

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

LUÍS CARLOS DEMETRIO LARANJEIRA

**DESENVOLVIMENTO DE UNIDADE EXPERIMENTAL PARA ESTUDO DA
TÉCNICA *CORE ANNULAR FLOW* NA ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO**

SANTOS/SP

2016

LUIÍS CARLOS DEMETRIO LARANJEIRA

**DESENVOLVIMENTO DE UNIDADE EXPERIMENTAL PARA ESTUDO DA
TÉCNICA *CORE ANNULAR FLOW* NA ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO**

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

SANTOS/SP

2016

Autorizo a reprodução parcial ou total deste trabalho, por qualquer que seja o processo, exclusivamente para fins acadêmicos e científicos.

LARANJEIRA, Luís Carlos Demetrio.

Desenvolvimento de unidade experimental para estudo da técnica *core annular flow* na elevação de petróleo.

2016.

n. de f.83.

Orientador: Prof. Dr. Deovaldo de Moraes Júnior

Coorientador: Prof. Dr. Aldo Ramos Santos

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Santa Cecília,
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica,
Santos,SP, 2016.

1. Fluxo bifásico anular. 2. Elevação artificial. 3. Óleos pesados.

I. Moraes Júnior, Deovaldo, orientador.

II. Santos, Aldo Ramos, coorientador.

III. Desenvolvimento de unidade experimental para estudo da técnica *core annular flow* na elevação de petróleo.

DEDICATÓRIA

Dedico,

À minha esposa Roseli Aparecida Cavalcante Laranjeira e às minhas filhas Amanda Cavalcante Laranjeira e Carolina Cavalcante Laranjeira, razões maiores de tudo o que penso e faço.

AGRADECIMENTOS

Agradeço,

A Deus, pela vida.

Aos meus pais Antônio (*in memoriam*) e Odete (*in memoriam*), por minha formação moral e acadêmica.

Aos meus orientadores, Prof. Dr. Aldo Ramos Santos e Prof. Dr. Deovaldo de Moraes Júnior, pelo apoio, tolerância e complacência. Dominam a arte de inspirar.

Aos laboriosos Gilmar Alcântara, Irineu Penha da Ressureição e Volnei de Lemos, da oficina do Laboratório de Operações Unitárias da UNISANTA, cujas ideias e ações foram fundamentais para o desenvolvimento do trabalho.

Aos formandos de Engenharia Química de 2014 da UNISANTA, Andhros Guimarães Silva, Cristiane Marquinez de Araújo, Daniel Lopes Muiños Torneiros, Danilo Tavares dos Santos, Letícia Campi Felício de Souza, Maria Eduarda Marques Luiz Ascariz, Mariana Vilas Boas Silva, Paulo Roberto Santos da Costa Fonseca, Pedro Henrique Coelho Mendes e Rodrigo Chesmem Gouveia Ferreira, verdadeiros coautores da pesquisa.

Aos demais professores, colegas e alunos que contribuíram direta e indiretamente com o alcance dos objetivos deste trabalho.

EPÍGRAFE

“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo”.

Albert Einstein

RESUMO

Atualmente no Brasil, cerca de 40% do petróleo produzido, pode ser considerado pesado, segundo dados da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), o que torna a sua produção mais complexa, tanto no aspecto técnico como no econômico, em função de sua elevada viscosidade. Uma técnica para reduzir o atrito viscoso entre o óleo e as paredes da tubulação por onde ocorre o escoamento, consiste em formar um anel de água periférico que funciona como uma película lubrificante. Essa técnica é conhecida como CAF “*Core Annular Flow*”, fluxo bifásico anular. A presente pesquisa teve por objetivo, desenvolver uma unidade experimental, para estudar a aplicabilidade do CAF na elevação de petróleo (fluxo dentro da coluna de produção), utilizando-se para tanto, a própria água contida originalmente na formação (reservatório de petróleo). Visando o estudo da redução de energia necessária ao deslocamento do óleo, foi projetada e construída uma bancada experimental que retrata uma condição de óleo e água de fundo de poço. No equipamento, após a descarga da bomba, os fluídos (água e óleo) foram inseridos em um misturador estático, de modo a reproduzir as condições em que são encontrados no reservatório de petróleo. Após passar por um separador bifásico, os fluídos foram direcionados para o injetor formador do anel, após o qual se observou um anel estável. Todo o processo ocorreu dentro de tubulação de acrílico transparente, o que permitiu total visibilidade. Foram validadas as leis de afinidade para água e óleo referentes às vazões, porém não para as alturas manométricas das duas bombas. A comparação do ponto de operação, dado pela interseção da curva da bomba com a do sistema, com o ponto de formação do CAF, indicou 21,43% de redução da altura manométrica e elevação da vazão de 29,10% com 2450 RPM (rotações por minuto) e relação de 60% de óleo e 40% de água em volume.

Palavras-chave: Fluxo bifásico anular. Elevação artificial. Óleos pesados.

ABSTRACT

Currently in Brazil, about 40% of the oil produced can be considered heavy according to data from ANP (National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels), which makes its production more complex, both in the technical aspect as economic, due to its high viscosity. A technique to reduce the viscous friction between the oil and the walls of the pipe where the flow occurs consists in forming a peripheral ring of water, which acts as a lubricant film, which is made possible by the natural principle of immiscibility of fluids with different densities and viscosities. This research aimed to study in an experimental unit the applicability of CAF in oil elevation (flow within the production column), using for this purpose, the water itself contained originally in formation (oil reservoir). An experimental bench, which portrays the downhole conditions, was designed and built in order to study the reduction of the necessary energy to the oil dislocation. After the discharge of the pump in the equipment, the fluids (water and oil) were placed in a static mixer, so as to reproduce the conditions in which they are found in the reservoir. After going through a two-phase separator, the fluids were directed to the injector which forms the ring. The whole process occurred within the transparent acrylic pipe, which allowed full visibility. The affinity laws have been validated for water and oil related to the flow rates and manometric heights of the two pumps. The comparison between the operation point, given by the intersection of the pump's curve with the system's, and the CAF formation point indicated 21.43% of reduction in the manometric height and 29,10% of elevation of the rate flow with 2450 RPM (rotations per minute), and also volume relation from 60% of oil and 40% of water.

Keywords: Core annular flow. Artificial lift. Heavy oils.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Aumento da lâmina d'água em função do tempo	15
Figura 2.1: Reservatório típico de petróleo.....	19
Figura 2.2: Coluna convencional de produção.....	21
Figura 2.3: Árvore de natal convencional (ANC.....	21
Figura 2.4: Configuração <i>offshore</i> de produção de petróleo.....	22
Figura 2.5: Esquema do escoamento <i>core-flow</i>	24
Figura 2.6: Padrão de fluxo core-flow vertical ascendente (ondas bambu).....	25
Figura 2.7: Padrão de escoamento típico para tubos horizontais óleo/água.....	26
Figura 2.8: Carta de diferentes fluxos no escoamento água-óleo... ..	27
Figura 2.9: Padrão de fluxo CAF na cabeça do poço piloto com tubo de 2 7/8"	28
Figura 2.10: Unidade Experimental para estudo do CAF – UNISANTA	28
Figura 3.1: Unidade experimental p/ estudo do CAF em fluxo vertical ascendente ..	29
Figura 3.2: Bomba regenerativa c/ motor trifásico de 1cv, KSB-Hydrobloc P1000 T 30	
Figura 3.3: Esquema de bomba regenerativa	30
Figura 3.4: Inversores de frequência modelo CFW10.....	31
Figura 3.5: Tomadas de pressão e manômetro digital	31
Figura 3.6: Rotâmetro	32
Figura 3.7: Peça de união de correntes em formato de “Y”	32
Figura 3.8: Misturador estático.	33
Figura 3.9: Vaso separador água-óleo	33
Figura 3.10: Entrada do vaso separador	34
Figura 3.11: Saída do vaso separador	34
Figura 3.12: Injetor	34
Figura 3.13: Detalhe da saída do separador, admissão do injetor e trecho vertical. .	35
Figura 3.14: Tanque coletor e caixa de separação.	36
Figura 3.15: Protótipo inicial da bancada experimental.....	38
Figura 3.16: Bancada experimental em desenvolvimento.....	38
Figura 3.17: Configuração final da bancada experimental.	38
Figura 3.18: Evolução da peça de união de correntes em “Y”	39
Figura 3.19: Evolução do misturador estático..	39
Figura 3.20: Evolução do vaso separador.....	40
Figura 3.21: Evolução do Injetor.....	40

Figura 3.22: Tacômetro.	41
Figura 3.23: Balança de prato.	41
Figura 3.24: Trena de 3 metros.	41
Figura 3.25: Rotâmetro capacidade 40 l/min.	41
Figura 3.26: Manômetro Digital.	41
Figura 3.27: Cronômetro.	41
Figura 4.1: Correção dos valores exibidos pelo rotâmetro em relação à vazão real.	44
Figura 4.2: Rotação das bombas em função da frequência dos inversores.	46
Figura 4.3: Vazão das bombas em função da frequência dos inversores.	46
Figura 4.4: Curvas da bomba 1 para água.	48
Figura 4.5: Curvas da bomba 2 para água.	50
Figura 4.6: Curvas da bomba 1 para óleo.	51
Figura 4.7: Rotação, vazão e altura manométrica para bomba 2 com água.	52
Figura 4.8: Rotação, vazão e altura manométrica para bomba 1 com óleo.	53
Figura 4.9: Pontos de operação da bomba 2 (água) p/ o sistema.	54
Figura 4.10: Pontos de operação da bomba 1 (óleo) p/ o sistema e pontos de CAF.	55
Figura 4.11: Aumento de vazão empregando o método CAF.	56
Figura 4.12: Redução da altura manométrica, empregando o método CAF.	57
Figura 4.13: Desenvolvimento do perfil CAF.	58

LISTA DE TABELAS

Tabela.1.1: Classificação °API por algumas instituições.	16
Tabela 1.2: Percentual de óleos pesados no total produzido no Brasil.	16
Tabela 3.1: Acessórios utilizados para o sistema com água.....	36
Tabela 3.2: Acessórios utilizados para o sistema com óleo	37
Tabela 3.3: Características do óleo utilizado.....	42
Tabela 4.1: Dados dos pontos de análise para a calibração do rotâmetro.....	44
Tabela 4.2: Frequências e rotações e vazões da bomba 1 operando com óleo	45
Tabela 4.3: Frequências, rotações e vazões da bomba 2 operando com água	45
Tabela 4.4: Dados operacionais da bomba 1 operando c/ água a 3450 RPM	47
Tabela 4.5: Dados operacionais da bomba 1 operando c/ água a 2950 RPM	47
Tabela 4.6: Dados operacionais da bomba 1 operando c/ água a 2450 RPM	48
Tabela 4.7: Dados operacionais da bomba 2 operando c/ água a 3450 RPM	49
Tabela 4.8: Dados operacionais da bomba 2 operando c/ água a 2950 RPM	49
Tabela 4.9: Dados operacionais da bomba 2 operando c/ água a 2450 RPM	49
Tabela 4.10: Dados operacionais da bomba 1 operando c/ óleo a 3450 RPM	50
Tabela 4.11: Dados operacionais da bomba 1 operando c/ óleo a 2450 RPM	50
Tabela 4.12: Dados dos pontos de análise para estudo da aplicabilidade da Lei da Afinidade relativas à bomba 2 operando com água.....	51
Tabela 4.13: Dados dos pontos de análise para estudo da aplicabilidade da Lei da Afinidade relativas à bomba 1 operando com óleo.....	52
Tabela 4.14: Pontos da curva do sistema para bomba 2 c/ água.....	54
Tabela 4.15: Pontos da curva do sistema para bomba 1 c/ óleo.....	55
Tabela 4.16: Pontos de formação do CAF	55
Tabela 4.17: Pontos de obtenção do perfil CAF em comparação com o escoamento monofásico de óleo	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
API	<i>American Petroleum Institute</i> (Instituto Americano de Petróleo).
CAF	<i>Core Annular Flow</i> (fluxo bifásico anular).
TAN	<i>Total Acid Number</i> : número de acidez total; indica a quantidade total de substâncias ácidas contidas no óleo; representa a massa em miligramas de hidróxido de potássio (KOH), necessária para neutralizar um grama de óleo.

LISTA DE SÍMBOLOS

“	polegada.
°	graus.
%	por cento.
cSt	centistoke.
cv	cavalo vapor.
ft	feet (pés).
g	grama.
H	altura manométrica
Hz	Hertz.
KOH/g	quantidade de substância alcalina.
lb	libra.
m	metro.
mca	metros de coluna de água.
mco	metros de coluna de óleo.
m ³ /dia	metros cúbicos por dia
mg	miligrama.
mm	milímetro.
N	rotação.
P	pressão.
ph	potencial hidrogeniônico.
PVC	policloreto de vinila.
Q	vazão.
R ²	coeficientes de determinação.
RPM	rotações por minuto.
s	segundo.
Uo	velocidade superficial do óleo.
Uw	velocidade superficial da água.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1 Justificativa	15
1.2 Aspectos Técnicos.....	17
1.2.1 Produção de Petróleo.....	17
1.2.2 Água produzida.....	21
1.2.3 <i>Core Annular Flow</i> (CAF).....	22
1.3 Objetivos	23
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
3. MATERIAL E MÉTODO.....	29
3.1 Material	29
3.1.1 Unidade experimental	29
3.1.2 Água produzida.....	37
3.1.3 <i>Core Annular Flow</i> (CAF).....	38
3.2 Método	39
3.2.1 Calibração do rotâmetro	39
3.2.2 Calibração dos inversores de frequência.....	39
3.2.3 Obtenção das curvas das bombas.....	39
3.2.4 Verificação das Leis de Afinidade.....	39
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	41
4.1 Evolução da bancada experimental	41
4.2 Calibrações.....	44
4.2.1 Rotâmetro	44
4.2.2 Inversores de Frequência.....	44
4.3 Curvas experimentais das bombas	46
4.4 Leis da afinidade	47
4.5 Curvas do sistema e pontos de operação	47
4.6 Efetividade do método	50
4.7 Perfil de escoamento	50
4.8 Discussão	51
5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES	53
5.1 Conclusões.....	53
5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	53
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
APÊNDICES	56
ANEXOS	74

1. INTRODUÇÃO

1.1 JUSTIFICATIVA

A produção de óleos pesados vem se apresentando como uma necessidade, diante dos complexos cenários apresentados pela Indústria de Petróleo e Gás.

A dificuldade de descobertas de novas reservas em áreas de fácil operação (terrestres e águas rasas) vem empurrando as empresas mar adentro, com lâminas d'água (distância entre a superfície e o fundo do mar) cada vez maiores, na mesma proporção em que aumentam os custos (Figura 1.1).

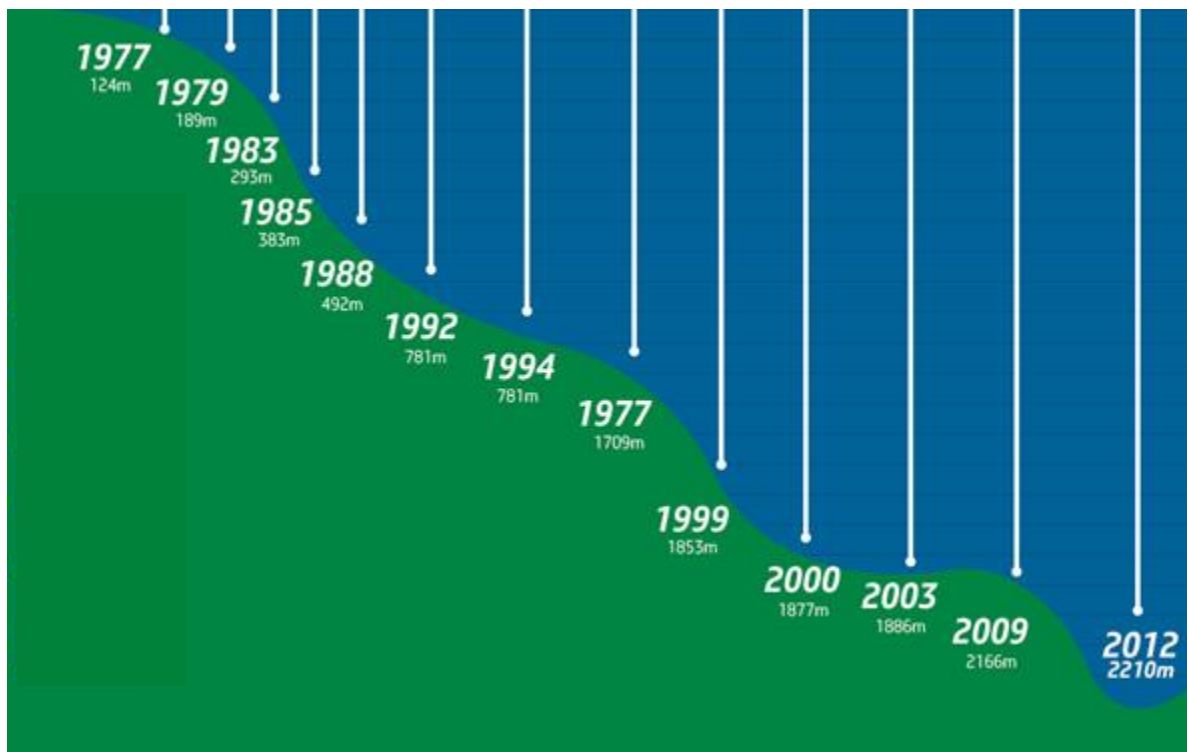


Figura 1.1: O aumento da lâmina d'água em função do tempo (Fonte: PETROBRAS, 2015).

Os custos aumentam por conta da necessidade de materiais e equipamentos cada vez mais sofisticados, da maior qualificação requerida para a mão de obra, bem como das dificuldades logísticas enfrentadas pelas operadoras. Assim, torna-se oportuna a produção de óleos pesados, tanto em terra quanto no mar.

A produção em alguns desses campos pode se tornar técnica ou economicamente inviável, devido à quantidade de energia requerida para o escoamento do petróleo.

Óleo pesado, segundo a ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) é o que apresenta densidade entre 12° e 22,3° graus API (American Petroleum Institute).

O grau API é o sistema de unidades utilizado pela indústria de petróleo para representar a densidade do óleo, em quatro classes, como se pode observar na Tabela 1.1:

Tabela.1.1: Classificação °API por algumas instituições.

Órgão	°API (grau API)			
	Óleo Leve	Óleo Médio	Óleo Pesado	Óleo Ultrapesado
<i>Alberta Governmentet/Canadá</i>	>34	25 a 34	10 a 25	<10
<i>U.S. Department of Energy</i>	>35,1	25 a 35,1	10 a 25	<10
OPEP	>32	26 a 32	10,5 a 26	<10,5
<i>Petrobras offshore</i>	>32	19 a 32	14 a 19	<14
<i>Petrobras onshore</i>	>32	18 a 32	13 a 18	<13
ANP/Brasil	>31,1	22,3 a 31,1	12 a 22,3	<12

Fonte: Souza Júnior (2008).

A Equação 1.1 demonstra a relação entre o grau API e a densidade relativa (d) de um óleo:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{d} - 131,5 \quad (1.1)$$

A produção de óleos pesados no Brasil representa aproximadamente 40% do total produzido, com discreto viés de alta, conforme se observa a partir de dados extraídos dos Anexos A, B e C (“Produção de petróleo, por corrente, segundo bacia”) dos Anuários Estatísticos da ANP de 2016, 2015 e 2014, que trazem, respectivamente, os dados de 2015, 2014 e 2013.

Para o cálculo do percentual de óleos pesados do total produzido, foram elaboradas planilhas que excluem os demais tipos de óleo (Apêndices A, B e C), onde foram obtidos os dados apresentados na Tabela 1.2:

Tabela 1.2: Percentual de óleos pesados no total produzido no Brasil.

Ano	Óleos pesados (m³)	Total produzido (m³)	%
2013	47.167.420	117.446.103	40,1
2014	53.268.991	130.835.108	40,7
2015	58.571.645	141.445.548	41,4

Fonte: Elaborada a partir de dados da ANP (Apêndices A, B e C).

Devido à alta viscosidade do óleo e às elevadas tensões interfaciais entre os fluídos, aproximadamente 70% do óleo ficam retidos no reservatório (THOMAS *et al.* 2004, pg. 205), sendo necessária a utilização de métodos especiais para a recuperação.

A alta viscosidade também é responsável pela aderência do óleo às paredes dos tubos, durante o escoamento, o que traz perdas de carga e aumenta a necessidade de aporte de energia para a preservação do fluxo.

Sendo assim, a aposta em novos campos, cada vez mais distantes e profundos, deve ceder lugar ao emprego de técnicas que permitam a elevação de óleos pesados de campos que já se encontram em desenvolvimento ou que já tenham a comercialidade comprometida em função dos altos custos de produção.

Esse fato aumenta a importância de investimentos na pesquisa de técnicas de elevação desse tipo de óleo.

Dentre essas técnicas, o CAF (*Core Annular Flow*) vem ganhando relevância, o que justifica a intensificação de estudos que permitam a ampliação do conhecimento e a determinação dos parâmetros que estabeleçam as condições ideais de fluxo, ou seja, a máxima redução da potência requerida com o mínimo aporte de água.

A maior vantagem dessa técnica é não requerer aporte de energia, como ocorre com os métodos de elevação artificial convencionais. Utiliza-se, nesse caso, a própria energia de pressão existente no reservatório de petróleo.

Outra vantagem da técnica é a simplicidade do equipamento proposto, dotado, basicamente, de um separador bifásico e um injetor formador do anel. Isso pode representar uma redução na necessidade de intervenções para manutenção, invariavelmente muito dispendiosas em poços produtores.

Outro aspecto relevante da pesquisa é o estudo da aplicabilidade do método na elevação de petróleo utilizando-se a própria água encontrada na formação petrolífera (água produzida); na literatura consultada, não foram encontrados registros de publicações que contemplem esse tema. As soluções propostas sugeriam a injeção da água a partir da superfície.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O presente trabalho teve por objetivo geral construir uma unidade experimental para o estudo da eficiência da técnica CAF na elevação de petróleo.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do trabalho foram:

- a) Observar o padrão de fluxo em vários trechos do sistema, através de tubulação transparente;
- b) Determinar o aumento de vazão e redução da perda de carga com o emprego da técnica CAF.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Breve histórico sobre petróleo

Segundo Thomas *et al.* (2004), o petróleo no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com a cor variando entre o negro e o castanho-claro, sendo constituído, basicamente, por uma mistura de hidrocarbonetos (compostos químicos formados por átomos de carbono e hidrogênio).

O petróleo (do latim *petroleum* = *petra* (pedra) + *oleum* (óleo)), é o resultado de sucessivos depósitos orgânicos, principalmente fitoplânctons (comunidade de microrganismos vegetais que constituem a base alimentar da vida dos oceanos e mares), soterrados por camadas rochosas de bacias sedimentares e consequentemente submetidos a altas pressões e temperaturas, ao longo de milhões de anos, num processo denominado Catagênese (THOMAS *et al.* 2004 pg. 16).

Após a formação nas rochas geradoras, o óleo migra pela porosidade das rochas reservatório, até ter o fluxo bloqueado por formações impermeáveis conhecidas por rochas selantes e fica aprisionado numa formação denominada “trap” (armadilha); assim se formam as jazidas petrolíferas (Figura 2.1).

O petróleo foi utilizado na Antiguidade, quando era obtido através de exsudações (aparecimento espontâneo na superfície), por egípcios, gregos, romanos, incas, maias e outras civilizações (THOMAS *et al.* 2004 pg. 1).

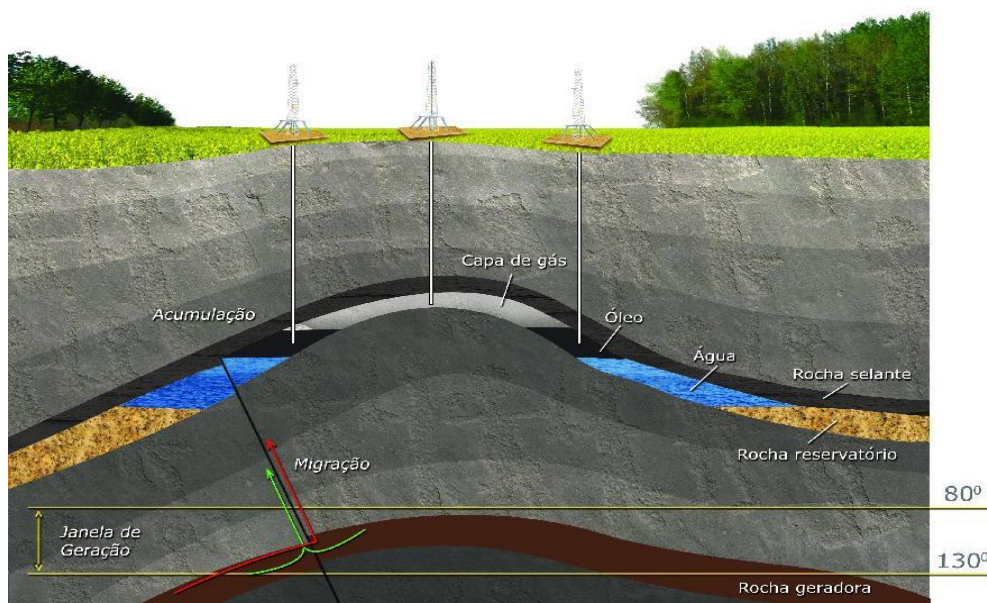


Figura 2.1: Reservatório típico de petróleo (Fonte: MORAIS, 2013).

Em agosto de 1859 em Tittusville, Pensilvânia, o Coronel Drake entrou para a história ao produzir 2 m³/dia de petróleo através de um poço de 21 metros de profundidade (THOMAS *et al.* 2004 pg. 1), marcando o nascimento da indústria petrolífera, que atualmente dispõe de diversificada tecnologia e investe fortemente em pesquisa, objetivando novas descobertas e novos métodos de extração.

2.2 A produção de petróleo

Para que o petróleo possa ser extraído do reservatório e armazenado em tanques na superfície, é necessária uma instalação de produção.

A Engenharia de Petróleo divide o fluxo desde o reservatório até a tancagem de superfície, em três etapas:

- (1) Fluxo no meio poroso – também conhecido como “recuperação”; é o fluxo dentro da rocha reservatório, que termina no fundo do poço;
- (2) Elevação – fluxo dentro da coluna de produção; é o fluxo desde o fundo até a cabeça do poço;
- (3) Coleta – também conhecido como “escoamento”; é o fluxo entre a cabeça do poço e o tanque de recebimento.

O fluxo dentro da rocha reservatório ocorre naturalmente pelos poros, a partir de um diferencial de pressão com o fundo do poço; sendo assim, dispensa qualquer tipo de instalação.

Já na etapa de Elevação, é necessário o emprego de tubos (coluna de produção), que para serem instalados requerem a remoção do material existente no solo, num processo denominado Perfuração, que é a etapa inicial da construção de um poço.

Concluída a Perfuração, é necessário equipar o poço com os tubos, revestimentos e equipamentos adequados, transformando-o efetivamente em um condutor de fluidos, observados os aspectos relativos à produtividade, segurança e preservação do meio-ambiente, objetivos que são alcançados com a Completação. A figura 2.2 mostra o esquema de um poço típico completado.

Para possibilitar o fluxo na 3ª e última etapa, a cabeça do poço, dotada de um equipamento constituído por um conjunto de válvulas (conhecido por Árvore de Natal) é conectada ao tanque de recebimento através das linhas de produção. Na configuração terrestre (*onshore*) geralmente é instalada uma tubulação metálica convencional (Figura 2.3), enquanto que na marítima (*offshore*) esse sistema é composto por dois tipos de dutos: a *flowline*, que fica apoiada no leito marinho e o

riser no trecho vertical (Figura 2.4); devido às inúmeras solicitações térmicas e mecânicas, estes dutos requerem sofisticada tecnologia.

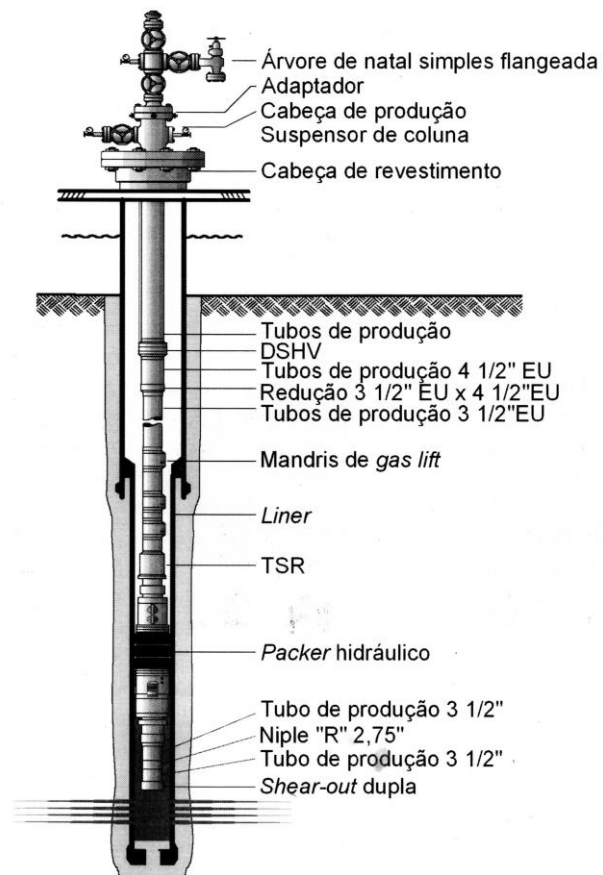


Figura 2.2: Coluna convencional de produção (Fonte: THOMAS *et al.* 2004).

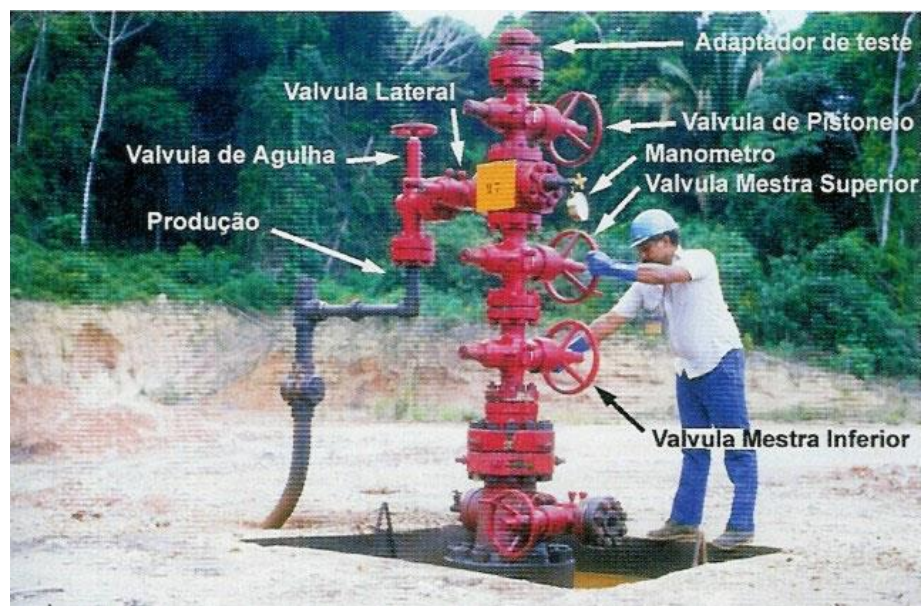


Figura 2.3: Árvore de natal convencional (ANC) (Fonte: THOMAS *et al.* 2004).

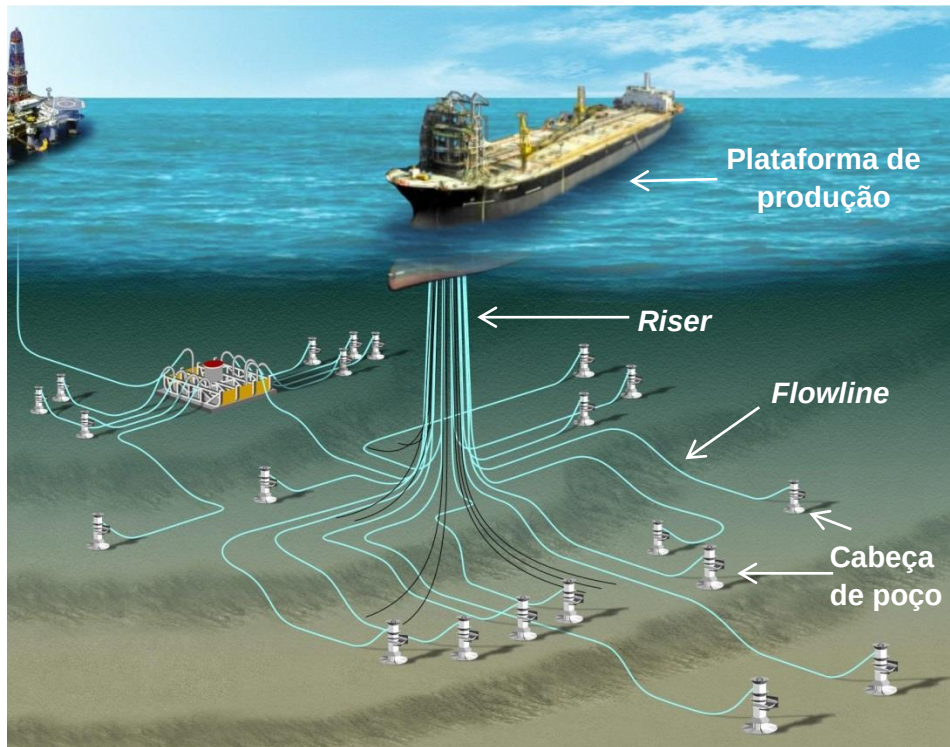


Figura 2.4: Configuração *offshore* de produção de petróleo (Fonte: MORAIS, 2013).

Concluídas a construção e a conexão do poço, a próxima fase é a indução de surgência, ou colocação do poço em produção.

Considera-se surgente o poço que produz naturalmente, ou seja, sem o aporte de energia para a elevação dos fluídos do reservatório.

Quando o poço não é (ou deixa de ser) surgente, faz-se necessária a instalação de algum tipo de elevação artificial, que pode ser:

(a) através de um método bombeado, como Bombeio Mecânico com Hastes, Bombeio por Cavidades Progressivas, Bombeio Centrífugo Submerso ou Bombeio Hidráulico, com o objetivo de transmitir energia de pressão ao fluído;

(b) através da injeção de gás na coluna de produção (*Gas Lift*), com o objetivo de diminuir a densidade dos fluídos (método contínuo), ou deslocá-los através de “golfadas” (método intermitente).

Diante disso, pode-se concluir que qualquer método de elevação artificial se baseia no princípio de que a energia disponível deve superar a energia requerida pela instalação para se deslocar os fluídos; isso pode ser conseguido de duas formas: aumentando-se a energia disponível (como nos métodos bombeados) ou reduzindo-se a energia requerida (como no *Gas Lift* contínuo).

A energia requerida é a somatória da energia teórica necessária acrescida das perdas de carga que ocorrem ao longo do sistema, logo, ao se reduzir as perdas de carga, reduz-se a energia requerida.

Uma forma de se reduzir as perdas de carga consiste na redução do atrito viscoso entre o óleo e as paredes da tubulação por onde ocorre o escoamento; essa redução pode fazer com que a energia do reservatório passe a ser suficiente para a elevação dos fluídos, ou pode permitir o emprego de equipamentos de elevação artificial com potências menores, reduzindo-se, conseqüentemente, os custos de produção.

Dentro do poço, além da economia de energia motriz, a redução da potência requerida permite uma diminuição das dimensões dos motores elétricos de fundo e das bombas utilizadas nos métodos de elevação artificial; notoriamente, os custos de elevação de petróleo são diretamente proporcionais ao tamanho dos equipamentos instalados dentro dos poços. Segundo Quintaes (2010), um motor de subsuperfície pode representar até 35% do custo total da instalação.

Pelo exposto, fica clara a importância da redução do atrito viscoso entre o óleo e as paredes da tubulação na elevação de petróleo.

2.3 Água produzida

Segundo Amini *et al.* (2012), a água produzida é a água contida nas formações subterrâneas que é trazida à superfície juntamente com petróleo e gás durante as atividades de produção desses fluidos.

Em geral, a água produzida é originária de três fontes:

- a) a água subterrânea cuja origem esta associada à formação da própria rocha onde ela se encontra (água conata),
- b) a oriunda de aquíferos adjacentes;
- c) a injetada por outros poços (injetores) com a finalidade de melhorar o fator de recuperação, num processo intitulado Recuperação Secundária.

É importante salientar que o objetivo da exploração (obtenção de proveito econômico de determinada área, no tocante a recursos naturais) de um campo petrolífero é a produção de óleo e gás; sendo assim, a produção de água é indesejável não apenas por não apresentar valor econômico, mas também por exigir muitos cuidados na separação, tratamento e descarte ou reinjeção (KUNERT *et al.* 2007). Esses cuidados requerem uma estrutura específica para esse fim, com

consequentes necessidades de investimentos e operações; no caso de instalações marítimas, requer também um precioso espaço nas plataformas.

Uma forma de aproveitar essa presença inconveniente e inevitável da água seria utilizá-la como um lubrificante, de maneira a se obter uma redução na perda de carga causada pelo atrito viscoso entre o óleo e as paredes internas da tubulação.

2.4 Core Annular Flow (CAF)

A técnica CAF consiste em formar um anel lubrificante com água na parte interna da tubulação, evitando o contato desta com o óleo, que escoar pela parte central da seção circular, conforme a Figura 2.5:

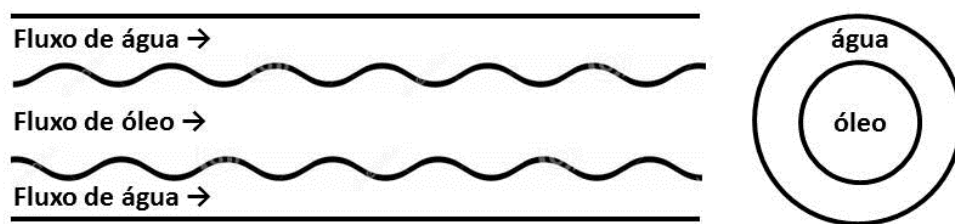


Figura 2.5: Esquema do escoamento CAF

Com essa configuração ocorre uma importante diminuição do atrito viscoso entre o óleo e a superfície interna da tubulação, agora revestida por água.

Em uma analogia grosseira, seria como comparar o deslizamento de um objeto sobre uma estrada asfaltada com o deslizamento do mesmo objeto sobre uma pista de gelo.

2.5 Breve histórico sobre a técnica CAF

As primeiras referências do método *Core Annular Flow* são creditadas à patente de Isaacs e Speed (1904), onde é citada a possibilidade de transporte de produtos altamente viscosos, utilizando-se a água como lubrificante.

Clark e Shapiro (1949) patentearam um processo de bombeamento de óleo viscoso, em fluxo horizontal, com utilização de um surfactante (composto que reduz a tensão superficial de uma solução) e um regulador de pH (potencial hidrogeniônico), chegando à razão de 24% de injeção de água, reduzindo o gradiente de pressão a um fator de 7,8 – 10,5 e otimizando a redução de pressão de 8-10%.

Russel e Charles (1959) analisaram o fluxo estratificado e o CAF de dois líquidos imiscíveis com uma expressiva diferença de viscosidade, propondo um modelo teórico que obteve a redução da perda de carga e da energia em fluxo horizontal.

Charles, Govier e Hodgson (1961), em trabalho pioneiro, observaram em tubos transparentes os seguintes padrões: bolhas de óleo na água, bolhas de água no óleo, bolhas dispersas de óleo na água, bolhas dispersas de água no óleo, intermitente e anular.

Em 1968, Kiel obteve para a EXXON patente para sistema de injeção de óleo pesado e emulsões água/óleo, em padrão CAF, para utilização em fragmentação subterrânea objetivando aumento de produção de óleo e gás.

Bentwich (1971) estudou o fluxo de dois líquidos imiscíveis na tentativa de obter o formato da interface, considerando a tensão superficial, gravidade e forças de capilaridade, alcançando uma redução de 50% da perda de pressão.

Olimans e Oom (1986) revisaram os modelos teóricos existentes à época baseados no transporte de fluídos ultraviscosos, através da diluição em solventes e de instalações de aquecimento em pontos intercalados, concluindo que o CAF mostrou-se mais eficaz no escoamento com os dois fluidos em regimes laminares e para tubulações de até 8" de diâmetro.

Bai (1995) fotografou e filmou as ondas interfaciais no padrão *core-flow* em tubulações plásticas de 9,6 mm, atestando a sua concentricidade, como mostra a figura 2.6.

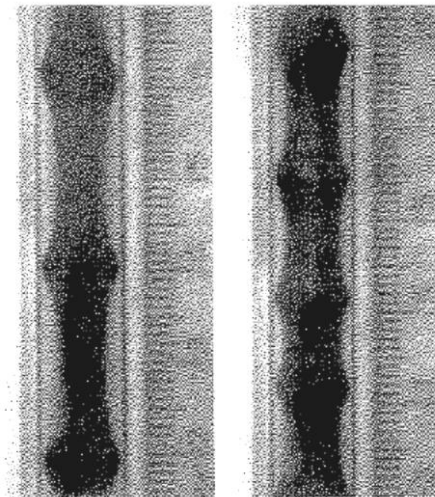


Figura 2.6: Padrão de fluxo *core-flow* vertical ascendente (ondas bambu) em tubulação de 9,6 mm de diâmetro interno; da esquerda pra direita ocorre um aumento da vazão de óleo, mantendo a vazão de água constante (Fonte: BAI, 1995 apud RODRIGUEZ, 2002).

Joseph, Chen e Renardy (1997) caracterizaram os diversos padrões de escoamento apresentados durante seu experimento, tanto para tubulações

horizontais como para as verticais, decorrentes das variações das velocidades superficiais e pressões dos fluidos, conforme apresentado na Figura 2.7.

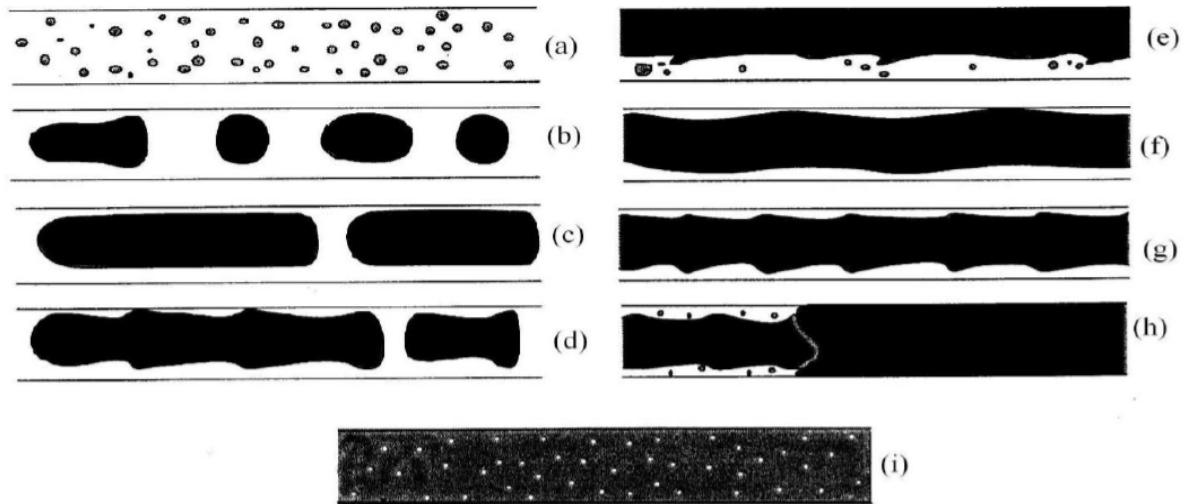


Figura 2.7: Padrão de escoamento típico para tubos horizontais óleo/água: a) Dispersão ou emulsão de óleo em água; b) Gotas alargadas ou esféricas de um fluido em outro; c) Intermittente; d) Intermittente; e) Estratificado; f) Anular ondulado; g) Wavy Core Annular Flow, Core-Flow ou Bamboo Waves; h) Wavy Core Annular Flow com dispersão de bolhas; i) Dispersão de água em óleo. (Fonte: JOSEPH, CHEN e RENARDY, 1997).

Prada (1999, p. 122) utilizou uma unidade experimental onde o fluxo bifásico ocorreu em tubos de aço galvanizado com diâmetro interno de 27,6 mm (nominal de 1") e constatou que a perda de carga por atrito em CAF pode ser até menor do que no fluxo singular de água.

Esse estudo trouxe também importante contribuição ao constatar a eficiência do meta-silicato de sódio, como aditivo em solução de limpeza utilizado na prevenção da contaminação das paredes da tubulação pelo óleo, durante a operação em CAF.

Rodriguez (2002), utilizando tubulação de borossilicato com diâmetro interno de 28,4 mm, também constatou perdas de pressão maiores no CAF do que no fluxo singular de água, atribuindo esse efeito à maior velocidade do óleo relativamente à água no padrão anular.

Peysson, Antonini & Bensakhria (2004) observaram que o regime CAF oferece a maior redução de pressão dentre todos os regimes de fluxo, ultrapassando a marca de 90%. Nesse estudo experimental, em tubulação de aço inoxidável com

25 mm de diâmetro interno, foi identificado um envelope de velocidades de fluxo de óleo e água que possibilitam a ocorrência do CAF (Figura 2.8).

Percebeu-se que a manutenção da configuração do regime CAF depende de velocidades superficiais mínimas de fluxo, o que indica a possibilidade de ocorrência de dificuldades em repartidas, ou variações significativas da vazão de produção.

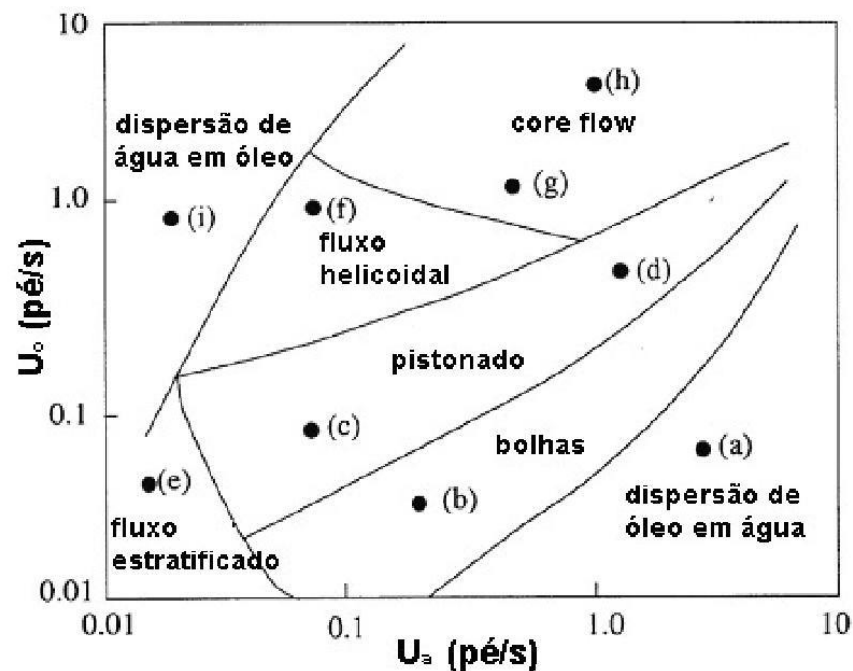


Figura 2.8: Carta de diferentes fluxos no escoamento água-óleo (sendo U_o a velocidade superficial do óleo e U_a a velocidade superficial da água, ambas em pés por segundo) (Fonte: PEYSSON, ANTONINI & BENSACKHRIA, 2004 apud ANDRADE, 2008)

Biazussi (2010), através de tratamento de imagem fotográfica, calculou a espessura média da camada de água para diversas condições de escoamento, o que permitiu o cálculo da velocidade média da interface água-óleo.

Em um dos mais relevantes estudos na área, Bannwart *et al.* (2012) realizaram um experimento piloto com tubulação com diâmetro nominal 2.7/8" (medida frequentemente utilizada em colunas de produção) com 300 m de profundidade com o intuito de avaliar a aplicabilidade prática do CAF como um método de elevação artificial para óleos pesados.

A Figura 2.9 mostra o visualizador instalado na cabeça do poço piloto, onde se pode observar o padrão CAF.

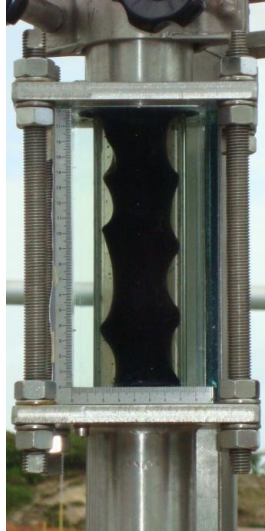


Figura 2.9: Padrão de fluxo CAF na cabeça do poço piloto com tubo de 2. 7/8" (Fonte: BANNWART *et al.* 2012).

Nesse experimento, a vazão de óleo foi aumentada 2,5 vezes, em consequência da redução do atrito com as paredes da tubulação. Segundo os autores, esse experimento representou um passo importante para a aplicação em larga escala da técnica CAF.

Mello (2012) construiu uma bancada experimental com tubulação transparente, permitindo a visualização do fluxo em todos os trechos do sistema (Figura 2.10).



Figura 2.10: Unidade Experimental para estudo do CAF - UNISANTA (Fonte: MELLO, 2012).

3. MATERIAL E MÉTODO

3.1 MATERIAL

3.1.1 Unidade Experimental

Foi projetada e montada uma unidade experimental no Laboratório de Operações Unitárias da Universidade Santa Cecília (UNISANTA), constituída basicamente de um circuito fechado composto por: a) tanques para armazenamento de água, óleo e mistura óleo-água; b) sistema de bombeamento dos fluidos; c) sistema de separação óleo-água; d) sistema de instrumentação; e) tubulação de condução do escoamento.

Uma estrutura configurada por barras de aço inox verticais e horizontais, possuindo uma lâmina de madeira em sua base foi utilizada para sustentar a unidade, de acordo com a Figura 3.1.

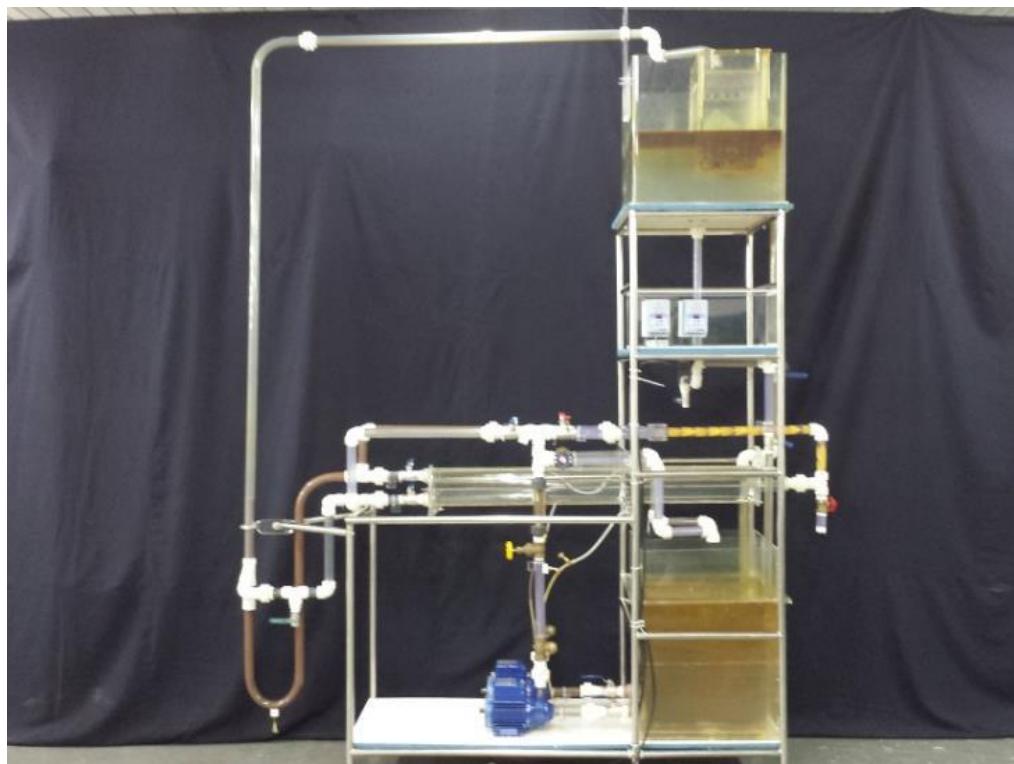


Figura 3.1: Unidade experimental para estudo do CAF em fluxo vertical ascendente.

Os fluidos armazenados nos dois tanques de acrílico com capacidade de 68 litros cada, situados na base, eram conduzidos por linhas de PVC transparente de 1”.

O sistema de bombeamento foi constituído por duas bombas regenerativas acopladas a motores trifásicos de 1 cv (Figura 3.2), sendo uma exclusiva para bombear o óleo (bomba 1) e outra para bombear a água (bomba 2).



Figura 3.2: Bomba regenerativa com motor trifásico de 1cv modelo KSB-Hydrobloc P1000 T.

Nas bombas regenerativas, as pás ficam situadas na periferia do impelidor. A carcaça forma uma câmara em forma de anel (corte A-A da Figura 3.3). Em uma volta, o líquido entra e sai diversas vezes nesta câmara e entre as pás do impelidor. Em cada entrada, ele ganha um novo impulso e, por isso, estas bombas costumam ter uma pressão alta de descarga para o diâmetro do impelidor.

O líquido segue uma trajetória helicoidal. Na região de descarga, a câmara se estreita para impedir o retorno do líquido para a região de sucção.

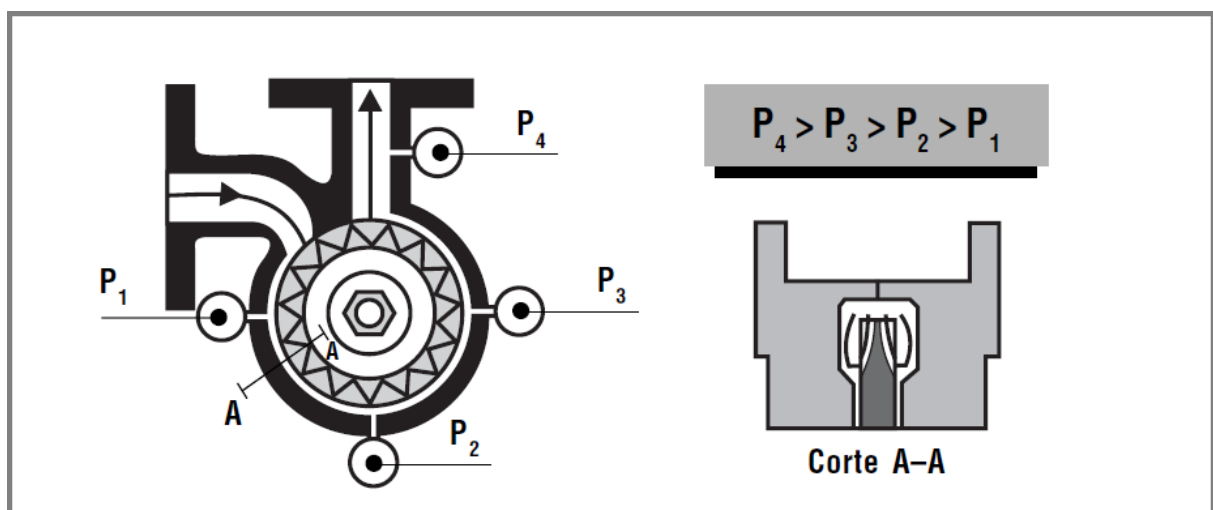


Figura 3.3: Esquema de Bomba regenerativa (Fonte: DRUMMOND, 2006).

As bombas tiveram a sua rotação controlada por inversores de frequência de 66 Hz (Figura 3.4).



Figura 3.4: Inversores de frequência modelo CFW10.

Na descarga das bombas foram conectadas tomadas de pressão (Figura 3.5) conectadas a manômetros digitais. No duto de descarga da bomba 2 foi conectado um rotâmetro (Figura 3.6) para medição da vazão de água.



Figura 3.5: Tomadas de pressão e manômetro digital.



Figura 3.6: Rotâmetro.

As bombas deslocavam os líquidos para uma peça de união de correntes em “Y” (Figura 3.7) e um misturador estático (Figura 3.8).

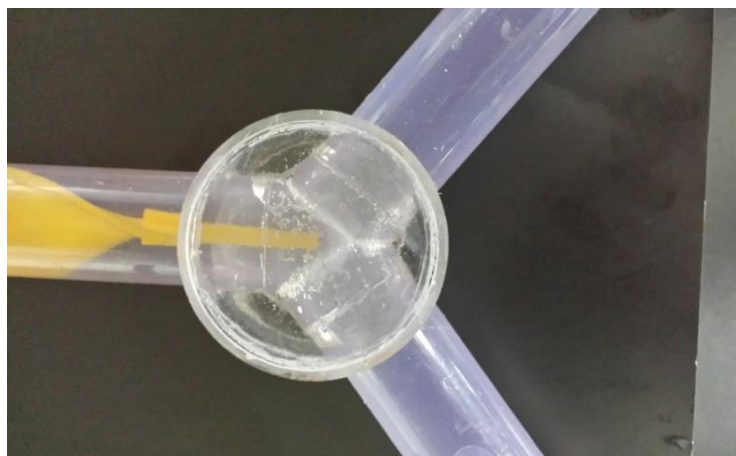


Figura 3.7: Peça de união de correntes em formato de “Y”.



Figura 3.8: Misturador estático.

A função do misturador estático era deixar o binário água-óleo em condições semelhantes às encontradas no reservatório de petróleo; isso se fez necessário para avaliar a viabilidade técnica de se utilizar a própria água da formação petrolífera na constituição do anel lubrificante.

Após o misturador estático, o fluido já homogeneizado era encaminhado para um vaso separador de acrílico com 1,80 m de comprimento e diâmetro de 0,112 m com capacidade de 11,83 litros, mostrado na figura 3.9.

A entrada do vaso separador foi desenvolvida de modo que a mistura água-óleo tenha acesso por dois caminhos, direcionando um fluxo contra o outro (Figura 3.10), de modo a reduzir o impacto da vazão da mistura. Na outra extremidade (Figura 3.11), duas saídas foram desenvolvidas na peça, sendo que a inferior irá escoar o líquido mais denso (água) e a superior, o óleo.



Figura 3.9: Vaso separador água-óleo.



Figura 3.10: Entrada do vaso separador.

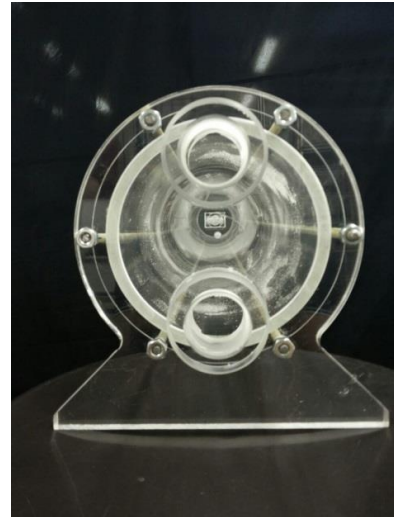


Figura 3.11: Saída do vaso separador.

Os fluidos após percolarem o separador eram direcionados a um injetor (Figura 3.12), responsável pela formação do *Core Annular Flow*; essa peça foi constituída por um segmento de tubo com diâmetro de $\frac{1}{2}$ " inserido na tubulação principal (diâmetro de 1") com o auxílio de uma bucha de redução roscada 1" x $\frac{1}{2}$ " conectada a uma junção roscada 45° x 1".

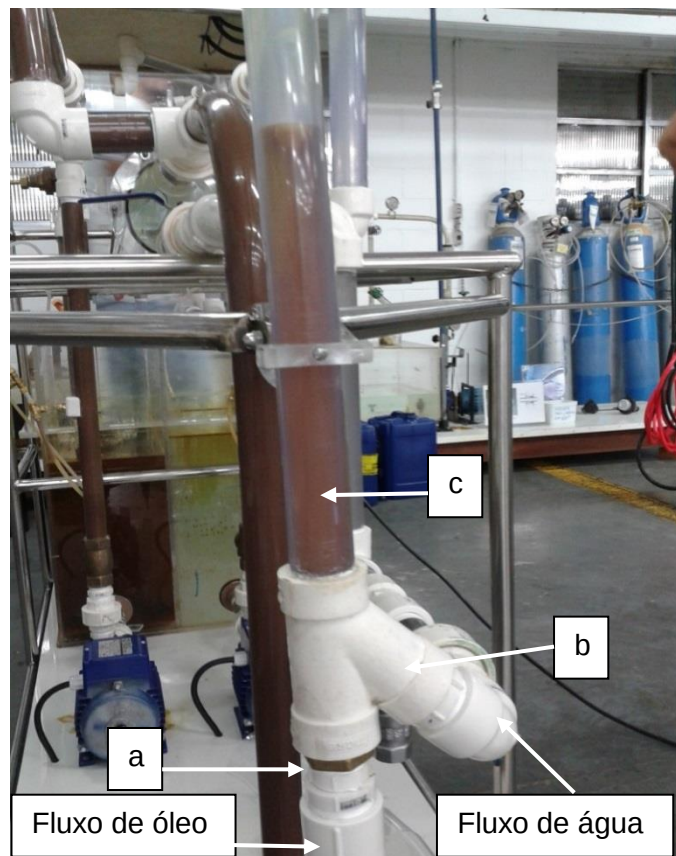


Figura 3.12: Injetor ((a) bucha de redução roscada 1" x $\frac{1}{2}$ "; (b) junção roscada 45° x 1"; (c) segmento de tubo com diâmetro de $\frac{1}{2}$ ".

O óleo saía do separador pela via superior e era direcionado pelo injetor para o centro da tubulação principal, enquanto que a água, analogamente, era direcionada à periferia desse conduto, conforme se observa na Figura 3.13.

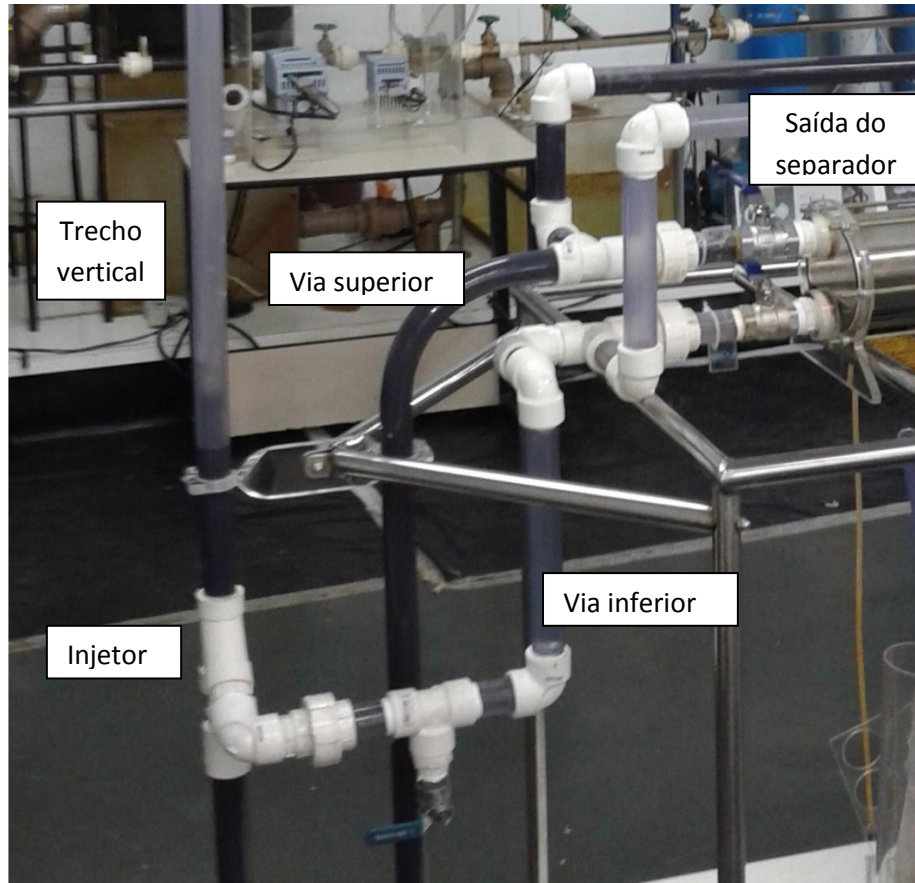


Figura 3.13: Detalhe da saída do separador, admissão do injetor e trecho vertical.

Na sequência, após o trecho horizontal, a mistura era recebida em um tanque coletor de acrílico com capacidade de 127,5 litros, onde água e óleo eram separados por gravidade (Figura 3.14).

Após a permanência por tempo suficiente para a separação, os líquidos eram encaminhados a seus tanques de origem e ficavam à disposição para um novo ciclo.

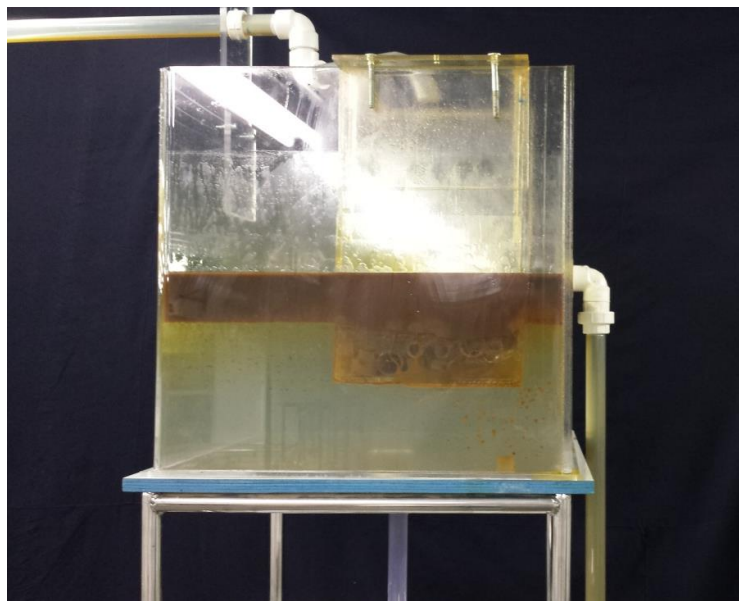


Figura 3.14: Tanque coletor / caixa de separação.

As tabelas 3.1 e 3.2 contêm a relação dos materiais utilizados no sistema.

Tabela 3.1: Acessórios utilizados para a linha com água.

Sucção		Descarga	
Quant.	Descrição	Quant.	Descrição
1	união	4	união
1	válvula esfera	8	niple
2	niple	3	tê reto
1	entrada	1	válvula esfera
		1	válvula globo
		1	redução de 1" para 3/4"
		1	válvula de retenção
		1	tomada de pressão
		1	rotâmetro
		8	curva 90°
		1	curva 90° raio longo
		1	expansão
		2	tê saída lado
		1	Injetor
		1	saída de canalização
		1	luva

Tabela 3.2: Acessórios utilizados para a linha com óleo.

Sucção		Descarga	
Quant.	Descrição	Quant.	Descrição
1	união	3	união
1	válvula esfera	5	niple 1"
2	niple	1	niple de $\frac{3}{4}$ "
1	entrada	1	tê reto
		1	válvula esfera
		1	redução de 1" para $\frac{3}{4}$ "
		1	válvula de retenção
		1	tomada de pressão
		4	curva 90°
		4	curva 90° raio longo
		2	tê saída lado
		1	saída de canalização
		4	luva

3.1.2 Evolução da bancada experimental

Considerando que a construção da bancada experimental constituiu o principal objetivo da presente pesquisa, faz-se necessária uma sucinta abordagem a respeito das principais modificações ocorridas.

As figuras de 3.15 a 3.17 demonstram a evolução, desde o protótipo inicial, até a configuração final.

Vários componentes sofreram modificações visando o aprimoramento do equipamento, destacando-se: a peça de união de correntes em "Y", o misturador estático e o injetor.

A peça de união de correntes em "Y" (Figura 3.18) foi inicialmente constituída por conexões padronizadas. A mudança para a peça artesanal privilegiou a redução da perda de carga em detrimento da reprodutibilidade, conforme se observa na Figura 3.18.



Figura 3.15: Protótipo inicial da bancada experimental.



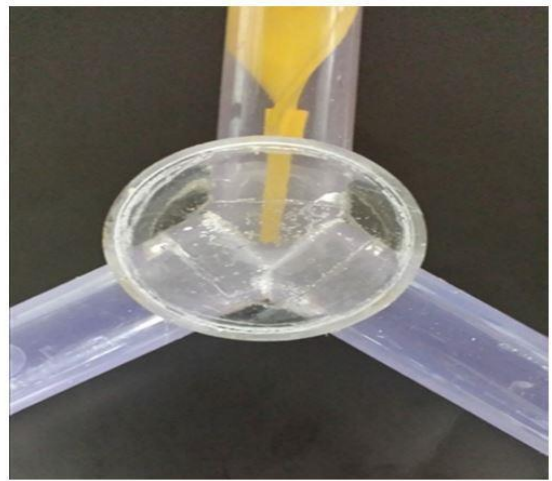
Figura 3.16: Bancada experimental em desenvolvimento.



Figura 3.17: Configuração final da bancada experimental.



(a)



(b)

Figura 3.18: Evolução da peça de união de correntes em “Y”.

O misturador estático (Figura 3.8) necessitou de mudanças em sua configuração, uma vez que a sua versão inicial não promovia uma mistura adequada dos líquidos; essa evolução é retratada na figura 3.19.



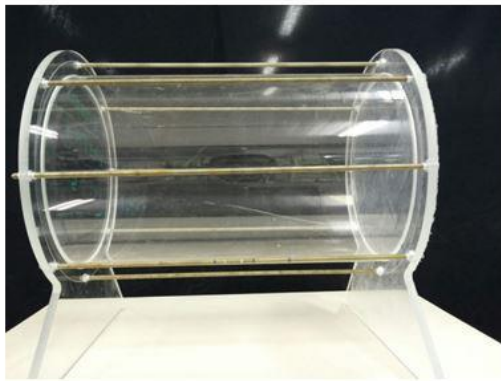
(a)



(b)

Figura 3.19: Evolução do misturador estático.

O vaso separador água-óleo (Figura 3.9) teve o seu diâmetro reduzido e seu comprimento aumentado em relação ao modelo inicial (Figura 3.20), visando maior resistência à pressão de trabalho e um tempo maior para o processo de separação.



(a)



(b)

Figura 3.20: Evolução do vaso separador.

O injetor (Figura 3.12), inicialmente, foi constituído por um segmento tubular com diâmetro de $\frac{3}{4}$ "; os testes, porém, revelaram que a folga entre ele e o tubo principal (1") não era suficiente para a formação de um anel contínuo de água. A substituição por um segmento tubular de $\frac{1}{2}$ " resolveu o problema.

No caso desse componente optou-se por elementos de série (tabelados), de forma a privilegiar a reprodutibilidade. A Figura 3.21 demonstra a evolução do injetor.



(a)



(b)



(c)

Figura 3.21: Evolução do Injetor.

3.1.3 Equipamentos de medição

Foram utilizados os seguintes equipamentos de medição: tacômetro, balança de prato, trena metálica, rotâmetro, manômetro digital e cronômetro, mostrados nas figuras 3.22 a 3.27.



Figura 3.22: Tacômetro.



Figura 3.23: Balança de prato.



Figura 3.24: Trena de 3 metros.



Figura 3.25: Rotâmetro cap. 40 l/min.



Figura 3.26: Manômetro Digital.

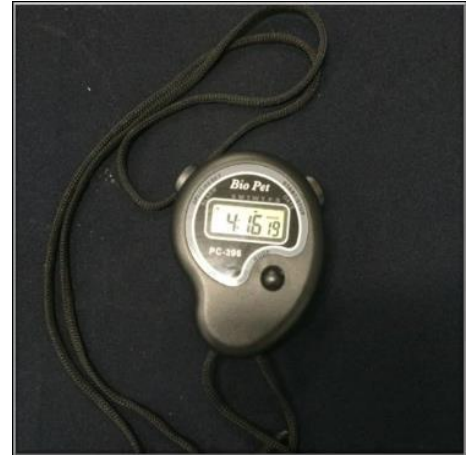


Figura 3.27: Cronômetro.

3.1.4 Óleo

O óleo utilizado foi o Ipiranga SP-680 (Anexo E), que por apresentar grau API igual a 20,7 retrata o comportamento de um óleo pesado em escoamento; as características são apresentadas na Tabela 3.3:

Tabela 3.3: Características do óleo utilizado.

Tipo	Ipiranga SP-680
Densidade relativa, 20/4°C	0,9296
Viscosidade Cinemática a 40°C, cSt	638
Viscosidade Cinemática a 100°C, cSt	34,44
Índice de Viscosidade	85
Ponto de Fulgor °C - VAC	246
Ponto de Fluidez °C	-3
TAN, mg KOH/g	0,68
Carga Timken, lb	65

Fonte: Ipiranga – Anexo E.

Verificação do grau API do óleo utilizado, a partir da Equação 1.1:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{0,9296} - 131,5 = 20,7 \quad (3.1)$$

3.2 MÉTODO

3.2.1 Calibração do rotâmetro

Inicialmente circulou-se o sistema com água, para detecção e saneamento de vazamentos, após o qual se obteve a estanqueidade do sistema.

Em seguida foram realizados testes para a calibração do rotâmetro, comparando-se as leituras dinâmicas com os resultados obtidos pelo método de coleta de massa, por unidade de tempo. O volume de água foi quantificado a partir de coletas sucessivas em um balde de tara conhecida em função do tempo. Cada coleta teve sua massa mensurada em uma balança analógica tipo prato e conhecida a densidade, a vazão volumétrica foi calculada. Os resultados são demonstrados em 4.1.1.

3.2.2 Calibração dos inversores de frequência

A calibração dos inversores de frequência foi realizada dentro da faixa operacional das bombas (mínimo de 10 Hz e máximo de 60 Hz), variando-se com intervalos de 5 Hz, sendo anotados os valores de rotação e vazão encontrados para cada frequência selecionada, utilizando-se um tacômetro (Figura 3.22) para a medição da rotação. Os resultados são demonstrados em 4.1.2.

3.2.3 Obtenção das curvas das bombas

A partir das rotações pré-selecionadas (2450, 2950 e 3450 RPM), foram efetuadas coletas de massa (em procedimento idêntico ao descrito em 3.2.1) para diferentes valores de pressão, obtidos com diferentes (e conhecidos) graus de abertura da válvula de descarga das bombas.

As vazões de óleo foram obtidas partir da diferença entre a vazão do binário água-óleo (obtidas por coleta de massa) e a vazão de água medida no rotâmetro. Os resultados são demonstrados em 4.2.

3.2.4 Verificação das Leis da Afinidade

Segundo Moraes Jr. e Moraes (2011) as bombas centrífugas com rotores fechados operando com fluidos newtonianos são regidas pelas Leis da Afinidade, que estabelecem uma relação linear, quadrática e cúbica da vazão, pressão e potência, respectivamente, em relação à rotação.

Dessa forma, tem-se que:

a) A vazão Q varia na proporção direta da relação de rotação n (Eq. 3.2):

$$Q_1/Q_2 = n_1/n_2 \quad (3.2)$$

b) A altura manométrica H varia na proporção direta do quadrado da razão de rotação n (Eq. 3.3):

$$H_1/H_2 = (n_1/n_2)^2 \quad (3.3)$$

c) A potência P varia na proporção direta do cubo da relação de diâmetros D , do rotor, ou o cubo da relação de rotações n (Eq. 3.4):

$$P_1/P_2 = (n_1/n_2)^3 \quad (3.4)$$

No presente experimento foi verificada a referida lei para bombas regenerativas (Figura 3.3). Os resultados são demonstrados em 4.3.

3.2.5 Obtenção das curvas do sistema

As curvas do sistema foram obtidas pelo método de coleta de massa (3.2.1) e as perdas de carga calculadas pelo método do comprimento equivalente.

Em combinação com as curvas das bombas, as curvas do sistema fornecem os pontos de operação teóricos. Os resultados são demonstrados em 4.4.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Calibrações

Os gráficos resultantes das calibrações trazem os polinômios de ajuste das curvas, bem como, os coeficientes de determinação (R^2).

4.1.1 Rotâmetro

A partir do procedimento descrito no item 3.2.1, com água, foram obtidos os resultados expressos na Tabela 4.1 (Apêndice D) e plotados na Figura 4.1:

Tabela 4.1: Dados dos pontos de análise para a calibração do rotâmetro

Densidade da água a 20°C:			996,32 Kg/m³	
Vazão do rotâmetro (LPM)	Vazão real			
	Tempo (s)	Massa (kg)	Vazão kg/s	Vazão LPM
40	8,6	7,34	0,779	46,924
35	8,93	6,79	0,689	41,481
30	8,68	5,69	0,582	35,044
20	11,21	4,9	0,380	22,891
15	9,63	3,36	0,283	17,016
10	7,94	2,14	0,189	11,384
5	11,99	1,82	0,098	5,932

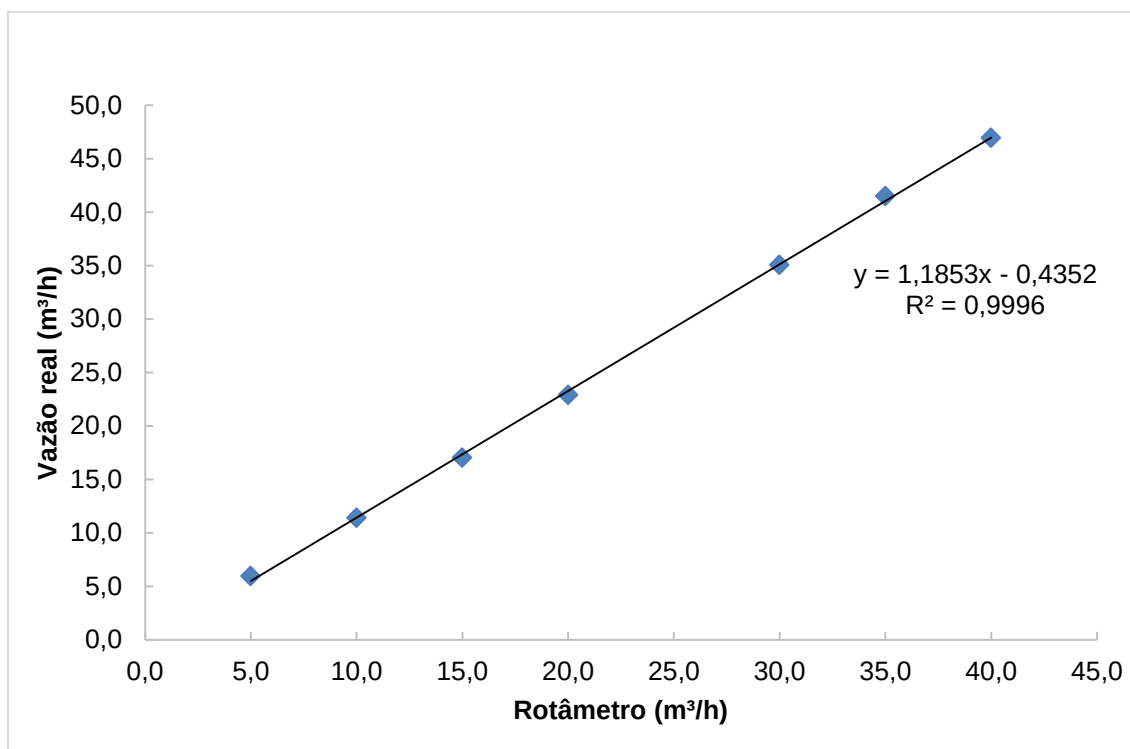


Figura 4.1: Correção dos valores exibidos pelo rotâmetro em relação à vazão real.

4.1.2 Inversores de Frequência

Os dados das Tabelas 4.2 e 4.3 (extraídos do Apêndice E), plotados nas Figuras 4.7 e 4.8, foram obtidos a partir do procedimento do item 3.2.2 (bomba 1 com óleo e bomba 2 com água).

Tabela 4.2: Frequências, rotações e vazões da bomba 1 operando com óleo.

Frequência (Hz)	Rotação (RPM)	Vazão (m³/h)
10,0	532,8	0,1427
15,0	820,7	0,2279
20,0	1150,0	0,3128
25,0	1405,0	0,3912
30,0	1690,0	0,3953
35,0	1990,0	0,5530
40,0	2280,0	0,6611
45,0	2490,0	0,7620
50,0	2872,0	0,8553
55,0	3166,0	0,9561
60,0	3460,0	1,0514

Tabela 4.3: Frequências, rotações e vazões da bomba 2 operando com água.

Frequência (Hz)	Rotação (RPM)	Vazão (m³/h)
10,0	594,1	0,4196
15,0	894,0	0,7984
20,0	1198,0	1,1228
25,0	1493,0	1,4274
30,0	1792,0	1,7462
35,0	2094,0	2,0299
40,0	2390,0	2,3128
45,0	2684,0	2,6153
50,0	2988,0	2,8126
55,0	3280,0	3,2513
60,0	3572,0	3,5840

Embora a potência dos motores seja de 1 cv e as rotações tenham variado quase igualmente para as duas bombas, a uma mesma frequência (Figura 4.2), as vazões apresentaram diferenças significativas (Figura 4.3); isso se deve à diferença de viscosidade dos líquidos (água e óleo).

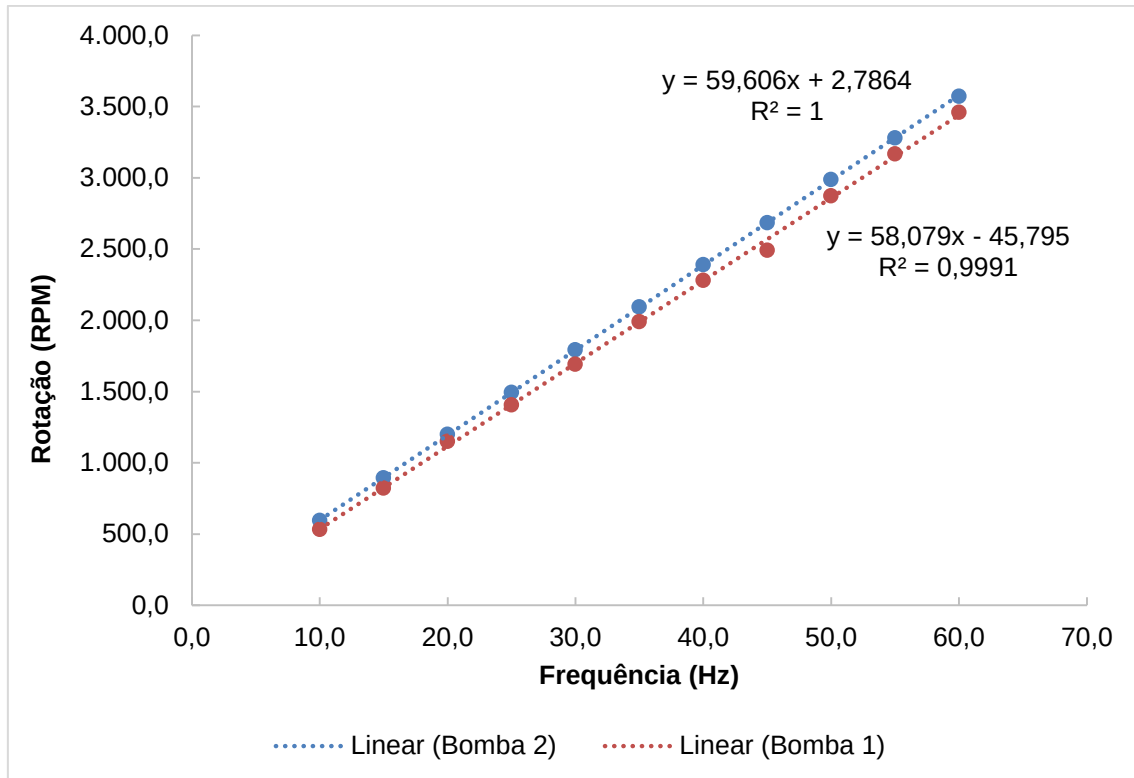


Figura 4.2: Relação da rotação das bombas em função da frequência dos inversores.

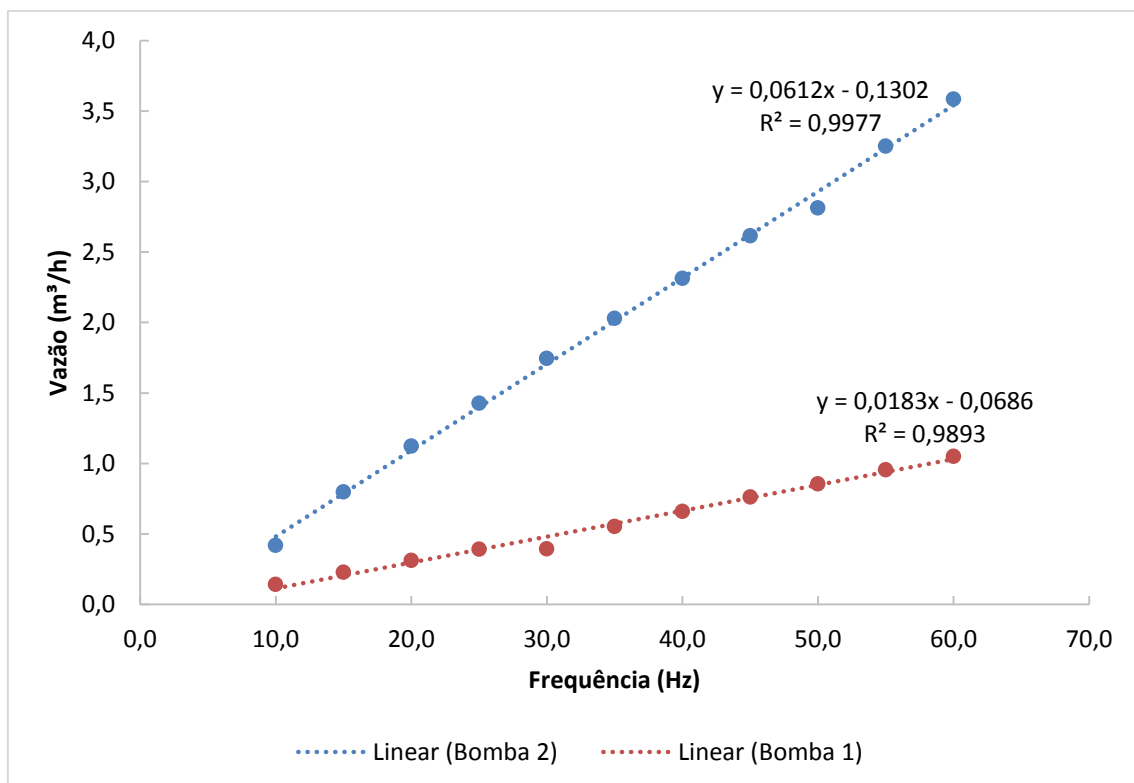


Figura 4.3: Relação da vazão das bombas em função da frequência dos inversores.

4.2 Curvas experimentais das bombas

4.2.1 Curva da bomba 1 operando com água

Os dados das Tabelas 4.4, 4.5 e 4.6 (extraídos do Apêndice F), plotados na Figura 4.4, foram obtidos a partir do procedimento do item 3.2.3.

Tabela 4.4: Dados operacionais da bomba 1 operando c/ água a 3450 RPM (Apêndice F).

Pressão (mca)	Vazão (m³/h)
1,5	3,227
8,1	2,791
14,6	2,366
21,2	2,033
27,7	1,673
34,3	1,380
40,8	1,062
47,4	0,706
53,9	0,435
60,5	0,249
67,0	0,000

Tabela 4.5: Dados operacionais da bomba 1 operando c/ água a 2950 RPM (Apêndice F).

Pressão (mca)	Vazão (m³/h)
1,3	2,724
6,0	2,305
11,0	2,013
16,0	1,729
21,0	1,414
26,0	1,174
31,0	0,916
36,0	0,628
41,0	0,385
46,0	0,146
50,0	0,000

Tabela 4.6: Dados operacionais da bomba 1 operando c/ água a 2450 RPM (Apêndice F).

Pressão (mca)	Vazão (m³/h)
1,0	2,271
4,5	1,988
8,0	1,675
11,5	1,341
15,0	1,158
18,5	0,895
22,0	0,711
25,5	0,512
29,0	0,304
34,7	0,000

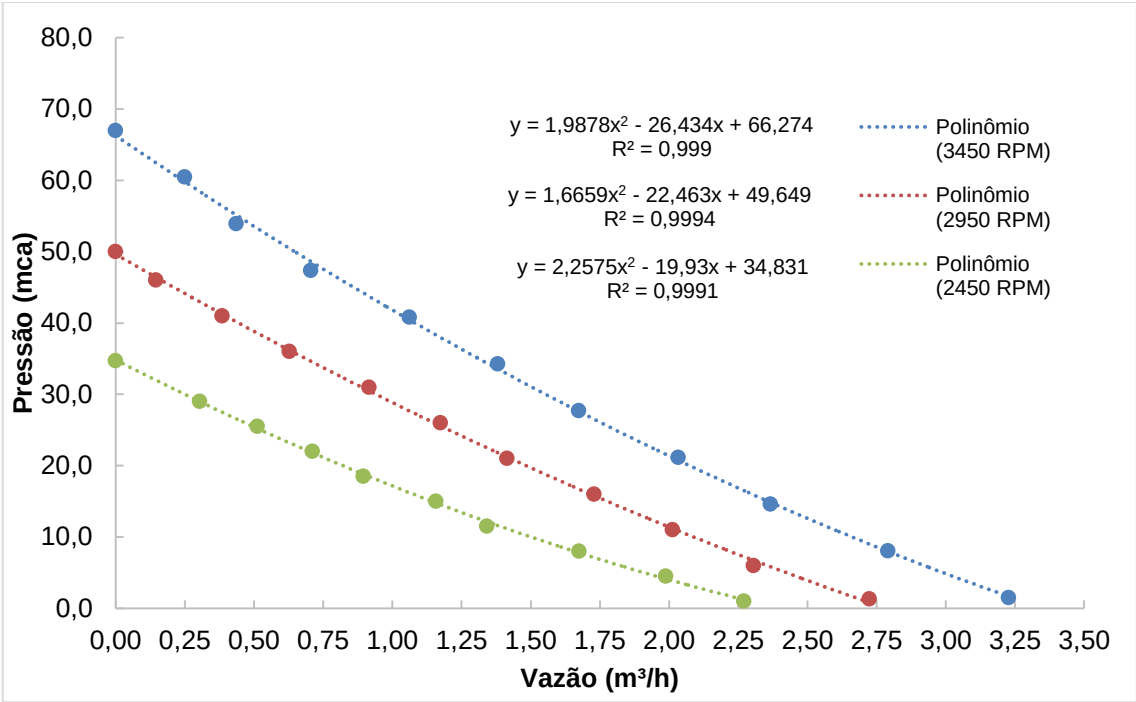


Figura 4.4: Curvas da bomba 1 para água.

4.2.2 Curva da bomba 2 operando com água

Os dados das Tabelas 4.7, 4.8 e 4.9 (extraídos do Apêndice G), plotados na Figura 4.5, foram obtidos a partir do procedimento do item 3.2.3.

Tabela 4.7: Dados operacionais da bomba 2 operando c/ água a 3450 RPM (Apêndice G).

Pressão (mca)	Vazão (m³/h)
3,0	3,315
10,0	2,939
17,0	2,515
24,0	2,186
31,0	1,837
38,0	1,493
45,0	1,175
52,0	0,816
59,0	0,395
66,0	0,161
73,0	0,000

Tabela 4.8: Dados operacionais da bomba 2 operando c/ água a 2950 RPM (Apêndice G).

Pressão (mca)	Vazão (m³/h)
2,50	3,028
7,9	2,642
12,0	2,213
17,0	1,883
22,0	1,674
27,0	1,366
32,0	1,085
37,0	0,870
42,0	0,606
47,0	0,330
56,0	0,000

Tabela 4.9: Dados operacionais da bomba 2 operando c/ água a 2450 RPM (Apêndice G).

Pressão (mca)	Vazão (m³/h)
2,2	2,417
5,9	2,043
10,0	1,724
14,0	1,435
18,0	1,199
22,0	0,939
26,0	0,703
30,0	0,465
34,0	0,262
39,0	0,000

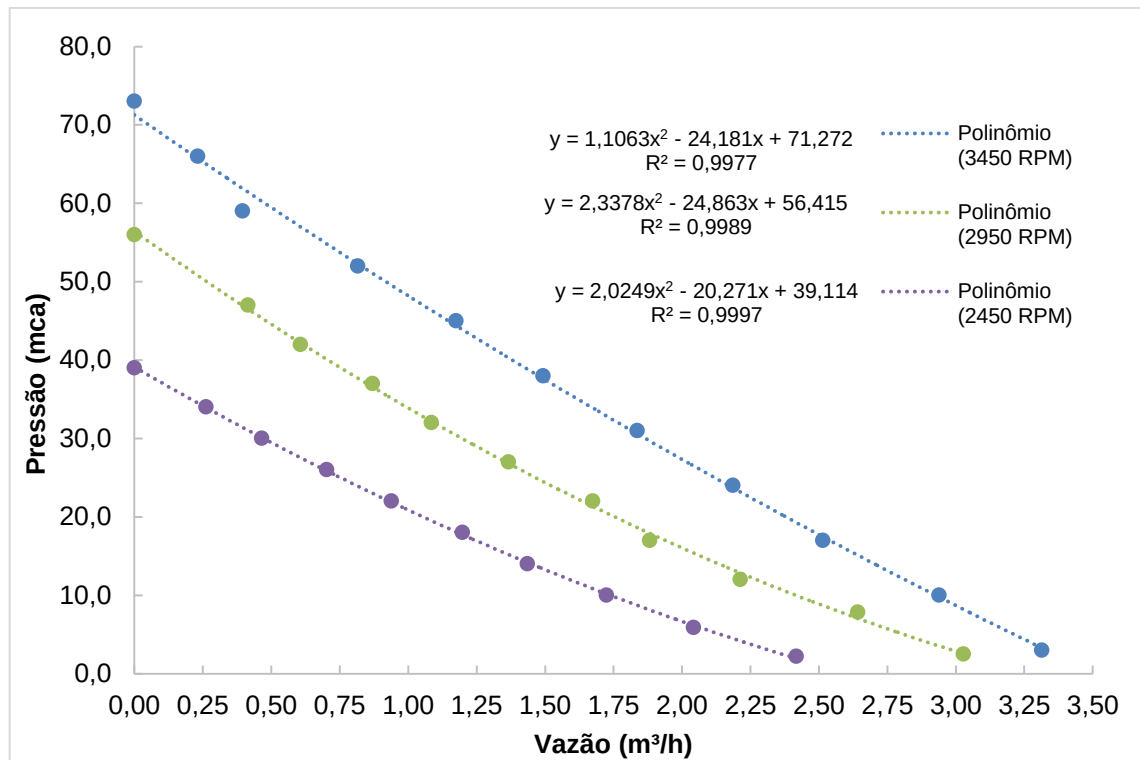


Figura 4.5: Curvas da bomba 2 para água.

4.2.3 Curva da bomba 1 operando com óleo

Os dados das Tabelas 4.10, 4.11 e 4.12 (extraídos do Apêndice H), plotados na Figura 4.6, foram obtidos a partir do procedimento do item 3.2.3.

Tabela 4.10: Dados operacionais da bomba 1 operando c/ água a 3450 RPM (Apêndice H).

Pressão (mco)	Vazão (m³/h)
39,78	0,000
34,94	0,110
23,65	0,493
15,59	0,724
5,91	0,957

Tabela 4.11: Dados operacionais da bomba 1 operando c/ água a 2450 RPM (Apêndice H).

Pressão (mco)	Vazão (m³/h)
19,57	0,00
15,97	0,131
14,19	0,318
10,97	0,500
8,06	0,613
4,30	0,731

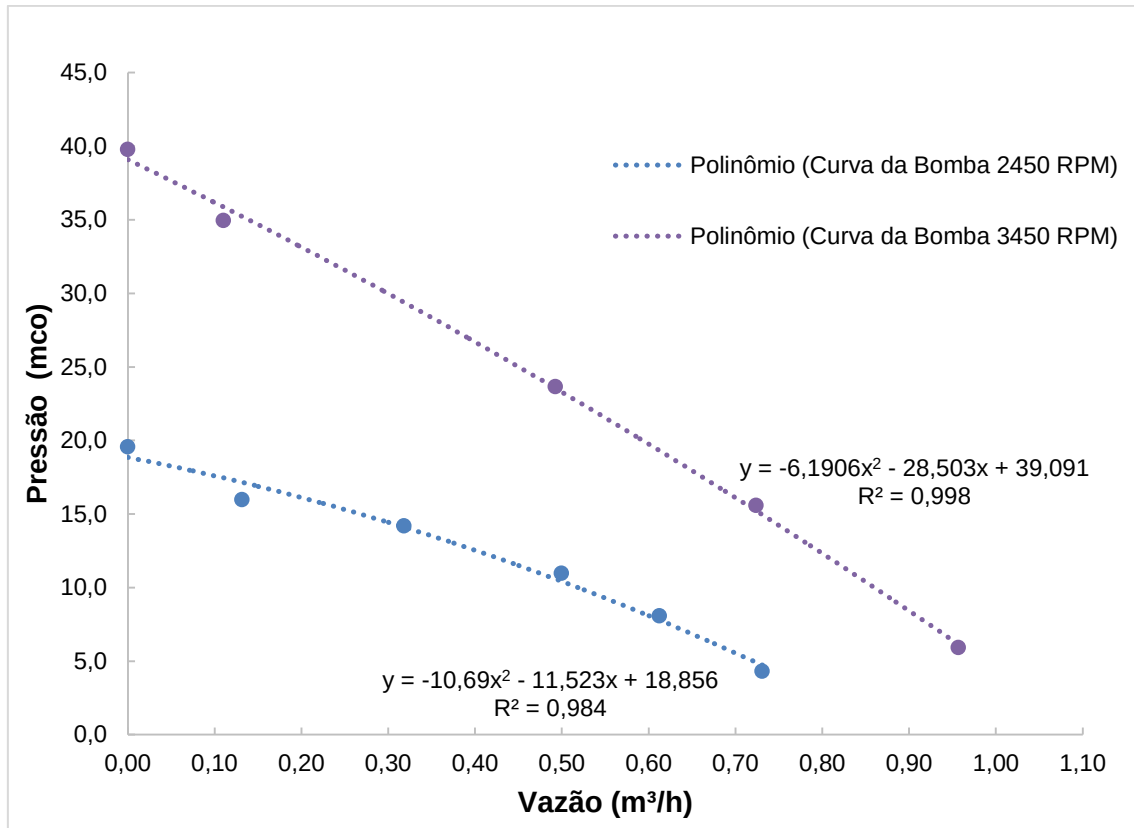


Figura 4.6: Curvas da bomba 1 para óleo.

4.3 Leis da Afinidade

Para a verificação das Leis da Afinidade descritas em 3.2.4, foram elaboradas as Tabelas 4.12 e 4.13 (com dados extraídos do Apêndice E), plotados nas figuras 4.7 e 4.8, que demonstram as relações logarítmicas entre vazão e altura manométrica, nas quais o coeficiente angular das retas corresponde ao expoente da referida lei.

Tabela 4.12: Dados dos pontos de análise para estudo da aplicabilidade da Lei da Afinidade relativas à bomba 2 operando com água (extraídos do Apêndice E).

Ln rotação	Ln vazão	Ln pressão
1,794	2,145	1,194
1,385	1,502	1,099
1,092	1,161	1,012
0,872	0,921	0,932
0,690	0,719	0,932
0,534	0,569	0,788
0,402	0,438	0,606
0,286	0,315	0,361
0,179	0,242	0,201
0,085	0,097	0,095

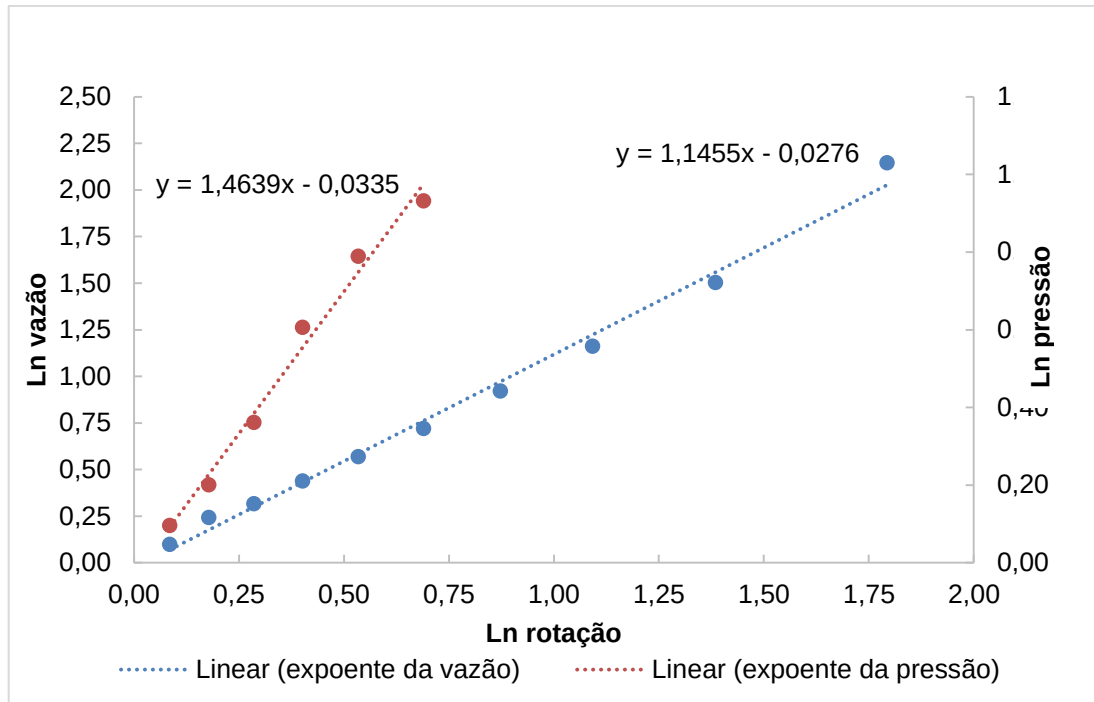
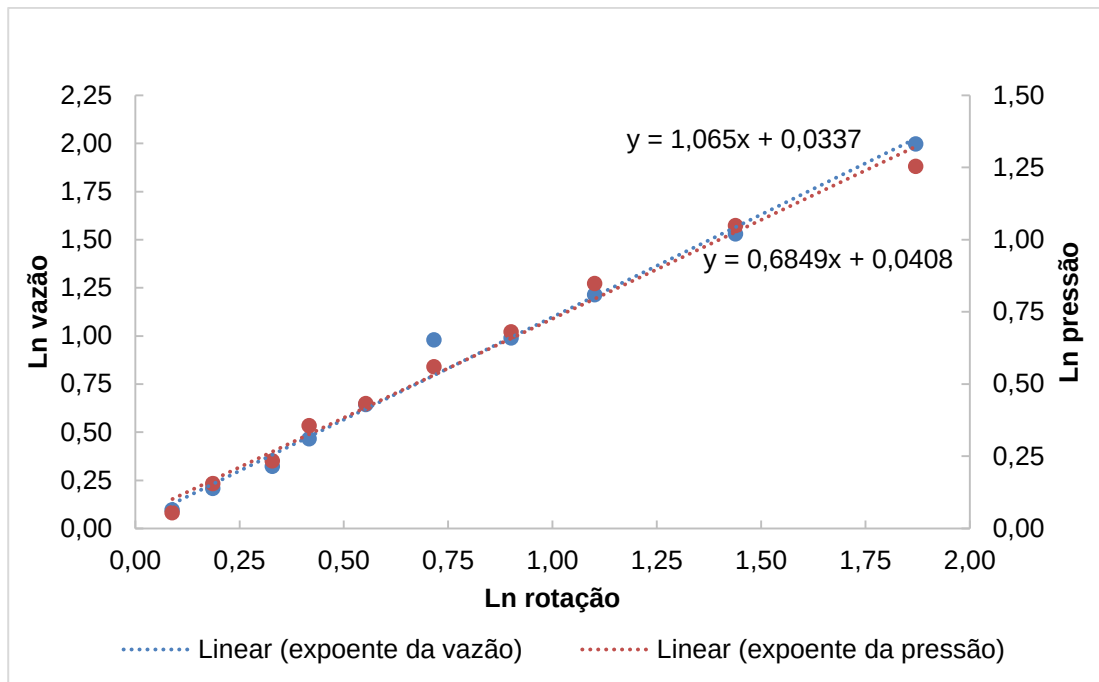


Figura 4.7: Relações entre rotação, vazão e pressão para a bomba 2 com água.

Tabela 4.13: Dados dos pontos de análise para estudo da aplicabilidade da Lei da Afinidade relativas à bomba 1 operando com óleo (extraídos do Apêndice E).

Ln rotação	Ln vazão	Ln pressão
1,871	1,997	1,253
1,439	1,529	1,048
1,102	1,212	0,847
0,901	0,989	0,680
0,717	0,978	0,560
0,553	0,643	0,432
0,417	0,464	0,355
0,329	0,322	0,233
0,186	0,206	0,154
0,089	0,095	0,053



Figura

4.8: Relações entre rotação, vazão e pressão para a bomba 1 com óleo.

4.4 Curvas do sistema e pontos de operação

Com o objetivo de determinar as variações de perda de carga e vazões proporcionadas com a utilização do método estudado, foram elaboradas as curvas do sistema, de modo a se obter o ponto de operação para as bombas, imaginando, que de forma hipotética, elas trabalhassem isoladamente.

A partir dos pontos de operação de cada bomba foi possível determinar a vazão e a altura manométrica proporcionadas por cada uma.

4.4.1 Ponto de operação da bomba 2 operando com água

Visando determinar os pontos de operação da bomba 2 foi elaborada a Tabela 4.14 (com dados extraídos do Apêndice I), com os quais se traçaram a curva do sistema com água. O cruzamento dessa curva com as curvas da bomba 2 (Figura 4.9) determinaram os pontos de operação.

Tabela 4.14: Pontos da curva do sistema para a bomba 2 c/ água (Apêndice I).

Vazão (m³/h)	Head (mca)
0,000	2,450
0,600	2,660
1,200	3,151
1,800	3,882
2,400	4,839
3,000	6,012
3,600	7,396
4,200	8,984

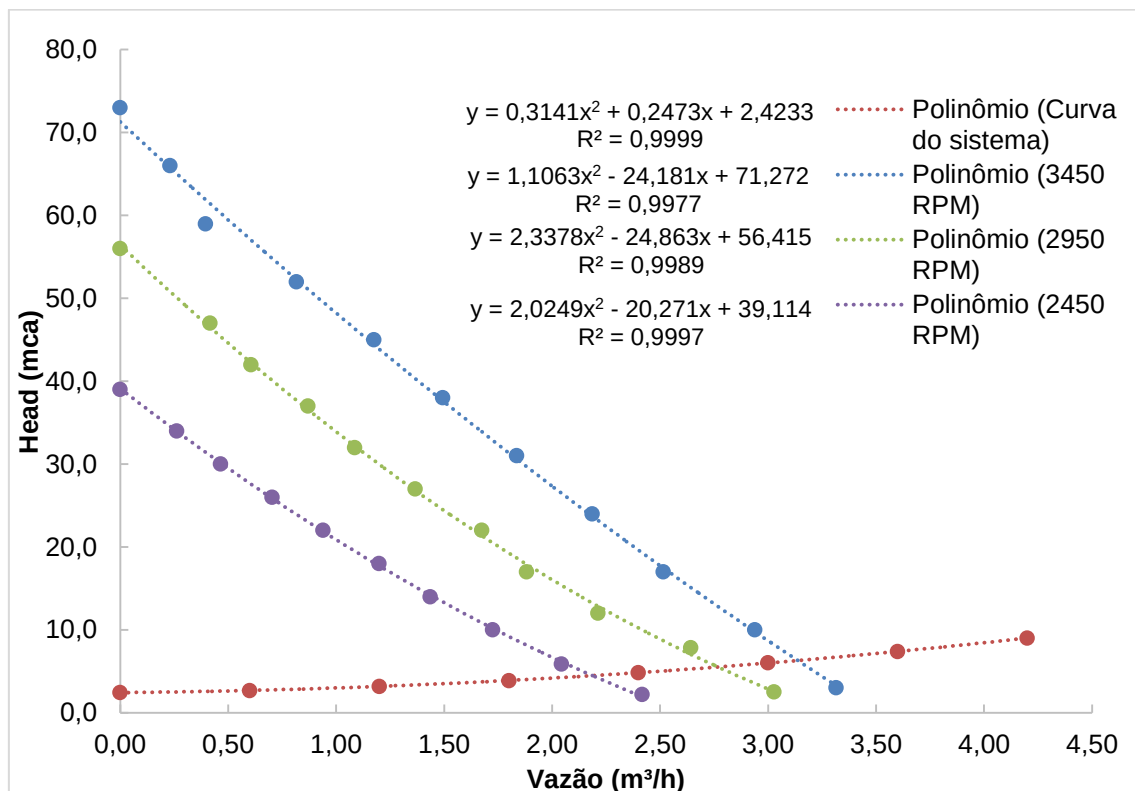


Figura 4.9: Pontos de operação da bomba 2 (água) para o sistema.

4.4.2 Pontos de operação da bomba 1 operando com óleo e pontos de formação do CAF.

Com o intuito de determinar os pontos de operação da bomba 1 foi elaborada a Tabela 4.15 (com dados extraídos do Apêndice J), com os quais foi traçada a curva do sistema com óleo. O cruzamento dessa curva com as curvas da bomba 1 (Figura 4.10) determinaram os pontos de operação.

Ainda na Figura 4.10 foram plotados os pontos de formação do CAF, extraídos da Tabela 4.16, elaborada a partir do Apêndice K.

Tabela 4.15: Pontos da curva do sistema para bomba 1 c/ óleo (Apêndice J).

Vazão (m³/h)	Head (mcO)
0	2,450
0,100	6,028
0,200	9,605
0,300	13,183
0,400	16,761
0,500	20,338
0,600	23,916
0,700	27,494

Tabela 4.16: Pontos de formação do CAF (Apêndice K).

RPM	Pressão (mcO)	Vazão (m³/h)
2450	11,07	0,417
3450	15,70	0,688

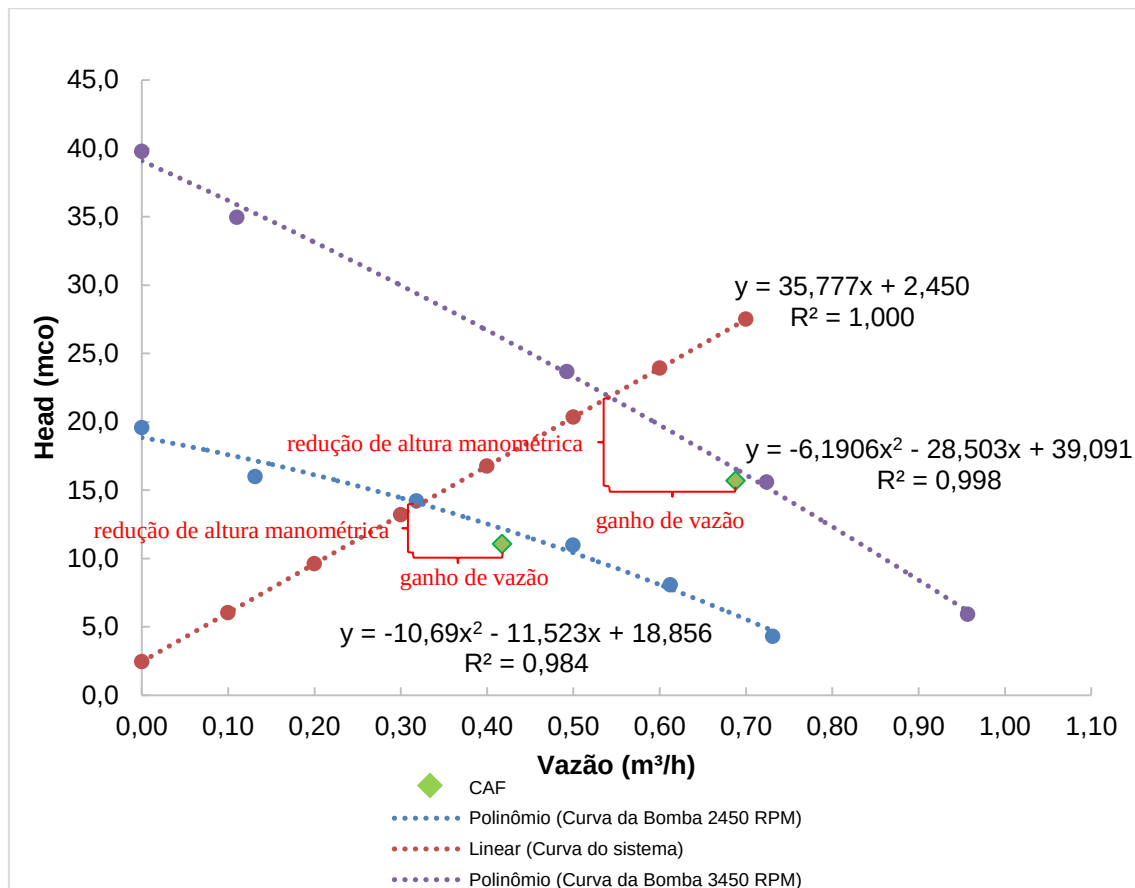


Figura 4.10: Pontos de operação da bomba 1 (óleo) para o sistema e pontos de Core Annular Flow.

A Figura 4.10 demonstra a efetividade do método, tanto no aumento da vazão quanto na redução da altura manométrica, o que será quantificado em 4.5.

4.5 Efetividade do método

A efetividade do CAF no experimento em análise está representada nas figuras 4.11 (vazão) e 4.12 (altura manométrica), elaboradas com os valores da Tabela 4.17, extraídos do Apêndice L.

Tabela 4.17: Pontos de obtenção do perfil CAF em comparação com o escoamento monofásico de óleo (Apêndice L).

Bombeando óleo a 2450 RPM		Bombeando óleo a 3450 RPM	
Altura Manométrica:	14,00 mco	Altura Manométrica:	22,00 mco
Vazão:	0,323 m ³ /h	Vazão:	0,540 m ³ /h
CAF (Óleo: 2450 RPM a 43 Hz)		CAF (Óleo: 3450 RPM a 58 Hz)	
Altura Manométrica:	11,00 mco	Altura Manométrica:	16,75 mco
Vazão:	0,417 m ³ /h	Vazão:	0,688 m ³ /h
CAF (Água: 654,94 RPM a 11 Hz)		CAF (Água: 834,74 RPM a 14 Hz)	
Altura Manométrica:	30,00 mco	Altura Manométrica:	32,00 mco
Vazão:	0,420 m ³ /h	Vazão:	0,798 m ³ /h

4.5.1 Aumento da vazão de óleo

$$\text{a) 2450 RPM: } \frac{(0,417 - 0,323)}{0,323} \times 100 = 29,10\% \quad (4.1)$$

$$\text{b) 3450 RPM: } \frac{(0,688 - 0,540)}{0,540} \times 100 = 27,41\% \quad (4.2)$$

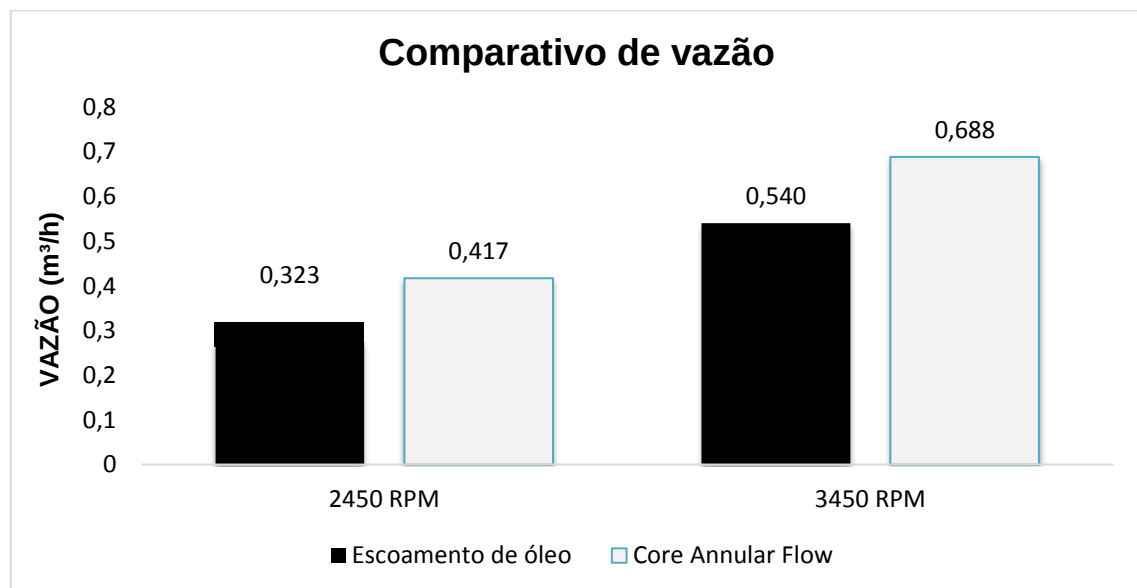


Figura 4.11: Demonstrativo do aumento de vazão empregando o método CAF.

4.5.2 Redução da altura manométrica:

$$\text{c) } 2450 \text{ RPM: } \left(1 - \frac{11,00}{14,00}\right) = 21,43\% \quad (4.3)$$

$$\text{d) } 3450 \text{ RPM: } \left(1 - \frac{16,75}{22,00}\right) = 23,86\% \quad (4.4)$$

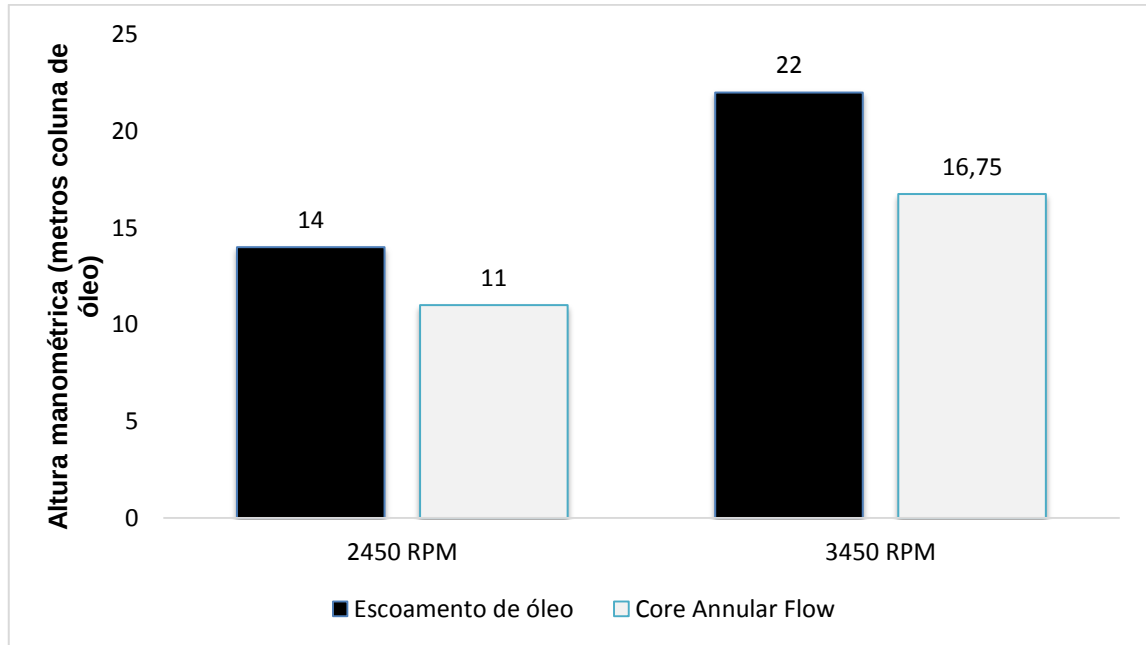


Figura 4.12: Demonstrativo da redução da altura manométrica empregando o método CAF.

4.6 Perfil de escoamento

Conforme foi visto na Seção 2, o CAF é formado apenas em algumas razões de água e óleo, dentro de um “envelope de ocorrência” (figura 2.8), não variando linearmente. Até a estabilização, o escoamento passa por uma série de transformações. A figura 4.13 mostra o desenvolvimento do perfil CAF.

Para o desenvolvimento pleno do perfil de escoamento desejado (CAF) foram utilizadas relações de frequência das bombas de 43 Hz para o óleo e 11 Hz para água e posteriormente de 58 Hz para o óleo e 14 Hz para água, o que resultou em porcentagem volumétrica de 60% de óleo no escoamento.



Figura 4.13: Desenvolvimento do perfil CAF: (a) alta vazão de água e baixa de óleo; (b) vazão de água reduzida e mantém-se a de óleo; (c) reduz-se a vazão de água e aumenta-se a de óleo; (d) atinge-se a vazão ideal de óleo e reduz a vazão de água até a formação do perfil ideal; (e) perfil CAF plenamente desenvolvido.

4.7 Discussão

Os ensaios foram intercalados de modo a minimizar a influência das variações de temperatura do óleo, da emulsificação com a água e a aeração, prevenindo também contra o superaquecimento da bomba, tudo com o objetivo de minimizar as incertezas.

As perdas de carga dos elementos artesanais foram obtidas por similaridade com os elementos padronizados.

O sistema funcionou conforme o planejado e permitiu o estudo da técnica *Core Annular Flow* quando utilizado o *bypass* (desviando-se o fluxo do vaso separador água-óleo). Foram obtidos vários padrões de fluxo (figura 4.13).

Foi validada a Lei de Afinidade (3.2.4) para a vazão, porém não para a altura manométrica, provavelmente pela falta de precisão do instrumento de medição diante das pequenas variações de pressão apresentadas.

A comparação do ponto de operação, dado pela interseção da curva da bomba com a do sistema, com o ponto de formação do CAF (figura 4.10), indicou 21,43% de redução da altura manométrica e elevação da vazão de 29,10% com

2450 RPM (rotações por minuto) e relação de 60% de óleo e 40% de água em volume.

O vaso separador água-óleo, apesar de funcional, não permitiu a obtenção de vazões adequadas para a formação de um anel de água estável.

5. CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusão

O equipamento atingiu o seu objetivo principal, funcionando de modo a permitir o estudo da técnica *Core Annular Flow* em um trecho vertical da tubulação, analogamente ao que ocorre em poços convencionais de petróleo.

A tubulação transparente permitiu uma completa visualização dos padrões de fluxo ao longo de todo o sistema.

Em estudos preliminares, foi atestada a eficácia da técnica tanto para o aumento de vazão de óleo quanto para a diminuição das perdas de cargas pelo atrito viscoso.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Visando a continuidade do estudo, sugere-se:

- a) Utilização de medidores de pressão mais precisos, de modo a se obter a validação das Leis de Afinidade para a altura manométrica;
- b) Aumentar a capacidade dos tanques de armazenamento, aumentando a autonomia do equipamento em cada teste;
- c) Redimensionar o vaso separador para que atenda às necessidades de vazão para a injeção. Desejável também a configuração vertical, com diâmetro limitado, para que possa ser utilizado dentro do poço de petróleo (interior da coluna de produção).

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMINI, S.; MOWLA, D.; GOLKAR, M.; ESMAEILZADEH, F. (2012) **Mathematical modelling of a hydrocyclone for the down-hole oil-water separation (DOWS)**. Chemical Engineering Research and Design, v. 90, p. 2186-2195. <<http://pintorlopes.blogspot.com.br/2014/01/torre-vedras-angola-e-o-gas-natural.html>> acesso em 29 jul. 2015.

Bai, R. **Traveling waves in a high viscosity ratio and axisymmetric core annular flow**. Minnesota. Faculty of the Graduate School, University of Minnesota, 1995, 128 p. Tese (doutorado).

BANNWART, A. C. *et al.* **Water-assisted Flow of Heavy Oil in a Vertical Pipe: Pilot-scale Experiments**. International Journal Of Chemical Reactor Engineering. Vol. 10, Art. A32, 2012. Disponível em: <<http://www.degruyter.com/view/j/ijcre.2012.10.issue-1/1542-6580.2965/1542-6580.2965.xml?rskey=R6NCTu&onlyResultQuery=Water-assisted%20Flow%20of%20Heavy%20Oil%20in%20a%20Vertical%20Pipe:%20Pilot-scale%20Experiments>> Acesso em: 06 jul. 2013.

BENTWICH, M. **Two-phase axial laminar flow in a pipe with naturally curved surface**. Chem Eng Sci;31:71–6. 1971.

BIAZUSSI, Jorge Luiz. **Desenvolvimento de uma técnica de medida de vazão de óleo em escoamento bifásico do tipo core-flow**. Universidade Estadual de Campinas - SP, 2010. Dissertação de Mestrado. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?view=000771362>>. Acesso em: 06/07/2013.

CHARLES, M. E., GOVIER, G. W., HODGSON, G. W. **The Horizontal Pipeline Flow of Equal Density Oil-Water Mixtures**. Can. J. Chem. Eng., v.39, n.1, p.27-36, 1961.

CLARK, A.F., SHAPIRO A. **Method of pumping viscous petroleum**. U.S. Patent No.2,533,878. 1949.

DRUMMOND, G. V. **Manutenção e Reparo de Bombas**. Rio de Janeiro. Petrobras, 2006.

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.

KUNERT, R. *et al.* **Processamento Primário de Petróleo**. Rio de Janeiro. Universidade Petrobras, 2007. Apostila. Disponível em: <<https://engenhariaquimica.files.wordpress.com/2010/04/apostila-ppp.pdf>> Acesso em 26 out. 2015.

MELLO, L. R. S.; **Desenvolvimento de uma unidade experimental para estudo do transporte por bombeamento da mistura Bifásica água-óleo**. Santos-SP: Mestrado em Engenharia Mecânica UNISANTA. 2012. Dissertação (Mestrado).

MORAES JR., D; MORAES, M. S. **Laboratório de Operações Unitárias I**. Apostila do curso de Engenharia Química da Universidade Santa Cecília – UNISANTA. Santos, 2011.

MORAIS, José Mauro de. **Petróleo em Águas Profundas - Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore**. IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Brasília, 2013. Revisão Técnica. Disponível em <http://www.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/livros/livros/livro_petrobras_aguas_profundas.pdf>. Acesso em 27 nov. 2015.

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

PEYSSON Y., ANTONINI G., BENSAXHRIA A. **Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport**. REVUE DE L'INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE 2004, VOLUME 59, N° 05, P. 523 – 533. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/features/feature595/>>. Acesso em: 06 jul. 2013.

PETROBRAS. **O aumento da lâmina d'água em função do tempo** (Petrobras, 2015) <<http://relacionamento.petrobras.com.br/otc2013/PreSal>>. Acesso em 16 out. 2015.

PRADA, Jose Walter Vanegas. **Estudo Experimental do Escoamento Anular Óleo-Agua (core-flow) na Elevação de Óleos Ultraviscosos**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999, 184 p. Dissertação (Mestrado). Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?view=vtls000186877>>. Acesso em : 21 jul. 2013.

QUINTAES, Filipe de Oliveira. **Sistema de sensoriamento eletromagnético utilizado para detecção da contaminação do óleo isolante do motor no método de elevação artificial do tipo bombeio centrífugo submerso**. Natal, 2010. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Tese (Doutorado). Disponível em <<http://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/13010>>. Acesso em 21 jul. 2014.

RODRIGUEZ, O. M. H. **Forma da Interface e Gradiente de Pressão no Padrão Líquido-Líquido Anular Vertical Ascendente**. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002, 239 p. Tese (Doutorado). Disponível em: <<http://cutter.unicamp.br/document/?code=vtls000267013>>. Acesso em: 22 jun. 2013.

RUSSELL, TWF, CHARLES, M.E. **The effect of less viscous liquid in the laminar flow of two immiscible liquids**. Can J Chem Eng 1959; 37:18–24.

SOUSA JUNIOR, C.S. **Tecnologia de Óleos Pesados e Ultrapesados**. Jan. 2008. 209p. Dissertação de Mestrado. Orientadora: Cheila Gonçalves Mothé. Escola de Química – Universidade Federal do Rio de Janeiro – Rio de Janeiro – RJ.

THOMAS, J. E. *et al.* **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro. Interciência. Petrobras, 2ª edição, 2004.

APÊNDICE A

Produção de petróleo pesado, por corrente, segundo bacia sedimentar e unidades da Federação – 2013.

(Planilha obtida a partir do Anexo A, excluindo-se os óleos classificados como não pesados)

Bacia sedimentar	Unidades da Federação	Corrente de petróleo	Densidade (Grau API)	Teor de S (% peso)	Produção (m³)
	Brasil		21,30	0,72	47.167.420
Solimões	Amazonas	Urucu	48,50	0,05	
Parnaíba	Maranhão	Gavião Real	56,20	0,09	
Ceará	Ceará	Ceará Mar	28,10	0,49	
Potiguar		Fazenda Belém	14,10	0,93	65.657
Potiguar	Rio Grande do Norte	Cardeal	26,90	0,27	
		Colibri	33,80	0,16	
		Galo de Campina	35,60	0,05	
		João de Barro	42,10	0,06	
		Periquito	34,30	0,04	
		Pescada	49,50	0,03	
		RGN Mistura	30,60	0,29	
		Rolinha	22,50	0,04	
Alagoas	Alagoas	Alagoano	42,20	0,06	
		Tabuleiro	30,10	0,32	
Sergipe	Sergipe	Piranema	41,90	0,17	
		Sergipano Terra	24,80	0,42	
		Sergipano Mar	43,70	0,14	
		Sergipe Vaza Barris	17,60	0,37	12
		Tartaruga	40,90	0,03	
		Tigre	33,80	0,33	
Recôncavo	Bahia	Bahiano Mistura	36,50	0,06	
		Canário	30,70	0,17	
		Fazenda Santo Estevão	35,30	0,07	
		Lagoa do Paulo Norte	38,10	0,06	
		Uirapuru	38,40	0,03	

		Tico-tico	32,90	0,08	
Espírito Santo	Espírito Santo	Baleia Azul	29,30	0,32	
		Camarupim	51,50	0,02	
		Espírito Santo	24,80	0,31	
		Fazenda Alegre	13,20	0,31	358.179
		Golfinho	28,80	0,13	
Campos		Peroá	53,10	0,01	
		Cachalote	22,10	0,48	2.456.476
		Jubarte	19,30	0,52	8.036.666
		Ostra	21,80	0,28	1.165.529
Campos	Rio de Janeiro	Albacora	26,70	0,50	
		Albacora Leste	20,00	0,59	3.071.138
		Barracuda	24,75	0,61	
		Bijupirá	27,80	0,44	
		Cabiúnas Mistura	25,50	0,47	
		Caratinga	25,00	0,50	
		Espadarte	21,00	0,50	848.790
		Frade	19,80	0,73	658.897
		Marlim	20,30	0,74	10.486.036
		Marlim Leste	24,70	0,55	
		Marlim Sul	23,10	0,67	
		Papa Terra	14,20	0,73	56.581
		Polvo	20,70	1,15	671.853
		Peregrino	13,70	1,80	4.167.432
		Roncador	22,80	0,59	14.827.803
		Salema	28,70	0,45	
		Tubarão Azul	19,80	1,04	240.630
		Tubarão Martelo	21,20	1,00	55.743
		Lula	30,60	0,35	
		Tambaú-Urugá	32,60	0,13	
Santos	São Paulo	Baúna	33,30	0,24	
		Condensado de Merluza	49,60	0,01	
		Condensado Mexilhão	47,20	0,01	
		Sapinhoá	29,50	0,38	

APÊNDICE B

Produção de petróleo pesado, por corrente, segundo bacia sedimentar e unidades da Federação – 2014.

(Planilha obtida a partir do Anexo B, excluindo-se os óleos classificados como não pesados)

Bacia sedimentar	Unidades da Federação	Corrente de petróleo	Densidade (Grau API)	Teor de S (% peso)	Produção (m ³)
	Brasil		20,23	0,72	53.268.991
Solimões	Amazonas	Urucu	45,60	0,05	
Parnaíba	Maranhão	Gavião Real	56,20	0,09	
Ceará	Ceará	Ceará Mar	28,10	0,49	
Potiguar		Fazenda Belém	14,10	0,93	70.941
Potiguar	Rio Grande do Norte	Cardeal	26,90	0,27	
		Colibri	33,80	0,16	
		Galo de Campina	35,60	0,05	
		João de Barro	42,10	0,06	
		Periquito	34,30	0,04	
		Pescada	49,50	0,03	
		RGN Mistura	30,60	0,29	
		Rolinha	22,50	0,04	142
Alagoas	Alagoas	Alagoano	42,20	0,06	
		Tabuleiro	30,10	0,32	
Sergipe	Sergipe	Piranema	41,90	0,17	
		Sergipano Terra	24,80	0,42	
		Sergipano Mar	43,70	0,14	
		Sergipe Vaza Barris	17,60	0,37	42
		Tartaruga	40,90	0,03	
		Tigre	33,80	0,33	
Recôncavo	Bahia	Bahiano Mistura	36,50	0,06	
		Canário	30,70	0,17	
		Fazenda Santo Estevão	35,30	0,07	
		Lagoa do Paulo Norte	37,90	0,06	
		Uirapuru	38,40	0,03	

		Tico-tico	32,90	0,08	
Espírito Santo	Espírito Santo	Baleia Azul	29,30	0,32	
		Camarupim	51,50	0,02	
		Espírito Santo	24,80	0,31	
		Fazenda Alegre	13,20	0,31	248.550
		Golfinho	28,80	0,13	
Campos		Peroá	53,10	0,01	
		Cachalote	22,10	0,48	3.370.186
		Jubarte	19,30	0,52	9.158.330
		Ostra	21,80	0,28	1.124.286
Campos	Rio de Janeiro	Albacora	26,70	0,50	
		Albacora Leste	20,00	0,59	3.268.811
		Barracuda	24,75	0,61	
		Bijupirá	27,80	0,44	
		Cabiúnas Mistura	25,50	0,47	
		Caratinga	25,00	0,50	
		Espadarte	21,00	0,50	708.867
		Frade	19,80	0,73	1.442.913
		Marlim	20,30	0,74	10.625.168
		Marlim Leste	24,70	0,55	
		Marlim Sul	23,10	0,67	
		Papa Terra	14,20	0,73	1.437.984
		Polvo	20,70	1,21	561.158
		Peregrino	13,70	1,80	4.322.568
		Roncador	22,80	0,59	16.017.267
		Salema	28,70	0,45	
		Tartaruga Verde	26,90	0,61	
		Tubarão Azul	19,80	1,04	189.956
		Tubarão Martelo	21,20	1,00	721.822
		Entorno de Iara	26,80	0,41	
Santos		Franco	28,40	0,03	
		Lula	30,60	0,35	
		Tambaú-Urugá	32,60	0,13	
Santos	São Paulo	Baúna	33,30	0,24	
		Condensado de Merluza	49,60	0,01	
		Condensado Mexilhão	47,20	0,01	
		Sapinhoá	29,50	0,38	

APÊNDICE C

Produção de petróleo pesado, por corrente, segundo bacia sedimentar e unidades da Federação – 2015.

(Planilha obtida a partir do Anexo C, excluindo-se os óleos classificados como não pesados)

Bacia sedimentar	Unidades da Federação	Corrente de petróleo	Densidade (Grau API)	Teor de S (% peso)	Produção (m ³)
	Brasil		10,00	0,67	58.571.645
Solimões	Amazonas	Urucu	45,60	0,05	
Parnaíba	Maranhão	Gavião Real	56,20	0,09	
Ceará	Ceará	Ceará Mar	28,10	0,49	
Potiguar		Fazenda Belém	14,10	0,95	84.778
Potiguar	Rio Grande do Norte	Araçari	34,30	0,08	
		Cardeal	27,60	0,26	
		Colibri	33,80	0,16	
		Galo de Campina	21,10	0,10	10.960
		Irerê	27,00	0,32	
		João de Barro	42,10	0,06	
		Periquito	34,30	0,04	
		Pescada	53,70	0,01	
		RGN Mistura	26,70	0,45	
		Rolinha	22,50	0,04	168
		Sabiá Bico de Osso	26,70	0,44	
		Sabiá da Mata	26,10	0,05	
Alagoas	Alagoas	Alagoano	39,80	0,06	
		Tabuleiro	30,10	0,32	
Sergipe	Sergipe	Harpia	13,30	0,56	33
		Piranema	41,90	0,17	
		Sergipano Terra	24,80	0,42	
		Sergipano Mar	38,40	0,113	
		Tartaruga	40,90	0,03	
		Tigre	33,80	0,33	
Recôncavo	Bahia	Bahiano Mistura	36,50	0,06	

		Canário	28,44	0,10	
		Fazenda Santo Estevão	35,30	0,07	
		Lagoa do Paulo Norte	34,60	0,09	
		Uirapuru	37,40	0,05	
Espírito Santo	Espírito Santo	Baleia Azul	29,30	0,32	
		Camarupim	57,50	0,03	
		Espírito Santo	19,70	0,35	2.521.860
		Fazenda Alegre	13,30	0,34	256.547
		Golfinho	28,80	0,13	
		Peroá	53,10	0,01	
Campos		Cachalote	22,10	0,48	3.189.524
		Jubarte	23,20	0,44	
		Ostra	17,80	0,38	912.975
Campos	Rio de Janeiro	Albacora	26,70	0,50	
		Albacora Leste	19,00	0,59	3.403.083
		Barracuda	33,00	0,24	
		Bijupirá	27,80	0,44	
		Cabiúnas Mistura	25,50	0,47	
		Caratinga	25,00	0,50	
		Espadarte	21,00	0,50	748.113
		Frade	19,60	0,75	1.351.400
		Marlim	20,30	0,74	10.734.636
		Marlim Leste	24,70	0,55	
		Marlim Sul	20,50	0,68	9.472.200
		Papa Terra	15,70	0,71	1.008.092
		Polvo	20,60	1,17	485.777
		Peregrino	13,42	1,86	4.206.565
		Roncador	22,80	0,59	19.405.821
		Salema	28,70	0,45	
		Tartaruga Verde	26,90	0,61	
		Tubarão Azul	19,80	1,04	127.282
		Tubarão Martelo	21,20	1,00	651.832
Santos		Área de Nordeste de Tupi	26,20	0,38	
		Búzios	28,40	0,31	
		Entorno de Iara	27,70	0,39	
		Iara	27,80	0,36	
		Lula	31,00	0,32	
		Tambaú-Urugá	32,60	0,13	
Santos	São Paulo	Baúna	33,30	0,24	
		Condensado de Merluza	49,60	0,01	
		Condensado Mexilhão	47,20	0,01	
		Sapinhoá	30,10	0,35	

APÊNDICE D

Planilha de dados dos pontos de análise para aferição do rotâmetro.

Densidade da água a 20°C:			996,32 Kg/m³	
Vazão do rotâmetro (LPM)	Vazão real			
	Tempo (s)	Massa (kg)	Vazão kg/s	Vazão LPM
40	8,6	6,70	0,779	46,924
35	8,93	6,15	0,689	41,481
30	8,68	5,05	0,582	35,044
20	11,21	4,26	0,380	22,891
15	9,63	2,72	0,283	17,016
10	7,94	1,50	0,189	11,384
5	11,99	1,18	0,098	5,932

APÊNDICE E

Planilha de dados dos pontos de análise para estudo da aplicabilidade da Lei da
Afinidade relativas às bombas 1 e 2.

Bomba 1 (óleo - 930 kg/m ³)					
Frequência (Hz)	Rotação (RPM)	Tempo (s)	Massa coletada (kg)	Tara (kg)	Vazão (m ³ /h)
10,0	532,8	36,88	1,74	0,38	0,1427
15,0	820,7	40,09	2,80	0,44	0,2279
20,0	1150,0	24,13	2,54	0,59	0,3128
25,0	1405,0	24,34	2,92	0,46	0,3912
30,0	1690,0	18,80	2,40	0,48	0,3953
35,0	1990,0	22,54	3,74	0,52	0,5530
40,0	2280,0	17,04	3,41	0,50	0,6611
45,0	2490,0	15,85	3,56	0,44	0,7620
50,0	2872,0	13,94	3,56	0,48	0,8553
55,0	3166,0	13,28	3,80	0,52	0,9561
60,0	3460,0	10,53	3,34	0,48	1,0514
Pressão (kgf/cm ²)	Pressão (Pa)	Altura (m)	Ln rotação	Ln vazão	Ln pressão
0,220	21297,19	2,334	-	-	-
0,270	26137,46	2,865	1,871	1,997	1,253
0,330	31945,79	3,502	1,439	1,529	1,048
0,390	37754,11	4,138	1,102	1,212	0,847
0,440	42594,39	4,669	0,901	0,989	0,680
0,500	48402,71	5,305	0,717	0,978	0,560
0,540	52274,93	5,730	0,553	0,643	0,432
0,610	59051,31	6,473	0,417	0,464	0,355
0,660	63891,58	7,003	0,329	0,322	0,233
0,730	70667,96	7,746	0,186	0,206	0,154
0,770	74540,17	8,170	0,089	0,095	0,053

Bomba 2 (água - 996,32 kg/m ³)					
Frequência (HZ)	Rotação (RPM)	Tempo (s)	Massa coletada (kg)	Tara (kg)	Vazão (m ³ /h)
10,0	594,1	50,81	6,58	0,68	0,4196
15,0	894,0	24,44	6,08	0,68	0,7984
20,0	1198,0	11,81	4,35	0,68	1,1228
25,0	1493,0	13,34	5,95	0,68	1,4274
30,0	1792,0	11,65	6,31	0,68	1,7462
35,0	2094,0	11,25	7,00	0,68	2,0299
40,0	2390,0	9,28	6,62	0,68	2,3128
45,0	2684,0	8,87	7,10	0,68	2,6153
50,0	2988,0	7,22	6,30	0,68	2,8126
55,0	3280,0	5,69	5,80	0,68	3,2513
60,0	3572,0	4,94	5,58	0,68	3,5840
Pressão (kgf/cm ²)	Pressão (Pa)	Altura (m)	Ln rotação	Ln vazão	Ln pressão
0,100	9680,54	0,990	-	-	-
0,110	10787,32	1,089	1,794	2,145	1,194
0,120	11616,65	1,189	1,385	1,502	1,099
0,130	12584,70	1,288	1,092	1,161	1,012
0,130	12584,70	1,288	0,872	0,921	0,932
0,150	14520,81	1,486	0,690	0,719	0,932
0,180	17424,98	1,783	0,534	0,569	0,788
0,230	22265,25	2,278	0,402	0,438	0,606
0,270	26137,46	2,674	0,286	0,315	0,361
0,300	29041,63	2,971	0,179	0,242	0,201
0,330	31945,79	3,268	0,085	0,097	0,095

APÊNDICE F

Planilha de dados da curva da bomba 1 operando com água.

Rotação (RPM):			3450					
Pressão mín:		0,15		Kgf/cm²	Densidade da Água a 20C (Kg/m³):	996,32		
Pressão máx.:		6,7		Kgf/cm²				
Balde de coleta:		639		g				
Balde de reposição:		520		g				
Pressão (Kgf/cm²)	Tempo de coleta (s)			Massa coletada (kg)	Pressão (mca)	Vazão (kg/s)	Vazão (m³/h)	Vazão (GPM)
0,2	8,47	8,60	8,60	8,280	1,5	0,893	3,227	14,204
0,8	8,20	8,12	8,31	6,98	8,1	0,772	2,791	12,285
1,5	10,00	9,97	9,72	7,12	14,6	0,655	2,366	10,416
2,1	11,03	11,14	10,84	6,83	21,2	0,563	2,033	8,949
2,8	13,17	13,18	13,44	6,78	27,7	0,463	1,673	7,364
3,4	11,88	11,94	11,92	5,19	34,3	0,382	1,380	6,076
4,1	12,54	12,47	12,47	4,31	40,8	0,294	1,062	4,674
4,7	18,32	18,34	18,34	4,22	47,4	0,195	0,706	3,107
5,4	13,03	12,91	12,69	2,19	53,9	0,120	0,435	1,916
6,0	18,97	19,88	19,56	1,98	60,5	0,069	0,249	1,096
6,7	0,00	0,00	0,00	0	67,0	0,000	0,000	0,000

Rotação (RPM):	2950
Pressão mín:	0,13 Kgf/cm ²
Pressão máx:	5,0 Kgf/cm ²
Balde de coleta:	639 g
Balde de reposição:	520 g

Densidade da Água a 20C (Kg/m³):	996,32
--	--------

Pressão (Kgf/cm²)	Tempo de coleta (s)			Massa coletada (kg)	Pressão (mca)	Vazão (kg/s)	Vazão (m³/h)	Vazão (GPM)
0,1	8,88	8,75	8,80	7,280	1,3	0,754	2,724	11,990
0,6	9,70	9,81	9,75	6,86	6,0	0,638	2,305	10,145
1,1	10,31	10,28	10,44	6,4	11,0	0,557	2,013	8,859
1,6	9,88	9,94	9,65	5,34	16,0	0,479	1,729	7,612
2,1	8,09	8,53	8,30	3,89	21,0	0,391	1,414	6,225
2,6	7,00	6,85	6,93	2,89	26,0	0,325	1,174	5,169
3,1	6,13	6,13	6,22	2,2	31,0	0,253	0,916	4,031
3,6	10,19	10,21	10,00	2,4	36,0	0,174	0,628	2,764
4,1	8,72	8,72	8,49	1,56	41,0	0,107	0,385	1,695
4,6	38,35	38,39	39,37	2,2	46,0	0,040	0,146	0,642
5,0	0,00	0,00	0,00	0	50,0	0,000	0,000	0,000

Rotação (RPM):	2450
Pressão mín:	0,1 Kgf/cm ²
Pressão máx:	3,47 Kgf/cm ²
Balde de coleta:	639 g
Balde de reposição:	520 g

Densidade da Água a 20C (Kg/m³):	996,32
--	--------

Pressão (Kgf/cm²)	Tempo de coleta (s)			Massa coletada (kg)	Pressão (mca)	Vazão (kg/s)	Vazão (m³/h)	Vazão (GPM)
0,1	9,67	9,69	9,62	6,710	1,0	0,628	2,271	9,996
0,5	12,42	12,40	11,88	7,37	4,5	0,550	1,988	8,752
0,8	12,97	12,83	12,40	6,54	8,0	0,463	1,675	7,371
1,2	10,34	10,41	10,38	4,49	11,5	0,371	1,341	5,903
1,5	9,12	8,94	8,91	3,52	15,0	0,320	1,158	5,097
1,9	11,14	44,60	11,60	6,2	18,5	0,248	0,895	3,941
2,2	9,97	9,91	10,00	2,6	22,0	0,197	0,711	3,132
2,6	10,37	10,25	9,68	2,07	25,5	0,142	0,512	2,254
2,9	9,35	9,38	9,13	1,42	29,0	0,084	0,304	1,338
3,5	0,00	0,00	0,00	0	34,7	0,000	0,000	0,000

APÊNDICE G

Planilha de dados da curva da bomba 2 operando com água.

Rotação (RPM):		3450						
Pressão mín:		0,3	Kgf/cm²			Densidade da Água a 20°C (Kg/m³):	996,32	
Pressão máx:		7,3	Kgf/cm²					
Balde de coleta:		639	g					
Balde de reposição:		520	g					
Pressão (mca)	Pressão (Kgf/cm²)	Tempo de coleta (s)			Massa coletada (kg)	Vazão (kg/s)	Vazão (m³/h)	Vazão (GPM)
3,0	0,3	8,82	8,60	8,94	8,700	0,917	3,315	14,592
10,0	1,0	8,69	8,94	8,60	7,75	0,813	2,939	12,936
17,0	1,7	11,47	11,65	11,37	8,64	0,696	2,515	11,069
24,0	2,4	11,97	12,07	12,06	7,92	0,605	2,186	9,624
31,0	3,1	12,56	12,47	12,69	7,03	0,508	1,837	8,085
38,0	3,8	14,18	12,38	12,22	5,98	0,413	1,493	6,572
45,0	4,5	14,40	14,69	14,54	5,37	0,325	1,175	5,174
52,0	5,2	20,30	20,43	20,56	5,25	0,226	0,816	3,590
59,0	5,9	25,25	25,31	25,53	3,41	0,109	0,395	1,738
66,0	6,6	32,53	33,03	32,43	2,09	0,044	0,161	0,707
73,0	7,3	0,00	0,00	0,00	0	0,000	0,000	0,000

Rotação (RPM):		2950						
Pressão mín:		0,25 Kgf/cm²			Densidade da Água a 20°C (Kg/m³):	996,32		
Pressão máx:		5,6 Kgf/cm²						
Balde de coleta:		639 g						
Balde de reposição:		520 g						
Pressão (mca)	Pressão (Kgf/cm²)	Tempo de coleta (s)			Massa coletada (kg)	Vazão (kg/s)	Vazão (m³/h)	Vazão (GPM)
2,50	0,25	7,93	7,59	7,72	7,13	0,838	3,028	13,328
7,9	0,8	9,34	9,65	9,45	7,57	0,731	2,642	11,629
12,0	1,2	11,56	11,29	11,25	7,60	0,612	2,213	9,741
17,0	1,7	9,40	9,22	9,31	5,49	0,521	1,883	8,288
22,0	2,2	7,65	7,34	7,42	4,10	0,463	1,674	7,369
27,0	2,7	7,19	7,19	7,05	3,34	0,378	1,366	6,014
32,0	3,2	12,75	12,66	13,15	4,50	0,300	1,085	4,778
37,0	3,7	9,62	9,57	9,61	2,95	0,241	0,870	3,829
42,0	4,2	15,63	15,87	15,53	3,27	0,168	0,606	2,669
47,0	4,7	26,88	27,28	26,75	3,10	0,091	0,330	1,451
56,0	5,6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000

Rotação (RPM):		2450						
Pressão mín:		0,22		Kgf/cm²	Densidade da Água a 20°C (Kg/m³):	996,32		
Pressão máx:		3,9		Kgf/cm²				
Balde de coleta:		639		g				
Balde de reposição:		520		g				
Pressão (mca)	Pressão (Kgf/cm²)	Tempo de coleta (s)			Massa coletada (kg)	Vazão (kg/s)	Vazão (m³/h)	Vazão (GPM)
2,2	0,2	11,94	11,94	12,00	8,64	0,669	2,417	10,641
5,9	0,6	12,40	12,21	12,22	7,58	0,565	2,043	8,993
10,0	1,0	11,14	11,06	11,00	5,92	0,477	1,724	7,590
14,0	1,4	10,07	10,00	10,22	4,65	0,397	1,435	6,319
18,0	1,8	9,25	9,53	9,44	3,76	0,332	1,199	5,277
22,0	2,2	8,59	8,53	8,52	2,86	0,260	0,939	4,133
26,0	2,6	10,97	11,03	11,02	2,78	0,195	0,703	3,094
30,0	3,0	6,25	6,07	6,10	1,43	0,129	0,465	2,049
34,0	3,4	10,91	11,85	11,98	1,48	0,073	0,262	1,155
39,0	3,9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000

APÊNDICE H

Planilha de dados da curva da bomba 1 operando com óleo.

Rotação (RPM):				2450			
Pressão (mcO)	Pressão (Kgf/cm ²)	Tempo de coleta (s)	Massa coletada (kg)	Tara (kg)	Vazão (kg/s)	Vazão (m ³ /h)	Vazão (GPM)
19,57	1,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15,97	1,43	23,85	1,60	0,79	0,034	0,131	0,579
14,19	1,32	32,83	3,46	0,76	0,082	0,318	1,401
10,97	1,02	24,32	3,90	0,76	0,129	0,500	2,200
8,06	0,75	20,35	4,00	0,78	0,158	0,613	2,696
4,30	0,40	22,35	4,84	0,62	0,189	0,731	3,217

Rotação (RPM):				3450			
Pressão (mcO)	Pressão (Kgf/cm ²)	Tempo de coleta (s)	Massa coletada (kg)	Tara (kg)	Vazão (kg/s)	Vazão (m ³ /h)	Vazão (GPM)
39,78	3,70	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000
34,94	3,25	40,00	1,60	0,46	0,029	0,110	0,486
23,65	2,20	22,94	3,46	0,54	0,127	0,493	2,169
15,59	1,45	17,54	3,80	0,52	0,187	0,724	3,186
5,91	0,55	13,59	3,72	0,36	0,247	0,957	4,213

APÊNDICE I

Planilha de dados da curva do sistema relativa à bomba 2 operando com água.

Viscosidade:	0,001	kg/m s
Viscosidade:	1,075	cSt
Viscosidade:	1	cP
Densidade:	1000	Kg/m³
Densidade:	62,4	lb/ft³

Cota Z	2,45	m
Diâmetro	26,85	mm
Diâmetro	1,06	in
Área	5,66E-04	m²

Acessórios	Quantidade	ft	Total
Niple	10	0,6	6
Válvula esfera	2	0,6	1,2
União	5	0,6	3
Retenção	1	6,5	6,5
Entrada	1	1	1
Globo	1	27	27
Redução	1	0,6	0,6
Expansão	1	0,6	0,6
Rotâmetro	1	0,6	0,6
Te reto	2	1,7	3,4
Te lado	2	5,7	11,4
Curva 90	8	2,7	21,6
Curva 90 longo	1	1,7	1,7
Saída	1	1,5	1,5
Luva	1	0,6	0,6
Injetor	1	27	27
Somatório do L equivalente:		113,7	ft
		34,7	m
Trecho reto:		4,345	m
L equivalente + L reto		39,0	m

Vazão (GPM)	Vazão (m³/h)	Vazão (m³/s)	Reynolds	Fator de Darcy	Lw (mca)	Head (mca)
0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,000	0	2,450
2,643	0,600	1,67E-04	7,89E+03	0,033	0,210	2,660
5,286	1,200	3,33E-04	1,58E+04	0,027	0,701	3,151
7,930	1,800	5,00E-04	2,37E+04	0,025	1,432	3,882
10,573	2,400	6,67E-04	3,16E+04	0,023	2,389	4,839
13,216	3,000	8,33E-04	3,95E+04	0,022	3,562	6,012
15,859	3,600	1,00E-03	4,74E+04	0,021	4,946	7,396
18,502	4,200	1,17E-03	5,53E+04	0,021	6,534	8,984
21,145	4,800	1,33E-03	6,32E+04	0,020	8,326	10,776
23,789	5,400	1,50E-03	7,11E+04	0,020	10,316	12,766
26,432	6,000	1,67E-03	7,89E+04	0,019	12,505	14,955
29,075	6,600	1,83E-03	8,68E+04	0,019	14,890	17,340
31,718	7,200	2,00E-03	9,47E+04	0,019	17,469	19,919
34,361	7,800	2,17E-03	1,03E+05	0,019	20,242	22,692
37,004	8,400	2,33E-03	1,11E+05	0,018	23,207	25,657

APÊNDICE J

Planilha de dados da curva do sistema relativa à bomba 1 operando com óleo.

Viscosidade:	0,734	kg/m s
Viscosidade:	788,93	cSt
Viscosidade:	733,70	cP
Densidade:	930,00	Kg/m³
Densidade:	58,03	lb/ft³

Cota Z	2,45	m
Diâmetro	26,85	mm
Diâmetro	1,057	in
Área	5,66E-04	m²

Acessórios	Quantidade	ft	Total
Niple	7	0,6	4,2
Válvula esfera	2	0,6	1,2
União	4	0,6	2,4
Retenção	1	6,5	6,5
Entrada	1	1	1
Globo	0	27	0
Redução	1	0,6	0,6
Expansão	1	0,6	0,6
Rotâmetro	0	0,6	0
Te reto	1	1,7	1,7
Te lado	2	5,7	11,4
Curva 90	4	2,7	10,8
Curva 90 longo	4	1,7	6,8
Saída	1	1,5	1,5
Luva	3	0,6	1,8
Injetor	0	27	0
Somatório do L equivalente:		50,5	ft
		15,39	m
Trecho reto:		5,02	m
L equivalente + L reto		20,41	m

Vazão (GPM)	Vazão (m³/h)	Vazão (m³/s)	Reynolds	Fator de Darcy	Lw (mco)	Head (mco)
0,000	0	0,00E+00	0,000	0,000	0,000	2,450
0,441	0,100	2,78E-05	1,668	38,372	3,578	6,028
0,881	0,200	5,56E-05	3,336	19,186	7,155	9,605
1,322	0,300	8,33E-05	5,004	12,791	10,733	13,183
1,762	0,400	1,11E-04	6,672	9,593	14,311	16,761
2,203	0,500	1,39E-04	8,339	7,674	17,888	20,338
2,643	0,600	1,67E-04	10,007	6,395	21,466	23,916
3,084	0,700	1,94E-04	11,675	5,482	25,044	27,494
3,524	0,800	2,22E-04	13,343	4,797	28,622	31,072
3,965	0,900	2,50E-04	15,011	4,264	32,199	34,649
4,405	1,000	2,78E-04	16,679	3,837	35,777	38,227
4,846	1,100	3,06E-04	18,347	3,488	39,355	41,805
5,286	1,200	3,33E-04	20,015	3,198	42,932	45,382
5,727	1,300	3,61E-04	21,682	2,952	46,510	48,960
6,167	1,400	3,89E-04	23,350	2,741	50,088	52,538

APÊNDICE K

Planilha de dados dos pontos de ocorrência do perfil de escoamento CAF.

<i>Core Flow</i>									
Pressão (mcO)	Pressão (Kgf/cm ²)	Tempo de coleta (s)			Massa coletada (kg)	Tara (kg)	Vazão (kg/s)	Vazão (m ³ /h)	Vazão (GPM)
11,07	1,03	22,25	22,28	22,27	2,74	0,34	0,108	0,417	1,837
15,70	1,46	17,22	17,22	17,22	3,40	0,34	0,178	0,688	3,028

APÊNDICE L

Planilha de dados dos pontos de obtenção do perfil de escoamento CAF em comparação com o escoamento monofásico de óleo.

Bombeando óleo 2450 RPM			Bombeando óleo 3450 RPM		
Altura Manométrica:	14	mco	Altura Manométrica:	22	mco
Vazão:	0,373	m³/h	Vazão:	0,540	m³/h
Core Annular Flow (Óleo: 2450 RPM - 43 Hz)			Core Annular Flow (Óleo: 3450 RPM - 58 Hz)		
Altura Manométrica:	11	mco	Altura Manométrica:	16,75	mco
Vazão:	0,417	m³/h	Vazão:	0,688	m³/h
Core Annular Flow (Água: 654,94 RPM -11 Hz)			Core Annular Flow (Água: 834,74 RPM - 14 Hz)		
Altura Manométrica:	30	mco	Altura Manométrica:	32	mco
Vazão:	0,420	m³/h	Vazão:	0,798	m³/h

ANEXO A

Produção de petróleo, por corrente, segundo bacia sedimentar e unidades da Federação – 2013, segundo a ANP.

Bacia sedimentar	Unidades da Federação	Corrente de petróleo	Densidade (Grau API)	Teor de S (% peso)	Produção (m³)
	Brasil		24,64	0,55	117.446.013
Solimões	Amazonas	Urucu	48,50	0,05	1.791.782
Parnaíba	Maranhão	Gavião Real	56,20	0,09	4.678
Ceará	Ceará	Ceará Mar	28,10	0,49	418.686
Potiguar		Fazenda Belém	14,10	0,93	65.657
Potiguar	Rio Grande do Norte	Cardeal	26,90	0,27	16.183
		Colibri	33,80	0,16	963
		Galo de Campina	35,60	0,05	2.549
		João de Barro	42,10	0,06	975
		Periquito	34,30	0,04	3.037
		Pescada	49,50	0,03	16.900
		RGN Mistura	30,60	0,29	109
		Rolinha	22,50	0,04	3.429.125
Alagoas	Alagoas	Alagoano	42,20	0,06	211.100
		Tabuleiro	30,10	0,32	18.046
Sergipe	Sergipe	Piranema	41,90	0,17	374.194
		Sergipano Terra	24,80	0,42	1.688.530
		Sergipano Mar	43,70	0,14	188.664
		Sergipe Vaza Barris	17,60	0,37	12
		Tartaruga	40,90	0,03	12.638
		Tigre	33,80	0,33	1.074
Recôncavo	Bahia	Bahiano Mistura	36,50	0,06	2.537.344
		Canário	30,70	0,17	10.453
		Fazenda Santo Estevão	35,30	0,07	12.126
		Lagoa do Paulo Norte	38,10	0,06	8.283
		Uirapuru	38,40	0,03	1.042
		Tico-tico	32,90	0,08	163
Espírito Santo	Espírito Santo	Baleia Azul	29,30	0,32	3.756.289
		Camarpim	51,50	0,02	155.731
		Espírito Santo	24,80	0,31	975.785
		Fazenda Alegre	13,20	0,31	358.179

		Golfinho	28,80	0,13	1.084.146
		Peroá	53,10	0,01	37.770
Campos		Cachalote	22,10	0,48	2.456.476
		Jubarte	19,30	0,52	8.036.666
		Ostra	21,80	0,28	1.165.529
Campos	Rio de Janeiro	Albacora	26,70	0,50	3.363.790
		Albacora Leste	20,00	0,59	3.071.138
		Barracuda	24,75	0,61	6.003.358
		Bijupirá	27,80	0,44	444.883
		Cabiúnas Mistura	25,50	0,47	7.556.379
		Caratinga	25,00	0,50	2.129.052
		Espadarte	21,00	0,50	848.790
		Frade	19,80	0,73	658.897
		Marlim	20,30	0,74	10.486.036
		Marlim Leste	24,70	0,55	6.298.481
		Marlim Sul	23,10	0,67	16.711.443
		Papa Terra	14,20	0,73	56.581
		Polvo	20,70	1,15	671.853
		Peregrino	13,70	1,80	4.167.432
		Roncador	22,80	0,59	14.827.803
		Salema	28,70	0,45	158.177
		Tubarão Azul	19,80	1,04	240.630
		Tubarão Martelo	21,20	1,00	55.743
Santos		Lula	30,60	0,35	6.262.150
		Tambaú-Urugá	32,60	0,13	574.286
Santos	São Paulo	Baúna	33,30	0,24	2.087.861
		Condensado de Merluza	49,60	0,01	101.090
		Condensado Mexilhão	47,20	0,01	173.245
		Sapinhoá	29,50	0,38	1.656.029

<http://www.anp.gov.br/?pg=82346&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1469976213812>

ANEXO B

Produção de petróleo, por corrente, segundo bacia sedimentar e unidades da Federação – 2014, segundo a ANP.

Bacia sedimentar	Unidades da Federação	Corrente de petróleo	Densidade (Grau API)	Teor de S (% peso)	Produção (m ³)
	Brasil		24,64	0,55	130.835.108
Solimões	Amazonas	Urucu	45,60	0,05	1.625.194
Parnaíba	Maranhão	Gavião Real	56,20	0,09	6.830
Ceará	Ceará	Ceará Mar	28,10	0,49	353.118
Potiguar		Fazenda Belém	14,10	0,93	70.941
Potiguar	Rio Grande do Norte	Cardeal	26,90	0,27	16.633
		Colibri	33,80	0,16	697
		Galo de Campina	35,60	0,05	11.679
		João de Barro	42,10	0,06	879
		Periquito	34,30	0,04	2.399
		Pescada	49,50	0,03	16.499
		RGN Mistura	30,60	0,29	3.283.751
		Rolinha	22,50	0,04	142
Alagoas	Alagoas	Alagoano	42,20	0,06	223.942
		Tabuleiro	30,10	0,32	35.774
Sergipe	Sergipe	Piranema	41,90	0,17	595.675
		Sergipano Terra	24,80	0,42	1.609.753
		Sergipano Mar	43,70	0,14	167.673
		Sergipe Vaza Barris	17,60	0,37	42
		Tartaruga	40,90	0,03	5.994
		Tigre	33,80	0,33	1.214
Recôncavo	Bahia	Bahiano Mistura	36,50	0,06	2.509.377
		Canário	30,70	0,17	9.611
		Fazenda Santo Estevão	35,30	0,07	12.649
		Lagoa do Paulo Norte	37,90	0,06	8.977
		Uirapuru	38,40	0,03	930
		Tico-tico	32,90	0,08	242
Espírito Santo	Espírito Santo	Baleia Azul	29,30	0,32	3.727.346

		Camarupim	51,50	0,02	136.298
		Espírito Santo	24,80	0,31	2.455.122
		Fazenda Alegre	13,20	0,31	248.550
		Golfinho	28,80	0,13	1.056.071
		Peroá	53,10	0,01	23.963
Campos		Cachalote	22,10	0,48	3.370.186
		Jubarte	19,30	0,52	9.158.330
		Ostra	21,80	0,28	1.124.286
Campos	Rio de Janeiro	Albacora	26,70	0,50	3.251.130
		Albacora Leste	20,00	0,59	3.268.811
		Barracuda	24,75	0,61	5.043.507
		Bijupirá	27,80	0,44	603.268
		Cabiúnas Mistura	25,50	0,47	7.054.652
		Caratinga	25,00	0,50	2.273.909
		Espadarte	21,00	0,50	708.867
		Frade	19,80	0,73	1.442.913
		Marlim	20,30	0,74	10.625.168
		Marlim Leste	24,70	0,55	6.809.319
		Marlim Sul	23,10	0,67	13.996.839
		Papa Terra	14,20	0,73	1.437.984
		Polvo	20,70	1,21	561.158
		Peregrino	13,70	1,80	4.322.568
		Roncador	22,80	0,59	16.017.267
		Salema	28,70	0,45	598.409
		Tartaruga Verde	26,90	0,61	368.168
		Tubarão Azul	19,80	1,04	189.956
		Tubarão Martelo	21,20	1,00	721.822
		Entorno de Iara	26,80	0,41	11.632
Santos		Franco	28,40	0,03	11.252
		Lula	30,60	0,35	9.675.481
		Tambaú-Uruguá	32,60	0,13	552.590
Santos	São Paulo	Baúna	33,30	0,24	3.990.137
		Condensado de Merluza	49,60	0,01	87.300
		Condensado Mexilhão	47,20	0,01	335.286
		Sapinhoá	29,50	0,38	5.004.951

ANEXO C

Produção de petróleo, por corrente, segundo bacia sedimentar e unidades da Federação – 2015, segundo a ANP.

Bacia sedimentar	Unidades da Federação	Corrente de petróleo	Densidade (Grau API)	Teor de S (% peso)	Produção (m³)
	Brasil		29,38	0,52	141.445.548
Solimões	Amazonas	Urucu	45,60	0,05	1.526.371
Parnaíba	Maranhão	Gavião Real	56,20	0,09	712
Ceará	Ceará	Ceará Mar	28,10	0,49	302.192
Potiguar		Fazenda Belém	14,10	0,95	84.778
Potiguar	Rio Grande do Norte	Araçari	34,30	0,08	1.668
		Cardeal	27,60	0,26	23.196
		Colibri	33,80	0,16	759
		Galo de Campina	21,10	0,10	10.960
		Irerê	27,00	0,32	557
		João de Barro	42,10	0,06	801
		Periquito	34,30	0,04	1.153
		Pescada	53,70	0,01	12.319
		RGN Mistura	26,70	0,45	3.221.013
		Rolinha	22,50	0,04	168
		Sabiá Bico de Osso	26,70	0,44	17.117
		Sabiá da Mata	26,10	0,05	23.641
Alagoas Sergipe	Alagoas Sergipe	Alagoano	39,80	0,06	168.128
		Tabuleiro	30,10	0,32	94.673
		Harpia	13,30	0,56	33
		Piranema	41,90	0,17	354.484
		Sergipano Terra	24,80	0,42	1.457.466
		Sergipano Mar	38,40	0,113	120.095
Recôncavo	Bahia	Tartaruga	40,90	0,03	1.160
		Tigre	33,80	0,33	624
		Bahiano Mistura	36,50	0,06	2.264.352
		Canário	28,44	0,10	2.939
		Fazenda Santo Estevão	35,30	0,07	18.285
		Lagoa do Paulo Norte	34,60	0,09	7.490
Espírito Santo	Espírito Santo	Uirapuru	37,40	0,05	

				1.096
		Baleia Azul	29,30	0,32
		Camarupim	57,50	0,03
		Espírito Santo	19,70	0,35
		Fazenda Alegre	13,30	0,34
		Golfinho	28,80	0,13
		Peroá	53,10	0,01
Campos		Cachalote	22,10	0,48
		Jubarte	23,20	0,44
Campos	Rio de Janeiro	Ostra	17,80	0,38
		Albacora	26,70	0,50
		Albacora Leste	19,00	0,59
		Barracuda	33,00	0,24
		Bijupirá	27,80	0,44
		Cabiúnas Mistura	25,50	0,47
		Caratinga	25,00	0,50
		Espadarte	21,00	0,50
		Frade	19,60	0,75
		Marlim	20,30	0,74
		Marlim Leste	24,70	0,55
		Marlim Sul	20,50	0,68
		Papa Terra	15,70	0,71
		Polvo	20,60	1,17
		Peregrino	13,42	1,86
		Roncador	22,80	0,59
		Salema	28,70	0,45
		Tartaruga Verde	26,90	0,61
		Tubarão Azul	19,80	1,04
Santos		Tubarão Martelo	21,20	1,00
		Área de Nordeste de Tupi	26,20	0,38
		Búzios	28,40	0,31
		Entorno de Iara	27,70	0,39
		Iara	27,80	0,36
		Lula	31,00	0,32
		Tambaú-Urugá	32,60	0,13

ANEXO D

Especificações técnicas do óleo utilizado.



IPIRANGA SP

Lubrificante produzido especialmente para caixas de engrenagens e mancais industriais, sendo recomendados pelos fabricantes de redutores de velocidade.

APLICAÇÕES

Contém aditivos EP (extrema pressão), que conferem maior proteção às engrenagens, do desgaste, proveniente em condições limite de funcionamento. Tem ainda propriedades contra corrosão, formação de espuma, resistência a oxidação e resistência de película. Possui excelente estabilidade térmica. Dentre os fabricantes que recomendam o IPIRANGA SP, citamos a Cestari, Transmotécnica e Dedini. Atende a norma DIN 51.517 parte 3 (CLP).

Na tabela abaixo, indicamos a classificação internacional para engrenagens abertas e fechadas, AGMA que é indicada em manuais dos fabricantes de redutores, bem como em plaquetas colocadas nestes equipamentos.

CARACTERÍSTICAS TÍPICAS

GRAU ISO	68	100	150	220	320	460	680
Densidade, 20/ 4 °C	0,8766	8990	0,8879	0,8916	0,8956	0,9216	0,9296
Viscosidade Cinemática à 40°C, cSt	68,2	100,8	151,0	220,5	298,5	451,6	638,0
Viscosidade Cinemática à 100°C, cSt	8,80	10,81	15,38	18,80	24,26	27,85	34,44
Índice de Viscosidade	101	99	104	95	102	86	85
Ponto de Fulgor °C - VAC	230	226	236	240	246	252	246
Ponto de Fluidez °C	-3	-3	-6	-6	-6	-3	-3
TAN, mg KOH/g	0,64	0,42	0,63	0,66	0,63	0,62	0,68
Carga Timken, lb	65	65	65	65	65	65	65
FZG – estágio /passo	12	12	12	12	12	12	12
NL*, AGMA	2 EP	3EP	4 EP	5 EP	6 EP	7 EP	8 EP

Agosto/06



Observação:

As análises típicas representam valores médios de produção, não constituindo especificações do produto. Este Boletim Técnico poderá sofrer modificações sem prévio aviso.

Produto e Embalagem Recicláveis: Todo óleo usado ou contaminado deve ser retornado a um ponto de coleta ou empresa autorizada.