



UNIVERSIDADE
ESTADUAL DO
MARANHÃO

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO MARANHÃO

Curso de Engenharia Mecânica

JOSUÉ ALVES RODRIGUES JUNIOR

**Avaliação da Técnica de “*Core Annular Flow*”
em escoamento de fluido de alta viscosidade
em duto horizontal**

SÃO LUIS

2019

JOSUÉ ALVES RODRIGUES JUNIOR

Avaliação da Técnica de “*Core Annular Flow*” em Escoamento de Fluido de Alta Viscosidade em Duto Horizontal

Monografia de graduação apresentada ao Curso de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual do Maranhão como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título Bacharel em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Me. Paulo Roberto Campos Flexa Ribeiro Filho

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO
FINAL DA MONOGRAFIA DEFENDIDA PELO
ALUNO.....
., E ORIENTADO PELO
PROF. Me.....

.....
ASSINATURA DO ORIENTADOR

SÃO LUIS

2019

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA CENTRAL - UEMA

Rodrigues Junior, Josué Alves.

Avaliação da Técnica de “Core Annular Flow” em escoamento de fluido de alta viscosidade em duto horizontal / Josué Alves Rodrigues Junior. – São Luís, 2019.

... f

Monografia (Graduação) – Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual do Maranhão, 2019.

Orientador: Prof. Me. Paulo Roberto Campos Flexa Ribeiro Filho.

1.Escoamento bifásico. 2.Core Anullar Flow. 3.Viscosidade. I.Título

CDU: 532

Elaborado por Giselle Frazão Tavares- CRB 13/665

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO MARANHÃO
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA E PRODUÇÃO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Avaliação da Técnica de “*Core Annular Flow*”
em Escoamento de Fluido de Alta Viscosidade
em Duto Horizontal**

Orientador: Me. Paulo Roberto Campos Flexa Ribeiro Filho

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Monografia:

Prof. Me. Paulo Roberto Campos Flexa Ribeiro Filho
Universidade Estadual do Maranhão

Prof. Dr. Glauber Cruz
Universidade Federal do Maranhão

Prof. Me. Carlos Ronyhelton Santana de Oliveira
Universidade Estadual do Maranhão

A Ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

São Luís/MA, ____ de _____ de 2019.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho primeiramente a minha mãe Luzinete M. Rodrigues, por me ensinar a importância da educação e que mesmo distante sempre demonstrou seu carinho e paciência, a meus irmãos Fabiana, Washington e William, pelo apoio durante essa etapa na minha vida, a aos meus sobrinhos que fortalece e alegra a família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus que sempre esteve comigo me dando forças para alcançar meus sonhos.

A minha família, que mesmo de longe, sempre acreditou no meu sonho e me deram todo apoio necessário nessa nova etapa da minha vida.

Ao meu orientador professor Me. Paulo Flexa, pela dedicação, paciência e seus valiosos ensinamentos durante esses dois anos como orientador.

A todos meus amigos e colegas do Laboratório de Lubrificação (LABLUB).

Aos meus amigos e colegas da universidade, em especial a Thymisson Paixão e Wanderson Cintra, não menos importante a minha namorada Thaiane Licar que além de ser companheira de pesquisa, esteve comigo nos momentos de alegria e de tristeza.

Agradeço a UEMA e a todo seu corpo docente por todos esses anos de aprendizagem.

E a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho.

“A maior recompensa para o trabalho do homem não é o que ele ganha com isso, mas o que ele se torna com isso.”

John Ruskin

RESUMO

O transporte dos óleos pesados é a principal problemática a ser superado na exploração, especialmente em *offshore*, devido à elevada viscosidade que entra em contato com as paredes das tubulações, que provoca uma grande perda de carga no sistema. Uma forma de mitigação do problema encontrado no transporte do óleo pesado é a técnica de “*Core Annular Flow*” (CAF), a qual consiste em injetar um líquido menos viscoso, geralmente água, adjacente à parede do duto, evitando o contato do óleo com o lado interno do duto. O óleo pesado é caracterizado por possuir baixo grau API (entre 10° - 20°) e alta viscosidade (entre 100 cP - 10000 cP). Para a realização da comprovação experimental do método CAF, foi construído uma bancada experimental no Laboratório de Lubrificação (LABLUB) da Universidade Estadual do Maranhão – UEMA. As principais características analisadas durante o experimento, foram: avaliação da técnica de redução de perda de carga em trechos retos de escoamento de fluidos de alta viscosidade, comparou-se a perda de carga do escoamento com fluido viscoso monofásico com o escoamento bifásico. Na execução dos testes de bancada, as vazões de água utilizadas foram de 0.6 e 1.0 m³/h, que foi inserida na tubulação utilizando o injetor e variando através do inversor de frequência de 30, 40, 50 e 60 Hz para o escoamento do óleo LUBRAX UTILE FP 220. Durante os experimentos, a característica verificada no regime de escoamento bifásico foi do tipo estratificada, não ocorrendo outros padrões de CAF. Observou-se uma redução na perda de carga em todas as frequências de trabalho, devido aos efeitos de molhabilidade preferencial da parede com água. Os resultados mais eficientes foram encontrados nos experimentos, onde utilizou-se as frequências de 30 e 40 Hz, já para as frequências de 50 e 60 Hz, onde as vazões são superiores, a diminuição da perda de carga foi menos eficiente.

Palavras-chave: Escoamento bifásico. *Core Annular Flow*. Viscosidade.

ABSTRACT

The transportation of heavy oils is the main problem to be overcome on the farm, especially offshore, due to the high viscosity that comes in contact with the walls of the pipes, which causes a great loss of load in the system. One way to mitigate the problem encountered in transporting heavy oil is the Core Annular Flow (CAF) technique, which consists in injecting a less viscous liquid, usually water, adjacent to the duct wall, avoiding the contact of the oil with the inner side of the duct. Heavy oil is characterized by having a low API grade (between 10 ° - 20 °) and high viscosity (between 100 cP - 10000 cP). In order to carry out the experimental verification of the CAF method, an experimental bench was built in the Lubrication Laboratory (LABLUB) of the State University of Maranhão - UEMA. The main characteristics analyzed during the experiment were: evaluation of the technique of reduction of loss of load in straight sections of flow of high viscosity fluids, the loss of charge of the flow with monophasic viscous fluid with the biphasic flow. In the execution of the bench tests, the water flows used were 0.6 and 1.0 m³ / h, which was inserted into the piping using the injector and varying through the frequency inverter of 30, 40, 50 and 60 Hz for the oil flow LUBRAX UTILE FP 220. During the experiments, the characteristic verified in the regime of biphasic flow was of the stratified type, not occurring other standards of CAF. There was a reduction in the loss of load at all working frequencies, due to the preferential wetting effects of the wall with water. The most efficient results were found in the experiments, where the frequencies of 30 and 40 Hz were used, for the frequencies of 50 and 60 Hz, where the flow rates were higher, the decrease in the load loss was less efficient.

Key words: Biphasic flow. Core Annular Flow. Viscosity.

SUMÁRIO

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA.....	iv
DEDICATÓRIA.....	vii
AGRADECIMENTOS.....	ix
RESUMO.....	xiii
ABSTRACT.....	xv
LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	xxi
LISTA DE TABELAS.....	xxiii
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS E SÍMBOLOS.....	xxv
LISTA DE SÍMBOLOS.....	xxvii
1 INTRODUÇÃO.....	29
2 OBJETIVOS.....	32
2.1 Objetivo Geral.....	32
2.2 Objetivos Específicos.....	32
3 REVISÃO DA LITERATURA.....	33
3.1 Características gerais dos fluidos.....	33
3.2 Propriedades dos fluidos.....	34
3.2.1 Peso específico.....	34
3.2.2 Densidade.....	35
3.2.3 Compressibilidade.....	36
3.2.4 Viscosidade.....	36
3.2.5 Regime de escoamento.....	38
3.3 Transporte de fluidos.....	40
3.4 Técnicas de transporte.....	41
3.5 Escoamento multifásico.....	42
3.6 Óleo pesado.....	44

3.7	Perda de carga	46
3.8	Método “ <i>Core Annular Flow</i> ”	50
3.9	Escoamento horizontal	55
3.10	Escoamento estratificado	56
4	MATERIAIS E MÉTODOS.....	59
4.1.	Materiais.....	59
4.2.	Funcionamento.....	60
4.3.	Fluidos.....	64
4.4.	Coleta de dados	64
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	67
5.1.	Separador de água-óleo	67
5.2.	Óleo.....	68
5.3.	Padrão de escoamento do CAF	68
5.4.	Perda de carga	69
5.4.1	Teste 1: vazão da água 0,6 m ³ /h.....	69
5.4.2	Teste 2: vazão da água 1,0 m ³ /h.....	70
6	CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.....	72
6.1.	SUGESTÕES PARA PRÓXIMOS TRABALHOS.....	73
	REFERÊNCIAS	74
	ANEXO A – ESPECIFICAÇÕES DO ÓLEO	81

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1-1: Esquema de escoamento <i>core annular</i> em duto horizontal	30
Figura 3-1: Exemplo de Escoamento Unidimensional	33
Figura 3-2: Exemplo de Escoamento Bidimensional	34
Figura 3-3: Deformação de um Elemento de Fluido	37
Figura 3-4: Regimes de escoamento.....	39
Figura 3-5: Tipos de escoamento turbulento	40
Figura 3-6: Carta de diferentes padrões de escoamento água-óleo.. ..	44
Figura 3-7: Modelo representativo do método <i>core flow</i>	51
Figura 3-8: Padrão comum em escoamento para tubos horizontais com óleo pesado e água..	53
Figura 3-9: Perfil de velocidade em um perfeito “ <i>Core Flow</i> ”	54
Figura 3-10: Comparação entre os regimes de escoamento estratificado e anular.....	57
Figura 3-11: Ângulo de contato entre água-óleo-sólido	58
Figura 4-1: Bancada experimental para observação do escoamento bifásico (água – óleo)	60
Figura 4-2: Inversores de frequência da bancada experimental.	61
Figura 4-3: Injetor de água-óleo utilizado na bancada experimental	61
Figura 4-4: Tanques separadores da mistura água-óleo.	62
Figura 4-5: Rotâmetro analógico.....	63
Figura 4-6: Manômetro digital.	63
Figura 4-7: Instrumentos para medir a vazão do óleo	65
Figura 5-1: Separação do óleo-água após a formação do binário.....	67
Figura 5-2: Escoamento do tipo estratificado obtido no laboratório em comparação com o perfil “e” do Joseph, Chen, Renardy (1997).....	69
Figura 5-3: Comparação da perda de carga utilizando somente óleo x CAF com vazão da água em 0,6 m ³ /h.....	70
Figura 5-4: Comparação da perda de carga utilizando somente óleo x CAF com vazão da água em 1,0 m ³ /h.....	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1-1: Países com maiores reservas de petróleo.	29
Tabela 4-1: Lista de materiais da bancada experimental.....	59
Tabela 4-2: Características físicas do óleo LUBRAX UTILE FP 220.....	64
Tabela 4-3: Vazão para o escoamento do óleo.	66
Tabela 5-1: Perda de carga no bombeamento do óleo.....	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS E SÍMBOLOS

CAF	<i>Core Annular Flow</i> ” (escoamento bifásico anular)
API	American Petroleum Institute (Instituto Americano de Petróleo)
WEG	Empresa de eletromotores. Junção das iniciais de três fundadores, Werner Ricardo Voigt, Eggon João da Silva, Geraldo Werninghaus
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A
UEMA	Universidade Estadual do Maranhão
LABLUB	Laboratório de Lubrificação
RPM	Rotação por minuto
cP	Centipoise (unidade utilizada para expressar viscosidade dinâmica)
cSt	Centistokes (unidade utilizada para expressar viscosidade cinemática)

LISTA DE SÍMBOLOS

γ	Peso específico [N/m ³]
w	Peso do fluido [N]
v	Volume do fluido [m ³]
m	Massa do fluido [kg]
g	Aceleração da gravidade [m/s ²]
ρ	Densidade ou massa específica do fluido [kg/m ³]
ρ_{H_2O}	Densidade de referência [kg/m ³]
ν	Viscosidade cinemática [m ² /s]
μ	Viscosidade dinâmica [kg/m.s]
ΔH_p	Perda de carga [mca]
P	Pressão [Pa]
Z	Variação de altura [m]
ΔH_{pc}	Perda de carga contínua [mca]
L	Distância percorrida pelo fluido [m]
f	Coefficiente de atrito
Re	Número de Reynolds [adimensional]
ε	Rugosidade relativa [mm]
ΔH_{pl}	Perda de carga localizada [mca]
k	Coefficiente de perda local
Hz	Hertz (frequência)

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda do petróleo proporcionou o aprimoramento do conhecimento geológico, a exploração do petróleo em terra e águas profundas, tornando-se um produto de um elevado valor econômico e estimulando diversas empresas do ramo energético tanto nacional como internacional, estudar o transporte do óleo e os derivados (KHATIB *et al.*, 2016).

O petróleo é conhecido desde o início das civilizações, porém a exploração e refino deste óleo se tornaram expressivas a partir do final do século XIX, por conta do surgimento de veículos à combustão. Substituindo o óleo de baleia e querosene, a gasolina e o óleo diesel se tornaram as maiores fontes de energia para o transporte, (BRASIL; ARAÚJO; SOUSA; 2012).

Analisando o cenário mundial, sabe-se que os preços do petróleo são em função de uma série de fatores e entre os de origem econômica devem ser destacados os custos de produção e transporte. Muitas vezes uma grande reserva é descoberta e acaba sendo descartada, pois após uma avaliação técnica e econômica chega-se à conclusão de que seu aproveitamento é inviável. Um bom exemplo, são os de óleos pesado, cujas reservas são estimadas como sendo da ordem de trilhões de barris ao redor do mundo (BRIGGS *et al.*, 1998). Muitas vezes este tipo de petróleo não é aproveitado devido à falta de tecnologia viável para a produção e transporte, como podemos observar na Tabela 1-1.

Tabela 1-1: Países com maiores reservas de petróleo. (Fonte: Arlindo Pereira, 2018)

Países	Reservas (1)		Produção (2)	
	Totais	%	Totais	%
Venezuela (1º)	297,70	19,43	1,97	2,02
Arábia Saudita (2º)	265,90	17,36	9,96	10,23
Canadá (3º)	173,60	11,33	4,83	4,96
Irã (4º)	157,30	10,27	3,80	3,90
Iraque (5º)	143,10	9,34	4,47	4,59
Rússia (8º)	60,00	3,92	11,36	11,67
Brasil (13º)	25,21	1,65	2,74	2,81
Estados Unidos (14º)	19,10	1,25	13,19	13,55
MUNDO	1.532,0	100,00	97,36	100,00

(1) bilhões de barris; (2) milhões/dia

De acordo Arlindo Pereira (2018), a Venezuela possui a maior reservas de petróleo do mundo com 297,70 bilhões de barris, mas a maior parte desse petróleo é do tipo ultrapesado, o que torna sua extração inviável ou de alto custo, por isso que a sua produção é baixa quando comparada com outros países. Já a Arábia Saudita possui a segunda maior reserva do mundo e uma produção em torno de 9,93 milhões/dia, onde a maior parte de seu petróleo é do tipo leve, sendo de fácil extração e comercialização.

O Brasil é o 13º com a maior reserva de petróleo do mundo, sendo 25,21 bilhões de barris. Mas, muito desse petróleo se encontra no pré-sal, tornando um desafio na sua extração, com plataformas continentais a 300 km da costa e uma profundidade de cerca de 7 km. Além disso, o petróleo na sua maioria é do tipo pesado, fazendo com que os gastos com o transporte sejam ainda mais elevados (ARLINDO PEREIRA, 2018).

O transporte dos óleos pesados é a principal problemática a ser superado na exploração, especialmente em *offshore*, devido à elevada viscosidade que entra em contato com as paredes das tubulações. Como forma de mitigação do problema encontrado no transporte do óleo pesado é usada técnica de escoamento anular central de transporte de fluido ou *Core Annular Flow* (CAF), Figura 1-2, patenteada nos Estados Unidos por Isaacs e Speed em 1904.

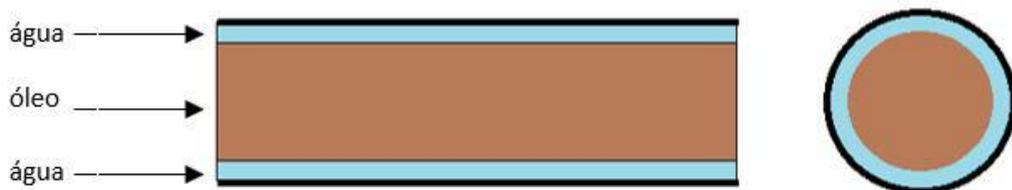


Figura 1-1: Esquema de escoamento *core annular* em duto horizontal. (Fonte: Machado, 2015).

Segundo Gosh *et al.* (2010), Pereira Filho (2010), Damacena, (2009), Rodriguez (2002), Ghosh *et al.* (2009), Andrade *et al.* (2008b), Vara (2001), Prada e Bannwart (1999), dentre as diferentes técnicas para o transporte de óleos pesados e ultraviscosos destaca-se a do escoamento anular ou *Core-Annular Flow* (CAF), também conhecida como *core-flow*, caracterizada por favorecer a utilização de uma pequena quantidade de energia necessária para bombear óleos pesados.

Algumas de suas vantagens são citadas:

- I. Grande quantidade em reservas de óleo pesado a nível mundial;
- II. Uma drástica redução da perda de carga no sistema (tubulações, bombas, outros);
- III. Economia de energia (não é necessária a adição de calor);
- IV. Considerável redução dos custos se comparada com outros métodos.

Essa técnica permite o transporte de óleo pesado através de longas distancias, com redução de potência de bombeamento requerido. O CAF consiste em injetar um líquido menos viscoso, geralmente água, adjacente à parede do duto, evitando o contato do óleo com o lado interno do duto, formando um escoamento bifásico, que resulta na diminuição da perda de carga gerada por atrito. A baixa perda de carga é em função do menor contato do óleo com a superfície interna da tubulação.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

O objetivo desse trabalho é avaliar a técnica de redução de perda de carga denominada “*Core Annular Flow*” em trechos retos de escoamento horizontal de fluido de alta viscosidade.

2.2 Objetivos Específicos

- I. Determinar a influência da viscosidade da película lubrificante na redução da perda de carga;
- II. Analisar o comportamento da perda de carga em trechos retos horizontais de escoamentos bifásicos;
- III. Verificar a contribuição do regime de escoamento para a perda de carga em escoamentos bifásicos.

3 REVISÃO DA LITERATURA

3.1 Características gerais dos fluidos

Os fluidos são substâncias líquidas ou gasosas que quando submetidas a tensões de cisalhamento se deformam continuamente, assumindo a capacidade de escoar das regiões de alta pressão para as de baixa pressão. (MUNSON; YOUNG; OKIISHI, 2004).

A classificação dos fluidos em relação ao comportamento reológico envolve os conhecimentos da deformação e do escoamento da matéria quando submetida a esforços originados por forças externas (BARNES *et al.*, 1993). Os fluidos Newtonianos a viscosidade é constante para uma dada condição de taxa de cisalhamento, temperatura e pressão, obedecem à lei de Newton (PINTO, 2008).

Segundo Pinto (2008), já os fluidos não-Newtonianos apresentam viscosidade variável com taxa de cisalhamento mesmo a uma temperatura e pressão definida. A tensão limite de escoamento pode ser definida como a tensão a partir da qual um material se comporta como um líquido com viscosidade plástica e abaixo da qual se comporta como um sólido elástico (BRITISH STANDARD 5168, 1975).

Segundo Porto (2006), o escoamento unidimensional é aquele em que as propriedades como pressão, velocidade, massa específica, etc., são funções exclusivas de apenas uma coordenada espacial e de tempo, como mostra a Figura 3-1.

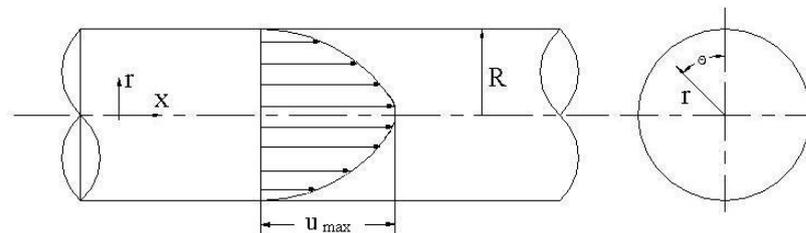


Figura 3-1: Exemplo de Escoamento Unidimensional. (Fonte: Mara, 2008)

A partir de uma certa distância da entrada do duto, a velocidade pode ser descrita pela equação:

$$u = u_{max} \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right] \quad (3.1)$$

Como o campo de velocidades depende apenas da distância radial r , o escoamento é unidimensional

O escoamento bidimensional permite que as partículas escoem em planos paralelos seguindo trajetórias idênticas, sendo assim não havendo alterações na direção normal aos planos, Figura 3-2. As grandezas do escoamento variam em 2 dimensões (PORTO, 2006).

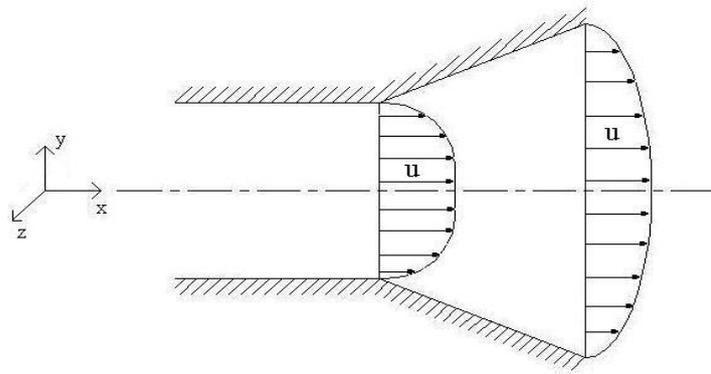


Figura 3-2: Exemplo de Escoamento Bidimensional. (Fonte: Mara, 2008).

3.2 Propriedades dos fluidos

3.2.1 Peso específico

Peso específico (γ) é o peso do fluido contido em uma unidade de volume.

$$\gamma = \frac{w}{V} \left(\frac{N}{m^3} \right) \quad (3.2)$$

γ – Peso específico [N/m³]

w – Peso do fluido [N]

v – Volume do fluido [m³]

Onde:

$$w = m \cdot g \text{ (N)} \quad (3.3)$$

m – Massa do fluido [kg]

g – Aceleração da gravidade [m/s²]

3.2.2 Densidade

Densidade é definida como a massa por unidade de volume.

$$\rho = \frac{m}{V} \text{ (kg/m}^3\text{)} \quad (3.4)$$

ρ – Densidade ou massa específica do fluido [kg/m³]

m – Massa do fluido [kg]

v – Volume do fluido [m³]

A densidade de uma substância depende em geral, da temperatura e da pressão. Líquidos e sólidos são substâncias essencialmente incompressíveis e a variação da sua densidade com a pressão usualmente é desprezível (ÇENGEL, 2015).

A densidade relativa ou gravidade específica é definida como a razão entre a densidade de uma substância e a densidade de alguma substância padrão a alguma temperatura especificada (usualmente água a 4° C, para qual $\rho_{H_2O} = 1000 \text{ kg/m}^3$) (ÇENGEL, 2015).

$$GE = \frac{\rho}{\rho_{H_2O}} \quad (3.5)$$

GE – Densidade ou gravidade específica

ρ – Densidade ou massa específica do fluido [kg/m³]

ρ_{H_2O} – Densidade de referência [kg/m³]

Devido a razão de duas grandezas iguais, o valor da gravidade específica é unidimensional.

3.2.3 Compressibilidade

O volume, ou densidade de um fluido muda com a variação de sua temperatura ou pressão. Os fluidos geralmente expandem-se quando são aquecidos ou despressurizados e contraem-se quando resfriados ou pressurizados. Porém a quantidade de variação de volume é diferente para fluidos diferentes (ÇENGEL, 2015).

É apropriado definir um coeficiente de compressibilidade:

$$k = \frac{\Delta P}{\frac{\Delta \rho}{\rho}} \text{ (psi ou Pa)} \quad (3.6)$$

ΔP – Variação de pressão [psi ou Pa]

ρ – Densidade ou massa específica do fluido [kg/m³]

O denominador do coeficiente é adimensional.

3.2.4 Viscosidade

A viscosidade de um fluido é definida como a resistência ao deslizamento de suas moléculas devido à fricção interna e, quanto maior o grau de fricção interna de um fluido, maior é a viscosidade do mesmo (FERREIRA *et al*, 2005).

Quando um fluido se move em relação a um sólido ou outro fluido, desenvolve-se uma força de atrito na superfície de contato em direção oposta ao movimento.

Propriedade que determina o grau de resistência do fluido à força de cisalhamento, ou seja, a dificuldade do fluido em escoar é chamado de Viscosidade Dinâmica ou Absoluta.

Seja o comportamento de um elemento fluido entre 2 placas infinitas, como mostra na Figura 3-3. A placa superior move-se a velocidade constante (δu), sob a influência de uma força aplicada δF_x .

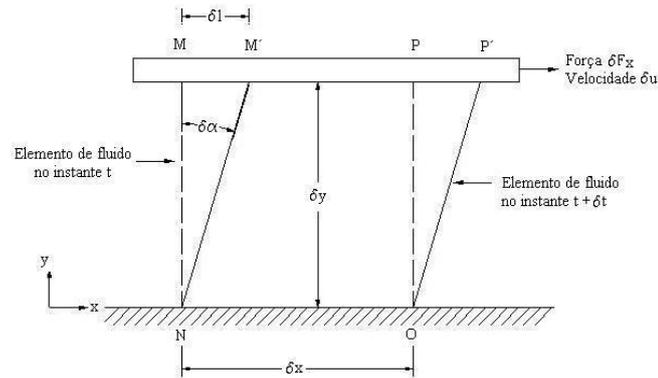


Figura 3-3: Deformação de um Elemento de Fluido. (Fonte: Mara, 2008).

A tensão tangencial ou tensão de cisalhamento do elemento fluido é dada por:

$$\tau_{yx} = \lim_{\delta Ay \rightarrow 0} \frac{\delta F_x}{\delta Ay} = \frac{dF_x}{dF_y} \quad (3.7)$$

A taxa de deformação é igual a:

$$\lim_{\delta t \rightarrow 0} \frac{\delta \alpha}{\delta t} = \frac{d\alpha}{dt} \quad (3.8)$$

A distância entre os pontos M e M' é dada por:

$$\delta l = \delta V \delta t \quad (a)$$

$$\text{Para pequenos ângulos, } \delta l = \delta y \delta \alpha \quad (b)$$

Igualando-se (a) e (b),

$$\frac{\delta\alpha}{\delta t} = \frac{\delta u}{\delta y} \Rightarrow \frac{d\alpha}{dt} = \frac{du}{dy} \quad (3.9)$$

Para fluidos Newtonianos, a tensão tangencial é proporcional à taxa de deformação, ou:

$$\tau_{yx} = \alpha \frac{du}{dy} \Rightarrow \tau_{yx} = \mu \frac{du}{dy} \quad (3.10)$$

A constante de proporcionalidade é a viscosidade absoluta ou dinâmica do fluido, μ . Os fluidos mais comuns, como a água, o ar e a gasolina, são newtonianos em condições normais.

Se considerarmos as deformações de dois diferentes fluidos newtonianos, por exemplo, glicerina e água, verificaremos que eles irão se deformar as taxas diferentes sob a ação da mesma tensão de cisalhamento aplicada. A glicerina apresenta uma resistência à deformação muito maior do que a água. Dizemos, então, que ela é muito mais viscosa.

Viscosidade Cinemática é a razão entre a viscosidade dinâmica e a massa específica.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (3.11)$$

ν - Viscosidade cinemática [m^2/s]

μ - Viscosidade dinâmica [$\text{kg}/\text{m}\cdot\text{s}$]

ρ - Densidade ou massa específica do fluido [kg/m^3]

Uma unidade comum para a viscosidade cinemática é o Stokes, sendo 1 Stokes = $1\text{cm}^2/\text{s}$.

3.2.5 Regime de escoamento

Tratando-se de um escoamento de um fluido qualquer, pode ser classificado de acordo com o Número de Reynolds. É um número adimensional que relaciona a velocidade do escoamento, o diâmetro da tubulação, no caso da seção circular, e das propriedades do fluido

como viscosidade cinemática ou densidade e viscosidade dinâmica. O regime de escoamento, se laminar ou turbulento, é determinado pela seguinte quantidade adimensional, chamada número de Reynolds:

$$Re = \rho \frac{VD}{\mu} = \frac{V \cdot D}{\nu} \quad (3.12)$$

Onde: ρ - Densidade ou massa específica do fluido [kg/m^3]

V - Velocidade do fluido [m/s]

D - Diâmetro interno da tubulação [m]

ν - Viscosidade cinemática [m^2/s]

μ - Viscosidade dinâmica [kg/m.s]

Para classificar o tipo de escoamento utiliza-se o valor encontrado no cálculo do número de Reynolds comparado com os seguintes parâmetros:

$Re < 2300$ (*Escoamento Laminar*)

$2300 < Re < 4000$ (*Escoamento de transição*)

$Re > 4000$ (*escoamento turbulento*)

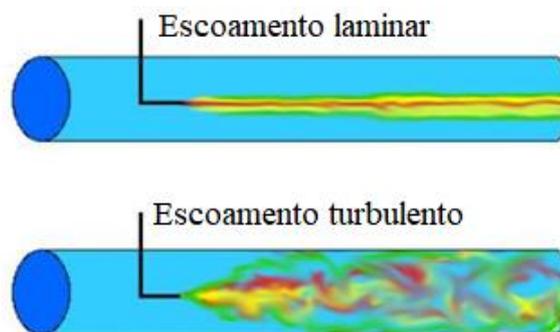


Figura 3-4: Regimes de escoamento. (Fonte: Ciannella, 2012)

De acordo com a Figura 3-4, o escoamento laminar é caracterizado quando as partículas se movem ao longo de trajetórias bem definidas, em lâminas ou camadas. Em geral esse escoamento ocorre em baixas velocidades ou em fluídos muito viscosos. E o turbulento quando as partículas do líquido se movem em trajetórias irregulares, com movimento aleatório, produzindo uma transferência de quantidade de movimento entre as regiões de massa líquida, com isso uma maior perda de carga. (Porto, 2006). O escoamento de transição ou de Reynolds crítico, possui características de ambos escoamentos, é difícil de definir e possui alta instabilidade, por isso é evitado em aplicações industriais.

De acordo com Porto (2006), caracteriza como uma película de pequena espessura que é criada na parede do tubo, tem relação direta com a rugosidade da parede, classificando em hidraulicamente liso (Figura 3-5.a), onde as rugosidades da parede da tubulação são totalmente cobertas, hidraulicamente rugoso (Figura 3-5.c), onde a rugosidade ultrapassa a subcamada limite gerando pequenas zonas de turbulência (Figura 3-5.b) ou de transição onde apenas as asperezas maiores ultrapassam a subcamada limite.

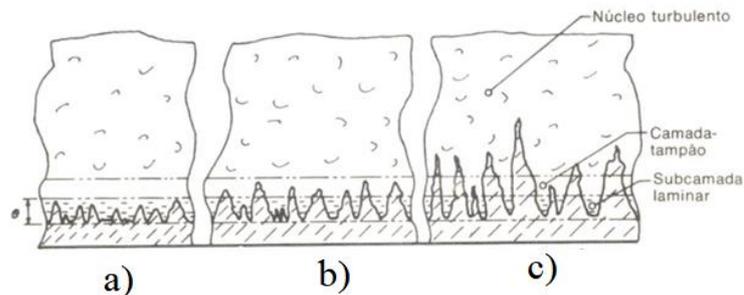


Figura 3-5: Tipos de escoamento turbulento. (Fonte: Porto, 2006)

3.3 Transporte de fluidos

O transporte de fluidos é uma operação básica em muitas indústrias de processamento e para que um fluido escoe ao longo de uma tubulação, ou seja introduzido em um equipamento de processo, é necessária a ação de uma força impulsora. Em geral, não é possível contar com a ação da gravidade como força potencial nesse escoamento, sendo necessária a instalação de uma ou mais bombas para aumentar a energia mecânica do fluido e que que opere a um custo mínimo com máxima eficiência (SILVA Jr. *et al*, 2016).

Após a retirada do petróleo das reservas é necessário transportar este material até unidades de processamento, esses líquidos escoam dentro de tubulações pela ação de máquinas de fluxo, porém, devido à ação das resistências internas, choques entre as moléculas do fluido, e das resistências externas, contato do fluido com as paredes rugosas dos tubos, os fluidos perdem energia configurando a perda de carga (MORAES Jr *et al*, 2011).

Para Silva (2003), esse cenário leva à procura de tecnologias que otimizem o processo global de desenvolvimento de campos de óleo pesado, incluindo o comportamento dos reservatórios, o método de produção e as características do processo de refino. Sendo que o principal objetivo é o aumento da produtividade dos poços e, portanto, o aumento no fator de recuperação do reservatório, sempre que isto se mostre economicamente vantajoso. No caso dos óleos pesados, devido à dificuldade na sua manipulação, a consecução desse objetivo requer uma maior integração e interação das soluções tecnológicas em cada um dos estágios do processo de desenvolvimento do campo.

3.4 Técnicas de transporte

Segundo Vara (2001), diversas tecnologias têm sido propostas de acordo com as características e condições do fluido e do reservatório. As principais técnicas de transporte de óleos pesados em situações offshore que constituem na redução da perda de carga, dentre estas estão:

- I. Isolamento térmico: consiste em um pré-aquecimento do óleo a uma temperatura que permita transportar o óleo sem grande energia de bombeamento. Muitas dessas linhas foram construídas para prevenir a formação de hidratos ou para permitir bombear óleos crus muito viscosos. Pouco usada em offshore (MACHADO, 2015).
- II. Aquecimento externo: essa técnica tem como objetivo o aquecimento externo do duto, bombeando óleo quente através de uma linha concêntrica ou de um aquecimento. É uma técnica que proporciona calor e reaquecimento ao duto, além de ser um método caro para instalar e está limitada a curtas distâncias (MACHADO, 2015).
- III. Produção fria: é constituída por métodos que melhoram as características reológicas do óleo sem a adição de calor. Dentro destas técnicas existentes as mais utilizadas são a adição de diluentes e a geração de emulsões de óleo em água (PRADA, 1999).

- IV. Elevação artificial: consiste em fornecer energia ao fundo do poço para suprir a energia natural do reservatório, quando esta não é suficiente para vencer a pressão da coluna hidrostática. Os mais utilizados são: bombeio mecânico, centrífugo submerso, de cavidades progressivas, de hidráulica a jato e gás lift (PRADA, 1999).
- V. Injeção de água (*core flow*): consiste em uma técnica para facilitar a locomoção de óleos pesados de alta viscosidade via tubulações, utilizando uma camada muito fina de água entre a parede do duto e o óleo pesado. Esta técnica aumenta consideravelmente a produção reduzindo a resistência do petróleo pesado no trajeto percorrido pelo fluido (MARINHO, 2012).

De acordo com Prada (1999) cada uma dessas técnicas tem suas limitações, devido às condições dos reservatórios e/ou as propriedades dos fluidos que são injetados.

3.5 Escoamento multifásico

O escoamento multifásico está presente em vários processos industriais, como por exemplo, na indústria de alimentos, química, processamento de materiais, petroquímica, entre outras. Na produção de petróleo não se faz uma distinção rigorosa do conceito de fase e componente; assim, quando da ocorrência de uma mistura de óleo (fase líquida), gás (fase gasosa) e água (fase líquida) diz estar frente a uma mistura multifásica, apesar de que, na realidade, se tem uma mistura bifásica de multicomponentes (DAMACENA, 2009; ANDRADE, 2008a; ANDRADE, 2008b; MARINHO, 2008).

Num cenário cada vez mais competitivo, a indústria do petróleo evoluiu rapidamente, criando a necessidade de desenvolver técnicas que permitam a especificação e projeto de sistemas de produção que sejam capazes de movimentar misturas multifásicas. Tais escoamentos ocorrem desde os reservatórios até as instalações de superfície, passando pelos poços de produção (MUNIZ, 2005).

Segundo Andrade (2013), os escoamentos multifásicos em tubulações, envolvendo líquido e gás ou líquido e líquido, conformam-se sob variadas configurações geométricas, apresentando interfaces cujas definições dependem das condições dominantes, e possuindo estabilidade condicional. Os diferentes padrões de escoamento observados dependem de vários fatores, entre os quais estão as vazões das fases, a velocidade relativa entre as mesmas, a

pressão, o diâmetro e a inclinação do duto, a rugosidade das paredes internas, a molhabilidade dos fluidos nas paredes do duto, a tensão superficial e as viscosidades e densidades dos fluidos. A inclinação do duto é um fator que pode modificar bastante o padrão de escoamento, tanto que existem algumas diferenças marcantes entre os escoamentos horizontais e verticais. As vazões das fases são determinantes no estabelecimento dos padrões, para um mesmo par de fluidos numa certa geometria, bem como as razões de viscosidade e densidade entre as fases (ANDRADE, 2013).

No caso de escoamento líquido e gás, as diferenças de viscosidade e densidade entre as fases são tão grandes que quase não se nota o efeito das suas variações; porém, no caso de escoamento líquido e líquido, estas variações podem ter uma influência significativa (BORDALO e OLIVEIRA, 2007). Diferentes padrões de escoamento podem ocorrer quando óleo e água estão fluindo em diferentes quantidades relativas das duas fases. Os padrões de escoamento dependem intensamente das propriedades dos fluidos, tais como: densidade, tensão superficial, tensão de cisalhamento no escoamento e perda de carga devido ao atrito. Velocidades de injeção são igualmente importantes para a determinação do padrão de escoamento (BENSAKHRIA *et al.*, 2004).

Os padrões de escoamento de sistemas (líquido-líquido) óleo-água em dutos é diferente da mistura líquido-gás, principalmente devido a maior capacidade de transferência de quantidade de movimento interfacial e menores efeitos de empuxo gravitacional, dado pela diferença de densidade entre as fases, que é menor nestes sistemas. Vara (2001) e Joseph *et al.* (1997) obtiveram através de seus estudos cartas de fluxo para diferentes padrões de escoamento água-óleo para uma variação das velocidades superficiais da água (J_A) e do óleo (J_O), que pode ser visualizado na Figura 3-6.

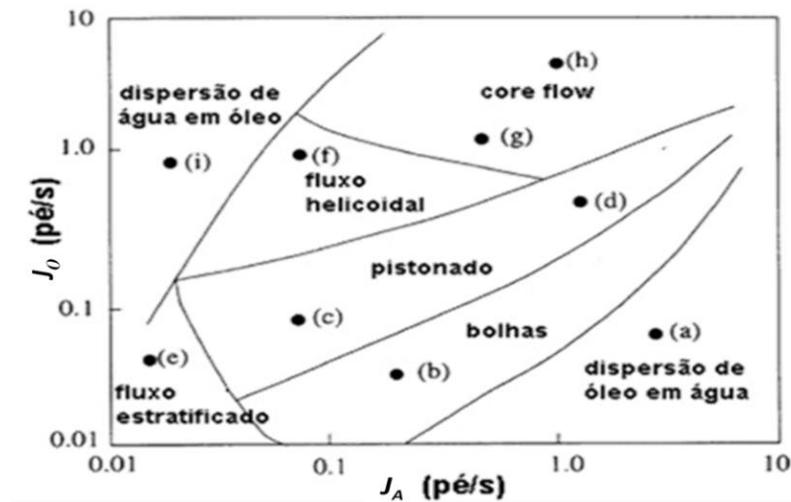


Figura 3-6: Carta de diferentes padrões de escoamento água-óleo. (Fonte: Joseph *et al.* 1997).

3.6 Óleo pesado

As reservas de óleos pesados no mundo são estimadas em três trilhões de barris, enquanto que as reservas de óleos leves vêm tendo um esgotamento progressivo nas últimas décadas. Isto vem levando a um grande interesse econômico nas reservas de óleos pesados e em pesquisas capazes de tornar a sua produção economicamente viável (MARINHO, 2012). No Brasil, a exploração em águas profundas, tem levado ao descobrimento de diversos campos, tanto no Nordeste como no Sudeste, *onshore* e *offshore* (BARBOSA, 2004; PRADA E BANNWART, 1999).

No Brasil, as reservas provadas de petróleo no ano de 2018 corresponderam a 25,21 bilhões de barris. Com isso, o Brasil encontra-se na 13ª posição mundial quanto às reservas provadas de petróleo (ARLINDO PEREIRA, 2018).

O óleo é classificado com base na sua massa específica, visto que a viscosidade é influenciada pela temperatura. O grau API, criado pelo American Petroleum Institute, é apenas uma maneira de expressar a massa específica do óleo pesado, através de um índice adimensional. Quanto maior for a massa específica do mesmo, menor será seu grau API, ou mais pesado será o óleo. De acordo com o instituto, óleos com API superior a 31,1° são leves; 22,3° a 31,1°, médios; 22,3° a 10° API, pesados; API inferior a 10°, extrapesados. Então, quanto maior o grau API, maior o valor comercial do petróleo. No Brasil, a Agência Nacional do

Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), define que o óleo pesado apresenta massa específica na faixa entre 10° a 22° API (TREVISAN *et al.*, 2006).

O grau API é uma medida definida pela American Petroleum Institute como:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\rho} - 131,5 \quad (3.13)$$

Onde ρ é a massa específica do óleo (relativa com a água = 1, medida na CNTP).

O °API, porém, não descreve completamente as propriedades do óleo pesado: a viscosidade é uma propriedade mais característica. Por exemplo, alguns óleos crus podem ser pesados, mas tem uma viscosidade relativamente baixa à temperatura do reservatório, se comparado com alguns crus mais leves (Briggs *et al.*, 1998).

A viscosidade é a resistência de um fluido ao escoamento quando submetido a tensões de cisalhamento (FERREIRA, 2006). Esse provavelmente é o parâmetro físico mais importante dos óleos pesados no processo de transporte de fluido, a qual influencia o escoamento dentro dos reservatórios e dutos. Por exemplo, no caso da produção ocorrer em ambientes de baixa temperatura, a viscosidade apresentará maior relevância que a massa específica. Alguns especialistas classificam a viscosidade do óleo pesado, pelo grau API, entre 100 cP e 10.000 cP, nas condições normais de pressão e temperatura (CNTP). Já nas condições de reservatório a viscosidade está na faixa de 10 cP a 100 cP (TREVISAN *et al.*, 2006). Este óleo, mesmo quando muito viscoso, apresenta um comportamento de fluido Newtoniano, isto é, a velocidade de escoamento varia linearmente com o gradiente de pressão e a viscosidade é independente da velocidade (PRADA, 1999).

Os problemas mais importantes relacionados com a produção de óleos pesados são, (PRADA, 1999):

- as propriedades reológicas que dificultam o escoamento: viscosidade, tensão de escoamento (*yield point*) e ponto de fluidez, produzindo grandes perdas de cargas, aumentando os requisitos de potência; sobrecarga e posterior falha nos equipamentos de produção e, portanto, aumentando no custo de produção dos poços;
- altas densidade do fluido, incrementando a coluna hidrostática a vencer durante a produção;
- Invasão de areia que conduz à deterioração do equipamento pela abrasão;

- Presença de componentes não-hidrocarbonetos: vanádio, níquel, enxofre, etc., que dificultam o tratamento do óleo e provocam problemas de corrosão em todas as etapas da produção;
- Dificuldades no início da produção ou depois de um fechamento, *shutdown* do poço ou de uma linha de transporte;
- Em campos *offshore* estas dificuldades se incrementam pelas condições adversas implicadas nas operações de produção e transporte no fundo do mar.

A produção nacional de barris de óleo equivalente foi de aproximadamente 2,575 milhões de barris/dia em janeiro de 2018, sendo que o grau API médio foi de 26,3, sendo 33,1% da produção considerada óleo leve ($\geq 31^\circ$ API), 44,1% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 22,8% óleo pesado (< 22 API), (TAKAR, 2018). Esse cenário leva à procura de tecnologias que aperfeiçoem o processo global de desenvolvimento de campos de óleo pesado, incluindo o comportamento dos reservatórios, o método de produção e transporte (BIAZUSSI, 2010).

Os óleos pesados geralmente estão associados a altos conteúdos de asfaltenos, enxofre e metais pesados, como vanádio e níquel. Caracterizam-se pelo baixo conteúdo de hidrocarbonetos leves e frequentemente vêm acompanhados relativamente de alta proporção de areia e formação de espuma, dificultando seu tratamento na superfície (OLSEN & RAMZEL, 1992). Esse cenário leva à procura de tecnologias que otimizem o processo global de desenvolvimento de campos de óleo pesado, incluindo o comportamento dos reservatórios, o método de produção e as características do processo de refino.

Uma vez recuperado, o óleo pesado precisa ser transportado para a superfície. Uma maneira mais eficiente de se fazer esse transporte é através do método que utiliza a injeção de pequenas quantidades de água para transportar um fluido mais viscoso, esse método é chamado de *core flow* (SILVA, 2003).

3.7 Perda de carga

De acordo com Azevedo Netto (1998), quando um fluido escoar verifica-se um movimento relativo entre suas partículas resultando um atrito entre as mesmas. Atrito interno ou viscosidade é a propriedade do fluido responsável pela resistência à deformação ou a capacidade do fluido em resistir ao cisalhamento (esforços cortantes). Chama-se atrito externo

a resistência ao deslizamento do fluido ao longo de superfícies sólidas, quando um líquido escoar junto à superfície existe sempre uma camada fluída, aderente, que não se movimenta. (AZEVEDO NETTO, 1998).

O conhecimento da quantidade de energia perdida ao longo do escoamento auxilia no dimensionamento correto de bombas, compressores e ventiladores (FOX, 2006). A perda de carga é variável de acordo com o tipo de material utilizado na fabricação dos tubos, isto se deve aos parâmetros de rugosidade obtidos nos processos de conformação mecânica. Sendo assim, não existe tubos que não apresentem perdas de carga, pois todas as superfícies apresentam alternância de picos e vales nos respectivos perfis de rugosidade (SILVA TELLES, 2003).

As perdas de cargas não existem apenas em trecho retos, onde a rugosidade se apresenta com responsável pela oposição ao escoamento, mas também em curvas, válvulas, reduções, derivações, entre outros, onde devido a energia mecânica se transforma em energia cinética e está converte-se em calor que se dissipa, caracterizando-se assim em perdas de cargas localizadas (SILVA TELLES, 2001).

Equação de Bernoulli para fluidos reais

$$\frac{P_2}{\rho g} + Z_2 + \frac{V_2^2}{2g} = \frac{P_1}{\rho g} + Z_1 + \frac{V_1^2}{2g} + \Delta H_p \quad (3.14)$$

ΔH_p – Perda de carga

P – Pressão [Pa]

ρ – Densidade ou massa específica do fluido [kg/m³]

g – Aceleração da gravidade [m/s²]

V - Velocidade do fluido [m/s]

Z – Variação de altura [m]

Este último termo é denominado perda de carga, (ΔH_p) que é a energia por unidade de peso do líquido, a qual é dissipada em forma de calor devido à viscosidade e ao desvio de massa pelos acessórios e, quando turbulento o regime de escoamento, pela rugosidade.

Perdas de carga contínuas:

$$\Delta H_{pc} = f \frac{LV}{D2g} \quad (3.15)$$

onde:

ΔH_{pc} – Perda de carga contínua [mca]

L – Distância percorrida pelo fluido [m]

D – Diâmetro interno da tubulação [m]

f – Coeficiente de atrito

O fator de atrito depende da rugosidade (ϵ) e do diâmetro da tubulação (D), da velocidade média do escoamento (V) e das propriedades do fluido (ρ e μ). Através da análise dimensional, obtém-se que o fator de atrito é função de 2 adimensionais: a rugosidade relativa (k/D ou ϵ/D) e o número de Reynolds.

O fator de atrito depende do regime de escoamento. Para escoamentos laminares, o fator de atrito pode ser calculado por:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (3.16)$$

Re – Número de Reynolds [adimensional]

Segundo Silva Telles (2001), para escoamentos turbulentos, a expressão mais largamente utilizada é a de Colebrook:

$$\frac{1}{f} = -2 \log \left(\frac{\frac{\xi}{D}}{3,7} + \frac{2,51}{Re \cdot f^{0,5}} \right) \quad (3.17)$$

Sendo usado como valor inicial para o fator de atrito (f_0), dado por:

$$f_0 = 0,25 \left[\log \left(\frac{\xi}{3,7} + \frac{2,51}{Re \cdot f^{0,5}} \right) \right] \quad (3.18)$$

ε – Rugosidade relativa [mm]

D – Diâmetro interno da tubulação [m]

Perdas de carga localizadas: Em um sistema real, muitas vezes o escoamento é obrigado a passar por uma série de acessórios, conexões, curvas ou mudanças instantâneas de seção e direção. Ao passar por estes obstáculos, o escoamento perde energia e tem sua pressão diminuída (PORTO, 2006). As perdas de carga locais foram determinadas experimentalmente e modeladas segundo duas equações diferentes:

Método direto

$$\Delta H_{pl} = \frac{(\Sigma k)V^2}{2g} \quad (3.19)$$

ΔH_{pl} – Perda de carga localizada [mca]

k – Coeficiente de perda local

Método dos comprimentos equivalentes: Consiste em transformar o acessório em trecho reto com o mesmo diâmetro e material.

$$\Delta H_{pl} = f \frac{L_{eq} V^2}{D 2g} \quad (3.20)$$

A perda de carga total é dada pela soma das perdas contínuas e localizadas.

$$\Delta H_p = \Delta H_{pc} + \Delta H_{pl} \quad (3.21)$$

Porto (2006), a perda de carga, depende de fatores, relacionados às propriedades do fluido, como a densidade ou viscosidade, as características da tubulação, como o comprimento utilizado, a seção transversal, o diâmetro no caso de tubos circulares (mais utilizados), rugosidade, tempo de uso entre outros e as condições do escoamento, por exemplo a vazão é

determinante quando trata-se de classificar um escoamento em regime laminar, turbulento ou de transição.

Desta forma, a compreensão de todos estes conceitos contribui para o desenvolvimento desta área do conhecimento, aumentando a possibilidade de otimização dos projetos de Engenharia, reduzindo os custos através da economia da energia necessária para a realização do deslocamento dos fluidos nos ambientes industriais e residenciais.

3.8 Método “Core Annular Flow”

A técnica de escoamento *core annular*, também chamada de *core flow*, vem sendo aplicada na maioria dos estudos referentes ao escoamento anular líquido-líquido, sob condições de escoamento horizontal. Esta tecnologia tem como aplicação o transporte de óleos pesados e ultraviscosos através de linhas ou dutos (PRADA, 1999). Segundo Brauner (1991) essa técnica é mais atraente do ponto de vista da redução da perda de carga nas linhas de transporte de líquido, sendo a de maior interesse em processos tecnológicos.

Essa técnica baseia-se na injeção de um fluido de alta viscosidade (óleo) no núcleo central, enquanto o líquido menos viscoso (água) é injetado nas laterais do duto de produção, formando um filme (anel) lubrificante próximo à parede do duto Figura 3-7, significativamente, diminui a potência requerida para o escoamento *core annular* (JIANG *et al.*, 2014). Geralmente, a água de injeção é submetida a um processo de tratamento antes de ser injetada, tornando-a mais adequada para o processo. Segundo Prada (1999) nada impede, mesmo em situações *offshore*, que se utilize a água do mar ou mesmo a água que vem associada à produção do óleo, de serem utilizadas como água de injeção (lubrificante).

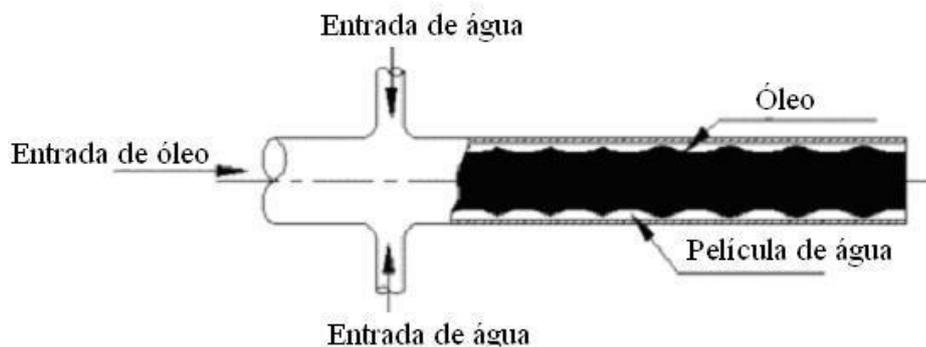


Figura 3-7: Modelo representativo do método *core flow*. (Fonte: Ghosh *et al.*, 2009).

A técnica *Core Flow* possui algumas vantagens e desvantagens a serem observadas (MARINHO, 2012):

Vantagens:

- A injeção de água na região anular do escoamento diminui consideravelmente a perda de pressão por atrito, permitindo que o óleo seja transportado pelo centro do duto, com uma capacidade de bombeamento equivalente à da água. Conseqüentemente uma diminuição no gasto energético (PRADA E BANNWART, 1999);
- O aumento do escoamento da produção de óleo pesado proveniente das reservas de suas descobertas, principalmente em campos *offshore* (um exemplo em nível de Brasil é a bacia de Campos, no Rio de Janeiro).

Desvantagens:

- Se o petróleo entrar em contato com a parede interna do oleoduto da forma intensa, durante o transporte (visto que o óleo frequentemente toca a parede, independentemente da inclinação do tubo), pode causar incrustações nas paredes do duto com um aumento significativo na pressão do sistema, danificar todo o sistema de transporte (explosões), bem como gerar possíveis desastres ambientais (BARBOSA, 2004);
- A necessidade de um sistema de separação da superfície água-óleo que normalmente pode ocupar um espaço significativo em plataformas, navios de produção ou em refinarias. Porém, no caso de óleos pesados isto pode ser recompensado pelo ganho na taxa de produção (DAMACENA, 2009).

Foi realizada uma aplicação prática do escoamento *annular* para o transporte de óleo. Contudo, observaram que a diferença de massa específica entre a água-óleo, além da elevada viscosidade do óleo, resultaria em uma camada água envolvendo (“lubrificando”) o óleo (PRADA, 1999). Como o principal interesse no *core annular* se deve, principalmente, à redução da perda de carga por atrito no escoamento de óleo, inúmeros estudos teóricos e experimentais foram realizados, observando a variação da perda de carga para diferentes vazões de óleo e água. Estudos foram reportados por Russel e Charles (1959); Russel *et al.*, (1959); Charles *et al.*, (1961) e Bannwart (2001).

A técnica do *core annular flow* não modifica a viscosidade do óleo, mas transforma o padrão de escoamento, e reduz o atrito no transporte de produtos muito viscosos como, por exemplo, óleos pesados. Esse padrão de escoamento é caracterizado por um filme de água que se forma adjacente à parede interna da tubulação, funcionando como um lubrificante. O óleo, por sua vez, escoar no centro do tubo possibilitando uma redução na perda de carga longitudinal (BENSAKHRIA *et al.*, 2004). Prada e Bannwart (2000) observaram que a perda de pressão por atrito no escoamento anular ou *core flow* é de 750 a 2000 vezes menor que para o escoamento com apenas óleo no tubo. Tem-se observado na literatura, alguns trabalhos relacionados com a utilização dessa técnica no sentido de otimizar o transporte de óleos pesados usando água como lubrificante (OLIEMAS *et al.*, 1987; BAI, 1995; JOSEPH *et al.*, 1997; PRADA E BANNWART, 2000; BANNWART, 2001; KO *et al.*, 2002; OOMS E POESIO, 2003; BENSAXHRIA *et al.*, 2004; ANDRADE, 2012; GHOSH *et al.*, 2010B).

Ao longo do escoamento a mistura pode desenvolver vários regimes de escoamento, de acordo com a taxa de escoamento de cada fluido. Um escoamento líquido-líquido, assim como em sistemas gás-líquido, as duas fases podem ser distribuídas em muitas configurações chamadas padrões ou regimes de escoamento, diferindo um do outro na distribuição da interface. Sendo que o regime de escoamento depende das variáveis de operação, como as velocidades de injeção, das propriedades físicas dos fluidos, como massa específica, tensão superficial e da tensão de cisalhamento no fluxo, ou seja, a queda de pressão devido ao atrito e também das variáveis geométricas do sistema (BRAUNER, 1991).

Na Figura 3-8, pode-se observar as diversas características dos padrões de escoamento apresentados durante o experimento, tanto para tubulações horizontais como para as verticais,

decorrentes das variações de velocidade e pressão dos fluidos (JOSEPH, CHEN, RENARDY, 1997).

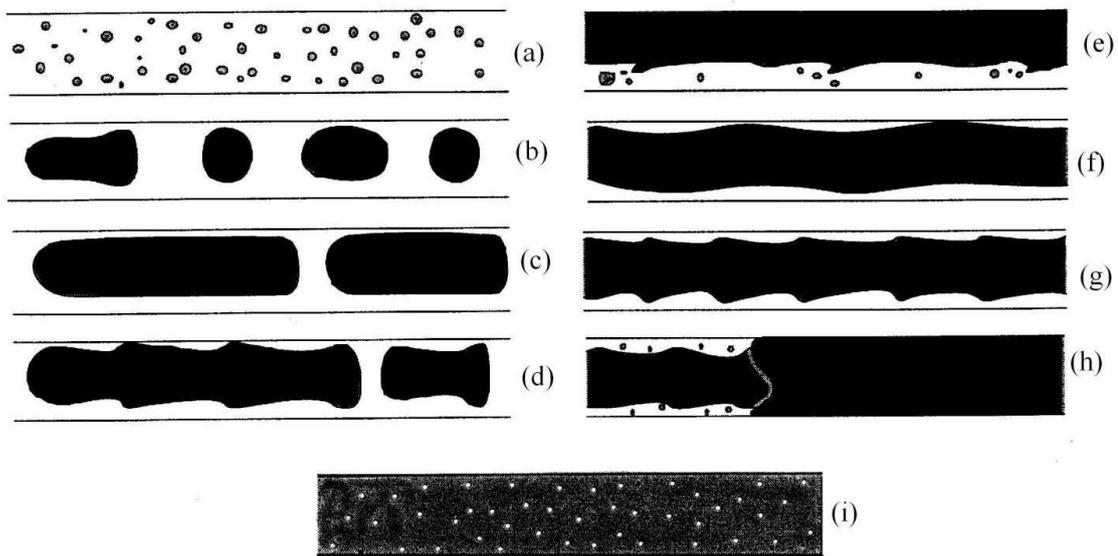


Figura 3-8: Padrão comum em escoamento para tubos horizontais com óleo pesado e água.

(Fonte: Joseph, Chen, Renardy, 1997).

Os padrões de escoamento apresentados na Figura 3-8, foram classificados como:

- (a) Dispersão de óleo em água;
- (b) Pequenas porções de óleo em água;
- (c) Porções de óleo em água;
- (d) Porções de óleo em água;
- (e) Estratificado, quase formando *Core Flow*;
- (f) Formação do *Core Flow*;
- (g) *Core Flow* estável;
- (h) *Core Flow* com bolhas;
- (i) Dispersão de água em óleo.

Bensakhria *et al.*, (2004) mostraram que para um “*Core Flow*” perfeito, o perfil de velocidade para este tipo de escoamento deve apresentar características semelhantes a que é

ilustrada como na Figura 3-9. O campo de velocidade da água que escoar em uma pequena camada próxima a parede deve ser aproximadamente linear, desde que haja uma grande diferença de viscosidade entre o óleo e a água. Segundo os autores, o escoamento anular ideal ou perfeito em duto horizontal são muito raros e só pode existir para o fluxo bifásico de densidades iguais.

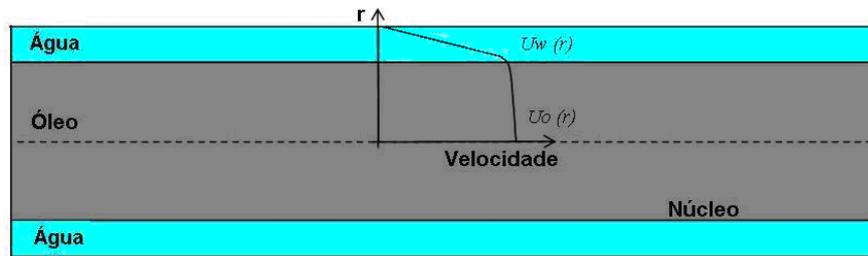


Figura 3-9: Perfil de velocidade em um perfeito “Core Flow”. (Fonte: Bensakhira *et al.*, 2004).

Segundo Xu (2007) nos escoamentos horizontais ou ligeiramente inclinados, a simultânea introdução de água-óleo, tem observado um diferencial entre as massas específicas dos fluidos que podem ser consideradas, ou seja, quando a diferença de massa específica ou velocidades de escoamento de fluido é relativamente baixa e forças de gravidade são dominantes, e o regime de escoamento estratificado é observado.

Huang *et al.*, (1994) realizaram um estudo utilizando um modelo laminar para o óleo e o modelo de turbulência κ - ϵ para a água no escoamento anular para avaliar o efeito da excentricidade. De acordo com esses autores, se as densidades do óleo e da água forem diferentes, um escoamento anular perfeito não pode ser possível por conta do efeito da gravidade. No modelo proposto por Huang *et al.*, (1994) foi desprezada a força *Lift*, mas a excentricidade foi considerada.

Experimentos feitos concluíram que para situações em que as massas específicas são muito diferentes, o regime de escoamento estratificado é o esperado. Esse regime de escoamento estratificado é uma forma de lubrificar parcialmente o escoamento de óleo, diferenciando um pouco do regime *core annular* (PRADA, 1999).

Ghosh *et al.*, (2009) apresentaram uma análise abrangente sobre o escoamento *core annular* e informaram sobre diferentes aspectos deste fenômeno. Uma série de modelos para determinar a queda de pressão, bem como a fração de volume, efeito da geometria (relação de

raio) e parâmetros de operação (fração de água de entrada, taxas de fluxo das fases) também foi discutida. Assim, pode-se concluir que uma escolha adequada dos parâmetros de funcionamento desta técnica pode gerar uma economia de energia, para ser utilizada na substituição de técnicas convencionais de transporte de petróleo.

3.9 Escoamento horizontal

Um dos principais desafios que envolvem a técnica *Core Flow* em tubos horizontais é a força de empuxo no núcleo devido à diferença de densidade entre o óleo e água. Ooms *et al.*, (1984) assumem que a viscosidade do óleo é tão alta que qualquer variação na forma da interface de água-óleo com tempo, pode ser negligenciada. Nesse caso, o núcleo de óleo é considerado um sólido, o que leva a interface do tipo sólido/líquido. De acordo com o modelo proposto por Ooms *et al.*, (1984), um movimento ondulado do núcleo de óleo provoca variações de pressão no filme de água, que exerce uma força no núcleo no sentido vertical. Essa força pode ser tão grande que contrabalança a força de empuxo no núcleo formado por óleo, permitindo um escoamento anular estável.

Bannwart (2001) propôs uma teoria para a estabilização do padrão anular, quando dois líquidos de densidades e viscosidades diferentes escoam em um tubo horizontal. A teoria baseia-se na análise da equação de momento linear em uma seção transversal do duto, levando em consideração o efeito da tensão interfacial. Essa teoria possibilitou realizar uma analogia interessante entre o escoamento periférico e o escoamento contornando uma bolha ascendente observados posteriormente por (MARINHO, 2008 E RACINE, 2008). Bannwart (2001) sugeriu que as forças viscosas e inerciais no escoamento anular podem ser combinadas dentro de uma única força de arraste analogamente a que ocorre no escoamento com bolhas.

Nedler e Mewes (1997) realizaram um trabalho experimental em tubulação horizontal de 59 mm de diâmetro e com óleos de viscosidades 22, 27 e 35 mPa.s. Foram observados os seguintes padrões de fluxo: estratificado, estratificado com mistura na interface, emulsão instável de água-em-óleo, dispersão de água-em-óleo e camada de água, camada de dispersões e camada de água, dispersão de água-em-óleo e camada de água e emulsão instável de água-

em-óleo. As perdas de pressão máximas foram observadas na região de mudança de fase. Novamente, não foi observado o padrão anular.

Rodriguez (2009) estudou o regime de escoamento disperso água-óleo em duto horizontal, a fim de obter novos dados experimentais e uma melhor compreensão do fenômeno de redução de atrito. Alguns parâmetros importantes para a caracterização do escoamento foram investigados, como a queda de pressão, fração volumétrica e sub-regimes de escoamento disperso. Neste trabalho, a autora desenvolveu um modelo prospectivo simplificado como tentativa para explicar a ocorrência do fenômeno e redução de atrito no regime disperso água-óleo. Essa autora mostrou que para diminuição do gradiente de pressão seria necessário à presença de uma fina película de água rente à parede hidrofílica ou oleofóbica do duto.

3.10 Escoamento estratificado

Experimentos feitos por Charles *et al.* (1961, apud PRADA, 1999) concluíram que para líquidos com massa específica iguais e a uma fração de água fixa, existe uma velocidade superficial de óleo mínima, na qual uma velocidade abaixo dessa o escoamento *core annular* não pode ser mantido. Foi então, observado o regime de escoamento pistonado (óleo em água). No entanto para situações em que as massas específicas são diferentes, o regime de escoamento estratificado é o esperado. Esse regime de escoamento estratificado é uma forma de lubrificar parcialmente o escoamento de óleo, diferenciando um pouco do regime *core annular* (PRADA, 1999).

Vara (2001) realizou uma comparação entre os regimes de escoamento estratificado e anular, conforme a Figura 3-10 e concluiu que o regime estratificado água-óleo foi afetado pela gravidade, mesmo não havendo muita diferença nas massas específicas. Assim, os efeitos de molhabilidade da parede por água ainda possibilitaram a lubrificação completa do óleo. O autor ainda explica que o núcleo do óleo se movimentava em alta velocidade e a existência do filme era decorrente da molhabilidade preferencial da parede com água. No regime estratificado, na parte inferior, observou-se uma interface achatada, porém com algumas ondas longitudinais. Já no regime anular o núcleo de óleo encontrava-se fora de centro, apresentando ondas em todo o contorno.

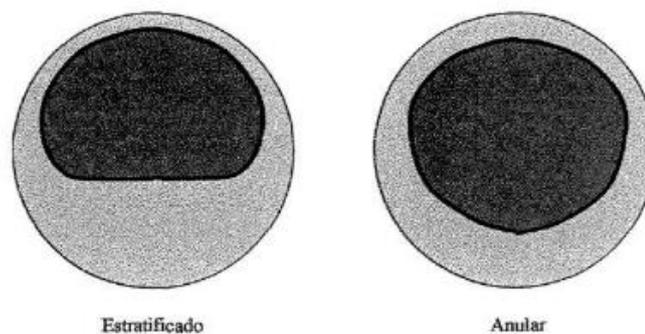


Figura 3-10: Comparação entre os regimes de escoamento estratificado e anular. (Fonte: Vara, 2001).

No trabalho de Vara (2001) foi apresentado um estudo teórico e experimental sobre a hidrodinâmica do escoamento *core annular* água-óleo, em um duto horizontal. Observou-se uma queda de pressão bifásica menor que a monofásica de água, em igual vazão da mistura. Conclui-se que a redução de atrito se deve ao efeito de deslizamento entre as fases quando em contato entre si. Para Rodriguez (2009) este caso pode ser explicado pela molhabilidade preferencial do duto com a água, que assim lubrificaria o núcleo de óleo e provocaria a sua movimentação no duto.

A molhabilidade da superfície de um material estar relacionada com a sua hidrofobicidade, ou seja, a sua capacidade de atrair a água. Já o óleo ele tem uma relação de hidrofobicidade, que é a capacidade de repelir a água (CARVALHO, 2018). Disse-se que um líquido “molha” uma superfície quando o ângulo de contato θ é menor que 90° , conforme a Figura 3-11. Sempre que um líquido está em contato com outros líquidos ou gases, ou com uma superfície gás/sólido, como neste caso, uma interface se desenvolve agindo como uma membrana elástica esticada e criando uma tensão superficial. Esta membrana exhibe duas características: o ângulo de contato θ e o módulo da tensão superficial σ (N/m). Ambas dependem do tipo de líquido e da superfície sólida (ou do outro líquido ou gás) com a qual ele compartilha uma interface (FOX, 2006).

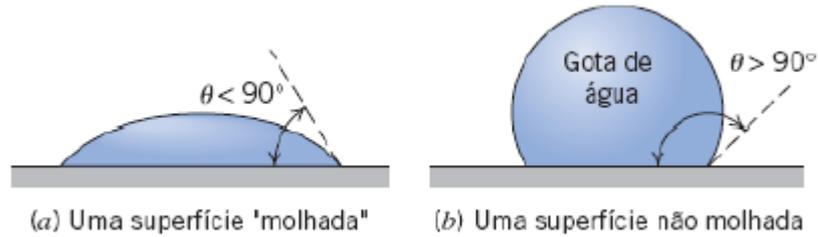


Figura 3-11: Ângulo de contato entre água-óleo-sólido. (Fonte: FOX, 2006).

Quanto menor for o ângulo de contato mais molhável pela água será a superfície sólida, então, mais estável será o filme lubrificante de água estabelecido no transporte de óleo pesado pelo método de *core-flow* (SILVA, 2003).

Segundo Silva (2003), o comportamento da molhabilidade de superfícies de dutos pelo óleo e a estabilidade de filmes aquosos em sistemas de fluxo lubrificado são aspectos fundamentais para a implementação de tecnologias integradas de elevação de óleos pesados baseadas na injeção de água, particularmente a tecnologia *core-flow*. A compreensão de tais aspectos tem importância primordial em projetos que visem a manutenção do fluxo bifásico estável nas tubulações utilizadas no transporte de petróleo (Santos, 2003).

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1. Materiais

Para alcançar aos objetivos desse projeto, montou-se no Laboratório de Lubrificação da Universidade Estadual do Maranhão, um aparato experimental em escala de bancada que pudesse proporcionar a visualização do escoamento bifásico (água-óleo) com formação do CAF, coleta de dados e posteriormente análise dos resultados obtidos. De acordo com a Tabela 4-1, a bancada é composta basicamente:

Tabela 4-1: Lista de materiais da bancada experimental.

Nº	Material	Função
1	Bomba FAMAC	Succionar o óleo diretamente do tanque de óleo e transportar através do sistema.
2	Bomba WEG DANCOR	Succionar a água diretamente do tanque de 250 litros e adicionar água no sistema para formação do CAF.
3	Inversor de frequência (CWF 100)	Controlar a frequência e a tensão que é fornecida ao motor da bomba FAMAC, para que assim possa variar a velocidade de giro do rotor e conseqüentemente a vazão do óleo.
4	Inversor de frequência (CWF 10)	Controlar a frequência e a tensão que é fornecida ao motor da bomba WEG DANCOR, para que assim possa variar a velocidade de giro do rotor e conseqüentemente a vazão de água.
5	Válvula de retenção universal	Não permite que o óleo contaminado com água retorne para o tanque de óleo.
6	Injetor de água-óleo	Responsável por injetar a água no escoamento do óleo para realizar a formação do <i>Core Annular Flow</i>
7	Tubo de acrílico Ø50 mm	Melhor visualização do anel quando formado.
8	Tomada de pressão	São plugs pneumáticos que foram instalados com 1000 mm de distância uma da outra, os mesmo que são usados para conectar o manômetro digital para que possa se determinar a perda de carga na tubulação.
9	Tanque de 100 litros	Tanque de armazenamento de óleo.

10	Tanque de 250 litros	Tanque de armazenamento de água.
11	Rotâmetro analógico	Instrumento utilizado para medir a vazão da água.
12	Manômetro digital	Instrumento utilizado para medir a perda de carga ao logo do escoamento.

4.2. Funcionamento

Os componentes que formam a bancada listados no Tabela 4-1, estão dispostos como mostrado na Figura 4-1, a bancada experimental para estudo do escoamento bifásico do tipo *core annular flow*, utilizando óleo e água.

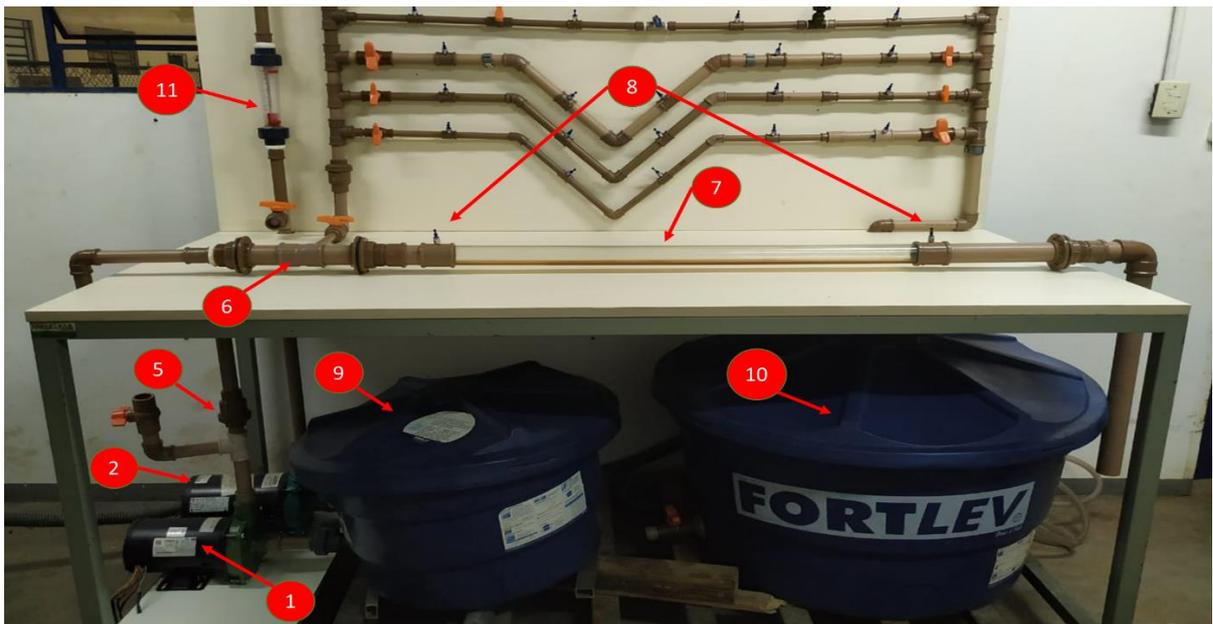


Figura 4-1: Bancada experimental para observação do escoamento bifásico (água – óleo).

A aparato experimental é composta por um motobomba FAMAC com rotação nominal de 3600 rpm, de 1 CV e altura monométrica de 26 mca. O motor está conectada a um inversor de frequência da WEG, modelo CFW 100, Figura 4-2a. Estes equipamentos tem a função de succionar o óleo diretamente do tanque de 100 litros e transportá-lo por uma tubulação de PVC de 32 mm, até o injetor de água-óleo. No percurso entre o motobomba e o injetor há uma válvula

de retenção universal, não permitindo que o óleo contaminado com água retorne para o tanque de óleo.

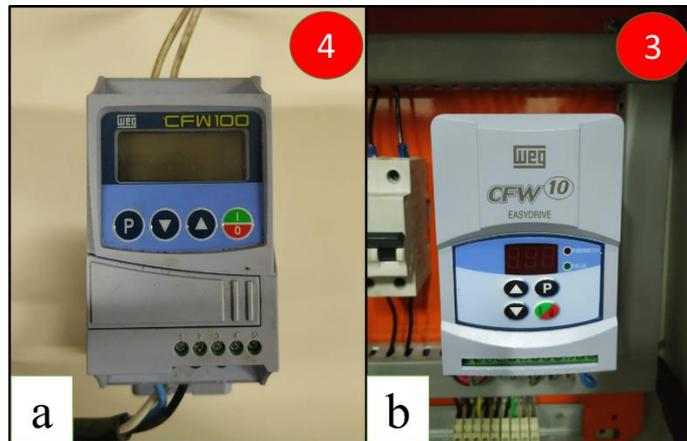


Figura 4-2: Inversores de frequência da bancada experimental. a) inversor de frequência que controla a bomba de óleo e b) inversor de frequência que controla a bomba de água.

Após o injetor de água-óleo como mostra na Figura 4-3, há um percurso de 1 metro de tubulação em acrílico transparente de 50 mm de diâmetro. Essa tubulação está localizada entre duas tomadas de pressão que são utilizadas para determinar a perda de carga sofrida pelo fluído, o qual escoa até o tanque separador de água-óleo.

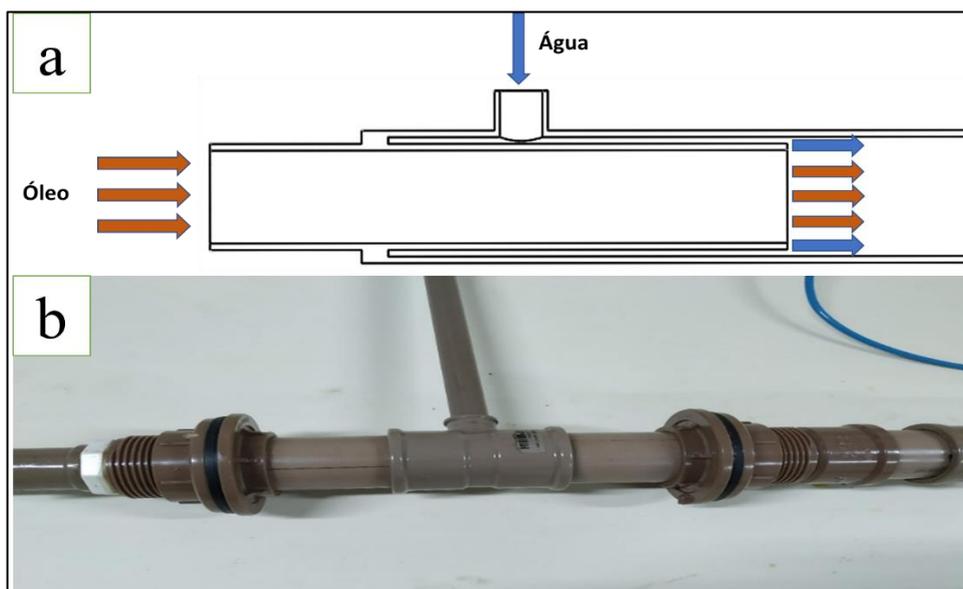


Figura 4-3: Injetor de água-óleo utilizado na bancada experimental. a) Projeto do injetor e b) injetor de água-óleo construído.

Após o experimento do CAF, deve-se realizar a separação da mistura de água-óleo. Inicialmente essa separação era feita de forma manual, logo após a sua decantação, ou seja, a diferença de densidade entre os fluídos utilizados separava naturalmente as duas fases da mistura e logo após o óleo que ficava na parte superior do tanque era retirado manualmente para que fosse possível realizar novamente o experimento, o que normalmente implicava em uma pequena perda de material, para otimizar esse processo foi construído um separador água e óleo, Figura 4-4.



Figura 4-4: Tanques separadores da mistura água-óleo.

Durante o processo de decantação dentro do separador de água-óleo, o óleo por possuir densidade menor do que a da água, fica na parte superior do separador saindo através de tubulações que ficam conectadas ao tanque de óleo, já a água sai através de tubulações que ficam na parte inferior e conectadas no tanque de água. Realizando todo o processo de separação de forma automática.

A adição da água no sistema para a formação do CAF é feita através do bombeamento utilizando uma bomba centrífuga com o motor WEG DANCOR de 1 CV com rotação nominal de 3600 rpm, de um tanque de 250 litros. Este motor encontra-se ligado a um inversor de frequência de WEG modelo CFW 10, Figura 4-2b.



Figura 4-5: Rotômetro analógico.

Para a medição da vazão de água no escoamento, utilizou-se de um rotômetro analógico com range de 0,6 a 6 m³/h, Figura 4-5, onde foram utilizadas para a formação do CAF as vazões de 0,6 e 1,0 m³/h.

Para realizar a medição da perda de carga do experimento, empregou-se o manômetro digital diferencial (range de 0 a 70.35 mca) que foi conectado nas tomadas de pressões que estavam localizadas nas extremidades (entrada e saída) do tubo de acrílico, como mostra a Figura 4-6.



Figura 4-6: Manômetro digital.

4.3. Fluidos

Os fluidos usados foram a água com as propriedades uniformes para condições ambiente e o óleo LUBRAX UTILE FP 220 que apresenta grau API de 25.8, ou seja, é caracterizado com óleo de peso médio para escoamento de acordo com o API de 22,3° a 31,1°. As demais características são mostradas na Tabela 4-2 e foram retiradas da FIS PQ do produto que se encontra no ANEXO A.

Tabela 4-2: Características físicas do óleo LUBRAX UTILE FP 220.

Propriedade Física	Valores
Densidade (g/cm ³)	0,899
Viscosidade cinemática a 40° C (cSt)	207
Viscosidade dinâmica a 40° C (cP)	186,09
Ponto de fulgor (°C)	274
Ponto de fluidez (°C)	-6

4.4. Coleta de dados

Com o aparato experimental instalado iniciou-se a metodologia para definir a redução da perda de carga entre o transporte apenas com óleo em condições normais e o escoamento com a utilização do CAF.

Para a medição de vazão do óleo (Equação 4.1), foi utilizado o método direto, este consiste em medir o volume do líquido coletado em um intervalo de tempo. Para realizar esse experimento foram utilizados, uma proveta graduada de 1000 ml (Figura 4-7.a), para medir o volume de óleo, e um cronômetro digital (Figura 4-7.b) para registrar o tempo.

$$Q = \frac{V}{t} \quad (4.1)$$

Q = Vazão volumétrica em [m³/h]

V = Volume em [m³]

t = Tempo em [h]

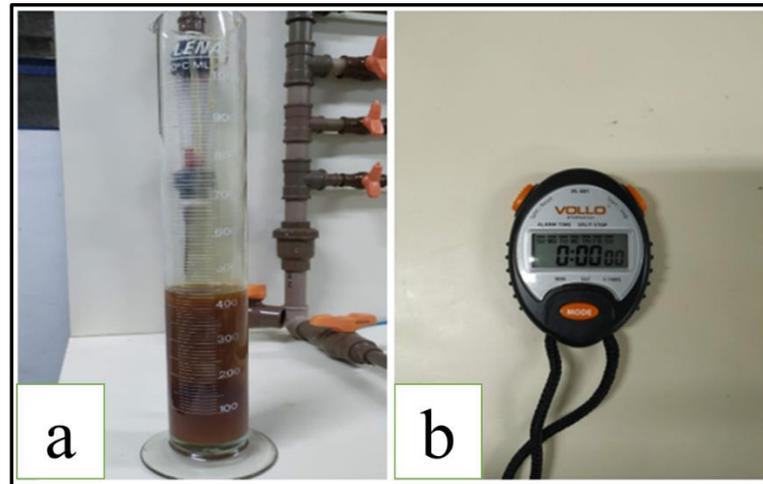


Figura 4-7: Instrumentos para medir a vazão do óleo. a) proveta graduada e b) cronômetro digital.

Logo após de definir a vazão do óleo na frequência de 10 Hz, foi realizado o cálculo da rotação do motor através da Equação 4.2. Com o número de rotação máxima já definida pelo fabricante, foi possível encontrar a rotação do rotor da bomba para quaisquer frequências do inversor, Tabela 4.3. Onde a velocidade síncrono máxima e número de polos são obtidos diretamente da placa de identificação do motor, sendo respectivamente 3600 rpm e 2 polos.

$$N = \frac{120 * f}{p} \quad (4.2)$$

Onde:

N = velocidade síncrono em [rpm]

f = frequência em [Hz]

p = número de polos

Em seguida, realizou-se o cálculo da vazão do óleo LUBRAX UTILE FP 220 em todas as frequências selecionadas para o experimento, sendo 30, 40, 50 e 60 Hz reguladas através do inversor de frequência WEG CFW 100, como mostra a Tabela 4-3. O cálculo foi realizado através da relação entre vazão (Q) e rotação da bomba (N), como mostra a Equação 4.3.

$$\frac{Q}{Q_1} = \frac{N}{N_1} \quad (4.3)$$

Tabela 4-3: Vazão para o escoamento do óleo.

Frequência Hz	Rotação rpm	Vazão m³/h
30	1800	0,58
40	2400	0,77
50	3000	0,96
60	3600	1,15

Para o experimento do CAF, efetuou-se os testes com duas vazões de água 0,6 e 1,0 m³/h, controladas pelo inversor de frequência WEG CFW 10, juntamente do rotâmetro que tem a função de medir vazão.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1. Separador de água-óleo

O separador de água-óleo mostrou resultados satisfatórios no tempo de separação das fases e no tempo entre experimentos, com isso, otimizou o processo de separação, chegando a reduzindo o tempo entre testes em até 50%. Com o emprego do separador houve a diminuição do tempo de espera entre os testes, diminuindo de 10 min (tempo de espera estipulado para que o óleo se separasse da água por diferença de densidade) para ± 5 min. Também ocorreu o aumento no tempo de teste do óleo e do escoamento bifásico, devido a recuperação para o tanque parte do óleo que está sendo separado após a realização do teste, esse aumento foi de aproximadamente de 1:30 min (um minuto e trinta segundos) para 2 a 3 min (entre dois a três minutos) essa variação de tempo depende da vazão que está sendo usada no teste.

O separador permitiu que o processo acontecesse sem perda do óleo como acontecia na separação manual, pois não era possível recuperar 100% o óleo na mistura, tendo uma perda de mais de 1 litro de óleo por teste, sendo que o custo de aquisição do óleo LUBRAX UTILE FP 220 é bastante elevado. Além disso, consegue-se efetuar a recuperação com um baixo índice de contaminação de água dentro do tanque de óleo e o mesmo acontece para o tanque de água, como mostra a Figura 5-1.



Figura 5-1: Separação do óleo-água após a formação do binário.

5.2. Óleo

Para a avaliação comparativa da perda de carga horizontal do sistema, primeiramente, calibrou-se o medidor de diferença de pressão, para a obtenção da perda de carga na tubulação de 1 metro, utilizando-se o óleo LUBRAX UTILE FP 220 como fluido, bombeada através do injetor. As perdas de carga encontradas entre a tubulação de acrílico, foram devidamente registradas para as frequências de 30, 40, 50 e 60 Hz, como constam na Tabela 5-1.

Tabela 5-1: Perda de carga no bombeamento do óleo.

Frequência	Vazão óleo		Perda de Carga	
	Hz	L/min	m ³ /h	mca
30	9,6	0,58	0,08	0,78
40	12,8	0,77	0,12	1,18
50	16,0	0,96	0,15	1,47
60	19,2	1,15	0,15	1,47

Observou-se que com o aumento da frequência houve uma maior de perda de carga, de acordo com a Equação 3-14, segundo Porto (2006), isso ocorreu devido ao aumento da velocidade no escoamento, fazendo com que as partículas dos fluidos se chocam com maior intensidade entre si e com a parede da tubulação.

5.3. Padrão de escoamento do CAF

A Figura 5-1, durante os experimentos adicionando a água no escoamento do óleo foi possível observar ao logo de todo o escoamento a configuração do padrão do tipo estratificado ou quase formando *core flow*, que corresponde ao perfil “e” da Figura 3-8. Segundo Charles *et al* (1961, apud PRADA, 1999), para situações em que as massas específicas são muito diferentes, o regime de escoamento estratificado foi o esperado, onde a água, que possui maior densidade, escoar na parte inferior do duto o óleo de menor densidade, escoar na parte superior.



Figura 5-2: Escoamento do tipo estratificado obtido no laboratório em comparação com o perfil “e” do Joseph, Chen, Renardy (1997).

5.4. Perda de carga

O experimento foi repetido, porém com a adição de água de modo a obter a formação de padrão CAF em duas vazões distintas de 0,6 e 1,0 m³/h. De maneira análoga ao anterior os resultados foram igualmente planilhados.

5.4.1 Teste 1: vazão da água 0,6 m³/h

Para a vazão de 0.6 m³/h e com variação na frequência de 30, 40, 50 e 60, a frequência foi alterada sem que houvesse a interrupção do teste. Observou-se a perda de carga satisfatória em comparação com os resultados do teste somente com o óleo cru, gráfico da Figura 5-2.

Porém, durante a formação do CAF ocorreu o aumento da perda de carga com o aumento da vazão do óleo. De acordo com Silva (2003), esse aumento é devido a alteração no regime de escoamento que perturbou a estabilidade da película lubrificante de água, permitindo com que o óleo entrasse em contato com a parede do tubo.

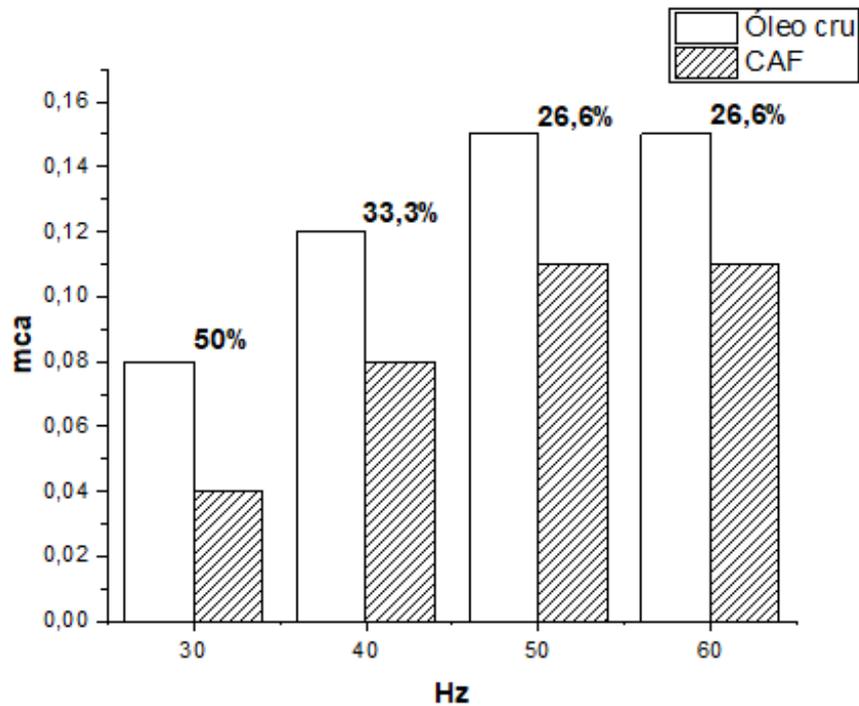


Figura 5-3: Comparação da perda de carga utilizando somente óleo x CAF com vazão da água em $0,6 \text{ m}^3/\text{h}$.

5.4.2 Teste 2: vazão da água $1,0 \text{ m}^3/\text{h}$

Para a vazão da água de $1,0 \text{ m}^3/\text{h}$ e utilizando as mesmas frequências do teste 1, verificou-se que nas frequências de 50 e 60 Hz houve uma diminuição na diferença da perda de carga do CAF em relação ao do óleo cru, gráfico da Figura 5-3.

Como pode ser observado nos gráficos das Figuras 5-2 e 5-3, mesmo com a formação do padrão estratificado ocorreu redução da perda de carga nos experimentos utilizando-se o método *core annular flow*. Segundo Vara (2001), essa redução é devida os efeitos decorrentes da molhabilidade preferencial da parede com água possibilitando a lubrificação completa do óleo.

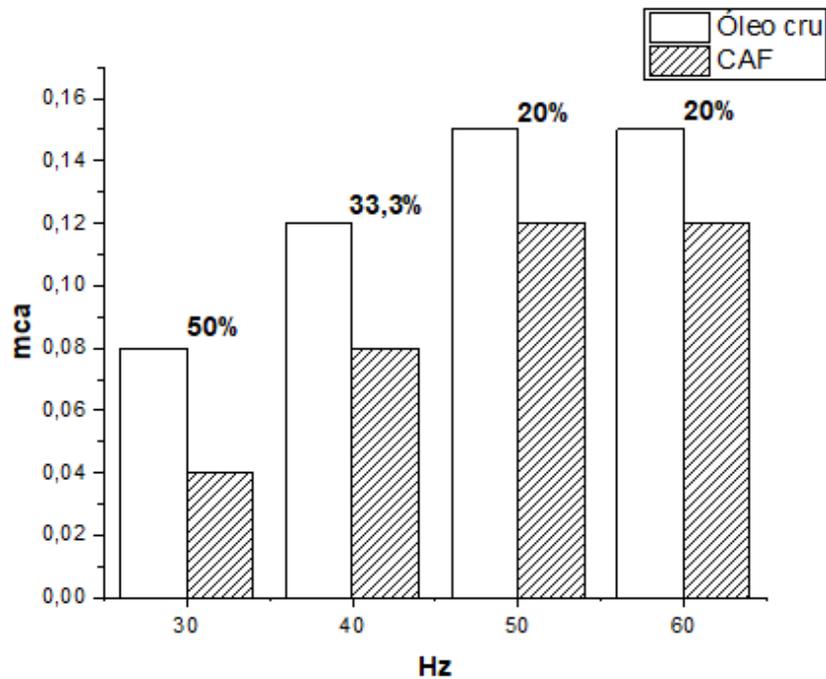


Figura 5-4: Comparação da perda de carga utilizando somente óleo x CAF com vazão da água em 1,0 m³/h.

A diminuição da redução da perda de carga no CAF com o aumento da frequência, é devido ao aumento da viscosidade da mistura, sendo que, a frequência é diretamente proporcional com a vazão do óleo, então com a adição do óleo ocorreu o aumento da perda de carga no sistema. Além disso, segundo Silva (2003), com o aumento das vazões de óleo (variando de 30 até 60 Hz) e da água (0,6 para 1,0 m³/h), ocorreu o aumento da perda de carga, devido a instabilidade da película lubrificante de água, essa instabilidade foi provocada pelas alterações no regime de escoamento.

6 CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

A técnica de *core annular flow* foi avaliada utilizando um aparato experimental desenvolvido para estudar os perfis de escoamento bifásico do binário água-óleo viscoso, além de quantificar a redução da perda de carga ao longo do escoamento em tubos horizontais.

Constatou-se para o método *core annular flow*, utilizando as vazões de água de 0,6 e 1,0 m³/h foi possível observar uma redução significativa na perda de carga. Os resultados mais positivos estão entre as frequências 30 e 40 Hz, chegando respectivamente na redução de 50% e 33,3%. Já para as frequências 50 e 60 Hz, onde as vazões são superiores, ocorreu uma diminuição na diferença da perda de carga de 26,6 para 20%.

A diminuição na diferença da perda de carga com o aumento da vazão de água de 0,6 para 1,0 m³/h, nas frequências de 50 e 60 Hz para o óleo, ocorreu devido ao aumento da velocidade dentro do sistema de escoamento, provocando mudança no padrão de turbulência da mistura.

Durante os experimentos, a característica verificada em todo o regime de escoamento bifásico foi do tipo estratificada que corresponde a pesquisa realizada por outros autores. Esse padrão de escoamento foi possível ser observado devido a diferença nas massas específicas dos fluidos, onde a gravidade age sobre o binário água-óleo.

Observou-se o efeito da película lubrificante na redução da perda de carga em todas as frequências de trabalho, devido aos efeitos de molhabilidade preferencial da parede com água que possibilita a lubrificação completa do óleo.

Apesar da eficiência da técnica no transporte de fluídos de alta viscosidade, esta possui uma problemática, durante o processo de separação por gravidade, há agitação da mistura de água-óleo, provocando a emulsão no fluído, alterando parcialmente as propriedades do óleo, podendo até inutilizá-lo. O separador de água-óleo mostrou-se eficaz em amenizar os efeitos negativos da agitação da mistura, além de otimizar o processo de separação.

6.1. SUGESTÕES PARA PRÓXIMOS TRABALHOS

- I. Analisar a perda de carga em acessórios com escoamentos bifásicos;
- II. Calcular a potência da bomba transportando somente o óleo, comparar com o escoamento bifásico;
- III. Estudar a contribuição do regime de escoamento com velocidades menores para identificação de outros perfis de CAF;
- IV. Estudar os padrões de escoamento bifásico em CFD.

REFERÊNCIAS

- ANDRADE, T. H. F., **Estudo Numérico do Transporte de Óleos Pesados em Tubos Lubrificados por Água**. Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB, 2008a.
- ANDRADE, T. H. F., **Transporte de Óleos Pesados e Ultraviscosos Via Core-flow: Aspectos Geométricos e Termofluidodinâmicos**. Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB, 2013.
- ANDRADE, T. H. F.; CRIVELARO, K. C. O.; FARIAS NETO, S. R.; LIMA, A. G. B. **Numerical Study of Heavy oil Flow on Horizontal Pipe Lubricated by Water**. Springer-Verlag, v. 16, p. 99- 118, (2012).
- ANDRADE, T. H. F.; Farias Neto, S. R.; Lima, A.G.B.; Santos, J. S. S. **Avaliação Numérica da Perda de Carga no Escoamento de Óleos Pesados em Tubos Usando a Técnica de Core-flow**. XXIX CILANCE, Maceió, Brasil 2008b.
- AZEVEDO NETO; FERNANDEZ M. F. **Manual de hidráulica**. 8ª edição. Ed. Blucher. São Paulo, 1998.
- BAI, R. **Traveling Waves in a High Viscosity Ratio and Axisymmetric Core Annular Flow**. These (Doctorate), Faculty of Graduate School of the University of Minnesota, Minnesota-USA (1995).
- BANNWART, A. C. **Modeling aspects of oil–water core–annular flows**. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. v.32, p.127– 143, 2001.
- BARBOSA, A. **Efeitos Transientes na Perda de Carga no Escoamento Óleo Pesado-Água em Regime Anular em Duto Metálico**. Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. Campinas – SP (2004).
- BARNES, H. A.; HUTTON, J. F.; WALTERS, K. F. R. S. **An introduction to rheology**. 3 rd ed. Amsterdam: Elsevier Publishers, 1993.
- BENSAKHRIA, A.; PEYSSON, Y.; ANTONINI, G., **Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport**. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, vol. 59, N° 5, pp. 523-533, (2004).
- BIAZUSSI J. L. **Desenvolvimento de uma Técnica de Medida de Vazão de Óleo em Escoamento Bifásico do Tipo Core-Flow**. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, depto Engenharia do Petróleo. Campinas – SP, 2010.

BORDALO, S. N.; OLIVEIRA, R. C. **Escoamento Bifásico Óleo-Água com Precipitação de Parafinas em Dutos Submarinos de Produção de Petróleo**. 4º PDPETRO Campinas-SP, 2007.

BRASIL, N.I. do; ARAÚJO, M.A.S; SOUSA, E.C.M de. **Processamento de Petróleo e Gás: Petróleo e seus derivados, Processamento primário, Processos de refino, Petroquímica, Meio Ambiente**. Rio de Janeiro, LTC Petrobras, 2012.

BRAUNER, N. **Two-phase liquid-liquid annular flow**. *International Journal of Multiphase Flow*. v. 17, n. 1, p. 59-76, 1991.

BRIGGS, P.J, Baron, R.P., Fulleylove, R.J, Wriqth, M.S. **Development of Heavy-Oil Reservoirs**, SPE 15748, pp. 206-214, 1998.

BRITISH STANDARD 5168. **Glossary of Rheological Term**. 1975.

CENGEL Y. A.; CIMBALA J. M. **Mecânica Dos Fluidos - Fundamentos e Aplicações**. 3ª edição. Ed. Amgh Editora, 2015.

CHARLES, M.E.; GOVIER, G.W.; HODGSON, G.W. **The horizontal pipeline flow of equal density of oil–water mixtures**. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*. v 39, p. 17–36, 1961.

CIANNELLA, S.; MONTEIRO H. L.; SILVA DE GOES P. G. e FRANÇOIS M. F. **Experimento De Reynolds**. Universidade Federal De Campina Grande, Unidade Acadêmica De Engenharia Química. 2012.

COUTO C. DE E.; REGGIANI DA SILVA C. e OLIVEIRA M. P. **Hidrofobicidade E Hidrofilicidade a Serviço da Limpeza Nos Revestimentos**, Disponível em: <<https://www.researchgate.net/>> Acesso em: 07 de julho de 2019.

DAMACENA, Y. T., **Redução de Atrito Durante o Transporte de Óleos Pesados em Dutos**. Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB, 2009.

FERREIRA, E. et al. **Reologia de suspensões minerais: uma revisão**. Rem: revista escola de minas, v. 58, n. 1, p. 83-87, 2005.

FERREIRA, J. P. **Análise de estratégias de resposta a derramamento de óleo pesado no litoral do espírito santo utilizando modelagem computacional**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Espírito Santo, 2006.

FOX, R.W.; MCDONALD, A.T.; PRITCHARD, P.J. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**. 6ª edição. Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2006.

GHOSH, S.; DAS, G.; DAS, P.K. **Simulation of core annular downflow through CFD - A comprehensive study**. Chemical Engineering and Processing, vol. 49, pp. 1222–1228, (2010).

GHOSH, S.; MANDAL, T.K.; DAS, G.; DAS, P.K., **Review of Oil Water Core Annular Flow**, pp. 1-9, Elsevier (2009).

HUANG, A.; CHRISTODOULOU, C.; JOSEPH, D. D., **Friction Fractor and Holdup Studies for Lubricated Pipelining-II, Laminar and - Core-flow**, International Journal of Multiphase Flow, vol. 20, N° 3, pp. 481- 491, (1994).

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

JIANG, F.; WANG, Y.; JIAJIE, O.; XIAO, Z. **Numerical Simulation on Oil–Water Annular Flow through the II Bend**. Industrial & Engineering Chemistry Research. v. 53, p. 8235–8244, 2014.

JOSEPH, D.D; CHEN, Y. Y.; RENARDY, Y. Y.; **Core-Annular Flows**. Annu. Rev. Fluid Mech., [New York], v. 29, n., p.65-90, 1997. Anual.

KHATIB, H.A.B.; MORAES, M.S. de; SANTOS, A.R.; MORAES JÚNIOR, D. de. **Dispositivo para a formação do Core Annular Flow em duto vertical para poço de petróleo**. Unisanta Science and Technology, 8p, 2016.

KO, T.; CHOI, H. G.; BAI, R.; JOSEPH, D.D. **Finite Element Method Simulation of Turbulent Wavy Core–annular Flows Using a $k-\omega$ Turbulence Model Method**. International Journal of Multiphase Flow, vol. 28, N° 7, pp. 1205–1222, (2002).

MACHADO, F. R. **Análise da fluidodinâmica do escoamento core annular de líquidos imiscíveis em duto horizontal**. Universidade Federal Do Rio Grande, Escola De Química E De Alimentos. Rio Grande – RS, 2015.

MARA N. E. **Fenômenos de Transporte**. Universidade Católica de Minas Gerais, 2008.

MARINHO, J. L. G. **Escoamento anular isotérmico de óleos pesados e água em bifurcações angulares: modelagem e simulação**. Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB, 2012.

MARINHO, J. L. G., **Estudo do Escoamento Multifásico Tipo Bolha de Taylor em Conexões Curvadas**. Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB, 2008.

MORAES, JR D.; SILVA, E.L.; MORAES, M.S. **Aplicações Industriais de Estática e Dinâmica dos Fluidos I**. São Paulo, 360p, 2011.

MUNIZ, A. R.; ARGIMIRO, R. S.; NILO, S. M. C. **Uma Nova Metodologia para a Simulação de Escoamentos de Fluidos Viscoelásticos**. Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. v. 15, n° 1, p. 53-58, 2005.

MUNSON, B. R.; YOUNG, D. F.; OKIISHI, T. H. **Fundamentos da Mecânica dos Fluidos**. 4. ed. São Paulo: Blucher, 2004. ISBN 978-85-212-0343-8.

NADLER, M.; MEWES, D. **Flow Induced Emulsification in the flow of two immiscible liquids in horizontal pipes**. *Journal International of Multiphase Flow*. v. 23, n. 1, p. 55-68, 1997.

OLIEMANS, R.V.A.; OOMS, G.; WU, H.L.; DUIJVESTIJN. A., **The Core-annular Oil/Water Flow Turbulent-Lubricating-Film Model and Measurements in a 5 cm Pipe Loop**. *International Journal of Multiphase Flow*, v. 13, n° 1, p. 23-31, (1987).

OLSEN, D. K. and RAMZEL, E. B. **Heavy oil refining and transportation: Effect on the feasibility of increasing domestic heavy oil production**. *Fuel*, v.71, p.1391-1401, december 1992.

OOMS, G.; POESIO, P. **Stationary Core-annular flow Through a Horizontal Pipe**. *Physical Review E*, vol. 68, pp. N° 6 (2003).

OOMS, G.; SEGAL, A.; VAN DER WEES, A. J.; Meerhoff, R.; Oliemans, R. V. A. **A Theoretical Model For Core-Annular Flow Of a Very Viscous Oil Core and a Water Annulus Through a Horizontal Pipe**. *International Journal of Multiphase Flow*, vol. 10, N° 1, pp. 41-60, (1984).

PEREIRA FILHO, G. H. S., **Transporte Não-Isotérmico de Óleos Pesados em Risers Submersos**, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB, 2010.

PETROBRAS, **Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos – FISPQ**. Disponível em: < <http://www.br.com.br>>. Acesso em: 27 de janeiro de 2019.

PORTO, R. M. **Hidráulica Básica**. 4ª edição. Ed. Projeto REENG EESC Escola de engenharia de São Carlos – USP Universidade de São Paulo, 2006.

PRADA, J. W. V. E. BANNWART, A. C. **Core-flow lift: a new alternative for heavy oil production**, *Proceedings of the XV Brazilian Congress of Mechanical Engineering - COBEM'99*, 10 p., CD-ROM, Aguas de Lindoia (1999).

PRADA, J. W. V. **Estudo experimental do escoamento anular óleo-água (core flow) na elevação de óleo ultraviscosos**. Universidade Federal de Campinas- Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas – SP, 1999.

PRADA, J., W., V.; BANNWART, A., C., **Modeling of Vertical Core Annular Flow and Application to Heavy Oil Production**. Energy for the New Millenium February 14-17, New Orleans, LA. Proceedings of ETCE/OMAE, (2000).

RACINE, R. A. S.; **Análise Numérica do Comportamento da Bolha de Taylor em Bifurcações T e Y**. Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande – PB, 2008.

RODRIGUEZ, I. H. **Estudo do fenômeno de redução de atrito em escoamento disperso óleo-água em duto horizontal**. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos – SP, 2009.

RODRIGUEZ, O. M. H., **Forma da Interface e Gradiente de Pressão no Padrão Líquido-Líquido Anular Vertical**, Tese de Doutorado, Unicamp, Sao Paulo, Brasil, (2002).

RUSSEL, T. W. F AND CHARLES, M. E. **The Effect of the less Viscous Liquid in the Laminar Flow o: two Immiscible Liquids**. The Canadian Journal of Chemical Engineering, v.37, n.1 p. 18-24, 1959 a.

RUSSEL, T. W. F., HODGSON, G.W. AND GOVIER, G.W. **Horizontal Pipeline Flow of Mixtures of Oil: and Water**. The Canadian Journal of Chemical Engineering, v.37, n.1, p. 9-17, 1959 b.

SILVA Jr. T. L.; VIEIRA DA S. L. M.; PINTO Jr. I. M. **Bombas e suas aplicações nas engenharias**, Cadernos de graduação. v.5, n.2, p. 223-248, 2019.

SILVA TELLES, P.C. **Tubulações Industriais: materiais, projeto, montagem**. 10.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2003.

SILVA, R. C. R. **Alteração da molhabilidade de superfícies internas de tubulações utilizadas no transporte de óleos pesados via core-flow**. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, depto Engenharia do Petróleo. Campinas – SP, 2003.

Santos, Ronaldo Gonçalves. **Avaliação da molhabilidade de superfícies de oleodutos através de medidas de ângulo de contato: Efeito de asfaltenos e de ácidos naftênicos**. São Paulo: Departamento de Engenharia de Processos. Campinas – SP, 2003.

TAKAR, T. **Se Brasil é autossuficiente em petróleo, por que importa tanto combustível?**. Disponível em: < <https://blog.mettzer.com/referencia-de-sites-e-artigos-online/>> Acesso em: 23 de janeiro de 2019.

TREVISAN, O. V., FRANÇA, F. A., LISBOA, A. C. L. **Heavy Oil Production in Offshore Fields: A Technology Development Program Devised for Brazil**. In: Rio Oil and Gas Expo and Conference, 2006.

VARA, R. M. O. **Hidrodinâmica do escoamento bifásico óleo pesado - água em um duto horizontal**. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, depto Engenharia do Petróleo. Campinas – SP, 2001.

XU, X. X. **Study on oil–water two-phase flow in horizontal pipelines**. Journal of Petroleum Science and Engineering. v.59, p. 43–58, 2007.

ANEXO A – ESPECIFICAÇÕES DO ÓLEO



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: Lubrax Útille FP (68,100,150,220 e 320)

Página 5 de 10

Data: 16/04/2015

Nº FISPQ: BR0157

Versão: 0.2P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

- Indicadores biológicos:	Não estabelecidos.
Medidas de controle de engenharia:	Promova ventilação mecânica e sistema de exaustão direta para o meio exterior. Estas medidas auxiliam na redução da exposição ao produto. Mantenha as concentrações atmosféricas, dos constituintes do produto, abaixo dos limites de exposição ocupacional indicados.
Medidas de proteção pessoal	
- Proteção dos olhos/face:	Óculos de proteção contra respingos.
- Proteção da pele e corpo:	Sapatos fechados e vestimenta de proteção adequada. Luvas de proteção do tipo PVC, polietileno ou neoprene.
- Proteção respiratória:	Máscara de proteção com filtro contra vapores e névoas, se necessário.
Perigos térmicos:	Não apresenta perigos térmicos.

9 - PROPRIEDADES FÍSICAS E QUÍMICAS

Aspecto (estado físico, forma, cor)	Líquido castanho claro (graus 68 e 100 e 150), castanho (graus 220 e 320)				
Odor	Característico de óleo lubrificante				
pH	Não disponível				
Ponto de fusão/ponto de congelamento	Não disponível				
Ponto de ebulição inicial e faixa de temperatura de ebulição	Não se aplica.				
Ponto de fulgor (°C)	68 250°C	100 258°C	150 264°C	220 274°C	320 282°C
Inflamabilidade (sólido; gás)	Não disponível				
Limite inferior/superior de inflamabilidade ou explosividade	Não se aplica (produto não inflamável)				
Pressão do vapor	Não disponível				
Densidade	68 0,8873	100 0,8905	150 0,8954	220 0,8994	320 0,9033
Solubilidade(s)	Na água: Insolúvel Em solventes orgânicos: solúvel				
Ponto de fluidez	68 -6°C	100 -6°C	150 -6°C	220 -6°C	320 -6°C
Viscosidade cSt @ 40°C	68 64,3	100 93,7	150 141,2	220 207	320 302