

UNIVERSIDADE SANTA CECÍLIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
MESTRADO EM ENGENHARIA MECÂNICA

LUIZ ROBERTO SANTINI MELLO

DESENVOLVIMENTO DE UMA UNIDADE EXPERIMENTAL PARA
ESTUDO DO TRANSPORTE POR BOMBEAMENTO DA MISTURA
BIFÁSICA ÁGUA-ÓLEO

SANTOS/SP

2012

LUIZ ROBERTO SANTINI MELLO

**DESENVOLVIMENTO DE UMA UNIDADE EXPERIMENTAL PARA
ESTUDO DO TRANSPORTE POR BOMBEAMENTO DA MISTURA
BIFÁSICA ÁGUA-ÓLEO**

Dissertação apresentada à Universidade Santa Cecília como parte dos requisitos para a obtenção de título de mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, sob a orientação do Prof. Dr. Deovaldo de Moraes Júnior.

SANTOS/SP

2012

UNIVERSIDADE SANTA CECÍLIA

DESENVOLVIMENTO DE UMA UNIDADE EXPERIMENTAL PARA ESTUDO DO TRANSPORTE POR BOMBEAMENTO DA MISTURA BIFÁSICA ÁGUA-ÓLEO

LUIZ ROBERTO SANTINI MELLO

Dissertação julgada adequada para obtenção do título de mestre em Engenharia Mecânica, qualificada e aprovada em 17/12/2012 pela Banca Examinadora.

Banca Examinadora:

Dr. Marcelo Crescenti Aulicino

Prof. Dr. Aldo Ramos Santos

Prof. Dr. Deovaldo de Moraes Júnior

() O orientador declara que a Dissertação tem a aprovação para digitalização (02 cópias em CD), a fim de serem entregues na Secretaria para o início do processo de pedido de diploma, com o prazo máximo de 30 dias a contar da defesa.

() O orientador declara que a Dissertação tem a aprovação condicionada às reformulações solicitadas pela Banca Examinadora no prazo máximo de 90 dias a contar da defesa, tendo o aluno, obrigatoriamente, que apresentar a Dissertação com as reformulações aprovadas até ____/____/____. O aluno tem, a partir desta data limite, o prazo máximo de 30 dias para a entrega de 02 cópias em CD da Dissertação, a serem entregues na Secretaria para o início do processo de pedido de diploma.

Prof. Dr. Deovaldo de Moraes Júnior

Data: 17/12/2012

DEDICATÓRIA

Dedico,

*À minha esposa Deborah e meus filhos Felipe
e Bruno, que me incentivaram a voltar à vida
acadêmica, mesmo depois de tantos anos...*

AGRADECIMENTOS

Agradeço,

A Deus pelo dom da vida e oportunidades a mim concedidas.

Aos meus pais Luiz Fernando e Maria Helena, alicerces sólidos nos quais me espelho, sem eles nada seria possível.

Ao Prof. Dr. Fábio Giordanno, responsável pela minha habilitação ao presente programa de Mestrado.

Ao Prof. Dr. Aldo Ramos, meu primeiro contato acadêmico. Se haviam dúvidas de que valeria a pena investir em um Mestrado apesar da idade, estas foram totalmente afastadas após nossa primeira conversa. Incentivador dos melhores, sempre interessado nos progressos de minha pesquisa, colaborou muito para que pudesse chegar até aqui.

Ao meu orientador e mestre, Prof. Dr. Deovaldo de Moraes Júnior., muito mais que professor, um amigo, pesquisador incansável, grande incentivador, sempre disposto, faz ciência de forma objetiva e amigável, tem nato o dom da docência.

Aos incansáveis Volnei, Gilmar e Irineu, da oficina do Laboratório de Operações Unitárias UNISANTA, sempre dispostos e solícitos. Sem seus conselhos e ajuda, não conseguiria obter os resultados em tão curto espaço de tempo.

Aos amigos professores Dr. Thiago e Dra. Karina pelos conselhos e direcionamento.

Aos mais novos engenheiros Eduardo Martinez e Thiago Cilli, por sujarem as mãos de óleo.

Aos formandos de Engenharia Química de 2012 da UNISANTA, em especial aqueles em que tive o prazer de orientar em seus TCC's.

Aos mestres e companheiros do curso de Mestrados, pela troca de experiência e pelo convívio ao longo destes dois anos

Aos voluntários do Laboratório de Operações Unitárias UNISANTA, que de uma forma ou de outra contribuíram para que este experimento pudesse se concretizar.

EPIÍGRAFE

“Solidários, seremos união. Separados uns dos outros, seremos pontos de vista. Juntos, alcançaremos a realização de nossos propósitos.”

Bezerra de Menezes.

RESUMO

O *Core Annular Flow* (CAF), transporte de óleo em duto envolto por um anel de água, baseia-se no princípio natural da imiscibilidade de fluidos com diferentes densidades e viscosidades. A constante necessidade de se transportar óleo cru através de extensos oleodutos seja das zonas produtoras para as refinarias ou portos, sejam oleodutos que interligam polos de estocagem, tem no CAF um aliado que pretende evitar os postos de reaquecimento de óleo ou mistura de solvente para reduzir a viscosidade, comuns ao longo dos oleodutos atuais, para baratear o custo do barril/km devido à possibilidade de usar conjuntos moto/bomba de menor potência, se comparado com os sistemas atuais. Este trabalho teve por objetivo geral construir uma unidade experimental para estudar o transporte bifásico água-óleo. Como objetivos específicos visou determinar, em escala de bancada, as potências necessárias ao conjunto motor-bomba e a perda de carga em um escoamento bifásico água-óleo. A unidade experimental consistiu basicamente de: a) uma bomba regenerativa para o transporte de água com um motor de 1 hp em balanço visando o cálculo da potência; b) uma bomba regenerativa com motor de 2 hp, também em balanço, para a movimentação do óleo; c) dois inversores de frequência para se alterar a rotação dos motores; d) um injetor para a formação de anel de água em volta do óleo; e) 10 m de tubos de PVC transparente com diâmetro de 1"; f) manômetros digitais e analógicos para a construção das curvas das bombas e determinação da perda de carga; g) um piezômetro diferencial pressurizado para quantificar a perda de carga; h) um rotâmetro para a linha de água; i) uma placa de orifício com manômetro em "U" para o duto de óleo antes do contato com a água; j) uma caixa de acrílico de 30 litros de capacidade, contendo anéis de *Rashing* de 1 polegada, para a quebra do jato do escoamento água e óleo; k) uma caixa de acrílico transparente com volume de 270 litros, para a separação de água e óleo; l) um tanque de acrílico transparente com volume de 90 litros para água e um de 70 litros para o óleo. Os fluidos empregados foram a água e óleo com viscosidade de 673 cSt (40° C), equivalente ao petróleo cru 20,8° API. Na unidade supra citada o padrão CAF foi obtido com vazões de água de 6,7 a 7,2 litros por minuto (0,4 a 0,43 m³/h) e as de óleo entre 9,9 e 30,3 litros por minuto (0,59 a 1,82 m³/h) resultando numa relação de vazão aproximada de até 4,5:1,0 na condição de menor consumo de água, com redução de perda de carga de 24 vezes e economia de potência nas bombas de 1,16 vezes.

PALAVRAS-CHAVE: Escoamento óleo-água; Escoamento bifásico; Escoamento anular; Potência requerida, Óleo pesado, Perda de carga.

ABSTRACT

The Core Annular Flow (CAF), oil duct transportation surrounded by a ring of water, is based on the natural principle of non-miscibility of the fluids with different densities and viscosities. The constant need of transporting crude oil through extensive pipelines, either from producing areas, has in the CAF an ally that intends to do away with the oil reheating stations or solvent mixture to reduce viscosity, common along the current oil pipelines, to cheapen the cost of the barrel/km due to the possibility of using lower power pumping sets, when compared to the current systems. This job had as general objective to build an experimental unit to study the water-oil two phase transport. As a specific objective aimed to determine, in bench scale, the needed power to the motors pumps set and the head loss in a water-oil two phase flow. The experimental unit primarily consisted of: a) a regenerative pump for water transport with a 1 hp electric motor (balance mounted in order to the power calculation); b) regenerative pump for oil with a 2 hp electric motor (balance mounted in order to the power calculation); c) two frequency inverters (to change the rotation of the motors); d) a gadget for injection of the water ring around the oil; e) 10 m of PVC transparent tubes with a diameter of 1"; f) digital and analog pressure gauges for construction of curves of the pumps and determination of pressure loss; g) a differential pressure piezometer to quantify the pressure loss; h) a flow meter to the water line; i) an orifice plate with pressure gauge in "U" for the oil duct before the contact with water; j) an acrylic box of 30 liters capacity, filled with 1" *Rashing* rings, for CAF flow breaking; k) a transparent acrylic box with 270 liters capacity, for separation of water and oil; l) a transparent acrylic tank with 90 liters volume for water and one with 70 liters for oil. The fluids used were water and oil, with viscosity of 673 cSt (40° C), equivalent to a 20,8° API crude oil. In the described experiment the CAF pattern was obtained with water flow rates at 6,7 to 7,2 liters per minute (0,4 to 0,43 m³/h) and the oil between 9,9 and 30,3 liters per minute (0,59 to 1,82 m³/h) resulting in an approximate flow ratio of up to 4,5:1,0 provided less water consumption, reducing loss of 24 times and power saving in pumps of 1,16 times.

Keywords: Oil-water flow; Two-phase flow; Core Annular Flow; Power required, Crude Oil, Pressure loss.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Padrão de escoamento típico para tubos horizontais óleo/água	4
Figura 3.1 – Calha de separação, tanques intermediários de água e óleo e inversores de frequência utilizados na fase inicial	12
Figura 3.2 – Tanques de água e óleo, injetor, manômetro de Bourdon , 2 bombas regenerativas e calha de separação da fase inicial	13
Figura 3.3 – Corte esquemático do injetor	14
Figura 3.4 – Foto do injetor utilizado	14
Figura 3.5 – Construção do tanque	15
Figura 3.6 – Construção do tanque	16
Figura 3.7 – Construção do tanque	16
Figura 3.8 – Teste hidrostático de tanque	17
Figura 3.9 – Cesta pré-separadora com anéis Rashing de 1” em polipropileno	18
Figura 3.10 – Rotâmetro	19
Figura 3.11 – Placas de orifício	20
Figura 3.12 – União de suporte da placa de orifício com as respectivas tomadas de pressão e manômetro em “U”	20
Figura 3.13 – Tomadas de pressão e piezômetro diferencial pressurizado para determinação da perda de carga linear do sistema	21
Figura 3.14 – Motor de 2 hp em balanço e bomba regenerativa.do óleo	22
Figura 3.15 – Manômetros digital e analógicos	22
Figura 3.16 – Motor de 1 hp em balanço e bomba regenerativa da água	23
Figura 3.17 – Dinamômetro e tacômetro digitais	23
Figura 3.18 – Balança analógica Filizola Duo-Face	24
Figura 3.19 – Cronômetro digital Instruterm	24
Figura 3.20 – Foto da unidade experimental	25
Figura 3.21 – Esquema do experimento de escoamento bifásico	26
Figura 3.22 – Balão 1 L	27
Figura 3.23 – Balança digital Gehaka	27
Figura 3.24 – Montagem do motor em balanço com rolamentos, alavanca	29
Figura 3.25 – Esboço do sistema de medida da potência consumida	30
Figura 4.1 – Gráfico da Frequência em função da RPM	34
Figura 4.2 – Gráfico das curvas da bomba regenerativa da água	35

LISTA DE FIGURAS (continuação)

Figura 4.3 – Gráfico das curvas da bomba regenerativa do óleo	36
Figura 4.4 – Curva de aferição do rotâmetro	37
Figura 4.5 – Pressão diferencial em função da vazão – Placa de Orifício de 15,15 mm	39
Figura 4.6 – Comparativo da potência necessária para o bombeamento de óleo em relação ao CAF	42
Figura C.1 – Especificação do óleo utilizado	63
Figura D.1 – Tabela de coeficientes de vazão	64
Figura J.1 a J.6 – Fotos do experimento	74
Figura J.7 a J.11 – Fotos do experimento	75
Figura J.12 a J.17 – Fotos do experimento	76
Figura J.18 a J.22 – Fotos do experimento	77
Figura J.23 a J.28 – Fotos do experimento	78
Figura J.29 a J.34 – Fotos do experimento	79
Figura J.35 a J.39 – Fotos do experimento	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Comparativo das citações bibliográficas	7
Tabela 4.2 – Dados obtidos na formação do padrão CAF	41
Tabela 4.3 – Dados referentes à perda de carga no sistema	42
Tabela A.1 – Planilha de cálculo para determinação da densidade da água utilizada	65
Tabela B.1 – Planilha de dados da bomba regenerativa água	66
Tabela C.1 – Planilha de dados da bomba regenerativa óleo, utilizando água e placa de orifício de 15,15 mm	67
Tabela D.1 – Planilha de dados da bomba regenerativa óleo, utilizando óleo como fluido	68
Tabela E.1 – Determinação das vazões de óleo a partir das vazões totais em padrão CAF	69
Tabela F.1 – Determinação da potência da bomba de óleo (simples)	70
Tabela F.2 – Determinação da potência da bomba de água (simples)	70
Tabela G.1 – Determinação das potências das bombas em CAF	71
Tabela H.1 – Comparativo das potências necessárias ao bombeamento de óleo em relação ao CAF	72
Tabela I.1 – Perda de carga nos pontos M4 e M5 utilizando-se óleo	73
Tabela I.2 – Perda de carga nos pontos M4 e M5 utilizando-se água	73
Tabela I.3 – Perda de carga nos pontos M4 e M5 utilizando-se CAF	73

NOMENCLATURAS E SIGLAS

°API	- Grau API, escala arbitrária utilizada para a definição das densidades de derivados de petróleo. É obtido através da fórmula: $^{\circ}\text{API} = (141,5 / \text{densidade da amostra a } 60^{\circ}\text{F}) - 131,5$.
barril	- Unidade utilizada para exprimir volumes de petróleo cru, equivalente a 158,98729 litros (caso seja estadunidense) ou 159,11315 litros (caso seja imperial britânico).
CAF	- <i>Core Annular Flow</i> , escoamento bifásico anular.
$\text{CE}\beta^2$	- Coeficiente de vazão;
cgs	- Unidades padrão do SI – centímetro (comprimento), grama (massa) e segundo (tempo).
cm	- Centímetro, unidade de comprimento (SI).
cm^2	- Centímetro quadrado, unidade derivada do SI, utilizada para determinação de áreas (superfície).
cm^3	- Centímetro cúbico, unidade derivada do SI, utilizada para determinação de volumes.
cP	- <i>Centipoise</i> , unidade utilizada para expressar viscosidade dinâmica equivalente a 1/1.000 kg/m.s (SI).
cSt	- <i>Centistokes</i> , unidade de medida do SI para viscosidade cinemática, equivalente a 1/100 <i>Stokes</i> ou 1/100 cm^2/s .
Di	- Diâmetro interno.
EUA	- Estados Unidos da América.
D	- Diâmetro.
g	- Grama, unidade de medida de massa (SI).
h	- Hora, unidade de tempo (SI), equivalente a 60 minutos.
Hg	- Símbolo químico do metal Mercúrio.
hp	- <i>Horse Power</i> , cavalo de força, unidade de potência do sistema inglês, equivalente a 745,7 N.m/s(SI).
Hz	- Hertz, unidade derivada do SI, utilizada para a determinação de frequência, equivalente a 1 ciclo por segundo.
ISO	- <i>International Organization for Standardization</i> .

NOMENCLATURAS E SIGLAS (continuação)

kg	- Quilograma, unidade de massa equivalente a 1.000 gramas (SI).
kgf	- Quilograma força, é uma unidade definida pela força de uma massa de 1 kg, sujeita a ação da gravidade. Adota-se a equivalência de 1 kgf = 9,80665 N (SI).
km	- Quilometro, unidade equivalente a 1.000 metros (SI).
l/min	- Litros por minuto.
L	- Litro, unidade de volume (SI).
LPM	- Litros por minuto.
m	- Metro, unidade de comprimento, equivalente a 100 cm. (SI).
m²	- Metro quadrado, unidade derivada do SI, utilizada para determinação de áreas (superfície).
m³	- Metro cúbico, unidade derivada do SI, utilizada para determinação de volume, equivalente a 1.000 litros.
min	- Minuto, unidade de tempo (SI), equivalente a 60 segundos.
mm	- Milímetro, unidade de comprimento equivalente a 1/1.000 metro (SI).
mPa	- Milipascal, unidade de pressão e tensão (SI), equivalente a 1/1.000 Pa.
mca	- Metros de coluna de água.
N	- Newton, unidade de medida de força, equivalente a 1 kg.m/s ² (SI)
NYMEX	- <i>New York Merchantile Exchange</i> .
Pa	- Pascal, unidade padrão de pressão e tensão do SI, equivalente a uma força de 1 N aplicada a 1 metro quadrado de superfície.
Pa.s	- Pascal segundo, unidade utilizada para expressar viscosidade dinâmica, equivalente a 1 kg/m.s (SI).
Petrobras	- Petróleo Brasileiro S.A.
PEMEX	- Petróleo Mexicanos – Estatal Mexicana de Petróleo.
PCAF	- <i>Perfect Core Annular Flow</i> , padrão de escoamento bifásico anular perfeito.
PVC	- Denominação comercial para Policloreto de Vinila, material utilizado na confecção de tubos, entre outros.

NOMENCLATURAS E SIGLAS (continuação)

RPM	- Rotações por minuto.
rps	- Rotações por segundo.
s	- Segundo, unidade de tempo (SI).
s²	- Segundo quadrado, unidade derivada do SI, utilizada para medir a aceleração de um móvel.
SABESP	- Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo.
SI	- Sistema Internacional de Unidades (cgs).
TCC	- Trabalho de conclusão de curso.
USA	- <i>United States of América</i> , Estados Unidos da América.
UNISANTA	- Universidade Santa Cecília.
WCAF	- <i>Wavy Core Annular Flow</i> , padrão de escoamento bifásico anular ondulado.
”	- Símbolo utilizado para exprimir medida em polegadas (sistema métrico inglês), unidade equivalente a 0,0254 metros (SI).
°	- Grau, símbolo gráfico utilizado para designar a grandeza de um ângulo ou quando acompanhado das letras maiúsculas C ou F, uma temperatura em <i>Celsius</i> ou <i>Fahrenheit</i> , entre outros.
ΔP	- Pressão diferencial;
π	- Pi, letra grega usada para exprimir o valor de constante usada para calcular o perímetro da circunferência, tem valor aproximado a 3,1415926536;
ρ	- Letra grega usada para exprimir o valor da constante usada que define a massa específica de um fluido;

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 GENERALIDADES.....	1
1.2 OBJETIVO GERAL	2
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
3. MATERIAIS E MÉTODOS	12
3.1 materiais.....	12
3.1.1 Primeira Unidade.....	12
3.1.2 Injetor	13
3.1.3 Configuração Final	15
3.2 MÉTODOS.....	28
3.2.1 Calibrações	28
3.2.2 Potência	30
3.2.2.1 Transporte de água.....	32
3.2.2.2 Transporte de óleo.....	32
3.2.2.3 Core Annular Flow.....	32
3.2.3 Perda de Carga.....	33
3.2.4 Limpeza	34
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	35
4.1 CALIBRAÇÕES	35
4.1.1 Rotações dos Motores	35
4.1.2 Curvas das Bombas	36
4.1.3 Rotâmetro	38
4.1.4 Placa de Orifício.....	39
4.2 OPERAÇÃO.....	41
4.2.1 Água.....	41
4.2.2 Óleo	41
4.2.3 “Core Annular Flow”	41
4.2.4 Potência	42
4.2.5 Perda de Carga.....	43
5. CONCLUSÃO E SUGESTÕES	45
5.1 CONCLUSÃO	45

5.2	SUGESTÕES.....	46
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	47
ANEXO A	– Patente US 759.374	50
ANEXO B	– Patente US 3.378.074	52
ANEXO C	– Especificação do óleo utilizado	65
ANEXO D	– Tabela de coeficientes de vazão	66
APÊNDICE A	– Planilha de cálculo da densidade da água utilizada	67
APÊNDICE B	– Planilha de dados da bomba regenerativa água	68
APÊNDICE C	– Planilha de dados da bomba regenerativa óleo, com placa de orifício de 15,15 mm	69
APÊNDICE D	– Planilha de dados da bomba regenerativa óleo, utilizando óleo como fluido	70
APÊNDICE E	– Planilha de determinação das vazões de óleo a partir das vazões totais – em padrão CAF	71
APÊNDICE F	– Planilhas de dados para determinação das potências das bombas de óleo e água (simples)	72
APÊNDICE G	– Planilha de dados para determinação das potências das bombas de óleo e água em CAF	73
APÊNDICE H	– Planilha comparativa das potências necessárias ao bombeamento de óleo em relação a água e óleo (CAF)	74
APÊNDICE I	– Planilha de dados referentes à perda de carga no bombeio de óleo e água	75
APÊNDICE J	– Fotos dos padrões CAF obtidos no experimentos	76

1. INTRODUÇÃO

1.1 GENERALIDADES

Recentemente, as descobertas de grandes jazidas de óleo leve na camada pré-sal da plataforma marítima do litoral de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo, aumentaram exponencialmente as reservas no Brasil de hidrocarbonetos. Apesar deste fato, as reservas mundiais de óleos pesados (grau API abaixo de 22), já identificadas, ainda são muitas vezes superiores às de óleos leves (grau API maior que 30), o que significa que novas técnicas que facilitem a extração e transporte destas frações mais pesadas serão sempre muito bemvindas por todos aqueles que fazem parte deste concorrido setor produtivo e logístico.

Muito se tem feito para facilitar a extração e o transporte de óleos pesados, utilizando-se diferentes técnicas em função das características de cada poço produtor, como a injeção de solventes e o aquecimento do óleo com a adição de vapor d' água para diminuir a viscosidade média do óleo no poço, técnicas que aumentam o custo do barril produzido e, no caso dos solventes, alteram as características do produto in natura.

Muito embora no início do século passado, *Isaacs e Speed* (1904) tenham obtido a patente para a ideia do uso da água como facilitador no transporte de substâncias altamente viscosas, somente na década de 70 entrou em operação um oleoduto comercial da *Shell* próximo a *Bakersfield, Califórnia*, com diâmetro de 150 mm e cerca de 38 km de comprimento, permanecendo em operação por cerca de 12 anos, bombeando óleo cru/água, em vazões de até 24.000 barris/dia.

A técnica utilizada pelo oleoduto da *Shell* denomina-se *Core Annular Flow* (CAF) e baseia-se no princípio da imiscibilidade da água com outros fluidos mais viscosos e com densidades mais baixas. O fluido menos viscoso deve formar uma película anular em torno do fluido mais viscoso, de modo a “lubrificar” o seu escoamento pela tubulação que os suporta. Desta forma, a perda de carga devido ao atrito do fluido menos denso com as paredes do tubo é reduzida drasticamente necessitando de conjuntos moto/bomba menos potentes para percorrer a igual distância com a mesma vazão final.

Com a utilização do CAF, elimina-se a necessidade de constantes reaquecimentos dos fluidos ao longo do percurso, processo hoje utilizado para

diminuir a viscosidade do óleo cru transportado através de oleodutos. O grande entrave existente hoje a uma maior disseminação do CAF em oleodutos longos, está na manutenção dos padrões de escoamento ao longo da topografia existente no percurso do mesmo. A necessidade de controle acurado destes padrões é de vital importância para o êxito da operação. (*Bannwart, et al., 2004*).

A literatura não disponibiliza de dados experimentais da redução de potência consumida no bombeamento com o emprego do CAF.

1.2 OBJETIVO GERAL

O presente experimento teve por objetivo geral construir uma unidade experimental para estudar o escoamento bifásico água-óleo.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos foram:

- a) Aferir o rotâmetro utilizado para medição da vazão de água;
- b) Comparar medições de pressões realizadas com coluna de mercúrio e manômetros digitais e analógicos com as obtidas através de cálculos para determinação de placas de orifícios, utilizados na medição de vazão do óleo;
- c) Determinar as curvas das bombas regenerativas utilizadas no experimento;
- d) Construir as curvas de rotações dos motores em função da frequência dos inversores;
- e) Obter as rotações necessárias para a reprodução de alguns padrões de escoamento CAF;
- f) Fornecer a razão de vazão água/óleo para a obtenção de padrão CAF;
- g) Relacionar a potência consumida no bombeamento com a perda de carga nos dutos em função das condições experimentais.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os critérios utilizados para a classificação do petróleo bruto diferem dependendo da fonte consultada. Para a especificação dos petróleos crus, é comum a utilização da sua equivalência em graus API, escala arbitrária criada em 1768 pelo farmacêutico francês *Antoine Baumé* que após a correção de um erro inicial de salinidade, foi adotada em 1916 como padrão para a medição de densidade específica pelo *National Bureau of Standards dos Estados Unidos*. É obtida através da Equação 2.1:

$$^{\circ}\text{API} = (141,5 / \text{densidade da amostra a } 60^{\circ}\text{F}) - 131,5 \quad (2.1)$$

Nos Estados Unidos, o *New York Merchantile Exchange* – NYMEX, considera como sendo óleo leve aquele cujo grau API situa-se na faixa de 37 a 42, se produzido nos EUA e entre 32 a 42 para óleos de outros territórios. O Comitê Nacional de Energia do Canadá defende que óleo leve deve ser considerado o produto cujo grau API seja maior que 30,1 enquanto a estatal mexicana PEMEX, considera leve o óleo com grau API entre 27 e 38.

No Brasil é aceita pela Petrobrás a classificação de óleo leve para produtos com grau API maior que 30, entre 22 e 30 são considerados médios, entre 10 e 22 pesados e abaixo de 10 extrapesados. Quanto mais leve, portanto maior grau API, maior é o valor de mercado do petróleo cru.

A primeira patente de que se tem notícia, utilizando-se do conceito do *Core Annular Flow* (CAF), foi outorgada a *Isaacs e Speed* (1904), onde é citada a possibilidade de transporte de produtos altamente viscosos, utilizando-se a água como lubrificante (Anexo A);

Calvert e Williams (1955), elaboraram proposta ainda hoje amplamente utilizada nos campos de produção de petróleo, na qual o ar é utilizado para deslocar a água em sua ascensão, com o estabelecimento de padrões visuais comportamentais equivalentes ao da água/óleo;

Em 1968, *Kiel* obteve para a *EXXON* patente para sistema de injeção de óleo pesado e emulsões de água e óleo, nos padrões CAF, para utilização em fragmentação subterrânea objetivando aumento de produção de óleo e gás (Anexo B);

A utilização de oleoduto comercial na Indonésia, capaz de transportar 40.000 barris por dia utilizando uma emulsão de água e óleo através de tubulação de 500 mm de diâmetro por 238 km de extensão, foi reportada por *Lamb e Simpson* no ano de 1973;

Olimans e Oom (1986) revisaram os modelos teóricos existentes à época baseados no transporte de fluídos altamente viscosos, através da diluição em solventes e de instalações de aquecimento a determinados intervalos. A experiência utilizando CAF, fez uso de tubulações de 1" a 8" de diâmetro com óleos com viscosidade de até 500 cP e 900 kg/m³ de densidade. Em suas análises concluíram que o escoamento com os dois fluidos em regimes laminares e para tubulações até 8" de diâmetro, o CAF mostrou-se mais eficaz;

Foram analisados por Joseph, Chen e Renardy (1997), as diversas características dos padrões de escoamento apresentados durante o experimento, tanto para tubulações horizontais como para as verticais, decorrentes das variações de velocidade e pressão dos fluidos, conforme apresentado na Figura 2.1;

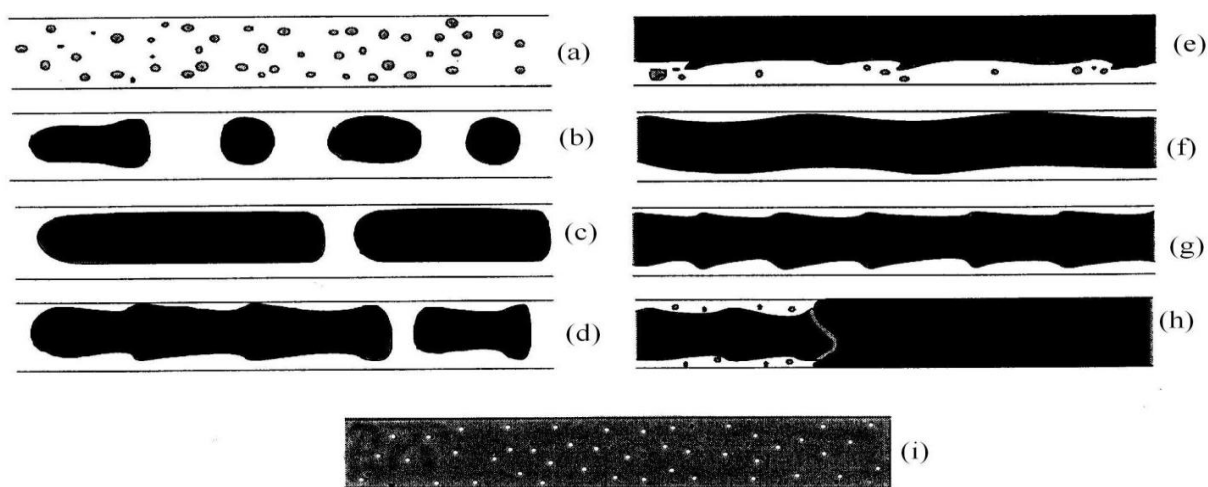


Figura 2.1 – Padrão de escoamento típico para tubos horizontais óleo/água (JOSEPH, CHEN e RENARDY, 1997).

Os padrões de escoamento apresentados foram classificados como

- a) Dispersão ou emulsão de óleo em água;
- b) Gotas alargadas ou esféricas de um fluido em outro;
- c) Intermitente;
- d) Intermitente;
- e) Estratificado;

- f) Anular ondulado;
- g) *Wavy Core Annular Flow*, *Core-Flow* ou *Bamboo Waves*;
- h) *Wavy Core Annular Flow* com dispersão de bolhas;
- i) Dispersão de água em óleo.

No experimento em questão foram reconhecidos simultaneamente mais do que um único padrão de escoamento. Citam ainda em seu artigo a existência de oleoduto da *Shell* próximo a *Bakersfield, Califórnia*, com diâmetro de 150 mm e cerca de 38 km de extensão, operando em regime CAF e que esteve em atividade por mais de 10 anos a partir de 1970, bombeando óleo cru/água, em vazões de até 24.000 barris/dia;

Obregón (2001), utilizou tubulação de 3" para a linha de óleo, de 1" para a linha de água, tanque separador de óleo/água de 1.000 L, visor de acrílico para a obtenção de fotos e filmes, para concluir que 5 padrões de fluxo básico coexistiam no CAF analisado e, todos são capazes de transportar o óleo pesado em melhores condições que o mesmo por si só e/ou com solventes. Observou-se uma relação de velocidade do núcleo (*core*) de até 23% superior a velocidade da água (*annulus*), além de reduções de pressão entre 100 e 225 vezes em relação ao obtido pelo transporte do óleo cru sozinho;

Foi analisada por *Bannwart* (2001), uma teoria para a estabilização do CAF em tubos horizontais, baseado em análises da equação de conservação do momento na secção transversal ao fluxo;

Os pesquisadores *Prada e Bannwart* (2001) apresentaram resultados de redução de até 1.000 vezes a perda de carga em tubos de 1" de diâmetro vertical, para transporte de óleo de 17,6 Pa.s e 963 kg/m³ à temperatura ambiente de laboratório, se comparado ao mesmo transporte sem a utilização da água;

Bensakhria, Peysson e Antonini (2004) utilizaram óleo pesado (*core*) e água como lubrificante (*annulus*), obtendo uma redução de pressão de bombeamento de até 90% em comparação ao resultado obtido no mesmo experimento sem a utilização da água;

Baseados em experimento em tubo horizontal de 28,4 mm de diâmetro interno com água e óleo pesado, *Bannwart, Rodriguez e Carvalho* (2004), pesquisaram os diversos padrões de escoamento apresentados e os definiram. A semelhança com o escoamento ar/água foi pesquisada e os resultados mapeados;

Ghosh et al (2009), elaboraram uma coletânea dos últimos estudos de óleo/água CAF, incluindo estudos hidrodinâmicos da estabilidade do fluxo;

Biazussi (2010) obteve a vazão de óleo de forma indireta. Empregou técnicas avançadas de filmagem com câmeras de alto desempenho capazes de identificar as espessuras do filme de água e as velocidades dos fluidos. Confrontou os resultados com os obtidos por sondas capacitivas.

Strazza, Grassi e Demori (2011) enfocaram a perda de carga e a resistência do óleo, baseados no padrão CAF, em fluxos através de tubulações de *plexiglass* com 22 mm de diâmetro interno e inclinações variando de -10° a $+15^{\circ}$, utilizando uma bomba centrífuga para a água e bomba de deslocamento positivo para o óleo. O resultado obtido apresentou pontos muito semelhantes para as diferentes inclinações, atribuídos provavelmente ao equilíbrio existente entre a flutuabilidade e a forças de tensão superficial dos fluidos utilizados.

Dentre os artigos pesquisados, não foi encontrado nenhum estudo que relacionasse a potência necessária aos conjuntos moto/bomba em escoamento bifásico água-óleo, em relação aos utilizados no bombeio de óleo somente.

A Tabela 2.1 foi elaborada com intuito de compactar e facilitar a comparação de informações relevantes disponíveis na literatura concernentes ao tema em estudo.

Tabela 2.1 – Comparativo das citações bibliográficas.

Autor(es) e Tipo	Objetivo	Fluidos	Unidade Experimental e Condições	Resultados
<i>Issacs e Speed</i> 1904 Patente USA	Redução da perda de carga e da energia de bombeamento de líquidos viscosos empregando fluidos de baixa viscosidade como lubrificantes (em fluxo helicoidal no duto)	Água e óleo cru	Não disponível	Patente obtida
<i>Calvert e Willians</i> 1955 Artigo	Análise do escoamento bifásico em tubo liso vertical pela injeção de ar em poços de água	Ar e água	Tubos plásticos com diâmetro de 1", vazão de água 175 lb/h e fluxo de ar variável	Semelhança com padrões de fluxo anular
<i>Kiel</i> 1968 Patente USA	Fragmentação de rochas no interior de poços de perfuração de petróleo e gás, afim de facilitar extração dos mesmos	Fluidos de fragmen- -tação e água	Poços de perfuração de petróleo e gás	Patente obtida
<i>Lamb e Simpson</i> 1973 Oleoduto Indonésia	Redução de perda de carga	Água e óleo cru	Tubos com diâmetro de 500 mm, distância de 238 km, óleo cru (70 %) emulsionado em água(30%)	Operação comercial
<i>Olimans e Ooms</i> 1986 Artigo	Comparação de padrões conhecidos de formação de CAF, para a determinação da redução da perda de carga	Óleo e água	Tubos com diâmetros de 1" a 8", densidade do óleo de 900 kg/cm ³ e viscosidade de 500 cP	Faixa válida das velocidades do óleo (core) para modelos que utilizam película anular lubrificante (annulus) CAF

Continua

Tabela 2.1 – Comparativo das citações bibliográficas (continuação).

Autor(es) e Tipo	Objetivo	Fluidos	Unidade Experimental e Condições	Resultados
<i>Joseph,. Chen e Renardy</i> 1997 Artigo	Estabelecimento de padrões de ondas na formação do escoamento anular bifásico	Óleo e água	Tubulações horizontais e verticais	Desde que as pressões de bombeamento estejam equilibradas formando o padrão CAF, o óleo requer pressões equivalentes às necessárias ao bombeio de água sozinha, independente da viscosidade do mesmo. “ <i>Perfect Core Annular Flow</i> ” – PCAF, é possível de se obter porém raramente são estáveis
<i>Obregón.</i> 2001 Mestrado	Obtenção de padrões CAF em escoamento bifásico em tubo horizontal	Água e óleo	Bombas de engrenagem (água) e parafuso (óleo). Tanque separador de 1.000 L. Filtros para retenção de óleo na linha de água. Visores e equipamento para filmagens dos padrões CAF	Redução de até 225 vezes a perda de carga em relação ao bombeio de óleo sozinho. Velocidade do óleo 23% superior à da água

Continua

Tabela 2.1 – Comparativo das citações bibliográficas (continuação).

Autor(es) e Tipo	Objetivo	Fluidos	Unidade Experimental e Condições	Resultados
<i>Bannwart</i> 2001 Artigo	Modelagem para estabilização do padrão CAF, em tubulações horizontais pela equação de conservação de momento na secção transversal ao fluxo (óleo), incluindo os efeitos do escoamento periférico (água) e as tensões superficiais entre os fluidos	Água e óleo	Diâmetro interno da tubulação de 22,5 mm, densidade do óleo de 989 kg/m ³ , viscosidade de 2.700 mPa.s, tensão interfacial óleo-água de 0,03 n/m, câmara de alta velocidade para filmagens,	Os dados obtidos na modelagem foram compatíveis com os experimentos
<i>Prada e Bannwart</i> 2001 Artigo	Modelagem para perda de carga em tubos verticais (poços)	Água e óleo	Diâmetro da tubulação de 25,4 mm, viscosidade do óleo de 17,6 kg/m.s, velocidade do óleo de 0,5 a 1,75 m/s e velocidade da água de 0,15 a 0,44 m/s	Perda de carga obtida foi 45 vezes menor que sem o uso do CAF
<i>Bensakhria, Peysson e Antonini</i> 2004 Artigo	Revisão sobre a estabilidade dos padrões CAF e perda de carga	Água e óleo	Diâmetro da tubulação de 250 mm, comprimento da tubulação de 12 m, viscosidade do óleo de 4,74 kg/m.s, velocidade do óleo de 0,13 a 0,19 m/s, velocidade da água de 0,0052 a 0,019 m/s	Redução de 90% com a utilização CAF

Continua

Tabela 2.1 – Comparativo das citações bibliográficas (continuação).

Autor(es) e Tipo	Objetivo	Fluidos	Unidade Experimental e Condições	Resultados
<i>Bannwart, Rodriguez e Carvalho</i> 2004 Artigo	Utilização de sonda óptica para a determinação da velocidade e comprimento de onda dos padrões CAF	Água e óleo	Diâmetro interno tubulação de 28,4 mm, horizontal e vertical, viscosidade inicial do óleo de 488 mPa.s, densidade óleo de 925,5 kg/m ³	Semelhança com padrões de fluxo gás/líquido
<i>Gosh, Mandal e Das</i> 2008 Artigo	Revisão de estudos realizados sobre CAF, incluindo estabilidade e estudos hidrodinâmicos	Água e óleo	Vários	Não foram constatados estudos com CAF em tubulações com fluxo descendente, com redução ou expansão de diâmetros internos , através de conexões ou junções tipo T

Continua

Tabela 2.1 – Comparativo das citações bibliográficas (continuação).

Autor(es) e Tipo	Objetivo	Fluidos	Unidade Experimental e Condições	Resultados
<i>Biazussi</i> 2010 Mestrado	Determinação da vazão do óleo e do coeficiente de escorregamento entre as fases em CAF	Água e óleo	Com câmeras de alta velocidade, sondas capacitivas e software <i>LabView</i> para medição de frações volumétricas e espessura de película lubrificante	Obteve erros da ordem de 10% entre valores de vazão de óleo medidos e os obtidos pela técnica de cálculo da velocidade da interface através de imagens e 30% quando comparada com os dados obtidos pela técnica de obtenção da fração volumétrica por imagem
<i>Strazza, Grassi e Demori</i> 2011 Artigo	Perda de Carga e Resistência do Óleo em CAF	Água e óleo	Tubos de <i>Plexiglass</i> com diâmetro interno de 22 mm, bombas de deslocamento positivo.(óleo) e centrífuga (água)	A similaridade entre os dados obtidos com as tubulações nas posições vertical, horizontal e inclinadas foram atribuídos ao provável equilíbrio existente entre a flutuabilidade e as forças de tensão superficial dos fluidos utilizados

Tabela 1- Comparativo das citações bibliográficas

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 MATERIAIS

3.1.1 Primeira Unidade

A fase inicial do trabalho consistiu na elaboração em escala de bancada, de uma unidade capaz de proporcionar a visualização e o estudo de escoamento bifásico do tipo anular, utilizando-se de água/óleo.

O sistema experimental consistiu de tubos e curvas transparentes de PVC com 1" de diâmetro, uma bomba regenerativa acionada por motor elétrico WEG de 1 hp (linha de água), uma bomba regenerativa (bomba-turbina) acionada por motor elétrico WEG de 2 hp (linha de óleo) ligados a inversores de frequências WEG – CFW 10 (1 hp) e CFW 08 (2 hp) (Figura 3.1), responsáveis pela variação de rotação dos mesmos, 1 calha de separação, 2 tanques para óleo e 2 tanques para água, injetor de água/óleo, além de manômetro de Bourdon com faixa de 0 a 4 kgf/cm² (Figura 3.2).

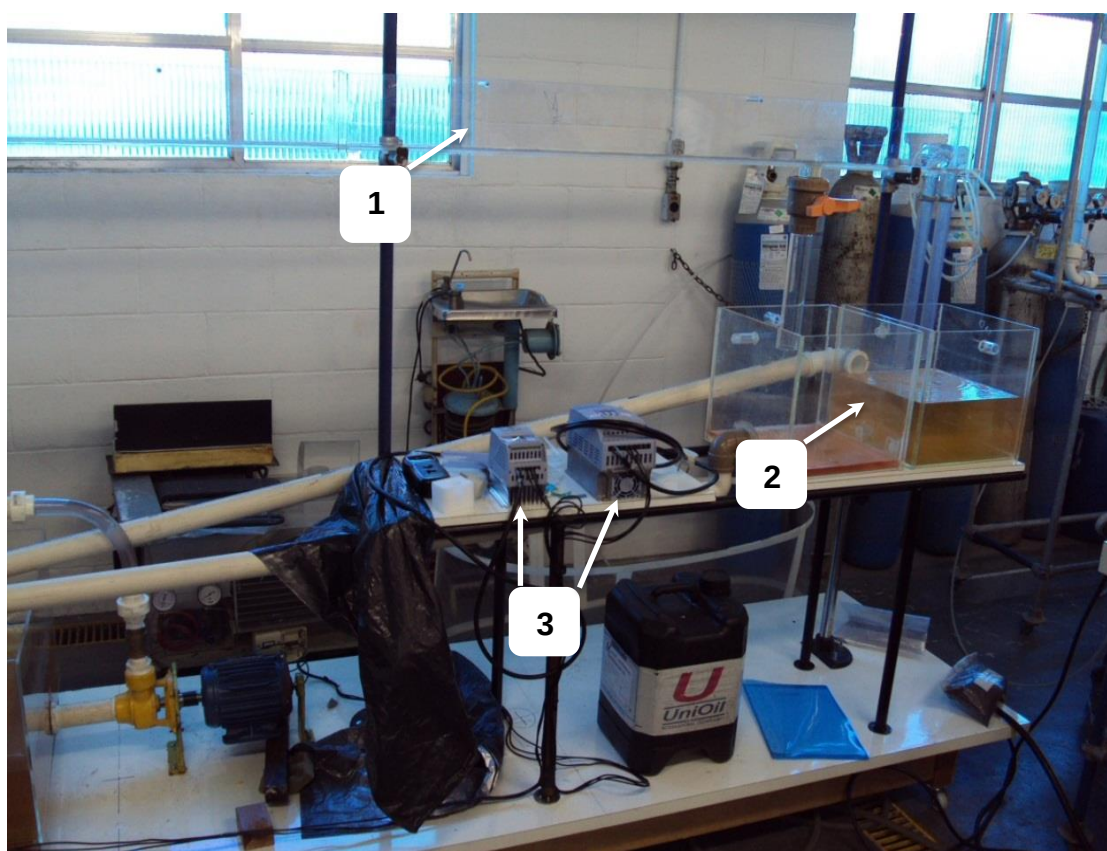


Figura 3.1 – Calha de separação (1), Tanques intermediários de água e óleo (2) e inversores de frequência (3) utilizados na fase inicial

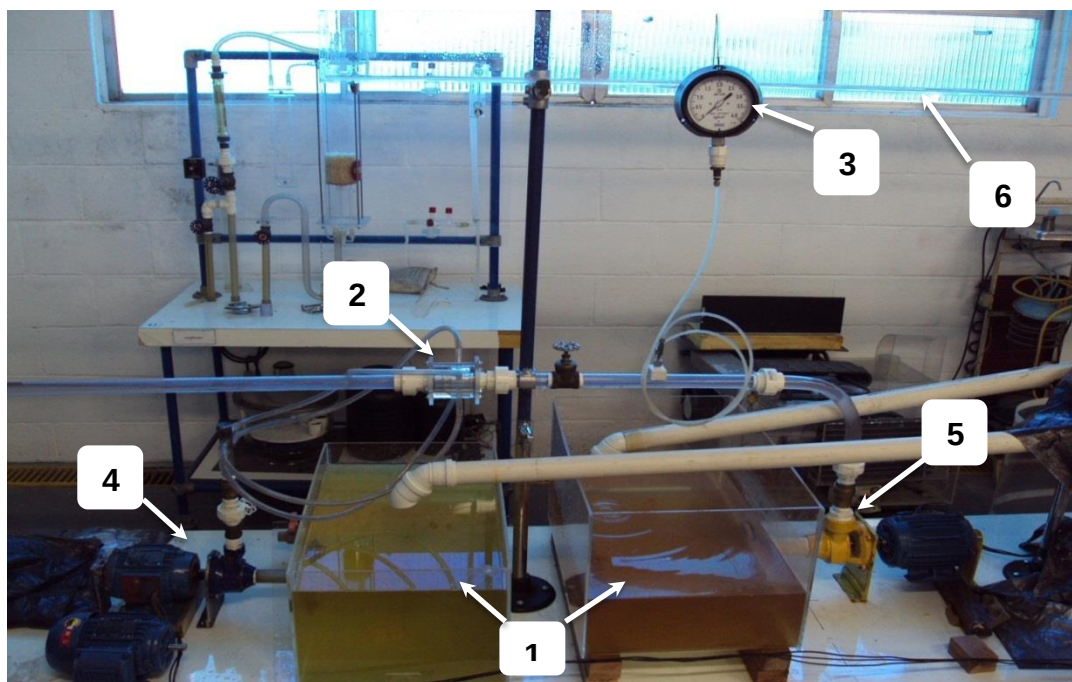


Figura 1.2 – Tanques de água (90 litros) e óleo (70 litros) (1), injetor (2), manômetro de Bourdon (3), bombas regenerativa (água) (4) e regenerativa (óleo) (5) e calha de separação (6) da fase inicial.

Os fluidos utilizados na fase inicial foram: água de consumo fornecida pela SABESP e óleo lubrificante UNIOIL com viscosidade de 680 cSt (40° C).

A necessidade por implementar diversas modificações, visando melhorias, fez com que todo o experimento fosse reiniciado.

3.1.2 Injetor

O injetor, peça responsável pela mistura no padrão CAF do óleo no interior do anel de água, foi usinada na oficina do Laboratório de Operações Unitárias da UNISANTA, a partir de um tarugo cilíndrico de acrílico transparente. A peça permitia variar a abertura de passagem de água com a utilização de arruelas espaçadoras inseridas entre os flanges de montante, conforme detalhado na Figura 3.3.

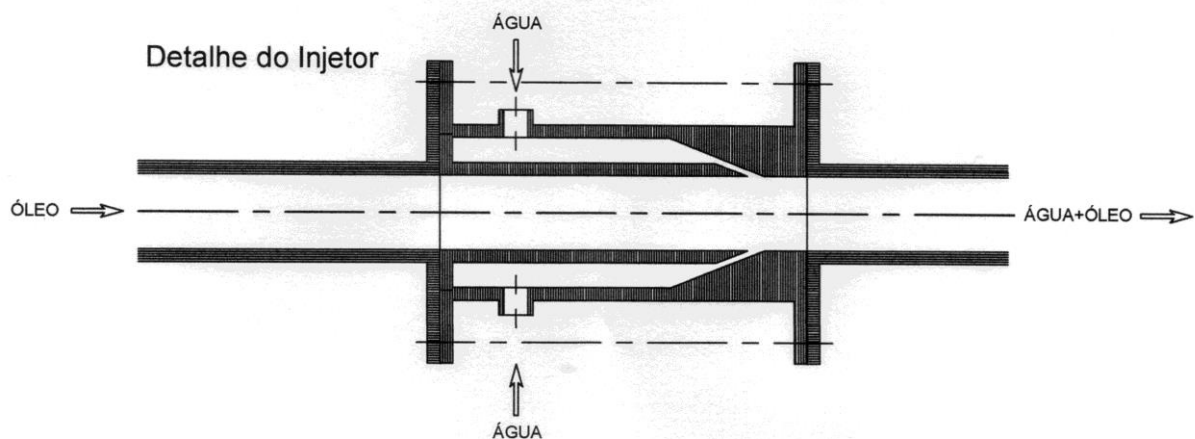


Figura 3.3 – Corte esquemático do injetor.

Pelo esquema apresentado em corte transversal sem escalas, pode-se verificar como o óleo é injetado no centro do fluxo de água. Para tanto, em um primeiro momento, somente a água é bombeada preenchendo toda a tubulação à jusante, para em seguida se iniciar o bombeio de óleo. Esta peça (Figura 3.4) foi utilizada em ambas as fases executadas.

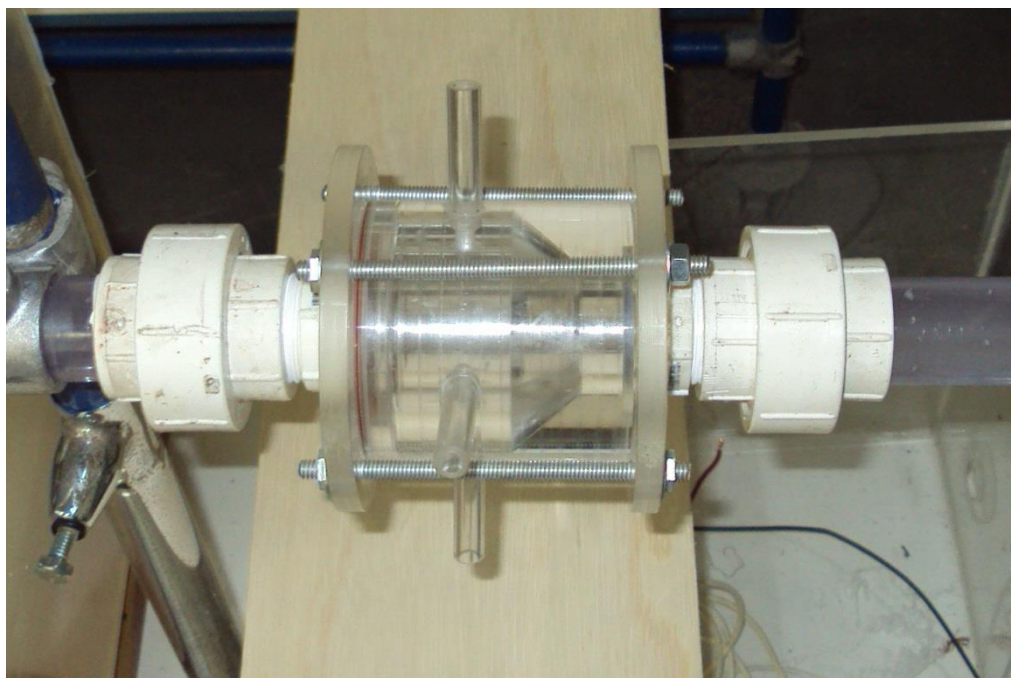


Figura 3.4 – Foto do injetor utilizado.

3.1.3 Configuração Final

Tendo por base o experimento inicial, decidiu-se por modificações de modo a que o foco do experimento pudesse ser a definição e a comparação das potências necessárias para o transporte do óleo em condições normais, em relação à utilização do CAF.

Os fluidos utilizados foram a água fornecida pela SABESP e óleo lubrificante *Lubrax Gear ISO 680*, com densidade medida a 20°C relativa à água a 4°C (20/4°C) igual a 0,917, viscosidade a 40°C igual a 673 cSt, equivalentes a um petróleo cru 20,8°API, conforme especificações técnicas constantes no Anexo C.

Foram suprimidos dois reservatórios, um de água e outro de óleo, sendo os mesmos substituídos por um tanque de acrílico de 8 mm de espessura medindo 455 mm de lado (secção quadrada) por 1.300 mm de altura, com capacidade total de 270 L, contendo dois defletores internos, junto às saídas de água e óleo, cuja função era a de restringir a passagem de óleo contendo água e água contendo óleo, após a separação destes fluidos.

A construção deste equipamento foi executada na oficina do Laboratório de Operações Unitárias da Unisanta (Figuras 3.5, 3.6 e 3.7) e após sua conclusão foi submetido a teste hidrostático, sendo para isso preenchido com água até a altura de 1.140 mm por 4 horas (Figura 3.8).



Figura 3.5 – Construção do tanque.



Figura 3.6 – Construção do tanque.



Figura 3.7 – Construção do tanque.

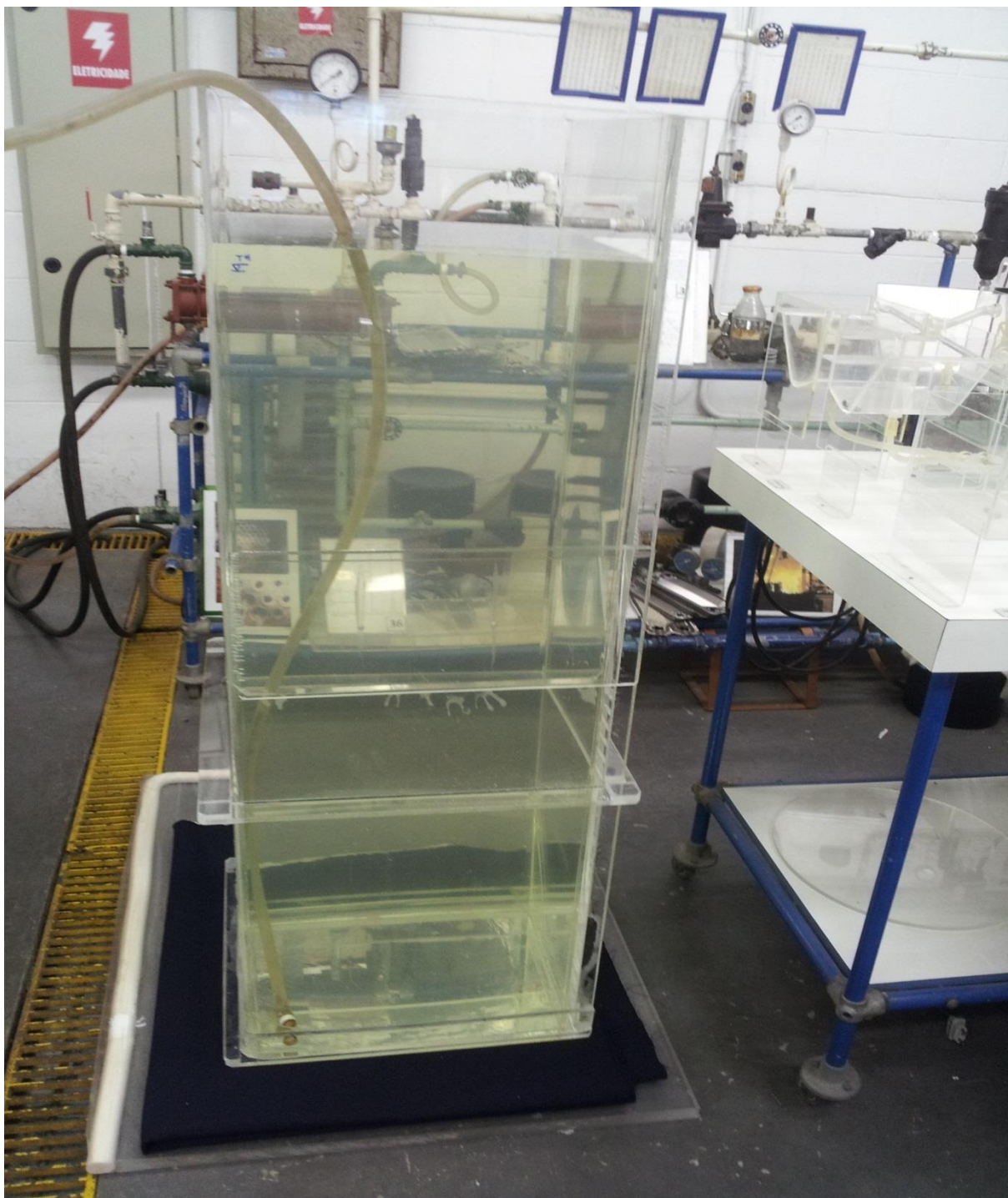


Figura 3.8 – Teste hidrostático de tanque.

Com a introdução deste tanque e da cesta de pré-separação (Figura 3.9), foi suprimida a calha que faria esta função. Dois retornos foram providenciados, além de drenos em todos os tanques. Válvula de retenção após a descarga da bomba de óleo foi instalada, evitando-se o retorno do fluido quando fora de operação. Outras duas válvulas de gavetas também foram posicionadas de modo a permitir a medição de pressão de *shut-off* das bombas.

A cesta pré-separadora foi confeccionada na oficina do Laboratório de Operações Unitárias da UNISANTA em acrílico e preenchido com anéis *Rashing* de 1" em polipropileno (Figura 3.9), cuja função foi a de quebrar o jato (para não aumentar a emulsão), aumentar a área de contato e facilitar a separação da mistura água/óleo.



Figura 3.9 – Cesta pré-separadora com anéis *Rashing* de 1" em polipropileno.

Válvulas, conexões e tubulação transparente de PVC com 1" de diâmetro, compõe o circuito principal do experimento e para os retornos de água e óleo, empregou-se tubos de PVC marrom com diâmetro de 2".

Visando a medição do fluxo de água foi instalado um rotâmetro (Figura 3.10) marca *Blaster Controles* modelo BLI-7000, em policarbonato com faixa de vazão de 2 a 20 LPM (litros por minuto). A vazão do óleo foi quantificada por uma placa de orifício (Figura 3.11), confeccionada em acrílico, na oficina do Laboratório de Operações Unitárias, com 2 mm de espessura e diâmetro interno de 15,15 mm e bordas retas, instalada em uma união de PVC de 1", especialmente preparada com tomada de pressão a jusante da mesma. A montante desta, outro ponto de medição de pressão foi instalado na tubulação e ambos ligados a um tubo em "U" de vidro (Figura 3.12),

preenchido em parte com mercúrio e o restante com água, de modo a que pudesse indicar a pressão diferencial ocasionada pela restrição de fluxo através do orifício.

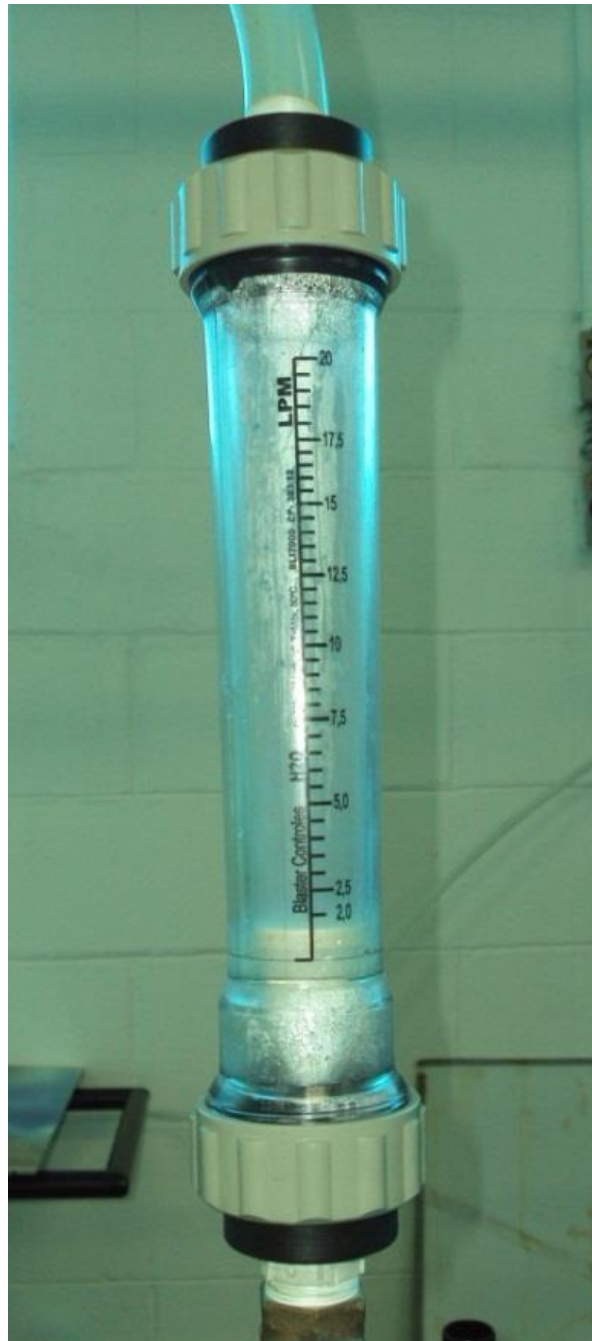


Figura 3.10 – Rotâmetro.

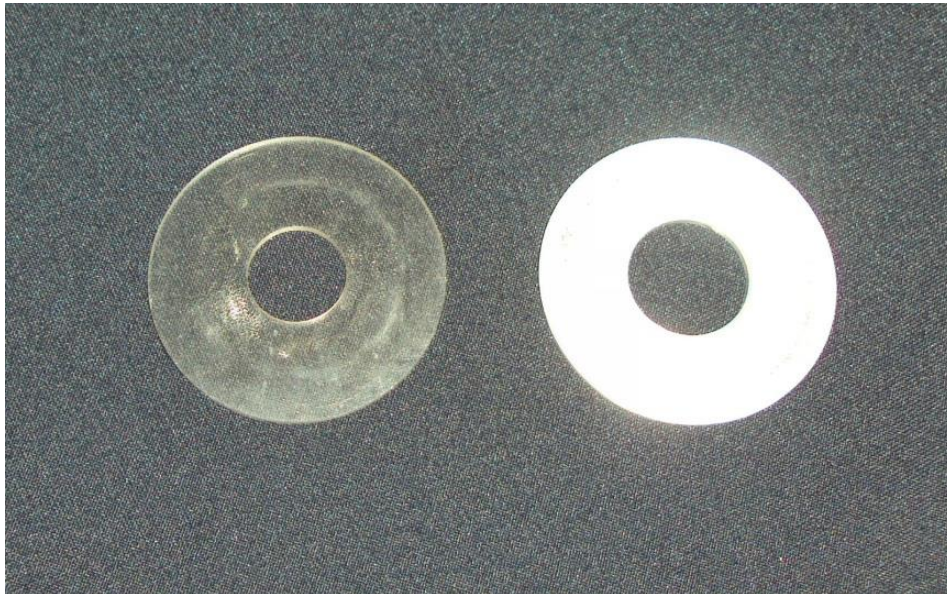


Figura 3.11 – Placas de orifício.

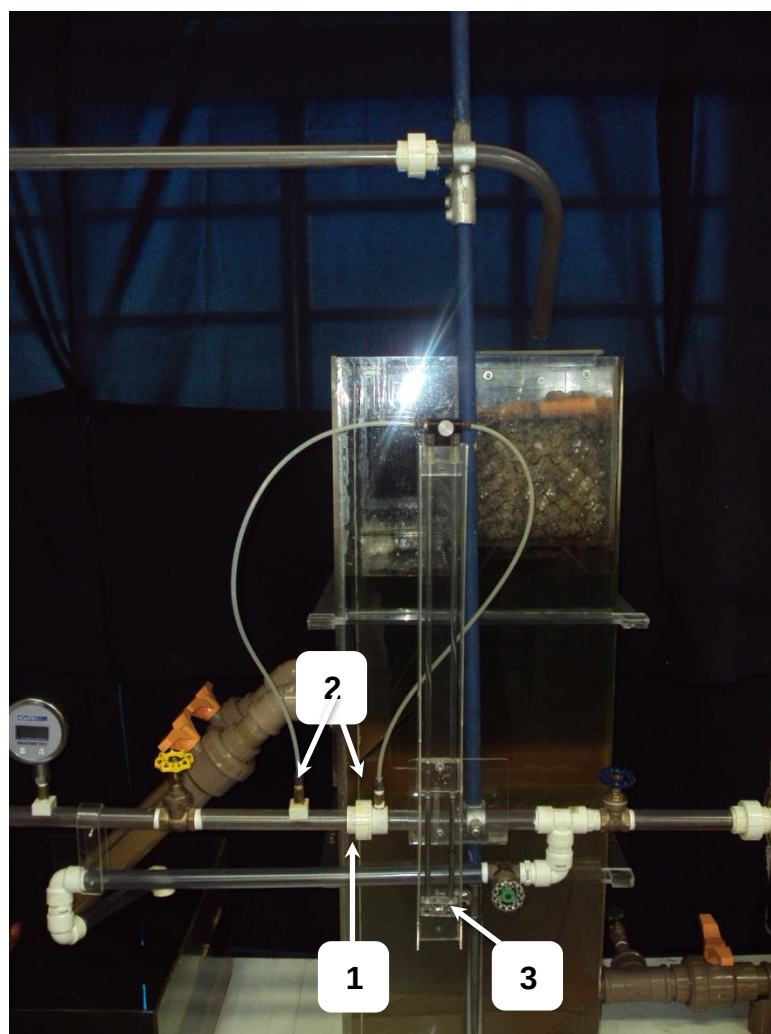


Figura 3.12 – União de suporte da placa de orifício (1) com as respectivas tomadas de pressão (2) e manômetro em “U” (3).

Com o objetivo de quantificar a perda de carga linear que Çengel (2007) define como sendo a queda de pressão ΔP por unidade de comprimento, foram instaladas duas tomadas de pressão (Figura 3.13), distantes 1 metro uma da outra, ligadas a um tubo cada de maneira a formar um piezômetro diferencial pressurizado, desenvolvido no local. O sistema consistiu num artifício de se pressurizar igualmente as extremidades superiores de ambos os tubos, de modo a facilitar a leitura das diferenças entre as alturas de coluna de água.

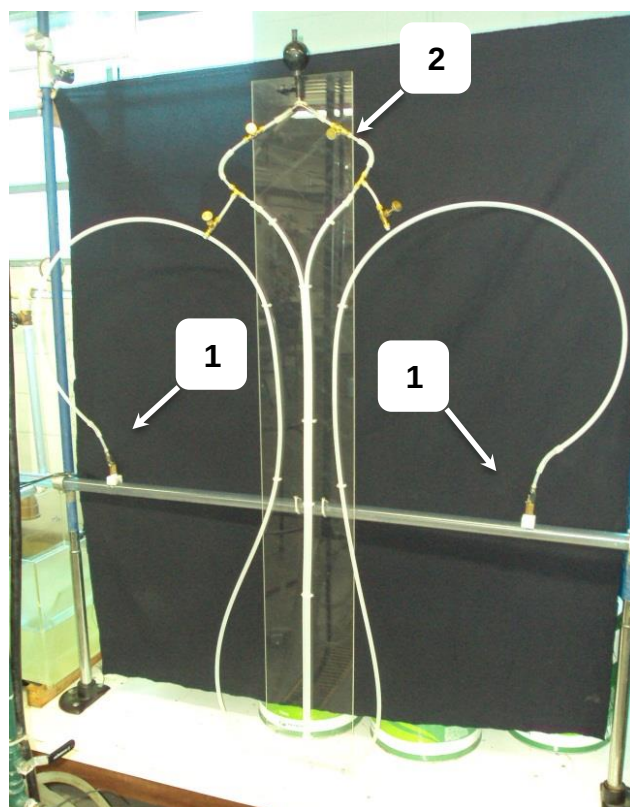


Figura 3.13 – Tomadas de pressão (1) e piezômetro diferencial pressurizado (2) para determinação da perda de carga linear do sistema.

Para melhor visualização do posicionamento dos diversos instrumentos empregados no experimento, elaborou-se uma foto do experimento final (Figura 3.20) e um desenho esquemático (Figura 3.21) auto explicativo.

A mesma figura será utilizada mais adiante, para explicar os métodos empregados nas diversas etapas realizadas.

A medição da pressão na descarga da bomba regenerativa (óleo) (Figura 3.14) foi realizada por um manômetro analógico *Genebre*, (Mo) de 0 a 4 kgf/cm² (Figura 3.15), cheio com glicerina para evitar oscilações, outros dois também analógicos *Winters* com glicerina, de 0 a 2 kgf/cm² (Figura 3.15), foram posicionados na descarga

da bomba regenerativa (água) (Figura 3.16) (Ma) e após o rotâmetro (M3). Dois manômetros digitais (Figura 3.15), Agatec com 3 ½ dígitos, precisão de 0,15% e faixa de operação de 0 a 10 kgf/cm² foram utilizados tanto nas tomadas da placa de orifício (M1 e M2) como nas tomadas de perda de carga (M4 e M5), para comparação das medidas obtidas. A potência consumida pelas bombas foi quantificada pela montagem dos motores em balanço.

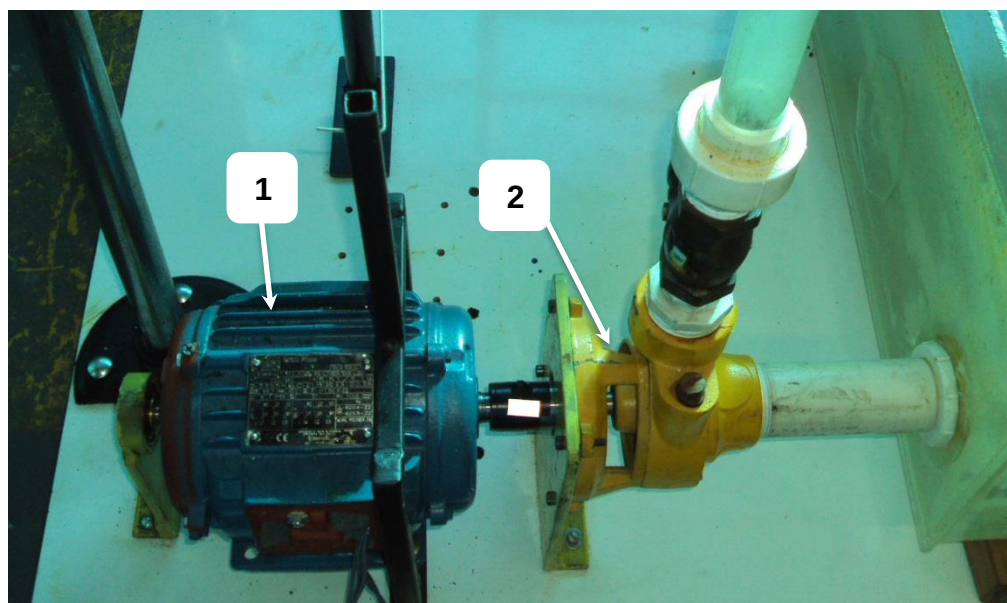


Figura 3.14 – Motor de 2 hp em balanço (1) (carcaça móvel acoplada a um dinamômetro) e bomba regenerativa (óleo)(2).

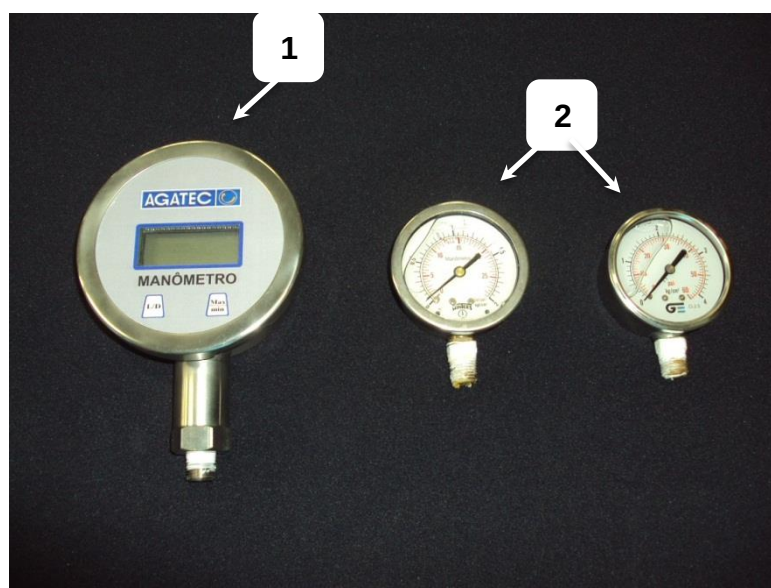


Figura 3.15 – Manômetros digital (1) e analógicos (2).

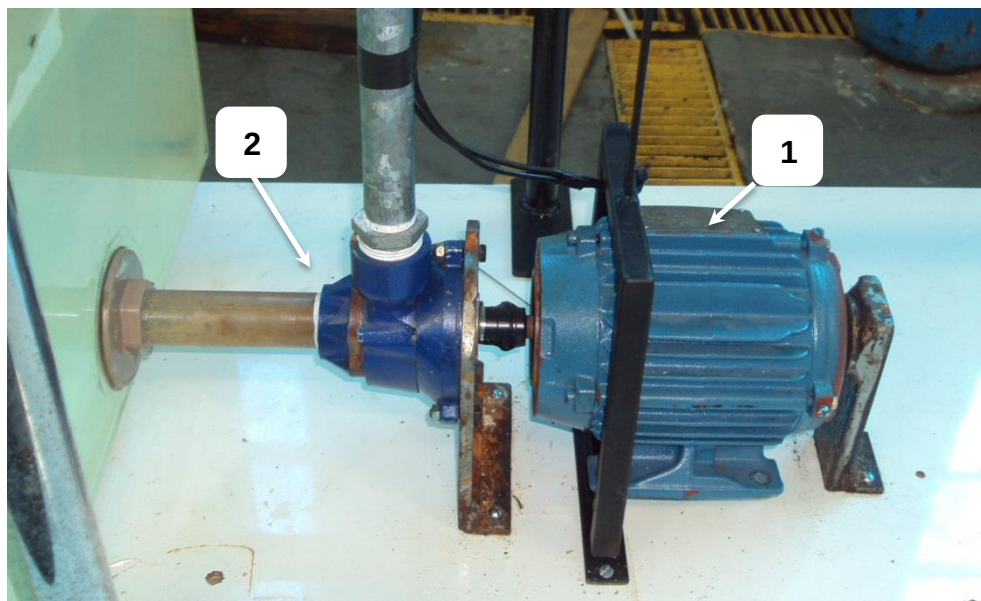


Figura 3.16 – Motor de 1 hp em balanço (1) (carcaça móvel acoplada a um dinamômetro) e bomba regenerativa (água) (2).

A determinação das rotações dos motores foi feita por um Tacômetro Digital, *Instruterm*, modelo TD-713 (Figura 3.17). Da mesma marca, o Dinamômetro (Figura 3.17) Eletrônico Digital modelo DD-500, serviu para a determinação da potência necessária aos motores com e sem o uso do CAF.



Figura 3.17 – Dinamômetro (1) e Tacômetro (2) digitais.

Para o cálculo das vazões geradas pelas bombas, empregou-se a técnica da massa por unidade de tempo. Utilizou-se uma balança analógica *Filizola Duo-Face* (Figura 3.18), faixa de operação 0 a 20 kg, precisão de 20 g e dois cronômetros digitais *Instruterm* (Figura 3.19), modelo CD-2800, com precisão de 0,01 s.

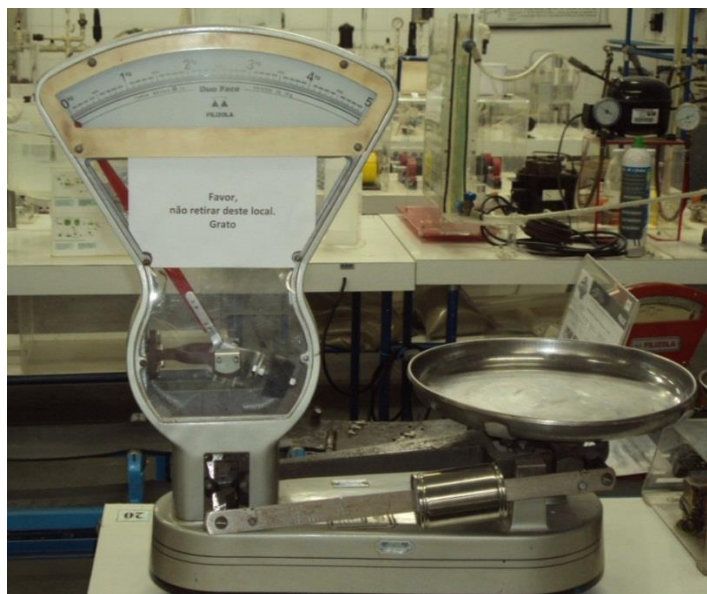


Figura 3.18 – Balança analógica *Filizola Duo-Face*



Figura 3.19 – Cronômetro digital Instruterm.

Através das implementações realizadas, houve uma melhora nos dados obtidos, tanto na fase de aferições como na qualidade dos fluidos bombeados devido à

redução do nível de contaminantes em ambas as sucções das bombas, facilitando a visualização dos padrões de CAF.

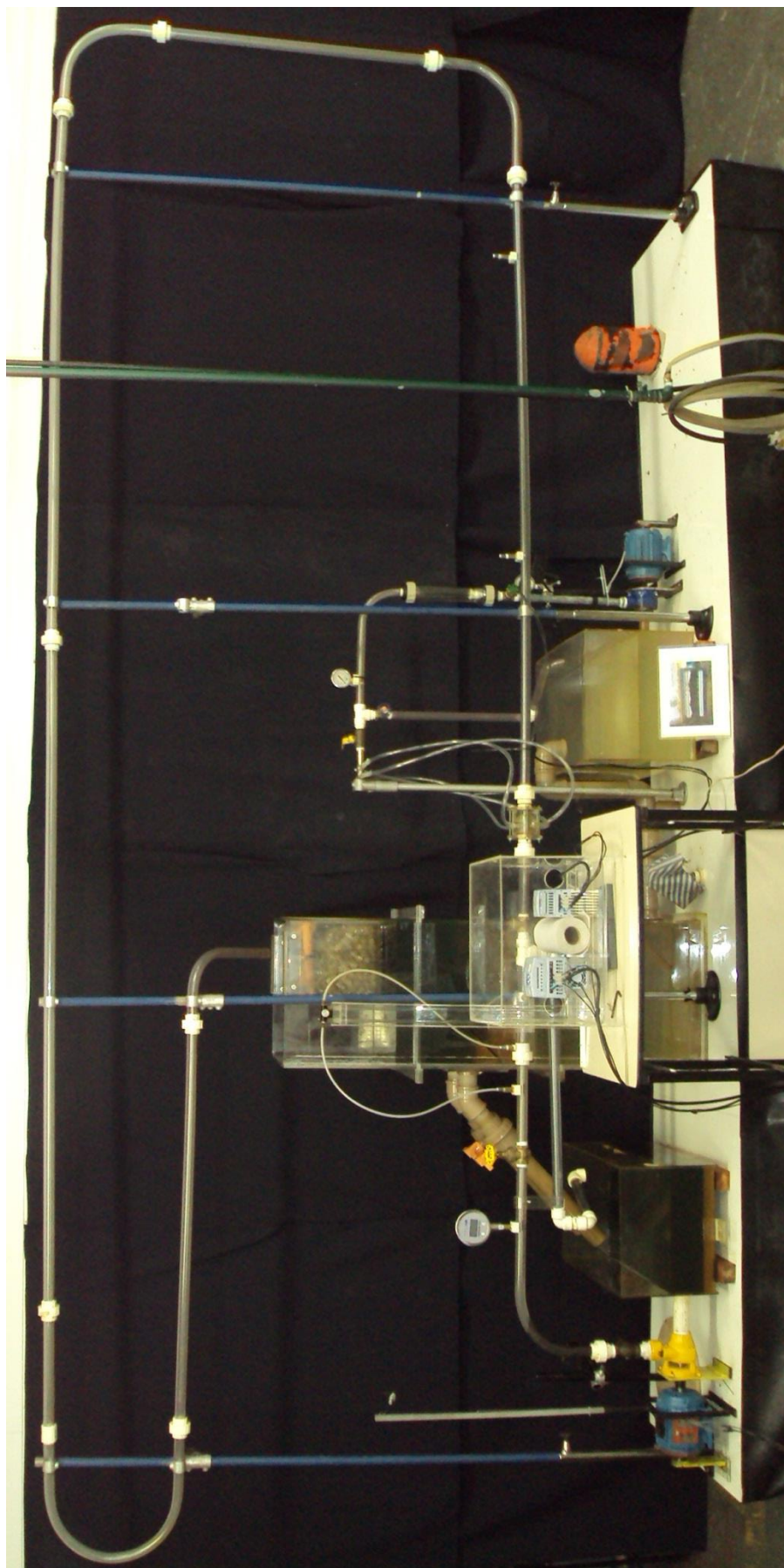


Figura 3.20 - Foto da unidade experimental

3.2 MÉTODOS

3.2.1 Calibrações

A partir do término da montagem, conforme foto (Figura 3.20) e esquema (Figura 3.21), foram efetuados os primeiros testes com vistas à estanqueidade de todo o sistema, utilizando-se somente de água.

A massa específica da água empregada, com resíduos de óleo, foi determinada utilizando-se de balança digital para a obtenção da tara de um balão de vidro com capacidade aferida de 1 L (Figura 3.22). Em seguida o mesmo foi preenchido e pesado em balança digital *Gehaka* (Figura 3.23). Cinco amostras do líquido foram medidas e através da média aritmética das mesmas conforme planilha no Apêndice A, chegou-se ao resultado adotado de uma densidade para a água utilizada de $996,55 \text{ kg/m}^3$.



Figura 3.22 – Balão 1 L.



Figura 3.23 – Balança digital *Gehaka*.

Em seguida iniciou-se o procedimento de obtenção de dados para a elaboração das curvas das bombas, para tanto o inversor de cada bomba foi ajustado inicialmente para 60 Hz e anotado em planilhas especialmente elaboradas para este fim (Apêndice B e C), o número de rotações por minuto (no eixo da bomba) do motor correspondente, utilizando-se do tacômetro digital.

As válvulas de gaveta (V1 e V3 da Figura 3.21) localizadas a jusante das descargas das bombas foram então fechadas e as respectivas pressões do fluido na tubulação, registrada nos manômetros (Ma e Mo), anotadas como sendo as pressões de shut-off de cada bomba, para a rotação encontrada.

O mesmo procedimento foi repetido com as válvulas de gaveta a jusante dos respectivos manômetros, posicionadas em cinco posições diferentes, entre totalmente fechada e totalmente aberta, dando um total de 6 medições por rotação considerada, por bomba.

Devido às características construtivas do experimento, optou-se por medir as vazões dos fluidos com a utilização de dois métodos distintos: Para a bomba regenerativa (óleo), assim denominada devido seu rotor desenvolver energia de pressão pela recirculação do fluido em uma série de palhetas giratórias (Macintyre, 2010), foi instalada uma união de 1" em PVC branco, especialmente adaptada para receber uma placa de orifício de 2 mm de espessura entre suas flanges, no caso da bomba regenerativa (água) empregou-se um rotâmetro, ambos instalados após os respectivos manômetros.

Com o objetivo de se aferir o rotâmetro e de se obter dados de pressões diferenciais em tubo em "U" com mercúrio (placa de orifício), foram medidas as vazões reais obtidas em cada uma das bombas utilizadas. Para tanto um recipiente cuja tara foi medida antecipadamente, foi preenchido com o líquido proveniente de cada bomba e o tempo gasto nesta operação, devidamente registrado em cronômetro digital (Figura 3.19). O recipiente foi novamente pesado para se conhecer a massa de líquido contida.

O mesmo procedimento repetiu-se com os inversores de frequência ajustados para 50, 45, 40 e 35 Hz..

3.2.2 Potência

A potência necessária para deslocar os fluidos, foi obtida pela montagem dos motores apoiados em dois rolamentos cada (em balanço), de maneira a garantir a sua movimentação em cerca de 30° em relação a um eixo vertical imaginário que passe pelo seu centro, tanto no sentido horário como no anti-horário. Uma haste rígida (alavanca) foi fixada à carcaça do motor como se fosse este eixo, sendo portanto perpendicular ao eixo do motor (Figura 3.24 e 3.25).

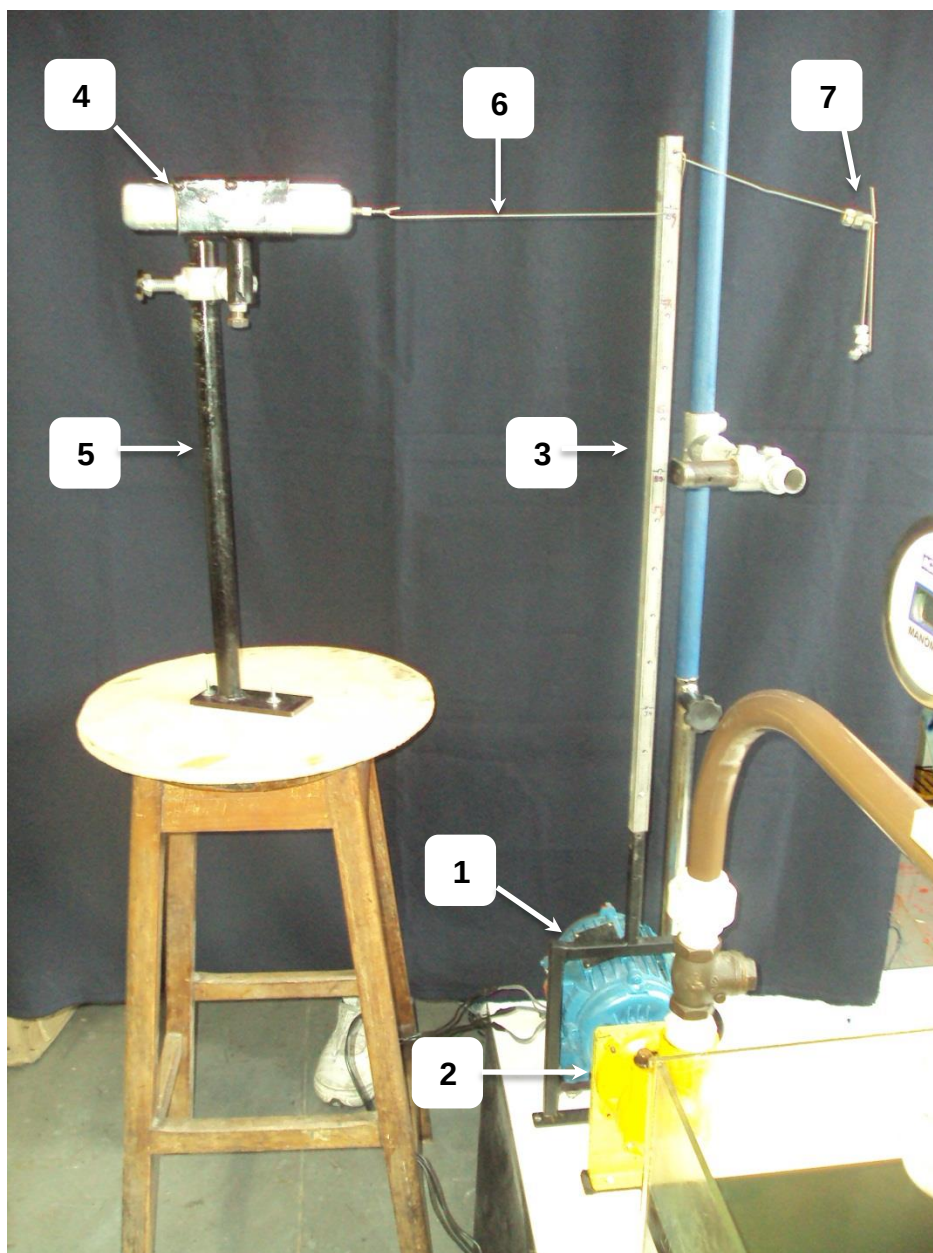


Figura 3.24 – Montagem do motor em balanço (1) com rolamentos (2), alavanca (3) dinamômetro (4), suporte do dinamômetro (5), haste de ligação (6) e contra pesos(7).

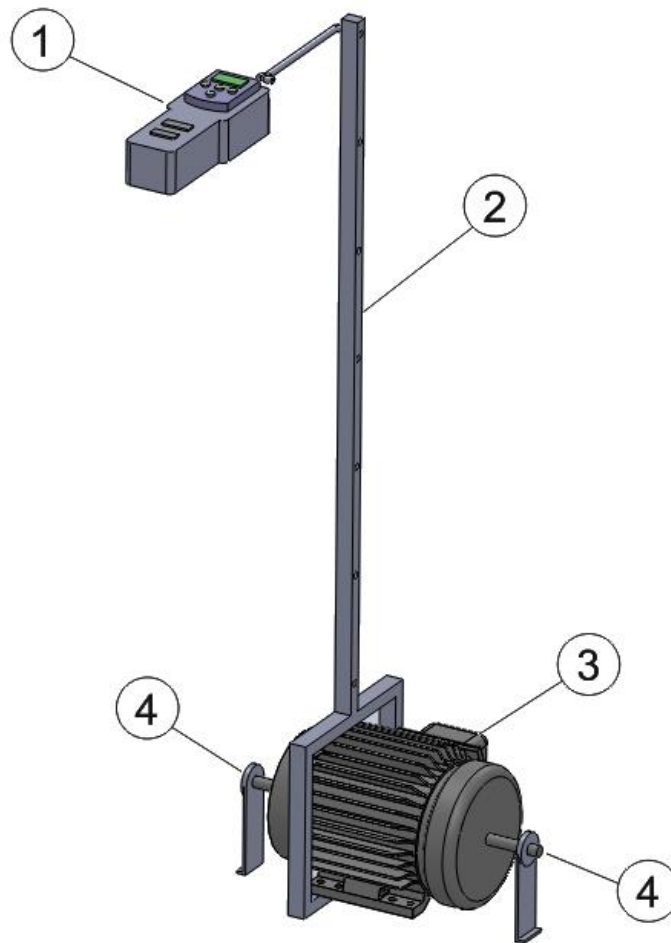


Figura 3.25 - Esboço do sistema de medida da potência consumida pela bomba.

1) dinamômetro; 2) braço, do centro do eixo do motor até o dinamômetro; 3) motor;
4) rolamento com mancais, adicionado ao eixo do motor. (Moraes, P., 2012).

Conhecendo-se o braço de alavanca (distância entre o centro do eixo do motor e o ponto através do qual é posicionado o dinamômetro), o número de rotações do mesmo e a força exercida pela alavanca no dinamômetro é possível se determinar a potência utilizada (Moraes; Moraes, 2011), usando-se a Equação 3.1.

$$P = 2.\pi.n.F.d \quad (3.1)$$

Sendo: n a rotação do motor em rps;
 P a potência em W;

F a força medida no dinamômetro em N;
d o braço da alavanca em m.

3.2.2.1 *Transporte de água*

Para a determinação da potência necessária para o bombeamento somente de água através de toda a tubulação do experimento, iniciando-se no tanque de 90 litros, passando pela bomba regenerativa de 1 hp, percorrendo o rotâmetro, o injetor, os 10 metros da tubulação de 1" de PVC transparente, 5 curvas de 90° e findando no tanque de separação de 270 litros, utilizou-se do processo descrito no item anterior e os resultados obtidos foram anotados conforme consta na planilha F.2 do Apêndice F.

Deve-se atentar para o fato de que somente foram transcritos os dados referentes à frequência de 35 Hz, com vazão de 6,5 a 7,0 l/min, conforme será explicado no item 4.2.3 "Core Annular Flow".

3.2.2.2 Transporte de óleo

No caso do óleo, para a determinação da potência necessária, primeiramente foi substituído o injetor por um trecho de tubo de 1" de PVC transparente reto, em razão da pressão exercida pelo óleo ser elevada e fazer com que o mesmo retornasse através deste sujando a tubulação de água, demandando muito trabalho de desmontagem e limpeza do equipamento a cada operação. Feito isto, de maneira análoga à água, utilizou-se o mesmo método e os dados obtidos originaram a planilha F.1 do Apêndice F.

Desta feita para o bombeamento do óleo sozinho, por toda a tubulação do experimento, foram anotadas as condições para 4 frequências do inversor, correspondente a 4 rotações e conseqüentemente 4 vazões diferentes.

3.2.2.3 *Core Annular Flow*

A determinação e comparação da potência necessária para o bombeamento do escoamento bifásico água-óleo, no padrão CAF – *Core Annular Flow*, um dos

objetivos deste estudo realizado em escala de bancada, foi realizado utilizando-se da menor razão água/óleo que possibilitasse a visualização destes padrões através das paredes da tubulação, tanto horizontal como vertical, sem o auxílio de quaisquer instrumentos ópticos.

Empiricamente foram realizadas várias tentativas iniciadas a partir do preenchimento de toda a tubulação com água com baixas vazões a partir de 6,5 l/min, para então iniciar-se o bombeamento do óleo com vazões iniciais de 9,93 l/min até alcançar 30,34 l/min. Os dados obtidos constam da planilha do Apêndice E.

Para diversas condições de vazões de água e de óleo os dados de pressão de descarga da bomba de óleo, rotação das bombas de água e óleo, vazão de água (rotâmetro) e padrões formados foram registradas em fotos no Apêndice J.

3.2.3 Perda de Carga

Para a avaliação comparativa da perda de carga linear do sistema, foram utilizados dois pontos de tomadas de pressão a jusante do injetor, distanciados de um metro. Primeiramente empregou-se um piezômetro com água pressurizada, para a obtenção da perda de carga na tubulação, utilizando-se água como fluido, bombeada através do injetor. A diferença encontrada entre as colunas do piezômetro, foi devidamente anotada. Em seguida o experimento foi repetido porém com o incremento da bomba de óleo de modo a obter a formação de padrão CAF em duas razões de vazões água/óleo distintas. De maneira análoga ao anterior os resultados foram igualmente planilhados.

Finalmente, em razão de que caso tivesse ocorrido em ordem inversa, teria havido a necessidade de completa limpeza de toda a tubulação, foi realizado o teste somente com a utilização do óleo. Neste caso porém, devido à viscosidade do óleo ser muito maior que a da água e a pressão na descarga da bomba ($1,7 \text{ Kg/cm}^2$) ser quase 9 vezes superior à mesma necessária ao bombeio no padrão CAF ($0,2 \text{ kg/cm}^2$), utilizaram-se de dois manômetros digitais no lugar do piezômetro e foram anotadas as pressões diferenciais (ΔP) para quatro condições de vazões (frequências) diferentes.

3.2.4 Limpeza

Após a realização de algumas passagens de óleo pela tubulação do experimento, a mesma ficava sempre impregnada de óleo nas paredes, dificultando a visualização através desta e interferindo nos resultados de observações futuras. Para a remoção desta película residual de óleo, optou-se pela confecção de bucha de espuma de polietileno de baixa densidade com o mesmo diâmetro interno da tubulação e também com espuma de poliuretano com diâmetro de 2", ambas com cerca de 150 mm de comprimento, que foram inseridas no sistema, através de união localizada a jusante do injetor e impulsionadas pela água, até saírem na cesta pré-separadora. A operação foi repetida por várias vezes, até que a tubulação se apresentasse livre de resíduos de óleo, quando então era bombeada somente água pelo circuito para completar a limpeza.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CALIBRAÇÕES

4.1.1 Rotações dos Motores

Com os resultados dos dados preliminares obtidos, traçaram-se gráficos nos quais pode-se determinar a rotação dos rotores das bombas para quaisquer frequências dos inversores (Figura 4.1).

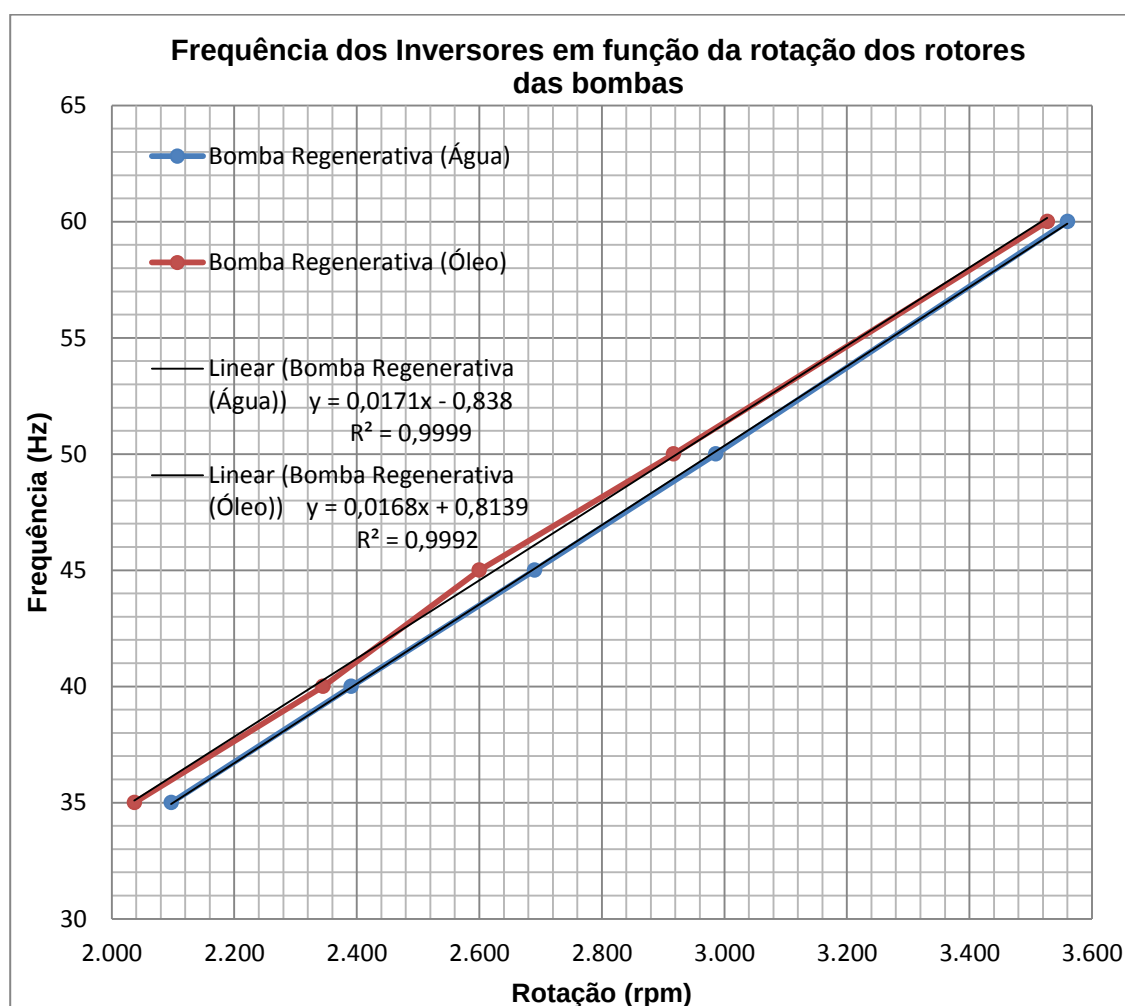


Figura 4.1 – Gráfico da Frequência em função da RPM

4.1.2 Curvas das Bombas

Ainda com base nos dados obtidos, constantes nas planilhas dos Apêndices B e C, foram traçadas as curvas características de cada uma das bombas do experimento, conforme Figura 4.2, referente à bomba regenerativa (água) e Figura 4.3, referente à bomba regenerativa (óleo). Em ambos os gráficos foram plotadas as curvas ajustadas por polinômios de 2º.grau, junto a cada uma das rotações.

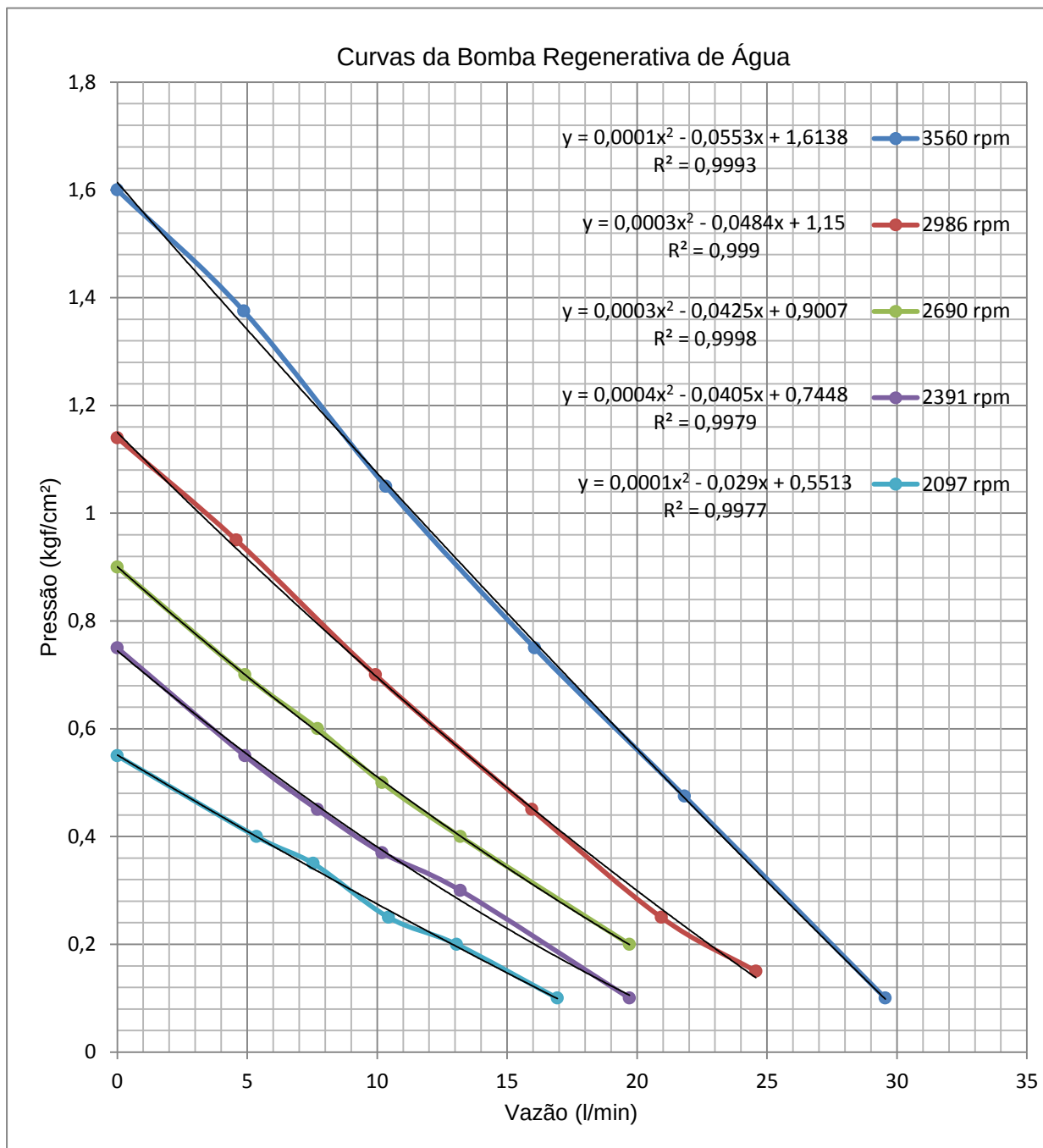


Figura 4.2 – Gráfico das curvas da bomba regenerativa (água).

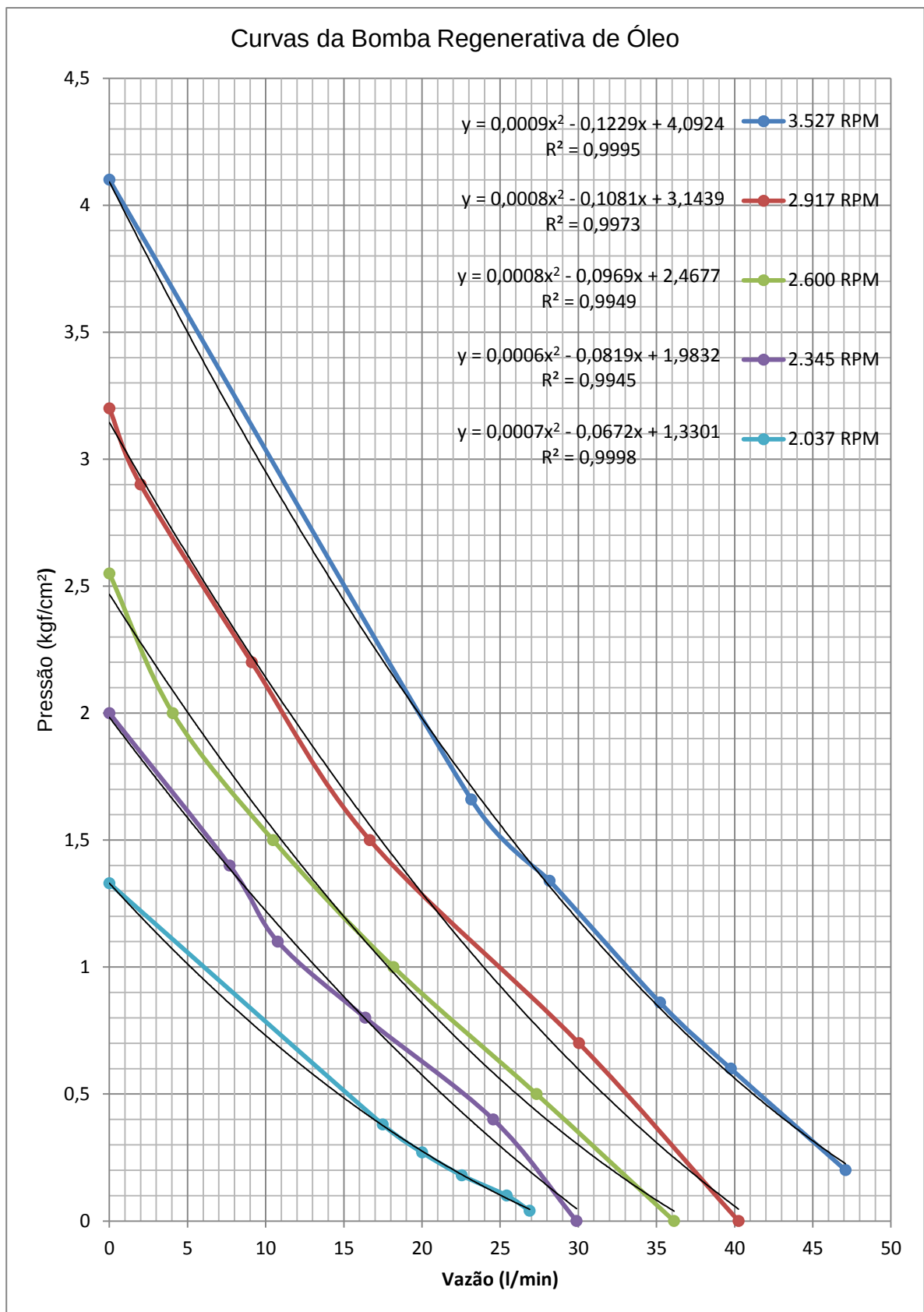


Figura 4.3 – Gráfico das curvas da bomba regenerativa (óleo), ensaio realizado com água.

4.1.3 Rotâmetro

Com o objetivo de comparar e aferir as vazões indicadas no rotâmetro com as obtidas através das medições realizadas, foi traçado o gráfico da Figura 4.4.

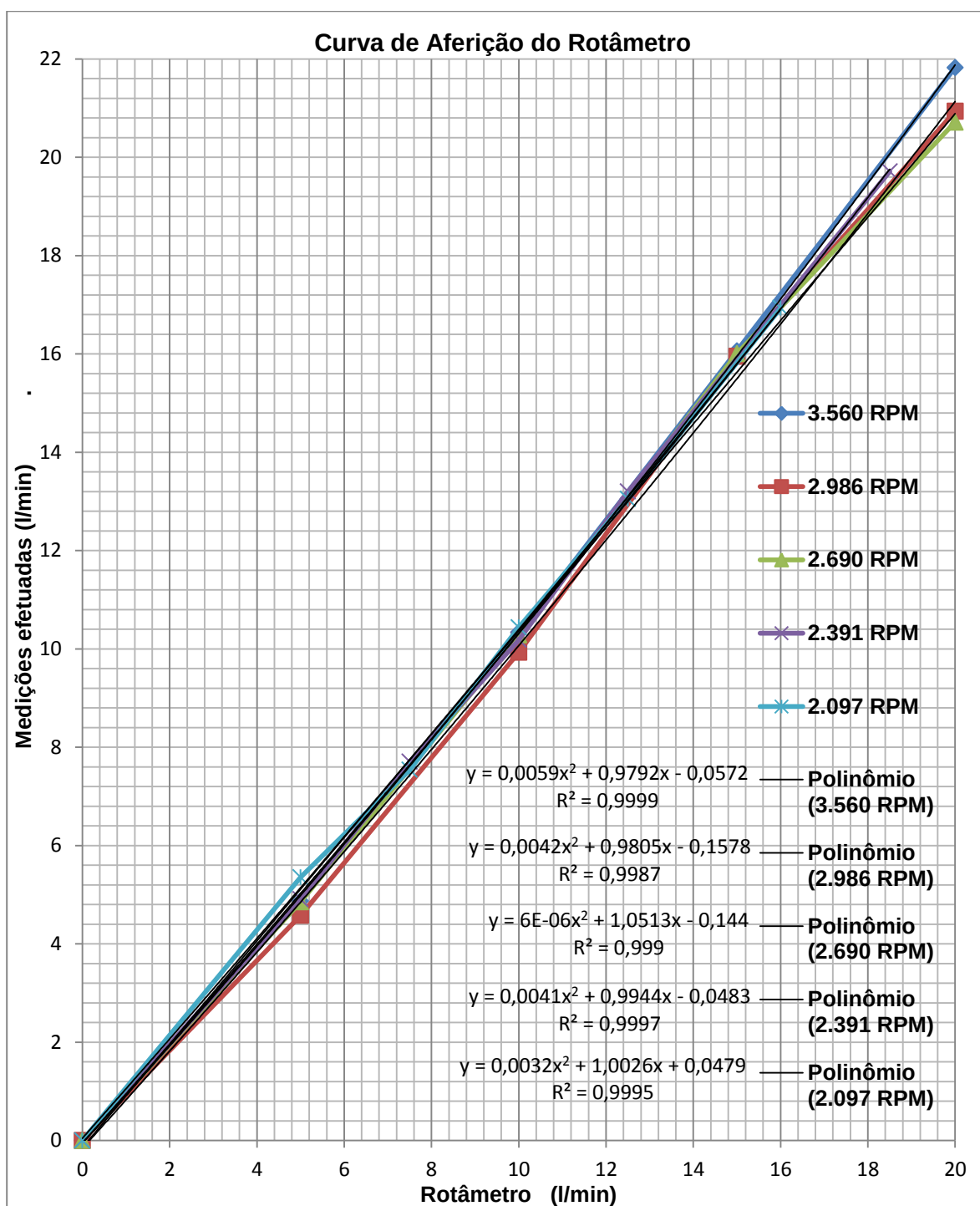


Figura 4.4 – Curva de aferição do rotâmetro.

4.1.4 Placa de Orifício

Semelhante à aferição do rotâmetro, os dados da planilha do Apêndice C serviram para a determinação da vazão da bomba regenerativa, usando-se a técnica de placa de orifício, calculada pela Equação 4.1.

$$Q = 0,012516. CE\beta^2. Fa. D^2. \frac{\sqrt{\Delta P. \rho_p}}{\rho_L} \quad (4.1)$$

Em que: Q é a vazão máxima em m³/h;
 $CE\beta^2$ é o coeficiente de vazão, adimensional;
 D é o diâmetro interno da tubulação em mm;
 Fa é o coeficiente de dilatação térmica do material da placa, adimensional;
 ΔP é a pressão diferencial produzida pela placa em mm de H₂O;
 ρ_p é a massa específica do fluido à temperatura de operação em kg/m³;
 ρ_L é a massa específica do fluido à temperatura de leitura (base 15°C), em kg/m³.

Os valores empregados foram::

D de 27,20 mm;
 d de 15,15 mm (diâmetro do orifício da placa);
 $CE\beta^2$ de 0,197101 (obtido por interpolação Anexo D);
 Fa de 1,0;
 ρ_p de 996,55 kg/m³, conforme Apêndice A;
 ρ_L de 1.000,00 kg/m³.

A Figura 4.5 foi construída com base nestes dados obtidos e calculados.

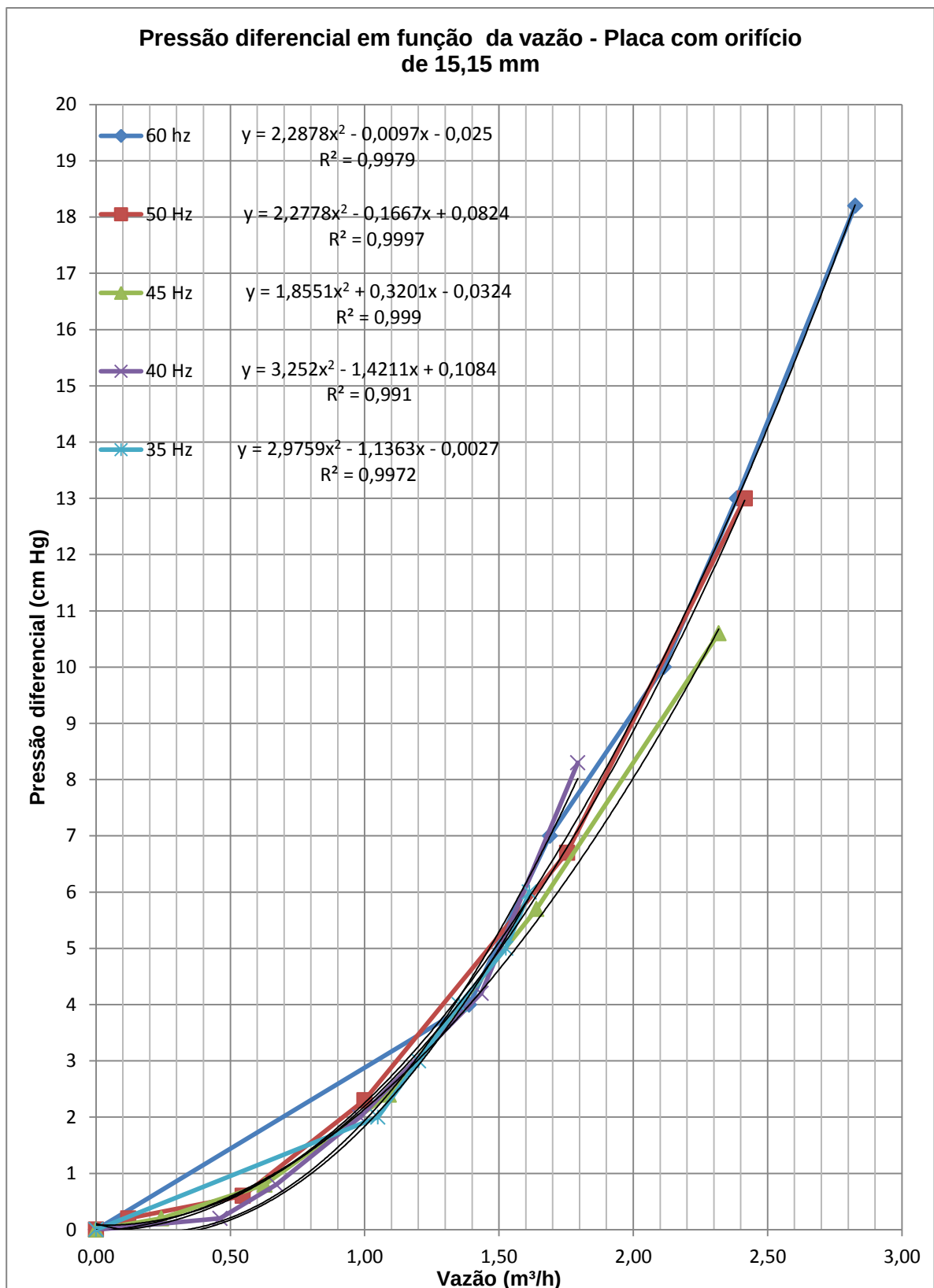


Figura 4.5 – Curva da Vazão calculada na placa de orifício em função da Pressão diferencial.

4.2 OPERAÇÃO

4.2.1 Água

O circuito da água manteve-se inalterado em todo o experimento e mesmo havendo a possibilidade de vazões superiores às utilizadas, foi fixada no inversor a mesma frequência de 35 Hz, o que resultou numa vazão de operação em regime CAF de cerca de 0,39 a 0,42 m³/h, de 6,5 a 7,0 litros por minuto (l/min).

A pressão de operação na descarga desta bomba, para o circuito em questão, não excedeu a 0,12 kgf/cm² em nenhum momento, quando operando somente com água. Foram coletados os dados referentes à potência necessária para o bombeamento de água por toda a tubulação, resultando conforme dados da planilha F.2 do Apêndice F, em 1.210,18 W para a frequência de 35 Hz utilizada em CAF. A perda de carga por metro do sistema, utilizando-se somente água, registrou 22 mm de coluna de água, ou seja, o equivalente a 0,0022 kgf/cm² conforme Tabela I.2 do Apêndice I.

4.2.2 Óleo

Os testes realizados somente com o óleo demandaram a substituição do injetor por um trecho de tubo reto, de modo a evitar o retorno de óleo pela tubulação de água do injetor, ocasionando além de sujeira no mesmo, o “entupimento” dos tubos que alimentam de água o injetor chegando mesmo a “sujar” o rotâmetro, necessitando sua desmontagem para limpeza.

Feito este procedimento pode-se realizar os testes para determinação da perda de carga linear, utilizando-se somente óleo e também o cálculo da potência necessária para o bombeamento de óleo por toda a tubulação. Os resultados obtidos para perda de carga linear e potência necessária constam das Planilhas I.1 do Apêndice I e F.1 do Apêndice F.

4.2.3 “Core Annular Flow”

Baseado no objetivo de utilização da menor razão água/óleo possível de ser visualizada sem a utilização de recursos óticos auxiliares, estabeleceu-se como vazão mínima de água a correspondente à frequência de 35 Hz no inversor do motor de 1 hp da bomba regenerativa de água, o que resultou em vazões entre 6,5 e 7 l/min (Tabela

4.2), dependendo da vazão de óleo. Iniciou-se então o experimento preenchendo-se todo o circuito com água, exceto a montante do injetor, cujas válvulas de mantiveram fechadas. Acionou-se o motor de 2 hp da bomba regenerativa do óleo, regulou-se o respectivo inversor em 40 Hz, e após aguardar alguns segundos para que se estabilizasse a rotação do motor, foi aberta totalmente a válvula, permitindo que o óleo fluísse através do injetor por “dentro” da água.

Os dados determinantes da formação deste padrão foram anotados na Tabela 4.2 além de fotografados conforme Apêndice J. Em seguida, sem que houvesse interrupção no procedimento, foi alterada a frequência do inversor do motor da bomba regenerativa de óleo para 45 Hz e os dados também coletados. De maneira análoga repetiu-se para 50 e 60 Hz.

Embora no Apêndice J estejam impressas fotos com o inversor da bomba de óleo na posição de 35 Hz, os padrões obtidos na ocasião não foram suficientes para serem considerados em conformidade aos padrões aceitáveis para o experimento. Somente a partir de 40 Hz, o padrão CAF pode ser visualizado em toda a extensão do sistema.

Tabela 4.2 – Dados obtidos na formação do padrão CAF.

Frequência (Hz)		Pressão Descarga Bomba Óleo	Vazão Água Rotâmetro		Vazão Água Aferida		Vazão Óleo Calculada	
Óleo	Água	kgf/cm ²	l/min	m ³ /h	l/min	m ³ /h	l/min	m ³ /h
40	35	0,59	6,50	0,39	6,70	0,402	9,93	0,596
45	35	0,60	7,00	0,42	7,22	0,433	10,45	0,627
50	35	0,60	7,00	0,42	7,22	0,433	13,65	0,819
60	35	0,30	6,50	0,39	6,70	0,402	30,34	1,820

4.2.4 Potência

Baseado nos dados obtidos nos experimentos foi elaborado um quadro comparativo Figura 4.6, das potências necessárias ao bombeamento do óleo sozinho em relação às potências somadas das bombas de água e óleo, conforme

demonstrado na Figura 4.6, operando em regime CAF e cujos dados estão relacionados nas planilhas dos Apêndices F e G.

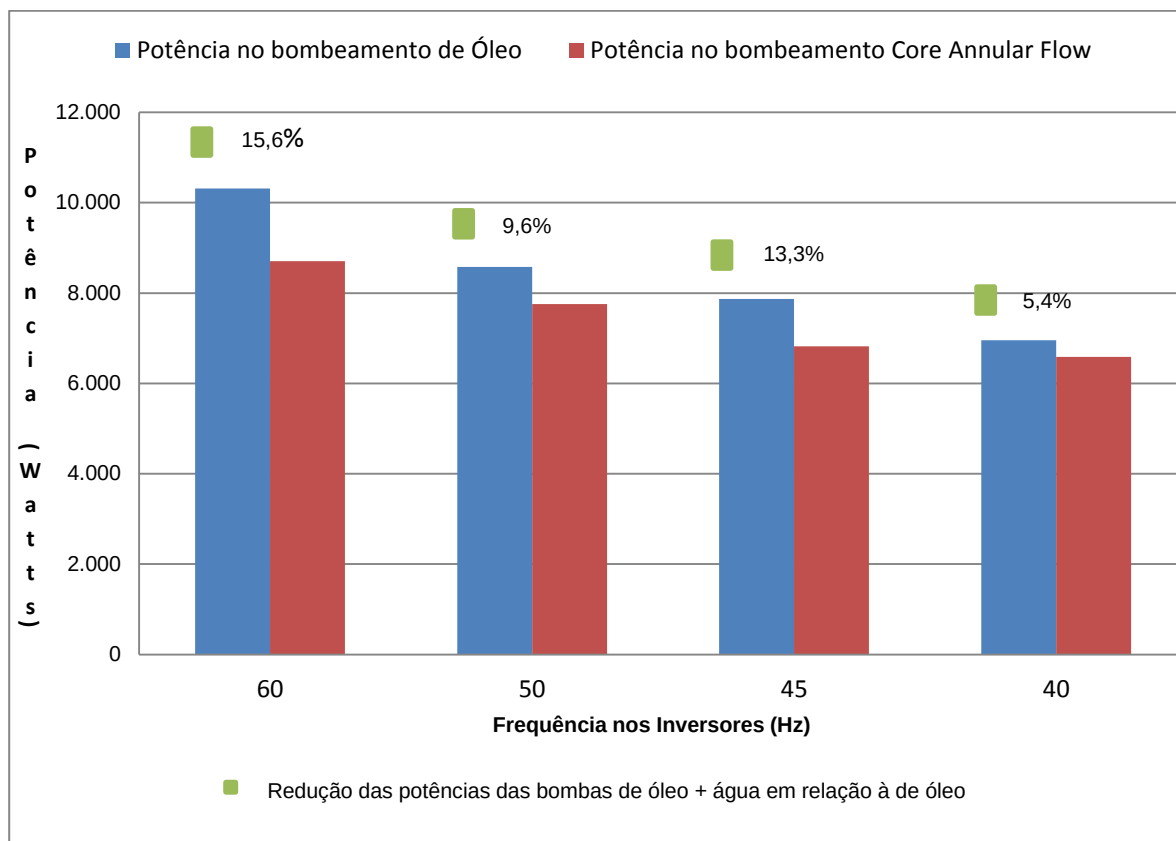


Figura 4.6 – Comparativo da potência necessária para o bombeamento de óleo em relação ao CAF.

4.2.5 Perda de Carga

Os resultados obtidos com as medições efetuadas para a obtenção das perdas de carga linear na tubulação do experimento, para as diversas condições empregadas, foram relacionados na Tabela 4.3

Tabela 4.3 – Dados referentes à perda de carga no sistema.

	Pressão ($\Delta P/m$)		Inversor	Vazão		Instrumento utilizado
	mca	kgf/cm ²		l/min	m ³ /h	
Água	0,022	0,0022	60	6,70	0,402	Piezômetro com água pressurizada
	0,80	0,08	40	9,93	0,596	Manômetros digitais
	0,90	0,09	45	10,45	0,627	Manômetros digitais
Óleo	1,00	0,10	50	13,65	0,819	Manômetros digitais
	1,20	0,12	60	30,34	1,820	Manômetros digitais
CAF	0,035	0,0035	50/35	20,87	2,252	Piezômetro com água pressurizada
	0,050	0,0050	60/35	37,04	2,222	Piezômetro com água pressurizada

5. CONCLUSÃO E SUGESTÕES

4.3 CONCLUSÃO

Após vários experimentos realizados, chegou-se à conclusão que quaisquer quantidades de água adicionadas ao óleo são suficientes para melhorar a condição de fluidez através da tubulação, porém as condições de formação de padrão CAF começaram a se formar a partir de vazão aferida de água, obtida através do polinômio encontrado na curva do rotâmetro (Figura 4.4) e calculada conforme demonstrado na planilha da Tabela E.1 do Apêndice E, de $0,402 \text{ m}^3/\text{h}$ ($6,70 \text{ l/min}$) com o respectivo inversor fixado em 35 Hz e o de óleo com vazão de $0,596 \text{ m}^3/\text{h}$ ($9,93 \text{ l/min}$) em 40 Hz. Nesta condições, no trecho horizontal a jusante do injetor, a película de água superior é muito fina, ficando mais nítida a formação padrão CAF no trecho ascendente. A partir do aumento de vazão do óleo, os padrões CAF passam a ficar mais definidos nos trechos horizontais, culminando com a vazão total da bomba regenerativa de óleo de $1,82 \text{ m}^3/\text{h}$ ($30,34 \text{ l/min}$) com o inversor na posição 60 Hz, necessitando que se utilizasse somente a água com o inversor na posição de 35 Hz, produzindo uma vazão de água constante de $0,402 \text{ m}^3/\text{h}$ ($6,70 \text{ l/min}$).

Desta maneira, a relação entre os volumes bombeados aferidos obtidos no experimento, em padrão CAF, resultou para a condição de menor quantidade de água utilizada, em 4,5:1 (Apêndice E) considerando-se a proporção óleo/água.

Muito embora a redução obtida, de 1,16 vezes na potência do motor (Apêndice G e H) necessária para o bombeamento do escoamento bifásico em relação ao óleo sozinho (para a mesma vazão), justificasse por si só a continuidade dos estudos, o experimento demanda que sejam considerados os efeitos devido aos materiais da tubulação, do comprimento, do diâmetro da mesma e mesmo do tipo das bombas empregadas, visto que no caso estudado estes fatores terem tido pouca influência no resultado obtido.

A relação entre a perda de carga com óleo na vazão de $1,82 \text{ m}^3/\text{h}$ ($30,34 \text{ l/min}$) e a perda de carga no sistema CAF, na mesma vazão de óleo foi de 1,2 mca (metros de coluna de água) para 0,05 mca, indicando uma redução desta importante variável em 24 vezes, conforme demonstrado no Apêndice I.

4.4 SUGESTÕES

Baseando-se nas diversas observações durante o período em que foram realizados os experimentos, objetivando melhorias que podem ser implementadas, sugere-se:

- a) Ampliar o comprimento total da tubulação em no mínimo 5 vezes;
- b) Aumentar o diâmetro da tubulação para 2" ou maior;
- c) Modificar as entradas de água do injetor, passando a ser inclinadas no sentido favorável ao fluxo;
- d) Instalar válvulas de retenção junto às linhas de água do injetor, visando impedir o refluxo de óleo;
- e) Prever entrada para "Pig" de limpeza sem que se tenha que desmontar a tubulação;
- f) Conectar um dreno no fundo do tanque de óleo, facilitando a remoção de eventuais resíduos de água(se possível num fundo cônico);
- g) Substituir a tubulação de PVC transparente por aço carbono, com apenas alguns pequenos trechos de PVC transparente para visualização;
- h) Utilizar bombas de engrenagens (deslocamento positivo) e centrífugas tanto para água como para óleo em paralelo, para efeito comparativo;
- i) Empregar trechos inclinados além de verticais e horizontais, com visores em cada um destes trechos;
- j) Automatizar as válvulas de controle de vazão de óleo e de água;
- k) Estudar a implementação de métodos de separação água/óleo mais eficientes;
- l) Verificar o emprego de filtros retentores de água na sucção da bomba de óleo e de filtros retentores de óleo na sucção da bomba de água;
- m) Trabalhar com equipamentos de medição mais sensíveis (vazão, perda de carga e potência);
- n) Controlar a temperatura e a viscosidade do óleo durante o experimento;
- o) Analisar a emulsão óleo/água durante o experimento e a água residual do processo se o sistema não operar com reciclo.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BANNWART, A., ***Bubble analogy and stabilization of core-annular flow***. Journal of Energy Resources Technology, ASME, Vol. 123, pp 127-132, 2001.

BANNWART, A., RODRIGUEZ, O. e CARVALHO, C., ***Flow patterns in heavy crude oil-water flow***. Journal of Energy Resources Technology, ASME, Vol. 126, pp.184-189, 2004.

BENSAKHRIA, A., PEYSSON, Y., ANTONINI, G., ***Experimental study of the pipeline lubrication for heavy oil transport***. Oil and Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59, pp. 523-533, 2004.

BIAZUSSI, J., ***Desenvolvimento de uma técnica de medida de vazão de óleo em escoamento bifásico do tipo Core-Flow***. Campinas, SP: Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP, 2010. 114 p. Dissertação (Mestrado).

ÇENGEL, Y., CIMBALA, J., ***Mecânica dos fluidos: fundamentos e aplicações***. São Paulo, Mc Graw-Hill, 2007.

CALVERT, S., WILLIAMS, B., ***Upward cocurrent annular flow of air and water in smooth tubes***. AIChE Journal, 1955.

DELMÉE, G.J., ***Manual de medição de vazão***. São Paulo, Editora Edgard Blucher Ltda., 1982.

GHOSH, S., MANDAL, T., DAS, G. et al, **Review of oil water core annular flow**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 13, pp. 1957-1965, 2009.

ISAACS, J. , SPEED, J. **Method of piping fluids**. US Patent 759374, 1904.

JOSEPH, R., CHEN, K., RENARDY, Y., **Core-Annular flows**. Annu. Rev. Fluid Mechanics, Vol. 29, pp 65-90, 1997.

KIEL, O.M.,. **US Patent** 3.378.047,1968.

LAMB, M.J., SIMPSON, W.C., **World Petroleum Congress 6th**. Frankfut/Main, 1973.

MACINTYRE, A., **Bombas e instalações de bombeamento**. 2ª.Ed. -Rio de Janeiro, LTC, 2010.

MORAES JR., D., MORAES, M.S., **Laboratório de Operações Unitárias I** - Santos, Ed. Autores, 2011.

OBREGÓN, R., **Hidrodinâmica do escoamento bifásico óleo pesado-água em um tubo horizontal**. Campinas, SP: Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP, 2001. 114 p. Dissertação (Mestrado).

OLIMANS, R., OOMS, G., **Core-Annular flow of oil and water through a pipeline**. Multiphase Science and Technology, Vol. 2, pp 427-479, 1986.

PRADA, J., BANNWART, A., ***Modeling of vertical core-annular flows and application to heavy oil production.*** Journal of Energy Resources Technology, ASME, Vol. 123, pp. 194-199, 2001.

STRAZZA, D., GRASSI, B. e DEMORI, M., ***Core-annular flow in horizontal and slightly inclined pipes: existence, pressure drops, and hold-up.*** Chemical Engineering Science, Vol. 66, pp, 2853-2863, 2011.

ANEXO A – Patente US 759.374

No. 759,374.

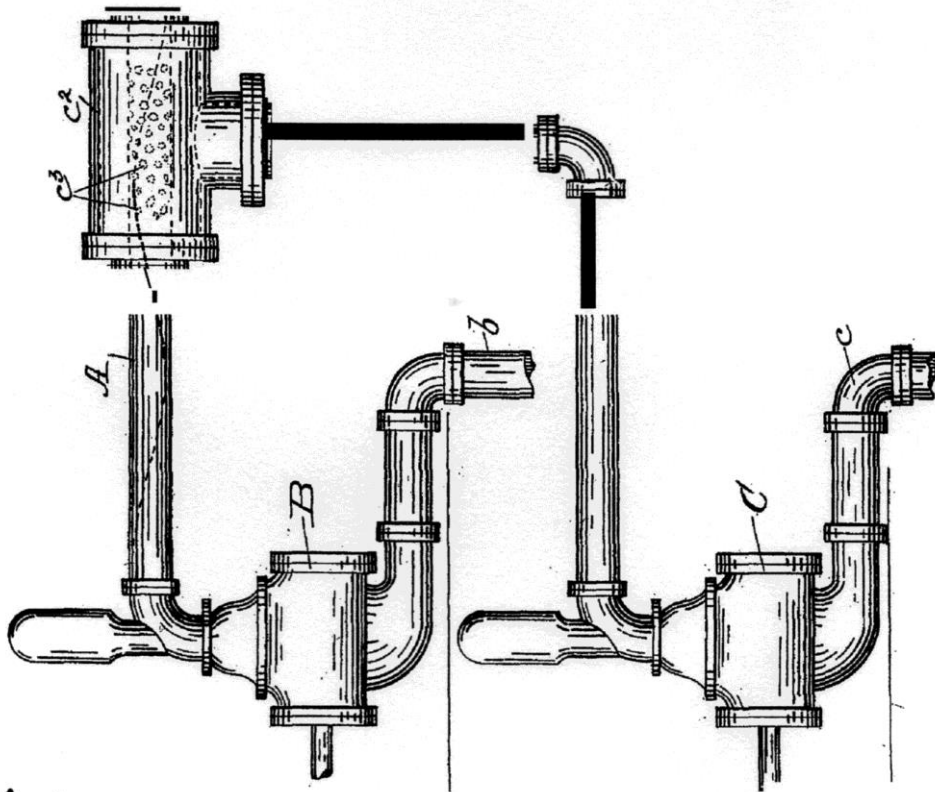
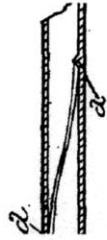
PATENTED MAY 10, 1904.

J. D. ISAACS & J. B. SPEED.

METHOD OF PIPING FLUIDS.

APPLICATION FILED JAN. 11, 1904.

NO MODEL.



Witnesses.
D. B. Richards
Chas. E. Kane.

.Jt\\\

}-1 ""L'caau

;; Ab(U..61: d

-¥/J

h'-'U1',

ANEXO A – Patente US 759.374 (continuação).

No. 759,374.

Patented May 10, 1904.

UNITED STATES PATENT OFFICE

JOHN DOVE ISAACS, OF OAKLAND, AND JAMES BUCKNER SPEED, OF
BERKELEY, CALIFORNIA.

METHOD OF PIPING FLUIDS.

SPECIFICATION forming part of Letters Patent No. 759,374, dated May 10, 1904.

Application filed January 11, 1904. Serial No. 188,484. (No specimens.)

To all whom it may concern.

Be it known that we, JOHN DOVE ISAACS, residing at Oakland; and JAMES BUCKNER SPEED, residing at Berkeley, Alameda county, State of California, citizens of the United States, have invented an Improvement in Methods of Piping Fluids; and we hereby declare the following to be a full, clear, and exact description of the same.

Our invention relates to the conveyance of fluids through pipes, and while said invention is applicable to the piping of any fluid in which the reduction of friction is desirable it is especially intended for the piping of oil. The object of our invention is to reduce the friction of the moving fluid against the pipe-walls, which object is attained by the intervention between the fluid being conveyed and the pipe-walls of an envelop composed of a second fluid, between which second fluid and the pipe-walls the friction is less than that between said first fluid and the pipe-walls, or between which second fluid and the first fluid the friction is less than that between the said first fluid and the pipe-walls.

To reach this end, our invention consists in delivering to the pipe the fluid to be conveyed, together with a fluid of greater specific gravity, and in causing said fluids to advance through the pipe with a helical motion about the axis of the fluid content, whereby the denser fluid is caused to separate from the lighter and to incase it, thus reducing the frictional resistance to the flow of said lighter fluid.

In the accompanying drawing (the figure in which is an elevation of assembled parts, the pipe being partly in section) we show one form of an apparatus in which our method or improvement may be carried out, though it is to be understood that we do not confine ourselves to such apparatus, it being merely an illustration sufficient to make our improvement clear.

In the drawing, A represents a pipe-line through which the fluid desired to be conveyed is caused to flow. The flow may be occasioned by any suitable means—as, for example, the pump B, which draws said fluid

from a suitable source, so that the said first fluid is delivered to the pipe-line A a second fluid, which must be of greater specific gravity than the first fluid. The delivery may be effected at any suitable point and in any suitable manner. For example, it may be delivered with the first fluid to the pipe-line, or the first fluid may be introduced to the second in the pipe-line, or, as here indicated, the second fluid may be delivered to the first in the pipe-line, as by means of the pump C, with its suction *c*, delivery-pipe *c'*, encircling sleeve *c''*, and holes (in the pipe-line A). Now, as will be seen from the sectional part of the pipe-line A, the interior of said pipe is formed or provided with obstructions *a*, disposed in a helical course. These obstructions may be of any suitable nature—such as grooves, ribs, flanges, or other barriers—and they may be continuous or broken into separate parts, provided their disposition be in a helical course; and said obstructions are intended simply to illustrate and to stand for one form or means of effecting a helical motion of the fluid content as it advances through the pipe. It will now be seen that as said fluid content flows through the pipe it will have imparted to it a helical motion about its axis, which will have the effect of separating the denser fluid from the lighter, causing the former to form around and incase the latter and to intervene between the lighter fluid and the pipe-walls, thereby reducing the friction which would otherwise exist between said pipe-walls and the lighter fluid. In the application of our method or improvement to the piping of oil it will be readily understood that this advantage will be marked if, as will be the case in practice, the heavier fluid be water. In such case we have found that the proportion of the oil and water is between wide limits immaterial as to the character of the result and bearing only on the degree of the reduction of the friction to pumping; but there must be sufficient velocity of rotation before the envelopment of the lighter by the heavier fluid occurs, which velocity is dependent on the diameter of the pipe and the relative densities of the two fluids.

ANEXO A – Patente US 759.374 (continuação).

759,374

The pumping of gummy or viscous liquids through pipe-lines, notably heavy crude petroleum, which is often found as a fluid of a viscous, gummy, sticky, and ropy nature, presents a proper case for the exercise of our method. These characteristics of this fluid render its pumping through long pipe lines, as now practiced, a very expensive operation, requiring many times as great a pressure to force a given quantity of oil as would be required for pure water. Our process affords a means of delivering the same quantity of oil with pressure about double that required for pumping pure water, and hence far smaller than required for oil under the ordinary methods. By our method, owing to the comparatively slow rotation required to produce the enveloping effect of the water, (it being found that quite a slow or gentle helical construction is sufficient,) the loss of energy expended in producing this rotation is so small in comparison with the loss by friction due to the present method of pumping through pipes as to be of little importance in view of the commercial desirability of such pumping.

Having thus described our invention, what we claim as new, and desire to secure by Letters Patent, is:-

1 The method of piping a fluid which consists in advancing the fluid, together with a second fluid of greater specific gravity, through the pipe, with a helical motion about the axis of the fluid content, sufficient to envelop the lighter fluid with the heavier fluid.

2 The method of piping a fluid which consists in delivering said fluid to the pipe, to

gether with a fluid of greater specific gravity, and in causing the fluid content to advance through the pipe with a helical motion about its axis sufficient to envelop the lighter fluid with the heavier fluid.

3 The method of piping oil which consists in advancing the oil, together with a fluid of greater specific gravity, through the pipe, with a helical motion about the axis of the fluid content sufficient to envelop the lighter fluid with the heavier fluid.

4 The method of piping oil which consists in delivering the oil to the pipe, together with a fluid of greater specific gravity, and in causing the fluid content to advance through the pipe, with a helical motion about its axis sufficient to envelop the lighter fluid with the heavier fluid.

5 The method of piping oil which consists in advancing the oil, together with water, through the pipe, with a helical motion about the axis of the fluid content sufficient to envelop the lighter fluid with the heavier fluid.

6 The method of piping oil which consists in delivering the oil to the pipe, together with water, and in causing the fluid content to advance through the pipe with a helical motion about its axis sufficient to envelop the lighter fluid with the heavier fluid.

In witness whereof we have hereunto set our hands.

JOHN DOVE ISAACS.
JAMES BUCKNER SPEED.

Witnesses:

WALTER F VANE,
D. B. RICHARDS.

ANEXO B – Patente US 3.378.074

April 16, 1968

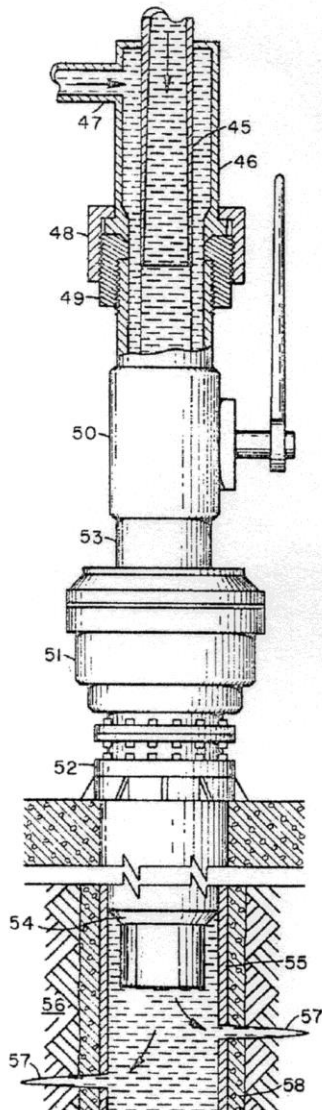
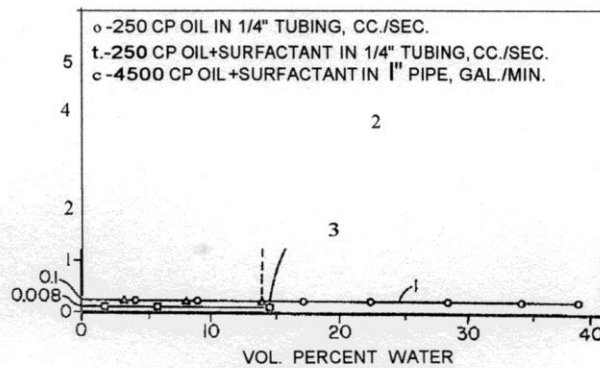
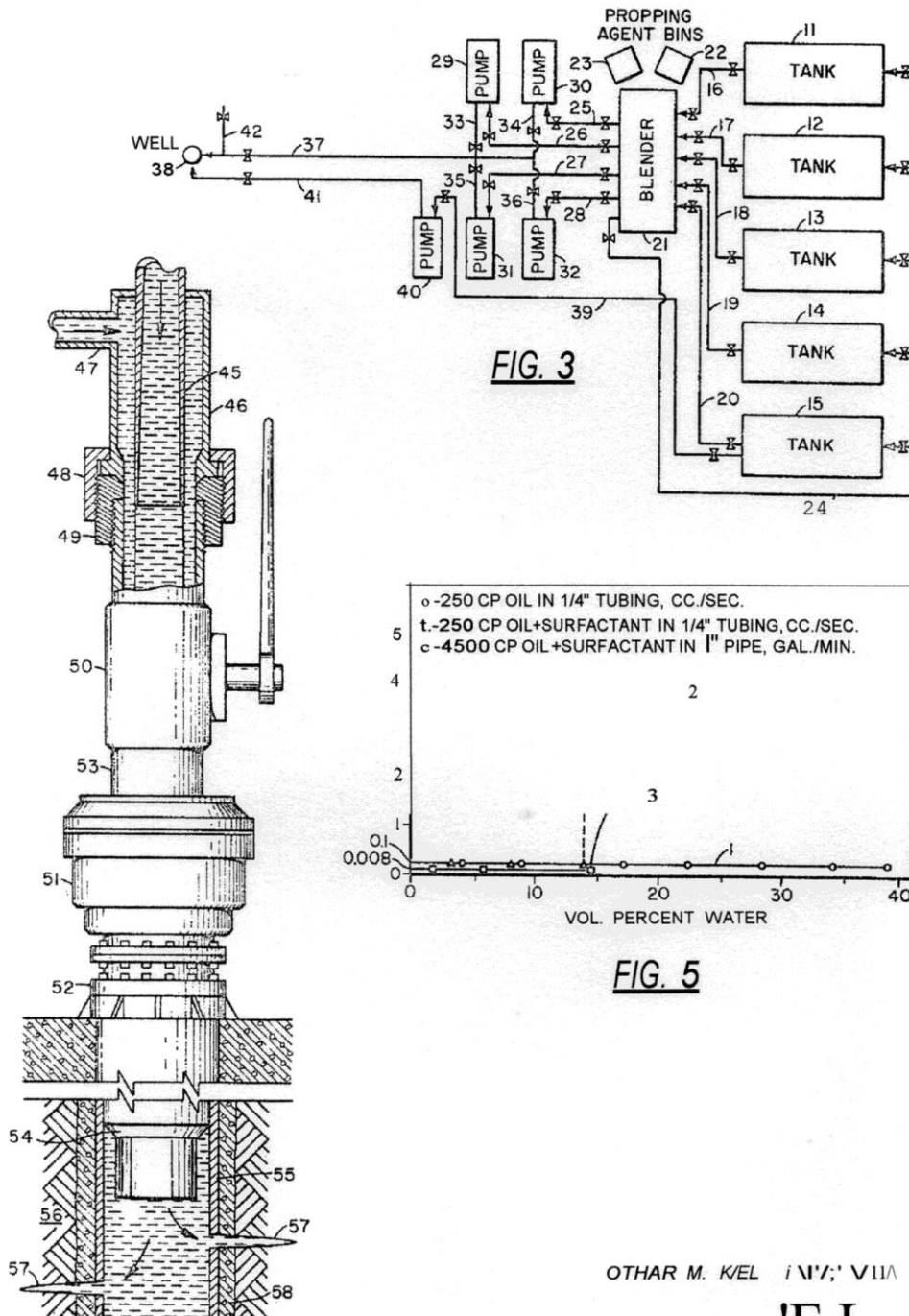
O. M. KIEL

3,378,074

METHOD FOR FRACTURING SUBTERRANEAN FORMATIONS

Filed May 25, 1967

2 Sheets-Sheet 2



OT HAR M. KIEL / N.Y.; V 111A

11\

E.L.

ATTORNEY

ANEXO B – Patente US 3.378.074 (continuação)

April 16, 1968

O. M. KIEL

3,378,074

METHOD FOR FRACTURING SUBTERRANEAN FORMATIONS

Filed May 25, 1967

2 Sheets-Sheet

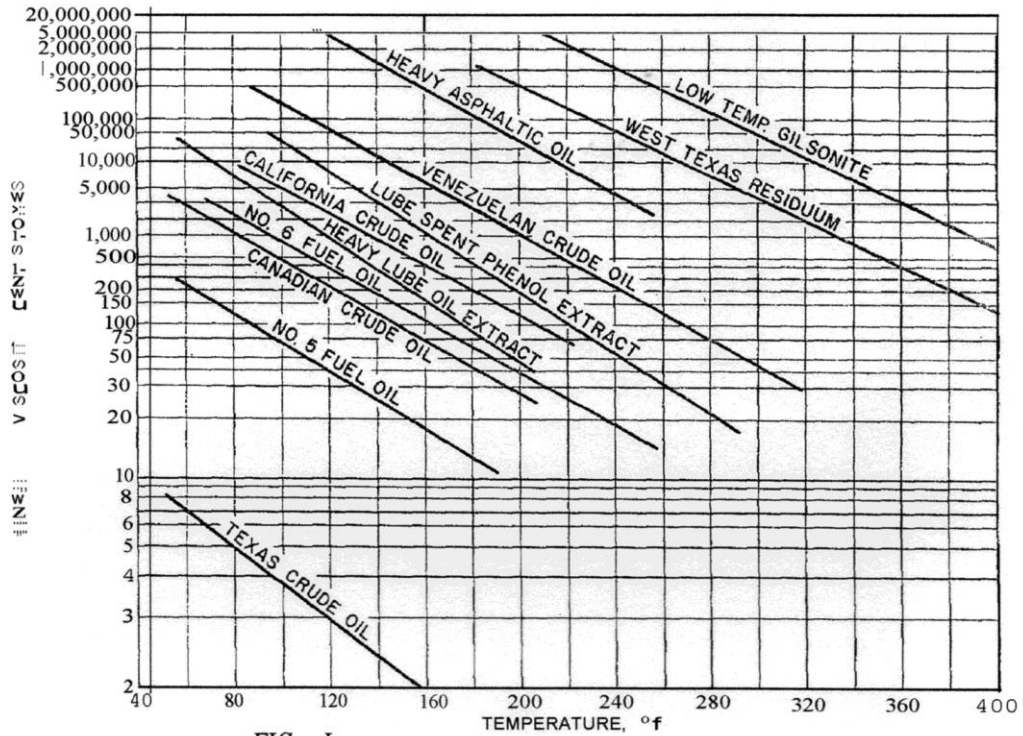


FIG. 1

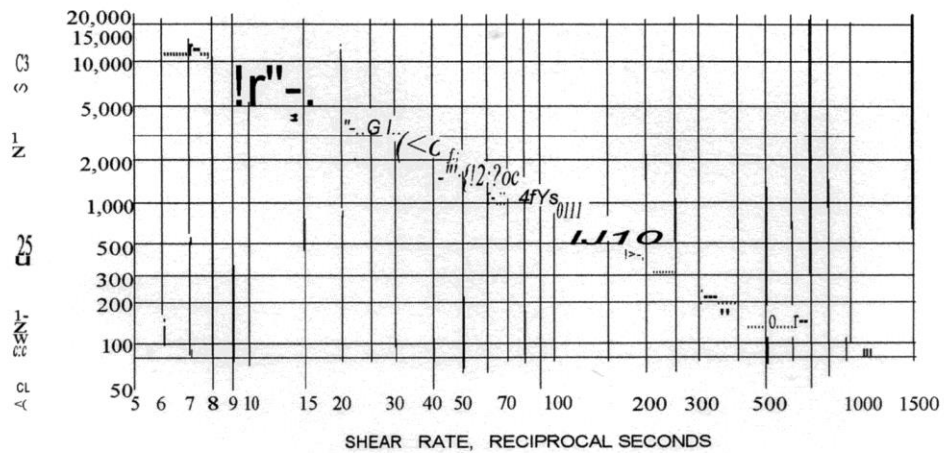


FIG. 2

INVENTOR.
OTHAR M. KIEL

BY

'7;

ATTORNEY

United States Patent Office

3,378,074

Patented Apr. 16, 1968

1

3,378,074

METHOD FOR FRACTURING SUBTERRANEAN FORMATIONS

Otbar M. Kiel, Houston, Tex., assignor to Esso Production Research Company, a corporation of Delaware
Continuation-in-part of applications Ser. 110. 421,578, Dec. 28, 1964, and Ser. No. 551,781, May 20, 1966.
This application May 25, 1967, Ser. No. 641,275
33 Claims. (Cl. 166-42)

ABSTRACT OF THE DISCLOSURE

A fracturing method wherein a highly viscous fracturing fluid is injected into a fracture through a string of tubing or casing in the presence of sufficient low viscosity liquid to form a film of the low viscosity liquid between the highly viscous fluid and the tubing or casing wall.

This application is a continuation-in-part of Ser. No. 421,578, filed Dec. 28, 1964, and Ser. No. 551,781, filed May 20, 1966, both now abandoned.

Background of the invention

(1) *Field of the invention.*—This invention relates to the hydraulic fracturing of subterranean formations surrounding oil wells, gas wells and similar boreholes.

(2) *Description of the prior art.*—Hydraulic fracturing has been widely used for stimulating the production of crude oil and natural gas from wells completed in low permeability reservoirs. The methods employed normally require the injection of a fracturing fluid containing a suspended propping agent into a well at a rate sufficient to open a fracture in the exposed formation. Continued pumping of fluid into the well at a high rate extends the fracture and leads to the buildup of a bed of propping agent particles between the fracture walls. These particles prevent complete closure of the fracture as the fluid subsequently leaks off into the adjacent formation and result in a permeable channel extending from the wellbore into the formation. The conductivity of this channel depends upon the fracture dimensions, the size of the propping agent particles, the particle spacing, and the confining pressures. Studies of conventional fracturing operations indicate that fracture widths seldom exceed about one-fourth inch and that conductivities in excess of about 250,000 millidarcy-inches are rarely obtained. The average width and conductivity are considerably lower than these values.

The fluids used in hydraulic fracturing operations must have filter loss values sufficiently low to permit buildup and maintenance of the required pressures at reasonable injection rates. This normally requires that such fluids either have very high viscosities or contain filter loss control agents which will plug the pores in the formation. Although the use of "low penetrating fluids" with viscosities of 5,000 centipoises or higher at atmospheric temperature has been proposed, much less viscous fluids are generally used. Typical fluids include crude oils and petroleum fractions having viscosities up to about 200 centipoises, gelled hydrocarbons containing aluminum soaps, polymers and similar thickening agents, temporary emulsions designed to break before the well is returned to production, and aqueous solutions containing polymers and other additives. The filter loss values of such fluids are high unless they contain filter loss control agents or other additives which tend to plug the pores in the formation. Many of the materials used as thickeners or gelling agents have this ability. In the absence of such materials, silica flour, lime, talc, guar gum, hydrocarbon resins, or

2

similar agents are normally added to reduce the filter loss values.

The use of fracturing fluids having relatively low viscosities in conjunction with additives which provide the low filter loss values needed avoids excessively high friction losses in the tubing and casing. The wellhead pressures and hydraulic horsepower required to overcome such friction losses may otherwise be prohibitive. The gelled fluids prepared with water, kerosene and similar low viscosity liquids are particularly useful. Such fluids have apparent viscosities high enough to support the propping agent particles without excessive settling and yet shear down in contact with the tubing or casing wall to give low friction losses. The gelling agents also promote laminar flow under conditions where turbulent flow would otherwise take place and hence in some cases the losses may be lower than those obtained with the low viscosity base fluids containing no additives. Certain water-soluble polyacrylamides, oil-soluble polyisobutylene and other polymers which have little effect on viscosity when used in low concentrations can be added to the ungelled fluids to achieve similar benefits.

As a result of the foregoing, the trend in fracturing has been toward the use of fluids which have viscosities sufficient to suspend the propping agent particles without excessive settling but contain filter loss agents designed to provide the required low penetrating properties. The propping agents employed include quartz sand grains, tempered glass beads, rounded walnut shell fragments, aluminum pellets, and similar materials. Such agents are generally used in concentrations between about one and about four pounds per gallon. The permeabilities obtained with these materials are roughly proportional to the square of the particle diameter and hence the use of particles up to about four mesh on the U.S. Sieve Series scale has been suggested. In practice, however, propping agents with particle sizes of 20 to 40 mesh or smaller are generally employed. At normal injection rates in the range between about 10 and about 50 barrels per minute, such particles can generally be suspended satisfactorily in fluids with viscosities from about 10 to about 30 centipoises. Where very high rates are used, the particles are often suspended in water or other fluids of even lower viscosity.

The use of larger propping agent particles to secure higher fracture conductivities has been hampered by difficulties in injecting the larger sized particles. Experience has shown that particles greater than about 20 mesh will frequently bridge across the mouth of the fracture and begin to accumulate in the wellbore. This is referred to as a "screen out." Once such an accumulation commences, the entire operation has to be terminated, even though only a small fraction of the required propping agent has been placed. Because of the frequency with which such difficulties are encountered when the larger particles are used, most operators prefer to employ 20 to 40 mesh or smaller particles.

The productivity improvement obtained as a result of fracturing depends upon the contrast between the conductivity of the fracture and the permeability of the formation. In zones of very low permeability, a narrow fracture with a conductivity well below 250,000 millidarcy-inches may permit a two to three-fold improvement in the fluid production rate. In a more permeable reservoir, on the other hand, such a fracture may result in only a small increase in production or may not be successful at all. Because of the poor response obtained in the more permeable zones, conventional fracturing operations are generally confined to severely damaged wells or wells completed in undamaged formations having permeabilities below about 15 to 20 millidarcies. Most such operations are carried out in wells with permeabilities in the 1 to 10 millidarcy range.

ANEXO B – Patente US 3.378.074 (continuação)

3,37,074

3

The incentives for developing fractures with conductivities sufficient to permit the application of fracturing to high permeability reservoirs are substantial. The low permeability formations in which conventional methods are used generally produce at low rates and hence total production remains low even though an improvement of several-fold is obtained. In reservoirs of higher permeability, the initial production rates are normally much higher and hence a successful fracturing operation may produce a much greater improvement in terms of incremental barrels of oil per day. This is true even though the percentage improvement may be somewhat smaller than in a reservoir of lower permeability. Efforts to extend fracturing operations into undamaged reservoirs with permeabilities substantially in excess of about 15 to 20 millidarcies have in the past been largely unsuccessful.

Summary of the invention

The fracturing method of this invention is carried out by injecting a heavy petroleum fraction, a viscous water-in-oil emulsion or other highly viscous fracturing fluid through a string of tubing or casing into a fracture in the presence of sufficient water or other low viscosity liquid to form a film of the less viscous liquid between the highly viscous fluid stream and the tubing or casing wall. Injection of the high viscosity fluid is continued until a fracture of sufficient width to produce a highly conductive channel has been formed. Particles of a propping agent suspended in the highly viscous liquid or in a fluid used to displace the high viscosity material are carried into the fracture. The injected fluid is then permitted to leak off into the formation until the fracture has closed sufficiently to hold the particles in place. Thereafter, the fluid remaining in the fracture may be produced back into the wellbore. Laboratory work and field tests have shown that this method permits the formation of fractures with substantially higher conductivities than have generally been obtained heretofore, that it results in greater productivity improvements than do conventional methods, and that it makes possible the application of fracturing to wells not readily susceptible to treatment by conventional fracturing methods.

The mechanisms responsible for the improved results obtained are not fully understood. Studies indicate, however, that the less viscous liquid acts as a lubricant for the highly viscous material as it passes through the tubing or casing and thus gives a relatively low pressure drop. As the fluids enter the fracture, low viscosity liquid contacting the formation readily permeates into the reservoir rock. The highly viscous liquid, on the other hand, has a much lower filter loss value and is therefore retained within the fracture. This use of an extremely viscous fluid to extend the fracture away from the wellbore results in a wider fracture than can be obtained with conventional fluids and thus makes possible the use of larger propping agents than have generally been practical heretofore. The combination of greater width and larger propping agent particles gives much higher conductivities than have been obtained in the past. Although other mechanisms may also be involved, the absence of screen-outs with large propping agent particles and the large productivity improvements obtained in formations with permeabilities of several hundred millidarcies indicate that these mechanisms play a dominant role.

Brief description of the drawing

FIGURE 1 in the drawing is a graph showing the viscosity-temperature-relationships for typical heavy oils useful for purposes of the invention; FIGURE 2 depicts the viscosity-shear behavior for a typical gelled fluid; FIGURE 3 is a schematic representation of apparatus which may be utilized in carrying out the invention; FIGURE 4 depicts a wellhead assembly and other equipment useful in conjunction with the apparatus of FIGURE 3; and FIGURE 5 is a graph illustrating the flow

4

behavior of heavy oils useful for purposes of the invention in the presence of free water.

Description of the preferred embodiments

The method of this invention permits the use of fracturing fluids having viscosities considerably higher than those of fluids generally employed in the past. Suitable fluids include heavy crude oils and high boiling petroleum fractions, thickened oils, gelled hydrocarbons, liquid polymers, high viscosity water and oil emulsions prepared from highly viscous crude oils or petroleum fractions, aqueous solutions containing thickening or gelling agents, viscous solutions having dilatant properties, and the like. All of these fluids are not equally effective and hence certain highly viscous fluids are preferred over others. Highly viscous water-in-oil emulsions prepared by adding water or brine to a heavy crude oil or high boiling petroleum fraction in the presence of a suitable surface active agent having a distribution coefficient of about one have been found to be particularly effective for purposes of the invention.

The fracturing fluid viscosities required in carrying out the invention are determined in part by the permeability and porosity of the formation to be fractured, by the filtration pressure of the fluid in the fracture, by the temperature in the fracture, and by the rheological properties of the particular fluid selected. In general, the fluids used will have viscosities at atmospheric temperature between about 100 centipoises and about twenty million centipoises. In wells of moderate depth, fluids with viscosities between about 500 centipoises and about 500,000 centipoises at atmospheric temperature are usually most effective and are preferred. In deeper wells where temperatures may be 300° F. or higher, the heavier fluids with viscosities above about 500,000 centipoises at atmospheric temperature have advantages and will normally be employed.

At formation temperatures, the highly viscous fluids will preferably have viscosities equal to or greater than those defined by the equation

$$\mu_p = 0.087 k r p c$$

where μ_p is the viscosity of the highly viscous fluid at formation temperature in centipoises, k is the permeability of the formation to the highly viscous fluid in millidarcies, ϕ is the porosity of the formation expressed as a decimal fraction, and P_c is the difference between the fluid pressure in the fracture and the formation pressure in pounds per square inch. The fluid pressure within the fracture can be determined by multiplying the fracture gradient in pounds per square inch per foot by the depth in feet and adding the friction drop within the fracture. The fracture gradient is a measure of the pressure required to break down the formation and is normally between about 0.7 and about 0.9 pound per square inch per foot. The friction drop can be approximated by means of the equation

$$P_f = 2.82 \times 10^{-4} \quad \text{=}$$

where P_r is the friction drop in pounds per square inch, Q is the injection rate in barrels of 42 gallon capacity per minute, μ_p is the fluid viscosity in centipoises, L is the fracture length in feet, h is the fracture height in feet, and w is the fracture width in inches. Values for L , h and w can be determined from equations for vertical fractures found in the literature. Newtonian or dilatant fluids are normally preferred because their viscosities are not adversely affected by shear rate. Fluids with viscosities of a hundred centipoises or more at formation temperature are particularly effective but in high temperature wells such viscosities may be difficult to obtain.

The heavy crude oils and petroleum fractions which may be employed for purposes of the invention include high viscosity crude oils, vacuum still residual fractions,

ANEXO B – Patente US 3.378.074 (continuação)

3,378,074

5

heavy lube oil stocks, number 6 fuel oils, low pour point residual heating oils, extract fractions from the phenol extraction of lubricating oils, straight run asphalts, low temperature Gilsonite, and similar hydrocarbon oils having viscosities between about 100 centipoises and about twenty million centipoises at atmospheric temperature. Heavy oils with viscosities of 10,000 centipoises or higher at atmospheric temperature are preferred. The kinematic viscosity-temperature relationships for typical heavy oils which have been found suitable are shown in FIGURE 1 of the drawing. The curve for a typical crude oil of moderate viscosity is shown for comparative purposes. It will be noted that the viscosities decrease rapidly with increasing temperature. This change in viscosity can be reduced somewhat by adding viscosity index improvers or similar materials to certain of the heavy oils. Suitable viscosity index improvers include those composed of methacrylic or polyisobutylene polymers in diluent oils. In some cases the change in viscosity can also be reduced by injecting water, liquid carbon dioxide, liquid nitrogen or a similar material to cool the formation prior to introduction of the heavy oil or other highly viscous fracturing fluid. Oils having viscosities in excess of about 3,000 centipoises at ambient temperature are difficult to handle with conventional pumping equipment and are therefore normally heated prior to use. It is preferred to deliver the extremely viscous materials to the well site in heated tank trucks and hold them at elevated temperature until they are needed. The lubricating oil extracts and similar high viscosity oils substantially free of materials which may tend to come out of solution in the presence of light hydrocarbons are particularly effective for purposes of the invention and are especially useful for fracturing gas wells and water injection wells.

Thickened or gelled oils useful as viscous fracturing fluids in accordance with the invention may be prepared by adding colloidal materials such as asphalt or pitch, high molecular weight oil soluble polymers such as polyisobutylene, and similar materials to crude oils, diesel fuels, fuel oils and similar liquid hydrocarbons. Highly viscous napalm-type gelled hydrocarbon fluids produced by the addition of aluminum soaps or mixed hydroxy aluminum soaps such as mixtures of aluminum laurate and aluminum naphthenate to kerosene or crude oil may also be used. The gelled fluids normally have non-Newtonian characteristics and lose viscosity at increasing shear rates. They are also temperature sensitive. FIGURE 2 in the drawing shows the behavior, at various shear rates, of a typical high viscosity gelled fluid produced by adding aluminum soaps to a light fuel oil. The apparent viscosity of this fluid decreased from an initial value of 17,000 centipoises at a low shear rate to a value of about 90 centipoises at a shear rate of 1020 reciprocal seconds. If gelled fluids are used, the viscosity values should therefore be taken at temperatures and shear rates comparable to those existing in the fracture under the injection conditions to be employed. These shear rates can be approximated by means of the equation

$$\tau = \frac{4V}{3W} \left(\frac{1+2n}{3n} \right)$$

where τ is the shear rate in reciprocal seconds, V is the linear velocity of the fluid in the fracture in feet per second, W is the fracture width in feet, and n is the power law exponent.

High viscosity emulsions suitable for use as viscous fracturing fluids in carrying out the invention may be either water-in-oil or oil-in-water emulsions. Emulsions which have high viscosities under the temperature and shear conditions existing in fractures can be prepared with kerosene, diesel fuel, heated oil, crude oil or a similar hydrocarbon oil and water, brine or an acid solution containing a suitable surface active agent or emulsifier. Surfactants which tend to render the walls of the tubing or casing water-wet are preferred. A variety of different

6

commercially available surface active agents are suitable if employed in the proper concentrations. These include the alkyl esters of sodium sulfosuccinic acid, alkali metal salts of alkylaryl benzene sulfonic acids, soluble salts of alkyl naphthalene sulfonic acids, alkyl ethers of polyalkylene glycols, polyalkylene esters of fatty acids, polyoxyalkylene anhydrosorbitol esters of fatty acids, long chain amine hydrochlorides, alkylene oxide-amine condensation products, alkylene oxide-alkylphenol condensation products, long chain polyamides, long chain dialkyldimethylammonium halides, long chain alcohol hydrogen sulfates, long chain carboxylic acids and the like. Methods for the production of suitable high viscosity emulsions using surface active agents have been described in the literature and will be discussed in greater detail hereafter.

High viscosity aqueous fluids suitable for purposes of the invention include aqueous solutions containing polymeric thickeners or gelling agents. A variety of polymers which can be added to water, brine or acid solutions in concentrations sufficient to produce solutions or gels of high apparent viscosity are available, including synthetic polymers such as the polyacrylamides and sulfonated polyvinylaromatics, natural gums such as guar gum, and bacterially produced polymers such as dextran and the heteropolysaccharides produced by bacteria of the genus Xanthomonas. The bacterially produced polymers and certain synthetic materials such as sulfonated polyvinylstyrene are particularly effective. The aqueous fluids containing thickeners or gelling agents are similar to the gelled hydrocarbons in that they possess non-Newtonian properties and hence the thickeners or gelling agents should be used in concentrations sufficient to obtain the desired viscosities under the temperature and shear conditions existing in the fracture. Filter loss agents, surface active agents, and other additives may be incorporated in any of the highly viscous fluids if desired. Certain of the polymeric additives have polyfunctional characteristics and are particularly useful for improving the high viscosity gelled fluids.

The preferred highly viscous fluids for carrying out the invention are water-in-oil emulsions or suspensions prepared by blending water or brine and a surface active agent into a crude oil, residual petroleum fraction, or refinery stream having a viscosity in excess of about 500 centipoises at atmospheric temperature. Tests have shown that alkali metal salts of diesters of sulfosuccinic acid such as sodium dioctylsulfosuccinate in combination with polyalkyleneoxide ethers of alkyl esters of aliphatic dicarboxylic acids such as polyethyleneoxide ethers of diisooctyl esters of succinic acid, polyoxyethylene glycol ethers of dialkyldicarboxylic acids such as polyoxyethylene glycol ethers of dioctyl maleate, and other surface active agents having distribution coefficients of about one can be used with extremely viscous oils and water or brine to produce viscous water-in-oil emulsions which do not readily change composition in the presence of free water. Such emulsions apparently require the addition of considerable energy before they will take on additional water and therefore tend to reject the free water. This permits the pumping of such emulsions in the presence of a film of free water without loss of their high viscosities and facilitates carrying out of the invention. The composition, preparation and use of such emulsions will be discussed in greater detail hereafter.

The highly viscous fracturing fluids described are employed in conjunction with less viscous fluids which serve to lubricate the highly viscous fluids through the tubing or casing and thus make the improved results obtained with the highly viscous fluids feasible. The less viscous fluids utilized will normally have viscosities below about 10 centipoises at atmospheric temperature, preferably below one centipoise, but in some cases their viscosities may be somewhat higher. Suitable low viscosity liquids include water, aqueous solutions containing salts, surface active agents, and other additives; light crude oils;

ANEXO B – Patente US 3.378.074 (continuação)

3,378,074

7

vegetable oils, kerosene; liquified petroleum gas; naphtha; alcohols; glycols; ethers; ketones; halohydrocarbons; and the like. The liquids chosen should be stable at the temperatures existing in the tubing or casing and substantially inert toward the highly viscous fracturing fluid. For economic reasons, water, brine or kerosene is generally chosen. It is normally preferred that the low viscosity material be substantially immiscible with the highly viscous liquid so that mixing of the two is retarded and that a demulsifier be added to prevent or retard emulsion formation but this is not always essential where there is a substantial difference between the viscosities of the two fluids and injection equipment which minimizes mixing is used. The ratio between the viscosity of the highly viscous fluid in centipoises and that of the less viscous fluid in centipoises will generally be at least ten to one under atmospheric temperature conditions. Viscosity ratios of 100 to one or greater at atmospheric temperature are particularly effective and are preferred in most operations.

In carrying out the invention, the highly viscous fracturing fluid and less viscous fluid are introduced into the tubing or casing under conditions such that a film of the less viscous material is formed between the highly viscous liquid and the tubing or casing wall. It is generally preferred to inject the viscous fracturing fluid as a central stream and separately introduce the less viscous material through an annular or tangential injector or by means of a T or Y fitting attached to the top of the tubing or casing string. This facilitates formation and maintenance of the low viscosity film over a wide range of injection conditions. Where the two liquids are substantially immiscible with one another and a suitable surface active agent or demulsifier is employed to prevent or retard stable emulsion formation, however, it has been found that separate introduction of the fluids is not always necessary and that in some cases they may instead be introduced as a single stream. Under the dynamic conditions in the tubing or casing during injection, the low viscosity liquid tends to seek the low energy position adjacent the pipe wall. Surface active agents which reduce the ability of the highly viscous liquid to wet the wall of the pipe; glass, ceramic or other pipe linings which are more readily wetted by the low viscosity liquid than by the highly viscous liquid; and spiral vanes or other mechanical pipe adaptations can be used to promote formation and maintenance of the film. Regardless of the method employed, the conditions must be such that a film of the low viscosity material is formed on the tubing or casing wall and a viscosity discontinuity exists in the fluid stream adjacent the outer periphery. The fluid composition from the center to the periphery is thus non-homogeneous. The film formed in this manner, which may occupy as little as three percent or as much as fifteen percent of the total fluid volume, results in a low pressure drop through the tubular goods, normally lower than that which would be obtained if the low viscosity fluid were injected alone at the same total rate. After the fluids enter the fracture, the low viscosity fluid contacting the formation quickly permeates into the rock. The high viscosity material, on the other hand, remains in the fracture and produces a relatively high pressure drop between the mouth of the fracture and the point of propagation. This pressure drop and the low filter loss of the highly viscous liquid permit the opening of a considerably wider fracture than can otherwise be obtained. Since large propping agent particles can therefore be used, fractures with high conductivities can be obtained.

Apparatus which may be employed for injecting the highly viscous fracturing fluid in conjunction with a fluid of lower viscosity is shown schematically in FIGURE 3 of the drawing. This apparatus includes a plurality of tanks indicated by reference numerals 11, 12, 13, 14 and 15. Two hundred barrel steel tanks open to the atmosphere are generally used. Hoses or other lines 16, 17, 18, 19 and 20 are provided for connecting the tanks in par-

8

aile! to a blender 21. The blender may be of the type conventionally used in oilfield fracturing operations and will normally include jets and a ribbon mixer for suspending propping agent from bins 22 and 23 in the viscous fluid. It is generally preferred to operate the mixer at high speed to prevent buildup and "slugging" of the propping agent particles. If the blender does not include a ribbon mixer, extra jets may be installed and connected to the blender pump or an auxiliary pump to provide more intense agitation. A return line 24 from the blender to each of the tanks permits circulation of the fluid to promote initial mixing of the fluid before the propping agent is added. Discharge lines 25, 26, 27 and 28 extend from the blender to fracturing pumps 29, 30, 31 and 32. These pumps are normally high pressure positive displacement triplex pumps driven by diesel engines or turbines and are usually truck-mounted. The pumps are connected in parallel as shown. Discharge lines 33, 34, 35 and 36 are manifolded to injection line 37 which extends to the wellhead 38. The pumps, blender, tanks and other equipment are normally located some distance from the well to minimize the danger in case of a fire or blowout. Tank 15 is connected by line 39 to a high pressure pump 40 for the injection of low viscosity fluids into the well through line 41. An oil field pumping truck of the type conventionally used for the injection of acids or cement is generally employed. An auxiliary line 42 extends from line 37 adjacent the wellhead to permit bleeding off of the high pressure fluid at the conclusion of the operation. As indicated in the drawing, valves are provided throughout the system to permit control of the fluids and the disconnection of individual units of equipment as necessary.

FIGURE 4 in the drawing depicts a wellhead arrangement particularly suitable for use with the apparatus of FIGURE 3. The injection line 37 of FIGURE 3 is connected to an annular injector assembly at the wellhead. This assembly includes a tapered inner sleeve 45 into which fluid from line 37 passes. The tapered sleeve is surrounded by a concentric outer sleeve 46 containing an inlet 47 connected to low viscosity fluid line 41. The outer sleeve extends inwardly about the lower end of the tapered inner sleeve to form a narrow annular passageway. A coupling 48 extends between the annular sleeve and a threaded connecting member 49. A full opening control valve 50 is attached to the upper end of the tubing beneath the annular injector assembly. Below the control valve is a blowout preventer 51 and a wellhead 52. In the installation shown, tubing string 53 extends through the blowout preventer and wellhead to a packer 54 installed in the casing 55 a short distance above the subsurface zone to be fractured, indicated by reference numeral 56. If desired, plastic lined tubing, pipe provided with a glass or ceramic lining, or tubing having internal spiral ribs may be used to further promote formation and stability of the film of low viscosity fluid. Linings that are preferentially wetted by the low viscosity fluid or the low viscosity fluid-surface active agent combination may be particularly effective. Perforations 57 extend from the wellbore through the casing and cement 58 into the producing zone. The apparatus thus illustrated is exemplary of that employed in carrying out the invention. It will be understood, however, that the invention is not restricted to the use of such apparatus. The method does not require the presence of a packer; may be used to fracture through the tubing, through the casing, through both the tubing and casing, or, in certain wells, through two or more strings of tubing simultaneously; can be carried out without the use of an annular injector or similar device; and is applicable to injection wells, production wells, and other boreholes in both onshore and offshore locations.

As pointed out earlier, it is preferred to employ a highly viscous water-in-oil emulsion or suspension as the viscous fracturing fluid and to use water or brine containing a suitable surface active agent as the less viscous liquid. In a

ANEXO B – Patente US 3.378.074 (continuação)

3,378,074

9

typical operation of this type, a heavy residual petroleum fraction with a viscosity of about 50,000 centipoises at atmospheric temperature is used to prepare the emulsion or suspension. This oil is delivered to the well site in a tank truck provided with heating coils and is maintained at a temperature of about 180° F. to facilitate handling. Tanks 11, 12, 13 and 14 in FIGURE 3 are used as fracturing fluid tanks. In each of these tanks are placed two volumes of the heavy oil and one volume of water including about 0.1% by weight of a surface active agent containing as the active ingredient about 60 volume percent of dioctyl sodium sulfosuccinate, about 30 volume percent of dihexyl sodium sulfosuccinate, and about 10 volume percent of isooctylphenyl polyethyleneoxyethanol containing about 9 to 10 moles of ethylene oxide per mole of isooctylphenol. Experience has shown that the use of such a mixture of oil, water and surfactant normally results in a loose oil-external emulsion or suspension which will not readily accept additional water and therefore persists in the presence of free water without any appreciable change in properties. With certain oils containing natural surface active constituents in high concentrations or with other surface active agents, the concentration of the surfactant in the water phase or the ratio of oil to water may have to be altered somewhat. The concentration and ratio needed in a particular system can be determined in the laboratory by adding water and surfactant to the heavy oil in incremental amounts until rotation of the fluids in a beaker results in the formation of a distinct water film and the heavy oil no longer adheres to the beaker wall. Concentrations between about 0.05 and about 2.0 weight percent and ratios between about six to one and about one to two are generally used.

Tank 15 is filled with water containing the surface active agent in the same concentration in which it was employed in the fluids in tanks 11 through 14. The water and oil in each of the fracturing fluid tanks is thoroughly mixed by circulating fluid from the bottom of the tank through the blender and discharging it back into the top of the same tank through line 24. It is generally advisable to circulate the fluid at a rate of from about 15 to about 20 barrels per minute. The stream of fluid discharged into the top of the tank from the blender is initially quite turbulent. After the fluid has been circulated for a short time, the liquid emerging from the discharge line switches from a highly turbulent stream with considerable splattering to a very smooth laminar stream with essentially no splattering. This change generally takes place suddenly and can be used in the field as a test to determine whether the water and surface active agent have been properly mixed with the oil. If it does not occur, draining off water or adding salt to the aqueous phase will generally promote it. After the change in flow characteristics has occurred, the entire tank of fluid is circulated once more to assure complete mixing. The fluids in each fracturing fluid tank are mixed in turn in this manner. The water and surface active agent in tank 15 of FIGURE 3 may be mixed by circulating fluid from the tank to a water pump and back into the tank so that the tank contents will roll. Alternatively, propeller mixers or similar devices may be utilized to assure complete mixing of the water and surface active agent.

After the water, oil, and surfactant in tanks 11, 12, 13 and 14 and the water and surface active agent in tank 15 have been thoroughly mixed, the lines in the system are filled with fluid and pressure tested. The test procedure may be essentially identical to that used in conventional fracturing operations. Once this has been completed, the tubing in the well is filled with water by pumping fluid from tank 15 through lines 39 and 41 by means of pump 40. The water thus injected flows through inlet 47 of the annular injector, passes down the tubing string into the space beneath packer 54, and enters the perforations 57. The injection of this water is continued at a high rate until a pressure sufficient to break down the

10

formation and initiate a fracture is obtained. Formation of the fracture will normally be indicated by a sharp drop in pressure. As soon as this occurs, the rate of water injection is cut back to about 1/10 the rate at which fluid is to be injected to propagate the fracture and carry the propping agent particles into place. The fracturing pumps 29, 30, 31 and 32 are then separately primed with the emulsion or suspension from tanks 11, 12, 13 and 14 by means of the pumps on blender 21. The fracturing pumps are started so that fluid is drawn into the pumps through lines 25, 26, 27 and 28. Any free water present in the bottom of tanks 11, 12, 13 and 14 or the blender will be pumped out first. As soon as the emulsion or suspension is being pumped into the fracture satisfactorily, propping agent from bins 22 and 23 can be added to the fluid in the blender. The emulsion or suspension containing suspended propping agent particles flows from the blender through the pumps and injection line 37 to tapered sleeve 45 in the annular injector.

The propping agent is generally added to the fluid in the blender in amounts sufficient to give a propping agent particle concentration between about one-fourth and about 20 pounds per gallon. The quantity used will depend in part upon whether a partial monolayer or a fully packed fracture is desired. For a partial monolayer, a concentration near the lower end of the range will normally be employed; whereas a considerably higher concentration will ordinarily be used to produce a fully packed fracture. Concentrations well above those feasible in conventional operations can be used if desired. Sand will generally be used as the propping agent in relatively shallow wells up to about 7,500 feet but in deeper wells it is advantageous to employ glass beads, steel shot or other materials capable of withstanding higher confining loads than ordinary sand. Injection of the proppant-laden fluid, normally at a rate of from about two to about 20 barrels per minute, is continued until from about 5,000 to 150,000 pounds or more of the propping agent has been introduced into the fractured formation.

As the proppant-laden fluid is injected, water is simultaneously pumped from tank 15 through line 39, pump 40 and line 41 to the concentric sleeve of the injector. This results in the formation of a thin annular film of water between the lower end of the tapered sleeve and the surrounding concentric sleeve. The rates will preferably be such that the two fluid streams have the same velocity at the lower end of the injector assembly. As the fluids emerge into the open tubing string below the assembly, the film of water surrounds the viscous fracturing fluid stream. Little mixing of the two fluids takes place. The film of water persists as the fluids move through control Valve 50, blowout preventer 51, and the tubing string. Due to the presence of the surface active agent, little or no water is transferred from the film to the fracturing fluid. The water prevents contact of the viscous fluid with the tubing wall and thus permits injection of the fluids without the high friction losses which would otherwise occur. Studies have shown that the water film is normally laminar, even though high injection rates are employed, and that the addition of friction reducers to the water therefore generally has little or no effect. The use of a sufficiently large excess quantity of water may tend to promote turbulence within the film, however, and in such a case a friction reducer may be beneficial. Friction reducers are also sometimes helpful where low viscosity fluids other than water are employed.

The high viscous oil-external fracturing fluid and accompanying film of free water emerge from the lower end of the tubing beneath packer 54 and flow through the perforations into the fracture. Considerable agitation takes place as the fluids enter the perforations. The energy thus made available to the fluid system tends to promote the inclusion of additional water in the emulsion and may thus give rise to an increase in the viscosity of the fluid. Free water which remains external of the water-

ANEXO B – Patente US 3.378.074 (continuação)

3,378,074

12

in-oil emulsion is rapidly absorbed by the porous formation so that the fluid flowing within the fracture has a high viscosity. This highly viscous fluid produces a relatively high pressure drop in the fracture and thus leads to the generation of a wider fracture than is normally obtained in conventional operations.

After the required quantity of fluid and propping agent have been injected, the blender and fracturing pumps are shut down. Water or crude oil may be circulated through the equipment and into the tubing to clean out any heavy emulsion remaining. The water or oil should normally

through the tubing in the conventional manner. The horsepower requirements under the subheading "Fracturing Fluid + Low Viscosity Liquid" are those necessary if a film of low viscosity liquid is used in accordance with the invention. Because the fracture flow capacities and productivity ratios in the table are based upon an equation which is conservative, particularly with respect to operations carried out with fluids of relatively high viscosity, values somewhat higher than those shown are generally obtained in actual field operations carried out in accordance with the invention.

TABLE I.-COMPARISON OF VARIOUS FRACTURING TREATMENTS

Injection Rate (bbl./min.)	Fracturing Fluid Viscosity (cp.)	Horsepower Requirements		Fracture Width (in.)	Fracture Length (ft.)	Maximum Sand Mesh Size (up to 8-12)	Fracture Flow Capacity (md.-in.)	Productivity Ratio ¹
		Fracturing Fluid Alone	Fracturing Fluid+Low Viscosity Liquid					
5	10	403	362	0.139	604	20-40	1, 440	1.0+
10	10	2,016	1, 287	0.102	762	16-30	1, 980	LO+
5	100	641	368	0.244	566	10-20	6,800	1.2
10	100	13, 001	1,300	0.317	583	8-12	47, 000	3.0
5	500	1, 558	374	0.350	475	8-12	52,500	3.1
10	500	2 5, 649	1, 316	0.430	473	8-12	61, 000	3.4
5	1, 000	2 2,828	378	0.405	437	8-12	61,000	3.3
10	1, 000	210,722	1,326	0.503	480	8-12	75, 500	3.6
5	3, 000	2 7,899	387	0.510	381	8-12	76, 500	3.6
10	3, 000	2 30,993	1, 347	0.621	368	8-12	93,000	4.0

¹ Productivity after treatment/productivity before treatment.

² Not feasible, due to prohibitive wellhead pressures.

rratment Size, 15,000 gal.; Tubing Size, 2 7/8 inch; Depth, 8,100'; Frac. Gradient, 0.7; C. v., 0.001; Formation Thickness, 40'; Young's Modulus, 3X10¹⁰; Poisson's Ratio, 0.3; Permeability, 20 md.; Reservoir Fluid Viscosity, 4 cp.; Reservoir Fluid Compressibility, 0.00004; Reservoir Pressure, 2,200 p.s.i.; Reservoir Temperature, 215° F.

not be injected into the fracture itself. The well is then closed in and allowed to stand, generally overnight. As the injected fluid slowly leaks off into the adjacent formation, the fracture closes on the propping agent particles and holds them in place. After the pressure has been bled off, the injected fluid may be produced back into the wellbore. Dilution by oil from the formation normally accelerates production of the injected fluid. Lease crude oil, kerosene, diesel fuel or the like can be injected into the casing to dilute the heavy oil further and facilitate its removal from the well. Small amounts of propping agent may be dislodged from the face of the packed fracture when the well is first returned to production, but the amount of this material produced will not normally be sufficient to create any serious production problems.

The advantages of the process of the invention over conventional fracturing methods are indicated in Table I above. The table sets forth the results of a study of the improvements in productivity which can be obtained with fracturing fluids of various viscosities and those which can be secured by using the same fracturing fluids in conjunction with low viscosity liquids as described above. The study was based upon a mathematical model which takes into account the characteristics of the formation being fractured, the properties of the fracturing fluid used, the type of propping agent employed, and the injection conditions utilized. In order to show the effect of viscosity alone, all fluids were treated as having the same filter loss value. The viscosities given are those of the fluid within the fracture. Since most fluids lose viscosity with increasing temperature, the viscosities at atmospheric temperature will normally be somewhat higher than the values shown. The total horsepower requirements set forth include the horsepower necessary to overcome friction losses in the tubing, horsepower consumed by the pressure drop across the perforations, and the horsepower required to generate the fracture. The column subheaded "Fracturing Fluid Alone" indicates the theoretical horsepower requirements where the fracturing fluid is injected

It will be noted from Table I that the fracture capacity and productivity ratio increased rapidly as the viscosity of the fracturing fluid increased. With viscosities below 100 centipoises, little or no improvement can be obtained in the particular formation described. With the 100 centipoise fluids, a very small improvement is obtained at an injection rate of five barrels per minute and a threefold improvement is indicated if the rate is increased to 10 barrels per minute. The 3,001 horsepower required to achieve such a rate in the absence of a low viscosity liquid would necessitate the use of wellhead pressures greater than those which can be handled with presently available equipment. The use of a 500 centipoise viscosity fluid at a rate of five barrels per minute requires over 1500 horsepower and again will give about a threefold improvement in productivity. Without the low viscosity liquid, fluids with viscosities over about 500 centipoises cannot be used, even at low injection rates, because of prohibitive wellhead pressures. The table shows that the use of a low viscosity liquid in conjunction with the fracturing fluid makes the application of highly viscous fluids feasible and results in higher capacities and productivity ratios than can otherwise be obtained. These are due in part to the increased fracture width obtained with the high viscosity fluids and are partially attributable to the use of propping agent particles substantially larger than the maximum sizes useful with fluids having viscosities less than 100 centipoises.

The results made possible by the invention are further illustrated by the actual production improvements obtained in a series of field tests in which wells in several different fields were fractured with highly viscous water-in-oil emulsion-type fracturing fluids in the presence of low viscosity aqueous surfactant solutions. Rounded quartz sand, garnet crystals, and rounded walnut hulls were employed as the propping agents. These wells were completed in reservoirs having permeabilities ranging from one millidarcy up to 400 millidarcies. The well depths varied from about 1500 feet to over 8,000 feet. The

ANEXO B – Patente US 3.378.074 (continuação)

3,378,074

13

14

formation characteristics, treatment volumes, injection rates and production rates before and after fracturing these wells are shown in the following table:

tially the flow properties and pressure drop characteristics of the heavy oil.

The data from which curve 2 in FIGURE 5 was plotted

TABLE II.—TABULATION OF FIELD TEST RESULTS

Well	Depth	Form. Thick., ft.	Perm., md.	Filter Loss Add.	Fract. Fld. Vis., cp.	Sand Size, microns	Vol. Fld. Inj., gal.	Wt. Sand Inj., lb.	Avg. Inj. Rate, bbl./min.	Sand Conc., lb./gal.		Production BFPD	
										Avg.	Max.	Before	After
A	8,095	40	10	None	750	10-20	2,000	1,900	10	1	1	(f)	(f)
Bh	5,119	74	12	do	750	8-12	30,000	8,000	6	3	6	39	• 238
C	5,084	74	12	do	750	8-12	30,000	100,000	8	3	9	No Test	• 147
D	4,300	22	4	do	750	8-12	10,000	34,000	6	3	12	10	• G4
I	5,073	80	12	do	750	8-12	16,500	88,000	8	4	5	20	• H18
O	5,005	76	12	do	750	8-12	30,000	115,000	8	4	6	20	• 220
I	5,112	83	12	do	750	8-12	20,000	38,000	5	2	5	5	• <146
I	5,220	8	46	do	420	8-12	8,800	10,500	6	2	5	1,260	No Test
I	2,670	36	300	do	2,000	10	20,000	40,000	15	2	5	60	• 150
K	1,4H3	63	40	do	5,100	8-16	6,500	10,000	11	4	4	61	• 194
I	1,503	41	40	do	5,000	8-16	1,500	5,000	11	4	4	53	• 214
I	7,350	50	25	Yes	250	20-40	42,000	1,000	9	0.5	0.5	21	• 120
M	4,700	25	5	None	500	8-12	26,000	75,000	7	3	5	0	• 500
N	5,000	20	10	do	750	8-12	20,000	40,000	5	2	5	2	• 60
O	4,900	20	10	do	750	8-12	27,000	54,000	5	2	5	15	• 90
P	5,100	65	10	do	750	8-12	30,000	115,000	8	4	7	2	• 69
Qh	1,500	28	40	do	5,000	8-12	7,500	15,000	10	2	3	5	• 59
H	1,500	38	40	do	5,000	8-12	11,300	35,000	10	3	5	40	• 80
Sh	3,000	2	10	do	2,000	8-12	23,300	50,000	10	2	4	2	No Test
Sh	2,200	25	20	do	750	8-12	25,000	50,000	10	2	3	7	• 40
U	0,640	46	5	do	750	8-12	17,100	20,000	10	1	5	1,200	No Test
V	1,500	30	30	do	5,000	8-12	6,000	10,500	10	2	3	19	• 47
Xh	1,500	40	40	do	5,000	8-12	5,701	10,000	10	3	4	23	• 52
Y	1,500	40	40	do	5,000	8-12	7,500	15,000	10	3	4	4	• 52
Z	5,100	70	12	do	750	8-12	30,000	115,000	8	4	7	3	• 61
AA	4,950	25	1	do	750	8-12	14,000	35,000	2	2.5	4	0	• 06
BIL	5,088	15	12	do	750	8-12	30,000	81,000	0	3	5	No Test	2129
CC	5,050	10	10	do	750	8-12	14,000	58,000	7	4	7	8	• 21
DD	4,370	20	4	do	750	8-12	15,000	50,000	5	3	5	8	• 73
EE	4,405	20	4	do	750	8-12	15,000	50,000	5	3	5	8	• 88
EE	4,000	20	3	do	2,200	8-12	21,000	82,000	10	4	4	5	• 10
EE	4,600	20	400	Yes	1,000	8-12	17,000	22,000	10	2	4	100	• 400
EE e. h.	1,500	30	40	None	5,000	8-12	3,000	33,700	10	2.4	4	40	• 110
Gelled Water.						8-12	14,000	33,700	14	2.4	4	40	• 110

a At formation temperature.

b First test following recovery of frac. fluid.

c MCF/day.

d Walnut hulls.

e Injection well.

f As indicated well used for experimental purposes.

* Well production is pump limited.

† Well had been fractured by conventional methods earlier.

‡ Garnet crystals.

§ Commerchill filter loss agent sold for use in fracturing fluids, 40 lbs 1,000 gal.

It can be seen from Table II that the average increase in production was over fivefold and that in many cases the fractured walls were pump limited. If larger pumps were installed in these wells, the production rates after fracturing would be higher than the values shown. Many of the fractures were evidently quite wide and had conductivities considerably higher than those obtained in the past. Since certain of the formations fractured had permeabilities too high to permit fracturing by conventional methods and others had been subjected to conventional fracturing treatments earlier with limited or no success, it should be apparent that the method of the invention represents an improvement over the prior art.

In lieu of preparing a water-in-oil emulsion or suspension for use as the fracturing fluid and using an annular injector or similar fitting for the separate introduction of the fracturing fluid and an aqueous surfactant solution into the tubing string as described earlier, an oil-external emulsion or suspension and free water can be injected into the well without the annular injector. Tests have shown that excess water does not readily mix with the highly viscous emulsion or suspension and instead tends to persist as free water. This is illustrated by FIGURE 5 in the drawing. The plot shown in FIGURE 5 is a graph of oil pumped per unit pressure drop versus the water content of the system. The data from which curve 1 in the graph was plotted were obtained by pumping a 250 centipoise oil, in combination with the indicated quantity of water but without a surface active agent, through ten feet of one-fourth inch diameter tubing. As indicated by the curve, the pressure drop in the tubing was relatively high and essentially no change in the quantity of oil pumped per unit of pressure drop occurred as the water content of the system was increased from about 4% by volume up to about 40% by volume. This indicates that in the absence of the surface active agent the oil and water formed an oil-external system with essen-

were obtained by pumping a separate quantity of the same oil through the same tubing in the presence of the indicated quantity of water and 0.05% by weight of a surface active agent containing as the active ingredient about 60 volume percent of sodium dioctyl sulfosuccinate, about 30 volume percent of sodium dihexyl sulfosuccinate and about 10 volume percent of iso-octyl-phenyl polyoxyethanol. This surfactant has a distribution coefficient of about one. It can be seen from curve 2 that an oil-external system similar to that obtained earlier was apparently formed and that the presence of the surface active agent had no significant effect on the pressure drop until a water content of about 14 volume percent was reached. At this point, the oil-external emulsion or suspension was apparently incapable of holding additional water and hence free water formed a film surrounding the oil-external fluid. The friction due to this film of water was much lower than that due to the emulsion itself and hence the quantity of oil pumped per unit pressure drop increased about 35 fold. Further reductions in friction were obtained by increasing the water content of the emulsified system.

Results similar to those referred to above were obtained with a 4500 centipoise oil emulsified with various quantities of water and 0.05 volume percent of the surface active agent. As indicated by curve 3 in FIGURE 5, the friction losses dropped markedly when the water content of the system reached about 15% by volume. These latter tests were carried out in one-inch pipe and thus show that the phenomena observed are not dependent on the small diameter tubing employed in the initial tests. It will be recognized that the quantity of water necessary to obtain the reduction in hydraulic friction illustrated in FIGURE 5 will depend in part upon the properties of the oil, water and surface active agent employed and in part upon the diameter of the pipe through which the fluids are pumped. For field operations,

ANEXO B – Patente US 3.378.074 (continuação)

3,378,074

15

the use of from about 30 to 45% water is generally satisfactory but in some cases higher water concentrations may be necessary.

In lieu of employing a highly viscous oil or a viscous water-in-oil emulsion as the fracturing fluid and introducing free water into the system to reduce hydraulic friction, the invention may be carried out with a highly viscous water-based fluid and a low viscosity liquid which is substantially immiscible with water. The water-based fluid employed may be a gelled fluid containing a polymeric thickening agent or a viscous oil-in-water emulsion. Water-external emulsions prepared by dispersing a relatively large quantity of heavy oil with a viscosity in excess of about 250 centipoises at atmospheric temperature in a lesser quantity of water containing a suitable emulsifying agent are preferred because of their stability and low filter loss values but highly viscous water-external emulsions prepared with lighter hydrocarbons can also be used. The low viscosity liquid used in conjunction with the highly viscous gelled fluid or oil-in-water emulsion may be a naphtha, kerosene or similar liquid which has a viscosity below about 10 centipoises and is substantially immiscible with the water based fluid. Because of the flammability of many low viscosity water-immiscible liquids, however, the use of highly viscous oil-based fluids with water to reduce friction losses is preferred.

The method of the invention may under certain conditions also be carried out with a highly viscous fracturing fluid and a low viscosity liquid which are not substantially immiscible with one another. Considerable energy must be provided to promote the complete mixing of liquids which differ greatly with respect to viscosity and in the absence of sufficient energy many such liquids can flow in contact with one another under the conditions contemplated by the invention without extensive mixing taking place. In shallow wells where the length of pipe to be traversed is relatively short and an efficient annular injector is used, it may therefore sometimes be desirable to lubricate a highly viscous residual petroleum fraction or similar fluid of very high viscosity into the well by means of a very light hydrocarbon liquid or similar fluid which is miscible with heavier material if the two are agitated sufficiently. Although some dilution of the heavy material will occur, this can be controlled by using a relatively small amount of the lubricant fluid. This method avoids the introduction of water into the formation and may therefore be advantageous under certain circumstances.

It is not always essential that the propping agent be injected with the highly viscous fracturing fluid. Instead, the highly viscous fluid may be employed to open the fracture and a fluid of lower viscosity which contains the propping agent can then be injected. In a typical operation of this type, a water injection well completed at a depth of about 1500 feet in a 40 millidarcy formation 30 feet thick was first fractured by injecting 3,000 gallons of an oil-external emulsion having a viscosity of about 5,000 centipoises at formation temperature at 10 barrels per minute. Water introduced through an annular injector similar to that shown in FIGURE 4 was used to lubricate the highly viscous fluid through the tubing. The viscous fracturing fluid was immediately followed with 14,000 gallons of gelled salt water containing 33,700 pounds of 8/12 mesh sand as a propping agent. The gelled water contained about 30 pounds of guar gum per 1000 gallons and was injected at the rate of 14 barrels per minute. No difficulties were encountered in injecting either fluid. The low viscosity gelled fluid containing the propping agent particles apparently fingered into the highly viscous fluid injected initially and displaced it from the fracture, thus permitting introduction of the propping agent particles. Analysis of the pressures during the operation and the subsequent recovery of some sand from the well bore indicated that the fracture probably narrowed during injection of the gelled fluid but this did not prevent com-

16

pletion of the job. A fourfold improvement in injectivity was obtained. Several previous attempts to place 8-12 mesh sand in a fracture in this formation with a gelled fluid similar to that employed here but without the highly viscous fluid had been unsuccessful.

The use of a fluid of relatively low viscosity to carry the propping agent into place following the initial injection of a highly viscous fracturing fluid and a less viscous liquid as described above is particularly advantageous for the fracturing of water injection wells and gas wells where it is desired to limit the quantity of highly viscous liquid injected and thus accelerate the resumption of normal operations. In lieu of this procedure, a low viscosity fluid miscible with the highly viscous fracturing fluid can be injected in front of the highly viscous fluid so that the viscosity will be reduced by dilution when injection or production is resumed. Diluents can also be injected after completion of the fracturing operation in some cases.

Another modification of the invention involves injection of the highly viscous fluid into the well at a rate insufficient to generate a fracture until essentially all of the lower viscosity fluids present in the well bore have been displaced into the formation and the pressure behavior indicates that the highly viscous fracturing fluid is in contact with the formation. At this point, the injection rate can be rapidly increased to build up the pressure and generate the fracture. Field tests have shown that this procedure can be employed in shallow wells to generate vertical fractures under conditions such that horizontal fractures might otherwise tend to be formed.

Still other variations of the techniques described may be practiced without departing from the spirit or scope of the invention. It is often advantageous where a loose emulsion or suspension of water in a highly viscous oil is used as the fracturing fluid, for example, to avoid the necessity for mixing the constituents in the field by preparing the emulsion or suspension in a refinery and transporting it to the well site. The introduction of the low viscosity liquid at two or more points in the well may be beneficial. It may be desirable in some cases to inject the highly viscous fracturing fluid through an annular space and provide a film of low viscosity lubricating liquid on both of the confining walls. In lieu of using individual injection pumps working at full fracturing pressures as shown in the drawing, pumps connected in series with suitable hydraulic accumulators between them may be used to reduce the total pressure across any one pump and thus reduce equipment failures. These and other variations will suggest themselves to those skilled in the art.

It will be apparent from the foregoing that the method of the invention has numerous advantages over methods employed heretofore. It makes possible the use of highly viscous fracturing fluids without excessive friction losses, permits the generation of very wide fractures into which large propping agent particles can be injected without difficulty, produces fractures which have surprisingly high conductivities, and makes possible the application of fracturing to formations where conventional methods are seldom successful.

What is claimed is:

1. A method for treating a subsurface formation surrounding a well which comprises lubricating a fracturing fluid down the well on a film of a substantially less viscous fluid at a rate sufficient to open a fracture in said formation.
2. A method as defined by claim 1 wherein at least a portion of said less fracturing fluid is introduced into said well as an annular stream surrounding said viscous fluid.
3. A method as defined by claim 1 wherein said fracturing fluid contains a propping agent.
4. A method as defined by claim 1 wherein said fracturing fluid comprises a hydrocarbon oil with a viscosity of

ANEXO B – Patente US 3.378.074 (continuação)

3,378,074

17

at least 100 centipoises at atmospheric temperature, and said less viscous fluid comprises water.

S. In a method for fracturing a subsurface formation penetrated by a well, the improvement which comprises concurrently injecting a fracturing fluid and a substantially less viscous fluid into said well while retarding the mixing of said fluids and promoting the formation of an annular film of said substantially less viscous fluid about a central stream of said fracturing fluid.

6. A method as defined by claim 5 wherein at least a portion of said less viscous fluid is introduced into said well as an annular stream surrounding the stream of said fracturing fluid.

7. A method for propping a fracture in a subsurface formation penetrated by a well which comprises passing down the well a propping agent suspended in a viscous fluid, concurrently passing a substantially less viscous fluid down at least a portion of the well as an annular stream substantially surrounding said viscous fluid, and maintaining a flow rate, sufficient to force the fluids and the propping agent into the fracture.

8. A method for propping a fracture in a subsurface formation penetrated by a well which comprises passing down the well and into said fracture a propping agent suspended in a fracturing fluid comprising a hydrocarbon oil having a viscosity of at least 100 centipoises at formation temperatures and concurrently passing a less viscous liquid down the well in a lubricating relationship with said fracturing fluid, the quantity of said less viscous liquid being sufficient to reduce the pressure required to pass said fracturing fluid down the well and open said fracture for the entry of said propping agent.

9. A method as defined by claim 8 wherein said fracturing fluid has a viscosity of at least 10,000 centipoises at atmospheric temperature.

10. A method as defined by claim 8 wherein fracturing fluid and less viscous liquid are substantially immiscible with one another and at least one of them contains a surface active agent capable of retarding the formation of stable fracturing fluid-less viscous liquid emulsions.

11. A method as defined by claim 10 wherein said hydrocarbon oil is a residual petroleum fraction and said less viscous liquid is water.

12. A method as defined by claim 8 wherein said less viscous liquid is introduced into the upper portion of said well as an annular stream surrounding said fracturing fluid.

13. In a method for hydraulically fracturing a subsurface formation penetrated by a well, the improvement which comprises pumping a first liquid down a passageway within the well and into the fracture at a rate sufficient to open said fracture and simultaneously pumping a second, less viscous liquid down the well substantially between said first liquid and the wall of said passageway in a quantity sufficient to lubricate the flow of said liquid through said passageway.

14. A method as defined in claim 13 wherein said first liquid comprises a water-in-oil emulsion, said second liquid comprises water, and the oil in said emulsion comprises a mixture of hydrocarbons.

15. A method as defined by claim 13 wherein said first liquid is an oil-in-water emulsion containing a hydrocarbon oil and said second liquid is substantially immiscible with water.

16. A method as defined by claim 13 wherein said first liquid is gelled fluid and said second liquid is substantially immiscible with said gelled fluid.

17. A method for opening a fracture in a subsurface formation penetrated by a well containing a string of pipe which comprises lubricating a fracturing fluid down said string of pipe with a less viscous fluid, said fracturing fluid having a viscosity of at least 100 centipoises at atmospheric temperature and being passed down the string of pipe at a rate sufficient to open a fracture in said formation.

18

18. A method for opening a fracture in a subsurface formation penetrated by a wellbore containing a string of tubular goods which comprises establishing a column of liquid having a viscosity discontinuity between the center of said column and the periphery of said column within said string of tubular goods, the viscosity of the liquid in said column near the center thereof being at least 100 centipoises and the viscosity of the liquid in said column near the periphery thereof being less than about 10 centipoises, and applying sufficient pressure to said column of liquid to open a fracture in a subsurface formation exposed to said liquid near the lower end of said string of tubular goods.

19. A method as defined by claim 18 wherein said column of liquid contains a major portion of a highly viscous liquid and a minor portion of a free liquid of lower viscosity, the viscosity of said highly viscous liquid at atmospheric temperature being at least 100 times the viscosity of said liquid of lower viscosity at atmospheric temperature.

20. In a method for the hydraulic fracturing of a subsurface formation penetrated by a wellbore wherein a fluid composition is pumped through a conduit within said wellbore leading from the surface of the earth to the level of said formation at a pressure sufficient to fracture said formation, the improvement which comprises injecting as said composition a mixture comprising a major proportion of a highly viscous fluid and a minor proportion of a less viscous fluid which is capable of preferentially wetting the inner surfaces of said conduit in the presence of said highly viscous fluid, said fluids being capable of resisting stable admixture with one another.

21. A method for the hydraulic fracturing of a subsurface formation surrounding a well containing a string of pipe which comprises passing a high viscosity liquid containing a suspended propping agent and sufficient low viscosity liquid to maintain a film of said low viscosity liquid adjacent the inner wall of the pipe through said string of pipe under sufficient pressure and at a sufficiently high rate to open a fracture in said subsurface formation and carry said suspended propping agent into the fracture.

22. A method as defined by claim 21 wherein at least part of said low viscosity liquid is introduced into said string of pipe as an annular stream.

23. A method as defined in claim 21 wherein said high viscosity liquid and said low viscosity liquid are introduced into said string of pipe as an unstable mixture in which the low viscosity liquid tends to seek the outer wall of the pipe as the mixture moves downwardly through said string of pipe.

24. A method as defined by claim 21 wherein said high viscosity liquid and said low viscosity liquid are substantially immiscible with one another.

25. A method as defined by claim 21 wherein said high viscosity liquid is a hydrocarbon oil having a viscosity in excess of about 500 centipoises and said low viscosity liquid is an aqueous liquid.

26. A method as defined by claim 21 wherein said aqueous liquid contains a demulsifying agent.

27. A method for the hydraulic fracturing of a subsurface formation surrounding a well containing a string of pipe which comprises passing down through said string of pipe an inner stream of liquid having a viscosity in excess of about 500 centipoises and an outer concentric stream of liquid having a viscosity less than about 10 centipoises, said inner stream of liquid containing a suspended propping agent and said liquid being passed through said string of pipe under sufficient pressure and at a sufficiently high rate to open a fracture in said formation and carry said suspended propping agent into said fracture.

28. A method as defined by claim 27 wherein said inner stream of liquid contains a mixture of a hydrocarbon oil and water and said outer stream of liquid is an aqueous solution containing a surface active agent.

ANEXO B – Patente US 3.378.074 (continuação)

3,378,074

19

29. A method for propping a fracture in a subterranean formation penetrated by a well with a propping agent which comprises passing a fracturing fluid down the well at a rate sufficient to open the fracture within said formation, said fracturing fluid having a viscosity sufficient to open said fracture for the acceptance of said propping agent, and concurrently passing a second, less viscous fluid down the well in a lubricating relationship with said fracturing fluid.

30. A method as defined in claim 29 in which said fracturing fluid and said second, less viscous fluid are substantially immiscible with one another.

31. A method as defined in claim 29 in which said fracturing fluid comprises a mixture of liquid hydrocarbons and said second less viscous fluid comprises water.

32. A method as defined in claim 31 in which said propping agent is suspended in the mixture of liquid hydrocarbons.

20

33. A method as defined in claim 31 in which said second fluid contains a polymeric friction reducer.

References Cited

UNITED STATES PATENTS

2,024,718	12/1935	Chamberlain	-----	252-8.55
2,533,878	12/1950	Clark et al.	-----	137-78
2,596,843	5/1952	Farris.		
2,742,426	4/1956	Brainerd	-----	252-8.55
3,080,920	3/1963	Fast	-----	166-42
3,102,548	9/1963	Smith et al.	-----	137-13
3,105,047	9/1963	Miller et al.	-----	252-8.55
3,196,947	7/1965	Van Poolen	-----	166 5
3,215,154	11/1965	White et al.	-----	1 62 X
3,254,719	6/1966	Root.	-----	166-42

STEPHEN J. NOVOSAD, *Primary Examiner*

UNITED STATES PATENT OFFICE CERTIFICATE OF CORRECTION

Patent No. 3,378,074

April 16, 1968

Othar M. Kiel

It is certified that error appears in the above identified patent and that said Letters Patent are hereby corrected as shown below:

Column 1, line 71, "viscous" should read -- fracturing

Signed and sealed this 17th day of March 1970.

(SEAL)

Attest:

Edward M. Fletcher, Jr.

Attesting Officer

WILUAM E. SCHUYLER, JR.

Commissioner of Patents

ANEXO C – Especificação do óleo utilizado

INFORMAÇÕES TÉCNICAS

LUBRAX GEAR

Óleo lubrificante para engrenagens fechadas e redutores industriais em serviços severos sob cargas elevadas. Disponível nos graus ISO 32, 46, 68, 100, 150, 220, 320, 460, 680, 1000 e 1500.

LUBRAX GEAR controla o desgaste e a corrosão das partes lubrificadas e sua aditivação lhe garante características de extrema pressão, resistência à oxidação e à formação de espuma.

LUBRAX GEAR não é corrosivo ao cobre e suas ligas, sendo isento de chumbo e outros agentes tóxicos.

LUBRAX GEAR é recomendado para a lubrificação de engrenagens industriais fechadas com dentes retos, cônicas de dentes retos, cônico-helicoidais, espinha de peixe, parafusos sem fim e helicoidais executando serviços severos sob cargas elevadas.

LUBRAX GEAR atende aos requisitos das especificações USS 224, AGMA 9005-D94 e DIN 51517 Parte 3.

LUBRAX GEAR 32 (antigo BR-332-EX) possui fórmula diferenciada com aprovação da Petrobras para uso nos sistemas de bombeamento multifásico submarino (SBMS-500).

O nome **LUBRAX GEAR** é a nova denominação do antigo **LUBRAX INDUSTRIAL EGF-...-PS**.

Aditivos - anticorrosivo, antiespumante, antioxidante, abaixador do ponto de fluidez e agente de extrema pressão.

↓

ANÁLISES TÍPICAS *

GRAU ISO	32	46	68	100	150	220	320	460	680	1000	1500
GRAU AGMA	0	1	2(EP)	3(EP)	4(EP)	5(EP)	6(EP)	7(EP)	8(EP)	8A(EP)	9(EP)
Densidade a 20/4°C	0,870	0,880	0,883	0,887	0,892	0,896	0,900	0,903	0,917	0,930	0,940
Ponto de Fulgor (VA) (°C)	200	232	236	242	258	270	282	290	300	324	330
Ponto de Fluidez (°C)	-12	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-6	-6	-3	-3
Viscosidade a 40°C (cSt)	32,0	48,6	70,3	103,9	156,0	233	327	472	673	1051	1545
Viscosidade a 100°C (cSt)	5,50	7,17	9,00	11,85	15,4	19,90	24,9	31,8	37,6	46,7	57,1
Índice de Viscosidade	110	106	102	103	100	98	99	98	92	85	81
Corrosão a Lâmina de Cobre 3h, 100°C	1b	1b	1b	1b	1b	1b	1b	1b	1b	1b	1b

*As Análises Típicas representam os valores modais da produção, não constituindo especificações. Para informações mais detalhadas primeiramente consulte nossa assistência técnica.

CARACTERÍSTICAS COMPLEMENTARES **

Teste FZG (Estágio de falha)	12
Carga Timken (lb)	60
Teste 4 Esferas (Carga de soldagem) (kg)	250

**Obtidas para o grau ISO 220.

Janeiro/2011



Não necessita de aditivação extra. Para descarte use as instalações dos postos de serviço, conforme Resolução CONAMA 362/05. Preservar o meio ambiente é responsabilidade de todos.

Figura C.1 – Especificação do óleo (Folheto comercial Lubrax, 2011).

ANEXO D – Tabela de coeficientes de vazão.

220

MANUAL DE MEDIÇÃO DE VAZÃO

TABELA III.4a Coeficientes de vazão ($C'E \cdot \beta^2$) para tubos de pequenos diâmetros

COEFICIENTES DE VAZÃO (C'E β²)										
β	D = 15 mm			D = 20 mm		D = 25 mm		D = 30 mm		β
	C'E β²	A _m = $\frac{1000 B_m}{C'E}$		C'E β²	A _m = $\frac{1000 B_m}{C'E}$	C'E β²	A _m = $\frac{1000 B_m}{C'E}$	C'E β²	A _m = $\frac{1000 B_m}{C'E}$	
0,10	0,006066	1,1366		0,006047	0,7764	0,006036	0,5592	0,006029	0,4139	0,10
0,11	0,007340	1,1377		0,007317	0,7775	0,007304	0,5604	0,007295	0,4151	0,11
0,12	0,008735	1,1391		0,008709	0,7790	0,008692	0,5619	0,008682	0,4167	0,12
0,13	0,010252	1,1409		0,010221	0,7809	0,010202	0,5638	0,010189	0,4187	0,13
0,14	0,011891	1,1432		0,011854	0,7833	0,011833	0,5663	0,011818	0,4212	0,14
0,15	0,013651	1,1461		0,013609	0,7863	0,013584	0,5694	0,013567	0,4243	0,15
0,16	0,015534	1,1495		0,015486	0,7899	0,015457	0,5731	0,015438	0,4281	0,16
0,17	0,017538	1,1537		0,017484	0,7943	0,017451	0,5776	0,017430	0,4327	0,17
0,18	0,019664	1,1587		0,019603	0,7995	0,019567	0,5830	0,019543	0,4381	0,18
0,19	0,021913	1,1646		0,021845	0,8057	0,021805	0,5893	0,021778	0,4446	0,19
0,20	0,024284	1,1715		0,024209	0,8129	0,024164	0,5967	0,024134	0,4521	0,20
0,21	0,026779	1,1795		0,026696	0,8213	0,026646	0,6053	0,026613	0,4609	0,21
0,22	0,029396	1,1888		0,029305	0,8310	0,029251	0,6153	0,029214	0,4710	0,22
0,23	0,032138	1,1993		0,032038	0,8421	0,031978	0,6267	0,031938	0,4826	0,23
0,24	0,035003	1,2114		0,034895	0,8547	0,034829	0,6396	0,034786	0,4958	0,24
0,25	0,037994	1,2250		0,037876	0,8690	0,037805	0,6543	0,037757	0,5107	0,25
0,26	0,041110	1,2404		0,040981	0,8851	0,040904	0,6708	0,040853	0,5276	0,26
0,27	0,044351	1,2577		0,044213	0,9032	0,044130	0,6894	0,044074	0,5464	0,27
0,28	0,047720	1,2769		0,047570	0,9233	0,047481	0,7101	0,047421	0,5675	0,28
0,29	0,051216	1,2983		0,051055	0,9457	0,050959	0,7331	0,050894	0,5909	0,29
0,30	0,054841	1,3220		0,054668	0,9706	0,054564	0,7586	0,054495	0,6169	0,30
0,31	0,058596	1,3482		0,058410	0,9980	0,058299	0,7868	0,058225	0,6456	0,31
0,32	0,062482	1,3770		0,062283	1,0282	0,062164	0,8178	0,062084	0,6771	0,32
0,33	0,066499	1,4086		0,066287	1,0612	0,066159	0,8518	0,066074	0,7117	0,33
0,34	0,070651	1,4431		0,070424	1,0974	0,070288	0,8889	0,070197	0,7495	0,34
0,35	0,074937	1,4808		0,074695	1,1368	0,074550	0,9294	0,074453	0,7907	0,35
0,36	0,079361	1,5217		0,079103	1,1797	0,078948	0,9735	0,078845	0,8355	0,36
0,37	0,083923	1,5661		0,083649	1,2262	0,083484	1,0213	0,083374	0,8842	0,37
0,38	0,088625	1,6142		0,088334	1,2766	0,088159	1,0730	0,088043	0,9368	0,38
0,39	0,093471	1,6660		0,093162	1,3309	0,092976	1,1288	0,092852	0,9936	0,39
0,40	0,098462	1,7219		0,098134	1,3895	0,097937	1,1889	0,097805	1,0548	0,40
0,41	0,103601	1,7819		0,103253	1,4524	0,103044	1,2536	0,102904	1,1206	0,41
0,42	0,108891	1,8464		0,108521	1,5199	0,108300	1,3229	0,108152	1,1912	0,42
0,43	0,114334	1,9153		0,113942	1,5921	0,113707	1,3972	0,113551	1,2667	0,43
0,44	0,119933	1,9890		0,119519	1,6694	0,119270	1,4765	0,119104	1,3475	0,44
0,45	0,125693	2,0677		0,125255	1,7518	0,124991	1,5612	0,124816	1,4337	0,45
0,46	0,131617	2,1514		0,131153	1,8395	0,130874	1,6514	0,130688	1,5255	0,46
0,47	0,137709	2,2404		0,137217	1,9328	0,136922	1,7473	0,136726	1,6231	0,47
0,48	0,143972	2,3349		0,143452	2,0319	0,143140	1,8491	0,142932	1,7267	0,48
0,49	0,150412	2,4351		0,149862	2,1369	0,149532	1,9570	0,149312	1,8366	0,49
0,50	0,157034	2,5411		0,156452	2,2481	0,156103	2,0712	0,155870	1,9529	0,50
0,51	0,163841	2,6531		0,163226	2,3656	0,162857	2,1920	0,162611	2,0758	0,51
0,52	0,170841	2,7714		0,170190	2,4896	0,169800	2,3195	0,169540	2,2056	0,52
0,53	0,178038	2,8962		0,177350	2,6204	0,176938	2,4540	0,176662	2,3426	0,53
0,54	0,185439	3,0276		0,184712	2,7582	0,184275	2,5956	0,183984	2,4868	0,54
0,55	0,193051	3,1658		0,192281	2,9033	0,191820	2,7447	0,191512	2,6386	0,55
0,56	0,200880	3,3112		0,200066	3,0558	0,199578	2,9015	0,199253	2,7983	0,56
0,57	0,208934	3,4639		0,208074	3,2160	0,207558	3,0663	0,207214	2,9660	0,57
0,58	0,217221	3,6242		0,216312	3,3842	0,215766	3,2392	0,215402	3,1422	0,58
0,59	0,225751	3,7924		0,224789	3,5608	0,224211	3,4208	0,223826	3,3271	0,59
0,60	0,234532	3,9689		0,233514	3,7460	0,232903	3,6113	0,232496	3,5211	0,60
0,61	0,243574	4,1540		0,242497	3,9403	0,241851	3,8112	0,241420	3,7247	0,61
0,62	0,252889	4,3482		0,251749	4,1442	0,251066	4,0209	0,250610	3,9383	0,62
0,63	0,262489	4,5520		0,261282	4,3582	0,260558	4,2410	0,260076	4,1625	0,63
0,64	0,272386	4,7660		0,271109	4,5828	0,270342	4,4721	0,269831	4,3980	0,64
0,65	0,282594	4,9908		0,281242	4,8190	0,280431	4,7151	0,279890	4,6455	0,65
0,66	0,293131	5,2273		0,291699	5,0674	0,290839	4,9707	0,290266	4,9059	0,66
0,67	0,304013	5,4765		0,302495	5,3291	0,301585	5,2400	0,300978	5,1802	0,67
0,68	0,315260	5,7394		0,313651	5,6053	0,312686	5,5242	0,312043	5,4699	0,68
0,69	0,326894	6,0175		0,325189	5,8975	0,324165	5,8249	0,323483	5,7762	0,69
0,70	0,338940	6,3122		0,337131	6,2072	0,336046	6,1436	0,335322	6,1010	0,70
0,71	0,351426	6,6255		0,349507	6,5364	0,348355	6,4824	0,347587	6,4462	0,71
0,72	0,364386	6,9595		0,362347	6,8873	0,361125	6,8436	0,360309	6,8143	0,72
0,73	0,377855	7,3167		0,375690	7,2627	0,374390	7,2300	0,373524	7,2081	0,73
0,74	0,391878	7,7000		0,389576	7,6655	0,388194	7,6447	0,387273	7,6307	0,74
0,75	0,406504	8,1128		0,404054	8,0994	0,402584	8,0913	0,401604	8,0858	0,75
0,76	0,421792	8,5590		0,419182	8,5684	0,417616	8,5740	0,416572	8,5779	0,76
0,77	0,437809	9,0429		0,435026	9,0771	0,433356	9,0978	0,432243	9,1116	0,77
0,78	0,454634	9,5697		0,451663	9,6308	0,449880	9,6678	0,448692	9,6927	0,78
0,79	0,472363	10,1449		0,469186	10,2355	0,467280	10,2904	0,466010	10,3273	0,79
0,80	0,491104	10,7749		0,487702	10,8978	0,485661	10,9724	0,484301	11,0224	0,80

Figura D.1 – Tabela de coeficientes de vazão (Delm e, G. 1982).

APÊNDICE A – Planilha de cálculo da densidade da água utilizada

Balão de vidro com capacidade aferida de: 1 L

Tara do balão: 258,10 g

Balança digital *GEHAKA* modelo BG 2000

Capacidade máxima: 2.000,00 g

Divisão: 0,01 g

Tabela A.1 – Planilha de cálculo para determinação da densidade da água.

			Massas			
			Tara (g)	Total (g)	Água (g)	Específica (kg/m ³)
1	1,00	258,10	1.254,55	996,45	996,45	
2	1,00	258,10	1.254,75	996,65	996,65	
3	1,00	258,10	1.254,79	996,69	996,69	
4	1,00	258,10	1.254,48	996,38	996,38	
5	1,00	258,10	1.254,67	996,57	996,57	
Média	1,00	258,10	1.254,65	996,55	996,55	

Massa específica da água utilizada no experimento: 996,55 kg/m³

APÊNDICE B – Planilha de dados bomba regenerativa água (reciclo na caixa).

Tabela B.1 – Dados da bomba regenerativa (água) utilizando água como fluido.

Determinação da curva da bomba				CORE FLOW						
Bomba de	Água									
Motor:	1 HP									
Ensaio:	Água	Temp.:	21°C							
				$\rho = 996,55 \text{ Kg/m}^3$			- Calculado através de amostra			
Registro	Frequência	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.		Vazão Rotam.
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h	l/min
Shut Off	60	3.560	1,600	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0
2	60	3.560	1,375	3,970	0,683	3,287	40,65	4,87	0,292	5
3	60	3.560	1,050	4,470	0,683	3,787	22,07	10,33	0,620	10
4	60	3.560	0,750	5,100	0,683	4,417	16,56	16,06	0,964	15
5	60	3.560	0,475	7,490	0,683	6,807	18,78	21,82	1,309	20
Aberto	60	3.560	0,100	7,540	0,683	6,857	13,97	29,55	1,773	Fim de escala
Registro	Frequência	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.		Vazão Rotam.
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h	l/min
Shut Off	50	2.986	1,140	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0
2	50	2.986	0,950	8,020	0,683	7,337	96,46	4,58	0,275	5
3	50	2.986	0,700	7,600	0,683	6,917	41,93	9,93	0,596	10
4	50	2.986	0,450	7,620	0,683	6,937	26,19	15,95	0,957	15
5	50	2.986	0,250	5,710	0,683	5,027	14,46	20,93	1,256	20
Aberto	50	2.986	0,150	8,090	0,683	7,407	18,15	24,57	1,474	Fim de escala
Registro	Frequência	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.		Vazão Rotam.
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h	l/min
Shut Off	45	2.690	0,900	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0
2	45	2.690	0,700	4,830	0,683	4,147	51,44	4,85	0,291	5
3	45	2.690	0,600	6,000	0,683	5,317	31,13	10,28	0,617	10
4	45	2.690	0,500	5,980	0,683	5,297	19,93	16,00	0,960	15
5	45	2.690	0,400	6,920	0,683	6,237	18,13	20,71	1,243	20
Aberto	45	2.690	0,200	8,390	0,683	7,707	21,25	21,84	1,310	Fim de escala
Registro	Frequência	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.		Vazão Rotam.
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h	l/min
Shut Off	40	2.391	0,750	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0
2	40	2.391	0,550	4,600	0,683	3,917	48,06	4,91	0,294	5
3	40	2.391	0,450	5,410	0,683	4,727	36,94	7,70	0,462	8
4	40	2.391	0,370	6,320	0,683	5,637	33,32	10,19	0,611	10
5	40	2.391	0,300	5,780	0,683	5,097	23,25	13,20	0,792	13
Aberto	40	2.391	0,100	7,240	0,683	6,557	20,03	19,71	1,183	19
Registro	Frequência	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.		Vazão Rotam.
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h	l/min
Shut Off	35	2.097	0,550	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0
2	35	2.097	0,400	5,600	0,683	4,917	55,28	5,36	0,321	5
3	35	2.097	0,350	6,080	0,683	5,397	43,09	7,54	0,452	8
4	35	2.097	0,250	7,640	0,683	6,957	40,13	10,44	0,626	10
5	35	2.097	0,200	6,360	0,683	5,677	26,19	13,05	0,783	13
Aberto	35	2.097	0,100	6,800	0,683	6,117	21,75	16,93	1,016	16

**APÊNDICE C – Planilha de dados bomba regenerativa óleo (reciclo na caixa)
utilizando placa de orifício de 15,15 mm.**

**Tabela C.1 - Dados da bomba regenerativa (óleo) utilizando placa de orifício de 15,15 mm
e água como fluido.**

	Determinação da curva da bomba				CORE FLOW					
Bomba de	Óleo					Data:	18/09/2012	9:00h	Rev.: 1	
Motor:	2 HP									
Ensaio:	Água	Temp.:	22°C		$\rho = 996,55 \text{ Kg/m}^3$	- Calculado através de amostra				
Placa de orifício utilizada: Acrílica com 15,15 mm de diâmetro.						Diâmetro interno tubulação: 27,2 mm				
Registro	Frequênc.	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.		Pressão Difer.
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h	Placa (cm Hg)
Shut Off	60	3.527	4,100	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,0
2	60	3.527	1,660	9,240	0,646	8,594	22,35	23,15	1,389	4,0
3	60	3.527	1,340	9,430	0,646	8,784	18,78	28,16	1,690	7,0
4	60	3.527	0,860	9,370	0,646	8,724	14,91	35,23	2,114	10,0
5	60	3.527	0,600	9,540	0,646	8,894	13,47	39,75	2,385	13,0
Aberto	60	3.527	0,200	9,470	0,646	8,824	11,28	47,10	2,826	18,2
Registro	Frequênc.	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.		Pressão Difer.
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h	Placa (cm Hg)
Shut Off	50	2.917	3,200	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,0
2	50	2.917	2,900	2,180	0,660	1,520	45,91	1,99	0,120	0,2
3	50	2.917	2,200	5,660	0,660	5,000	33,06	9,11	0,546	0,6
4	50	2.917	1,500	7,240	0,660	6,580	23,78	16,66	1,000	2,3
5	50	2.917	0,700	8,020	0,660	7,360	14,75	30,04	1,803	6,7
Aberto	50	2.917	0,000	7,780	0,660	7,120	10,65	40,25	2,415	13,0
Registro	Frequênc.	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.		Pressão Difer.
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h	Placa (cm Hg)
Shut Off	45	2.600	2,550	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,0
2	45	2.600	2,000	4,560	0,660	3,900	57,94	4,05	0,243	0,2
3	45	2.600	1,500	6,000	0,660	5,340	30,72	10,47	0,628	0,8
4	45	2.600	1,000	7,300	0,660	6,640	22,00	18,17	1,090	2,4
5	45	2.600	0,500	9,260	0,660	8,600	18,95	27,32	1,639	5,7
Aberto	45	2.600	0,000	7,860	0,660	7,200	12,00	36,12	2,167	10,6
Registro	Frequênc.	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.		Pressão Difer.
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h	Placa (cm Hg)
Shut Off	40	2.345	2,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,0
2	40	2.345	1,400	6,340	0,660	5,680	44,43	7,70	0,462	0,2
3	40	2.345	1,100	5,900	0,660	5,240	29,28	10,77	0,646	0,8
4	40	2.345	0,800	7,800	0,660	7,140	26,25	16,38	0,983	2,0
5	40	2.345	0,400	8,140	0,660	7,480	18,34	24,56	1,473	4,2
Aberto	40	2.345	0,000	8,200	0,660	7,540	15,19	29,89	1,793	8,3
Registro	Frequênc.	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.		Pressão Difer.
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h	Placa (cm Hg)
Shut Off	35	2.037	1,330	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,0
2	35	2.037	0,380	9,610	0,646	8,964	30,87	17,48	1,049	2,0
3	35	2.037	0,270	9,600	0,646	8,954	26,94	20,01	1,201	3,0
4	35	2.037	0,180	9,560	0,646	8,914	23,81	22,54	1,352	4,0
5	35	2.037	0,100	9,500	0,646	8,854	20,97	25,42	1,525	5,0
Aberto	35	2.037	0,040	9,480	0,646	8,834	19,78	26,89	1,613	6,0

APÊNDICE D – Planilha de dados bomba regenerativa óleo (reciclo na caixa)

utilizando óleo como fluido.

Tabela D 1 – Dados da Bomba Regenerativa (óleo) em reciclo na caixa bombeando óleo.

Ensaio da Bomba Regenerativa (óleo) utilizando óleo como fluido em reciclo na caixa.									
Bomba de :	Óleo					Data:	26/09/2012	Rev.: 1	
Motor:	2 HP								
Ensaio:	Óleo	$\rho = 0,917 \text{ kg/m}^3$ - conforme especificação do fabricante.							
Registro	Frequência	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.	
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h
Shut Off	60	3.527	2,85	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
2	60	3.514	2,49	8,870	0,680	8,190	180,97	2,96	0,178
3	60	3.500	2,00	8,260	0,700	7,560	67,47	7,33	0,440
4	60	3.486	1,55	8,400	0,680	7,720	45,28	11,16	0,669
5	60	3.486	1,25	7,860	0,690	7,170	36,06	13,01	0,781
Aberto	60	3.472	0,85	8,280	0,680	7,600	32,34	15,38	0,923
Registro	Frequência	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.	
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h
Shut Off	50	2.931	1,94	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
2	50	2.927	1,60	8,400	0,700	7,700	153,16	3,29	0,197
3	50	2.928	1,30	8,540	0,700	7,840	79,41	6,46	0,388
4	50	2.926	1,00	8,500	0,700	7,800	54,13	9,43	0,566
5	50	2.928	0,69	8,720	0,690	8,030	43,62	12,05	0,723
Aberto	50	2.933	0,36	8,500	0,680	7,820	35,28	14,50	0,870
Registro	Frequência	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.	
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h
Shut Off	45	2.643	1,60	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
2	45	2.638	1,30	9,000	0,680	8,320	176,63	3,08	0,185
3	45	2.638	1,00	8,660	0,690	7,970	77,59	6,72	0,403
4	45	2.642	0,79	8,680	0,690	7,990	59,66	8,76	0,526
5	45	2.645	0,49	8,630	0,680	7,950	43,88	11,85	0,711
Aberto	45	2.637	0,30	9,480	0,700	8,780	42,47	13,53	0,812
Registro	Frequência	Rotação	Pman	Massa T.	Tara	Massa L.	Tempo	Vazão Calc.	
	Hz	rpm	kgf/cm ²	kg	Kg	kg	seg	l/min	m ³ /h
Shut Off	40	2.349	1,22	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
2	40	2.346	1,01	9,020	0,680	8,340	173,06	3,15	0,189
3	40	2.345	0,81	8,720	0,680	8,040	91,22	5,77	0,346
4	40	2.345	0,60	8,700	0,680	8,020	65,62	8,00	0,480
5	40	2.347	0,40	8,620	0,680	7,940	51,09	10,17	0,610
Aberto	40	2.347	0,22	8,360	0,680	7,680	41,81	12,02	0,721

**APÊNDICE E – Planilha de determinação das vazões de óleo a partir
das vazões totais – em padrão CAF.**

Tabela E.1 – Determinação das vazões de óleo a partir das vazões totais – em padrão CAF.

Óleo	Óleo	Óleo	Balde	M a s s a CAF		Tempo de	Rotâmetro
Rotação	Frequência	Pressão Descarga	Tara	Bruta	Líquida	coleta	Vazão Água
RPM	Hz	kgf/cm ²	Kg	Kg	kg	segundos	l/min
2.345	40	0,59	0,500	13,620	13,120	49,880	6,50
2.645	45	0,60	0,860	12,940	12,080	43,190	7,00
2.928	50	0,60	0,700	12,540	11,840	36,030	7,00
3.486	60	0,30	0,800	15,460	14,660	25,500	6,50
Valores considerados no cálculo das vazões:				Óleo - $\rho = 917,00 \text{ kg/m}^3$ - dado do fabricante			
				Água - $\rho = 996,55 \text{ kg/m}^3$ - conforme ensaio			
Polinômio utilizado para aferição da vazão da água:				$V_a = 0,0032 \times V_r^2 + 1,0026 \times V_r + 0,0479$			
Conforme Figura 4.4 - Item 4.1.3 - Rotâmetro.				Sendo:	Va - vazão aferida da água (l/min)		
					Vr - vazão no rotâmetro (l/min)		
Óleo	Óleo	Óleo	Rotâmetro		Rotâmetro		
Rotação	Frequência	Pressão Descarga	Vazão Água		Vazão Aferida		
RPM	Hz	kgf/cm ²	l/min		l/min		
2.345	40	0,59	6,50		6,70		
2.645	45	0,60	7,00		7,22		
2.928	50	0,60	7,00		7,22		
3.486	60	0,30	6,50		6,70		
Óleo	Óleo	Massa de água	Massa de	Volume	Vazão do óleo		Razão de
Rotação	Frequência	na amostra	óleo	de óleo	em CAF		volumes
RPM	Hz	kg	kg	litros	l/min	m ³ /h	óleo/água
2.345	40	5,551	7,569	8,254	9,93	0,596	1,5 : 1
2.645	45	5,181	6,899	7,523	10,45	0,627	1,4 : 1
2.928	50	4,322	7,518	8,198	13,65	0,819	1,9 : 1
3.486	60	2,838	11,822	12,892	30,34	1,820	4,5 : 1

APÊNDICE F – Planilhas de dados para determinação das
potências das bombas de óleo e água (simples).

Tabela F.1 – Bomba de Óleo

Tabela F.2 – Bomba de Água

Frequência: 60 Hz RPM: 3.498				Frequência: 35 Hz RPM: 2.097			
Medições	Alavanca	Força	Potência	Medições	Alavanca	Força	Potência
	cm	N	W		cm	N	W
1	79,0	33,41	9.668,36	1	21,8	22,16	1.060,85
2	89,0	33,61	10.957,41	2	26,1	23,72	1.359,51
Média			10.312,89	Média			1.210,18
Frequência: 50 Hz RPM: 2.929							
Medições	Alavanca	Força	Potência				
	cm	N	W				
1	79,0	33,49	8.115,05				
2	89,0	33,12	9.041,27				
Média			8.578,16				
Frequência: 45 Hz RPM: 2.641							
Medições	Alavanca	Força	Potência				
	cm	N	W				
1	79,0	34,19	7.470,06				
2	89,0	33,58	8.265,49				
Média			7.867,78				
Frequência: 40 Hz RPM: 2.347							
Medições	Alavanca	Força	Potência				
	cm	N	W				
1	79,0	34,05	6.611,30				
2	89,0	33,40	7.305,99				
Média			6.958,65				

APÊNDICE G – Planilha de dados para determinação das

potências das bombas de óleo e água em CAF.

Tabela G.1 – Dados para determinação das potências das bombas regenerativas em CAF.

Bomba de Óleo				Bomba de Água				Total
Frequência: 60 Hz RPM: 3.498				Frequência: 35 Hz RPM: 2.097				CAF
Medições	Alavanca	Força	Potência	Medições	Alavanca	Força	Potência	O-60 Hz
	cm	N	W		cm	N	W	A-35Hz
1	79,0	24,76	7.165,18	1	21,8	22,16	1.060,85	8.226,03
2	89,0	23,99	7.821,13	2	26,1	23,72	1.359,51	9.180,65
Média			7.493,16	Média			1.210,18	8.703,34

Frequência: 50 Hz RPM: 2.929				Frequência: 35 Hz RPM: 2.097				O-50 Hz
Medições	Alavanca	Força	Potência	Medições	Alavanca	Força	Potência	A-35Hz
	cm	N	W		cm	N	W	
1	79,0	25,88	6.271,05	1	21,8	22,16	1.060,85	7.331,90
2	89,0	24,99	6.821,90	2	26,1	23,72	1.359,51	8.181,41
Média			6.546,48	Média			1.210,18	7.756,66

Frequência: 45 Hz RPM: 2.641				Frequência: 35 Hz RPM: 2.097				O-45 Hz
Medições	Alavanca	Força	Potência	Medições	Alavanca	Força	Potência	A-35Hz
	cm	N	W		cm	N	W	
1	79,0	24,53	5.359,48	1	21,8	22,16	1.060,85	6.420,33
2	89,0	23,80	5.858,21	2	26,1	23,72	1.359,51	7.217,72
Média			5.608,85	Média			1.210,18	6.819,03

Frequência: 40 Hz RPM: 2.347				Frequência: 35 Hz RPM: 2.097				O-40 Hz
Medições	Alavanca	Força	Potência	Medições	Alavanca	Força	Potência	A-35Hz
	cm	N	W		cm	N	W	
1	79,0	24,55	4.766,74	1	21,8	22,16	1.060,85	5.827,59
2	89,0	27,36	5.984,79	2	26,1	23,72	1.359,51	7.344,30
Média			5.375,76	Média			1.210,18	6.585,95

**APÊNDICE H – Planilha comparativa das potências necessárias
ao bombeamento de óleo em relação a água e óleo (CAF).**

**Tabela H.1 – Comparativo das potências necessárias ao bombeamento de
óleo em relação a água e óleo.**

		Água+Óleo			
			Total		Economia
		Óleo	CAF		
RPM	3.498		O-60 Hz		Redução
O-60 Hz	Potência		A-35Hz		
	W		W		
	9.668,36		8.226,03		
	10.957,41		9.180,65		
	10.312,89	==>	8.703,34	==>	15,61%
RPM	2.929		O-50 Hz		
O-50 Hz	Potência		A-35Hz		
	W		W		
	8.115,05		7.331,90		
	9.041,27		8.181,41		
	8.578,16	==>	7.756,66	==>	9,58%
RPM	2.641		O-45 Hz		
O-45 Hz	Potência		A-35Hz		
	W		W		
	7.470,06		6.420,33		
	8.265,49		7.217,72		
	7.867,78	==>	6.819,03	==>	13,33%
RPM	2.347		O-40 Hz		
O-40 Hz	Potência		A-35Hz		
	W		W		
	6.611,30		5.827,59		
	7.305,99		7.344,30		
	6.958,65	==>	6.585,95	==>	5,36%

APÊNDICE I – Planilha de dados referentes à perda de carga
no bombeio de óleo e água.

Tabela I.1 – Perda de carga nos pontos M4 e M5 a jusante do injetor,
obtida utilizando-se óleo como fluido..

Frequência	Vazão de óleo		Perda de Carga - Δh	
	l/min	m³/h	mca	kgf/cm²
40	9,93	0,596	0,80	0,08
45	10,45	0,627	0,90	0,09
50	13,65	0,819	1,00	0,10
60	30,34	1,820	1,20	0,12

Tabela I.2 – Perda de carga nos pontos M4 e M5 a jusante do injetor,
obtida utilizando-se água como fluido.

Frequência	Vazão de água		Perda de Carga - Δh	
	l/min	m³/h	mca	kgf/cm²
60	6,70	0,402	0,022	0,0022

Tabela I.3 – Perda de carga nos pontos M4 e M5 a jusante do injetor,
obtida utilizando-se óleo água em padrão CAF.

Frequência	Vazão CAF		Perda de Carga - Δh	
	l/min	m³/h	mca	kgf/cm²
50/35	20,87	1,252	0,035	0,0035
60/35	37,04	2,222	0,050	0,0050

APÊNDICE J – Fotos dos padrões CAF obtidos no experimento.



Figura J.1 - Pressão de 0,46 Kg/cm²



Figura J.2 – Freq. 35 Hz(óleo) e 35 Hz(água)



Figura J.3 – Vazão de 6 l/min

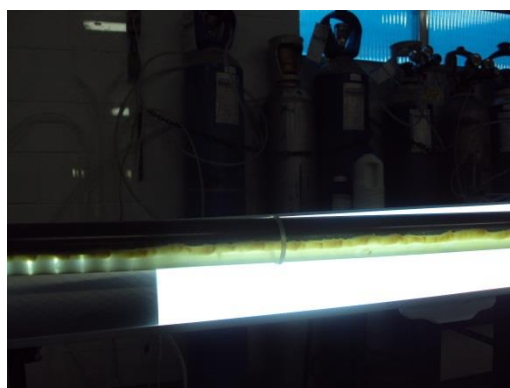


Figura J.4 – Trecho após injetor

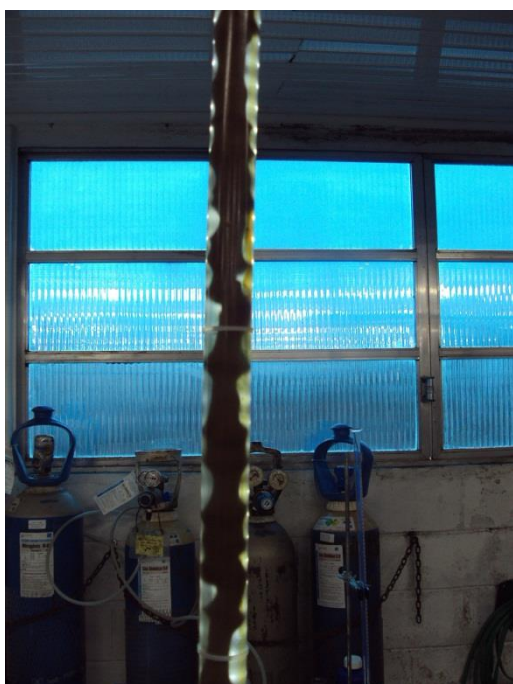


Figura J.6 – Trecho Superior

Figura J.5 – Trecho Ascendente

APÊNDICE J – Fotos dos padrões CAF obtidos no experimento (continuação).



Figura J.6 - Pressão de 0,46 Kg/cm²



Figura J.7 – Freq. 40 Hz(óleo) e 35 Hz(água)

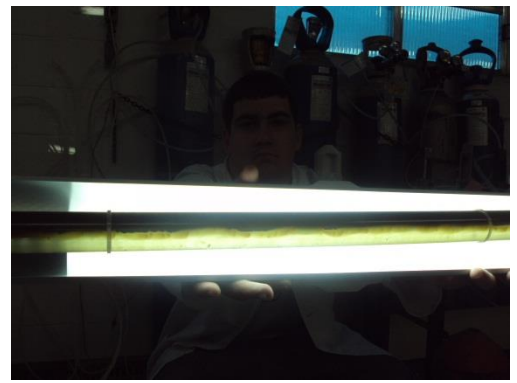


Figura J.8 – Vazão de 7 l/min
Figura J.9 – Trecho após injetor

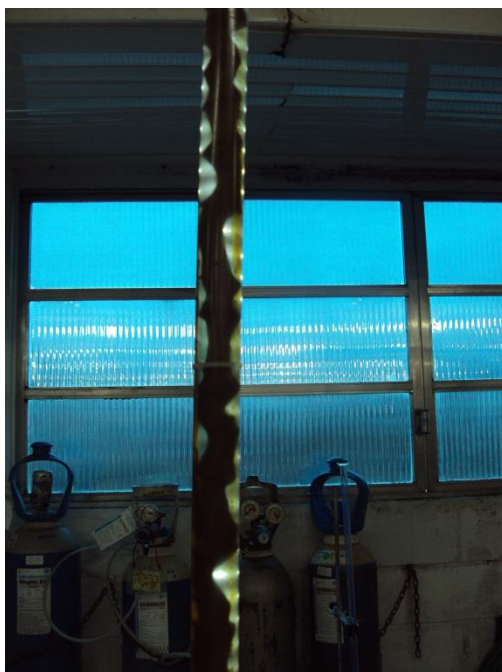


Figura J.11 – Trecho Superior

Figura J.10 – Trecho Ascendente

APÊNDICE J – Fotos dos padrões CAF obtidos no experimento (continuação)

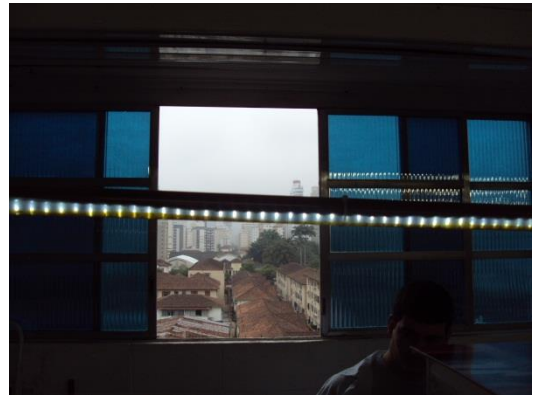


Figura J.13 – Trecho Inferior

Figura J.12 – Curva Descendente



Figura J.14 - Pressão de 0,57 Kg/cm²



Figura J.15 – Freq. 45 Hz(óleo) e 35 Hz(água)

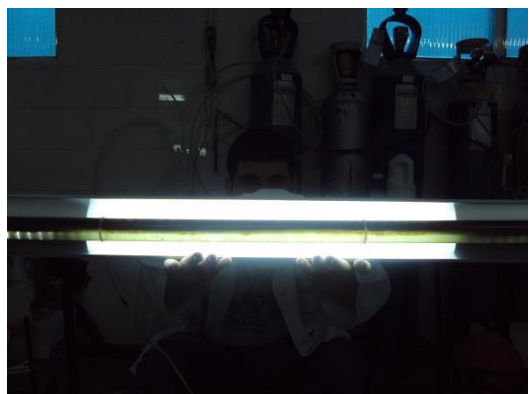


Figura J.16 – Vazão de 7 l/min

Figura J.17 – Trecho após injetor

APÊNDICE J – Fotos dos padrões CAF obtidos no experimento (continuação).



Figura J.18 – Trecho Ascendente



Figura J.19 – Trecho Superior



Figura J.20 – Trecho Superior

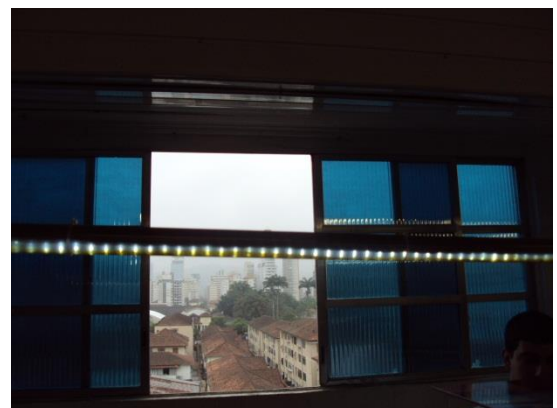


Figura J.21 – Curva Descendente

Figura J.22 – Trecho Inferior

APÊNDICE J – Fotos dos padrões CAF obtidos no experimento (continuação).



Figura J.23 - Pressão de 0,22 Kg/cm²



Figura J.24 – Freq. 50 Hz(óleo) e 35 Hz(água)



Figura J.25 – Vazão de 6,5 l/min

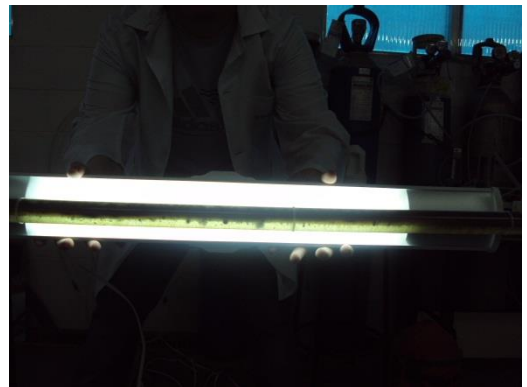


Figura J.26 – Trecho após injetor



Figura J.28 – Trecho Superior

Figura J.27 – Trecho Ascendente

APÊNDICE J – Fotos dos padrões CAF obtidos no experimento (continuação).

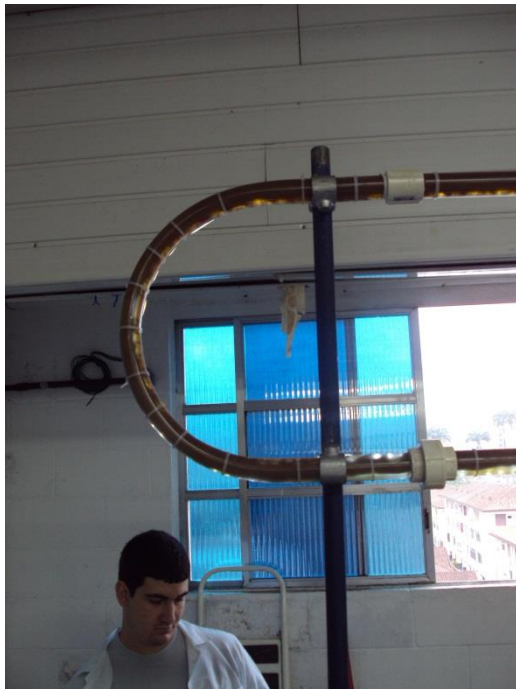


Figura J.30 – Trecho Inferior

Figura J.29 – Curva Descendente



Figura J.31 - Pressão de 0,20 Kg/cm²



Figura J.32 – Freq. 60 Hz(óleo) e 35 Hz(água)

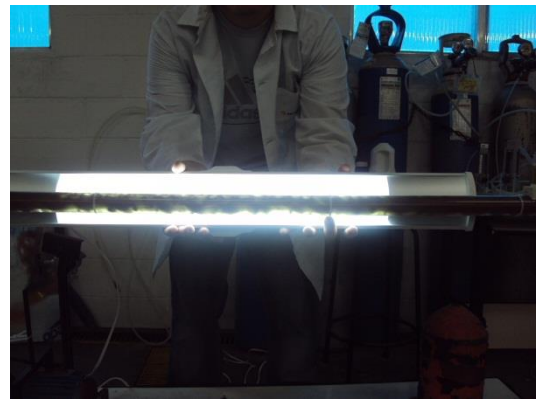


Figura J.33 – Vazão de 7 l/min

Figura J.34 – Trecho após injetor

APÊNDICE J – Fotos dos padrões CAF obtidos no experimento (continuação).



Figura J.35 – Trecho Ascendente



Figura J.36 – Trecho Superior

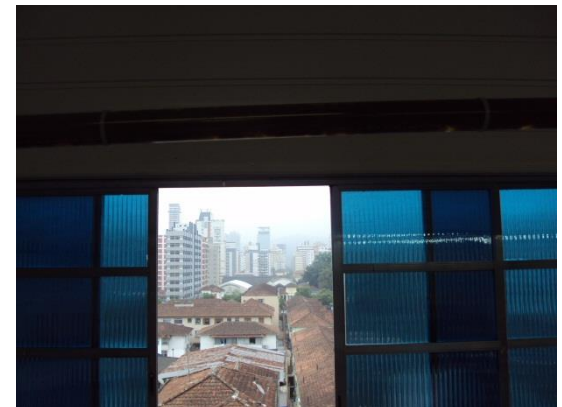


Figura J.37 – Trecho Superior

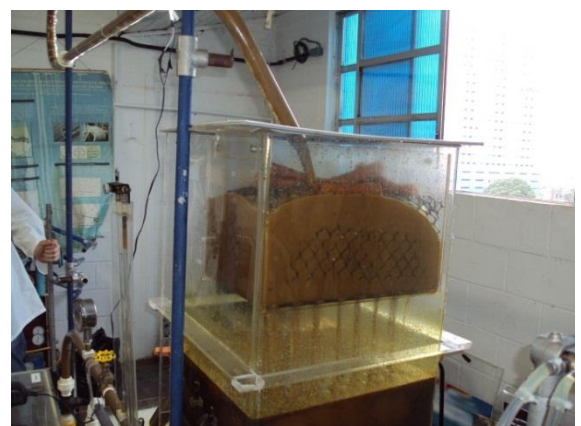


Figura J.38 – Curva Descendente

**Figura J.39 – Cesta Pré Separadora
Emulsionada**

