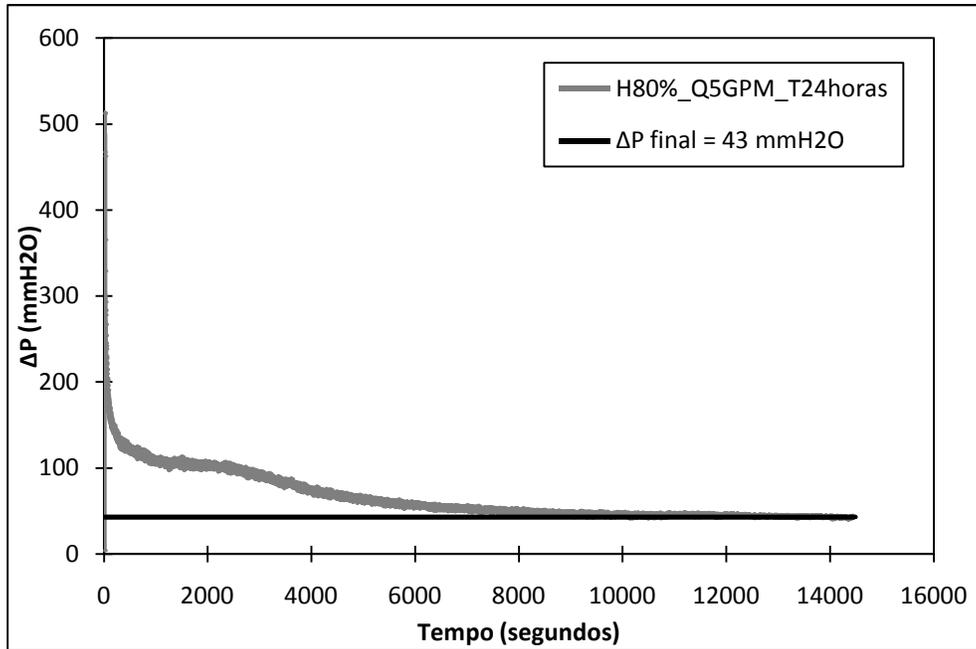


Figura A18: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 24 horas e vazão de água na repartida de 5 GPM.

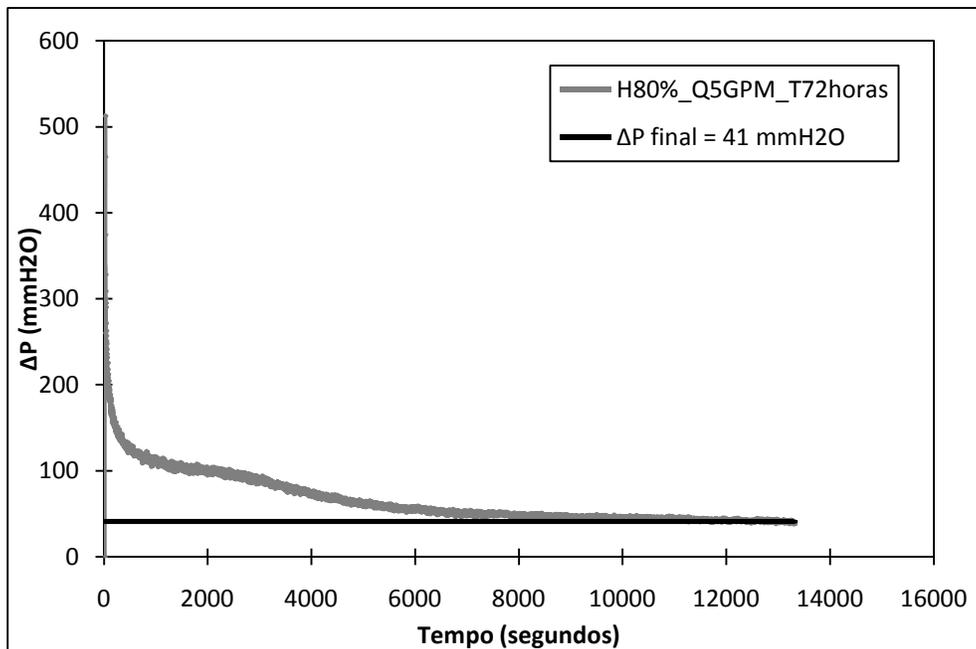


Figura A19: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 72 horas e vazão de água na repartida de 5 GPM.

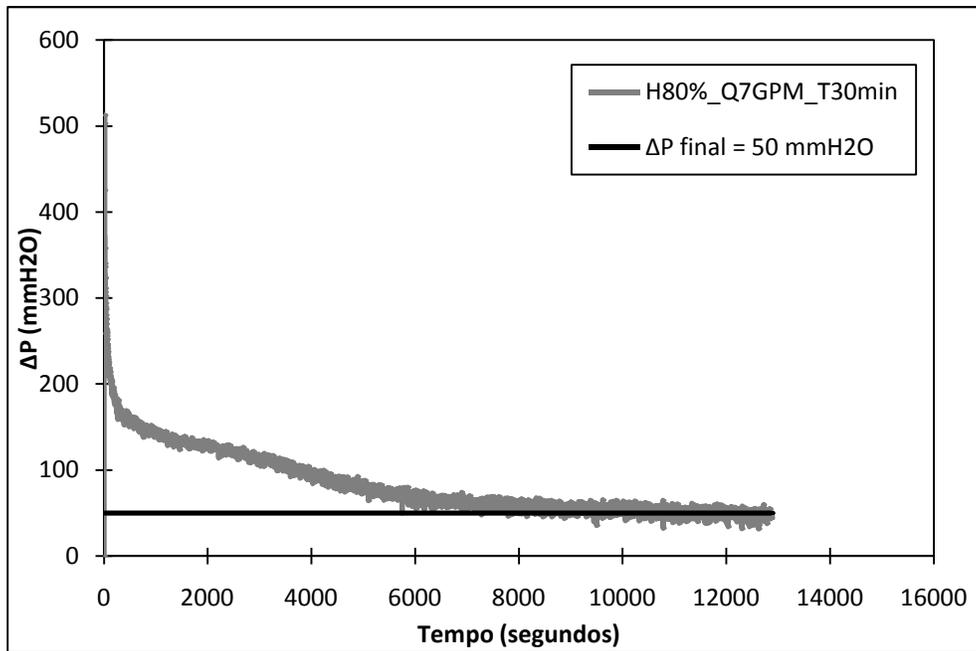


Figura A20: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 30 minutos e vazão de água na repartida de 7 GPM.

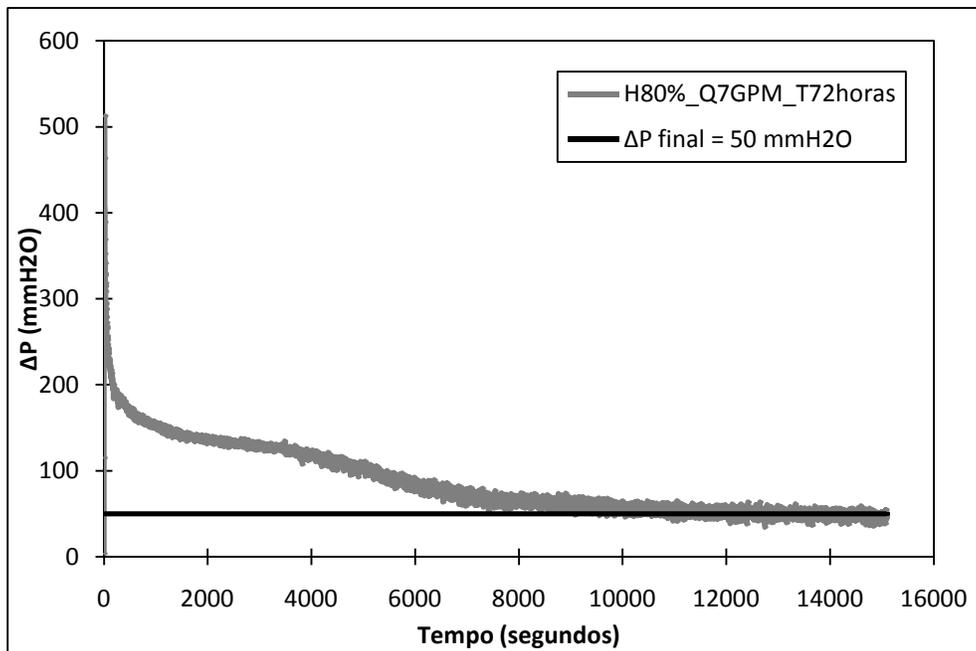


Figura A21: Evolução temporal da queda de pressão para *holdup* de óleo inicial de 80%, tempo de repouso 72 horas e vazão de água na repartida de 7 GPM