NELIZE MARIA DE ALMEIDA COELHO

Estudo da hidrodinâmica do escoamento bifásico água-óleo utilizando o padrão *Core Annular Flow*

Tese apresentada a Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutora em Ciências no
programa Engenharia Química

Área de Concentração:
Engenharia Química

Orientadora: Prof^a. Dr^a.
Maria Elena Santos Taqueda

São Paulo
2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Coelho, Nelize Maria de Almeida

Estudo da hidrodinâmica do escoamento bifásico água-óleo utilizando o padrão Core Annular Flow / N. M. A. Coelho -- versão corr. -- São Paulo, 2019. 232 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Química.

1.Escoamento Multifásico 2.Escoamento líquido-líquido 3.Core Annular Flow 4.Transportes de óleo pesado 5.Fator de projeto I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Química II.t.

A meus pais Marli e Benedito

e ao meu Amor Felipe

AGRADECIMENTOS

Agradeço:

À minha mãe Marli, meu pilar indestrutível, por sonhar e realizar comigo o sonho que, um dia, meu papai sonhou sozinho. Por me proporcionar uma educação de qualidade para que eu desenvolvesse minhas habilidades, por me permitir voar em busca de conhecimento e de autoconhecimento, por me permitir ser quem eu sou!

Ao meu esposo Felipe pelo amor, amizade, respeito e compreensão. Não foram poucos os dias em que os estudos foram prioridade, mas foram todos os dias em que encontrei no seu abraço o abrigo para manter a motivação durante a jornada e, nos seus olhos, o olhar simples e leve de viver a vida.

Aos meus familiares, tia Vilma, tio Cleber, Ana Patrícia, Rafael, Rafaela, André Rodolfo, Tia Cacilda, Tio João, Lenise, Eduardo, Letícia, tio Cido, vovó Magdalena, tia Maria, sem o amor e todas as orações de vocês eu jamais teria chegado tão longe. A minha segunda família, os D'Aloia, obrigada por compreenderem nossas ausências.

À minha orientadora Dra. Maria Elena pela orientação serena, pela parceria, pelos conselhos, pelas boas conversas. Nosso encontro foi um presente!

Aos professores Dr. Deovaldo e Dra. Marlene por me acolherem no laboratório de Operações Unitárias da UNISANTA como uma filha, por me orientarem na condução desse trabalho sempre com alegria e palavras de motivação. Também por dividirem a missão de ensinar e compartilharem os ideais de que a educação é um instrumento de transformação social.

Aos técnicos do Laboratório de Operações Unitárias, Volnei, Vitor, Álvaro e Gilmar e os técnicos do Laboratório de Engenharia Mecânica, Irineu e Sérgio pelo apoio na montagem e manutenção da unidade experimental. Mais do que isso, por colocarem a mão na massa junto comigo! Vocês são incríveis!

Aos professores da Escola de Engenharia de Lorena (EEL/USP), da Universidade Santa Cecília (UNISANTA), do Instituto Nacional de Pesquisas

Espaciais (INPE) e, agora, da Escola Politécnica da USP por me darem sustentação técnica e por me abrirem os horizontes do conhecimento. Vocês são minha inspiração!

A todos os profissionais da UNISANTA, em especial aos coordenadores da engenharia Química Luis Renato, o Lia, e da engenharia mecânica Carlos Alberto, o Moino, e ao diretor da engenharia Dr. Antônio, por confiarem no meu trabalho, por darem apoio às necessidades de compra de material e por incentivarem meu crescimento. Meu carinho e particular agradecimento também ao Prof. Aldo, ou titio Aldo, exemplo da busca perseverante pelo conhecimento, ao Prof. Vitor e Prof. Lucas pela companhia divertida, pela amizade e pela parceria. Também a Prof. Irene, com quem dividi a primeira mancha de óleo no jaleco e que tenho imenso carinho e compartilho de grande amizade.

À Branqs Automação, empresa do querido Prof. Fernando Branquinho que disponibilizou treinamento e profissionais excelentes para iniciarem o processo de automação da unidade experimental, o que certamente trará grande facilidade operacional para os futuros trabalhos. À Hidropig, especialmente ao Paulo Neto, pela doação dos *pigs*, feitos sob medida para a tubulação utilizada, e tão essenciais para realização dos ensaios. A cada visita ao laboratório a pigagem da linha suja de óleo era um showzinho, um encantamento.

Aos muitos, muitos mesmo, estagiários voluntários que trabalharam comigo no “Team Óleo”, nome carinhoso atribuído àqueles com jaleco amarelado e sujo de óleo, pelos quais tenho uma enorme gratidão e um carinho que transborda os limites do laboratório. Vocês foram essenciais na minha caminhada, compartilharam do meu sonho e passaram a sonhar também junto com ele. É de vocês também essa conquista! Um especial agradecimento à engenheira Nayara, com quem compartilhei muitos momentos e reflexões, dividi muito trabalho e que me trouxe um aprendizado humano muito profundo.

Aos meus alunos da UNISANTA, com os quais eu aprendo todos os dias, e divido a missão de me melhorar e de melhorar o próximo; para os quais eu gostaria de ensinar tudo o que aprendi para que no futuro também sintam o mesmo prazer de ensinar e de compartilhar. Eu acredito em cada um de vocês!

À Universidade Santa Cecília, instituição pela qual nutro um grande carinho e profundo sentimento de gratidão, por me permitir realizar os ensaios em suas dependências. À Dra. Sílvia e à Dra. Lúcia Teixeira, meu respeito, minha admiração e meu sincero muito obrigada!!!

Minha filha, Engenheira Química!

Benedicto Coelho

(02/10/2003)

RESUMO

A economia mundial é fortemente dependente da disponibilidade de óleo, no entanto as reservas de óleo leve, mais atrativas ao mercado, tendem nos próximos anos ao esgotamento, trazendo à luz as reservas de óleo pesado para atender as demandas do mercado. No entanto, os processos associados ao transporte e processamento desses óleos viscosos consomem muita energia, impondo um grande desafio para a indústria do petróleo. Nesse contexto, se transportar óleos viscosos com água através de um escoamento bifásico em padrão *Core Annular Flow* (CAF) é muito promissor. Nessa prática, uma película anular de água envolve o núcleo que contém o óleo, minimizando o contato entre este e a parede do duto e reduzindo as perdas de energia por atrito. Visou o presente estudo mapear os padrões de escoamento de óleo pesado com água em dutos horizontais e verticais, mensurar os fatores de redução de potência e do diferencial de pressão associados à um trecho reto e à uma válvula de gaveta aberta e determinar o *holdup* para avaliar a eficiência do CAF. Para atingir esses objetivos, uma unidade de bancada foi construída, consistindo de tanques de armazenamento e de separação da mistura. Interligando os tanques, foram dispostos dutos transparentes com 27 mm de diâmetro interno e 8 m de extensão, contendo duas seções horizontais e uma vertical para análise e diversos acessórios hidráulicos. O óleo utilizado possuía viscosidade de 3200 cP a 22 °C e densidade de 945 kg/m³. Os resultados experimentais demonstraram haver diversas configurações de fluxo segundo o posicionamento do duto, e que a diferença de densidade dos fluidos descentraliza o óleo nos escoamentos horizontais. Além disso, o trecho vertical intercalado entre os trechos horizontais se comportou como um retificador de fluxo, melhorando os índices do CAF. Foi determinado um fator de redução de perda de pressão máximo de 250 vezes para o trecho reto e de 12 vezes para a válvula de gaveta. O fator global máximo de redução de potência foi mensurado em 2,2 vezes. Concluiu-se que, para um trecho reto, o projeto de instalações hidráulicas para o escoamento bifásico deve considerar 15 % a mais de perda de carga em relação ao escoamento de água pura. Já para a válvula de gaveta, esse fator deve ser de 700 %.

PALAVRAS CHAVE: Escoamento multifásico, escoamento líquido-líquido, *Core Annular Flow*, óleo pesado, fator de projeto, redução do consumo de energia.

ABSTRACT

The world economy is strongly dependent on the availability of oil, however, light oil reserves, more market-oriented, tend to deplete in coming years, bringing to light the heavy oil reserves to meet the demands of the market. However, the processes associated with the transportation and production of these viscous oils consume a lot of energy and pose a great challenge for the oil industry. In this context, transporting viscous oils through a liquid-liquid two-phase oil-water flow in a core annular pattern (CAF) is very promising. In this method, an annular water film surrounds the oil-containing core, minimizing its contact with the pipe wall and reducing energy losses by friction. The aim of the present work was to map the flow patterns of a biphasic oil-water flow in horizontal and vertical pipes, to evaluate the overall energy savings provided by the CAF technique, to measure the pressure gradient reduction factor along the pipe and in a gate valve and to determine the holdup as a way of assessing the energy efficiency of the biphasic oil-water flow transport. To achieve these goals, an experimental facility was built and it consisted of cargo and separation tanks. Connecting these tanks, approximately 8 m of 27-mm-ID clear transparent PVC pipes, two horizontal and one vertical sections and various hydraulic fittings. It was used in the tests lubricating oil with 3200 cP and 945 kg/m³ at 22 °C and distilled water. The experimental results showed that there are several flow configurations according to the pipe positioning, and that the oil and the water density difference decentralizes the oil core in horizontal flows. In addition, the vertical section placed between the two horizontal ones behaved like a flow rectifier, improving the core annular flow energy savings basis. An average pressure gradient reduction factor of 250 times in a straight pipe and of 12 times in a gate valve was determined. The maximum overall power reduction factor was measured as being 2.2 times. It was concluded that the design of a hydraulic installation to transport heavy oil with water in a core annular pattern should consider a pressure drop increase by a factor of 15 % in a straight pipe and by a factor of 700 % in a gate valve based on the monophasic water transport at similar flow rates.

KEYWORDS: Multiphase flow, liquid-liquid flow; Core Annular Flow, Heavy crude oil transportation, Design factor, Energy Savings

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Comparativo entre a matriz energética mundial de 2013 e a estimada para 2040.	26
Figura 2: Produção de petróleo no Brasil em agosto de 2016.....	27
Figura 3: Escoamento em padrão Core Annular.....	28
Figura 4: Perfis de fluxo horizontal para diversas composições água e óleo: E – Estratificado, B – Bolhas e M – Misto, em que a seção em preto corresponde à água, a pontilhada ao óleo e a branca à mistura água-óleo.....	37
Figura 5: Padrões de Escoamento horizontal para óleo com 16,8 <i>cP</i> (similar para todos testados): Gotas dispersas de água em óleo (G_A), óleo em anular de água (CA), pistão de óleo em água (P), bolhas de óleo em água (B) e gotas de óleo em água (G_O). A seção em preto corresponde à água e a branca pontilhada ao óleo.	38
Figura 6: Mapeamento dos tipos de escoamento em função das velocidades superficiais dos fluidos para óleo com 65 <i>cP</i> (25 °C). Para os três tipos de óleo testados, as fronteiras entres os perfis foram semelhantes.	38
Figura 7: Representação esquemática do escoamento Core Annular proposto por Ooms et al., 1983: núcleo sólido formado por óleo, anel de água e uma interface sólido-líquido ondulada em forma de “dentes de serra”.	44
Figura 8: Relação entre os gradientes de pressão do CAF e do óleo monofásico para diversas frações de água de entrada (C_A).	45
Figura 9: Comparação entre os dados experimentais e o modelo teórico para a relação entre os gradientes de pressão.	46
Figura 10: Mapeamento dos perfis de escoamento horizontal para o óleo de viscosidade 2700 <i>cP</i> com as curvas de gradiente de pressão para várias velocidades superficiais de água, mantendo a velocidade superficial do óleo constante.	50
Figura 11: Esquema para avaliação teórica do escoamento de óleo (1) em perfil anular de água (2) reproduzido por Arney et al. (1993).....	52
Figura 12: Padrões de escoamento para o bifásico água-óleo, sendo a fase incolor a representação para o óleo e a fase hachurada a ilustração para a água.....	56
Figura 13: Mapeamento das regiões de escoamento.....	57
Figura 14: Perda de carga em um trecho reto horizontal para diversas condições experimentais, sendo D a distância medida em diâmetro interno de duto.....	58
Figura 15: Teste industrial de transporte de óleo pesado em anel de água com fração de entrada de água/óleo de 4 %.	59

Figura 16: Padrões de escoamento para fluxo horizontal de água e óleo quando o óleo é levemente menos denso que a água. Em que a) Gotas dispersas de óleo em água, b) Bolhas de óleo em água, c) Pistão de óleo em água, d) Pistão de óleo em água com perturbações, e) Estratificado, f) Óleo em anular de água com movimento de ondas helicoidais, g) Óleo em anular de água com ondas bambu, h) Óleo em anular de água com aderência de óleo na tubulação e i) Gotas dispersas de água em óleo.	60
Figura 17: Padrões de escoamento para fluxo vertical ascendente. Em que: a) Bolhas de óleo em água, b) Pistão de óleo em água, c) Óleo em anular de água com ondas bambu, d) Óleo em anular de água com aderência de óleo na tubulação, e) Óleo em anular de água com ondas bambu.	61
Figura 18: Padrões de escoamento para fluxo vertical descendente. Em que: a) Bolhas de óleo em água, b) Pistão de óleo em água, c) e d) Óleo em anular de água com movimento de ondas helicoidais, e e) Óleo em anular de água com ondas bambu.	62
Figura 19: Gradiente de pressão do escoamento bifásico água-óleo vertical ascendente para diversas combinações de fração volumétrica das fases. As letras representam a velocidade superficial do óleo em m/s : a) 0,094, b) 0,186, c) 0,277, d) 0,460 e e) 0,692.	63
Figura 20: Fator de redução de pressão obtido por Prada (1999) para óleo ultraviscoso de 10260 cP (25 °C) em diversas combinações de CAF.	66
Figura 21: Fator de redução de potência por atrito em função da quantidade e água adicionada ao sistema CAF.	67
Figura 22: Efeito do aumento da vazão de água na queda de pressão no escoamento bifásico anular de água em óleo.	69
Figura 23: Comparação entre os dados obtidos experimentalmente e teóricos calculados a partir da equação (24).	71
Figura 24: Mapa dos padrões de escoamento água-óleo pesado, observados por Bannwart et al. em duto horizontal com 28,4 mm de diâmetro interno. No detalhe, são apresentadas as imagens referentes a nomenclatura adotada pelos autores.	72
Figura 25: Mapa dos padrões de escoamento água-óleo pesado, observados por Bannwart et al. em duto vertical com 28,4 mm de diâmetro interno. No detalhe, são apresentadas as imagens referentes a nomenclatura adotada pelos autores.	73
Figura 26: Padrões de escoamento encontrados para escoamentos água-óleo contendo óleos de baixa densidade (ρ_o de 830 kg/m^3), em que o fluido claro é a água, o cinza claro é o óleo e o cinza escuro é dispersão.	75
Figura 27: Mapas de padrões de escoamento para mistura de água e óleo (919 cP) em um duto de acrílico com 26 mm de diâmetro interno, posicionado na horizontal, com as respectivas representações das classificações adotadas.	77
Figura 28: Comparação do fator de redução de potência experimental e calculado a partir dos modelos de Arney et al. (1993) e Brauner (1991). Detalhe para a boa representatividade desses modelos para a região destacada referente ao padrão core annular.	78

Figura 29: Mapas de escoamento, no qual x é dispersão de óleo em água, $\square$ é core annular & dispersão de óleo em água e $\circ$ é core annular. A) Tubulação de acrílico e B) Tubulação de vidro. A linha cheia representa o $H_{Ocrítico}$ calculado em 0,19 e a linha tracejada o $H_{Ocrítico}$ de 0,5 sugerido por Brauner em 2004.....	81
Figura 30: Ajuste das medições experimentais de perda de carga em trecho reto realizadas por Strazza (2011) com outras literaturas relevantes. A) Brauner (1991), B) Arney (1993), C) Bannwart (1999).	82
Figura 31: Ajuste dos dados experimentais de Holdup com os modelos propostos pela literatura (STRAZZA et al., 2011). A) Arney (1993), B) Brauner (2004).	83
Figura 32: Escorregamento das fases em função do holdup.	84
Figura 33: Carta de fluxo observada para o escoamento bifásico de óleo, viscosidade 12 cP, com água para dutos de acrílico com diâmetro interno de 25,4 mm (linhas contínuas) e de 19 mm (marcadores) e posicionados na horizontal.	85
Figura 34: Comparativo das perdas de carga referentes a escoamentos bifásicos água-óleo similares realizados em dutos de diâmetro interno diferentes.	86
Figura 35: Padrões de fluxo observados para o escoamento de óleo leve (μ_o de 4,5 cP e ρ_o de 840 kg/m ³) e água em duto horizontal e, posteriormente, inclinado a 45° ascendente e descendente.	88
Figura 36: Comparação entre as cartas de fluxo de um escoamento bifásico água-óleo utilizando em A) um óleo leve com 30 cP e em B) um óleo pesado com 300 cP. As linhas contínuas representam as transições entre as fases propostas por Trallero, Sarica e Brill (1997).	89
Figura 37: Representação esquemática elaborada pela autora da unidade experimental construída por Mello (2012) na Universidade Santa Cecília.....	91
Figura 38: Comparativo do ponto de operação (PO) da unidade de bombeamento com óleo monofásico e fluxo bifásico água-óleo em padrão CAF.	92
Figura 39: Consumo de energia por volume de óleo transportado na forma monofásica e na forma CAF.	93
Figura 40: Mapa de fluxos observados na unidade experimental de Shi, Lao e Yeung com as regiões de escorregamento: amarelo para o acúmulo de óleo e azul para o acúmulo de água (regiões de escorregamento destacadas pela autora a partir dos dados originais).	94
Figura 41: Unidade Experimental. O sentido do fluxo está indicado pelas setas: laranja para óleo, azul para água e verde para bifásico água-óleo.	108
Figura 42: Foto do Bocal de injeção e indicação das respectivas entradas de água e óleo e saída do fluxo em CAF.....	109
Figura 43: Unidades de substituição para os sítios de acoplamento com anel piezométrico formado por quatro tomadas de pressão estática nos pontos P_3 e P_4 , por exemplo, perpendiculares ao escoamento e com orifício de 1/10 do diâmetro interno da tubulação. A) Perda de Carga Distribuída, B) Holdup (presença de duas válvulas de esfera nas extremidades), C) Perda de Carga Localizada.	110

Figura 44: Diagrama da viscosidade do óleo Lubrax Gear 680 novo e durante os testes em função da temperatura de trabalho.	112
Figura 45: Análise da densidade do óleo Lubrax Gear 680 novo (01/10/2016) e durante o período de testes, realizada em temperatura ambiente (22 e 24 °C).	112
Figura 46: Sistema de bombeamento de água. Instrumentação: I) Manômetro, II) Rotâmetro.	114
Figura 47: Curva de Calibração de vazão de entrada de água obtida para a unidade experimental com vistas à correção da vazão informada pelo Rotâmetro.	115
Figura 48: Sistema de bombeamento de óleo, em que P_1 é a tomada de pressão a jusante da bomba B-01.	115
Figura 49: Calibração experimental da vazão de óleo em função da rotação da bomba para o sistema completo operando em fluxo monofásico (puro) e bifásico água-óleo.	117
Figura 50: Relação entre a frequência do inversor da bomba B-01 e a rotação verificada no eixo da mesma para o intervalo de trabalho.	117
Figura 51: Relação experimental da vazão de óleo em função da frequência de rotação da bomba B-01, controlada pelo inversor. Os eixos verticais apresentam a vazão em m^3/h , e em Lpm para facilitar a comparação com a vazão de água que é dada em Lpm pelo rotâmetro.	118
Figura 52: Circuito de tubulação para estudo do fluxo bifásico água-óleo. O diferencial de pressão estática fornecido entre as tomadas P_3 e P_4 é referente à perda de carga distribuída no trecho reto e, entre as tomadas P_4 e P_5 , ao trecho que permite o cálculo da perda de carga localizada da válvula de gaveta.	120
Figura 53: Mistura bifásica 24 h após o ensaio e pronta para quantificação das fases.	121
Figura 54: Variação temporal da massa da mistura para o ensaio A5O12, com J_A de 0,15 m/s e J_O de 0,26 m/s na unidade experimental construída.	122
Figura 55: Manômetro em U com mercúrio como fluido manométrico e sistema de limpeza para medição da perda de carga em sistemas operando com fluidos viscosos.	123
Figura 56: Validação do manômetro em U de mercúrio para medição de perda de carga em sistemas operando com fluidos viscosos. Comparação entre os pontos experimentais e o modelo teórico.	123
Figura 57: Manômetro em U invertido utilizado para determinação da perda de carga localizada e distribuída.	124
Figura 58: Perda de carga para água pura: comparação do modelo teórico e do modelo experimental gerado a partir da utilização do manômetro em U invertido.	125
Figura 59: Anel Piezométrico instalado na seção de fluxo bifásico para medição do diferencial de pressão média.	126
Figura 60: Lançador de pig instalado a jusante do injetor na unidade experimental. A introdução do artefato é realizada pela válvula de esfera no topo da seção em Y e segue com o posicionamento na linha principal conforme indicação.	128

Figura 61: A e B) Unidades de pigs utilizados na limpeza da unidade experimental. C) Aspecto da tubulação antes e depois da passagem do pig por um trecho com acúmulo severo de óleo, especialmente gerado para verificação da eficiência de limpeza.	128
Figura 62: Esquema dos ensaios realizados para o escoamento bifásico água-óleo em função do limite de operação da unidade experimental.	132
Figura 63: Sistema de identificação de padrão de escoamento horizontal, com tubulação de vidro imersa em uma caixa com água e um refletor LED instalado na tampa do dispositivo. A) Aberto, B) Fechado.	133
Figura 64: Sítios de acoplamento H1 e H2 em repouso na vertical para medição do holdup de óleo após 24 horas do ensaio. Nas extremidades dos trechos, nota-se a presença de válvulas de esfera.	137
Figura 65: Esquema de medição da perda de carga localizada de válvulas posicionadas na horizontal na unidade experimental.	139
Figura 66: Classificação dos escoamentos água-óleo observados na unidade experimental para trecho vertical com fluxo ascendente, sendo DOA: Dispersão de óleo em água, BOA: Dispersão de bolhas de óleo em água, POA: pistão de óleo em água, CAFH: core annular com interface ondulada e helicoidal e CAFB: core annular com interface ondulada no formato de bambu.	142
Figura 67: Classificação dos escoamentos água-óleo apreciados nas seções horizontais da unidade experimental utilizada no presente trabalho, sendo DOA: Dispersão de óleo em água, BOA: Dispersão de bolhas de óleo em água, POA: pistão de óleo em água, CAFH: core annular com interface ondulada e helicoidal, CAFO: core annular com interface ondulada e STR: estratificado.	146
Figura 68: Mapa de padrões de fluxo para o trecho vertical, operando com escoamento bifásico água-óleo ascendente (válido para óleo com viscosidade de 3200 <i>cP</i> a 22 °C e densidade de 945 <i>kg/m³</i> em duto de PVC transparente de 27 <i>mm</i> de diâmetro interno). Classificação realizada segundo a nomenclatura sugerida por JOSEPH et al. (1997). Os índices acima dos pontos representam a fração volumétrica de óleo na alimentação do fluxo bifásico.	151
Figura 69: Mapas do escoamento bifásico água/óleo para seção vertical com fluxo ascendente. Comparativo entre a literaturas A) Bai, Chen e Joseph (1992) – azul e B) Bannwart et al. (2004) - vermelho, combinadas em C, e com os dados experimentais do presente estudo D e E - preto. No destaque, a janela de operação da unidade experimental utilizada.	154
Figura 70: Mapa de padrões de fluxo para o trecho horizontal 1, operando com escoamento bifásico água-óleo (válido para óleo com viscosidade de 3200 <i>cP</i> a 22 °C e densidade de 945 <i>kg/m³</i> em duto de PVC transparente de 27 <i>mm</i> de diâmetro interno). Classificação realizada segundo a nomenclatura sugerida por JOSEPH et al. (1997). Os índices acima dos pontos representam a fração volumétrica de óleo na alimentação do fluxo bifásico.	162
Figura 71: Mapas do escoamento bifásico água/óleo para seção horizontal. Comparativo entre a literaturas A) Charles, Govier e Hodgson (1961) – azul e B) Yusuf et al. (2012) - laranja, combinadas em C, e com os dados experimentais do presente estudo D e E - preto. No destaque, a janela de operação da unidade experimental utilizada.	164
Figura 72: Comparação dos mapas de escoamento para seção horizontal obtidos pela por A) Bannwart et al. (2004) – vermelho e B) presente autora (destaque em cinza - preto).	166

Figura 73: Mapas do escoamento bifásico água/óleo para seção horizontal. Comparativo entre a literaturas A) Strazza et al. (2011) – roxo e B) Hanafizadeh; Hojati; Karimi (2015) - rosa, combinadas em C. No destaque, a janela de operação da unidade experimental utilizada.....	168
Figura 74: Mapas do escoamento bifásico água/óleo para seção horizontal. Comparativo entre a literaturas A) Strazza et al. (2011) – roxo e B) Sotgia, Tartarini e Stalio (2008) – verde combinadas em C. No destaque, a janela de operação da unidade experimental utilizada.....	169
Figura 75: Mapa de padrões de fluxo para o trecho horizontal 2, operando com escoamento bifásico água-óleo (válido para óleo com viscosidade de 3200 cP a 22 °C e densidade de 945 kg/m ³ em duto de PVC transparente de 27 mm de diâmetro interno). Classificação realizada segundo a nomenclatura sugerida por JOSEPH et al. (1997). Os índices acima dos pontos representam a fração volumétrica de óleo na alimentação do fluxo bifásico.....	174
Figura 76: Comparativo da energia fornecida pelo sistema de bombeamento para transportar uma unidade de volume de óleo em um dado intervalo de tempo, segundo o método tradicional (óleo puro – transporte monofásico), linha contínua em vermelho, e o método bifásico água-óleo, linhas pontilhadas nas demais cores. Em A, a decomposição das famílias do escoamento bifásico com os respectivos padrões de escoamento verificados na seção H1 para cada combinação de água/óleo. Em B, a visão geral do consumo de energia para os dois métodos.....	179
Figura 77: Potência consumida pelas bombas no transporte de óleo pesado monofásico e bifásico com água para diversas velocidades superficiais de água. A) 0,46 m/s, B) 0,40 m/s, C) 0,34 m/s, D) 0,28 m/s, E) 0,21 m/s e F) 0,15 m/s.....	180
Figura 78: Energia total despendida pelas bombas nos escoamentos bifásicos praticados na unidade experimental sob a ótica da fração volumétrica de óleo contida no fluxo.	182
Figura 79: Fator de Redução de Potência obtido experimentalmente para o escoamento bifásico de diversas proporções de água-óleo promovidas na unidade experimental estudada.....	183
Figura 80: Fator de Redução de Potência obtido experimentalmente para as diversas combinações de escoamento bifásico estudadas, segundo a ótica da fração volumétrica de óleo contida no fluxo. A linha tracejada horizontal representa o ponto de máximo para o fator de redução de potência e é igual a 2,2 vezes.	184
Figura 81: Fator de Redução de Potência calculado a partir do fator de redução de pressão do trecho H1 para o escoamento bifásico de diversas proporções de água-óleo promovidas na unidade experimental estudada.	188
Figura 82: Dados experimentais da fração de óleo in situ (Holdup) em relação à fração de óleo de alimentação para a seção horizontal 1 (H1). Efeito do anel de lubrificação de água. A linha vermelha ilustra fator de escorregamento igual a 1, ou seja, situação em que os dois fluidos escoam sob mesma velocidade.	192
Figura 83: Dados experimentais da fração de óleo in situ (Holdup) em relação à fração de óleo de alimentação para a seção vertical (V). Efeito do anel de lubrificação de água. A linha vermelha ilustra fator de escorregamento igual a 1, ou seja, situação em que os dois fluidos escoam sob mesma velocidade.	192
Figura 84: Dados experimentais da fração de óleo in situ (Holdup) em relação à fração de óleo de alimentação para a seção horizontal 2 (H2). Efeito do anel de lubrificação de água. A linha vermelha ilustra fator de escorregamento igual a 1, ou seja, situação em que os dois fluidos escoam sob mesma velocidade.	193

Figura 85: Influência da velocidade superficial dos fluidos na fração volumétrica de óleo in situ (holdup). Comparação entre as campanhas com velocidade superficial de água de: A) 0,15 m/s, B) 0,21 m/s, C) 0,28 m/s, D) 0,34 m/s, E) 0,40 m/s e F) 0,46 m/s.....	197
Figura 86: Comparação do fator de escorregamento para todas as 35 combinações de fluxo bifásico testadas, nos sítios de acoplamento: A) Horizontal 1, B) Vertical e C) Horizontal 2.	199
Figura 87: Avaliação dos fatores de escorregamento segundo a velocidade superficial de óleo no escoamento bifásico para sítio de acoplamento H1.	200
Figura 88: Avaliação dos fatores de escorregamento segundo a velocidade superficial de água no escoamento bifásico para sítio de acoplamento H1.	202
Figura 89: Modelo de Bai, Chen e Joseph (1992) aplicado aos pontos experimentais gerados no presente trabalho.	203
Figura 90: Modelo de Bai, Chen e Joseph (1992) aplicado aos pontos experimentais coletados por Bannwart e Rodriguez (2006).	204
Figura 91: Aderência dos modelos propostos para predição do holdup por Arney et al. (1993) e Shi, Lao e Yeung (2017) aos dados experimentais do presente estudo, para J_o de 0,07 m/s e J_o de 0,13 m/s. A se refere ao sítio horizontal 1, B ao sítio vertical e C ao sítio horizontal 2.	205
Figura 92: Ajuste dos dados experimentais de holdup da água provenientes dos sítios de acoplamento horizontais H1 e H2 ao novo modelo proposto para predição de H_A . A linha central indica o ajuste perfeito e as linhas tracejadas erros da ordem de 10 %.	208
Figura 93: Ajuste dos dados experimentais de holdup da água provenientes do sítio de acoplamento vertical ao novo modelo proposto para predição de H_A . A linha central indica o ajuste perfeito e as linhas tracejadas erros inferiores a 10 %.	209
Figura 94: Comparação dos modelos de predição de holdup encontrados na literatura consultada e o proposto neste estudo para os dados experimentais coletados. A se refere ao sítio horizontal 1, B ao sítio vertical e C ao sítio horizontal 2.	210
Figura 95: Aplicabilidade dos modelos de predição de H_A aos dados experimentais consultados na literatura. A) Russel; Hodgson; Govier (1959). B) Charles, Govier e Hodgson (1961) e C) Rodriguez e Bannwart (2006b).	211
Figura 96: Perda de carga obtida experimentalmente a partir do escoamento bifásico na seção H1 para as diversas combinações de velocidade superficial de água e óleo. A região destacada se refere aos escoamentos com frações de óleo na alimentação superiores a 50 %.	216
Figura 97: Perda de carga do escoamento bifásico água-óleo em trecho reto posicionado na horizontal para as famílias de J_A testadas na unidade experimental. A) Visão geral. No destaque, ampliação da região que compreende o escoamento de óleo puro. B) J_A de 0,46 m/s. C) J_A de 0,40 m/s. D) J_A de 0,34 m/s. E) J_A de 0,28 m/s. F) J_A de 0,21 m/s. G) J_A de 0,15 m/s.	218
Figura 98: Comparativo da perda de carga do escoamento monofásico de água e do escoamento bifásico água-óleo com padrão predominantemente CAF para uma vazão total equivalente. Há um fator de aumento de 15 % para fins de projeto.	220
Figura 99: Fator de redução do diferencial de pressão do trecho reto H1 para todas as combinações do escoamento bifásico água-óleo praticáveis na unidade experimental construída.	221

Figura 100: Válvulas de gaveta comercialmente similares, mas com diferenças de construção e polimento. 223

Figura 101: A) Visão geral da perda de carga da válvula de gaveta operando com escoamento bifásico água-óleo. B) Relação entre o branco e o conjunto com válvula para J_A de 0,46 m/s. C) J_A de 0,40 m/s. D) J_A de 0,34 m/s. E) J_A de 0,28 m/s. F) J_A de 0,21 m/s. G) J_A de 0,15 m/s. 225

Figura 102: Fator de redução do diferencial de pressão de uma válvula gaveta operando com escoamento bifásico de água e óleo. 227

Figura 103: Fator de projeto para válvula de gaveta em operação com escoamento bifásico água-óleo em padrão CAF. 227

Figura B1: Variação do fator de escorregamento segundo a velocidade superficial dos fluidos para o trecho horizontal H1; observação da velocidade crítica de óleo. 241

Figura B2: Variação do fator de escorregamento segundo a velocidade superficial dos fluidos para o trecho horizontal H1; observação da velocidade crítica de água. 241

Figura B3: Aderência dos modelos propostos para predição do *holdup* por Arney et al. (1993) e Shi, Lao e Yeung (2017) aos dados experimentais do presente estudo, para J_o de 0,20 m/s e J_o de 0,26 m/s. A se refere ao sítio horizontal 1, B ao sítio vertical e C ao sítio horizontal 2. 242

Figura B4: Comparação dos modelos de predição de *holdup* encontrados na literatura consultada e o proposto neste estudo para os dados experimentais coletados. A se refere ao sítio horizontal 1, B ao sítio vertical e C ao sítio horizontal 2. 244

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Principais literaturas consultadas referentes as cartas de fluxo e os respectivos padrões de escoamento verificados no transporte bifásico de óleo com água em tubulações.....	97
Tabela 2: Trabalhos consultados referentes à estimativa do fator de redução de potência.....	104
Tabela 3: Sumário dos principais trabalhos consultados referentes à determinação e predição de holdup, contendo as respectivas condições de processo e modelos propostos.	105
Tabela 4: Relação entre as vazões de óleo utilizadas e as frequências correspondentes no inversor de controle da bomba de óleo.....	119
Tabela 5: Ensaios estabelecidos para o estudo do fluxo bifásico água-óleo na unidade experimental. Mínima repetição em triplicata por parâmetro investigado.	131

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Mapeamento dos padrões de escoamento observados no sítio de acoplamento vertical da unidade experimental para fluxo ascendente.	149
Quadro 2: Mapeamento dos padrões de escoamento observados no sítio de acoplamento horizontal 1 da unidade experimental.	160
Quadro 3: Mapeamento dos padrões de escoamento observados no sítio de acoplamento horizontal 2 da unidade experimental.	172

LISTA DE SÍMBOLOS

A_t	Área da seção transversal da tubulação (m^2)
a	Distância entre altura máxima e mínima da onda (m), (OLIEMANS, 1986)
$^{\circ}API$	Densidade equivalente de petróleo (adimensional)
C_B	Razão volumétrica entre óleo e água na alimentação (adimensional)
C_i	Fração da fase i na alimentação (adimensional)
C_H	Fator associado à excentricidade (adimensional)
D	Diâmetro interno do duto ($in.$ ou m)
d	Distância entre o centro do <i>core</i> e o centro do tubo (m)
$dP_{est.}$	Diferencial de pressão estática na seção de análise (Pa)
d_R	Densidade relativa (adimensional)
d_x	Diferencial de comprimento na seção de análise (m)
$(\Delta P/L)_i$	Gradiente de pressão por metro no escoamento da fase i (Pa/m)
ΔP_i	Perda de carga do escoamento da fase i (Pa)
$\Delta P_{i\text{ gaveta}}$	Perda de carga da válvula de gaveta para o escoamento da fase i (Pa)
$\Delta \rho$	Diferença de densidade entre fluidos (kg/m^3)
e	Espessura do anel de água (m)
E	Excentricidade do <i>core</i> (adimensional)
E_O	Número de Eötvös (adimensional)
F_r	Número de Froude (adimensional)
f	Fator de atrito (adimensional)
$f_{\Delta P}$	Fator de redução de pressão (adimensional)
$f_{\Delta P\text{ gaveta}}$	Fator de redução de pressão da válvula de gaveta (adimensional)
f_{Pot}	Fator de redução de potência total (adimensional)
$f_{Pot\text{ (Atrito)}}$	Fator de redução de potência em relação ao atrito (adimensional)
$freq.$	Frequência do inversor relativa à rotação do motor da bomba (Hz)
g	Aceleração da gravidade: $9,81\text{ m/s}^2$
h_i	Altura do fluido i na seção de análise para medição de <i>Holdup</i> (m)
H	Altura manométrica (m)

H_i	<i>Holdup</i> da fase i (adimensional)
J_i	Velocidade Superficial da fase i (m/s)
K	Posição da Interface (adimensional)
ℓ	Comprimento da onda formada na interface (m), (OLIEMANS, 1986)
m	Massa de fluido (kg)
n	Constante associada à orientação do escoamento no modelo proposto para cálculo do <i>Holdup</i> (adimensional)
P	Pressão (Pa)
Pot_i	Potência consumida no bombeamento da fase i (W)
Q_i	Vazão volumétrica da fase i (m^3/h)
Q_{ei}	Vazão volumétrica de entrada da fase i (m^3/h)
Q_{mi}	Vazão volumétrica média da fase i (m^3/h)
r	Variável de integração do raio (m), coordenadas cilíndricas
R	Raio (m)
Re	Número de Reynolds Modificado (adimensional)
S	<i>Holdup ratio</i> , razão de velocidades das fases água e óleo (adimensional)
T	Temperatura ($^{\circ}C$)
t	Tempo (s)
V_i	Velocidade da fase i (m/s)
V_m	Velocidade média do escoamento (m/s)
Vol	Volume (m^3)
$Vol_i (in situ)$	Volume da fase i na seção estudada (m^3)
x	Variável de integração de comprimento (m), coordenadas cilíndricas
W	Velocidade do duto (m/s), (OLIEMANS, 1986).
WHP	Potência útil da bomba (W)
$\%vol._i$	Porcentagem volumétrica da fase i (adimensional)

Letras Gregas:

γ	Peso específico do fluido ($kg\ m^{-2}\ s^{-2}$)
η	Fração volumétrica de fluido na tubulação ou <i>Holdup</i> (adimensional)
θ	Variável de integração de ângulo, coordenadas cilíndricas
μ	Viscosidade dinâmica (cP ou $kg\ m^{-1}\ s^{-1}$)
ξ	Razão entre o perímetro de contato do core e o perímetro total da tubulação (adimensional)
ρ	Densidade (kg/m^3)
σ	Tensão interfacial líquido-líquido (N/m)
ψ	Perímetro (m)
ω	Velocidade equivalente do escoamento (m/s)

Subscritos:

A	Água
B	Bifásico
C	Core
i	Fase fluida: A para água e O para óleo
M	Mistura
O	Óleo
t	Tubulação
T	Total

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	26
1.1	<i>Generalidades.....</i>	26
1.2	<i>Motivação.....</i>	29
1.3	<i>Justificativa.....</i>	30
2	OBJETIVOS	32
2.1	<i>Objetivo geral.....</i>	32
2.2	<i>Objetivos específicos.....</i>	32
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	33
4	MATERIAIS E MÉTODOS.....	107
4.1	<i>Unidade experimental.....</i>	107
4.1.1	<i>Bocal de injeção CAF.....</i>	109
4.1.2	<i>Unidades de substituição dos sítios de acoplamento</i>	109
4.2	<i>Fluidos de processo</i>	110
4.3	<i>Medição das variáveis de processo.....</i>	113
4.3.1	<i>Sistema de água</i>	113
4.3.2	<i>Sistema de óleo.....</i>	115
4.3.3	<i>Sistema CAF</i>	120
4.4	<i>Operação de limpeza: pigagem.....</i>	127
4.5	<i>Procedimento experimental.....</i>	130
4.5.1	<i>Mapeamento dos padrões de fluxo.....</i>	132
4.5.2	<i>Energia consumida no bombeamento</i>	134
4.5.3	<i>Holdup.....</i>	135
4.5.4	<i>Perda de carga do fluxo bifásico.....</i>	137

5	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	140
5.1	<i>Mapeamento dos padrões de fluxo.....</i>	140
5.1.1	Sítio de acoplamento vertical	148
5.1.2	Sítio de acoplamento horizontal 1	156
5.1.3	Sítio de acoplamento horizontal 2.....	170
5.1.4	Considerações da autora	175
5.2	<i>Energia consumida no bombeamento</i>	177
5.2.1	Considerações da autora	189
5.3	<i>Holdup.....</i>	191
5.3.1	Considerações da autora	212
5.4	<i>Diferencial de pressão.....</i>	215
5.4.1	Trecho reto	215
5.4.2	Válvula de gaveta.....	223
5.4.3	Considerações da autora	228
6	CONCLUSÕES.....	231
7	SUGESTÕES.....	234
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	235
	APÊNDICE A – Fotografia da Unidade Experimental	240
	APÊNDICE B – Dados Experimentais Complementares	241
	ANEXO A – Informações técnicas do óleo LUBRAX GEAR 680.....	246

1 INTRODUÇÃO

1.1 Generalidades

O panorama econômico mundial atual, seguindo o paradigma que se instaurou a partir da metade do século passado, tem seus rumos fortemente orientados em função da disponibilidade do petróleo e, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), há a expectativa de que este contexto deva se manter a médio prazo (Figura 1) (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2013).

Figura 1: Comparativo entre a matriz energética mundial de 2013 e a estimada para 2040.

Fonte: International Energy Agency (2013).

A exploração de óleos leves, que domina o cenário de produção desde o início da indústria petroquímica - devido ao menor custo de beneficiamento e a possibilidade de serem transformados em produtos de maior valor agregado - tende, nas próximas décadas, ao esgotamento. Segundo Strazza et al. (2011) os óleos pesados representam cerca de um terço das reservas de hidrocarbonetos mundiais, as quais não são integralmente exploradas em função dos altos custos de produção, transporte e refino. Entre as regiões ricas em petróleo extrapesado estão Alberta, no Canadá, e o cinturão do Orinoco, na Venezuela. No entanto, é esperado o crescimento da produção de óleos pesados no Golfo do México e no nordeste da China (MARTINEZ-PALOU et al., 2011). Em termos de Brasil, conforme relatório emitido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP,

2016), a produção atual conta com cerca de 75 % do óleo na faixa considerada médio e pesado (Figura 2).

Figura 2: Produção de petróleo no Brasil em agosto de 2016.

Fonte: ANP, 2016.

A classificação do óleo cru em termos de densidade é a mais utilizada para diferenciação comercial desse insumo e está relacionada aos tipos de hidrocarbonetos encontrados em sua composição. Petróleos leves, ou seja, menos densos, são constituídos, de forma geral, por hidrocarbonetos de cadeias curta e possuem baixa viscosidade; todavia, petróleos pesados, mais densos, apresentam hidrocarbonetos de cadeias longas e complexas, como os asfaltenos, e exibem viscosidade superior. Nesse contexto, como os óleos leves produzem uma maior parcela de derivados nobres (gasolina, diesel, GLP) em relação ao óleos mais pesados (SZKLO; ULLER; BONFÁ, 2012), foi criada uma escala adimensional de medida ($^{\circ}API$) pelo *American Petroleum Institute* para indicar o valor comercial do petróleo, conforme a equação (1):

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{d_{RO}} - 131,5 \quad (1)$$

Sendo:

$^{\circ}API$ a densidade equivalente ao petróleo (adimensional)

d_{RO} a densidade relativa do óleo (adimensional)

Petróleo leve: $d_{RO} \leq 0,87$ ($^{\circ}API \geq 31,1$);

Petróleo mediano: $0,87 < d_{RO} \leq 0,92$ ($22,3 \leq ^\circ API < 31,1$);

Petróleo pesado: $0,92 < d_{RO} \leq 1,00$ ($10 \leq ^\circ API < 22,3$);

Petróleo extrapesado: $d_{RO} > 1,00$ ($^\circ API < 10$)

Isto posto, o custo elevado da exploração de reservas de óleo pesado somado ao fato de que os produtos oriundos desse tipo de óleo possuem menor valor de mercado intensificam a busca por tecnologias para maximizar a garantia de escoamento desse fluido altamente viscoso (diminuindo os custos de aquisição, operação e manutenção para seu transporte) de modo a superar as imposições energéticas e permitir sua obtenção de forma economicamente viável e em volume suficiente para atender as demandas do mercado.

Uma das principais dificuldades no manejo de fluidos de alta viscosidade, como os óleos pesados, é o seu transporte através de tubulações, visto que o escoamento produz grande atrito entre o fluido e as paredes do tubo. Esse atrito exige uma elevada potência da bomba e, conseqüentemente, um alto consumo de energia.

Nessa perspectiva, a técnica *Core Annular Flow* (CAF) está entre as mais promissoras alternativas para se transportar fluidos viscosos em dutos devido ao seu custo reduzido, alto rendimento e por proporcionar altas vazões (GHOSH et al., 2009). Essa prática introduz uma película anular de água, que atua como agente lubrificante ao fluxo de óleo. No processo, o fluido viscoso é aprisionado na porção central do tubo, devido à forte tendência da água de se acomodar na região de maior deformação (dutos), reduzindo consideravelmente a resistência ao escoamento. A Figura 3 ilustra a representação esquemática do padrão de escoamento CAF em dutos com fluxo horizontal (quando há igualdade na densidade dos dois fluidos) ou com fluxo vertical.

Figura 3: Escoamento em padrão *Core Annular*.

Fonte: A autora.

No âmbito industrial, o escoamento em perfil CAF foi realizado pela empresa estatal “Petroleos de Venezuela” para transportar petróleo bruto (1500 *cP*) entre San-Diego e Budare num oleoduto com 55 *km* de extensão, 152,4 *mm* de diâmetro e com capacidade para transportar 1590 $m^3_{liq/dia}$, utilizando uma fração de água de 8 %. Essa unidade de bombeamento se baseou em um sistema CAF Californiano operado pela Shell nos anos 1970 com dutos de 150 *mm* por uma extensão de 38 *km* e com capacidade de transportar cerca de 1800 $m^3_{liq/dia}$. No Brasil, uma parceria entre a Universidade de Campinas e a Petrobras permitiu que fossem testados, entre 2002 e 2007, o CAF no campo petrolífero Fazenda Alegre, Espírito Santo (FARIAS, 2013).

Todavia, apesar da aplicação industrial da técnica já ter sido realizada, ainda há diversos aspectos que precisam ser estudados e aprimorados para que de fato seja possível aproveitar, em seu máximo, os benefícios energéticos que ela introduz no processo. Estes incluem a determinação da janela de operação de um CAF estável para diversos diâmetros e materiais de tubulação, intervalos de velocidade superficial dos fluidos e frações de água no escoamento. Além disso, há o desafio permanente em se manter a estrutura do escoamento por longos trechos de tubulação, reduzindo a probabilidade do *core* atingir a parede do duto ou de serem formadas emulsões de alta viscosidade.

1.2 Motivação

A escassez de novas jazidas de óleo leve e o consequente aumento da produção de óleo pesado amplia a necessidade do desenvolvimento de técnicas capazes de superar as adversidades de exploração e produção desses fluidos viscosos. Portanto, apresentar propostas tecnológicas de elevação e escoamento desses óleos representa um grande desafio industrial e vem alcançando grande destaque acadêmico.

Apesar de datar do início do século XX, a técnica CAF ainda não possui a hidrodinâmica do escoamento completamente compreendida nos dias atuais. Esse fato é resultado, entre outros, da influência combinada de numerosos fatores relativos à mecânica do escoamento e às propriedades físico-químicas dos fluidos. Conforme relatado em *reviews* sobre o assunto, mesmo após um centenário de seu advento, existe na literatura uma quantidade limitada de trabalhos experimentais que exploram a hidrodinâmica do escoamento bifásico água-óleo em condições de operação mais próximas daquelas esperadas em uma instalação real, com presença de acessórios hidráulicos e mudança direcional do fluxo; sendo os trabalhos existentes, em sua maioria, concernentes a situações em que a mistura bifásica é analisada em trecho reto logo após sua constituição no dispositivo organizador do perfil CAF (MARTINEZ-PALOU et al., 2011), (GHOSH et al., 2009), (ISMAIL et al., 2015). O acompanhamento de parâmetros de escoamento em seções sequenciais de tubulação e com a presença de acessórios hidráulicos é, portanto, uma contribuição relevante à comunidade acadêmica e industrial. Além disso, são escassos os trabalhos experimentais que visam estabelecer critérios de projeto para instalações industriais, os quais são o primeiro passo para uma implementação fundamentada e competente da técnica, com ambições importantes em direção ao consumo racional de energia.

1.3 Justificativa

As projeções quanto à composição da matriz energética mundial dão conta de uma duradoura dependência de fontes fósseis não renováveis para geração de energia. Entretanto, são conhecidos os efeitos prejudiciais que a queima desses combustíveis promove ao meio ambiente, inserindo poluentes e substâncias nocivas na atmosfera. Dentro desse contexto, uma forma de amenizar o impacto ambiental,

como consequência da utilização deste bem, é otimizar os processos para que eles consumam menos energia.

A técnica CAF, abordada neste trabalho para a indústria petroquímica, é uma possibilidade real para o transporte difícil e oneroso de fluidos viscosos, apresentando alto rendimento e o aporte do baixo consumo de energia, condições *sine quibus non* para uma instalação industrial bem-sucedida.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

O trabalho teve como objetivo geral obter parâmetros de projeto de forma experimental relativos à hidrodinâmica de um escoamento bifásico do tipo *Core Annular Flow* (CAF), formado por água e óleo pesado, em uma unidade de bancada com fluxo horizontal e vertical, equipada com diversos acessórios de linha e mudança direcional do fluxo de forma a alcançar resultados que reflitam, com mais fidelidade, aqueles esperados em uma instalação industrial real.

2.2 Objetivos específicos

Como objetivos específicos, propôs-se:

- a) avaliar parâmetros hidrodinâmicos, como o perfil de escoamento e *holdup* de forma sequencial em uma unidade experimental contendo duas seções horizontais e uma seção vertical intercaladas e com a presença de acessórios hidráulicos;
- b) mapear os padrões de escoamento horizontal e vertical no domínio de operação da bancada e verificar a janela de ocorrência do CAF, com relações para projeto como velocidade superficial dos fluidos e fração de água;
- c) avaliar a redução da energia consumida no bombeamento quando da aplicação do escoamento bifásico em relação ao método tradicional (óleo monofásico);
- d) medir o *holdup* vertical e horizontal como forma de avaliar a eficiência do escoamento anular de óleo e apresentar um modelo para predição do holdup a partir da fração de entrada dos fluidos.
- e) determinar a perda de carga distribuída do escoamento bifásico em um trecho reto e recomendar um fator de projeto com base no escoamento de água pura sob mesma vazão;

- f) quantificar a perda de carga localizada do escoamento bifásico em uma válvula de gaveta, tecnicamente uma das mais indicadas para a instalação estudada e propor um fator de projeto com base no escoamento de água pura.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A indústria petrolífera moderna teve seu início no século XIX com a perfuração e exploração dos poços inaugurais de petróleo nos Estados Unidos. Desde então, para um melhor aproveitamento desse valioso bem, esforços vêm sendo despendidos para o desenvolvimento e o aperfeiçoamento das tecnologias envolvidas nos processos de extração, transporte e beneficiamento, principalmente, em termos de eficiência energética. Nesse cenário, observam-se, já no início do século XX, os primeiros registros de patentes relativas a métodos alternativos, e de caráter econômico, para o deslocamento dos fluidos de alta viscosidade, como o petróleo bruto e as frações provenientes de seu refino.

Um método singular e muito atrativo de transporte de dois líquidos imiscíveis, como água e óleo, consiste em deslocá-los em perfil *Core Annular Flow*, o qual se sustenta a partir da injeção lateral de água em uma tubulação, ou coluna de produção, de forma a envolver radialmente o óleo viscoso. Este é forçado a escoar no centro do duto, decrescendo, assim, a perda de carga por unidade de volume de óleo transportado até níveis próximos ao do transporte monofásico de água.

Isaacs e Speed (1904), uma das primeiras referências no assunto, desenvolveram um dispositivo especial capaz de promover o fluxo de óleo em perfil anular de água. No entanto, por possuírem densidades diferentes, essa configuração tendia a se desfazer durante o escoamento para a formação do perfil estratificado, o que, segundo os autores, pôde ser minimizado com a utilização de tubulação contendo estrias internas helicoidais. Dessa forma, o perfil *Core Annular* de escoamento foi preservado em trechos horizontais, reduzindo o atrito e, conseqüentemente, o consumo de energia no bombeamento.

Uma outra patente foi depositada por Looman (1916), que recomendou a utilização de uma tubulação com alargamentos cíclicos preenchidos com água. Dessa forma, ao passar pela tubulação, o óleo escoaria sobre essas zonas de represamento de água simulando um escoamento estratificado óleo-água. Clark e

Shapiro, em 1949, demonstraram que o uso de produtos químicos aditivos nos sistemas bifásicos água-óleo, como um surfactante aniônico e um agente regulador de pH , reduziu a formação de emulsão e a adesão de óleo na superfície metálica da tubulação. Foi utilizado no estudo um óleo com viscosidade próxima a 1000 cP . Os resultados demonstraram ser possível reduzir o gradiente de pressão em, cerca de, 10 vezes para uma fração de entrada de água de 24 %.

Também com o objetivo de diminuir a carga energética requerida no bombeamento de petróleo, patentes envolvendo outros recursos foram submetidas por Mills, que sugeriu a adição de bolhas de ar comprimido no fluxo de óleo, e por Parker, o qual fez uso de temperatura para diminuir a viscosidade do fluido com a incorporação de vapor à linha de óleo (MILLS, 1911) (PARKER, 1939). No entanto, os trabalhos envolvendo o fluxo bifásico água-óleo despertaram maior interesse industrial pela possibilidade de sua utilização em longos trechos de tubulação e por dispensarem sistemas paralelos de utilidades que demandam manutenções regulares e são muito suscetíveis a falhas.

Em 1958, Chilton e Handley defenderam a necessidade de instalações periódicas de geração de perfil anular água-óleo e posterior restituição de fluxo monofásico de óleo, como forma de contornar os problemas da falta de estabilidade do escoamento em trechos de longa extensão e da geração de emulsões quando da passagem dos fluidos pelo rotor da bomba. Os autores encontraram uma alta eficiência do método, chegando a mais de 50 % de redução na queda de pressão em relação ao bombeamento tradicional de óleo, somente com a inserção de cerca de 0,5 % de água.

Do final dos anos 50, datam os primeiros artigos científicos publicados em referência ao escoamento bifásico água-óleo. Russel e Charles, em 1959, apresentaram, a partir do balanço de forças num determinado volume de controle, uma avaliação teórica do escoamento na horizontal, considerando dois cenários: a) o de duas placas paralelas com fluxo estratificado (estando o óleo escoando na camada superior) e b) o de um duto circular com fluxo anular concêntrico de água e com *core* formado por óleo. No segundo caso, os autores encontraram reduções mais expressivas para o gradiente de pressão e para o consumo de energia, estando a posição ótima da interface água-óleo em K de 0,717 e K de 0,786,

respectivamente, em que K é igual ao quociente entre o raio do *core* e o raio interno da tubulação. Os autores indicaram, ainda, que as diminuições na demanda energética e na perda de carga não ocorreram com a mesma magnitude em função do aumento da vazão volumétrica causada pela adição de água.

A relação proposta pelos pesquisadores referente à energia requerida pelo sistema operando com perfil anular e com óleo puro é demonstrada na equação (2), enquanto a relação entre os gradientes de pressão está representada na equação (3):

$$\frac{Pot_B}{Pot_O} = 2,78 \frac{\mu_A}{\mu_O} \quad (2)$$

$$\frac{\Delta P_B}{\Delta P_O} = 2 \frac{\mu_A}{\mu_O} \quad (3)$$

Sendo:

Pot_B a potência consumida no bombeamento bifásico água-óleo

Pot_O a potência consumida no bombeamento monofásico de óleo

μ_A a viscosidade dinâmica da água

μ_O a viscosidade dinâmica do óleo

ΔP_B o gradiente de pressão no bombeamento bifásico água óleo

ΔP_O o gradiente de pressão no bombeamento monofásico de óleo

Nota: As equações (2) e (3) são válidas desde que seja mantida a consistência dimensional.

Além disso, nesse mesmo trabalho, Russel e Charles compararam a redução no gradiente de pressão predita pelo modelo exposto na equação (3) com aquelas obtidas experimentalmente disponíveis na literatura (Clark; Shapiro, 1949). Foi observado, entretanto, que a redução no gradiente de pressão calculada pelo modelo teórico foi muito superior aos valores reais medidos. Por exemplo, para um óleo com viscosidade média de 900 *cP*, o fator de redução de pressão ($f_{\Delta P}$) real observado variou entre 7,8 a 10,5 vezes para uma fração de água no intervalo de 7 a 24 %, enquanto o valor calculado foi de cerca de 450 vezes, sendo o $f_{\Delta P}$ definido pela equação (4):

$$f_{\Delta P} = \frac{\Delta P_O}{\Delta P_B} \quad (4)$$

Sendo:

$f_{\Delta P}$ o fator de redução de pressão (adimensional)

Nota: A equação (4) é válida desde que seja mantida a consistência dimensional.

No mesmo ano, outro trabalho foi divulgado expondo observações experimentais acerca do tema. Nesta pesquisa, Russell, Hodgson e Govier (1959) utilizaram óleo (viscosidade de 18 *cP* a 25 °C e densidade relativa de 0,834) e água para promover um escoamento bifásico em uma tubulação transparente com diâmetro nominal de 25,4 *mm*. Devido à elevada diferença de densidade, os fluxos observados se apresentaram em torno de variações do escoamento estratificado. Segundo os autores, o gradiente de pressão foi reduzido em 1,2 vezes com a introdução de cerca de 10 % de água. Também foram estudadas as correlações entre as razões volumétricas de óleo e de água na alimentação (C_B de 0,1 a 10) e a velocidade superficial da água, ou a velocidade da água se esta fluísse sozinha pela tubulação, (J_A de 0,035 a 1,08 *m/s*). Esses conceitos são definidos nas equações (5) e (6):

$$C_B = \frac{C_O}{C_A} = \frac{\frac{Q_{eO}}{(Q_{eO} + Q_{eA})}}{\frac{Q_{eA}}{(Q_{eO} + Q_{eA})}} = \frac{Q_{eO}}{Q_{eA}} \quad (5)$$

$$J_i = \frac{Q_{mi}}{A_t} \quad (6)$$

Sendo:

C_B a razão volumétrica entre óleo e a água na alimentação (adimensional)

C_O a fração de óleo na alimentação (adimensional)

C_A a fração de água na alimentação (adimensional)

Q_{eO} a vazão volumétrica de entrada do óleo

Q_{eA} a vazão volumétrica de entrada da água

J_i a velocidade superficial da fase *i* (*m/s*). Para o óleo J_O e, para água, J_A .

Q_{m_i} a vazão média da fase i (m^3/h)

A_t a área da seção transversal interna da tubulação (m^2)

Nota: A equação (5) é válida desde que seja mantida a consistência dimensional.

A partir dessas observações, o grupo verificou que o aumento da velocidade superficial de água foi responsável pelo aparecimento de ondulações na interface, as quais se intensificaram progressivamente até que os fluidos se misturassem, atingindo o padrão misto de escoamento. Os padrões encontrados foram nomeados como estratificado, bolhas e misto (Figura 4).

Figura 4: Perfis de fluxo horizontal para diversas composições água e óleo: E – Estratificado, B – Bolhas e M – Misto, em que a seção em preto corresponde à água, a pontilhada ao óleo e a branca à mistura água-óleo.

Fonte: Russel; Hodgson; Govier (1959).

Visando compreender o comportamento e o padrão de deslocamento em função da velocidade dos fluidos, para o caso em que as densidades da água e do óleo têm valor aproximado, Charles, Govier e Hodgson estudaram, em 1961, o fluxo bifásico de óleos de viscosidades 6,29, 16,8 e 65,0 cP (a 25 °C e tratados com tetracloreto de carbono para atingirem densidade de 998 kg/m^3) e água em uma tubulação horizontal de 25,4 mm . O intervalo de velocidade superficial para óleo (J_O) foi de aproximadamente 0,015 a 1,21 m/s e para água (J_A) de 0,03 a 1,08 m/s com razão de entrada C_B variando de 0,1 a 10. Foi identificada uma sequência de padrões de escoamento para uma seção de testes horizontal a partir de uma diminuição gradativa da vazão de óleo: gotas dispersas de água em óleo, óleo em anular de água, pistão de óleo em água, bolhas de óleo em água e gotas de óleo em água (Figura 5). Pelo grande número de observações experimentais e

esclarecimentos acerca do fluxo bifásico água-óleo, essa publicação é considerada um marco na área.

Figura 5: Padrões de Escoamento horizontal para óleo com 16,8 *cP* (similar para todos testados): Gotas dispersas de água em óleo (G_A), óleo em anular de água (CA), pistão de óleo em água (P), bolhas de óleo em água (B) e gotas de óleo em água (G_O). A seção em preto corresponde à água e a branca pontilhada ao óleo.

Fonte: Adaptado de Charles; Govier; Hodgson (1961).

A partir desses padrões de escoamento, os autores propuseram um mapeamento das regiões de fluxo, considerando as velocidades superficiais dos dois fluidos. Os pesquisadores ressaltaram, ainda, que, sob baixas velocidades específicas de água e óleo, os padrões observados foram menos definidos e, portanto, as fronteiras foram representadas por linhas descontínuas (Figura 6).

Figura 6: Mapeamento dos tipos de escoamento em função das velocidades superficiais dos fluidos para óleo com 65 *cP* (25 °C). Para os três tipos de óleo testados, as fronteiras entres os perfis foram semelhantes.

Fonte: Charles; Govier; Hodgson (1961).

No mesmo trabalho, também foram medidos os gradientes de pressão dos escoamentos e verificou-se um fator máximo de redução $f_{\Delta P}$ de 1,7 vezes para o óleo de 6,29 cP (J_O de 0,15 m/s e C_B de 4,5), 6 vezes para o óleo de 16,8 cP (J_O de 0,15 m/s e C_B de 1,5) e 10 vezes para óleo de 65,0 cP (J_O de 0,09 m/s e C_B de 1), quando comparado ao gradiente de pressão do óleo escoando sozinho. Além disso, os pesquisadores observaram que, para todos os casos, a máxima redução ocorreu no padrão de escoamento do tipo óleo em anular de água e pistão de óleo em água. Também foi constatado que quanto maior a viscosidade do óleo, maior foi a redução. O modelo apresentado por Russel e Charles (equação (3)) foi testado e comparado com os dados experimentais deste trabalho e, novamente, demonstrou superdimensionar o fator de redução de pressão.

Os autores, para estudar o fluxo bifásico água-óleo, aplicaram os conceitos de *holdup* - H (equação (7)) e *holdup ratio* ou efeito de escorregamento - S (equação (8)):

$$H_i = \frac{Vol_i (in situ)}{Vol_T} \quad (7)$$

$$S = \frac{\frac{Q_{eO}}{H_O}}{\frac{Q_{eA}}{H_A}} = \frac{C_B}{\frac{H_O}{H_A}} \quad (8)$$

Sendo:

H_i o *holdup* da fase i (adimensional). Para o óleo H_O e, para água, H_A .

$Vol_i (in situ)$ o volume da fase i na seção estudada

Vol_T o volume total da seção estudada

S ou *holdup ratio* / efeito de escorregamento, ou seja, a relação entre a fração volumétrica óleo-água de entrada e a fração volumétrica óleo-água na seção estudada (*in situ*), ou razão de velocidade das fases óleo e água (adimensional)

Nota: As equações (7 e 8) são válidas desde que seja mantida a consistência dimensional.

As relações expostas nas equações (7) e (8) permitem visualizar se há escorregamento de uma fase na outra, bem como a influência da parede no retardo do movimento. Quando o valor do *holdup ratio* é maior que a unidade, a proporção de água é maior *in situ* (volume de controle) do que na entrada do sistema, indicando que esta acumula na tubulação. Logo, se for menor que a unidade, óleo é a fase acumuladora. A partir dessas relações os autores constataram, experimentalmente, que o ponto de máximo nas curvas de *holdup ratio* coincidiram com as regiões de fluxo de óleo em anular de água e de pistão de óleo em água, indicando que, para essas configurações de fluxo, o efeito de acumulação de água era mais evidente.

Em 1962, Charles e Redberger utilizaram ferramentas numéricas para analisar a magnitude da redução do gradiente de pressão, num escoamento com fluxo estratificado de água e óleo em um duto circular. Segundo os autores, a resistência ao escoamento tanto em fluxos laminares, quanto em turbulentos, é resultado majoritariamente da fricção do fluido com a parede do duto. Assim, sendo um fluido viscoso substituído na região da parede por outro fluido de viscosidade bem menor, a resistência ao escoamento seria também consideravelmente reduzida. Foi utilizada na modelagem a equação de Navier Stokes; no entanto, devido à complexidade da solução analítica para um fluxo bifásico estratificado, a técnica numérica de diferenças finitas foi empregada considerando 3 tamanhos de malha diferentes: 1/16, 1/32 e 1/48 em relação ao diâmetro da tubulação.

Óleos com viscosidade entre 4 e 1500 *cP* foram considerados na simulação do fluxo estratificado, sendo encontrado um fator máximo de redução de pressão de

1,3 vezes para óleos com viscosidade a partir de 150 *cP*. Os autores evidenciaram que, a partir deste ponto, o fator de redução se estabilizou, tornando-se constante mesmo para viscosidades superiores. Os resultados da simulação foram comparados ao trabalho experimental de Russel et al. (1959) e foi constatado um fator de redução no gradiente de pressão muito semelhante de, aproximadamente, 1,2 vezes para uma fração de 10 % de água, validando o modelo teórico proposto (CHARLES; REDBERGER, 1962).

Yu e Sparrow (1967) apresentaram um método teórico de análise para estudar o escoamento de dois fluidos newtonianos imiscíveis, em padrão estratificado e regime laminar, em uma seção transversal genérica disposta horizontalmente. Quando aplicada a um tubo de seção circular, os autores demonstraram que para uma relação de viscosidade entre o fluido altamente viscoso e o fluido pouco viscoso da ordem de 1000, há um aumento máximo de 37 % na vazão do fluido viscoso quando há um posicionamento da interface distante 20 % da base inferior do tubo.

Os padrões de escoamento de um fluxo bifásico horizontal entre água e uma solução orgânica de querosene e percloroetileno foram estudados por Hasson, Mann e Nir (1970) em uma unidade experimental contendo uma seção reta de tubulação de vidro com 2,70 *m* de comprimento e diâmetro interno de 12,6 *mm*. Nesse estudo, a água (ρ_A de 1000 *kg/m*³ e μ_A de 0,82 *cP*) se apresentou como o fluido leve e ocupou preferencialmente o centro do escoamento (*core*), enquanto a mistura orgânica ($\rho_{org.}$ de 1020 *kg/m*³ e $\mu_{org.}$ de 1 *cP*) atuou como o fluido pesado, ocupando majoritariamente a região anular. Assim, o escoamento manifestou-se com o posicionamento invertido das fases em relação ao CAF tradicional entre água e óleo.

Foram relatados padrões de escoamento do tipo dispersão, pistão de formato alongado ou circular, anular, estratificado e mistos envolvendo combinações dos padrões fundamentais. Em todos os casos, o perfil encontrado se mostrou fortemente dependente da vazão de alimentação, da molhabilidade dos fluidos e do mecanismo de ruptura do CAF. Os mecanismos de quebra do perfil CAF foram identificados como: a) Quebra do filme anular devido ao índice relativo de molhabilidade dos fluidos e b) Rayleigh ou colapso do *core* pelo aumento da

amplitude das ondas presentes na interface devido a interação da tensão superficial e das forças de inércia do escoamento.

No mesmo trabalho foi possível perceber os efeitos do tratamento químico da superfície interna do duto de acordo com as propriedades físicas de molhabilidade dos fluidos, sendo possível, estabelecer convenientemente a janela CAF por um perímetro maior no mapa de padrões. Além disso, o estreitamento da faixa de ocorrência do CAF ao longo do duto, em função da ruptura das linhas de fluxo, demonstrou a dificuldade de se operar sob esse padrão por longos trechos de uma instalação horizontal. Por fim, os autores estimaram que a estabilidade do padrão CAF pode ser alcançada em uma zona limitada de um lado pelo mecanismo de quebra do filme anular e do outro pelo mecanismo do tipo Rayleigh (HASSON; MANN; NIR, 1970).

O escoamento horizontal anular excêntrico de dois fluidos imiscíveis em regime laminar foi estudado teoricamente por Bentwich, Kelly e Epstein (1970), que introduziram um novo parâmetro, a excentricidade E (equação (9)):

$$E = \frac{d}{R_t (1 - K)} \quad (9)$$

Sendo:

E a excentricidade (adimensional)

d a distância entre o centro do *core* e o centro do tubo (m)

R_t o raio da tubulação (m)

K a posição da interface, definida como o quociente entre o raio do *core* e o raio interno da tubulação (adimensional)

Neste trabalho, o autor demonstrou que, para uma mesma proporção de entrada, o aumento da excentricidade provocou a diminuição da vazão do fluido do *core*, para qualquer viscosidade do óleo estudada. Além disso, tendo em conta uma dada excentricidade, a pesquisa sugeriu que a interface ótima K , ou o ponto em que a vazão do *core* atinge seu máximo, diminui com o aumento da viscosidade do fluido do *core* até valores não inferiores a 0,7. Nessa situação, o aumento da viscosidade do óleo também provocou um aumento do *holdup* da água, o qual teve valor máximo em torno de 0,5. Com relação ao máximo fator de redução para o gradiente de

pressão foram encontrados valores de K no intervalo de 0,71 a 0,84; já para o fator máximo de redução da potência consumida, os valores de K variaram entre 0,79 e 0,89. No entanto, a ausência de levantamento experimental impossibilitou a verificação do modelo matemático proposto.

Em seguida, Bentwich (1976) publicou outro trabalho de fundo teórico, agora sobre o perfil estratificado de escoamento, considerando o efeito da molhabilidade entre os fluidos e a presença de uma interface naturalmente curvada como resultado desse fenômeno. O autor revelou que, devido aos efeitos da tensão superficial, o fluido de baixa viscosidade pode alcançar uma maior porção da tubulação, gerando uma situação mais vantajosa de escoamento, a qual pode ser considerada como intermediária entre o padrão estratificado plano e o anular.

Através da aplicação do modelo proposto por Bentwich para um fluxo bifásico estratificado com uma relação de viscosidade entre o fluido altamente viscoso e o fluido pouco viscoso da ordem de 20, e ângulo de contato de 30° foram obtidos aumentos de 100 % na vazão do fluido viscoso e de 36 % no fator de redução de pressão em relação ao fluxo monofásico de óleo. Quando comparados àqueles apresentados por Yu e Sparrow, que obtiveram um aumento de 37 % na vazão de fluido viscoso (fluxo estratificado plano e relação de viscosidades de 1000), o autor evidenciou que a curvatura proporcionada pela molhabilidade entre os fluidos produz um efeito benéfico no escoamento do fluxo bifásico e, portanto, não deve ser negligenciada.

Na década de 80, um modelo inovador, cujo objetivo era avaliar o fluxo de óleo em anel de água em dutos horizontais, foi proposto por um grupo de pesquisadores da Universidade de Delft. Segundo os autores, a literatura corrente dispunha de modelos que supervalorizavam os benefícios da técnica por não considerarem o efeito da excentricidade do *core*; além disso, estes também não explicavam como o empuxo no *core*, gerado pela diferença de densidade dos fluidos, era contrabalanceado para formar um perfil *Core Annular* estável (OOMS et al., 1983) e (OLIEMANS, 1986).

Os autores realizaram, para o desenvolvimento do modelo, uma série de ensaios em dutos de acrílico transparente com 50,8 *mm* de diâmetro e 9 *m* de comprimento para visualização das linhas interfaciais do fluxo bifásico. O óleo

utilizado possuía viscosidade entre 2300 e 3300 cP (temperatura não informada), densidade de 970 kg/m^3 e a composição do fluxo bifásico variava de 3 a 20 % de água. Também foram realizados testes em uma unidade secundária de 888 m de comprimento com dutos de 203,2 mm . Neste caso, o óleo utilizado possuía viscosidade entre 1200 e 2200 cP (temperatura não informada), densidade de 955 kg/m^3 e composição de 1 a 10 % de água.

A partir das imagens do escoamento nos dutos de 50,8 mm , os pesquisadores observaram que, para velocidades de óleo inferiores a 0,1 m/s , este migrou diretamente para o topo da tubulação gerando um perfil estratificado. Na unidade com diâmetro de 203,2 mm , a velocidade crítica para obtenção de *Core Annular* foi de 0,5 m/s . Dessa forma, acima deste valor, foi constatado o escoamento anular descentralizado, composto de uma fina camada de água na parte superior e uma camada mais generosa deste fluido na região inferior da tubulação. Com o aumento progressivo da quantidade de água, os pesquisadores verificaram que a configuração do fluxo não sofreu alterações significativas, sendo a espessura do filme superior de água aproximadamente constante e a do filme inferior, proporcionalmente, maior. Desta forma, para a modelagem matemática proposta, o grupo considerou que a espessura do filme de água se mantinha constante na fração superior do tubo e, na fração inferior, variava com o ângulo θ , conforme a Figura 7.

Figura 7: Representação esquemática do escoamento *Core Annular* proposto por Ooms et al., 1983: núcleo sólido formado por óleo, anel de água e uma interface sólido-líquido ondulada em forma de “dentes de serra”.

Fonte: Oliemans (1986).

Com base nos resultados experimentais, foram obtidas as relações de perda de pressão entre o escoamento monofásico de óleo e o bifásico *Core Annular* (Figura 8). Assim, ficou evidenciado um maior benefício da técnica quando da utilização de tubulações de menores diâmetros. Além disso, foi constatado que, para baixas frações de água (C_A), as relações entre os gradientes de pressão tendem a ficar constantes.

No mesmo trabalho, também foi estudada a relação entre os gradientes de pressão dos escoamentos CAF horizontal, nos dutos de 50,8 mm, utilizando óleos de viscosidade 2300, 3200 e 3300 cP (temperatura não informada) e velocidade superficial do óleo de, aproximadamente, 1 m/s. O modelo teórico proposto foi comparado a estes dados experimentais, registrando um desvio absoluto máximo de 7 % (Figura 9).

Figura 8: Relação entre os gradientes de pressão do CAF e do óleo monofásico para diversas frações de água de entrada (C_A).

Fonte: Oliemans (1986).

Figura 9: Comparação entre os dados experimentais e o modelo teórico para a relação entre os gradientes de pressão.

Fonte: Oliemans (1986).

Os pesquisadores constataram que o movimento ondulado aleatório do *core* provoca variações de pressão no filme de água; as quais são, então, capazes de

exercer uma força vertical no *core* suficiente para contrabalancear as forças de empuxo e gerar um fluxo *Core Annular* estável. Dessa forma, a ausência de ondulações no *core* ou mesmo um *core* de contorno simétrico tornariam o fluxo de óleo por anel de água impraticável na horizontal. Em relação ao modelo proposto pelo grupo, para um óleo de 2300 *cP*, calcula-se um fator médio de redução do gradiente de pressão de 82, frente a 83, obtido experimentalmente; enquanto modelos anteriores apontavam números exagerados.

Outro estudo, realizado por Arirachakaran et al. (1989), teve como objetivo investigar o escoamento bifásico água-óleo em duas instalações contendo dutos com 26,6 e 41,0 *mm* de diâmetro interno, constituídos de aço carbono e posicionados na horizontal. Na unidade com tubulação de menor diâmetro foram praticados ensaios visando a determinação dos padrões de escoamento, sendo utilizados para tal, quatro óleos com viscosidade entre 4,7 e 115,0 *cP*, frações de água entre 5 e 90 % e velocidades de mistura entre 0,46 e 3,6 *m/s*. Na segunda unidade, com dutos de maior diâmetro, os testes se concentraram na determinação da perda de carga distribuída, sendo o intervalo de velocidade de mistura entre 1,5 e 3 *m/s*, a fração de água entre 15 e 90 % e a viscosidade dos óleos 237 e 2116 *cP*.

Os autores observaram que o arranjo das fases foi fortemente influenciado pela velocidade da mistura, pela fração de entrada de água e pela viscosidade do óleo. Como consequência, a perda de carga também foi associada a esses parâmetros. Não foi observado o perfil CAF para as condições experimentais testadas, o que foi justificado pelos pesquisadores em função da baixa viscosidade do óleo ($\mu_{o_{máx.}}$ de 115 *cP*), a qual não fora suficiente para sustentar um *core* estável de óleo. Segundo eles, esse padrão de escoamento foi absorvido pelo padrão misto, com uma fase livre de água e outra contendo dispersão de óleo em água, e pelo padrão de dispersão de óleo em água. Também foi dedicada atenção para o ponto de inversão das fases, condição em que a fase contínua se inverte e que há uma alteração brusca da perda de carga. Em relação a esse parâmetro, os autores verificaram mesma ordem de magnitude entre os escoamentos bifásicos com fluxo disperso e os escoamentos monofásicos equivalentes da fase contínua. Além disso, observaram que nos fluxos com água como fase contínua, a viscosidade do óleo foi um fator desprezível.

Brauner (1991) propôs um modelo analítico referente ao escoamento horizontal de dois fluidos imiscíveis em perfil CAF para prever a perda de carga e o *holdup*. Foi observado que para o caso de escoamento laminar no anel e no *core*, os fatores de redução da perda de carga e da potência consumida são independentes das densidades dos fluidos; todavia, para o caso de escoamento turbulento em ambas as fases, quanto menor for a diferença de densidade entre as fases, maiores são os fatores de redução. Também foi pontuado que as reduções de diferencial de pressão e de potência consumida são maiores quando da operação com regime laminar.

Bai, Chen e Joseph (1992) publicaram um trabalho muito interessante, no qual escoamentos bifásicos de água-óleo, em seção vertical com fluxo ascendente e descendente, foram explorados experimentalmente em termos de padrão de fluxo, *holdup* e gradiente de pressão. Utilizando-se dos dados obtidos, o grupo avaliou a aderência de modelos baseados na teoria da estabilidade linear e na teoria do *core annular* perfeito (escoamento laminar das fases). Novos padrões de escoamento, não mapeados em seções horizontais, foram identificados e denominados como ondas bamboo e ondas distorcidas. Estes foram melhor apresentados na publicação de Joseph et al (1997) e serão ilustrados, posteriormente.

No trabalho, os pesquisadores ressaltaram que a técnica de se transportar óleo em anel de lubrificação de água é uma proposta viável para óleos com viscosidade acima de 500 *cP* (na temperatura de trabalho) e densidade acima de 900 kg/m^3 . Óleos com viscosidade abaixo desse valor tendem facilmente a formar emulsões, as quais podem apresentar viscosidade ainda mais críticas para o sistema de bombeamento. Além disso, a técnica foi descrita como atrativa para regiões em que óleos leves são caros ou têm baixa disponibilidade.

A unidade experimental utilizada contou com um *loop* de tubulação com diâmetro interno de 9,525 *mm* e formato de U invertido, sendo um dos lados para fluxo ascendente e outro para fluxo descendente. O óleo utilizado apresentava viscosidade de 601 *cP*, a 22 °C, e densidade de 905 kg/m^3 . Os ensaios de *holdup* foram realizados com válvulas de fechamento rápido instaladas em ambas seções de teste. Através dos resultados coletados, os autores propuseram uma relação

entre o *holdup* de óleo e a vazão de alimentação dos fluidos, a qual é válida para fluxo ascendente vertical, equação (10):

$$H_o = 1 - \frac{1}{\left(1 + 0,72 \frac{J_o}{J_A}\right)} = 1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{1}{S} \frac{J_o}{J_A}\right)} \quad (10)$$

Sendo:

H_o o *holdup* do óleo (adimensional)

J_o a velocidade superficial do óleo

J_A a velocidade superficial da água

S o *holdup ratio* ou razão de escorregamento (adimensional)

Nota: A equação (10) é válida desde que seja mantida a consistência dimensional.

Lembrando que:

$$\frac{J_o}{J_A} = \frac{Q_{e_o}}{Q_{e_A}}$$

Através da equação (10), os autores concluíram que o *holdup ratio* (S) no escoamento vertical ascendente independe da vazão de alimentação dos fluidos ou das condições de escoamento, tendo seu valor numérico 1/0,72 ou 1,39, aproximadamente. Todavia, o escoamento vertical descendente demonstrou ser fortemente afetado pelos parâmetros citados, não sendo o modelo apresentado válido para toda faixa de operação estudada. Neste caso, a aplicabilidade da equação (10) se restringe à fluxos com alta vazão, os quais suprimem os efeitos da gravidade e, conseqüentemente, aproximam do escoamento vertical descendente do escoamento vertical ascendente.

Em relação ao gradiente de pressão, os autores observaram que, para dada velocidade superficial da água, houve uma relação ideal de J_o/J_A (entre 0,2 e 0,8) que minimizou o gasto energético do transporte de óleo. Além disso, foi verificado que os pontos de mínimo estavam localizados na região em que o escoamento se apresentava na forma de CAF. O gradiente de pressão mensurado foi, cerca de, 200 vezes menor para o fluxo bifásico em relação ao fluxo monofásico para a mesma vazão de óleo. Em valores absolutos, o gradiente de pressão requerido para transportar óleo com lubrificação de água foi da mesma ordem de grandeza daquele

para transportar água a uma velocidade superficial igual a soma das velocidades superficiais de água e de óleo. Por último, foi concluído que o CAF com ondas bambu se assemelha ao CAF perfeito quando do escoamento na vertical.

Em 1993, Arney et al. estudaram o *holdup* e o fator de fricção teórico de um escoamento bifásico água-óleo em seção horizontal. Nos ensaios, o grupo utilizou óleo de viscosidade 2700 *cP* (temperatura não informada) e densidade de 989 kg/m^3 (Newtoniano) e óleo ceroso de viscosidade inicial de 600 *cP* (temperatura não informada) e densidade de 985 kg/m^3 (Bingamiano) em uma unidade experimental com tubulação de vidro com diâmetro interno de 15,7 *mm* e 6,35 *m* de comprimento, sendo empregadas seções parciais de 1,47 *m* para os ensaios de *holdup* e de queda de pressão. O intervalo de velocidade superficial para óleo foi de 0,20 a 1,16 *m/s* e para água foi de 0,061 a 0,65 *m/s*.

Os autores encontraram tendência similar nos trabalhos de Charles (1961) e Bai (1992) em relação as curvas do gradiente de pressão em função de $1/C_B$ para as várias velocidades fixas de óleo (Figura 10). Tal fato sugeriu que os resultados podem não ser influenciados pela geometria do tubo ou pelas propriedades do óleo. Foi observado que a razão de entrada água/óleo que minimiza o gradiente de pressão encontrava-se na região de escoamento anular.

Figura 10: Mapeamento dos perfis de escoamento horizontal para o óleo de viscosidade 2700 *cP* com as curvas de gradiente de pressão para várias velocidades superficiais de água, mantendo a velocidade superficial do óleo constante.

Fonte: Arney et. al. (1993).

De posse de diversos dados experimentais de outros autores e daqueles de autoria própria gerados, o grupo observou que os valores de *holdup* da água foram constantemente maiores que os valores de razão de entrada da água, indicando que a velocidade média da água no perfil anular foi menor que a velocidade do óleo na parte central, ou seja, que o escoamento da água sofreu atraso pela fricção com a parede do tubo. A partir da análise dos dados autorais e dos dados existentes na literatura, como dos trabalhos de Charles et al. (1961), Sinclair (1970)¹, Oliemans (1986) e Bai et al. (1992), os autores apresentaram uma nova equação para relacionar o *holdup* da água e a fração de entrada de água. Essa equação é uma modificação daquela anteriormente apresentada por Oliemans, em 1986, equação (11):

$$H_A = C_A [1 + 0,35 (1 - C_A)] \quad (11)$$

Sendo:

H_A o *holdup* da água (adimensional)

C_A a fração de água na alimentação (adimensional)

¹ SINCLAIR, A. R. **Rheology of viscous fracturing fluids**. *Journal of Petroleum Technology*. June, pp. 711-719, 1970.

No mesmo trabalho, visando o desenvolvimento teórico do fator de atrito para o sistema bifásico, os autores reproduziram o modelo proposto por Bai et al. (1992) para o escoamento em padrão anular no regime laminar. O equacionamento a partir da equação de Navier-Stokes apresentou os perfis de velocidade teóricos para o fluido, considerando o esquema apresentado na Figura 11, em que o índice (1) representa o fluido na porção central, correspondendo à equação (12) e o índice (2) representa o fluido na região anelar, correspondendo à equação (13):

Figura 11: Esquema para avaliação teórica do escoamento de óleo (1) em perfil anular de água (2) reproduzido por Arney et al. (1993).

Fonte: Arney et. al. (1993).

$$V_o(r) = \frac{A}{4\mu_o}(R_o^2 - r^2) + \frac{B}{4\mu_A}(R_A^2 - R_o^2) + \frac{R_o^2(\rho_o - \rho_A)g}{2\mu_A} \ln\left(\frac{R_A}{R_o}\right) \quad (12)$$

$$V_A(r) = \frac{B}{4\mu_A}(R_A^2 - r^2) - \frac{R_o^2(\rho_o - \rho_A)g}{2\mu_A} \ln\left(\frac{r}{R_A}\right) \quad (13)$$

Em que: $A = \left(-\frac{dP_{est.}}{dx} + \rho_o g\right) - (\rho_o - \rho_M)g + [(1 - \eta^2)(\rho_o - \rho_A)g]$ (13a)

$$B = \left(-\frac{dP_{est.}}{dx} + \rho_o g\right) - (\rho_o - \rho_M)g - \eta^2(\rho_o - \rho_A)g \quad (13b)$$

$$\eta^2 = \frac{R_o^2}{R_A^2} = \sqrt{(1 - H_A)} \quad (13c)$$

$$\rho_c = (1 - \eta^2)\rho_A + \eta^2\rho_o \quad (13d)$$

Sendo:

O o índice representativo da fase óleo

A o índice representativo da fase água

V_i a velocidade da fase i

R_i o raio da fase i

μ_i a viscosidade dinâmica da fase i

ρ_i a densidade da fase i

g a aceleração da gravidade

$dP_{est.}$ o diferencial de pressão estática na seção de análise ()

dx o diferencial de comprimento na seção de análise

ρ_M a densidade da mistura

η a fração volumétrica ou *Holdup* do *core* (adimensional)

H_2 o *Holdup* do anel (adimensional)

r a variável de integração do raio

Nota: As equações (12 a 13d) são válidas desde que seja mantida a consistência dimensional.

No modelo exposto, foi observado que o perfil de velocidade em tubos verticais em configuração anular depende somente da diferença de densidade dos fluidos. Para fluxos ascendentes foi considerado a gravidade g como negativa e, para tubulações horizontais, como zero. Através da integração dos perfis de velocidade (Equações (12) e (13)) foram obtidas as expressões teóricas para vazão individual dos componentes (equações (14) e (15)), as quais, combinadas com a definição de velocidade média (equação (16)), deram origem à expressão de velocidade média para o fluxo bifásico anular concêntrico em regime laminar (equação (17)):

$$Q_O = 2 \pi \left[\frac{A R_O^4}{16 \mu_O} + \frac{B}{8 \mu_A} (R_A^2 R_O^2 - R_O^4) + \frac{R_O^4 (\rho_O - \rho_A) g}{4 \mu_A} \ln \left(\frac{R_A}{R_O} \right) \right] \quad (14)$$

$$Q_2 = 2 \pi \left[\frac{B}{16 \mu_A} (R_A^2 - R_O^2)^2 + \frac{(\rho_O - \rho_A) g}{8 \mu_A} \left(R_A^2 R_O^2 + 2 R_O^4 \ln \left(\frac{R_O}{R_A} \right) - R_O^4 \right) \right] \quad (15)$$

$$V_m = \frac{Q_O + Q_A}{\pi R_A^2} = J_O + J_A \quad (16)$$

$$V_m = \frac{\left[1 + \eta^4 \left(\frac{\mu_A}{\mu_O} - 1 \right) \right] (-2 R_A^2) \left[\left(-\frac{dP_{est.}}{dx} + \rho_O g \right) - (\rho_O - \rho_M) g \right]}{16 \mu_2} + \left[\frac{(1 - \eta^2) \eta^2 \left[1 + \eta^2 \left(\frac{\mu_A}{\mu_O} - 1 \right) \right]}{16 \mu_A} 2 R_A^2 (\rho_O - \rho_A) g \right] \quad (17)$$

Sendo:

O o índice representativo da fase óleo

A o índice representativo da fase água

Q_i a vazão da fase i (m^3/s)

V_m a velocidade média do escoamento (m/s)

J_i a velocidade superficial da fase i (m/s)

Nota: As equações (14 a 17) são válidas desde que seja mantida a consistência dimensional.

O fator de atrito teórico foi, então, proposto a partir de sua definição em função do balanço das forças no duto, gerando uma expressão similar à de um fluxo monofásico, todavia com o número de Reynolds modificado $\Re$ e uma constante C (fluxo descendente negativo, ascendente positivo e horizontal zero) que relaciona os parâmetros físico-químicos do fluxo bifásico, equação (18):

$$f = \frac{64}{\Re} \pm C \quad (18)$$

Em que: $\Re = \frac{D_A \rho_M V_m \left[1 + \eta^4 \left(\frac{\mu_A}{\mu_O} - 1 \right) \right]}{\mu_A} \quad (18a)$

$$C = \frac{2 (\rho_O - \rho_A) g D_A (1 - \eta^2) \eta^2 \left[1 + \eta^2 \left(\frac{\mu_A}{\mu_O} - 1 \right) \right]}{\rho_M V_m^2 \left[1 + \eta^4 \left(\frac{\mu_A}{\mu_O} - 1 \right) \right]} \quad (18b)$$

Sendo:

O o índice representativo da fase óleo

A o índice representativo da fase água

f o fator de atrito teórico (adimensional)

$\Re$ número de Reynolds modificado (adimensional)

η a fração volumétrica ou *Holdup* do *core* (adimensional)

D_A é o diâmetro da tubulação

Nota: As equações (18 e 18b) são válidas desde que seja mantida a consistência dimensional.

Desta forma, seja através de medições experimentais de $\frac{dP_{est.}}{dx}$, C_A e H_A , ou mesmo da utilização das equações teóricas, todos os dados analisados permitiram plotar f em função de $\Re$, os quais mostraram um bom ajuste às equações de fator de atrito clássicas para tubo liso (f laminar igual a $64/\Re$ e f turbulento igual a $0,316 \Re^{-0,025}$), principalmente para Reynolds medianos, entre 2000 e 12000. Para Reynolds muito pequenos, os autores sugeriram que o efeito da gravidade

descentraliza o *core*, levando-o ao contato com a parede superior do tubo, aumentando, portanto, o fator de fricção. Finalmente, os autores propõem que a perda de energia por fricção no escoamento anular é composta principalmente pelo atrito do fluido anular com a tubulação, mas salientam que o equacionamento proposto pode ser falho quando se tem nem um escoamento anular ondulado, um *core* excêntrico ou a presença de acessórios de tubulação, uma vez que estes promovem aumento adicional no atrito.

O trabalho publicado por Trallero, Sarica e Brill (1997) introduziu novos dados experimentais à literatura e sugeriu uma nomenclatura adicional para os padrões de escoamento encontrados para a mistura bifásica água/óleo no caso em que o óleo tem densidade bem inferior à da água e há uma tendência de estratificação das fases (viscosidade do óleo de 28,8 *cP* e densidade de 884 kg/m^3). Neste trabalho, os autores utilizaram uma unidade de bancada contendo tanques para separação e acondicionamento dos fluidos e um sistema de tubulação de acrílico transparente com diâmetro interno de 50,13 *mm* e cerca de 15 *m* de comprimento. Além disso, foram empregados transdutores de pressão diferencial para avaliação do sistema.

A classificação dos padrões de escoamento horizontal, proposta pelos autores, estabeleceu duas categorias: fluxo estratificado e fluxo disperso, este último subdividido em água ou óleo dominante. Para baixas velocidades superficiais de água e de óleo, onde o efeito da gravidade é predominante e há a consequente segregação das fases, foi identificado o fluxo estratificado (ST), o qual pode apresentar uma interface suave ou ondulada. Com o progressivo aumento da vazão, a interface com ondulações adquiriu gotas de água no leito de óleo e gotas de óleo no leito de água (ST & MI), as quais tenderam a ocupar toda camada do fluido complementar (Dw/o & Do/w). Finalmente, quando o movimento dos líquidos foi suficientemente intenso, houve o aparecimento das emulsões (o/w e w/o). O perfil CAF não foi observado. A Figura 12 apresenta os padrões de fluxo sugeridos pelo grupo norte americano e, a Figura 13, o mapeamento dos intervalos de velocidade em que eles são observados.

Figura 12: Padrões de escoamento para o bifásico água-óleo, sendo a fase incolor a representação para o óleo e a fase hachurada a ilustração para a água.

Fonte: Trallero; Sarica; Brill (1997).

Figura 13: Mapeamento das regiões de escoamento.

Fonte: Trallero; Sarica; Brill (1997).

No mesmo trabalho, foram explorados os perfis de queda de pressão para diversas condições de escoamento testadas (Figura 14). De acordo com a avaliação dos pesquisadores, não foi evidente em termos de perda de carga a transição do escoamento ST para o ST & MI. No entanto, a transição entre a região de fluxo estratificado ST & MI e de fluxo com dispersões Dow & ow, quando da operação com baixas velocidades superficiais de óleo, apresentou um pequeno declínio na queda de pressão em função do aparecimento de descontinuidades na fase óleo (região em destaque na figura). Isto foi explicado pelo fato da fase água ter preenchido toda a tubulação diminuindo, como consequência, a resistência ao escoamento do fluido.

Figura 14: Perda de carga em um trecho reto horizontal para diversas condições experimentais, sendo D a distância medida em diâmetro interno de duto.

Fonte: Trallero; Sarica; Brill (1997).

Joseph et al. (1997) publicaram um *review* sobre os principais avanços na técnica de *Core Annular Flow*. Neste trabalho foram relatadas as persistentes dificuldades da técnica em prevenir a adesão de óleo na superfície da tubulação, que tem como consequência o rápido aumento no consumo energético do bombeamento. A Figura 15 retrata este evento ocorrido em um teste industrial da companhia Zuata realizado no cinturão de Petróleo do Orinoco (Venezuela) em que óleo de densidade $996,0 \text{ kg/m}^3$ e viscosidade de 115000 cP (25°C) foi bombeado com anular de 4 % de água e velocidade superficial do óleo de $1,5 \text{ m/s}$ por uma tubulação de 20 cm de diâmetro interno e de extensão 1 km. Na figura, foi possível evidenciar a tendência do aumento no gradiente de pressão conforme aglutinação de óleo na parede da tubulação. Foi ainda relatado uma maior propensão deste fluido se agregar na tubulação em regiões próximas a estações de bombeamento e em irregularidades na linha como válvulas e curvas. Segundo os autores, experiências industriais de utilização de CAF sugerem que inércia é necessária para o sucesso da técnica e que a velocidade mínima do escoamento deve ser de 1 m/s .

Figura 15: Teste industrial de transporte de óleo pesado em anel de água com fração de entrada de água/óleo de 4 %.

Fonte: Joseph et. al. (1997).

Os autores também sintetizaram as classificações dos tipos de escoamento até aquele momento apresentadas na literatura para as situações de fluxo bifásico de água e óleo, densidade de 905 kg/m^3 e viscosidade de 600 cP (22°C), em escoamento horizontal (Figura 16), vertical ascendente (Figura 17) e vertical descendente (Figura 18), citando o trabalho de Bai, Chen e Joseph (1992). Nestas figuras, é importante destacar que as fronteiras entre os padrões indicados não são claramente definidas e que, para o caso do fluxo vertical ascendente, devido a menor densidade do óleo, o empuxo e o gradiente de pressão agem no mesmo sentido provocando distensões no fluxo do óleo e a formação do perfil com ondas do tipo bambu. Já no fluxo vertical descendente, como o empuxo e o gradiente de pressão experimentam sentidos contrários, há uma compressão e desaceleração do núcleo de óleo responsáveis pela geração de ondas distorcidas helicoidais.

Figura 16: Padrões de escoamento para fluxo horizontal de água e óleo quando o óleo é levemente menos denso que a água. Em que a) Gotas dispersas de óleo em água, b) Bolhas de óleo em água, c) Pistão de óleo em água, d) Pistão de óleo em água com perturbações, e) Estratificado, f) Óleo em anular de água com movimento de ondas

helicoidais, g) Óleo em anular de água com ondas bambu, h) Óleo em anular de água com aderência de óleo na tubulação e i) Gotas dispersas de água em óleo.

Fonte: Joseph et. al. (1997).

Figura 17: Padrões de escoamento para fluxo vertical ascendente. Em que: a) Bolhas de óleo em água, b) Pistão de óleo em água, c) Óleo em anular de água com ondas bambu, d) Óleo em anular de água com aderência de óleo na tubulação, e) Óleo em anular de água com ondas bambu.

Fonte: Joseph et. al. (1997).

Figura 18: Padrões de escoamento para fluxo vertical descendente. Em que: a) Bolhas de óleo em água, b) Pistão de óleo em água, c) e d) Óleo em anular de água com movimento de ondas helicoidais, e e) Óleo em anular de água com ondas bambu.

Fonte: Joseph et. al. (1997).

No mesmo trabalho, os autores apresentaram o diagrama de gradiente de pressão do escoamento bifásico água-óleo obtido por Bai, Chen e Joseph (1992), em que fica evidenciado que o gradiente de pressão mínimo para o escoamento ocorre na região de *Core Annular Flow* (Figura 19). Além disso, foi ressaltado que para CAF em ondas bambu verticais ascendentes, o escorregamento ou *holdup ratio* (S) é constante e igual a 1,4 independente da vazão de entrada das fases.

Figura 19: Gradiente de pressão do escoamento bifásico água-óleo vertical ascendente para diversas combinações de fração volumétrica das fases. As letras representam a velocidade superficial do óleo em m/s : a) 0,094, b) 0,186, c) 0,277, d) 0,460 e e) 0,692.

Fonte: Joseph et. al. (1997).

A aplicação da teoria de ondas cinemáticas para o levantamento de parâmetros do escoamento anular de água e óleo foi realizada por Bannwart (1998). Nesse estudo, o autor ressaltou a importância de se aplicar conceitos dos fenômenos ondulatórios em fluxos bifásicos, pois a fração e a pressão das fases, bem como a interface, oscilam e levam às perturbações que se propagam através do campo de escoamento.

Para tal, uma instalação piloto contendo um *loop* de tubulação horizontal com diâmetro interno de 2,25 *cm* e óleo com viscosidade de 2700 *cP* (temperatura ambiente) e densidade de 989 kg/m^3 foi utilizada para gerar fluxos com ondas assimétricas excêntricas do tipo bambu e levantar parâmetros de velocidade da onda e de *holdup*. Através dos dados experimentais, o autor observou que o efeito de escorregamento foi nulo, ou seja, que o *core* e o anel escoavam na mesma velocidade e, portanto, a relação de vazão de entrada e vazão local foi igual (C_B igual a H_O/H_A , logo S igual a 1). De acordo com a teoria proposta, em trechos horizontais, o fator de escorregamento para um CAF perfeito, deveria ser igual a 2, para

interfaces onduladas menor que 2 e para anel turbulento muito menor que 2; dessa forma, o valor experimental encontrado foi satisfatório.

No entanto, para trechos verticais, em que o efeito da gravidade no eixo do escoamento é relevante gerando uma força de arrasto, Bannwart utilizou dados experimentais de Bai et al. (1992) e demonstrou ser possível prever o *holdup* utilizando a teoria de ondas cinemáticas, equação (19):

$$J_O (1 - H_O) - J_A H_O - 0,0223 \left[\frac{(\rho_O - \rho_A) g D^2}{16 \mu_A} \right] H_O^2 (1 - H_O)^2 = 0 \quad (19)$$

Sendo:

J_O a velocidade superficial do óleo (m/s)

J_A a velocidade superficial da água (m/s)

H_O o *holdup* do óleo (adimensional)

ρ_O a densidade do óleo (kg/m^3)

ρ_A a densidade da água (kg/m^3)

μ_A a viscosidade absoluta da água (Pa/s)

g a aceleração da gravidade ($9,81 m/s^2$, sendo negativa para fluxo descendente)

D o diâmetro interno do duto (m)

Mais tarde, em 2001, uma nova publicação do grupo, considerando um óleo de viscosidade 500 *cP* (temperatura ambiente) e densidade de $925 kg/m^3$ escoando em seção horizontal, apontou um efeito de escorregamento S de 1,23. Os autores justificaram o aumento de S em relação ao trabalho anterior (BANNWART, 1998) a partir da maior excentricidade do *core* neste segundo grupo de ensaios. Nesse caso, uma camada mais delgada de água no anel acentuou o efeito de parede, tendo como consequência a diminuição da velocidade média da fase água e o aumento de S (BANNWART, 2001a). O modelo teórico proposto está apresentado pela equação (20):

$$J_O H_A - 1,23 (J_A H_O) = 0 \quad (20)$$

Sendo:

J_O a velocidade superficial do óleo (m/s)

J_A a velocidade superficial da água (m/s)

H_A o *holdup* da água (adimensional)

H_O o *holdup* do óleo (adimensional)

Já em 2006, Rodriguez e Bannwart utilizaram imagens fotográficas para calcular o volume de óleo *in situ* de um escoamento CAF vertical ascendente com óleo de viscosidade 930 *cP*. Paralelamente, através do emprego da teoria das ondas cinemáticas e da análise dos comprimentos de onda do escoamento, foi gerado um modelo teórico para o cálculo do holdup (equação (21)). Os pontos experimentais obtidos pela análise fotográfica do volume de óleo representaram boa aderência ao modelo, com coeficiente de variação inferior a 5 %. Foram medidos *holdups* entre 1,2 e 1,9, indicando que, em fluxos verticais ascendentes, o óleo tende a fluir com velocidade superior à da água. Além disso, os autores apontam que houve uma leve tendência ao aumento de S com o aumento do holdup, resposta do escoamento ao encolhimento da camada de água. O *holdup* médio observado foi de 1,55. Não foi discutida, pelos autores, o porquê da diferença entre os modelos da equação (19) e da equação (21):

$$J_O(1 - H_O) - 1,17 (J_A H_O) - 0,0122 \left[0,079^{-\frac{1}{1,75}} \sqrt{g D} \left(\frac{\rho_A - \rho_O}{\rho_A} \right)^{\frac{1}{1,75}} \left(\frac{\rho_A \sqrt{g D} D}{\mu_A} \right)^{\frac{1}{1,75}} \right] H_O^{1,78} = 0 \quad (21)$$

Sendo:

J_O a velocidade superficial do óleo (m/s)

J_A a velocidade superficial da água (m/s)

H_O o *holdup* do óleo (adimensional)

ρ_O a densidade do óleo (kg/m^3)

ρ_A a densidade da água (kg/m^3)

μ_A a viscosidade absoluta da água ($Pa.s$)

g a aceleração da gravidade ($9,81 m/s^2$, sendo negativa para fluxo descendente)

D o diâmetro interno do duto (m)

Prada (1999) investigou o escoamento em perfil CAF do óleo combustível N° 1B produzido pela Replan com densidade de $954,6 kg/m^3$ e viscosidade de

10260 cP , a 25 °C. O aparato experimental utilizado contou com um *loop* de tubulação de cerca 9 m de comprimento, sendo a seção de teste um trecho vertical de 0,84 m. O autor determinou o fator de redução de pressão ($f_{\Delta P}$) por atrito em função da razão de injeção para diferentes velocidades superficiais de óleo (Figura 20).

Figura 20: Fator de redução de pressão obtido por Prada (1999) para óleo ultraviscoso de 10260 cP (25 °C) em diversas combinações de CAF.

Fonte: Prada (1999).

O autor também avaliou os benefícios da técnica CAF através do fator de redução de potência em relação ao atrito, ou seja, a potência necessária para vencer as perdas de carga por atrito na elevação de certa quantidade de óleo, equação (22):

$$f_{Pot (Atrito)} = \frac{\Delta P_O Q_O}{\Delta P_B Q_T} \quad (22)$$

Sendo:

$f_{Pot (Atrito)}$ o fator de redução de potência em relação ao atrito (adimensional)

ΔP_O o gradiente de pressão para o bombeamento monofásico de óleo

Q_O a vazão de óleo no bombeamento monofásico

ΔP_B o gradiente de pressão para o bombeamento bifásico de água-óleo

Q_T a vazão total no bombeamento bifásico água-óleo

Nota: A equação (22) é válida desde que seja mantida a consistência dimensional.

O valor máximo obtido pelos autores para o $f_{Pot (Atrito)}$ foi de 1694 para a condição J_O de $0,96 \text{ m/s}$ e J_A/J_O de $0,176$. A Figura 21 apresenta os resultados obtidos.

Figura 21: Fator de redução de potência por atrito em função da quantidade e água adicionada ao sistema CAF.

Fonte: Prada (1999).

A transição entre o escoamento do tipo estratificado e dispersão de água em óleo foi estudada por Fairuzov et al. (2000) em escala industrial. Para tal, uma instalação cuja tubulação detinha 16 in. ($0,363 \text{ m}$) de diâmetro interno operando com

uma mistura de óleo cru (ρ_o de 851 kg/m^3 e μ_o de $5,071 \text{ cP}$ a $38 \text{ }^\circ\text{C}$) e água foi analisada em termos da distribuição radial da fração volumétrica das fases. Nesse estudo, os autores constataram que os parâmetros que mais afetavam a configuração do fluxo foram a velocidade e a fração de entrada dos fluidos. Foi constatado que o modelo teórico baseado nos critérios de estabilidade de Kelvin-Helmholtz viscoso (VKH) pôde prever com certa precisão a zona de transição entre os perfis estratificado e não estratificado, enquanto o modelo baseado na estabilidade de Kelvin-Helmholtz não viscoso (IKH) superdimensionou a região de estratificação. Por fim, observou-se que a completa separação das fases não ocorreu, havendo sempre uma pequena quantidade de água dispersa uniformemente na camada de óleo devido a formação de emulsões.

Angeli e Hewitt investigaram, em 2000, os padrões de escoamento de um fluxo bifásico água-óleo em dutos horizontais de aço inox e de acrílico, ambos com 24 mm de diâmetro interno. Por se tratar de um óleo de baixa viscosidade (μ_o de $1,6 \text{ cP}$, a $20 \text{ }^\circ\text{C}$) e com grande diferença de densidade em relação à água (ρ_o de 801 kg/m^3) os autores não verificaram a presença de padrão *core annular*, sendo observado somente variações de perfil estratificado que evoluíram para um fluxo misto. Nesse trabalho foi constatado que a rugosidade do tubo tem influência direta no padrão de escoamento e na distribuição das fases na tubulação, uma vez que no duto de acrílico a fase óleo tendeu a se manter contínua para um range maior de combinações de fluxo. Os autores também testaram o modelo dos dois fluidos, proposto por Brauner e Moalem Maron (1989), para avaliar o *holdup* experimental obtido. Este, todavia, subestimou as medições, o que foi explicado pelo fato deste modelo se tratar de um escoamento bifásico com duas fases completamente separadas e com interface lisa, o que não foi o caso do escoamento observado (ANGELI; HEWITT, 2000).

Em 2004, Bensakhria et al. estudaram a queda de pressão no transporte de óleo pesado e a eficiência da técnica de lubrificação anular com água. A unidade experimental consistiu de um sistema com tubulação de $25,4 \text{ mm}$ de diâmetro e 12 m de comprimento posicionada na horizontal, por onde óleo com viscosidade de 4740 cP a $19,7 \text{ }^\circ\text{C}$, com e sem lubrificação de água, foi escoado. Os dados de queda de pressão foram coletados num trecho de 6 m através de sensores de pressão eletrônicos. A Figura 22 foi construída pelos pesquisadores a partir dos resultados

coletados para três vazões fixas de óleo e quatro razões Q_A/Q_O (4, 6, 8 e 10 %). Nesta, foi possível observar que, para baixas vazões dos fluidos, quanto maior a vazão de água, maior a redução no ΔP . No entanto, após um determinado limite (acima de Q_{Total} de 353,60 L/h), a redução se mostrou desprezível para relações Q_A/Q_O superiores a 6 %. A relação utilizada para o cálculo da redução no gradiente de pressão está apresentada na equação (23):

$$Redução\ de\ \Delta P\ (\%) = \frac{\left(\frac{\Delta P}{L}\right)_o - \left(\frac{\Delta P}{L}\right)_B}{\left(\frac{\Delta P}{L}\right)_o} 100 \quad (23)$$

Sendo:

$\left(\frac{\Delta P}{L}\right)_o$ o gradiente de pressão por metro no escoamento monofásico de óleo

$\left(\frac{\Delta P}{L}\right)_B$ o gradiente de pressão por metro no escoamento bifásico água-óleo

Nota: A equação (23) é válida desde que seja mantida a consistência dimensional.

Figura 22: Efeito do aumento da vazão de água na queda de pressão no escoamento bifásico anular de água em óleo.

Fonte: Bensakhria; Peysson; Antonini (2004).

Os autores propuseram um modelo matemático para correlacionar a perda de pressão do escoamento bifásico anular com a razão das vazões de entrada dos fluidos (equação (24)). A necessidade de se formular uma nova equação para o fenômeno, segundo os autores, foi atribuída à grande diferença entre as densidades dos fluidos (ρ_o de 800 kg/m^3), a qual foi responsável por deslocar o óleo para cima na tubulação, desenvolvendo uma competição com as forças de lubrificação que tendem a deslocá-lo para o centro. Desta forma, a resultante destas forças provocou um posicionamento do *core* desde totalmente centrado, quando as forças de lubrificação são grandes (altas velocidades) até completamente descentralizado, em que o *core* toca a parte superior da tubulação (baixas velocidades). Assim, o termo ξ foi inserido no modelo e relaciona o perímetro de contato do *core* com a tubulação (S_c) e o perímetro total da tubulação (S_t). A Figura 23 relaciona os dados experimentais com os teóricos, a partir da equação (24):

$$\left(\frac{\Delta P}{L}\right)_B = \left[\frac{8}{\pi} \mu_A \frac{Q_T}{(R_t^4 - R_c^4)} \right] (\xi - 1) + \left[\frac{8}{\pi} \mu_o \frac{Q_T}{R_t^4} \right] (\xi) \quad (24)$$

Em que: $\xi = \frac{\psi_c}{\psi_t}$ (24a)

Sendo:

$\left(\frac{\Delta P}{L}\right)_B$ o gradiente de pressão por metro no escoamento bifásico água-óleo (Pa/m)

μ_A a viscosidade dinâmica da água ($\text{kg m}^{-1}\text{s}^{-1}$)

R_t o raio da tubulação (m)

R_c o raio do *core* (m)

Q_T a vazão total de fluido (água + óleo) (m^3/s)

ξ a razão entre o perímetro de contato do *core* ψ_c e o perímetro total da tubulação

ψ_t (adimensional)

A partir da Figura 23, os autores destacaram que o modelo sugerido representara o fenômeno estudado apenas de forma qualitativa, não se mostrando satisfatório de forma quantitativa. Entretanto, mesmo com a problemática de variação no posicionamento do *core* que dificulta a assimilação matemática, uma

redução de mais de 90 % na queda de pressão pôde ser observada a partir dos experimentos realizados, indicando a eficiência da técnica *Core Flow*.

Figura 23: Comparação entre os dados obtidos experimentalmente e teóricos calculados a partir da equação (24).

Fonte: Bensakhria; Peysson; Antonini (2004).

No mesmo ano, um estudo experimental realizado por Bannwart et al. avaliou os padrões de escoamento formados no transporte de óleo pesado com água (μ_o de 488 cP e ρ_o de 925,5 kg/m³ a 22 °C) em dutos de vidro com diâmetro interno de 28,4 mm posicionados na horizontal e na vertical, no intervalo de velocidade superficial de água de 0,04 a 0,5 m/s e de óleo de 0,007 a 2,5 m/s. Os autores destacaram a dependência das propriedades dos fluidos e das características do duto, como diâmetro e geometria, na geração desses padrões e que, portanto, estes seriam reflexo das particularidades de cada trabalho. A Figura 24 apresenta o mapa dos padrões encontrados experimentalmente para o escoamento horizontal, sendo a região de ocorrência do tipo estratificado a que ocupou maior espaço no intervalo considerado nos testes. Cabe ressaltar que os escoamentos CAF com alta excentricidade do *core* de óleo foram, predominantemente, englobados pelo grupo da Unicamp, na região de escoamento estratificado, enquanto, no presente trabalho, configurações semelhantes foram associadas ao tipo *core annular*. Já a Figura 25 exibe o mapa experimental referente ao escoamento vertical, em que a região de padrão CAF se mostrou proeminente, abrangendo grandes combinações de vazão

de água e óleo e evidenciando a tendência de ocorrência de padrão CAF em seções verticais.

Figura 24: Mapa dos padrões de escoamento água-óleo pesado, observados por Bannwart et al. em duto horizontal com 28,4 mm de diâmetro interno. No detalhe, são apresentadas as imagens referentes a nomenclatura adotada pelos autores.

Fonte: Bannwart et al. (2004).

Figura 25: Mapa dos padrões de escoamento água-óleo pesado, observados por Bannwart et al. em duto vertical com 28,4 mm de diâmetro interno. No detalhe, são apresentadas as imagens referentes a nomenclatura adotada pelos autores.

Bolhas Dispersas (i)

Bolhas (♦)

Intermitente (•)

Anular perfeito (□)

Anular com ondas bambu (x)

Anular com ondas distorcidas (▽)

Fonte: Bannwart et al. (2004).

Bannwart também propôs uma relação para estabelecer a condição limite na qual as forças que agem no escoamento são equilibradas, de forma a permitirem a ocorrência da configuração *core annular* (Equação (25)):

$$\frac{\Delta\rho \ g \ A_t \ H_o}{\sigma} < 8 \quad (25)$$

Sendo:

$\Delta\rho$ a diferença de densidade entre a água e o óleo (kg/m^3)

g a aceleração da gravidade ($9,81 \ m/s^2$)

A_t a área da seção transversal do duto de diâmetro interno D ($\pi D^2/4$) (m^2)

H_o a fração volumétrica do *core* ou *holdup* de óleo (adimensional)

σ a tensão interfacial líquido-líquido (N/m)

Se a condição expressa na Equação (25) não for obedecida, o escoamento tende a se apresentar no padrão estratificado e o CAF não é observado (BANNWART, 2001b). Esse modelo, apesar de ter sido desenvolvido para escoamento horizontal, aparentemente, também se mostrou aplicável para escoamentos verticais. Diversos trabalhos publicados na literatura englobando dutos de 9,5 a 50 mm, óleos de viscosidade de 20 a 18000 cP e densidade de 850 a 975 kg/m^3 foram submetidos ao critério proposto e apresentaram resultados de ocorrência, ou não, de CAF coerentes com o apresentado no artigo original (BANNWART et al., 2004). O autor ainda ressalta que a condição proposta é geralmente atendida por escoamentos de óleos pesados, crus ou refinados, cuja viscosidade seja acima de 100 cP e a densidade esteja próxima a densidade da água.

Um estudo experimental do escoamento água-óleo realizado em dutos horizontais e com leve inclinação foi conduzido por Rodriguez e Oliemans (2006) em uma unidade piloto da Shell, localizada em Rijswijk, Holanda. Na planta piloto com

duto de 82,5 mm de diâmetro interno e comprimento de 15 m, de material aço inox, o escoamento de óleo (densidade 830 kg/m^3 e viscosidade 7,5 cP, temperatura não informada) e brine (densidade: 1060 kg/m^3 e viscosidade 0,8 cP) foi avaliado em termos do padrão de escoamento, *holdup* e perda de carga. Os dados experimentais foram comparados à dois modelos teóricos: modelo homogêneo, para padrões do tipo dispersão, e modelo dos dois fluidos, para padrões do tipo estratificado. Foram identificados padrões do tipo estratificado de interface lisa (ST), ondulada (SW) e com mistura (ST & MI) além de variados tipos de dispersões, de óleo em água (O/W), de água em óleo (W/O) e dispersões com duas fases em paralelo (Do/w & W e Dw/o & Do/w) (Figura 26). No entanto, devido a grande diferença de densidade dos fluidos, não foi verificado perfil CAF em todo intervalo de velocidades superficiais testado (J_O entre 0,02 a 3,00 m/s e J_A entre 0,02 e 2,55 m/s). Os mapas experimentais apresentaram cerca de 80 % de congruência com aqueles gerados através dos modelos teóricos, sendo a faixa de transição do padrão estratificado para o padrão disperso aquela com maior diferença entre os dados experimentais e teóricos. Em relação ao gradiente de pressão, esse se apresentou com maior erro para valores muito pequenos, e se encontrou no intervalo de 0,5 e 1100 Pa/m, demonstrando forte dependência dessa resposta em função das velocidades superficiais dos fluidos. O *holdup* foi medido de forma indireta através de um gama-densitômetro, apresentando erros de até 15 % quando comparados aos valores preditos pelo modelo teórico.

Figura 26: Padrões de escoamento encontrados para escoamentos água-óleo contendo óleos de baixa densidade (ρ_o de 830 kg/m^3), em que o fluido claro é a água, o cinza claro é o óleo e o cinza escuro é dispersão.

Dispersão O/A e água livre em paralelo

Dispersão A/O e dispersão O/A em paralelo

Dispersão de óleo em água

Estratificado com interface ondulada

Fonte: Rodriguez e Oliemans (2006).

O grupo de Sotgia, Tartarini e Stalio publicou, em 2008, um estudo muito interessante acerca do fluxo bifásico água-óleo em dutos horizontais de acrílico e vidro, apresentando diâmetros variados. No manuscrito foram relatados dois mapas de padrões de escoamento referentes ao transporte de óleo (ρ_o de 889 kg/h e μ_o de 919 cP) com água em um duto de 26 mm de diâmetro interno de acrílico (utilizado como referência para os ensaios no presente trabalho e apresentado na Figura 27) e em um duto de vidro com 40 mm de diâmetro interno. As classificações dos padrões de fluxo adotadas pelo grupo foram dispersão de óleo em água, transição da dispersão para *core annular*, *core annular*, *core annular* com interface ondulada, *core annular* corrugado e estratificado com interface ondulada.

A partir da Figura 27 foi possível observar que os escoamentos com velocidade superficial do óleo acima de, aproximadamente, $0,7 \text{ m/s}$ não apresentaram, mesmo para baixas vazões de água, a ocorrência de padrão estratificado, sendo, portanto, o padrão *anular* aquele de larga ocorrência até teores entre 60 e 70 % de água, quando as dispersões de óleo em água se iniciaram.

No mesmo trabalho, os autores realizaram medições relativas a perda de carga do trecho reto e calcularam o fator de redução de pressão ($f_{\Delta P}$). Foi verificado que a vazão de água que minimiza esse parâmetro se localiza muito perto da zona de transição entre o arranjo *core annular* e o estratificado. No entanto, os autores ressaltaram que, caso o objetivo seja minimizar os custos do transporte de óleo pesado a partir da adição de água, a região ótima de trabalho deve ser longe dessa zona de transição para evitar a estratificação indesejada das fases que levaria ao aumento abrupto da perda de carga. O fator de redução foi calculado a partir dos ensaios de perda de carga e foram comparados às teorias propostas por Arney et al. (1993) e Brauner (1991). O resultado dessa comparação, expressa na Figura 28,

demonstra que os modelos teóricos predisseram com certa acurácia o $f_{\Delta P}$, sendo observadas discrepâncias severas na regiões de ocorrência do perfil *core annular* com interface ondulada e na região de transição entre o perfil estratificado e o pistão de óleo em água.

Figura 27: Mapas de padrões de escoamento para mistura de água e óleo (919 *cP*) em um duto de acrílico com 26 *mm* de diâmetro interno, posicionado na horizontal, com as respectivas representações das classificações adotadas.

Dispersão de óleo em água:

$$J_O = 0,5 \text{ m/s e } J_A = 2,51 \text{ m/s}$$

Transição dispersão para *Core Annular*:

$$J_O = 0,5 \text{ m/s e } J_A = 1,43 \text{ m/s}$$

Core Annular:

$$J_O = 0,5 \text{ m/s e } J_A = 0,71 \text{ m/s}$$

Core Annular com interface ondulada:

$$J_O = 0,88 \text{ m/s e } J_A = 0,84 \text{ m/s}$$

Core Annular corrugado:

$$J_O = 0,88 \text{ m/s} \text{ e } J_A = 0,36 \text{ m/s}$$

Core Annular com interface ondulada:

$$J_O = 0,5 \text{ m/s} \text{ e } J_A = 0,34 \text{ m/s}$$

Estratificado com interface ondulada:

$$J_O = 0,5 \text{ m/s} \text{ e } J_A = 0,11 \text{ m/s}$$

Fonte: Sotgia, Tartarini e Stalio (2008).

Figura 28: Comparação do fator de redução de potência experimental e calculado a partir dos modelos de Arney et al. (1993) e Brauner (1991). Detalhe para a boa representatividade desses modelos para a região destacada referente ao padrão *core annular*.

Fonte: Sotgia, Tartarini e Stalio (2008).

O grupo também propôs uma relação empírica para identificar a localização da fronteira entre o padrão estratificado e o padrão anular, de forma que os modelos de predição propostos por Arney et al. (1993) e Brauner (1991) pudessem ser utilizados com grande perspectiva de predizerem o $f_{\Delta P}$ com exatidão, Equação (26):

$$J_A > - \frac{J_o (\rho_o + \rho_A) - \sqrt{(\rho_o - \rho_A)[(\rho_o - \rho_A) J_o^2 - 4 \omega^2 \rho_A]}}{2 \rho_A} \quad (\text{para anular}) \quad (26)$$

$$\text{Em que: } \omega = \sqrt{\frac{\rho_M (J_o + J_A)^2}{(\rho_A - \rho_o)}} \quad (26a)$$

$$\rho_m = \rho_o C_o + \rho_A C_A \quad (26b)$$

Sendo:

J_A a velocidade superficial da água (m/s)

J_o a velocidade superficial do óleo (m/s)

ρ_o a densidade do óleo (kg/m^3)

ρ_A a densidade da água (kg/m^3)

ρ_M a densidade da mistura (kg/m^3)

ω a velocidade equivalente do escoamento (m/s)

C_o a fração de óleo na alimentação (adimensional)

C_A a fração de água na alimentação (adimensional)

Vuong et al. (2009) estudaram o efeito da viscosidade do óleo Lubsoil ND 50, em três variáveis do escoamento bifásico água-óleo (horizontal e vertical): padrão de fluxo, gradiente de pressão e *holdup*. Para tal, o loop de tubulação com sistema de aquecimento/refrigeração e diâmetro interno de 52,5 mm foi condicionado a 15,6 °C e a 26,7 °C de forma que o referido óleo alcançasse a viscosidade de 1070 e 440 cP, respectivamente. O intervalo de velocidades superficiais estudadas encontrou-se entre 0,1 e 1,0 m/s para os dois fluidos. Em relação aos padrões de fluxo e aos *holdup* obtidos com ambas as viscosidades, não foi observada diferença significativa. No entanto, para o diferencial de pressão, a viscosidade do óleo se mostrou um parâmetro fundamental no escoamento, em que, sob mesmas condições de processo, este aumenta conforme o aumento da viscosidade do óleo. De acordo com os resultados, para o óleo com viscosidade de 1070 cP escoando na

horizontal, a melhor relação entre a vazão de óleo e o diferencial de pressão foi para a família de ensaios com velocidade superficial de óleo de $0,4 \text{ m/s}$; já para o escoamento vertical, essa relação foi melhor representada para a família com J_o de $0,5 \text{ m/s}$. Os diferenciais de pressão obtidos variaram entre 400 e 800 Pa/m para o escoamento horizontal e entre 800 e 2300 Pa/m para o escoamento vertical. Observou-se que os dados apresentados pelos autores, para o escoamento horizontal, foram da mesma ordem de grandeza daqueles anteriormente relatados no trabalho de Arney (Figura 10). Por fim, foi retratado que, no intervalo estudado, o *holdup* para o fluxo vertical se deu muito próximo daquele esperado para uma situação de não escorregamento das fases.

No trabalho realizado por Strazza et al. (2011) foi apresentado um estudo experimental sobre fluxo bifásico de água e óleo em seção horizontal e levemente inclinada, em que foram avaliados o mapa de perfis de escoamento, a perda de carga e o *holdup*. O óleo utilizado apresentava viscosidade de 900 cP e densidade de 886 kg/m^3 e o *loop* de tubulação compreendia tubos de acrílico com 21 mm de diâmetro interno e de tubos de vidro com 22 mm de diâmetro interno, ambos com 9 m de trecho reto. O intervalo de trabalho compreendeu velocidades superficiais de água entre $0,2$ e $2,6 \text{ m}^3/\text{h}$ e velocidades superficiais de óleo entre $0,03$ e $0,7 \text{ m}^3/\text{h}$. Na Figura 29 A e 29 B são apresentados os mapas de fluxo para o escoamento horizontal com os dois tipos de material. A partir desses mapas, os autores demonstraram que o tipo de material da tubulação não exerceu grande influência no padrão de escoamento observado e explicaram que o fato ocorreu pois, em todas as combinações testadas, a água estava em contato com a tubulação, indicando um baixo número de Eötvös e uma pequena importância da força gravitacional, Equação (27):

$$E_o = \frac{(\rho_A - \rho_o) g D^2}{8 \sigma} \quad (27)$$

Sendo:

E_o o número de Eötvös (adimensional)

ρ_A a densidade da água (kg/m^3)

ρ_o a densidade do óleo (kg/m^3)

g a aceleração da gravidade ($9,81 m/s^2$)

D o diâmetro da tubulação (m)

σ a tensão superficial (N/m)

Figura 29: Mapas de escoamento, no qual $\times$ é dispersão de óleo em água, $\square$ é *core annular* & dispersão de óleo em água e $\circ$ é *core annular*. A) Tubulação de acrílico e B) Tubulação de vidro. A linha cheia representa o $H_{o\text{ crítico}}$ calculado em 0,19 e a linha tracejada o $H_{o\text{ crítico}}$ de 0,5 sugerido por Brauner em 2004.

Fonte: Strazza et al. (2011).

Em relação ao fator de redução do gradiente de pressão quando da operação em CAF, os autores encontraram valores entre 10 e 80 vezes e o range de valores absolutos de ΔP para o escoamento bifásico foi entre, aproximadamente, 0,25 e 3,75 kPa . Os valores experimentais obtidos se mostraram de acordo com os modelos propostos por Brauner (1991), Arney (1993) e Bannwart (1999), conforme indica a Figura 30.

Os pesquisadores também mensuraram, através de uma sonda capacitiva, o *holdup* do escoamento na tubulação de acrílico horizontal e compararam os resultados obtidos com os modelos propostos por Arney (1993) (empírico) e Brauner (2004) (teórico). Neste caso, o modelo de Brauner se mostrou adequado somente para baixos valores de *Holdup*, enquanto o modelo de Arney apresentou melhor ajuste para todos os dados experimentais (Figura 31).

Figura 30: Ajuste das medições experimentais de perda de carga em trecho reto realizadas por Strazza (2011) com outras literaturas relevantes. A) Brauner (1991), B) Arney (1993), C) Bannwart (1999).

Fonte: Strazza et al. (2011).

O escorregamento entre fases, S , foi calculado para os dados experimentais e para os modelos de Brauner (2004) e Arney (1993), indicando que, nestes casos, o escorregamento se mostrou superior a 1, ou seja, com o fluxo de óleo escoando mais rapidamente que o fluxo de água na tubulação (Figura 32).

Figura 31: Ajuste dos dados experimentais de *Holdup* com os modelos propostos pela literatura (STRAZZA et al., 2011). A) Arney (1993), B) Brauner (2004).

Fonte: Strazza et al. (2011).

Figura 32: Escorregamento das fases em função do *holdup*.

Fonte: Strazza et al. (2011).

Em 2014, Al-Wahaibi et al. publicaram um estudo muito interessante acerca da influência do diâmetro do duto nos padrões de fluxo e no gradiente de pressão de um escoamento bifásico água-óleo. No estudo, foi utilizado óleo com viscosidade 12 cP e densidade 875 kg/m^3 , tubulação de acrílico posicionada na horizontal com diâmetro interno de 19 mm e velocidades superficiais entre 0,10 e 2,0 m/s para o óleo e 0,10 e 2,6 m/s para água. Os resultados obtidos pelo grupo foram comparados àqueles anteriormente reportados por Yusuf et al., 2012, cuja condição de processo se distinguiu apenas pelo maior diâmetro do duto: 25,4 mm.

Em relação aos padrões de escoamento observados, foram identificados em ambos diâmetros: estratificado (ST) com interface lisa e com interface ondulada, dual contínuo de água e óleo (DC), *core annular* (CAF), bolhas (Bb), dispersão de óleo em água ($D_{O/A}$) e de água em óleo ($D_{A/O}$). No entanto, apesar de compartilharem das mesmas configurações de fluxo, a redução no diâmetro interno do duto levou ao estreitamento da faixa de ocorrência dos perfis dual contínuo de água e óleo e de dispersão de óleo em água e a expansão das zonas de CAF,

bolhas e estratificado, conforme indicado pela Figura 33. Os autores explicaram que as forças interfaciais têm um efeito predominante em dutos de menor diâmetro. Logo, como essas forças agem como agentes estabilizadores, há um atraso na formação de bolhas que são consequência do aumento das instabilidades até total ruptura da linha contínua do fluido.

Em relação ao gradiente de pressão, o grupo verificou que, para condições similares de velocidade superficial de óleo e de água, a diminuição do diâmetro interno levou a um aumento da perda de carga do escoamento. Esse fato foi associado ao aumento da fricção no interior do duto à medida que esse teve seu diâmetro reduzido. Ilustra-se na Figura 34 as perdas de carga observadas para o escoamento bifásico supracitado. Assim, o grupo avaliou a capacidade do modelo dos dois fluidos em prever a perda de carga dos escoamentos com perfis estratificado e dual de óleo e de água, o qual se mostrou inadequado por superdimensionar o valor calculado. Os escoamentos do tipo dispersão e bolhas foram avaliados utilizando o modelo homogêneo e o modelo *drift flux*, sendo esse último aquele mais eficiente em prever os resultados experimentais observados.

Figura 33: Carta de fluxo observada para o escoamento bifásico de óleo, viscosidade 12 cP, com água para dutos de acrílico com diâmetro interno de 25,4 mm (linhas contínuas) e de 19 mm (marcadores) e posicionados na horizontal.

Fonte: Yusuf et al. (2012) e Al-Wahaibi et al. (2014).

Figura 34: Comparativo das perdas de carga referentes a escoamentos bifásicos água-óleo similares realizados em dutos de diâmetro interno diferentes.

Fonte: Yusuf et al. (2012) e Al-Wahaibi et al. (2014).

No ano seguinte, outro estudo acerca do escoamento bifásico água-óleo, utilizando óleo de baixa viscosidade (μ_o de 1,85 cP, a 25 °C), foi realizado por Mukhaimer em uma unidade experimental com dutos de 22,5 mm de diâmetro

interno dispostos na horizontal. Nesse trabalho, o objetivo foi mapear os padrões de fluxo, com interesse especial na configuração de dispersão, levantar a perda de carga do escoamento e identificar o ponto de inversão das fases. Foi observado que, para o óleo estudado, o ponto de inversão ocorreu quando a fração deste no fluxo atingiu cerca de 50 %. O artigo ainda comparou três modelos para o cálculo da viscosidade da mistura, a qual é utilizada para o cálculo teórico da perda de carga do escoamento do tipo dispersão, e propôs uma nova correlação com melhor aderência aos dados experimentais (MUKHAIMER et al., 2015).

Ainda em 2015, Hanafizadeh, Hojati e Karimi publicaram um trabalho acerca da influência da inclinação da tubulação no padrão de escoamento verificado no escoamento bifásico água-óleo (Figura 35). Para tal foi utilizada uma unidade de bancada contendo uma tubulação com diâmetro interno de 20 mm apoiada sobre uma plataforma inclinável no intervalo de -45° a $+45^\circ$, sendo monitorados os ângulos de 5, 10, 15, 30 e 45° em fluxo ascendente e descendente.

A partir da Figura 35, os autores observaram que angulações positivas no duto acarretaram no deslocamento das fronteiras de transição para a direita, ampliando a área compreendida pelo padrão bolhas de óleo em água, pistão de óleo em água e estratificado e reduzindo, no intervalo de velocidades superficiais testadas, o padrão *anular*. De forma geral, essa mudança no mapa de fluxo foi associada ao balanço de forças que atua no sistema, que, num escoamento do tipo disperso ascendente, gera uma força resultante na direção do fluxo que acelera os fluidos no escoamento. Já para o padrão estratificado, foi observado um maior número de combinações com a interface lisa, devido a força gravitacional que oferece resistência ao escoamento ascendente. No caso do escoamento descendente (angulações negativas no duto), foi verificado um deslocamento das fronteiras dos padrões para a esquerda, no entanto, diferentemente do escoamento ascendente, também houve um movimento da fronteira do regime estratificado para o topo do mapa. Os autores explicaram essas alterações na carta de fluxo com base novamente no balanço de forças que, nesse contexto, desacelera os fluidos diminuindo a velocidade da fase dispersa que tende a se aglomerar e formar o padrão estratificado.

Figura 35: Padrões de fluxo observados para o escoamento de óleo leve (μ_o de 4,5 cP e ρ_o de 840 kg/m³) e água em duto horizontal e, posteriormente, inclinado a 45° ascendente e descendente.

B: Bolhas de óleo em água

S: Pistão de óleo em água

St: Estratificado com interface lisa (▲)

St: Estratificado com interface ondulada (x)

A: Annular de água e core de óleo

DC: Dual contínuo de água e óleo

Outro trabalho interessante foi publicado por Loh e Premanadhan (2015), o qual apresentou uma comparação do escoamento bifásico água-óleo utilizando um óleo leve, com viscosidade de 30 *cP*, e um óleo pesado, de viscosidade 300 *cP*. Os resultados obtidos foram expressos em termos do padrão de escoamento, os quais estão representados nas cartas de fluxo da Figura 36 e avaliados com relação a perda de carga e ao fator de redução de pressão.

Figura 36: Comparação entre as cartas de fluxo de um escoamento bifásico água-óleo utilizando em A) um óleo leve com 30 *cP* e em B) um óleo pesado com 300 *cP*. As linhas contínuas representam as transições entre as fases propostas por Trallero, Sarica e Brill (1997).

Legenda:

- Estratificado
- Estratificado com interface ondulada
- ◆ Dispersão de o/a e água como fase contínua
- ▶ DO/A: Dispersão de O/A
- ▼ DO/A & DA/O: Dispersão de O/A e de A/O
- ★ DA/O: Dispersão de A/O

Fonte: Loh e Premanadhan (2016).

A partir da Figura 36, os autores observaram que a transição do padrão estratificado para o padrão disperso ocorreu, para o óleo de maior viscosidade, em velocidades superficiais de mistura inferiores. Uma possível explicação para esse fato é o aumento da taxa de cisalhamento na interface água-óleo devido ao aumento da viscosidade do óleo, tornando a fase aquosa turbulenta e, consequentemente,

antecipando a formação de dispersão. Brauner e Moalem (1992) também reportaram que, para óleos de alta viscosidade, uma menor vazão de água é requerida para alterar o padrão estratificado de interface lisa, levando-o a apresentar ondas na interface que originarão a ruptura das linhas de fluxo de óleo e o aparecimento de dispersões.

Além da avaliação dos perfis de fluxo, o grupo também constatou que o escoamento bifásico de água e óleo envolvendo o óleo de maior viscosidade promoveu maior perda de carga em relação àquele com o óleo leve nas mesmas condições de operação. No entanto, o fator de redução de pressão em relação ao escoamento do óleo puro foi, cerca de, 5 vezes maior para o óleo mais viscoso, indicando que os benefícios de se transportar óleo com água são ampliados à medida que se trabalha com óleos de maior viscosidade. Somado a isso, está o fato de que o ponto de inversão, ou seja, a condição em que o óleo passa a ser fase carregadora e apresenta perda de carga similar à do óleo puro, ocorreu mais cedo para o óleo leve (próximo de uma fração volumétrica de 80 %) em relação ao óleo pesado (próximo de 90 %).

Mello, em seu trabalho de mestrado, construiu uma unidade experimental para estudar o fluxo bifásico óleo/água em perfil CAF (Figura 37), dando início ao desenvolvimento do tema na Universidade Santa Cecília. Em 2013, Farias utilizou a bancada supracitada para determinar a velocidade *in situ* do óleo no trecho vertical ascendente do fluxo bifásico. Para tal, foram utilizadas duas câmeras fotográficas Cannon EOS 500D posicionadas na face frontal e lateral do duto e distantes 90° entre si, as quais foram sincronizadas através de um disparador infravermelho para produzirem o par de fotos instantâneo do fluxo. Essas imagens foram mapeadas individualmente ponto a ponto através do software Microstation V8 sendo recriado pelo meio do sistema de malhas o escoamento em 3D. Para o fluxo bifásico formado por uma vazão de entrada de 0,514 m³/h de água e de 0,274 m³/h de óleo, equivalentes a uma velocidade superficial de óleo de 0,13 m/s e uma velocidade superficial de água de 0,25 m/s, foi determinada uma velocidade *in situ* de 0,314 m/s para o óleo e de 0,533 m/s para a água (MELLO, 2012).

Figura 37: Representação esquemática elaborada pela autora da unidade experimental construída por Mello (2012) na Universidade Santa Cecília.

Fonte: A autora.

No trabalho realizado por Coelho et al. (2016), utilizando-se a unidade experimental apresentada na Figura 37, foram comparados o ponto de operação do bombeamento de óleo pesado na forma monofásica e em diversas combinações CAF com água. O óleo utilizado foi o Lubrax Gear 680 que, após uso continuado, apresentou densidade de 940 kg/m^3 (Picnômetro) e viscosidade de 3906 cSt (Reômetro Brookfield) a $24 \text{ }^\circ\text{C}$ (temperatura dos ensaios). Além disso, utilizando-se o método da potência motriz foi determinada a potência consumida nos dois tipos de transferência e avaliado o fator de redução de potência, quando da utilização da técnica CAF. Os escoamentos em padrão CAF foram selecionados a partir da sua identificação visual no trecho vertical, uma vez que a diferença de densidade entre os fluidos favoreceu, para uma larga faixa de combinações, perfil de escoamento estratificado no trecho horizontal inicial.

A Figura 38 apresenta os resultados obtidos em relação ao ponto de operação da bancada funcionando com óleo monofásico e com fluxo bifásico água-óleo para uma mesma rotação da bomba principal ($J_{o_{\text{médio}}}$ de $0,20 \text{ m/s}$) e diversas razões de entrada óleo-água (C_B). Os autores observaram que, no transporte de óleo

em fluxo bifásico, houve uma redução média do *Head* da bomba de 50 % e um aumento da vazão de óleo transportado em 130 %. Esses resultados foram interpretados como resultantes da diminuição do atrito no escoamento pela lubrificação da tubulação pela água.

Figura 38: Comparativo do ponto de operação (PO) da unidade de bombeamento com óleo monofásico e fluxo bifásico água-óleo em padrão CAF.

Fonte: Coelho et al. (2016).

Os autores também realizaram a comparação do consumo energético dos bombeamentos e apontaram que, apesar da potência absoluta total consumida ter sido maior nos padrões CAF, o aumento de 130 % na vazão de óleo levou a uma queda de, aproximadamente, 50 % na energia requerida por volume de óleo transportado (Figura 39).

Figura 39: Consumo de energia por volume de óleo transportado na forma monofásica e na forma CAF.

Fonte: Coelho et al. (2016).

Shi, Lao e Yeung (2017) estudaram a perda de carga e o *holdup* de escoamentos bifásicos água/óleo utilizando uma unidade experimental contendo tubulações de acrílico e PVC transparentes com 26 *mm* de diâmetro interno e um trecho horizontal de 6,5 *m*. O óleo utilizado foi Lube Oil Total CYL 680, o qual apresentava viscosidade e densidade, a 12 °C, de 5600 *cP* e de 910 kg/m^3 e, a 21 °C, de 3300 *cP* e de 905 kg/m^3 . A Figura 40 revela os padrões de escoamento observados na janela de operação da bancada e as regiões de escorregamento.

As regiões de escorregamento foram determinadas a partir da obtenção experimental do *holdup* no escoamento bifásico. Nestes ensaios, baixas velocidades superficiais de óleo geraram H_A significativamente menores que C_A , indicando que a água escoava mais rapidamente e que o óleo acumulava no duto, mesmo apresentando perfil CAF (região amarela). No entanto, o aumento gradativo de J_O , levou ao aumento de H_A de forma que este se mostrou maior que C_A sob determinadas condições. Os autores justificaram as observações sob a ótica de que baixas velocidades superficiais de óleo geram CAF com alta excentricidade, ou seja, com uma camada muito fina de água na parte superior da tubulação e, conseqüentemente, deixam o *core* mais suscetível aos efeitos de parede. No entanto, quando a velocidade superficial do óleo é elevada, a inércia tende a

centralizar o *core* de óleo, que passa, portanto, a escoar sob menor efeito de parede e, por conseguinte, mais rapidamente. Além disso, ensaios comparando o *holdup* do óleo a diferentes temperaturas mostraram que a viscosidade não exerceu influência significativa nessa variável, sendo a velocidade superficial do óleo o fator mais relevante.

Figura 40: Mapa de fluxos observados na unidade experimental de Shi, Lao e Yeung com as regiões de escorregamento: amarelo para o acúmulo de óleo e azul para o acúmulo de água (regiões de escorregamento destacadas pela autora a partir dos dados originais).

Fonte: Shi, Lao e Yeung (2017).

O grupo propôs um modelo para prever o *holdup* a partir da fração de alimentação de água e da excentricidade do *core*, uma vez que os modelos anteriores foram elaborados visando CAF concêntricos. Segundo os autores, quando a velocidade superficial de óleo é alta, o *core* se torna próximo de concêntrico de forma que os modelos de Arney (1993) e Brauner (1998) se mostram razoáveis. Todavia, a medida que J_O diminui, os modelos perdem a validade. Dessa forma, o novo modelo teve o intuito de ser mais versátil por abranger CAFs concêntricos e excêntricos, Equação (28):

$$H_A = C_A [1 + 0,31 (1 - C_A)] C_H \quad (28)$$

Em que:

$$C_H = e^{\left[-0,31 \left(\frac{1}{Fr}\right)^{1,067} (1 - C_A)^{0,67}\right]} \quad (28a)$$

$$\frac{1}{Fr} = \frac{\sqrt{g D \left(\frac{\rho_A - \rho_O}{\rho_A}\right)}}{J_O} \quad (28b)$$

Sendo:

H_A o *holdup* da água (adimensional)

C_A a razão volumétrica de entrada da água (adimensional)

C_H o fator associado a excentricidade ($0 \leq C_H \leq 1$ e $C_H = 1$ concêntrico)

Fr o número de Froude (relaciona a relação das forças de inércia e as forças gravitacionais) (adimensional)

g a aceleração da gravidade ($9,81 \text{ m/s}^2$)

D o diâmetro da tubulação (m)

ρ_A a densidade da água (kg/m^3)

ρ_O a densidade do óleo (kg/m^3)

Em suma, visto o longo período decorrido desde os primeiros relatos concernentes aos benefícios de se transportar óleos de alta viscosidade com água, ainda há poucos trabalhos que traduzem em números, a partir de dados experimentais, a influência de diversos parâmetros de processo, como: vazão, viscosidade e densidade dos fluidos, e de instalação, como: diâmetro e material do duto, nas respostas do escoamento. A Tabela 1, Tabela 2 e a Tabela 3 sintetizam as principais particularidades das literaturas consultadas em relação aos temas de estudo propostos no presente trabalho, os quais englobam os padrões de escoamento, potência consumida no escoamento bifásico e *holdup*. A perda de carga observada para um trecho reto (distribuída), por ter uma abordagem diferente nesse estudo; e a perda de carga localizada referente a uma válvula gaveta, por não ter sido encontrados relatos na trabalhos, não foram comparados na forma de tabela como os demais tópicos abordados nessa tese.

É importante ressaltar que a utilização de unidades experimentais ideais, ou seja, com trechos retos de grande extensão localizados após o dispositivo organizador do fluxo (injetor) e com mínima incorporação de acessórios hidráulicos foi uma prática comum adotada pelos pesquisadores, mas que dificilmente representaria a condição operacional de uma instalação industrial real.

Portanto, a proposta dessa tese foi adicionar dados experimentais na literatura referentes ao escoamento bifásico água/óleo obtidos em uma unidade experimental contendo um *loop* de tubulação com diversos acessórios hidráulicos como válvulas e curvas. A partir desse trabalho, esperava-se estabelecer a janela efetiva de operação em perfil CAF, uma vez que escoamentos contendo 90 % de óleo foram associados na literatura a esse padrão, mas não eram praticáveis na unidade experimental testada. Do ponto de vista econômico, escoamentos bifásicos com baixo teor de água são mais interessantes, uma vez que os custos associados a separação são reduzidos. No entanto, um anel muito delgado de água amplia a probabilidade do óleo ter contato com as paredes internas do duto - aumentando a energia necessária para seu deslocamento - o que é determinante para o funcionamento otimizado de instalações que imprimem grandes perturbações no escoamento, como é o caso da unidade construída para esse estudo e dos oleodutos industriais.

Por fim, alimentar a literatura disponível com dados experimentais referentes aos parâmetros do escoamento bifásico água/óleo em uma unidade de bancada que melhor retrata uma instalação industrial, mesmo que de pequeno porte, se mostrou oportuno, principalmente no que tange ao desenvolvimento de modelos teóricos para prever o comportamento dos fluidos sob determinada condição de processo. Cabe ressaltar, aqui, que os métodos de predição para escoamentos gás/líquido provaram ser inadequados para escoamentos de óleo e água e que a predição apropriada do comportamento do óleo pesado no escoamento multifásico é condição *sine qua non* para produzir e transportar óleos viscosos de forma segura e com maior beneficiamento econômico.

Tabela 1: Principais literaturas consultadas referentes as cartas de fluxo e os respectivos padrões de escoamento verificados no transporte bifásico de óleo com água em tubulações.

Referência		
CHARLES; GOVIER; HODGSON, 1961	BAI; CHEN; JOSEPH, 1992	
μ_o (cP)	65,0	600
ρ_o (kg/m ³)	998	905
Fluxo	Horizontal	Vertical Ascendente
$D_{int.}$ (mm)	26,42	9,525
Material	Plástico (CAB)	Vidro
Análise	Fotográfica	Gravação de Vídeo
J_o (m/s)	0,02 – 1,21	0,0031 – 0,33
J_A (m/s)	0,03 – 1,07	0,0036 – 0,40

Padrões Observados - Carta de Fluxo

Gotas de água em óleo

Bolhas de água em óleo

Pistão de água em óleo

Óleo em anular de água (CAF)

Pistão de óleo em água

Bolhas de óleo em água

Gotas de óleo em água

Óleo adere na parede

Ondas Bambu com perturbações

Ondas Bambu

Pistão

Bolhas

Dispersão de óleo em água

Gotas de água em óleo

Bolhas de água em óleo

Pistão de água em óleo

Óleo em anular de água (CAF)

Pistão de óleo em água

Bolhas de óleo em água

Gotas de óleo em água

Dispersão de óleo em água

Ondas bambu (CAF)

Ondas bambu c/ perturbações (CAF)

(Continua)

Tabela 1: Principais literaturas consultadas referentes as cartas de fluxo e os respectivos padrões de escoamento verificados no transporte bifásico de óleo com água em tubulações (continuação).

Padrões Observados - Carta de Fluxo

	Referência	
	TRALLERO; SARICA; BRILL, 1997	FAIRUZOV et al., 2000
μ_o (cP)	28,8	5,071
ρ_o (kg/m ³)	884	851
Fluxo	Horizontal	Horizontal
$D_{int.}$ (mm)	50,13	363,5
Material	Acrílico	Aço
Análise	Fotográfica + Gravação de Vídeo	Amostragem local
J_o (m/s)	0,01 – 1,0	0,3 – 1,1
J_A (m/s)	0,01 – 1,6	0,01 – 0,4

- ST: Estratificado
- ST & MI: Estratificado com mistura na interface
- $D_{o/w}$ & w: Dispersão de óleo em água e uma fase livre de água
- o/w: Emulsão de óleo em água
- $D_{w/o}$ & $D_{o/w}$: Dispersão de água em óleo e de óleo em água

- Estratificado: camadas paralelas de água e óleo com ou sem mistura na interface
- Dispersão: Dispersão de óleo em água, de água em óleo e suas variações

(Continua)

Tabela 1: Principais literaturas consultadas referentes as cartas de fluxo e os respectivos padrões de escoamento verificados no transporte bifásico de óleo com água em tubulações (continuação).

Padrões Observados - Carta de Fluxo

Referência

BANNWART et al., 2004

BANNWART et al., 2004

μ_o (cP)

ρ_o (kg/m³)

Fluxo

$D_{int.}$ (mm)

Material

Análise

J_o (m/s)

J_A (m/s)

488

925,5

Horizontal

28,4

Vidro

Gravação de Vídeo

0,007 – 2,5

0,04 – 0,5

488

925,5

Vertical Ascendente

28,4

Vidro

Gravação de Vídeo

0,007 – 2,5

0,04 – 0,5

Flow regime map for horizontal flow. The y-axis represents the annular phase velocity J_A (m/s) on a logarithmic scale from 0.01 to 1.0. The x-axis represents the oil phase velocity J_o (m/s) on a logarithmic scale from 0.01 to 1.0. The map is divided into four regions: 'Bolhas Dispersas' (dispersed bubbles) in the upper left, 'Bolhas' (bubbles) in the lower left, 'Estratificado' (stratified) in the lower right, and 'Anular' (annular) in the upper right. A solid curve separates the 'Bolhas' and 'Estratificado' regions, and another solid curve separates the 'Estratificado' and 'Anular' regions. Data points are plotted as open circles for 'Bolhas Dispersas', open circles for 'Bolhas', and open triangles for 'Estratificado'.

Flow regime map for vertical ascending flow. The y-axis represents the annular phase velocity J_A (m/s) on a logarithmic scale from 0.01 to 1.0. The x-axis represents the oil phase velocity J_o (m/s) on a logarithmic scale from 0.01 to 1.0. The map is divided into four regions: 'Bolhas Dispersas' (dispersed bubbles) in the upper left, 'Bolhas' (bubbles) in the lower left, 'Intermitente' (intermittent) in the lower right, and 'Anular' (annular) in the upper right. A solid curve separates the 'Bolhas' and 'Intermitente' regions, and another solid curve separates the 'Intermitente' and 'Anular' regions. Data points are plotted as open circles for 'Bolhas Dispersas', open circles for 'Bolhas', and open triangles for 'Intermitente'.

Bolhas Dispersas

Bolhas

Estratificado

Anular de óleo:

- Anular perfeito, interface lisa (concêntrico)
- Anular excêntrico com ondas
- Anular estratificado com ondas (excêntrico)

Bolhas Dispersas

Bolhas

Intermitente

Anular de óleo:

- Anular com ondas bambu
- Anular com ondas distorcidas
- Anular ondulado c/ perturbações
- Anular perfeito (interface lisa)

(Continua)

Tabela 1: Principais literaturas consultadas referentes as cartas de fluxo e os respectivos padrões de escoamento verificados no transporte bifásico de óleo com água em tubulações (continuação).

Padrões Observados - Carta de Fluxo

Referência

RODRIGUEZ; OLIEMANS, 2006

SOTGIA; TARTARINI; STALIO, 2008

μ_o (cP)

7,5

919

ρ_o (kg/m³)

830

889

Fluxo

Horizontal

Horizontal

$D_{int.}$ (mm)

8,25

26,0

Material

Aço Inox/Acrílico

Acrílico

Análise

Gravação de Vídeo

Fotográfica + Gravação de Vídeo

J_o (m/s)

0,02 – 3,0

0,19 – 0,97

J_A (m/s)

0,02 – 2,55

0,006 – 5,5

OBS: Brine como fluido menos viscoso

$\rho_A = 1060 \text{ kg/m}^3$ e $\mu_A = 0,8 \text{ cP}$

OBS: Linha Contínua: Trallero (1997)

ST: Estratificado

ST & MI: Estratificado com mistura na interface

$D_{o/w}$ & w : Dispersão de óleo em água e uma fase livre de água

o/w : Emulsão de óleo em água

$D_{w/o}$ & $D_{o/w}$: Dispersão de água em óleo e de óleo em água

Dispersão de óleo em água

Dispersão de água em óleo

Transição

Pistão de óleo em água

Core Annular (CAF)

Core Annular Ondulado

Core Annular Corrugado

Estratificado

(Continua)

Tabela 1: Principais literaturas consultadas referentes as cartas de fluxo e os respectivos padrões de escoamento verificados no transporte bifásico de óleo com água em tubulações (continuação).

Padrões Observados - Carta de Fluxo

μ_o (cP)

ρ_o (kg/m³)

Fluxo

$D_{int.}$ (mm)

Material

Análise

J_o (m/s)

J_A (m/s)

Referência

STRAZZA et al., 2011

YUSUF et al., 2012
AL-WAHAIBI et al., 2014

900

12

886

875

Horizontal

Horizontal

21,0

25,4

Acrílico

Acrílico

Fotográfica

Gravação de Vídeo

~ 0,03 – 0,7

0,10 – 2,0

~ 0,2 – 3

0,10 – 2,6

- x é dispersão de óleo em água
- é core annular & dispersão de óleo em água
- é core annular (CAF)

- Estratificado
- Bolhas
- Dispersão de óleo em água
- Dispersão de água em óleo
- Dual Contínuo de água e óleo
- Annular de água e core de óleo

(Continua)

Tabela 1: Principais literaturas consultadas referentes as cartas de fluxo e os respectivos padrões de escoamento verificados no transporte bifásico de óleo com água em tubulações (continuação).

Padrões Observados - Carta de Fluxo

	Referência	
	MUKHAIMER et al., 2015	HANAFIZADEH; HOJATI; KARIMI, 2015
μ_o (cP)	1,85	4,5
ρ_o (kg/m ³)	780	840
Fluxo	Horizontal	Horizontal
$D_{int.}$ (mm)	22,5	20,0
Material	PVC/Acrílico	Acrílico
Análise	Fotográfica	Gravação de Vídeo
J_o (m/s)	0,05 – 3,0	0,05 – 0,65
J_A (m/s)	0,05 – 3,0	0,1 – 1,0

A log-log plot of axial velocity J_A (m/s) versus oil velocity J_o (m/s). The y-axis ranges from 0.01 to 10.0, and the x-axis ranges from 0.01 to 10.0. The plot is divided into several regions representing different flow regimes: ST (Stratified), DO/W (Dispersion of oil in water), DO/W & W (Dispersion of oil in water and water), ST & MI (Stratified with mixed interface), DW/O (Dispersion of water in oil), and DW/O & DO/W (Dispersion of water in oil and oil in water). Data points are plotted as symbols corresponding to these regimes.

OBS: Linha Contínua: Trallero (1997)

- DO/W: Dispersão de óleo em água
- DO/W & W: Disp. O/A sobre água livre
- DW/O: Dispersão de água em óleo
- DW/O & DO/W: Dispersão A/O e O/A
- ST: Estratificado
- ST & MI: Estrat. c/ mistura na interface
- DW/O & O: Disp. A/O sobre óleo livre

A linear plot of axial velocity J_A (m/s) versus oil velocity J_o (m/s). The y-axis ranges from 0.0 to 1.2, and the x-axis ranges from 0.05 to 0.65. The plot shows regions for different flow regimes: B (Bolhas de óleo em água), S (Pistão de óleo em água), St (Estratificado - Interface lisa), St (Estratificado - Interface ondulada), DC (Dual Contínuo de água e óleo), and A (Annular de água e core de óleo). Small images of the flow patterns are shown next to their respective labels.

- B: Bolhas de óleo em água (♦)
- S: Pistão de óleo em água (■)
- St: Estratificado - Interface lisa (▲)
- St: Estratificado - Interface ondulada (x)
- DC: Dual Contínuo de água e óleo (*)
- A: Annular de água e core de óleo (●)

OBS: Linha Contínua: Trallero (1997)

DO/W: Dispersão de óleo em água
 DO/W & W: Disp. O/A sobre água livre
 DW/O: Dispersão de água em óleo
 DW/O & DO/W: Dispersão A/O e O/A
 ST: Estratificado
 ST & MI: Estrat. c/ mistura na interface
 DW/O & O: Disp. A/O sobre óleo livre

B: Bolhas de óleo em água (♦)
 S: Pistão de óleo em água (■)
 St: Estratificado - Interface lisa (▲)
 - Interface ondulada (x)
 DC: Dual Contínuo de água e óleo (*)
 A: Annular de água e core de óleo (●)

(Continua)

Tabela 1: Principais literaturas consultadas referentes as cartas de fluxo e os respectivos padrões de escoamento verificados no transporte bifásico de óleo com água em tubulações (conclusão).

Referência	
LOH; PREMANADHAN, 2016	
μ_o (cP)	30,0 e 300,0
ρ_o (kg/m ³)	845,0 e 882,5
Fluxo	Horizontal
$D_{int.}$ (mm)	27,86
Material	Aço Inox/Acrílico
Análise	Gravação de Vídeo
J_o (m/s)	0,05 – 2,0
J_A (m/s)	0,05 – 2,0
Padrões Observados - Carta de Fluxo	<p>The figure is a flow pattern map with J_A (m/s) on the y-axis (log scale from 10^{-1} to 10^0) and J_o (m/s) on the x-axis (log scale from 10^{-1} to 10^0). The map is divided into several regions representing different flow patterns: O/W (Oil in Water), Do/w & W (Dispersion of Oil in Water), Do/w & Dw/o (Dispersion of Oil and Water), W/O (Water in Oil), Estrat. c/ mistura (Stratified with mixture), Estrat. Ondulado (Stratified with wavy interface), and Estratificado (Stratified). Two sets of transition lines are shown: solid lines for 30 cP and dashed lines for 300 cP.</p>
	O/W: Dispersão de óleo em água
	Do/w&w: Disp. O/A sobre água livre
	Do/w & Dw/o: Dispersão O/A e A/O
	W/O: Dispersão de água em óleo
	Estratificado
	Estratificado com interface ondulada
	Estratificado com mistura na interface

Tabela 2: Trabalhos consultados referentes à estimativa do fator de redução de potência.

Referência Tipo do Trabalho $D_{int.} (mm)$	Sentido Fluxo Padrão	$\frac{\mu_o (mPa.s)}{\rho_o (kg/m^3)}$	Fração Óleo (%)	$f_{\Delta P}$	f_{Pot}^a
RUSSELL; CHARLES, 1959 Teórico	Horizontal CAF concêntrico	-	-	$f_{\Delta P} = \frac{\mu_o}{2 \mu_A}$	$f_{Pot} = \frac{\mu_o}{2,78 \mu_A}$
ROVINSKY; BRAUNER; MARON, 1997 Teórico	Horizontal CAF excêntrico	-	-	$f_{\Delta P} = 40$	-
PRADA, 1999 Experimental D_i : 27,6 mm (Aço)	Vertical CAF concêntrico	$\frac{64660}{972}$	80,0 ^b 92,2 ^c	$f_{\Delta P(max)} = 2053^b$ $f_{\Delta P(max)} = 894^c$ $f_{\Delta P} = \frac{\mu_o}{15 \mu_A}$	$f_{Pot(max)} = 1694$ $\overline{f_{Pot}} = 981,2^d$ $f_{Pot} = \frac{\mu_o}{19,4 \mu_A}$
VARA, 2001 Experimental D_i : 28,4 mm (Vidro)	Horizontal CAF excêntrico	$\frac{1193}{946}$	95,0	-	$f_{Pot(max)} = 225,3$
SOTGIA; TARTARINI; STALIO, 2008 Experimental D_i : 26,0 mm (Acrílico)	Horizontal CAF excêntrico	$\frac{919}{889}$	90,0 55,5	$f_{\Delta P(max)} = 95$ $f_{\Delta P(min)} = 30$	-
STRAZZA et al., 2011 Experimental D_i : 21,0 mm (Acrílico) D_i : 22,0 mm (Vidro)	Horizontal CAF excêntrico	$\frac{900}{886}$	96,0 96,5	$f_{\Delta P(max)} = 60$ $f_{\Delta P(max)} = 80$	-

^a Estimado indiretamente através da perda de carga do trecho reto.

^b Melhor cenário e ^c pior cenário para $f_{\Delta P(max)}$, o qual depende da velocidade superficial dos fluidos.

^d $\overline{f_{Pot}}$ é a média de $f_{Pot(max)}$.

Tabela 3: Sumário dos principais trabalhos consultados referentes à determinação e predição de *holdup*, contendo as respectivas condições de processo e modelos propostos.

Referência	μ_o (cP)	ρ_o (kg/m ³)	Sentido Fluxo	$D_{int.}$ (mm) Material	Sistema Medição	J_o (m/s) J_A (m/s)	$\frac{J_o}{J_A}$ (adim.)	Holdup Ratio S	Modelo Proposto
RUSSELL; HODGSON; GOVIER, 1959	18	834	Horiz.	20,46 Plástico (CAB)	Fechamento Válvulas	0,15 - 0,99 0,22 - 0,55	0,27 - 4,54	0,72 - 1,39	-
CHARLES; GOVIER; HODGSON, 1961	16,8	998	Horiz.	26,42 Plástico (CAB)	Fechamento Válvulas	0,015 - 1,21 0,03 - 1,08	0,1 - 10	0,83 - 1,66	-
OLIAMANS, 1986	1500 3000 8000	~ 975	Horiz.	50,8 Acrílico	Imagens	0,5 - 1,0 0,026 - 0,25	-	-	$H_A = C_A [1 + 0,2 (1 - C_A)^5]$
BAI; CHEN; JOSEPH, 1992	600	905	Vert. ↑	9,525 Vidro	Fechamento Válvulas	0,039 - 0,28 0,041 - 0,15	0,39 - 2,80	~ 1,39	$H_A = \frac{1}{\left(1 + \frac{1}{S} \frac{J_o}{J_A}\right)}$
ARNEY et al., 1993	2700	989	Horiz. Vert.	15,9 Vidro	Fechamento Válvulas	0,20 - 1,16 0,061 - 0,65	-	> 1	$H_A = C_A [1 + 0,35 (1 - C_A)]$
BANNWART, 1998	2700	989	Horiz.	22,5 Vidro	Imagens e Teoria Ondas Cinemáticas	0,26 - 0,63 0,035 - 0,28	1 - 11	1	$J_o H_A - S (J_A H_o) = 0$

(Continua)

Tabela 3: Sumário dos principais trabalhos consultados referentes à determinação e predição de *holdup*, contendo as respectivas condições de processo e modelos propostos (conclusão).

Referência	μ_o (cP)	ρ_o (kg/m ³)	Sentido Fluxo	$D_{int.}$ (mm) Material	Sistema Medição	J_o (m/s) J_A (m/s)	$\frac{J_o}{J_A}$ (adim.)	Holdup Ratio S	Modelo Proposto
BANNWART, 1998 a partir de BAI; CHEN; JOSEPH, 1992	600	905	Vert.↑	9,525 Vidro	Fechamento Válvulas	0,047 - 0,55 0,035 - 0,12	~ 1 - ~ 6	> 1	$J_o H_A - S (J_A H_o) -$ $0,0223 \left[\frac{(\rho_o - \rho_A) g D^2}{16 \mu_A} \right] H_o^2 (1 - H_o)^2 = 0$
BANNWART, 2001	500	925	Horiz.	28,4 Vidro	Imagens e Teoria Ondas Cinemáticas	-	4 - 19	1,23	$J_o H_A - S (J_A H_o) = 0$
RODRIGUEZ; BANNWART, 2006	500	930	Vert.↑	28,4 Vidro	Imagens e Teoria Ondas Cinemáticas	0,22 - 1,24 0,06 - 0,30	0,73 - 16,8	1,2 - 1,9	$J_o H_A - 1,17 (J_A H_o) -$ $0,0122 V_{ref} H_o^{1,78} = 0$
STRAZZA et al., 2011	900	886	Horiz.	21,0 Acrílico	Sonda de Capacitância	0,30 - 0,67 -	-	1,25 - 1,75	-
SHI; LAO; YEUNG, 2017	5600 3300	910 905	Horiz.	26,0 PVC Transp.	Fechamento Válvulas	0,04 - 0,56 0,03 - 1,00	-	0,5 - 1,4	$H_A = C_A [1 + 0,31 (1 - C_A)] C_H$ $C_H = e^{\left[-0,31 \left(\frac{1}{Fr} \right)^{1,067} (1 - C_A)^{0,67} \right]}$ $\frac{1}{Fr} = \frac{\sqrt{g D \left(\frac{\rho_A - \rho_o}{\rho_A} \right)}}{J_o}$

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Unidade experimental

A unidade experimental utilizada para realização dos ensaios foi projetada e construída no Laboratório de Operações Unitárias da Universidade Santa Cecília (UNISANTA) e faz parte do conjunto de objetivos apontados neste trabalho. Sua idealização foi feita a partir de *know how* adquirido numa bancada anterior (Figura 37), de menor versatilidade, já presente na Universidade, a qual foi tema da dissertação de mestrado de Mello (2012) e de Farias (2013). O modelo construído é inédito e inovador e oferece como diferencial a possibilidade de se acompanhar o escoamento em seções sequenciais de tubulação, de forma que parâmetros, como o perfil de escoamento e o *holdup*, por exemplo, podem ser monitorados conforme o fluxo bifásico se desloca. Apresenta-se na Figura 41 a unidade de bancada finalizada, e detalha os diversos componentes da estrutura, numerados de 1 a 13.

Com o intuito de estudar o comportamento do escoamento bifásico líquido-líquido de água e óleo, o aparato experimental multipropósito foi planejado com dois tanques em acrílico para armazenamento de óleo, um operacional de dimensões $395\text{ mm} \times 620\text{ mm} \times 310\text{ mm}$ (4) e um pulmão com 400 mm de diâmetro e 1200 mm de altura (1); além disso, outro tanque operacional de acrílico, de dimensões $415\text{ mm} \times 620\text{ mm} \times 370\text{ mm}$ (9), foi designado para água. Um quarto tanque, medindo $460\text{ mm} \times 465\text{ mm} \times 1385\text{ mm}$, foi destinado à separação gravitacional das fases (7).

Os tanques foram acoplados a um sistema de bombeamento composto por, aproximadamente, 8 m de tubulação transparente de PVC de 27 mm de diâmetro interno. No *loop* de tubulação, três sítios de acoplamento davam flexibilidade à unidade experimental: seção horizontal imediatamente após o injetor de CAF (5), seção vertical (12) e seção horizontal final (13). Nestes sítios, as tubulações podiam ser trocadas por diferentes unidades de substituição as quais podiam apresentar materiais e dimensões distintas (ex: diâmetro interno) para atenderem aos parâmetros de análise desejados.

Foram empregadas duas bombas para o deslocamento dos fluidos, a principal B-01, de engrenagens externas, para o óleo com motor WEG de 2 CV (3) e a auxiliar B-02, regenerativa, para a água com motor de 1 hp (11). Ambos os motores dispunham de inversores de frequência individuais para controle da rotação (10). Dois sistemas de reciclo, um para água e outro para óleo, foram instituídos a fim de alterar o direcionamento do fluxo e controlar a vazão dos fluidos.

Figura 41: Unidade Experimental. O sentido do fluxo está indicado pelas setas: laranja para óleo, azul para água e verde para bifásico água-óleo.

- 1) Tanque Pulmão de Óleo;
- 2) Bocal de injeção CAF;
- 3) Bomba principal B-01 de engrenagens externas com motor WEG de 2 CV para o transporte de óleo;
- 4) Tanque Operacional de Óleo;
- 5) Sítio de acoplamento horizontal 1 (H1);
- 6) Cesta de acrílico com anéis de Pall de 25,4 mm para reduzir o jato e desfavorecer a formação de emulsão;
- 7) Tanque de Separação com calhas direcionadoras para reduzir a altura de queda do fluido;

- 8) Seção para instalação de válvulas;
 - 9) Tanque Operacional de Água;
 - 10) Inversores de frequência para os motores das bombas;
 - 11) Bomba secundária B-02 regenerativa com motor WEG de 1 hp para o transporte de água;
 - 12) Sítio de acoplamento vertical (V);
 - 13) Sítio de acoplamento horizontal 2 (H2);
- P₁ a P₉) Tomadas de pressão;
S) Ponto de coleta de óleo ao final do loop de tubulação.

A fotografia da unidade experimental pode ser visualizada no APÊNDICE A. A numeração proposta para os detalhes da construção segue a legenda da Figura 41.

4.1.1 Bocal de injeção CAF

O Bocal de injeção CAF conectado à unidade experimental foi construído no Laboratório de Operações Unitárias da Universidade Santa Cecília (UNISANTA) e consistia de uma peça cilíndrica de acrílico transparente, com quatro orifícios de entrada de água (Figura 42). O acessório foi o responsável por promover o perfil *Core Annular Flow* (CAF), injetando água perpendicularmente ao fluxo de óleo.

Figura 42: Foto do Bocal de injeção e indicação das respectivas entradas de água e óleo e saída do fluxo em CAF.

4.1.2 Unidades de substituição dos sítios de acoplamento

A versatilidade da unidade experimental desenvolvida neste trabalho passa pela possibilidade de se alterar diversos parâmetros de processo e de se mensurar suas respectivas respostas sem a necessidade de alterações bruscas ou adição de novos componentes no sistema. Por esse motivo, três regiões estratégicas para avaliação do comportamento do sistema bifásico foram selecionadas como sítios de acoplamento (5, 12 e 13 - Figura 41) e, para tal, tiveram seus comprimentos

igualmente dimensionados de modo que as unidades de substituição pudessem ser perfeitamente alocadas em qualquer um dos sítios disponíveis. O sistema de troca das unidades era um procedimento rápido e fácil, e era realizado a partir de uniões instaladas nas extremidades da tubulação.

Foram construídas três unidades de substituição para a bancada (Figura 43) as quais permitiam a medição da perda de carga distribuída (A), *holdup* (B) e perda de carga localizada de válvulas (C). Especificamente no caso da perda de carga localizada de válvulas, a comparação da queda de pressão da ligação reta (branco) e da válvula forneceu a contribuição isolada da válvula. A unidade C é uma redundância para medição duplicada da perda de carga de válvulas, uma vez que já se encontra incluída no *loop* de tubulação uma sessão desse tipo após o sítio de acoplamento horizontal 1 (8 - Figura 41).

Figura 43: Unidades de substituição para os sítios de acoplamento com anel piezométrico formado por quatro tomadas de pressão estática nos pontos P_3 e P_4 , por exemplo, perpendiculares ao escoamento e com orifício de 1/10 do diâmetro interno da tubulação. A) Perda de Carga Distribuída, B) *Holdup* (presença de duas válvulas de esfera nas extremidades), C) Perda de Carga Localizada.

4.2 Fluidos de processo

O fluido viscoso selecionado para os ensaios foi o óleo lubrificante Lubrax Gear 680 (ANEXO A) com viscosidade cinemática nominal de 673 cSt (40°C) e densidade de 917 kg/m^3 , logo, com viscosidade dinâmica calculada equivalente à $617,14 \text{ cP}$ (40°C). O critério de escolha se baseou nas propriedades físicas do produto, o qual não oferecia riscos de manuseamento, além de ser anticorrosivo, antioxidante, antiespumante e isento de agentes tóxicos. Na indústria, este lubrificante é empregado em engrenagens do tipo fechada com dentes retos, cônica de dentes retos, cônico-helicoidais, espinha de peixe, parafusos sem fim e helicoidais e redutores industriais em serviços submetidos a cargas elevadas ou moderadas (PETROBRAS, 2016).

Nas operações envolvendo fluxo bifásico água-óleo, a utilização continuada do óleo pode provocar pequenas alterações nas propriedades físicas do mesmo devido à incorporação permanente de gotículas de água. Portanto, a fim de se verificar a não descaracterização do fluido viscoso durante o período de testes e evitar possíveis interpretações equivocadas dos resultados obtidos, foi determinada a viscosidade e a densidade do óleo novo/inicial (Reômetro Brookfield modelo DV-III e Picnômetro) e programou-se análises periódicas para monitoramento.

Apresenta-se na Figura 44 a relação da viscosidade do óleo com a temperatura no início dos testes (óleo novo) e ao longo da realização do trabalho. A partir das curvas obtidas, foi possível observar uma diferença significativa da viscosidade na região de baixa temperatura (abaixo de 25°C) para o óleo novo e usado. Todavia, em temperaturas superiores, essa diferença foi reduzida. Dessa forma, foi admitido que a viscosidade do óleo foi aquela apresentada na segunda medição (22/02/2017), haja visto que não houve diferença significativa após essa data. Portanto, para 22°C , temperatura média de trabalho, a viscosidade do óleo foi de 3200 cP , valor considerado nos cálculos. Por fim, é importante salientar a divergência entre o valor nominal informado pelo fabricante ($617,14 \text{ cP}$ a 40°C) e o valor medido para o óleo novo ($725,11 \text{ cP}$ a 40°C).

Em relação a densidade, foi determinado para o óleo novo o valor de $937,17 \text{ kg/m}^3$, em que se observou um pequeno desvio em relação àquele informado pelo fornecedor. Tem-se na

Figura 45 as medições de densidade ao longo do trabalho, sendo o valor médio de $944,87 \text{ kg/m}^3$ o empregado para todos os cálculos realizados. Todas as medições foram realizadas em temperatura ambiente, aproximadamente entre 22 e 24 °C. Portanto, o óleo utilizado possuía uma densidade equivalente ao petróleo de grau °API 18,3, sendo classificado como óleo pesado.

Figura 44: Diagrama da viscosidade do óleo Lubrax Gear 680 novo e durante os testes em função da temperatura de trabalho.

Figura 45: Análise da densidade do óleo Lubrax Gear 680 novo (01/10/2016) e durante o período de testes, realizada em temperatura ambiente (22 e 24 °C).

O fluido de baixa viscosidade utilizado foi água destilada e os valores das propriedades físicas adotados para os cálculos foram de 1000 kg/m^3 para a densidade e de 1 cP para a viscosidade a 22°C . Devido à sua grande disponibilidade, manutenções semanais foram executadas para assegurar água limpa no sistema e para conter a proliferação de microorganismos.

4.3 Medição das variáveis de processo

4.3.1 Sistema de água

O controle do sistema de água contemplou duas leituras: a pressão a jusante da bomba B-02 (Figura 46) e a vazão de entrada na seção de fluxo bifásico. A pressão foi quantificada através de um manômetro analógico Winters, com glicerina, de 0 a 2 kgf/cm^2 (I - Figura 46) e a medição da vazão foi realizada através de um rotâmetro Blaster modelo BLI-7000, em policarbonato, com faixa de 2 a 20 Lpm – litros por minuto (II - Figura 46). Tomou-se o cuidado de instalar o referido manômetro a uma distância mínima de 10 diâmetros a partir da saída da bomba.

Figura 46: Sistema de bombeamento de água. Instrumentação: I) Manômetro, II) Rotâmetro.

O rotâmetro foi calibrado de forma a minimizar os erros referentes à medição da vazão de entrada de água no sistema bifásico. Portanto, observando-se a marcação de vazão no visor do mesmo, proporcionada através do controle da rotação da bomba B-02 pelo inversor de frequência, coletou-se certa quantidade de massa num intervalo de tempo para fins de comparação. A expressão utilizada nos cálculos deste trabalho que representa a calibração experimental para correção da vazão indicada pelo rotâmetro foi obtida a partir da regressão linear dos pontos experimentais exibidos na Figura 47 e está relatada na equação (29):

$$Q_{\text{rotâmetro}} = 1,05 Q_{\text{real}} \quad (29)$$

Sendo:

$Q_{\text{rotâmetro}}$ a vazão medida pelo rotâmetro (Lpm)

Q_{real} a vazão real obtida através da coleta de massa em um intervalo de tempo (Lpm)

Nota: A equação (29) é válida somente para as unidades destacadas. O fator de correção de 1,05 é adimensional e indica que o valor de leitura no rotâmetro é 5 % superior ao valor real medido.

Figura 47: Curva de Calibração de vazão de entrada de água obtida para a unidade experimental com vistas à correção da vazão informada pelo Rotâmetro.

4.3.2 Sistema de óleo

A pressão a jusante da bomba B-01 na linha de óleo foi determinada pela leitura direta de P_1 (Figura 48) através do acoplamento de quatro manômetros digitais, sendo duas unidades da marca Agatec com 3 ½ dígitos, precisão de 0,15 % e faixa de operação de 0 a 10 kgf/cm^2 e duas unidades da marca Salcas com 3 ½ dígitos, precisão de 0,50 % e faixa de operação de 0 a 2 kgf/cm^2 .

Figura 48: Sistema de bombeamento de óleo, em que P_1 é a tomada de pressão a jusante da bomba B-01.

Uma vez que a bomba B-01 da Figura 48 é de deslocamento positivo, a vazão na linha de óleo foi determinada relacionando a rotação da mesma, controlada pelo inversor de frequência, com a vazão de óleo coletada ao final do circuito (S - Figura 41). Foram testados, no trecho que sucede o injetor, fluxos de óleo puro e fluxos bifásicos de óleo com água para verificar uma possível alteração da bomba pela contrapressão imposta pela água. No caso do escoamento bifásico, o óleo foi contabilizado após separação da água (item 4.3.3). A temperatura do óleo durante os testes se encontrou no intervalo entre 22,5 e 24,5 °C.

O cuidado em se determinar individualmente a vazão de óleo de saída para os dois tipos de escoamento está relacionado à importância dessa variável na avaliação da composição das fases no sistema, na classificação dos perfis de escoamento e na quantificação das perdas de carga distribuídas e localizadas do sistema bifásico. Todavia, conforme apresentado na Figura 49, a vazão de óleo não demonstrou ter sido afetada pelo tipo do fluxo no sistema. A relação entre a vazão e a rotação da bomba se apresentou, portanto, similar para ambos tipos de fluxo, sendo definida por uma função linear com coeficiente de correlação elevado.

Figura 49: Calibração experimental da vazão de óleo em função da rotação da bomba para o sistema completo operando em fluxo monofásico (puro) e bifásico água-óleo.

A relação entre a rotação da bomba B-01 e a frequência do inversor de comando, dispositivo de intervenção durante os ensaios, é demonstrada na Figura 50. Para construção gráfica realizada foram realizados ensaios em triplicata.

Observando-se o bom ajuste das regressões lineares da Figura 49 e da Figura 50, realizou-se a combinação direta da frequência do inversor da bomba B-01 com a vazão de óleo real bombeada no sistema, visando torná-la prática para os cálculos necessários do trabalho. Esse gráfico é retratado na Figura 51.

Figura 50: Relação entre a frequência do inversor da bomba B-01 e a rotação verificada no eixo da mesma para o intervalo de trabalho.

Figura 51: Relação experimental da vazão de óleo em função da frequência de rotação da bomba B-01, controlada pelo inversor. Os eixos verticais apresentam a vazão em m^3/h , e em Lpm para facilitar a comparação com a vazão de água que é dada em Lpm pelo rotâmetro.

A partir do gráfico exibido na Figura 51, determinou-se uma função linear com coeficiente de correlação de 0,9998 para representar a relação da vazão de óleo e a frequência inserida pelo inversor de comando. A correlação direta das vazões trabalhadas e a frequência de comando no inversor de controle encontra-se explicitada na Tabela 4. A expressão matemática gerada foi utilizada para se determinar a vazão de óleo de entrada em todos os ensaios realizados, equação (30):

$$Q_{eO} = 0,0454 \text{ } freq_{B-02} \quad (30)$$

Sendo:

Q_{eO} a vazão real de entrada de óleo (m^3/h)

$freq_{B-02}$ a frequência do inversor relativo à bomba de óleo (Hz)

Nota: A equação (30) é válida somente para as unidades destacadas, sendo a unidade da constante de valor 0,0454: $m^3 h^{-1}/Hz$

Tabela 4: Relação entre as vazões de óleo utilizadas e as frequências correspondentes no inversor de controle da bomba de óleo.

$freq_{B-02}$ (Hz)	Q_{eO} (m^3/h)	Q_{eO} (m^3/s)	Q_{eO} (Lpm)
3	0,136	3,78E-05	2,27
6	0,272	7,57E-05	4,54
9	0,409	1,14E-04	6,81
12	0,545	1,51E-04	9,07
15	0,681	1,89E-04	11,34
18	0,817	2,27E-04	13,61

Como o sistema de bombeamento operou com uma entrada (injetor) e uma saída (S) para ambos tipos de fluxo, com temperatura aproximadamente constante durante o ensaio e em regime permanente para a composição mássica (item 4.3.3 –

Figura 54), a vazão de entrada de óleo na seção de fluxo bifásico foi considerada igual a vazão de óleo na saída S, sendo denominada de Q_{eO} .

4.3.3 Sistema CAF

No sistema bifásico foram registradas a vazão de saída dos fluidos ao final do circuito (S - Figura 41) e a diferença de pressão estática do fluxo em trecho reto (P_3 a P_4 - Figura 41) e na válvula de gaveta (P_4 a P_5 - Figura 41). Apresenta-se na Figura 52 os detalhes da construção.

Figura 52: Circuito de tubulação para estudo do fluxo bifásico água-óleo. O diferencial de pressão estática fornecido entre as tomadas P_3 e P_4 é referente à perda de carga distribuída no trecho reto e, entre as tomadas P_4 e P_5 , ao trecho que permite o cálculo da perda de carga localizada da válvula de gaveta.

A vazão de óleo no sistema bifásico foi determinada a partir da coleta de certa quantidade de massa da mistura água-óleo na saída S em um determinado intervalo de tempo. Essa mistura, recolhida num recipiente recoberto por um saco plástico, foi

pesada e deixada em repouso numa estante por 24 h para completa separação das fases (Figura 53). A água contida na mistura foi drenada através de um corte no fundo do saco e a fração de óleo quantificada, segundo a relação (equação (31)):

$$Q_{eO} = 3600 \frac{(m_B - m_A)}{t} \frac{1}{\rho_O} \quad (31)$$

Sendo:

Q_{eO} a vazão real de entrada de óleo (m^3/h)

m_B a massa da mistura bifásica coletada (kg) (já desconsiderando o saco plástico)

m_A a massa de água drenada (kg)

ρ_O a densidade do óleo ($944,87 \text{ kg/m}^3$)

t o tempo de coleta da massa (s)

Figura 53: Mistura bifásica 24 h após o ensaio e pronta para quantificação das fases.

A fim de se determinar a ocorrência de depósitos de óleo na parede dos tubos e conexões, foi efetuado um acompanhamento contínuo da vazão mássica da mistura na saída S para o ensaio A5O12, ou seja, com a velocidade superficial (vazão por seção do duto) de água de $0,15 \text{ m/s}$ e de óleo de $0,26 \text{ m/s}$. Este ensaio representou, dentro da janela de operação da unidade experimental, um daqueles que detinham maior porcentagem de óleo praticável ($\sim 63 \%$, sendo a máxima de $\sim 68 \%$) durante um intervalo de tempo suficiente para esgotar o tanque de óleo sem aparecimento visual de zonas de deposição severa de óleo na tubulação. Na Figura

54 estão apresentados os resultados obtidos e a evidência de que, no ensaio realizado, a variação de vazão dos fluidos foi praticamente desprezível até 3 minutos de operação. Logo, para todos os outros ensaios possíveis na instalação experimental, a ocorrência de acúmulo de óleo na linha foi desprezada e as medições puderam ser iniciadas a partir da decorrência de 30 segundos de operação.

Figura 54: Variação temporal da massa da mistura para o ensaio A5O12, com J_A de $0,15 \text{ m/s}$ e J_O de $0,26 \text{ m/s}$ na unidade experimental construída.

Os diferenciais de pressão do trecho reto e da válvula de gaveta operando com o óleo Lubrax Gear 680 puro foram mensurados utilizando um manômetro do tipo U, com sistema de limpeza, contendo mercúrio como fluido manométrico e um selo de água acoplado a um sistema de lavagem (Figura 55). Esse instrumento foi construído no Laboratório de Operações Unitárias da Universidade Santa Cecília (UNISANTA) e seu funcionamento se deu através da transmissão da pressão estática do fluido pelo selo de água até a coluna de mercúrio. A diferença observada no nível desse líquido foi medida utilizando um paquímetro Mitutoyo com precisão de $0,05 \text{ mm}$. Com o intuito de verificar a acurácia das medidas realizadas pelo dispositivo, foi realizada uma validação experimental em quintuplicata da perda de carga do trecho reto, a qual foi comparada ao modelo teórico do óleo novo pela

equação de Darcy para a viscosidade de 2704 cP (temperatura de trabalho próxima a 22 °C). O resultado dessa validação está apresentado na Figura 56. A partir do bom ajuste entre o modelo teórico e dados experimentais, representados em uma função linear característica de regimes laminares, o manômetro foi considerado adequado.

Figura 55: Manômetro em U com mercúrio como fluido manométrico e sistema de limpeza para medição da perda de carga em sistemas operando com fluidos viscosos.

Figura 56: Validação do manômetro em U de mercúrio para medição de perda de carga em sistemas operando com fluidos viscosos. Comparação entre os pontos experimentais e o modelo teórico.

A perda de carga distribuída e localizada do escoamento bifásico foi avaliada utilizando as unidades de substituição do tipo A e C (Figura 43), respectivamente, com o emprego de um manômetro em U invertido pressurizado com ar (Figura 57). Nesse dispositivo, confeccionado no laboratório de Operações Unitárias da UNISANTA, duas entradas inferiores transmitiam a pressão estática característica dos dois pontos no intervalo de análise, as quais moviam proporcionalmente o colchão de ar superior. A diferença observada no nível de líquido foi mensurada através de um paquímetro Mitutoyo com precisão de 0,05 mm. A pressão do colchão de ar foi promovida por uma bomba de ar acoplada no topo do instrumento. A vantagem do dispositivo utilizado em relação ao piezômetro tradicional é a presença do colchão de ar que amortece as oscilações de pressão características do fluxo multifásico, sendo possível, portanto, obter as medidas com precisão e alto índice de reprodutibilidade.

Figura 57: Manômetro em U invertido utilizado para determinação da perda de carga localizada e distribuída.

O manômetro em U invertido construído para esse trabalho obteve seu funcionamento validado através da comparação da perda de carga experimental e teórica, via equação de Darcy, de um trecho reto de comprimento conhecido operando com água pura. Nesse procedimento, as medições experimentais foram realizadas em quintuplicata e a média entre os valores medidos, plotada no gráfico da Figura 58, apresentou um bom ajuste ao modelo polinomial, característico do escoamento em regime turbulento, de forma que o modelo gerado não apresentou diferença significativa em relação ao modelo teórico. Portanto, estabeleceu-se que o manômetro se encontrava apto para a determinação da perda de carga do fluxo bifásico.

Figura 58: Perda de carga para água pura: comparação do modelo teórico e do modelo experimental gerado a partir da utilização do manômetro em U invertido.

É importante mencionar que em cada ponto de medição foram instaladas tomadas de pressão convencionais e anéis piezométricos - com quatro tomadas de pressão interligadas e espaçadas em 90° - (Figura 59). O objetivo foi verificar uma possível diferença entre as medições do diferencial de pressão utilizando como ponto de conexão as tomadas de pressão simples e o anel piezométrico, o que não ocorreu, sendo que o anel piezométrico ainda apresentou o inconveniente de entupimento das mangueiras comunicantes. Dessa forma, foram destacados nesse trabalho os valores obtidos com as tomadas de pressão convencionais posicionadas na parte inferior da tubulação.

Figura 59: Anel Piezométrico instalado na seção de fluxo bifásico para medição do diferencial de pressão média.

4.4 Operação de limpeza: pigagem

Pigagem, termo em português para *pigging*, é a operação de inserção de um artefato de formato esférico ou cilíndrico (*pig*), em uma tubulação visando três aplicações principais: separação de lote de produtos em linhas multipropósito, remoção de materiais indesejáveis e inspeção interna do duto. Para tal, existem diversos modelos de *pigs* disponíveis no mercado, os quais vão desde os mais simples constituídos de espuma de poliuretano até os especiais que incluem, entre outras características, propriedades magnéticas e dispersores de agentes químicos inibidores de corrosão (GUO; LIU; TAN, 2017).

Neste trabalho, a pigagem foi empregada para promover a readequação da linha entre os ensaios a fim de garantir condições semelhantes do sistema e isonomia nos resultados experimentais observados. O *pig* utilizado foi o de espuma de poliuretano de baixa densidade em formato cilíndrico com base reta e topo levemente recortado em formato de “bala” com diâmetro 10 % superior e comprimento 1,75 vezes o diâmetro interno da tubulação. Este, impulsionado por um fluxo de água limpa, ao ser forçado a transladar pelo loop de tubulação, foi capaz de

remover eventuais resíduos de óleo acumulados na parede do duto. Apresenta-se na Figura 60 o lançador de *pig*, dispositivo responsável pela introdução e posicionamento do artefato na linha. Exibe-se na Figura 61 os *pigs* empregados e a eficiência de limpeza de um trecho com acúmulo severo de óleo.

Figura 60: Lançador de *pig* instalado a jusante do injetor na unidade experimental. A introdução do artefato é realizada pela válvula de esfera no topo da seção em Y e segue com o posicionamento na linha principal conforme indicação.

Figura 61: A e B) Unidades de *pigs* utilizados na limpeza da unidade experimental. C) Aspecto da tubulação antes e depois da passagem do *pig* por um trecho com acúmulo severo de óleo, especialmente gerado para verificação da eficiência de limpeza.

C

Pós Limpeza

PIG

Pré Limpeza

Água

4.5 Procedimento experimental

Inicialmente foram identificados os limites de operação da unidade experimental, mapeando o sistema de água e o sistema de óleo, ao qual foi encontrado o intervalo de vazão de 5,25 a 15,75 Lpm para a água e de 2,41 a 14,46 Lpm para o óleo. Dessa forma, para o cumprimento dos objetivos previstos neste trabalho, estabeleceu-se através da combinação de seis vazões para cada fluido, o conjunto de ensaios descritos na Tabela 5, os quais foram expressos na forma de velocidade superficial de água (J_A) e de velocidade superficial de óleo (J_O).

Os mesmos foram organizados conforme o esquema da Figura 62. Nota: o ensaio com vazão de 5,25 *Lpm* de água e 14,46 *Lpm* de óleo (A5O18) apresentou grande acúmulo visual de óleo na tubulação e, portanto, foi excluído da janela de ensaios propostos, totalizando com isso 35 ensaios válidos.

Tabela 5: Ensaios estabelecidos para o estudo do fluxo bifásico água-óleo na unidade experimental. Mínima repetição em triplicata por parâmetro investigado.

Ensaio	Q_{eA} Rotâm.	Q_{eA} Real	Q_{eA} Real	J_A	$freq_{B-02}$	Q_{eO}	Q_{eO}	J_O	% o_e	
#	TAG	(Lpm)	(Lpm)	(m³/h)	(m/s)	(Hz)	(Lpm)	(m³/h)	(m/s)	(adim.)
1	A15O3	15	15,75	0,945	0,46	3	2,27	0,136	0,07	12,60
2	A15O6	15	15,75	0,945	0,46	6	4,54	0,272	0,13	22,38
3	A15O9	15	15,75	0,945	0,46	9	6,81	0,409	0,20	30,19
4	A15O12	15	15,75	0,945	0,46	12	9,07	0,545	0,26	36,57
5	A15O15	15	15,75	0,945	0,46	15	11,34	0,681	0,33	41,88
6	A15O18	15	15,75	0,945	0,46	18	13,61	0,817	0,40	46,37
7	A13O3	13	13,65	0,819	0,40	3	2,27	0,136	0,07	14,26
8	A13O6	13	13,65	0,819	0,40	6	4,54	0,272	0,13	24,96
9	A13O9	13	13,65	0,819	0,40	9	6,81	0,409	0,20	33,28
10	A13O12	13	13,65	0,819	0,40	12	9,07	0,545	0,26	39,95
11	A13O15	13	13,65	0,819	0,40	15	11,34	0,681	0,33	45,40
12	A13O18	13	13,65	0,819	0,40	18	13,61	0,817	0,40	49,94
13	A11O3	11	11,55	0,693	0,34	3	2,27	0,136	0,07	16,43
14	A11O6	11	11,55	0,693	0,34	6	4,54	0,272	0,13	28,22
15	A11O9	11	11,55	0,693	0,34	9	6,81	0,409	0,20	37,09
16	A11O12	11	11,55	0,693	0,34	12	9,07	0,545	0,26	44,01
17	A11O15	11	11,55	0,693	0,34	15	11,34	0,681	0,33	49,56
18	A11O18	11	11,55	0,693	0,34	18	13,61	0,817	0,40	54,11
19	A9O3	9	9,45	0,567	0,28	3	2,27	0,136	0,07	19,37
20	A9O6	9	9,45	0,567	0,28	6	4,54	0,272	0,13	32,45
21	A9O9	9	9,45	0,567	0,28	9	6,81	0,409	0,20	41,88
22	A9O12	9	9,45	0,567	0,28	12	9,07	0,545	0,26	49,00
23	A9O15	9	9,45	0,567	0,28	15	11,34	0,681	0,33	54,57
24	A9O18	9	9,45	0,567	0,28	18	13,61	0,817	0,40	59,04
25	A7O3	7	7,35	0,441	0,21	3	2,27	0,136	0,07	23,60
26	A7O6	7	7,35	0,441	0,21	6	4,54	0,272	0,13	38,18
27	A7O9	7	7,35	0,441	0,21	9	6,81	0,409	0,20	48,09
28	A7O12	7	7,35	0,441	0,21	12	9,07	0,545	0,26	55,26
29	A7O15	7	7,35	0,441	0,21	15	11,34	0,681	0,33	60,70
30	A7O18	7	7,35	0,441	0,21	18	13,61	0,817	0,40	64,95

31	A5O3	5	5,25	0,315	0,15	3	2,27	0,136	0,07	30,19
32	A5O6	5	5,25	0,315	0,15	6	4,54	0,272	0,13	46,37
33	A5O9	5	5,25	0,315	0,15	9	6,81	0,409	0,20	56,47
34	A5O12	5	5,25	0,315	0,15	12	9,07	0,545	0,26	63,36
35	A5O15	5	5,25	0,315	0,15	15	11,34	0,681	0,33	68,37

Figura 62: Esquema dos ensaios realizados para o escoamento bifásico água-óleo em função do limite de operação da unidade experimental.

4.5.1 Mapeamento dos padrões de fluxo

Foi acionada, para realização dos ensaios, primeiramente a bomba auxiliar de água em sua potência máxima (11 - Figura 41), ou seja, em rotação média de 3500 *rpm* até total preenchimento da tubulação. Na sequência, o posicionamento de um jogo de válvulas permitiu que o óleo deslocado pela bomba principal (3 - Figura 41), que já operava em refluxo na vazão do ensaio, fosse adicionado ao sistema. Somente após a incorporação de óleo ao sistema foi ajustada a rotação do eixo da bomba que deslocava água para promover a vazão desejada. Esse procedimento foi realizado para minimizar o acúmulo de óleo nas paredes da tubulação e é padrão para todos os outros ensaios deste trabalho.

Após captação dos dados e observação do fluxo, deu-se início a uma sequência de reduções na vazão de água, mantendo fixa a de óleo, até que todas as combinações possíveis fossem exploradas. Repetiu-se o procedimento alterando a vazão de óleo. Ao final de cada análise, ciclos de água e pigagem foram realizados até que a tubulação estivesse livre de eventuais resíduos de óleo acumulado nas paredes.

O fluxo bifásico foi analisado nas três seções dos sítios de acoplamento H1, V e H2 (5, 12, e 13 - Figura 41) e a apreciação dos padrões de fluxo foi efetuada a partir de imagens feitas com uma câmera Cannon EOS-500D posicionada na face frontal da tubulação e operando com o tempo mínimo de exposição para geração do aspecto de congelamento do movimento. Duas lentes, uma de 18-55 *mm* com abertura máxima de 3,5 *mm* e outra de 50 *mm* com abertura máxima de 1,8 *mm* foram utilizadas. Um refletor LED foi desenvolvido para proporcionar luz direta no fluxo e melhoramento da qualidade da imagem.

Nos sítios horizontais, um trecho de tubulação de vidro imerso numa caixa acrílica contendo água foi inserido no loop de tubulação para realização das fotos (Figura 63). O objetivo dessa alteração foi minimizar os efeitos de curvatura do duto a partir da proximidade dos índices de refração do vidro e da água, já que nos trechos horizontais o escoamento é mais sensível ao efeito da gravidade e o óleo tende a se deslocar para o topo do fluxo, dificultando a identificação do padrão de fluxo na tubulação padrão de PVC (sombra na região da parede). No sítio vertical, tal medida foi desnecessária.

Figura 63: Sistema de identificação de padrão de escoamento horizontal, com tubulação de vidro imersa em uma caixa com água e um refletor LED instalado na tampa do dispositivo. A) Aberto, B) Fechado.

4.5.2 Energia consumida no bombeamento

A potência útil ou *liquid horsepower* (WHP) é a energia aproveitada pelo fluido que sai da bomba num determinado intervalo de tempo para seu escoamento (MACINTYRE, 2010 e DE MORAES JÚNIOR; SILVA; DE MORAES, 2011) e foi calculada através da equação (32):

$$WHP = Q_e \gamma H \quad (32)$$

Combinando esta equação com a Lei de Stevin da hidrostática, equação (33), chegou-se à equação do WHP , a qual é dependente de parâmetros que podem ser obtidos de forma direta na unidade experimental, equação (34):

$$P = \gamma H \quad (33)$$

$$WHP = Q_e P \quad (34)$$

Sendo:

Q_e a vazão de entrada de fluido (m^3/s)

γ o peso específico do fluido ($kg\ m^{-2}s^{-2}$)

H a altura manométrica (m)

P a pressão (Pa)

WHP a potência útil da bomba (W)

As medições nas duas bombas da instalação foram realizadas de forma paralela após o percurso de tubulação ser completamente tomado pelo fluxo bifásico. No sistema de água, utilizou-se o manômetro descrito no item 4.3.1 e demonstrado em I da Figura 46; no sistema de óleo realizaram-se as leituras de pressão na tomada P_1 da Figura 48, conforme item 4.3.2. Para o bombeamento de

óleo puro, a energia consumida foi exclusivamente a da bomba principal; para o bombeamento bifásico, no entanto, foi a soma das potências das duas bombas.

O fator de redução de potência, $f_{Pot.}$, gerado a partir da utilização do fluxo bifásico para o transporte de óleo pesado foi calculado a partir da equação (35):

$$f_{Pot.} = \frac{Pot_O}{Pot_B} \quad (35)$$

Sendo:

$f_{Pot.}$ o fator de redução de potência (adimensional)

Pot_O a potência cedida pela bomba de óleo (WHP_O) pela vazão de óleo transportado (Q_{eO}) em sistema monofásico (kJ/m^3)

Pot_B a soma das potências cedidas pela bomba de óleo (WHP_O) e de água (WHP_A) pela vazão de óleo transportado (Q_{eO}) em sistema bifásico (kJ/m^3)

Essa relação apresenta de forma direta o ganho energético do sistema bifásico, em relação ao sistema monofásico tradicional, para transportar a mesma quantidade de óleo. Portanto, quaisquer valores de $f_{Pot.}$ superiores a 1 indicam que o sistema bifásico é energeticamente mais vantajoso que o sistema monofásico de óleo. É importante, todavia, ressaltar que a condição ótima de processo em relação ao consumo de energia no transporte de óleo deve levar em conta não somente o maior $f_{Pot.}$ atingível na unidade, sendo também necessária uma avaliação da espessura do anel de água, uma vez que esse é o fator de segurança que garante o mínimo de contato do óleo com a tubulação e a eficácia do transporte.

Os ensaios de energia consumida foram executados em triplicata, com o cuidado de que fossem realizados ao longo de todo o período de testes para que abrangessem as diferentes fases do óleo, desde novo ao de uso continuado, sendo utilizado para estudo o valor médio obtido.

4.5.3 Holdup

O *holdup*, ou fração volumétrica de determinado fluido em um trecho específico do sistema, é um parâmetro que fornece a composição local do escoamento, primeiro passo para o cálculo de propriedades médias da mistura que compõem grande quantidade de modelos teóricos do escoamento. Além disso, é uma indicação muito importante do arranjo das fases no escoamento, principalmente quando se idealiza uma instalação real onde os condutos não são transparentes. Neste trabalho, o *holdup* de óleo nas seções de análise foi calculado através da relação expressa na equação (36), a qual é válida para medições realizadas com o conduto posicionado na vertical:

$$H_O = \frac{Vol_O (in situ)}{Vol_T} = \frac{h_O}{h_T} \frac{A_t}{A_t} = \frac{h_O}{h_T} \quad (36)$$

Sendo:

H_O o *holdup* de óleo na seção de análise (adimensional)

Vol_O o volume da fase óleo na seção de análise (m^3)

Vol_T o volume total da seção de análise (m^3)

h_O a altura de óleo na seção de análise (m)

h_T a altura total da seção de análise (m)

A_t a área da seção transversal do duto (m^2)

As medições de *holdup* foram realizadas através do fechamento concomitante das válvulas de esfera contidas nas duas extremidades de cada um dos três sítios de acoplamento sequenciais apresentados na Figura 52 (horizontal 1 – H1, vertical - V e horizontal 2 – H2). Para tal, certificou-se de que a unidade funcionava em regime permanente e sob a condição desejada de admissão de fluidos no sistema. Então, com os sítios de acoplamento completamente preenchidos com líquido, a unidade foi desligada e H1 e H2 foram destacados do circuito e posicionados de forma vertical para separação das fases, sendo esse procedimento desnecessário para V. Após 24 horas, a altura de fase óleo foi determinada com o auxílio de uma escala. Ilustra-se na Figura 64 o posicionamento dos sítios de acoplamento horizontais retirados da unidade para determinação do *holdup* de óleo.

Figura 64: Sítios de acoplamento H1 e H2 em repouso na vertical para medição do *holdup* de óleo após 24 horas do ensaio. Nas extremidades dos trechos, nota-se a presença de válvulas de esfera.

4.5.4 Perda de carga do fluxo bifásico

As perdas de carga distribuídas do escoamento foram determinadas com a utilização da unidade de substituição do tipo A (Figura 43) a partir do sítio de acoplamento horizontal 1 (H1). Os manômetros de coluna de água foram acoplados de forma direta à unidade experimental e forneceram os diferenciais de pressão em *mca*. Para normalizar as medições realizadas e permitir a comparação entre as literaturas, os valores obtidos foram divididos pelo comprimento da seção compreendida entre as duas tomadas de pressão utilizadas.

A avaliação do escoamento em termos da redução de perda de energia por atrito foi realizada a partir do fator de redução de pressão ($f_{\Delta P}$), que representa a relação entre a perda de carga do escoamento monofásico de óleo e a perda de carga do escoamento bifásico água-óleo operando com vazão equivalente de óleo, equação (37):

$$f_{\Delta P} = \frac{\Delta P_O}{\Delta P_B} \quad (37)$$

Sendo:

$f_{\Delta P}$ o fator de redução de pressão (adimensional)

ΔP_O a perda de carga do escoamento monofásico de óleo por unidade de comprimento do duto (*kPa/m*)

ΔP_B a perda de carga do escoamento bifásico água-óleo operando com vazão equivalente à do escoamento monofásico de óleo de referência por unidade de comprimento do duto (*kPa/m*)

Nos ensaios de perda de carga localizada da válvula de gaveta, foi utilizado o trecho de tubulação semelhante à unidade de substituição do tipo C (Figura 43), em que há um sistema de encaixe e desencaixe de tamanho fixo onde se pode acoplar as válvulas para análise. Nesse caso, o método de medição se deu em duas etapas (DE MORAES JÚNIOR; DE MORAES, 2017), sendo a primeira a determinação do diferencial de pressão do trecho com a válvula (conjunto) e, a segunda, a determinação do diferencial de pressão com uma ligação reta em substituição à válvula (branco). A diferença entre os valores encontrados, considerando a ligação reta com perda de carga desprezível em relação a válvula, correspondeu a perda de carga da válvula isolada (Figura 65). Todas as medições foram realizadas em

quintuplicata, visto que a característica do escoamento em formato de ondas promove uma pequena oscilação na leitura.

Figura 65: Esquema de medição da perda de carga localizada de válvulas posicionadas na horizontal na unidade experimental.

A redução de perda de energia por atrito na válvula de gaveta foi calculada a partir do seu fator de redução de pressão ($f_{\Delta P_{gaveta}}$), que representa a relação entre a perda de carga da válvula isolada operando com escoamento monofásico de óleo e a perda de carga da válvula isolada operando do escoamento bifásico água-óleo operando com vazão equivalente de óleo, equação (38):

$$f_{\Delta P_{gaveta}} = \frac{\Delta P_{O_{gaveta}}}{\Delta P_{B_{gaveta}}} \quad (38)$$

Sendo:

$f_{\Delta P_{gaveta}}$ o fator de redução de pressão da válvula de gaveta (adimensional)

$\Delta P_{O_{gaveta}}$ a perda de carga da válvula de gaveta para o óleo puro (kPa)

$\Delta P_{Bgaveta}$ a perda de carga da válvula de gaveta para o escoamento bifásico água-óleo operando com vazão equivalente à do escoamento monofásico de óleo de referência (kPa)

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Mapeamento dos padrões de fluxo

A determinação dos padrões de escoamento é uma tarefa que vem sendo realizada desde os primeiros trabalhos relacionados ao escoamento bifásico água/óleo e, majoritariamente, são oriundas de observações experimentais. Todavia, a disposição espacial das fases no escoamento é dependente de diversos fatores e está relacionada às propriedades físico-químicas dos fluidos e às especificidades da instalação. No primeiro caso, pode-se citar a velocidade superficial das fases, a fração volumétrica dos componentes, a diferença de densidade e viscosidade dos fluidos e as características de molhabilidade das paredes do duto. Já no segundo caso, referem-se o material (rugosidade), o diâmetro e a geometria da tubulação e a presença de acessórios hidráulicos (ANGELI; HEWITT, 2000), (BRAUNER, 2003), (BANNWART et al., 2004), (HANAFIZADEH; HOJATI; KARIMI, 2015), (LOH; PREMANADHAN, 2016). Em outras palavras, a manifestação dos padrões de escoamento é o resultado particular da interação entre as forças gravitacionais, inerciais e da tensão interfacial presentes no fluxo. À vista disso, as cartas de fluxo ou mapas de escoamento se revelam específicas para as condições de operação empregadas em cada estudo. Portanto, a geração de novos dados é fundamental para o desenvolvimento de modelos matemáticos capazes de prever com precisão e em tempo real os padrões de fluxo e as perdas de carga do escoamento bifásico água-óleo em um cenário estendido de situações industriais.

Na literatura consultada, foram poucos os trabalhos que retrataram o escoamento bifásico água-óleo em seções verticais, por exemplo: Bannwart et al. (2004) e Bai, Chen, Joseph (1992), uma vez que, na prática, o escoamento vertical de óleo se restringe, praticamente, aos sítios de transmissão compreendidos entre grandes acidentes geográficos e aos *risers* das plataformas de exploração e

produção de petróleo. Nesse caso específico, a habitual presença de gases nos reservatórios de óleo leva a ocorrência de escoamentos trifásicos água/óleo/gás, o que naturalmente facilitaria o escoamento do óleo em função da redução da viscosidade da mistura. Dessa forma, do ponto de vista da autora, o transporte bifásico de óleo, utilizando água como fluido lubrificante, seria economicamente melhor sucedido ao ser associado aos oleodutos que transportam, diariamente, toneladas desses óleos das plataformas de produção até postos de abastecimento e de postos de abastecimento até as refinarias e que estão, predominantemente, posicionados na horizontal. Nesse panorama, os escoamentos lubrificados com água seriam mais efetivos quando da utilização de óleos pesados, os quais demandam maior energia de bombeamento. Considerando ainda que o escoamento de óleo com água é fortemente influenciado pela força da gravidade, que tende a segregar as fases e reduzir a área sob efeito de lubrificação, o entendimento de fluxos bifásicos conduzidos na horizontal se tornou o cerne das pesquisas relacionadas ao tema, explicando a desproporção do volume de trabalhos realizados em relação ao arranjo vertical.

A nomenclatura utilizada para identificar os padrões de escoamento, conforme demonstrado na Tabela 1, não é consenso entre os vários trabalhos publicados na área. Além das particularidades supracitadas referentes aos fluidos e a instalação, soma-se a percepção individual e subjetiva do pesquisador. Dessa forma, no presente trabalho, a caracterização dos escoamentos visou conciliar o máximo possível das terminologias encontradas, a fim de facilitar o entendimento e permitir melhor comparação entre este e os demais estudos que figuram na literatura consultada.

Apresenta-se na Figura 66 imagens reais dos cinco padrões de escoamentos identificados pela autora para o trecho vertical, operando com fluxo ascendente: DOA: Dispersão de óleo em água, BOA: Bolhas de óleo em água, POA: pistão de óleo em água, CAFH: *core annular* com interface ondulada e helicoidal e CAFB: *core annular* com interface ondulada e formato de bambu. As nomenclaturas adotadas foram fortemente inspiradas na publicação de Bai, Chen, Joseph (1992) e a descrição dos escoamentos, apesar de subjetiva, vai de encontro com os relatos publicados por Charles, Govier e Hodgson (1961), Trallero, Sarica e Brill (1997),

Bannwart et al. (2004), Sotgia, Tartarini, Stalio (2008), Vuong et al. (2009) e Yusuf et al. (2012).

A dispersão de óleo em água (DOA) foi caracterizada pela presença abundante de gotículas de óleo, em formato próximo ao esférico, dispersas por toda a fase contínua de água e que se moviam aleatória e rapidamente no meio fluido. De forma geral, a ocorrência desse padrão de fluxo foi associada ao escoamento bifásico que continha alta vazão de água em relação a de óleo, sendo o tamanho das gotículas inversamente proporcional à velocidade superficial de água (Quadro 1). Nesse caso, a turbulência gerada na fase aquosa provocou o aparecimento de instabilidades na interface, as quais quebraram as linhas de fluxo de óleo, que se dispersou na forma de pequenas gotas e escoou com velocidade próxima a velocidade da água livre.

Figura 66: Classificação dos escoamentos água-óleo observados na unidade experimental para trecho vertical com fluxo ascendente, sendo DOA: Dispersão de óleo em água, BOA: Dispersão de bolhas de óleo em água, POA: pistão de óleo em água, CAFH: *core annular* com interface ondulada e helicoidal e CAFB: *core annular* com interface ondulada no formato de bambu.

Fonte: A autora.

O perfil bolhas de óleo em água (BOA) ocorreu quando a vazão de água foi reduzida ou a vazão de óleo foi aumentada em relação ao escoamento do tipo DOA, sendo particularizada pela aglutinação de porções de gotículas as quais deram origem a fragmentos maiores da fase óleo (bolhas) que escoaram no meio contínuo de água. Nessa configuração, já foi possível observar que os segmentos maiores de óleo tenderam a se posicionar no centro do duto.

O pistão de óleo em água (POA) ou escoamento intermitente formou-se a partir da coalescência das bolhas de óleo, formando blocos alongados e separados por água, que já apresentavam características de um escoamento lubrificado por anel de água, ou seja, com a porção de óleo se deslocando na parte central do conduto. Sua ocorrência foi associada ao aumento da velocidade superficial do óleo

ou a diminuição da velocidade superficial da água em comparação àquelas praticadas no escoamento do tipo BOA. Longos pistões de óleo em água se assemelham com o perfil CAFH e suportam ondas helicoidais devido à torques hidrodinâmicos.

O core annular com interface ondulada e helicoidal (CAFH) se apresentou com uma porção central contínua de óleo formada pela coalescência dos pistões de óleo destacados no perfil POA. Esse *core*, envolto por um anel de água, ostentou uma interface distorcida e se movimentou helicoidalmente na direção do fluxo. Houve o surgimento de regiões mais volumosas de óleo conectadas por filamentos de menor diâmetro, formando condições análogas ao de cristas e vales em uma onda transversal. Essas ondas observadas, no entanto, não apresentaram simetria, a qual foi percebida com o aumento da vazão de óleo, próxima à região de transição para o escoamento do tipo *core annular* ondulado e formato de bambu. Em operações com vazões elevadas de água, gotas dispersas de óleo tenderam a escoar livremente na fase aquosa, próximas a interface, no entanto, foram absorvidas pelo *core* a medida que a vazão de óleo aumentou. Essa configuração de fluxo ocupou uma grande área no mapa de padrões pois compreendeu escoamentos com composições volumétricas de entrada entre, cerca de, 37 e 55 % de óleo na unidade experimental utilizada.

O core annular com interface ondulada e formato de bambu (CAFB) ocorreu sob altas vazões de óleo. Nessa configuração, o alto volume de óleo, acima de 60 %, ocupou quase a totalidade da seção transversal do duto, restando, portanto, um pequeno espaço anular, por onde a água escoou. O fino filme anular de água foi responsável por limitar os movimentos helicoidais do núcleo de óleo e a propagação do movimento passou a ser praticamente linear. Dessa forma, houve uma compactação do *core* e traços de simetria começaram a se estabelecer, levando à diminuição do comprimento médio característico da onda que se desenvolveu na interface. Segundo Bai, Chen e Joseph (1992), nesse padrão de escoamento, o empuxo acelera o núcleo de óleo que se movimenta com uma velocidade superior à da água, uma vez que esta está subordinada aos efeitos de parede. Assim, considerando que as ondas formadas na interface foram estacionárias, mas que sofreram resistência a se propagarem devido à alta viscosidade do óleo, incrementos de pressão na parte da frente da crista e déficits de pressão na parte de

trás da crista foram gerados, induzindo ao alongamento do núcleo de óleo. Na prática, essas variações de pressão foram experienciadas durante as medições de perda de carga do escoamento bifásico.

Os padrões de escoamento observados para o trecho horizontal encontram-se reproduzidos na Figura 67, sendo, em todos os casos, a direção do fluxo no sentido da esquerda para a direita. É importante mencionar que a coloração amarronzada do óleo nessas imagens foi resultado da utilização de uma lente mais clara na realização das fotografias (maior abertura do diafragma) e que esta é, de fato, a cor legítima do óleo. Dessa forma, a coloração mais escura nas fotos representadas na Figura 66 (e em todas as imagens do sítio de acoplamento vertical) foi consequência da interação luz/lente, mas as imagens retrataram o mesmo óleo da Figura 67.

A dispersão de óleo em água (DOA) observada para o escoamento horizontal foi muito semelhante àquela descrita para o escoamento vertical, com gotas de pequeno tamanho dispersas na fase contínua aquosa. No entanto, a distribuição da fase dispersa (óleo) não se apresentou de forma homogênea, havendo a tendência de uma maior concentração nos quadrantes superiores do conduto como resultado da diferença de densidade dos dois fluidos. Esse padrão de escoamento foi novamente associado às combinações de baixas vazões de óleo e altas vazões de água, cuja alta energia cinética promove o aparecimento de turbulência que impede o óleo de formar uma linha contínua de fluxo.

O perfil bolhas de óleo em água (BOA) verificou-se de forma análoga ao BOA do escoamento vertical e se originou a partir do processo de coalescência das gotas acumuladas na parte superior do duto. Nessa configuração, as forças associadas com o movimento não foram elevadas o suficiente para manter as gotículas totalmente dispersas, consequentemente, pequenos blocos de óleo se formaram e se movimentaram juntamente com as gotas menores, não agregadas, sobre uma camada livre de água. Na unidade experimental, frações volumétricas de alimentação contendo, no máximo, 16 % de óleo foram as responsáveis pela manifestação desse padrão de escoamento.

Figura 67: Classificação dos escoamentos água-óleo apreciados nas seções horizontais da unidade experimental utilizada no presente trabalho, sendo DOA: Dispersão de óleo em água, BOA: Dispersão de bolhas de óleo em água, POA: pistão de óleo em água, CAFH: *core annular* com interface ondulada e helicoidal, CAFO: *core annular* com interface ondulada e STR: estratificado.

Fonte: A autora.

O pistão de óleo em água (POA) se apresentou como resultado da coalescência massiva das gotas e bolhas de óleo dispersas no meio aquoso, formando seções semi-contínuas dessa fase que escoaram sobre uma camada de água livre. A diferença de densidade dos fluidos, associada a baixa velocidade superficial do óleo, suspendeu esses blocos em direção a parede superior do conduto gerando pontos de contato da fase óleo com a superfície interna da tubulação. A partir dessa formação, um aumento da velocidade superficial de óleo levou ao aparecimento do perfil *core annular*, enquanto uma diminuição da

velocidade superficial de água estabeleceu o padrão estratificado. Portanto, essa configuração foi associada a uma manifestação de transição entre outros padrões de maior recorrência.

O core annular com interface ondulada e helicoidal (CAFH) foi distinguido a partir do aparecimento de uma linha excêntrica contínua de óleo que escoava completamente envolta pela fase aquosa, onde se notava a presença de várias gotas de óleo ainda na forma dispersa. O núcleo de óleo se caracterizou pela ausência de simetria e se deslocou a partir de uma trajetória helicoidal com períodos não uniformes na direção do fluxo. Em função da diferença de densidade dos fluidos, a espessura da camada de água presente nos quadrantes superiores do conduto foi menor em relação àquela das seções inferiores.

O core annular com interface ondulada (CAFO) se diferenciou do padrão CAFH em função do tipo de propagação do movimento. Nesse caso, o *core* deixou de apresentar movimentos helicoidalmente pronunciados e passou a exibir uma progressão próxima a linear. Além disso, a interface superior ganhou ondulações de ocorrência periódica semelhantes a cristas e vales de uma onda transversal. Por outro lado, a interface inferior se desenvolveu levemente ondulada e, em alguns casos, se mostrou praticamente plana.

O perfil estratificado (STR) se caracterizou pela ocorrência de duas camadas contínuas escoando em paralelo, totalmente segregadas, cujo posicionamento das fases se deu de acordo com a densidade do fluido, ou seja, o óleo disposto na parte superior e a água na parte inferior da tubulação. Essa configuração de fluxo se mostrou característica de operações com baixas vazões de água e óleo, situações essas em que o escoamento foi dominado pelos efeitos da gravidade. A interface se moldou conforme a combinação empregada das velocidades superficiais dos fluidos, e se apresentou, ora de forma suavizada, ora com perturbações/ondulações que se assemelhavam a pequenas cristas de uma onda transversal.

5.1.1 Sítio de acoplamento vertical

Pode-se observar no Quadro 1 as fotografias do escoamento bifásico no sítio de acoplamento vertical com fluxo ascendente para todas as 35 combinações de vazões de água e óleo praticáveis na unidade experimental. De acordo com as imagens, mesmo para escoamentos do tipo dispersão, em que há bolhas ou gotas de óleo contidas no meio contínuo formado por água, o óleo agrupou-se majoritariamente no centro do duto. Isto sugeriu que, em instalações verticais, a fase óleo de uma mistura com água tende a fluir preferencialmente através da parte central do tubo. Essa observação indicou concordância com outros estudos da literatura, por exemplo, o publicado por Renardy (1997), em que é relatado que, em um escoamento vertical, o fluido de maior viscosidade é encapsulado pelo de menor viscosidade e escoar, portanto, pelo centro do conduto.

As imagens do Quadro 1 também permitiram constatar que para vazões de água e óleo que estabeleceram uma fração volumétrica de entrada de óleo abaixo de, cerca de 37 %, não houve verificação de perfil CAF para o escoamento. Desse modo, teores de óleo acima desse valor proporcionaram a formação de perfil CAF que, entre 37 e 55 %, se apresentou na forma de ondas helicoidais ascendentes (CAFH), as quais gradativamente tiveram diminuída sua intensidade de movimento radial à medida que o *core* aumentou de diâmetro, tendendo a se modificarem e estabelecerem uma propagação linear a partir de proporções de óleo acima de 55 %. Além disso, esses perfis CAF contendo elevada quantidade de óleo manifestaram uma interface água-óleo relativamente simétrica, remetendo à denominação sugerida por Joseph et al. (1997) de ondas bambu (CAFB).

Apresenta-se na Figura 68 o mapa de fluxo ilustrado para o trecho vertical, operando com escoamento ascendente, no intervalo de operação da unidade experimental. Esse mapa é consequência do agrupamento das observações realizadas através das imagens do Quadro 1 e teve por objetivo fornecer parâmetros de projeto com a identificação rápida da faixa de ocorrência dos padrões sem a necessidade de operar a unidade para visualização “in loco”.

Quadro 1: Mapeamento dos padrões de escoamento observados no sítio de acoplamento vertical da unidade experimental para fluxo ascendente.

Q_{eA} (Lpm) J_A (m/s)	Q_{eO} (Hz)					
	3	6	9	12	15	18
	J_O (m/s)					
	0,07	0,13	0,20	0,26	0,33	0,40
15 0,46 %vol. O_e	12,60 DOA	22,38 BOA	30,19 POA	36,57 CAFH	41,88 CAFH	46,37 CAFH
13 0,40 %vol. O_e	14,26 DOA	24,96 BOA	33,28 POA	39,95 CAFH	45,40 CAFH	49,94 CAFH
11 0,34 %vol. O_e	16,43 BOA	28,22 POA	37,09 CAFH	44,01 CAFH	49,56 CAFH	54,11 CAFH

(Continua)

Quadro 1: Mapeamento dos padrões de escoamento observados no sítio de acoplamento vertical da unidade experimental para fluxo ascendente (conclusão).

Q_{eA} (Lpm) J_A (m/s)	Q_{eO} (Hz)					
	3	6	9	12	15	18
	J_O (m/s)					
	0,07	0,13	0,20	0,26	0,33	0,40
9 0,28 %vol. O_e	19,37 BOA	32,45 POA	41,88 CAFH	49,00 CAFH	54,57 CAFH	59,04 CAFB
7 0,21 %vol. O_e	23,60 POA	38,18 POA	48,09 CAFH	55,26 CAFH	60,70 CAFB	64,95 CAFB
5 0,15 %vol. O_e	30,19 POA	46,37 CAFH	56,47 CAFH	63,36 CAFB	68,37 CAFB	-

Figura 68: Mapa de padrões de fluxo para o trecho vertical, operando com escoamento bifásico água-óleo ascendente (válido para óleo com viscosidade de 3200 *cP* a 22 °C e densidade de 945 *kg/m*³ em duto de PVC transparente de 27 *mm* de diâmetro interno). Classificação realizada segundo a nomenclatura sugerida por JOSEPH et al. (1997). Os índices acima dos pontos representam a fração volumétrica de óleo na alimentação do fluxo bifásico.

O mapa de fluxos apresentado na Figura 68 evidenciou que o padrão CAFB, normalmente desejado para projeto, foi observado com o óleo de 3200 *cP* a 22 °C, escoando em duto de PVC com 27 *mm* de diâmetro, a partir de uma fração volumétrica de óleo entre 59 e 65 %, velocidade superficial de água (J_A) entre 0,12 e 0,34 *m/s* e velocidade superficial de óleo (J_O) entre 0,21 e 0,44 *m/s*. A fração volumétrica de óleo na composição de entrada foi um fator determinante no tipo de configuração adquirida pelos fluidos no interior do duto. Escoamentos com teores de óleo de pequena magnitude, abaixo de cerca de 15 %, foram caracterizados pelo aparecimento de múltiplas gotículas de óleo as quais se dispersaram pelo meio contínuo aquoso. Nesse caso, a quebra das linhas de corrente de óleo estava associada a elevada energia cinética da água, ao aumento da turbulência e o consequente aparecimento de instabilidades na interface. A denominação do perfil de escoamento para o delineamento supracitado foi de dispersão de óleo em água (DOA). Para teores de óleo contidos no intervalo aproximado entre 15 e 25 %, notou-se igualmente a presença de descontinuidades na fase óleo, no entanto, essa se mostrou com trechos de aglutinação de ocorrência intermitente. Para essas condições foi adotada a nomenclatura de bolhas de óleo em água (BOA). Os escoamentos em perfil pistão de óleo em água (POA) foram identificados pela presença de uma aglutinação mais severa de óleo, todavia, sem ser suficiente para promover a continuidade da linha de corrente da fase óleo. A faixa de teor de óleo dessa disposição de fluxo se apresentou entre, aproximadamente, 25 e 37 %.

É interessante notar que no fluxo bifásico, a quantidade de gotas de óleo desprendidas da fase contínua e que escoaram dispersas na fase aquosa foi mais expressiva nas famílias que operaram com elevada velocidade superficial de água. Além disso, o tamanho dessas gotas se mostrou inversamente proporcional a velocidade superficial de água. Tal observação também está associada à energia cinética contida nos escoamentos com maior velocidade.

Na literatura foram relatados fluxos bifásicos de até 96 % *vol.* de óleo, por exemplo, Oliemans (1986) e Prada (1999). Todavia, operar com tais frações de óleo no sistema em estudo não foi possível, pois a unidade experimental utilizada contava com uma série de elementos (trecho horizontal, válvulas, acessórios de linha - luvas e uniões - e uma curva de raio longo) precedendo o trecho vertical ilustrado, e trabalhava com velocidades superficiais máximas dos fluidos limitadas a,

cerca de, $0,5 \text{ m/s}$. Isto posto, escoamentos com teores de óleo acima de 70 %, ou seja, com anel d'água de baixa espessura, não se conservavam ao sofrerem os efeitos das perturbações provenientes desses acessórios hidráulicos e foram excluídos do estudo por representarem uma condição de operação com grande tendência de formação de emulsões, as quais tem como consequência o aumento do diferencial de pressão do escoamento e um direcionamento contrário ao escopo desse trabalho. Vale ressaltar, entretanto, que a unidade experimental construída retrata com maior fidelidade àquela esperada em uma instalação industrial.

Na Figura 69 estão representados os mapas de escoamento para fluxo vertical ascendente dos trabalhos conduzidos por Bai, Chen e Joseph (1992) (A) e Bannwart et al. (2004) (B), bem como a nomenclatura associada aos padrões observados. A partir de imagens e descritivos do escoamento, estabeleceu-se a equivalência das nomenclaturas de forma que as ondas bambu e as ondas bambu com perturbações, identificadas pelo grupo de Bai, representaram o perfil anular destacado por Bannwart. Do mesmo modo, o escoamento com bolhas de óleo dispersas foi associado à dispersão de óleo em água e o pistão de óleo em água ao fluxo intermitente.

Através da Figura 69 (C), que representa a sobreposição dos dados de (A) e (B) com J_o como abscissa, foi possível constatar de forma qualitativa que as fronteiras dos escoamentos propostas por esses dois trabalhos apresentaram uma baixa concordância, principalmente para baixas velocidades superficiais dos fluidos, estando tal fato associado às diferenças de diâmetro dos dutos ($9,525 \text{ mm}$ – A e $28,4 \text{ mm}$ - B) e as propriedades distintas dos óleos utilizados.

Na Figura 69 (E), foi realizada uma comparação entre os dados experimentais do presente estudo e aqueles apresentados por Bannwart et al. (2004) (B), ao qual foi possível verificar uma boa aproximação entre as fronteiras dos padrões de escoamento. Nesse caso, como os diâmetros dos dutos utilizados foram praticamente idênticos, desconsiderou-se o efeito desse fator na resposta e isolou-se o efeito da viscosidade (já que a diferença de densidade do óleo também não foi significativa, ainda mais se tratando de um fluxo vertical em que o balanço de forças está no mesmo eixo do escoamento), chegando ao entendimento de que esse parâmetro não aparentou exercer um papel relevante na configuração adquirida pelo

fluxo bifásico no intervalo entre 488 e 3200 cP, para escoamento vertical ascendente.

Figura 69: Mapas do escoamento bifásico água/óleo para seção vertical com fluxo ascendente. Comparativo entre a literaturas A) Bai, Chen e Joseph (1992) – azul e B) Bannwart et al. (2004) - vermelho, combinadas em C, e com os dados experimentais do presente estudo D e E - preto. No destaque, a janela de operação da unidade experimental utilizada.

Fonte: Bai, Chen e Joseph (1992) e Bannwart et al. (2004), adaptados pela autora.

No entanto, em outras literaturas contendo óleos de viscosidade inferior a 150 *cP*, as fronteiras dos mapas de escoamento não se assemelharam às aquelas apresentadas na Figura 69 (GOVIER; SULLIVAN; WOOD, 1961), (BROWN; GOVIER, 1961), (ZAVAREH; HILL; PODIO, 1988), (HASAN; KABIR, 1999), (FLORES et al., 1997). Nessa condição, foi observada a presença abundante de dispersões e a ausência de perfil CAF em diversas instalações com diâmetros compreendidos entre 26 e 184 *mm*. Assim, conforme sugerido por Angeli e Hewitt (2000), Brauner (2003) e Bannwart et al. (2004) existe sim uma influência da viscosidade do óleo no aparecimento do padrão CAF; todavia, essa provavelmente está associada à imposição de um limite mínimo abaixo do qual o CAF não ocorre. De qualquer forma, nas zonas abaixo e acima desse limite, seriam necessárias comparações entre viscosidades muito diferentes para que a atuação da viscosidade fosse, de fato, constatada. Essa observação vai de encontro aos apontamentos de Govier, Sullivan e Wood (1961) que sugeriram a partir de comparações de mapas de óleos com viscosidades muito próximas, a baixa influência da viscosidade no padrão de fluxo formado. Oliemans (1986) generaliza essas observações associando a atratividade do método CAF ao transporte de óleos com viscosidade acima de 500 *cP*.

Ainda referente a Figura 69, a imagem (D) faz um paralelo entre as fronteiras dos escoamentos levantadas no presente estudo e aquelas relatadas por Bai, Chen e Joseph. Nesse caso, considerando que o efeito da viscosidade é muito pequeno e que o efeito da densidade é desprezível em escoamentos verticais, muito provavelmente as discordâncias observadas foram devidas ao efeito do diâmetro do

duto. No trabalho de Bai, para uma dada velocidade superficial de água, a formação do CAF se iniciou, invariavelmente, sob uma velocidade superficial de óleo inferior. Por exemplo: para Bai, um J_A de $0,2 \text{ m/s}$ requisitou um J_O de $0,09 \text{ m/s}$ para se produzir o CAF (ponto vermelho), enquanto o mesmo J_A exigiria um J_O de, aproximadamente, $0,14 \text{ m/s}$ na unidade de bancada testada (ponto amarelo). Analogamente, um J_A de $0,4 \text{ m/s}$ requisitou um J_O de $0,13 \text{ m/s}$ no trabalho de Bai para se obter o CAF (ponto verde), enquanto o mesmo J_A exigiria um J_O de $0,23 \text{ m/s}$ na presente unidade experimental (ponto azul). Considerando-se ainda uma combinação de 50 % de cada fluido (estrela rosa), o CAF estaria numa região central muito confortável para o diâmetro de $9,5 \text{ mm}$, enquanto no de 27 mm estaria bem próximo da interface com o perfil pistonado, ou seja, mais sujeito às forças que desestabilizam o *core*. Dessa forma, foi possível constatar que diâmetros menores tendem a favorecer a formação de CAF não somente em instalações horizontais, conforme previamente relatado por Al-Wahaibi et al (2014), mas também em segmentos verticais. Essa interpretação se origina no fato de que, para uma mesma velocidade dos fluidos, o aumento do diâmetro do duto leva a uma diminuição do atrito e das forças interfaciais. Com isso, há o aumento das velocidades relativas das fases que acarreta em uma força de pressão de sucção acima e abaixo da interface, produzindo ondas que aumentam de amplitude até atingirem o centro do *core*, gerando o mecanismo de ruptura do tipo Rayleigh.

Todavia, apesar de diâmetros menores apresentarem maiores janelas de operação no padrão CAF, eles também acarretam em uma maior perda de carga em função do maior atrito com a tubulação, conforme demonstraram Al-Wahaibi et al. (2014). Dessa forma, não é possível avaliar o melhor diâmetro para o aspecto energético sem comparar os dados de potência consumida.

5.1.2 Sítio de acoplamento horizontal 1

Apresenta-se no Quadro 2 as imagens do escoamento no sítio de acoplamento horizontal 1 para todas as 35 combinações de vazão de água e óleo possíveis na unidade experimental. Com base nessas imagens, evidenciou-se a descentralização do fluxo de óleo, que tendeu a escoar nos quadrantes superiores

da tubulação. Entretanto, é importante recordar que o fluxo bifásico foi gerado concentricamente a partir do injetor e que a descentralização ocorreu, portanto, rápida e naturalmente poucos diâmetros após sua geração, sendo resultado da diferença de densidade entre os fluidos. Conforme anteriormente mencionado, o escoamento horizontal tem como característica ser bastante suscetível ao efeito da gravidade, uma vez que a componente cinética e a componente gravitacional estão em planos perpendiculares.

As imagens do escoamento exibidas no Quadro 2 permitiram realizar uma avaliação individualizada dos efeitos da velocidade superficial dos fluidos na resposta visual do fluxo bifásico água-óleo em seção horizontal. A influência da velocidade superficial de água pôde ser apreciada através da comparação das imagens contidas numa mesma linha do Quadro 2. De forma geral, o aumento progressivo de J_A teve como consequências: a intensificação das ondulações presentes na interface água-óleo; a segregação de blocos ou o desprendimento de gotas de óleo para a fase aquosa; o acréscimo discreto na espessura do anel de água nos quadrantes superiores; e a incorporação de movimentos helicoidais no *core*. Paralelamente, a atuação da velocidade superficial do óleo no escoamento foi avaliada a partir da comparação das imagens pertencentes à mesma coluna do Quadro 2. Nesse caso, o aumento de J_O resultou na aglutinação das partículas de óleo e formação de blocos, no deslocamento do *core* em direção ao centro do duto (redução da excentricidade) e no crescimento do diâmetro do *core*. Portanto, conforme anteriormente reportado por Oliemans (1986), existe uma forte dependência entre as velocidades superficiais dos fluidos e os padrões de escoamento observados, havendo somente um determinado intervalo de combinações de velocidades que produz um CAF estável.

Ainda em relação ao Quadro 2 e já introduzindo o mapa de fluxo da Figura 70, a análise de linhas e colunas permitiu o levantamento de diversas ponderações acerca da influência dos fluidos no perfil espacial do escoamento, sendo a primeira delas a ausência de uma relação direta e absoluta com a proporção de entrada desses fluidos. Como exemplo, a combinação A15O18 apresentou em sua composição, 46,4 % de óleo e se mostrou com o padrão de escoamento do tipo CAFO, enquanto a combinação A5O6 compreendeu a mesma fração de óleo e demonstrou perfil estratificado. Da mesma forma, o escoamento A11O6 com 28 %

de óleo já exibiu um perfil CAFO, ao mesmo tempo em que o escoamento A5O9 com quase 56,5 % de óleo manifestou-se estratificado. Desse modo, as velocidades superficiais dos fluidos demonstram ser de fato os fatores determinantes para a ocorrência de uma janela de operação em perfil *core annular*, sendo o tamanho dessa janela, dentro de um mesmo diâmetro de tubulação, associado às propriedades físicas do óleo.

Em relação à participação da velocidade superficial da água no padrão do fluxo, foi observada a necessidade de uma velocidade mínima, ou crítica, desse fluido para a formação da película de água nos quadrantes superiores da tubulação; caso contrário, toda água injetada no sistema era direcionada para a parte inferior do duto, formando escoamentos estratificados. No entanto, essa velocidade crítica da água por si só não foi suficiente para garantir a formação de perfil CAF, havendo a necessidade de um contrabalanço da velocidade superficial de óleo. Por outro lado, incrementos muito significativos de água também não foram produtivos e levaram a ocorrência de duas situações: 1) para baixas velocidades superficiais de óleo, como 0,07 m/s, a energia cinética disponível na corrente de água foi suficiente para quebrar as linhas de fluxo do óleo, formando blocos intermitentes de óleo ou mesmo dispersões de óleo em água; 2) para velocidades superficiais de óleo um pouco mais elevadas, acima de 0,2 m/s, a energia cinética da água provocou rotações helicoidais no *core* de óleo e o desprendimento de gotas de óleo para a fase aquosa. Dessa forma, pôde-se concluir que a velocidade superficial ótima da água se apresentou no intervalo em se que se produziu energia cinética suficiente para a completa lubrificação do *core*, mas não ao ponto de provocar movimentos desnecessários e com consumo adicional de energia no fluxo (Figura 70).

Já a influência da velocidade superficial do óleo no padrão de escoamento se deu na formação de linhas contínuas de óleo e no posicionamento dessas linhas na tubulação. Numa primeira análise foi verificado que existia uma velocidade superficial mínima de óleo que produzia fluxos contínuos desse fluido e que esta era diretamente proporcional à energia cinética contida na fase aquosa. Vencido o problema da descontinuidade, o aumento da velocidade superficial do óleo provocava o deslocamento desse fluxo em direção ao centro do duto, aumentando lentamente a espessura do anel nos quadrantes superiores do escoamento e proporcionando o aparecimento de padrão do tipo CAF. Por exemplo, para

velocidades baixas de água (em torno de $0,25 \text{ m/s}$) foi necessária uma velocidade superficial de óleo em torno de $0,13 \text{ m/s}$ para o aparecimento do CAF; enquanto velocidades muito baixas ou muito altas de água, $0,15 \text{ m/s}$ e $0,46 \text{ m/s}$, necessitaram de cerca de J_o de $0,25 \text{ m/s}$. Todavia, apesar do aumento da velocidade superficial de óleo acarretar numa menor excentricidade do *core*, uma vez formado o padrão CAF, a variação da espessura do anel na região superior do escoamento ocorreu muito lentamente, de forma que foi necessário um grande aumento de J_o para, de fato, se notar diferença. Portanto, o modelo proposto por Oliemans (1986) é razoável em considerar que a espessura da seção superior se mantém quase constante com o aumento da velocidade superficial do óleo.

Quadro 2: Mapeamento dos padrões de escoamento observados no sítio de acoplamento horizontal 1 da unidade experimental.

Q_{s0} (Hz) J_o (m/s)	Q_{sA} (Lpm)			
	15	13	11	
	0,46	J_A (m/s) 0,40	0,34	
3 0,07 %vol. O_e	12,60 DOA	14,26 BOA	16,43 POA	
6 0,13 %vol. O_e	22,38 POA	24,96 POA	28,22 CAFO	
9 0,20 %vol. O_e	30,19 CAFH	33,28 CAFH	37,09 CAFO	
12 0,26 %vol. O_e	36,57 CAFH	39,95 CAFH	44,01 CAFO	
15 0,33 %vol. O_e	41,88 CAFH	45,40 CAFO	49,56 CAFO	
18 0,40 %vol. O_e	46,37 CAFO	49,94 CAFO	54,11 CAFO	

(Continua)

Quadro 2: Mapeamento dos padrões de escoamento observados no sítio de acoplamento horizontal 1 da unidade experimental (conclusão).

Q_{s0} (Hz)	Q_{sA} (Lpm)				
	9	7	5		
J_o (m/s)	0,28	0,21	0,15		
3 0,07 %vol. O_e	19,37	23,60	30,19	POA	STR
6 0,13 %vol. O_e	32,45	38,18	46,37	CAFO	STR
9 0,20 %vol. O_e	41,88	48,09	56,47	CAFO	STR
12 0,26 %vol. O_e	49,00	55,26	63,36	CAFO	CAFO
15 0,33 %vol. O_e	54,57	60,70	68,37	CAFO	CAFO
18 0,40 %vol. O_e	59,04	64,95	-	CAFO	

Figura 70: Mapa de padrões de fluxo para o trecho horizontal 1, operando com escoamento bifásico água-óleo (válido para óleo com viscosidade de 3200 cP a 22 °C e densidade de 945 kg/m³ em duto de PVC transparente de 27 mm de diâmetro interno). Classificação realizada segundo a nomenclatura sugerida por JOSEPH et al. (1997). Os índices acima dos pontos representam a fração volumétrica de óleo na alimentação do fluxo bifásico.

CLASSIFICAÇÃO:

DOA: dispersão de óleo em água

BOA: dispersão de bolhas de óleo em água

POA: pistão de óleo em água

STR: estratificado

CAFO: óleo em anular de água com interface ondulada

CAFH: óleo em anular helicoidal de água

A partir dos mapas de fluxo da Figura 68 (trecho vertical) e da Figura 70 (trecho horizontal 1) foi interessante notar que, enquanto o sítio de acoplamento H1 já apresentava o perfil CAF – cerca de 30 % de óleo - o sítio vertical ainda demonstrava perfil POA para mesma razão água-óleo, sendo a visualização dos primeiros perfis CAF nesse sítio somente com cerca de 37 % de óleo. Novamente, o fator velocidade demonstrou ser fundamental para a estrutura espacial manifestada pelo escoamento bifásico. A presença de uma curva de raio longo entre o trecho horizontal e o vertical e da ocorrência de empuxo em favor do escoamento no trecho vertical conduzem ao aumento da velocidade local dos fluidos e, com a energia cinética mais elevada, há a quebra das linhas contínuas de óleo, formando, portanto, os pistões descontínuos no *core* para velocidades superficiais mais baixas no trecho vertical.

No caso do escoamento bifásico horizontal, a literatura é mais generosa em relação ao número de trabalhos publicados contendo os mapas de padrões de fluxo (Charles; Govier; Hodgson (1961), Trallero; Sarica; Brill (1997), Fairusov et al. (2000), Bannwart et al. (2004) e Rodriguez; Oliemans (2006), por exemplo). No entanto, conforme previamente mencionado por Loh e Premanadhan (2016), devido as diversas condições de operação, como faixa de velocidades, diâmetro do duto e características físico químicas dos fluidos, é bastante difícil isolar os efeitos de cada parâmetro no escoamento e entender as mudanças observadas, bem como suas consequências nos padrões. Apesar disso, visando melhorar a compreensão do presente trabalho e abrir possibilidades de estudos futuros, foi realizada uma comparação qualitativa entre o mapa obtido e alguns dos mapas da literatura.

Inicialmente foram selecionados para análise os mapas publicados por Charles; Govier; Hodgson (1961) - (A) e Yusuf et al. (2012) – (B) (Figura 71). Nesses mapas, como o diâmetro das unidades experimentais e a viscosidade dos óleos empregados não divergiram significativamente, o parâmetro densidade demonstrou fortes indícios de ser o principal fator associado às diferenças nos tipos dos padrões de escoamento encontrados. De fato, conforme observado na Figura 71C, a dessemelhança mais significativa entre os mapas foi a ocorrência de padrão estratificado no trabalho de Yusuf e ausência deste no trabalho de Charles. Nesse último caso, como a densidade do óleo utilizado foi muito próxima à densidade da água, portanto um diferencial de densidade praticamente nulo, as forças

gravitacionais responsáveis pelo deslocamento vertical das fases foram desprezíveis e a estratificação não ocorreu.

Figura 71: Mapas do escoamento bifásico água/óleo para seção horizontal. Comparativo entre a literaturas A) Charles, Govier e Hodgson (1961) – azul e B) Yusuf et al. (2012) - laranja, combinadas em C, e com os dados experimentais do presente estudo D e E - preto. No destaque, a janela de operação da unidade experimental utilizada.

Fonte: Charles; Govier; Hodgson (1961) e Yusuf et al. (2012), adaptados pela autora.

É importante ressaltar que não foram encontrados na literatura estudos envolvendo o escoamento horizontal de água e óleo que demonstrassem ser possível a formação de CAF ao se utilizar óleos com densidade inferior a 880 kg/m^3 TRALLERO; SARICA; BRILL (1997), FAIRUZOV et al. (2000), RODRIGUEZ; OLIEMANS (2006), MUKHAIMER et al. (2015) e LOH; PREMANADHAN (2016).

Na Figura 71, em que foi retratada a comparação dos padrões observados na presente tese (linhas pretas) e o trabalho de Charles, também foram demonstradas evidências de que escoamentos bifásicos água/óleo contendo óleos mais leves em relação a água tendem a apresentar perfil estratificado. Todavia, para uma densidade de 945 kg/m^3 ainda foi possível apreciar uma janela significativa de CAF. Na Figura 71E, a comparação foi com o trabalho de Yusuf, e demonstrou que quanto maior o diferencial de densidade entre os fluidos, maior é a janela de ocorrência do perfil estratificado e menor a probabilidade de formação de CAF. Dentro desse contexto, notou-se que, no trabalho de Charles, a velocidade superficial da água necessária para formação do padrão CAF foi muito pequena, cerca de $0,08 \text{ m/s}$ (ponto vermelho - Figura 71C), havendo ainda a possibilidade de se estabelecer um CAF rico em óleo, da ordem de 80 %, para um pequeno acréscimo na velocidade superficial da água, $0,10 \text{ m/s}$, (ponto verde). Já no trabalho de Yusuf, a exigência da velocidade superficial de água para o início da ocorrência de CAF foi muito superior, da ordem de $0,8 \text{ m/s}$, e o teor máximo possível de óleo foi de 70 % (ponto preto). Nessa região, no estudo de Charles, já havia tanta água no escoamento que dispersões eram observadas. Além disso, a janela de ocorrência de CAF no trabalho de Yusuf foi muito menor em relação àquela apresentada por Charles. Assim, foi

possível constatar que ao se operar com óleos de baixa densidade, é necessário compensar a ação do empuxo utilizando maiores velocidades no escoamento para que o CAF seja formado. Por fim, o perfil Dual contínuo demonstrou ser um padrão de transição observado somente para escoamentos com óleos de baixa densidade.

De forma análoga, tem-se na Figura 72 a comparação do mapa de fluxos da presente autora com àquele publicado por Bannwart et al. (2004). Nesses estudos o diâmetro dos dutos e a densidade dos fluidos foram bastante semelhantes, no entanto, as viscosidades dos óleos muito diferentes. Com isso, foi possível de forma qualitativa isolar o efeito da viscosidade nas configurações de fluxo observadas.

Figura 72: Comparação dos mapas de escoamento para seção horizontal obtidos pela por A) Bannwart et al. (2004) – vermelho e B) presente autora (destaque em cinza - preto).

Fonte: Bannwart et al. (2004), adaptado pela autora.

A comparação desses mapas demonstrou um atraso na formação do CAF ao se operar com óleos menos viscosos. Por exemplo, na Figura 72A foi apresentado por Bannwart ser necessária uma velocidade superficial mínima de óleo de, cerca de, $0,4 \text{ m/s}$ para o aparecimento dos primeiros perfis do tipo CAF (ponto verde), e seu intervalo de ocorrência abrangeu teores de óleo entre 44 e 88 % (ponto azul). Já na Figura 72B, os resultados experimentais do presente estudo demonstraram ser possível obter perfil CAF com velocidades superficiais bem inferiores, da ordem de $0,25 \text{ m/s}$ para a água e de $0,13 \text{ m/s}$ de óleo (estrela), e combinações contendo

entre 30 e 70 % de óleo. Conforme anteriormente citado, teores acima de 70 % não foram avaliados nesse trabalho devido a ocorrência de deposição de óleo nos acessórios da tubulação.

É importante salientar, contudo, que Loh e Premanadhan (2016) indicaram em seu estudo que, sob mesmas condições de operação, óleos mais viscosos tenderam a iniciar o processo de transição para o perfil disperso sob velocidades superficiais inferiores. No presente trabalho, estimou-se que o perfil CAF ocorreria para teores um pouco mais altos de óleo se a unidade experimental utilizada fosse menos complexa; todavia, também foi observado que a transição para o perfil dispersão de água em óleo não estava tão longe de acontecer.

Assim, foi possível constatar de forma qualitativa que o efeito da viscosidade no mapa de padrões é acelerar ou retardar a formação do perfil CAF, que para óleos viscosos se inicia sob menores velocidades superficiais dos fluidos e com teores de óleo mais baixos e, para óleos pouco viscosos, se estabelece com velocidades superficiais mais altas e teores de óleo também superiores.

Nesse contexto, considerando que o efeito da densidade se concentra na formação de fluxo estratificado, a comparação entre o mapa do presente estudo e o mapa publicado por Charles (Figura 71D) também demonstrou o efeito da viscosidade. Para um mesmo J_A , foi observado haver a formação de CAF com um J_O inferior para o óleo com a viscosidade mais alta. Por exemplo, para J_A de 0,3 m/s, utilizando o óleo viscoso desse estudo, foi necessário um J_O de 0,10 m/s para dar-se início a formação de CAF (ponto vermelho); para o óleo de baixa viscosidade de Charles, todavia, os mesmos 0,3 m/s de J_A requisitariam um J_O de, aproximadamente, 0,3 m/s (ponto verde).

Esse mesmo efeito foi observado na Figura 73C que relaciona os trabalhos de Strazza et al. (2011) e Hanafizadeh; Hojati; Karimi (2015) para um diâmetro de tubulação diferente (aproximadamente 20 mm). No entanto, o atraso no aparecimento do CAF se delineou em menor proporção. Por exemplo, para o óleo viscoso de Strazza, uma velocidade superficial de água de 0,5 m/s demandou uma velocidade superficial do óleo de 0,20 m/s para o aparecimento do perfil CAF (ponto preto); por outro lado, para o óleo leve de Hanafizadeh, a mesma vazão de água exigiu uma velocidade superficial do óleo de 0,25 m/s (ponto azul). Dessa forma, há

um forte indício de que pode haver um efeito combinado entre a viscosidade e o diâmetro do duto.

As três comparações sugeriram, portanto, que, sob condições similares de densidade, a utilização de óleos com maior viscosidade antecipa o início da formação do CAF, a qual ocorre para velocidades superficiais dos fluidos inferiores. Além disso, observou-se que essa antecipação é menor para dutos de diâmetros inferiores, sugerindo que possa haver uma interação entre os fatores viscosidade e diâmetro. Essa manifestação pode estar associada ao aumento das forças interfaciais que estabilizam o *core* de óleo a partir da utilização de diâmetros menores.

Figura 73: Mapas do escoamento bifásico água/óleo para seção horizontal. Comparativo entre a literaturas A) Strazza et al. (2011) – roxo e B) Hanafizadeh; Hojati; Karimi (2015) - rosa, combinadas em C. No destaque, a janela de operação da unidade experimental utilizada.

Fonte: Strazza et al. (2011) e Hanafizadeh; Hojati; Karimi (2015), adaptados pela autora.

Apresenta-se na Figura 74 a comparação dos trabalhos de Strazza et al. (2011) e Sotgia, Tartarini e Stalio (2008) em termos dos mapas de padrões de escoamento. Nesses trabalhos as condições de operação foram muito similares, com exceção do diâmetro do duto, que foi maior para o trabalho de Sotgia. Desse modo, essa comparação permitiu isolar o efeito do diâmetro do duto nos padrões de fluxo encontrados. De forma semelhante ao escoamento vertical previamente discutido, o diâmetro do duto menor apresentou, de forma geral, o perfil CAF em velocidades superficiais de óleo inferiores. No entanto, como as velocidades de operação foram muito elevadas no trabalho de Strazza, não foi possível visualizar os trechos iniciais de formação do CAF e a comparação entre os dois trabalhos ficou prejudicada. Todavia, a ausência de variados perfis de escoamento no trabalho de Strazza pôde ser considerado como um indício de que o CAF é mais estável em dutos com diâmetros menores.

Figura 74: Mapas do escoamento bifásico água/óleo para seção horizontal. Comparativo entre a literaturas A) Strazza et al. (2011) – roxo e B) Sotgia, Tartarini e Stalio (2008) – verde combinadas em C. No destaque, a janela de operação da unidade experimental utilizada.

B

Fonte: Strazza et al. (2011) e Sotgia, Tartarini e Stalio (2008), adaptados pela autora.

5.1.3 Sítio de acoplamento horizontal 2

Pode-se observar no Quadro 3 as imagens do escoamento no sítio de acoplamento horizontal 2 para os 35 pares de vazão água-óleo observados na unidade experimental desse estudo. O objetivo de mapear essa seção foi verificar se, após atravessar condições severas de perturbação e trajetória, o fluxo bifásico era capaz de se reconstituir e apresentar o padrão de escoamento exibido no sítio de acoplamento horizontal 1. Conforme previamente apresentado (Figura 52), entre o sítio de acoplamento horizontal 1 e 2 encontrava-se o sítio de acoplamento vertical, o qual se inseriu no circuito de tubulação através de duas curvas que promoveram mudança no plano do escoamento.

As primeiras diferenças observadas entre os padrões de fluxo estabelecidos nos trechos H1 e H2 (Quadros 2 e 3) foram nos aglomerados de óleo do perfil BOA, que no trecho H2 se apresentaram muito maiores e mais definidos em relação ao trecho H1, tendo inclusive uma janela de ocorrência mais significativa no mapa de fluxos de H2 (Figura 75). Como o limite entre os perfis de escoamento se mostram de certa forma subjetivos, não seria errado atribuir aos “BOAs” encontrados em H2 o perfil POA, já que os aglomerados de óleo foram bastante expressivos. Outra observação importante foi no aspecto do núcleo de óleo nos escoamentos em CAF de H2, o qual se revelou retorcido e assimétrico para uma grande faixa de combinações, levando o perfil CAFH a ocupar toda faixa central do mapa de padrões, que em H1 foi dedicada ao perfil CAFO. Por fim, a ausência de perfil estratificado em H2 foi bastante oportuna, já que essa configuração de escoamento bifásico tem baixa eficiência do ponto de vista energético.

Dessa maneira, foi possível constatar que, de modo geral, a formação do perfil CAF foi favorecida na região H2 e que o fato estava relacionado à disposição desse trecho no sistema. Nesse contexto, é importante lembrar que o perfil CAF se privilegia de instalações verticais, pois as componentes do fluxo estão no mesmo plano e o óleo tende a escoar centralizado no duto. Portanto, a presença de um trecho vertical entre os trechos horizontais funcionou como um retificador do escoamento e as curvas, mesmo estando sujeitas a uma provável deposição de óleo, proporcionaram um aumento da velocidade local dos fluidos que foi benéfica para a conservação do perfil CAF.

Quadro 3: Mapeamento dos padrões de escoamento observados no sítio de acoplamento horizontal 2 da unidade experimental.

Q_{s0} (Hz) J_0 (m/s)	Q_{sA} (Lpm)			
	15	13	11	
		J_A (m/s) 0,40	0,34	
3 0,07 %vol. O_e	12,60 BOA	14,26 BOA	16,43 BOA	
6 0,13 %vol. O_e	22,38 POA	24,96 POA	28,22 POA	
9 0,20 %vol. O_e	30,19 POA	33,28 CAFH	37,09 CAFH	
12 0,26 %vol. O_e	36,57 CAFH	39,95 CAFH	44,01 CAFH	
15 0,33 %vol. O_e	41,88 CAFH	45,40 CAFH	49,56 CAFO	
18 0,40 %vol. O_e	46,37 CAFH	49,94 CAFO	54,11 CAFO	

(Continua)

Quadro 3: Mapeamento dos padrões de escoamento observados no sítio de acoplamento horizontal 2 da unidade experimental (conclusão).

Q_{so} (Hz) J_o (m/s)	Q_{sA} (Lpm) 7				5			
	J_A (m/s) 0,21				0,15			
3 0,07 %vol. O_e		19,37	POA	23,60		30,19	POA
6 0,13 %vol. O_e		32,45	POA	38,18		46,37	CAFH
9 0,20 %vol. O_e		41,88	CAFH	48,09		56,47	CAFH
12 0,26 %vol. O_e		49,00	CAFH	55,26		63,36	CAFO
15 0,33 %vol. O_e		54,57	CAFO	60,70		68,37	CAFO
18 0,40 %vol. O_e		59,04	CAFO	64,95		-	-	-

Figura 75: Mapa de padrões de fluxo para o trecho horizontal 2, operando com escoamento bifásico água-óleo (válido para óleo com viscosidade de 3200 cP a 22 °C e densidade de 945 kg/m³ em duto de PVC transparente de 27 mm de diâmetro interno). Classificação realizada segundo a nomenclatura sugerida por JOSEPH et al. (1997). Os índices acima dos pontos representam a fração volumétrica de óleo na alimentação do fluxo bifásico.

CLASSIFICAÇÃO:

BOA: dispersão de bolhas de óleo em água

POA: pistão de óleo em água

CAFO: óleo em anular de água com interface ondulada

CAFH: óleo em anular helicoidal de água

5.1.4 Considerações da autora

O escoamento bifásico água/óleo é caracterizado pela variedade de combinações que as fases podem apresentar dentro do duto. Essa apresentação espacial é dependente de uma série de fatores, os quais estão relacionados às propriedades físico-químicas dos fluidos e às características da instalação. Dentre os fatores com maior influência no escoamento estão a densidade e a viscosidade dos fluidos, principalmente do óleo, a velocidade superficial das fases, o diâmetro do duto e as características hidráulicas da instalação.

No presente trabalho, a manifestação dos padrões de escoamento foi verificada através de imagens em tempo real do fluxo para todo domínio de operação da unidade experimental. Para o sítio de acoplamento vertical foram identificados os padrões: dispersão de óleo em água (DOA), bolhas de óleo em água (BOA), pistão de óleo em água (POA), *core annular* com interface ondulada e helicoidal (CAFH) e *core annular* com interface ondulada e formato de bambu (CAFB). Já para os sítios de acoplamento horizontais, os padrões observados foram: dispersão de óleo em água (DOA), bolhas de óleo em água (BOA), pistão de óleo em água (POA), *core annular* com interface ondulada e helicoidal (CAFH) e *core annular* com interface ondulada (CAFO) e estratificado (STR).

Através da comparação dos mapas de padrões da presente autora com os mapas publicados na literatura consultada foi possível avaliar individualmente, de forma qualitativa, a influência de três parâmetros importantes no tipo de escoamento observado: viscosidade do óleo, densidade do óleo e diâmetro do duto. Para o escoamento vertical, foi constatado que a densidade do óleo é pouco significativa, principalmente pelo fato de que as forças gravitacionais agem no mesmo eixo de propagação do escoamento. A viscosidade, todavia, foi a responsável por estabelecer um limite mínimo abaixo do qual o CAF não se verificou (estimou-se 150 cP), de forma que comparações entre escoamentos contendo óleos de viscosidades aproximadas foram ineficientes em gerar efeito visual. Diâmetros de duto inferiores, por outro lado, demonstraram favorecer a formação do CAF, o qual foi estabelecido para velocidades superficiais de óleo inferiores.

Nos dutos horizontais, os fatores avaliados se comportaram de forma diferenciada. A densidade foi o parâmetro responsável pelo aparecimento de escoamento do tipo estratificado, sendo a diferença dessa propriedade entre os fluidos inversamente proporcional à janela de ocorrência de perfil CAF. Assim, quando se operou com óleos de baixa densidade, foi necessário compensar a ação do empuxo utilizando maiores velocidades no escoamento. Não foram encontrados na literatura escoamentos bifásicos com formação CAF contendo óleos de densidade menor que 880 kg/m^3 . Já a viscosidade do óleo exerceu um papel importante sobre as velocidades superficiais mínimas para a manifestação do perfil CAF, sendo a utilização de óleos mais viscosos a condição em que o CAF foi favorecido precocemente. Observou-se, também, que essa antecipação do perfil CAF foi menor para dutos de diâmetros inferiores, sugerindo que possa haver uma interação entre os fatores viscosidade e diâmetro. Essa manifestação pode estar associada ao aumento das forças interfaciais que estabilizam o *core* de óleo a partir da utilização de diâmetros menores. Por fim, de forma semelhante ao escoamento vertical, um diâmetro do duto menor apresentou, de forma geral, a formação de perfil CAF em velocidades superficiais de óleo inferiores, ressaltando a maior estabilidade desse perfil em dutos menores.

As diferenças entre os mapas de padrões dos sítios horizontais que evidenciaram ausência de perfil estratificado no segmento H2 sugeriram que a presença de um trecho vertical entre os trechos horizontais funcionou como um retificador do escoamento e as curvas, mesmo estando sujeitas a uma provável deposição de óleo, proporcionaram um aumento da velocidade local dos fluidos que foi benéfica para a conservação do perfil CAF.

Em suma, o levantamento das cartas de fluxo para a instalação construída e as comparações com a literatura decorrentes desse trabalho demonstraram as particularidades da interação entre as forças gravitacionais, inerciais e da tensão interfacial no escoamento bifásico, as quais geram os mais variados arranjos sob determinadas condições de operação. Portanto, visando uma aplicação industrial da técnica em cenários estendidos, essa compreensão individualizada dos fatores é fundamental para o desenvolvimento de modelos matemáticos capazes de prever e corrigir, com precisão e em tempo real, os padrões do escoamento, direcionando o sistema à condição de operação energeticamente mais favorável.

5.2 Energia consumida no bombeamento

Diversos trabalhos relevantes na literatura descrevem de forma teórica e experimental os benefícios, em termos energéticos, de se transportar óleo pesado com água (RUSSELL; CHARLES, 1959), (BENTWICH; KELLY; EPSTEIN, 1970), (BENTWICH, 1976), (BRAUNER, 1991), (BRAUNER; MOALEM, 1992), (ROVINSKY; BRAUNER; MARON, 1997), (PRADA, 1999), (VARA, 2001) e (BRAUNER, 2003). Em todos os casos (Tabela 3), o fator de redução de potência promovido pelo escoamento bifásico foi estimado de forma indireta, a partir da redução do diferencial de pressão em um comprimento L de trecho reto (redução de potência por atrito). A contribuição do presente trabalho foi apresentar uma nova proposta para quantificar a potência consumida no bombeamento, o método de determinação direta, contemplando uma instalação complexa com diversos acessórios de linha e mudanças direcionais do escoamento (como a utilizada pela autora). Prada (1999) mencionou que nas saídas das estações de bombeio, e nas proximidades de acidentes de linha (curvas, joelhos, conexões, etc..) foi verificado um favorecimento à adesão de óleo nas paredes do duto em função das perturbações sofridas pelo escoamento. Esta ocorrência também foi observada no presente trabalho. Diante desse cenário, portanto, os ganhos mais discretos obtidos nos acessórios hidráulicos tendem a limitar o fator de redução de potência global da unidade, que atinge níveis inferiores em relação aquele calculado com base no trecho reto. Não foram encontrados na literatura métodos diretos de avaliação da redução de potência similares ao adotado no presente estudo (item 4.5.2)

Para a avaliação do desempenho energético da técnica CAF, foi contabilizada a potência útil das duas bombas envolvidas no processo. Posteriormente, essa soma foi dividida pela vazão de óleo transportado, determinando-se, portanto, a energia despendida pelas bombas para transportar uma unidade de volume de óleo num dado intervalo de tempo, ou, simplesmente, a potência total consumida por volume de óleo transportado. Ilustra-se na Figura 76 os resultados obtidos para o fluxo monofásico de óleo e para todas as combinações do fluxo bifásico água-óleo praticadas na unidade experimental, bem como os padrões do escoamento ponto a ponto para a sessão H1.

A partir da Figura 76B foi possível observar que a relação entre a energia necessária para o bombeamento e a velocidade superficial do óleo na tubulação se apresentou de forma diferenciada para as duas metodologias de transporte utilizadas. No escoamento monofásico foi verificada uma relação linear entre o gasto energético e a velocidade superficial de óleo; todavia, para o escoamento bifásico essa relação foi do tipo polinomial de 2ª ordem. Além disso, velocidades superficiais mais elevadas de água e óleo levaram as curvas de energia a convergirem para uma mesma região, indicando que nessas condições os escoamentos bifásicos não apresentaram diferenças significativas do ponto de vista energético.

Na Figura 76A uma informação particular muito interessante foi exibida: os pontos de menor consumo absoluto de energia nos escoamentos bifásicos se apresentaram na região em que as primeiras formações do perfil anular foram verificadas. A exceção ficou por conta da operação com baixas velocidades superficiais dos fluidos (J_A de 0,15 m/s e J_O inferiores a 0,20 m/s), em que o padrão estratificado dominou a seção H1, todavia o padrão pistão de óleo em água prevaleceu nas seções V e H2. Dessa forma, os escoamentos bifásicos economicamente vantajosos se manifestaram a partir de velocidades superficiais do óleo próximas à 0,15 m/s.

Os delineamentos das curvas de energia consumida retratados na Figura 76 puderam ser facilmente compreendidos a partir dos gráficos apresentados na Figura 77. Nesse contexto, foi possível observar que a potência consumida pela bomba de água foi praticamente constante para cada família de J_A ; ou seja, esta demonstrou ser uma resposta praticamente independente da quantidade de óleo presente no escoamento bifásico, variando com alguma significância somente em relação à vazão de água empregada. Além disso, a ordem de grandeza das duas bombas só foi equiparável quando a bomba de óleo operava com vazões mínimas de fluido, levando a potência total requerida pelo sistema de bombeamento a ser gradualmente menos influenciada pela bomba de água à medida que mais óleo era adicionado, com um menor esforço da bomba de óleo, ao escoamento. Dessa forma, os escoamentos bifásicos economicamente vantajosos se manifestaram a partir do início da formação do padrão CAF, equivalente a velocidade superficial do óleo próxima à 0,15 m/s, quando a redução do atrito provocada pela presença do anel de

água exigiu pouco da bomba de água e preservou grandemente o esforço mecânico da bomba de óleo.

Figura 76: Comparativo da energia fornecida pelo sistema de bombeamento para transportar uma unidade de volume de óleo em um dado intervalo de tempo, segundo o método tradicional (óleo puro – transporte monofásico), linha contínua em vermelho, e o método bifásico água-óleo, linhas pontilhadas nas demais cores. Em A, a decomposição das famílias do escoamento bifásico com os respectivos padrões de escoamento verificados na seção H1 para cada combinação de água/óleo. Em B, a visão geral do consumo de energia para os dois métodos.

Figura 77: Potência consumida pelas bombas no transporte de óleo pesado monofásico e bifásico com água para diversas velocidades superficiais de água. A) 0,46 m/s , B) 0,40 m/s , C) 0,34 m/s , D) 0,28 m/s , E) 0,21 m/s e F) 0,15 m/s .

A

B

C

D

E

F

A comparação da energia empregada no transporte de óleo através do fluxo monofásico ou bifásico com água (Figura 76A) ainda permitiu constatar que a mínima viabilidade energética, do ponto de vista da redução de atrito, como consequência da adição de água ao escoamento de óleo foi verificada a partir do ponto de intersecção das curvas, sendo mais conveniente o emprego do método tradicional de bombeamento (óleo monofásico) a esquerda desse ponto e, à direita, mais vantajoso se operar com fluxo bifásico água-óleo. Foi observado também que esse ponto de intersecção se apresentou muito próximo ao ponto de menor consumo absoluto de energia nas curvas do escoamento bifásico.

Apresenta-se na Figura 78 os dados experimentais de energia consumida sob a ótica da fração volumétrica de óleo contida na alimentação do escoamento bifásico. Com base nessa perspectiva, foi observado que os pontos de mínimo consumo de energia de todas as famílias ocorreram próximos à teores entre cerca de 30 e 35 % de óleo. Conforme anteriormente citado, nessa faixa de proporção, o perfil de fluxo encontrado para o trecho vertical foi de pistão de óleo em água (POA), ou seja, escoamento bifásico anular contendo uma linha de corrente semi-contínua de óleo centralizada e, no trecho horizontal, foi a região de início do perfil CAF. Dessa forma, foi possível demonstrar que padrões de escoamento do tipo dispersão de óleo em água (DOA) e bolhas de óleo em água (BOA) são um forte indício de que o escoamento bifásico não é vantajoso do ponto de vista energético. No entanto, é equivocado admitir que o ponto de mínimo consumo de energia seja o ponto ótimo de operação do fluxo bifásico, uma vez que esta é uma avaliação absoluta do

escoamento. Esse ponto de mínimo marca, conforme previamente abordado, a fração aproximada de óleo a partir da qual o método de escoamento bifásico com água passa a ser competitivo, sendo o ponto ótimo determinado a partir da avaliação relativa, expressa na forma do fator de redução de potência.

Figura 78: Energia total despendida pelas bombas nos escoamentos bifásicos praticados na unidade experimental sob a ótica da fração volumétrica de óleo contida no fluxo.

Na Figura 79 está apresentado o fator de redução de potência (f_{Pot}) calculado para as 35 combinações de fluxo bifásico efetuadas. Esse fator representa a relação entre a potência consumida no transporte de certa quantidade de óleo pelo método tradicional e a potência consumida no transporte dessa mesma quantidade de óleo com a introdução de água (Equação (35)). Com base nas curvas geradas experimentalmente, foi possível observar que escoamentos contendo vazões mais

baixas de água atingiram melhores índices energéticos; todavia, a resposta a esse parâmetro se demonstrou limitada, uma vez que ao atingir níveis muito baixos, inferiores a $0,57 \text{ m}^3/\text{h}$ (J_A de $0,28 \text{ m/s}$) por exemplo, a redução da vazão de água não proporcionou uma redução equivalente no fator de redução de potência. Do mesmo modo, a vazão de óleo também demonstrou ter um efeito restrito no fator econômico do escoamento bifásico, de forma que seu aumento progressivo acarretou na melhora energética do escoamento até um fator máximo hipotético próximo de 2,2. Dessa forma, foi sugerido um ponto de máximo igual a 2,2 para representar o fator de potência máximo que poderia ser obtido na unidade experimental construída operando com o óleo Lubrax 680.

Figura 79: Fator de Redução de Potência obtido experimentalmente para o escoamento bifásico de diversas proporções de água-óleo promovidas na unidade experimental estudada.

A influência da vazão de óleo no perfil energético do escoamento bifásico pode ser melhor demonstrada através da representação do fator de redução de potência em termos de fração de óleo no escoamento (Figura 80). Através das curvas geradas, foi constatada a aproximação, em torno de uma região comum, das famílias com J_A superiores a $0,28 \text{ m/s}$ e um pequeno descolamento para a direita

das famílias com J_A de 0,21 e de 0,15 m/s. A existência de um ponto de máximo próximo de 2,2 foi novamente considerada, em que se evidenciou a tendência de máximo das linhas de energia.

Na Figura 80 também foi observado um fato muito interessante: a indicação de que, em termos de redução de energia via técnica de escoamento de óleo com água, ao atingir uma vazão volumétrica próxima de 50 % de óleo, independentemente da velocidade superficial dos fluidos, o fator de redução de potência se manifestou muito próximo do valor máximo. Essa observação na prática implica que, para a unidade experimental utilizada operando com o óleo Lubrax Gear 680, a partir de cerca de 50 % de óleo no escoamento, o contínuo incremento de óleo ao fluxo não proporcionaria um ganho energético considerável de forma a ser interessante se operar sob um maior risco de deposição de óleo na parede do duto para se gerar uma economia de energia, que seria mínima.

Figura 80: Fator de Redução de Potência obtido experimentalmente para as diversas combinações de escoamento bifásico estudadas, segundo a ótica da fração volumétrica de óleo contida no fluxo. A linha tracejada horizontal representa o ponto de máximo para o fator de redução de potência e é igual a 2,2 vezes.

Por fim, é interessante enfatizar que uma análise abreviada da Figura 79 pode levar ao inverídico entendimento de que o escoamento bifásico se faz energeticamente mais vantajoso à medida que menos água é adicionada ao sistema, ou seja, com a diminuição da espessura do filme de água. Dessa forma, a região que abrange J_A entre 0,15 a 0,34 m/s e J_O próximo de 0,40 m/s seria a mais atrativa economicamente para se operar a unidade experimental. No entanto, a Figura 80 demonstrou que, exceto para as famílias com baixa velocidade superficial de água (J_A de 0,21 e 0,15 m/s), do ponto de vista energético, os mesmos índices foram encontrados para todas as outras J_A . Logo, o fator determinante do projeto de instalações para transporte de óleo com anel de água se encontraria no balanço dos riscos de se operar com um anel delgado de água, aumentando dessa forma a probabilidade de o óleo tocar a superfície do duto, e o custo associado ao tratamento e remanejamento da água utilizada no processo. Além disso, ficou evidente que operar com frações de óleo acima de 50 % potencializaria a deposição de óleo na parede do duto e não apresentaria um retorno energético compensatório.

Na literatura consultada, conforme previamente relatado, não foram encontrados dados experimentais obtidos de forma direta para o fator de redução de potência do escoamento bifásico de óleo com água. No entanto, mesmo que a comparação fique prejudicada, a discussão em termos do que foi previamente publicado traz uma visão interessante dos resultados. Os modelos teóricos sugeridos para prever os ganhos energéticos da técnica CAF se iniciaram com o trabalho de Russel e Charles (1959), em que o fator máximo de redução de potência - equação (2) - foi prescrito a partir de um balanço de forças em duto horizontal circular operando com escoamento CAF concêntrico em regime laminar (CAF perfeito). Esse modelo aplicado às condições experimentais do presente estudo preveria um fator de redução de potência máximo de, cerca de, 1100 vezes. Claramente esse valor é muito diferente do fator de 2,2 obtido experimentalmente, no entanto, quando da proposição do modelo canadense, os autores relataram que, na prática, o máximo fator de redução de pressão observado foi de 12 vezes.

Vários aspectos podem justificar a diferença entre esses valores: 1) A modelagem teórica foi realizada para um trecho reto de tubulação, no qual o escoamento se comporta completamente diferente em relação a sua passagem por um trecho contendo válvulas e outros acessórios; 2) O fator de redução de potência

em um escoamento duplamente laminar, ou seja, em que a água e o óleo escoam em regime laminar, é muito maior do que aquele atingível em um escoamento laminar-turbulento (óleo em regime laminar e água em regime turbulento), como é o caso do presente estudo (Re_{JA} entre 4100 e 12400 e Re_{JO} entre 0,6 e 4) (BRAUNER, 1991); 3) A diferença de densidade dos fluidos utilizados acarreta na descentralização do *core* no duto, levando o topo do *core* a estar sob uma maior influência da parede, logo aumentando o gasto de energia com a fricção; 4) Ausência de CAF em todas as combinações de velocidade superficial dos fluidos testadas.

Outra construção teórica acerca do fator de redução de potência em dutos circulares horizontais foi proposta para um escoamento bifásico água-óleo com configuração CAF (BENTWICH; KELLY; EPSTEIN, 1970) e estratificada (BENTWICH, 1976) a partir de coordenadas bipolares. O fator de redução de potência máximo para o perfil CAF contendo óleo com viscosidade aproximada de 10 *cP* foi apresentado como 4 para o posicionamento das fases de forma concêntrica, com o raio ideal do *core* assumindo 79 % do raio interno da tubulação, e como 2,5 para um escoamento completamente excêntrico. Já para a mesma combinação de óleo e água escoando sob o perfil estratificado, o fator de redução de potência máximo foi calculado em 1,44. Novamente, os números provenientes do estudo teórico não foram similares aos obtidos experimentalmente no presente trabalho. No entanto, foi possível observar que a ordem de grandeza desses valores está muito mais próxima aos valores encontrados no presente estudo, sendo um valor entre 4 e 2,5 aquele que seria previsto pelo modelo para o escoamento excêntrico executado. Os aspectos que podem justificar essas diferenças são: 1) A viscosidade do óleo empregado. É consenso na literatura que o fator de redução de potência é proporcional à viscosidade do óleo, mantidas condições idênticas do escoamento (OLIEMANS, 1986), (BRAUNER, 1991), (BRAUNER, 2003), (PRADA, 1999) e (LOH; PREMANADHAN, 2016). Logo para o modelo de Bentwich seria esperado um fator de redução de potência muito superior para uma relação de viscosidade de 3200 e não de 10; 2) Sendo assim, a proposta de Bentwich para o escoamento duplamente laminar também estaria superestimada para o escoamento laminar-turbulento praticado; 3) Na unidade testada há a presença de acessórios hidráulicos que diminuem os ganhos energéticos da técnica.

Uma terceira modelagem matemática, apresentada por Brauner (1991), considerou as equações de conservação de momento para um escoamento bifásico água-óleo ultra viscoso sem transferência de massa entre as fases (anel formado por água pura e *core* formado por óleo puro) em duto circular horizontal, encontrando um fator de redução de potência máximo para J_O igual a 2 vezes o J_A . Essa proposição foi bastante coerente com o máximo fator de redução de potência experimental encontrado no presente estudo para baixas vazões de água no escoamento bifásico (Figura 79). Em outras palavras, para J_A de 0,15 e 0,21 m/s, o máximo $f_{Pot.}$ observado, cerca de 2,2, foi muito próximo de J_O de 0,3 e 0,4 m/s, indicando que o modelo teórico foi capaz de prever com bastante efetividade esse ponto de máximo para um anel de água com baixa espessura. Para escoamentos com um anel mais generoso, o modelo não foi igualmente representativo, todavia a relação J_O de 2 J_A foi proposta de acordo com a maximização do $f_{Pot.}$, o que não é o caso de escoamentos com uma vazão de água muito elevada.

Por fim, os únicos estudos experimentais acerca do fator de redução de potência foram realizados por Prada (1999) e Vara (2001); apesar disso, a comparação foi dificultada, pois ambas pesquisas utilizaram o fator de redução de pressão para estimá-lo. Apresenta-se na Figura 81 o fator de redução de potência do trecho H1 calculado a partir do fator de redução de pressão obtido experimentalmente no presente trabalho, conforme a sessão 5.4. A partir das curvas plotadas, foi observado que, através do método indireto, o valor máximo do fator de redução de potência foi de aproximadamente 160, valor este muito diferente daquele obtido pelo método direto, o qual se refere à unidade experimental como um todo. A dessemelhança entre os valores encontrados nos dois métodos se deu, principalmente, em função do comportamento do escoamento que é mais suscetível às perturbações ao percolar acessórios hidráulicos do que trechos retos.

O estudo de Prada (1999), previamente ilustrado na Figura 20, apresentou fatores de redução de potência muito elevados, que alcançaram facilmente índices como 1000 e 2000 em uma unidade experimental com dutos circulares e posicionados na vertical, óleo com viscosidade inicial de 10260 cP e intervalo de velocidades superficiais $0,21 \leq J_O \leq 2,09$ m/s e $0,083 \leq J_A \leq 0,525$ m/s. Conforme previamente exposto, o fator de redução de potência é proporcional à viscosidade do

óleo; logo, para uma unidade piloto dispoñdo de óleo com viscosidade cerca de 3 vezes maior que o Lubrax Gear 680 utilizado pela presente autora, não foi surpresa que os fatores de redução de potência de Prada se demonstrassem superiores. No entanto, outro fator importante que maximizou a economia de energia no estudo de Prada foi o posicionamento vertical dos dutos. Nesse caso, além da configuração CAF ser favorecida, a ação do empuxo tendeu a acelerar a fase óleo de forma espontânea, gerando um movimento ascendente que consumia baixa energia proveniente das bombas, diferentemente do escoamento em seções horizontais.

Figura 81: Fator de Redução de Potência calculado a partir do fator de redução de pressão do trecho H1 para o escoamento bifásico de diversas proporções de água-óleo promovidas na unidade experimental estudada.

A influência do posicionamento da tubulação e da viscosidade do óleo puderam ser observadas através da dissertação de Vara (2001). Nesse estudo, um óleo com viscosidade de 1193 cP e densidade de 946 kg/m^3 formou escoamentos bifásicos com água em dutos horizontais de $28,4 \text{ mm}$ de diâmetro interno, atingindo um fator máximo de redução de potência de 225 vezes para uma combinação

volumétrica de 95 % de óleo e 5 % de água. Observando-se ainda que as características do óleo e da instalação não eram significativamente discordantes, investigou-se a defasagem do fator de redução na unidade construída.

A partir do gráfico exibido na Figura 81, teve-se a impressão de que seria possível aumentar a velocidade superficial de óleo no escoamento do presente estudo a fim de se obter índices mais elevados do fator de redução de potência. No método indireto de obtenção de $f_{Pot.}$, portanto, não foi possível perceber indícios da existência de um ponto máximo de redução de potência para o intervalo de velocidades superficiais testado (porcentagem volumétrica máxima de óleo próxima a 70 %). No entanto, esse ponto de ganho máximo foi claramente notado na Figura 79 e na Figura 80, referentes ao método de medição direta de $f_{Pot.}$, em que escoamentos contendo um teor de óleo acima de 50 % não demonstraram um ganho significativo de energia frente a maior probabilidade de deposição de óleo nas paredes do duto, como o escoamento com 95 % de óleo manifestado por Vara (2001). Dessa forma, sugere-se que o método indireto de se calcular o $f_{Pot.}$ aponta índices sobrestimados desse parâmetro.

5.2.1 Considerações da autora

O fator de redução de potência é a medida que permite avaliar os ganhos energéticos efetivos das unidades de bombeamento no transporte de óleo pesado com água; é o número de interesse do empresário para realizar a análise de viabilidade econômica da implantação da técnica. Portanto, a determinação desse índice deve ser realizada com bastante responsabilidade a fim de não se prometer algo que não seja factível do ponto de vista operacional.

Em diversas literaturas consultadas, o fator de redução de potência do escoamento foi estimado a partir da comparação do diferencial de pressão em um trecho reto segundo as duas condições de operação: óleo puro e óleo com água. Todavia, essa estimativa não representa, em termos quantitativos, a redução de potência real que seria obtida em uma instalação complexa, principalmente, havendo a presença de diversos acessórios de linha e mudanças direcionais do escoamento, como naquela utilizada no presente trabalho. Nesse caso, devido às

maiores perturbações sofridas pelo escoamento bifásico ao percolar esses acessórios, os ganhos prováveis alcançariam ordens de grandeza inferiores ao do escoamento em trecho reto, logo, o fator de redução de potência global da unidade seria limitado em função da quantidade de acessórios presentes na unidade de operação. Em vista disso, a determinação do fator de potência do presente estudo foi realizada diretamente a partir da mensuração da potência útil das duas bombas do sistema, as quais somadas forneceram a potência total consumida no escoamento.

Os pontos de menor consumo absoluto de energia nos escoamentos bifásicos se manifestaram na região em que as primeiras formações do padrão CAF foram verificadas, sendo equivalentes à velocidade superficial do óleo de, aproximadamente, $0,15 \text{ m/s}$ e teores de óleo em torno de 30-35 %. Isto posto, evidenciou-se que padrões de escoamento do tipo dispersão de óleo em água (DOA) e bolhas de óleo em água (BOA) são um forte indício de que o escoamento bifásico não é vantajoso do ponto de vista energético. Em contrapartida, o máximo fator de redução de potência na unidade experimental operando com óleo Lubrax Gear 680 se deu muito próximo a um ponto de máximo posicionado em 2,2 vezes, o qual foi equivalente à velocidades superficiais acima de $0,28 \text{ m/s}$ e escoamentos contendo, cerca de, 50 % de óleo. Portanto, a adição de óleo ou redução de água no fluxo acima dessa fração volumétrica de óleo potencializaria a deposição de óleo na parede do duto, mas não geraria um retorno energético equivalente. Logo, o fator determinante do projeto de instalações para transporte de óleo com anel de água se encontraria no balanço dos riscos de se operar com um anel delgado de água, aumentando dessa forma a probabilidade de o óleo tocar a superfície do duto, e o custo associado ao tratamento e remanejamento da água utilizada no processo.

Os números publicados na literatura acerca do fator de redução de potência no escoamento bifásico água/óleo obtidos através de modelagem matemática ou de ensaios experimentais apontaram uma faixa de ganhos: entre 2 e 2000 vezes. A investigação da discrepância desses índices apontou que o método indireto de obtenção do fator de redução de potência encontrou índices sobrestimados. Diferenças no processo, como a posição dos dutos, a densidade e a viscosidade dos fluidos, o regime de escoamento do *core* e do anel e a ocorrência de perfil CAF com

baixo ou alto índice de descentralização, apresentaram grande influência no quanto a técnica pode oferecer de economia para o transporte de óleo.

5.3 Holdup

A análise do *holdup*, ou fração de óleo *in situ*, é de grande importância para o estudo de escoamentos multifásicos, pois permite um esclarecimento da composição do fluxo na seção de interesse, a qual é fundamental para o desenvolvimento de modelos teóricos que visem estimar diversos parâmetros, como fator de fricção, número de Reynolds, gradiente de pressão, entre outros. Além disso, através de sua comparação com a fração de óleo na alimentação, é uma ferramenta preditiva pertinente para identificação de regiões energeticamente favoráveis do escoamento.

Através do conceito de *holdup ratio*, ou fator de escorregamento S , em que há a comparação entre as frações de óleo e de água na alimentação e *in situ* (equação (8)), seriam esperados índices superiores a 1 para escoamentos que apresentassem o padrão CAF em alguma de suas manifestações. A interpretação física para essa observação está relacionada à particularidade com que um escoamento multifásico deve ser analisado, uma vez que, diferentes combinações de vazões e frações de alimentação dos fluidos provocam alterações na hidrodinâmica do escoamento, as quais se refletem, entre outras, no padrão de escoamento e no perfil de velocidade das fases. Considerando a injeção de um anel de água envolvendo externamente determinado fluxo de óleo, como é o caso do escoamento em padrão CAF, o óleo não entraria em contato com a parede da tubulação, região em que as tensões de cisalhamento são intensificadas devido a fricção fluido-sólido. Nesse caso, portanto,

seria esperada uma velocidade média para a fase água menor que a para a fase óleo e, conseqüentemente, *holdup ratios* superiores a 1. Em outros termos, a fração de água *in situ* (H_A), para um escoamento em perfil CAF, teoricamente seria sempre maior que a fração de água na alimentação (C_A).

Apresenta-se na Figura 82 a comparação entre a fração de água na alimentação e a fração de água *in situ* no sítio de acoplamento H1, enquanto a Figura 83 se refere a mesma comparação para o sítio de acoplamento vertical e a Figura 84 ao sítio de acoplamento H2.

Figura 82: Dados experimentais da fração de óleo *in situ* (*Holdup*) em relação à fração de óleo de alimentação para a seção horizontal 1 (H1). Efeito do anel de lubrificação de água. A linha vermelha ilustra fator de escorregamento igual a 1, ou seja, situação em que os dois fluidos escoam sob mesma velocidade.

Figura 83: Dados experimentais da fração de óleo *in situ* (*Holdup*) em relação à fração de óleo de alimentação para a seção vertical (V). Efeito do anel de lubrificação de água. A linha vermelha ilustra fator de escorregamento igual a 1, ou seja, situação em que os dois fluidos escoam sob mesma velocidade.

Figura 84: Dados experimentais da fração de óleo in situ (*Holdup*) em relação à fração de óleo de alimentação para a seção horizontal 2 (H2). Efeito do anel de lubrificação de água. A linha vermelha ilustra fator de escorregamento igual a 1, ou seja, situação em que os dois fluidos escoam sob mesma velocidade.

Antes de ser iniciada a discussão dos resultados apresentados na Figura 82, Figura 83 e Figura 84, é necessário o completo entendimento do significado da linha contínua vermelha contida nessas figuras. No que concerne à equação (8), anteriormente apresentada e referente ao efeito de escorregamento das fases (S); para uma situação de não escorregamento, ou seja, em que o óleo e a água escoam

sob mesma velocidade média, é possível matematicamente demonstrar que H_A é igual a C_A e, de forma análoga, que H_O é igual a C_O . As equações (39) a (43) apresentam esse desenvolvimento:

$$\frac{H_O}{H_A} = \frac{Q_{eT} - Q_{eA}}{Q_{eA}} \quad (39)$$

$$\frac{H_O}{H_A} = \frac{1}{C_A} - 1 \quad (40)$$

$$\frac{1}{C_A} = \frac{H_O + H_A}{H_A} \quad (41)$$

$$\frac{1}{C_A} = \frac{1}{H_A} \quad (42)$$

$$C_A = H_A \quad (43)$$

Sendo:

H_i o *holdup* da fase i (adimensional). Para o óleo H_O e, para água, H_A .

C_A a fração de água na alimentação (adimensional)

Q_{eO} a vazão volumétrica de entrada do óleo (m^3/h)

Q_{eA} a vazão volumétrica de entrada da água (m^3/h)

Q_{eT} a vazão volumétrica total de entrada (m^3/h)

Portanto, a linha diagonal supracitada é referente a essa condição: S igual a 1. Todavia, para as condições do escoamento em que a velocidade média dos fluidos não é igual, S difere de 1, o que implica que os pontos experimentais plotados no gráfico estarão acima ou abaixo da linha vermelha. Estes, quando localizados acima da linha vermelha, indicam que C_A é inferior a H_A , ou seja, que a água escoar mais lentamente que o óleo pelo duto (água acumula). De forma similar, quando localizados abaixo da linha, que a água escoar com velocidade média superior ao óleo (óleo acumula).

Inicialmente, atendo-se a Figura 82, foi possível constatar que as famílias com baixa velocidade superficial de óleo (abaixo de 0,20 m/s) tenderam, quase que completamente, a se posicionarem abaixo da linha de não escorregamento, sendo

somente seus pontos com alta velocidade superficial de água àqueles com comportamento inverso. Logo, uma relação interessante a ser notada está no fato de que baixas velocidades superficiais de óleo deram origem a *holdups* de água (H_A) consideravelmente menores que C_A (óleo acumula), o que só foi corrigido com o aumento da velocidade superficial da água. Este fato demonstra novamente a forte dependência da velocidade superficial de ambos fluidos no arranjo entre as fases durante o escoamento.

Utilizando-se o mapeamento dos padrões de fluxo levantados para a seção H1 (Quadro 2), as configurações observadas para os pontos em que houve “acúmulo” de óleo no duto se mostraram do tipo estratificado, pistão de óleo em água e CAF com interface ondulada (A5O3, A7O3, A9O3, A5O6, A7O6 e A9O6). A semelhança entre esses arranjos encontrados deu-se segundo a elevada excentricidade do *core*, em que, mesmo os fluxos classificados como CAFO e POA, estavam inseridos numa condição limítrofe para o escoamento estratificado. Isso pôde ser observado, pois, sem a inércia necessária dos fluidos, a diferença de densidade passou a ter papel relevante, tendendo a favorecer o posicionamento do óleo na forma excêntrica, apesar dos mesmos terem sido inicialmente dispostos na forma concêntrica. Diante dessas circunstâncias, o encolhimento do filme de água na parte superior do duto levou a uma alta proximidade do óleo com a parede, submetendo-o às altas tensões de cisalhamento geradas por fricção nessa região. Dessa forma, estima-se que a elevada força de arrasto na fase óleo associada à alta viscosidade desse fluido responderam pelo retardo do escoamento de óleo pelo duto, enquanto a espessa camada de água alocada sob a linha de óleo escoou sem grande esforço, levando ao aumento da proporção óleo/água *in situ* para baixas J_o .

A partir da Figura 82, também se evidenciou que o aumento de J_o levou ao cenário de água acumulando no duto, grande indício de uma lubrificação eficiente do filme de água no escoamento. Observando as imagens do Quadro 2, notou-se que a medida que maior quantidade de óleo fora adicionada ao escoamento, a linha de fluxo de óleo se consolidou como contínua e tendeu a se posicionar mais concentricamente, deixando a película de água na parte superior da tubulação mais espessa. Dessa forma, a maior inércia do fluxo óleo promoveu a redução da fricção que impera entre a película de água e o topo do *core*. Consequentemente, a lubrificação foi mais eficiente e a água passou a ser o fluido que acumulou *in situ*.

Em 1986, Oliemans reportou ser necessário uma velocidade superficial de óleo mínima da ordem de $0,1 \text{ m/s}$ para assegurar um filme de água com capacidade de lubrificar de forma eficiente o escoamento de óleo. No entanto, no presente trabalho, observou-se que essa condição só fora atendida para velocidades superficiais de óleo acima de $0,21 \text{ m/s}$. A exigência de J_o superiores, aqui exposta, está associada à menor densidade do óleo utilizado (945 kg/m^3), se comparada ao do trabalho de Oliemans, o qual empregava óleo com densidade mais próxima à da água (975 kg/m^3). Dessa forma, esperava-se que, naquele trabalho, o fluxo de óleo se apresentasse com menor grau de excentricidade, levando a requisição de condições mais amenas de processo. É importante ressaltar, também, que o diâmetro interno do duto nos testes de Oliemans foi de $50,8 \text{ mm}$ e que, nesse caso, esperar-se-ia uma velocidade superficial crítica de óleo maior que àquela encontrada nesse trabalho, o que não ocorreu. Portanto, a partir dessa discussão, notou-se que existe uma relação entre a velocidade superficial mínima de óleo e a densidade desse óleo para garantir a efetividade da técnica CAF, de forma que se estabeleceu margem para a realização de trabalhos futuros visando correlacionar esses parâmetros em um grande universo de condições de processo.

A Figura 84, todavia, apesar de também se referir ao escoamento bifásico em trecho horizontal, demonstrou que o sítio de acoplamento H2 exibiu variações de comportamento em relação ao sítio H1 para os pontos com baixa velocidade superficial de óleo, havendo uma aproximação dos pontos das famílias J_o de $0,07$ e $0,13 \text{ m/s}$ em direção à linha de não escorregamento. Tal fato pode estar associado a aceleração que os fluidos sofrem ao passar pela curva de raio longo que antecede a seção H2. Sendo assim, sob influência de uma maior velocidade, mesmo que em uma pequena parte da seção H2, a maior inércia do escoamento mantém o anel de óleo com menor grau de excentricidade, gerando quocientes H_A/C_A superiores.

Já no trecho vertical, como apresentado na Figura 83, para todas as combinações de vazões de água e óleo, a velocidade média do óleo foi superior à da água, indicando que o óleo se deslocou preferencialmente no centro do duto. As imagens do escoamento vertical, detalhadas no Quadro 1, demonstram que mesmo para perfis do tipo DOA e POA em que não há uma linha contínua de fluxo de óleo, este se localizou de forma mais acentuada no centro da tubulação. Esse fato reforça as observações de Renardy (1997) sobre a natural preferência do óleo em escoar

sob padrão CAF em segmentos verticais. Fisicamente, o escoamento bifásico água-óleo em trechos verticais leva vantagem em relação a trechos horizontais, pois a resultante das forças que atuam no volume de controle se dá na direção do fluxo, suprimindo a ação da força da gravidade, principalmente para altas vazões. Nesse caso, se o escoamento for ascendente, o empuxo ainda contribui com o aumento da velocidade relativa do óleo. Escoamentos bifásicos com acúmulo de água em seções verticais também foram verificados por Bai, Chen e Joseph (1992), Bannwart (1998), e Rodriguez e Bannwart (2006b).

A influência das velocidades superficiais dos fluidos na fração de óleo *in situ* está novamente demonstrada na Figura 85. Nessas imagens, as seis famílias de J_A testadas (0,15, 0,21, 0,28, 0,34, 0,40 e 0,46 m/s) foram comparadas em termos de J_O e do sítio de acoplamento estudado.

Figura 85: Influência da velocidade superficial dos fluidos na fração volumétrica de óleo *in situ* (holdup). Comparação entre as campanhas com velocidade superficial de água de: A) 0,15 m/s, B) 0,21 m/s, C) 0,28 m/s, D) 0,34 m/s, E) 0,40 m/s e F) 0,46 m/s.

E

F

Com base nas considerações de Renardy (1997) e nas inúmeras observações realizadas no presente trabalho e em diversos outros já citados - por exemplo: Bai, Chen e Joseph (1992), Bannwart (1998), e Rodriguez e Bannwart (2006b) - acerca do escoamento bifásico, seções verticais são favoráveis à formação de perfil CAF e geram, usualmente, fatores de escorregamento superiores a 1. Logo, quanto mais próxima for a relação entre os *holdups* de óleo extraídos de seções horizontais daqueles extraídos de seções verticais (sob mesma condição), melhor proveito energético seria obtido na operação da planta. Dessa forma, estabelecendo-se uma projeção para um oleoduto industrial, onde o objetivo é transportar óleo entre longas distâncias e é esperado um sistema de tubulação composto majoritariamente por trechos horizontais, a instalação de curvas como às expostas na Figura 85 auxilia na definição dos parâmetros de processo.

Conforme apresentado na Figura 85, a combinação de baixas velocidades superficiais de óleo e de água (por exemplo: J_A de 0,15 m/s e J_O de 0,07 m/s) foi responsável pelo maior distanciamento entre as curvas de *holdup* das seções de testes, inferindo em uma condição ruim de escoamento para o segmento horizontal, a qual pode ser comprovada através do Quadro 2 e do Quadro 3. Ademais, a Figura 85 demonstrou ser possível aproximar o H_O do escoamento horizontal e do vertical desde que J_A seja, aproximadamente, maior que 0,35 m/s ou J_O maior que 0,28 m/s, condições mínimas que sugeririam, portanto, a ocorrência energeticamente favorável do CAF para a unidade experimental desenvolvida nesse trabalho. Novamente foi observado que as curvas do sítio H2 se posicionaram mais próximas das curvas do sítio V, principalmente quando da operação com baixas vazões de óleo. Esse fato reforça o entendimento de que o trecho vertical e a curva de raio longo que antecede o trecho H2 contribuíram positivamente para obtenção de CAF.

Apresenta-se na Figura 86 a relação entre o fator de escorregamento e o *holdup* de óleo para as três seções de análise. Nessas imagens foi possível constatar, conforme esperado, uma grande dispersão dos pontos para o sítio H1, tomando regiões abaixo e acima da linha de não escorregamento. Tal dispersão foi verificada em menor expressividade no sítio H2, em que uma quantidade pequena de pontos se estabeleceu abaixo da linha vermelha. Já no trecho vertical, todos os pontos demonstram maior velocidade da fase óleo em relação a fase água ($S > 1$).

Figura 86: Comparação do fator de escorregamento para todas as 35 combinações de fluxo bifásico testadas, nos sítios de acoplamento: A) Horizontal 1, B) Vertical e C) Horizontal 2.

A

B

C

Observando na literatura disponível as tendências de curvas similares às aquelas apresentadas na Figura 86, como é o caso de Strazza et al. (2011) para seção horizontal (Figura 32) e de Rodriguez e Bannwart (2006b) para seção vertical, em ambos os casos foi notificada uma leve tendência do aumento de S com o aumento de H_O . A justificativa apresentada pelos autores para tal ocorrência foi o encolhimento do filme de água para escoamentos com alta composição de óleo, o que reduziria a velocidade média da fase água. No entanto, através dos dados coletados nesse trabalho, verificou-se que esse comportamento não pode ser generalizado para todas as condições de processo. O estudo de Charles, Govier e Hodgson (1961) corrobora com essa constatação sugerindo a dependência de S com a composição do escoamento. Na Figura 87, analisou-se a Figura 86A (H1) em termos de J_O , em que foi evidenciado que a tendência supracitada só é válida para velocidades superficiais de óleo acima de, aproximadamente, $0,30 \text{ m/s}$ quando todos os pontos representam escoamentos do tipo CAF com baixo índice de excentricidade, como é o caso dos dados analisados por Strazza et al. (2011). Dessa forma, o que determina a inclinação da reta que relaciona S e H_O pode ser considerado como uma combinação da fração dos fluidos na alimentação e da velocidade superficial do óleo no escoamento.

Figura 87: Avaliação dos fatores de escorregamento segundo a velocidade superficial de óleo no escoamento bifásico para sítio de acoplamento H1.

Uma análise similar para o trecho H2 não foi realizada devido à presença da curva de raio longo antecedendo o trecho de análise, a qual é inexistente na unidade de Strazza. Esta, por aumentar a velocidade dos fluidos, beneficia o aparecimento de padrão CAF de baixa excentricidade, mesmo para baixas velocidades superficiais de óleo, levando a uma condição de escoamento mais branda em relação ao estudo citado.

Considerando o trecho vertical, ao contrário do reportado por Rodriguez e Bannwart (2006b), no presente trabalho, a relação global entre o fator de escorregamento e o *holdup* de óleo foi decrescente. A diferença de cenário nos estudos pode estar associada a velocidades superficiais de óleo baixas (inferiores a 0,2 m/s) e ao posicionamento do injetor que, naquele caso, se encontrava instalado na vertical, imediatamente antes do trecho de análise. Nesta pesquisa, todavia, esse fora disposto previamente ao sítio de acoplamento H1 e à mudança direcional de fluxo. Dessa maneira, o escoamento bifásico vertical aqui presenciado pode ter sofrido interferências relativas às perturbações da curva, onde, inevitavelmente, o fino filme de água permite o contato parcial do óleo com a parede da conexão, acarretando em uma menor velocidade média da fase óleo e valores locais inferiores de S .

Conforme anteriormente exposto, em uma instalação industrial real para transporte de óleo, seriam esperados trechos horizontais em maior quantidade. Essa

configuração, todavia, tem a desvantagem de ser muito suscetível à ação da gravidade que, muito facilmente, leva a obtenção de S inferiores a 1 (Figura 86A e C). Essas figuras, contudo, demonstram o impacto positivo de um trecho vertical intermediário, o qual se apresentou como uma espécie de retificador de fluxo. Portanto, a introdução de seções verticais periódicas em um oleoduto com fluxo bifásico, se apresenta como uma possível solução de baixo custo para reorganizar o escoamento e preservar a tubulação de acúmulos progressivos de óleo.

Explorando, ainda, a Figura 87 e a Figura 88, as quais representam a Figura 86A (H1) em termos de J_A , notou-se que para o óleo utilizado com densidade aproximada de 950 kg/m^3 e tubulação lisa de PVC transparente de 1 in. (27,4 mm de diâmetro interno), as condições mínimas de velocidade superficial para garantir um fator de escorregamento $S > 1$ (água acumula) são J_A de 0,40 m/s ou J_O de 0,20 m/s. Informações gráficas extras apresentadas na Figura B1 e na Figura B2 do Apêndice B.

Figura 88: Avaliação dos fatores de escorregamento segundo a velocidade superficial de água no escoamento bifásico para sítio de acoplamento H1.

Em relação aos modelos propostos na literatura para prever o *holdup*, os primeiros apresentados por Oliemans (1986) e Arney et al. (1993), previamente descritos na Tabela 3, apesar de eficientes em representar escoamentos horizontais com baixa excentricidade do *core*, apresentam problemas para generalização em

outras condições de processo. Nesses modelos empíricos, o H_A calculado é sempre maior que C_A , indicando uma velocidade média da fase água no anel menor que a da fase óleo no *core* ($S > 1$). No entanto, escoamentos bifásicos contendo óleos menos densos, como é o caso do presente estudo, são muito suscetíveis ao efeito da gravidade e necessitam de uma velocidade superficial mínima dos fluidos para atingir condições similares àsquelas alcançadas pelos autores supracitados. Dessa forma, esses modelos são falhos para representar escoamentos com fatores de escorregamento menores que 1, possuindo, portanto, aplicação limitada. Na Figura 91, adiante, será demonstrada a falibilidade desse modelo para escoamentos com *core* de alta excentricidade (baixas J_O).

Um segundo modelo concernente ao escoamento vertical ascendente que visava relacionar o *holdup* de água e as velocidades superficiais dos fluidos foi desenvolvido empiricamente por Bai, Chen e Joseph (1992), equação (10). A partir desse modelo e da substituição de (S) pelo *holdup ratio* experimental obtido no presente trabalho e no estudo publicado por Rodriguez e Bannwart (2006b) foram plotados, respectivamente, os gráficos expostos na Figura 89 e na Figura 90.

Figura 89: Modelo de Bai, Chen e Joseph (1992) aplicado aos pontos experimentais gerados no presente trabalho.

Figura 90: Modelo de Bai, Chen e Joseph (1992) aplicado aos pontos experimentais coletados por Bannwart e Rodriguez (2006).

A partir da Figura 89 e da Figura 90, foi possível verificar que o modelo de Bai, Chen e Joseph (1992) ofereceu um excelente ajuste para os pontos experimentais de ambos os trabalhos, apresentando uma diferença entre o *holdup* calculado e o experimental inferior a 10 %, para quase a totalidade dos pontos. É interessante observar que o modelo proposto se adequou de forma satisfatória aos dados experimentais mesmo sob diferentes condições de escoamento.

O modelo de Bai, Chen e Joseph (1992), apesar da boa aderência aos pontos experimentais, tem aplicação restrita como ferramenta de predição do *holdup* da fase, pois é um modelo implícito em relação ao *holdup* (o valor de S presente na equação depende de H_A e H_O e a manipulação matemática da equação leva ao axioma $H_A + H_O = 1$), sendo, portanto, mais proveitoso como recurso informativo.

Uma terceira classe de modelo com vistas à determinação teórica do *holdup* foi apresentada por Shi, Lao e Yeung (2017), vide Tabela 3, e tem como grande diferencial considerar não somente a fração de fluido na alimentação, mas a excentricidade do *core*, expressa em termos do número de Froude. Sendo o número de Froude a relação entre a inércia e o empuxo de determinado volume de controle do escoamento, uma elevada velocidade superficial de óleo ou uma diferença mínima de densidade entre os fluidos, acarretam em campanhas com baixo grau de excentricidade (C_H próximo a 1). Analogamente, uma baixa velocidade superficial de

óleo ou uma grande diferença entre a densidade da água e do óleo, levam a escoamentos com alto grau de excentricidade (C_H inferiores a 0,9, por exemplo). Logo, esse modelo oferece a vantagem de corrigir a fração de entrada dos fluidos com o grau de excentricidade esperado no escoamento, fornecendo previsões de *holdup* muito mais realistas em relação às aquelas anteriormente apresentadas por Oliemans (1986) e Arney et al. (1993).

Na Figura 91 apresentam-se os valores de *holdup* obtidos experimentalmente no presente trabalho para cada um dos sítios de acoplamento estudados (H1, V e H2), mantendo-se J_O constante e variando-se J_A . Também estão retratados aqueles obtidos teoricamente a partir dos modelos propostos por Arney et al. (1993) – seções horizontais e verticais - e Shi, Lao e Yeung (2017) – seções horizontais. Para dar fluência à leitura, gráficos similares para as demais J_O utilizadas estão retratados no Apêndice B, Figura B3.

Figura 91: Aderência dos modelos propostos para predição do *holdup* por Arney et al. (1993) e Shi, Lao e Yeung (2017) aos dados experimentais do presente estudo, para J_O de 0,07 m/s e J_O de 0,13 m/s. A se refere ao sítio horizontal 1, B ao sítio vertical e C ao sítio horizontal 2.

A partir da Figura 91 e da Figura B3 foi possível verificar que o modelo proposto por Arney superestima o *holdup* de água para todas as condições de operação do sistema bifásico estudadas. Tal observação era esperada para segmentos horizontais, uma vez que esse modelo foi desenvolvido a partir de escoamentos do tipo CAF com baixo índice de excentricidade. No entanto, contrariamente ao esperado, o ajuste do modelo para o sítio de acoplamento vertical (Gráfico B das figuras supracitadas), apesar de ser relativamente melhor em relação aos trechos horizontais, também não apresentou boa aderência e, novamente, demonstrou superestimar o *holdup*, principalmente para elevadas J_O . Nesse caso, a utilização de dados de escoamentos em seção vertical somente de uma fonte (Bai, Chen e Joseph, 1992), somado ao fato de que a densidade do óleo considerado (905 kg/m^3) foi muito menor do que a do óleo aqui utilizado pode ter empobrecido a aplicabilidade do modelo.

Já o modelo de Shi, Lao e Yeung (2017) se mostrou muito compatível com os dados experimentais das seções horizontais para velocidades superficiais de óleo acima de $0,20 \text{ m/s}$, quando o escoamento se aproximou de S igual a 1. Todavia, para baixas J_o , o modelo não parece ser adequado por subestimar o *holdup* da água. É importante destacar que o óleo utilizado pelos autores tem densidade média de 907 kg/m^3 e, portanto, para uma mesma velocidade superficial baixa, sofre um maior efeito da gravidade, levando a níveis de excentricidade superiores àqueles encontrados no presente estudo. O modelo não foi testado para o escoamento vertical por ser específico para escoamentos horizontais.

Dessa forma, um novo modelo baseado na construção de Shi, Lao e Yeung (2017) e no conceito do número de Froude foi proposto pela autora e teve como objetivo principal ampliar os limites de aplicabilidade do modelo original para condições de processo em que a velocidade superficial do óleo é inferior à velocidade crítica, ou seja, para escoamentos que não apresentam o padrão CAF. No presente estudo, conforme previamente citado, essa condição é estabelecida em velocidades superficiais de óleo inferiores a $0,20 \text{ m/s}$. O novo modelo foi construído a partir do conjunto de dados experimentais gerados nesse estudo e visou atender, além de escoamentos realizados na horizontal, escoamentos verticais ascendentes. Além disso, como objetivo secundário, simplificaram-se as constantes do equacionamento, de forma a se estabelecer um único coeficiente característico (n), o qual está relacionado à orientação do escoamento produzido.

De forma análoga ao modelo original, C_H é o coeficiente associado à excentricidade do *core* e deve apresentar valores próximos de 1 para escoamentos horizontais com altas velocidades superficiais dos fluidos ou escoamentos verticais. É importante observar que, no modelo sugerido nesse estudo, a constante (n) associada ao escoamento em trecho vertical é maior; isto acarreta em um fator C_H também maior, o qual representa um escoamento com menor índice de excentricidade, característico de configurações verticais. O modelo proposto encontra-se apresentado na equação (44):

$$H_A = C_A [1 + 0,31 (1 - C_A)] C_H \quad (44)$$

Em que: $C_H = e^{\left[-\frac{1}{2} \frac{1}{Fr} (1-C_A)^n\right]}$ (44a)

$$\frac{1}{Fr} = \frac{\sqrt{g D \left(\frac{\rho_A - \rho_O}{\rho_A}\right)}}{J_O} \quad (44b)$$

Sendo:

H_A o *holdup* da água (adimensional)

C_A a razão volumétrica de entrada da água (adimensional)

C_H o fator associado a excentricidade ($0 \leq C_H \leq 1$ e $C_H = 1$ concêntrico)

n o coeficiente característico associado à orientação do escoamento, sendo igual a 1,40 para escoamento horizontal e igual a 2,50 para escoamento vertical ascendente

Fr o número de Froude (relaciona a relação das forças de inércia e as forças gravitacionais) (adimensional)

g a aceleração da gravidade ($9,81 \text{ m/s}^2$)

D o diâmetro da tubulação (m)

ρ_A a densidade da água (kg/m^3)

ρ_O a densidade do óleo (kg/m^3)

J_O a velocidade superficial do óleo (m/s)

Na Figura 92 e Figura 93 estão apresentadas as relações entre os pontos experimentais coletados e os modelos empíricos sugeridos pelo presente trabalho para ambos os trechos de análise: horizontal e vertical. Nesses gráficos foi possível observar o excelente ajuste do modelo proposto, sendo a diferença entre os valores medidos e os valores calculados inferior a 10 % para todo o intervalo de trabalho. Especificamente para os sítios horizontais, o modelo gerado foi unificado para atender tanto as condições de H1 quanto as de H2, haja visto que o efeito da curva de raio longo tende a se diluir em trechos retos de maior extensão, como seria o caso de uma instalação piloto de maior porte, ou mesmo uma planta industrial. Notou-se, contudo, que o ajuste do modelo não foi prejudicado pelo agrupamento dos pontos.

Figura 92: Ajuste dos dados experimentais de *holdup* da água provenientes dos sítios de acoplamento horizontais H1 e H2 ao novo modelo proposto para predição de H_A . A linha central indica o ajuste perfeito e as linhas tracejadas erros da ordem de 10 %.

Figura 93: Ajuste dos dados experimentais de *holdup* da água provenientes do sítio de acoplamento vertical ao novo modelo proposto para predição de H_A . A linha central indica o ajuste perfeito e as linhas tracejadas erros inferiores a 10 %.

O modelo proposto no presente trabalho também foi apresentado no formato previamente exibido através da Figura 91, em que foi possível se observar a concordância deste e dos modelos de Arney et al. (1993) e de Shi, Lao e Yeung (2017) com os dados experimentais gerados (Figura 94 e Figura B4). Nesses gráficos foi possível verificar a excelente aderência do modelo proposto aos dados experimentais em trecho horizontal, principalmente, em relação aos pontos em que o modelo de Shi, Lao e Yeung (2017) não se apresentou muito atrativo, como é o caso dos ensaios com baixa velocidade superficial de óleo ($0,07 \text{ m/s}$ e $0,14 \text{ m/s}$). Além disso, a construção teórica do modelo de Shi, Lao e Yeung (2017), a qual foi base

para o desenvolvimento do modelo aqui apresentado, se mostrou também aplicável para escoamentos bifásicos água-óleo em trechos verticais com fluxo ascendente, sendo necessário, todavia, um ajuste da constante (n) que corrige a baixa excentricidade do *core* nessa condição de processo.

O modelo de Shi, Lao e Yeung (2017), adequado à escoamentos horizontais, e o modelo de Arney et al. (1993), apropriado para escoamentos verticais, foram comparados ao novo modelo aqui proposto, com vistas a aderência aos dados experimentais encontrados disponibilizados na literatura consultada: Russel, Hodgson, Govier (1959), Charles, Govier e Hodgson (1961) e Rodriguez e Bannwart (2006b). Essa comparação encontra-se na Figura 95. A partir do que foi observado, notou-se que, para os dados experimentais de Russel, Hodgson, Govier (1959), o modelo de Shi e o sugerido neste trabalho pareceram subestimar os valores de H_A . No entanto, os dois modelos tenderam a ter grande concordância entre si para quase a totalidade do espaço amostral. Uma possível explicação para o fato está nas altas velocidades superficiais de óleo empregadas no trabalho daqueles autores, a qual abrangeu uma região mais favorável a escoamentos com baixa excentricidade em relação àquela coberta pelos modelos. Os modelos para escoamento vertical aparentaram não se adequarem perfeitamente aos dados de Rodriguez e Bannwart (2006b). Já os dados experimentais de Charles, Govier e Hodgson (1961) se mostraram com alto índice de correlação aos modelos testados, indicando que dentro de uma janela de trabalho similar e operando com características físico químicas dos fluidos e em instalações equivalentes, o modelo proposto neste trabalho é adequado para predição do *holdup* da água, a partir das vazões de entrada dos fluidos.

Figura 94: Comparação dos modelos de predição de *holdup* encontrados na literatura consultada e o proposto neste estudo para os dados experimentais coletados. A se refere ao sítio horizontal 1, B ao sítio vertical e C ao sítio horizontal 2.

<div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="margin-right: 10px;">A</div> <div style="text-align: center;"> $J_0 = 0,07 \text{ m/s}$ </div> </div>		<div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="margin-right: 10px;">A</div> <div style="text-align: center;"> $J_0 = 0,13 \text{ m/s}$ </div> </div>
---	--	---

Figura 95: Aplicabilidade dos modelos de predição de H_A aos dados experimentais consultados na literatura. A) Russel; Hodgson; Govier (1959). B) Charles, Govier e Hodgson (1961) e C) Rodriguez e Bannwart (2006b).

A

B **C**

5.3.1 Considerações da autora

A determinação do *holdup* do escoamento bifásico permite interpretações relativas à configuração espacial que as duas fases adquiriram no escoamento e, conseqüentemente, a efetividade energética associada a ela. Essa informação é muito importante e deve ser levada em consideração para a proposição de modelos que reproduzam de forma matemática o fenômeno físico que ocorre nesse escoamento. O fator de escorregamento S , que representa a relação entre as velocidades médias e depende da medição do *holdup*, é superior a 1 para escoamentos em que o óleo flui mais rapidamente que a água, como é o caso do padrão CAF, e inferior a 1 em escoamentos do tipo estratificado, por exemplo, em que a velocidade média da água é superior a do óleo.

A determinação experimental do *holdup* na seção horizontal 1 (H1) da unidade experimental estabeleceu ser necessária uma velocidade superficial de óleo mínima/crítica de $0,20 \text{ m/s}$ para a ocorrência de um fator de escorregamento superior a 1, condição a partir da qual a excentricidade do *core* de óleo é minimizada e o escoamento se torna energeticamente mais eficiente. Os padrões de escoamento associados aos pontos com velocidade superficial do óleo abaixo de $0,20 \text{ m/s}$ foram identificados como STR, POA e CAFO, estando os pontos referentes a esses dois últimos padrões especificamente inseridos numa condição limítrofe para o escoamento estratificado. Na seção horizontal 2 (H2), a velocidade crítica foi levemente diminuída em direção a $0,13 \text{ m/s}$, demonstrando que a curva de raio longo que antecede esse trecho favoreceu a formação de CAF ao acelerar localmente os fluidos. Já na seção vertical, todas as combinações de vazões de água e óleo proporcionaram uma velocidade média do óleo superior à da água, evidenciando que a menor densidade do óleo em relação à água foi benéfica para a formação do CAF, o qual foi estimulado pela ação do empuxo.

Além disso, a combinação de baixas velocidades superficiais de óleo e de água (por exemplo: J_A de $0,15 \text{ m/s}$ e J_O de $0,07 \text{ m/s}$) foi responsável pelo maior distanciamento de S igual a 1, inferindo que também existe uma velocidade crítica para a água. Dessa forma, foi verificado que a velocidade superficial mínima para garantir um fator de escorregamento S maior que 1 (água acumula) é: J_A de $0,40 \text{ m/s}$ ou J_O de $0,20 \text{ m/s}$.

Em relação aos modelos teóricos, o apresentado por Bai, Chen e Joseph (1992) demonstrou boa aderência aos dados experimentais, no entanto, por depender do valor de *holdup* experimentalmente medido, tem aplicações preditiva restrita. Da mesma forma, os modelos propostos por Oliemans (1986) e Arney et al. (1993) possuem limitações de aplicação em escoamentos com S menor que 1 e foram considerados somente para fins de comparação visto a grande variação de padrões de escoamento visualizada nos ensaios praticados. Já o modelo apresentado por Shi, Lao e Yeung (2017) se mostrou muito compatível com os dados experimentais das seções horizontais para velocidades superficiais de óleo acima de 0,20 m/s, ou seja, quando o escoamento se aproximou de S igual a 1, levando ao modelo a não ser adequado a representar escoamentos com baixas velocidades superficiais de óleo. À vista disso, um novo modelo baseado nessa construção foi proposto e estendido para ser aplicável à escoamentos horizontais e verticais a depender da constante (n) empregada. Esse novo modelo apresentou boa aderência aos dados experimentais do presente estudo, estando a diferença entre os valores medidos e os valores calculados inferior à 10 % para todo o intervalo de trabalho, mesmo estando a seção H2 em um posicionamento privilegiado em relação à seção H1. O modelo proposto também demonstrou alto índice de correlação para os dados experimentais de Charles, Govier e Hodgson (1961).

5.4 Diferencial de pressão

O benefício energético oriundo do transporte de óleo pesado com anel de água está associado à redução das perdas por atrito no escoamento desse fluido viscoso. No escoamento bifásico água-óleo, o padrão *Core Annular Flow* é aquele que apresenta a configuração espacial mais atraente do ponto de vista energético, dado que o anel que circunda o núcleo de óleo dificulta bastante o contato do óleo com as paredes da tubulação. Dentro desse contexto, a associação da medida da perda de carga com o comportamento do escoamento multifásico sob a ótica do arranjo espacial das fases é um fator bastante importante para garantir a produtividade da técnica e evitar a aproximação do ponto de inversão, em que a fase dispersa passa ser o óleo e os índices de rendimento energético são drasticamente diminuídos.

A perda de carga do escoamento bifásico água-óleo depende da viscosidade e densidade das fases, da velocidade superficial dos fluidos (velocidade da mistura), da fração de água na alimentação, da temperatura, entre outros fatores; as perdas de energia são devidas à fricção entre a tubulação e o óleo, entre a tubulação e a água e a fricção entre os dois fluidos (ARIRACHAKARAN et al., 1989), (LOH; PREMANADHAN, 2016). Há diversos trabalhos na literatura que tratam das perdas de carga do escoamento bifásico água-óleo, no entanto, o foco tem sido sempre na construção de modelos preditivos teóricos ou empíricos que nem sempre englobam o padrão CAF (ANGELI; HEWITT, 2000, YUSUF et al., 2012, AL-WAHAIBI et al., 2014 SHI; LAO; YEUNG, 2017). É importante mencionar, todavia, que não foram encontrados na literatura especializada dados sobre a perda de carga em acessórios hidráulicos, como a válvula de gaveta, estudo que faz parte do conjunto de objetivos do presente trabalho.

5.4.1 Trecho reto

As perdas de carga medidas experimentalmente para o trecho reto horizontal H1 operando com as diversas combinações praticáveis de velocidade superficial dos fluidos na unidade experimental construída estão apresentadas na Figura 96. Nas

curvas geradas foi possível observar que o aumento da vazão de um dos fluidos no escoamento estabeleceu, conforme esperado, a elevação da perda de carga do sistema bifásico. Também foi observado que para baixas velocidades superficiais de água, como por exemplo J_A de $0,15 \text{ m/s}$, a variação da perda de carga com a adição de mais óleo no escoamento ocorreu de forma bastante moderada, levando à percepção de que se fosse possível reduzir ainda mais a vazão de água no escoamento, a perda de carga seria aproximadamente constante para qualquer vazão de óleo. Todavia, conforme previamente discutido na seção 5.2, escoamentos contendo frações de óleo acima de 50 % não apresentaram índices competitivos de economia de energia, comprovando que a análise da potência total consumida deve caminhar em paralelo com a análise da perda de carga. Não foi notificado nessa abordagem o aparecimento de disrupções no comportamento das medições nas regiões de transição entre os padrões de escoamento, o que está de acordo com o observado por Al-Wahaibi et al. (2014).

Figura 96: Perda de carga obtida experimentalmente a partir do escoamento bifásico na seção H1 para as diversas combinações de velocidade superficial de água e óleo. A região destacada se refere aos escoamentos com frações de óleo na alimentação superiores a 50 %.

A abordagem da perda de carga do escoamento bifásico considerando a vazão total dos fluidos está representada na Figura 97, onde também estão retratadas as curvas referentes ao escoamento de água pura e de óleo puro para as mesmas condições em que o sistema bifásico foi operado. O comportamento individualizado das perdas de energia por atrito de cada uma das famílias de J_A com o aumento de J_O também foi apresentado para destacar os possíveis efeitos da transição dos padrões de escoamento nesse parâmetro. Conforme abordado por Charles, Govier e Hodgson (1961), Arney et al., (1993), Vuong et al., (2009) e Yusuf et al. (2012), entre outros trabalhos, há uma relação direta entre a perda de carga do escoamento e o tipo de padrão apresentado por ele, sendo o ponto de inversão aquele em que o óleo passa a ser a fase dominante e o diferencial de pressão apresenta a mesma magnitude do escoamento monofásico de óleo (ARIRACHAKARAN et al., 1989).

A partir da Figura 97A foi possível observar que a perda de carga do escoamento bifásico se manifestou com comportamento muito mais próximo daquele para a água pura do que para o óleo puro, apresentando, inclusive, um comportamento polinomial de segunda ordem, característico de regimes turbulentos. Tal fato é um forte indício de que o anel de água envolvendo o *core* de óleo escoava em regime turbulento, já que a alta viscosidade do óleo praticamente determina que esse escoe em regime laminar. Além disso, a intensa sobreposição dos pontos das várias famílias sobre uma mesma região demonstrou que a perda de carga do escoamento foi pouco dependente da composição do fluxo, apresentando valores semelhantes segundo a vazão total de fluido. Portanto, considerando os níveis reduzidos de perda de energia por atrito do sistema bifásico em relação ao sistema monofásico, evidenciou-se os ganhos energéticos associados à técnica de se transportar óleo pesado com água.

O tratamento individualizado das famílias de J_A na Figura 97 (gráficos B, C, D e E) demonstrou haver um excelente ajuste dos pontos experimentais ao modelo polinomial de segunda ordem, conforme indicado pelo coeficiente de correlação das equações. Mesmo havendo para essas famílias alterações quanto ao padrão de escoamento apresentado, por exemplo DOA, POA, CAFO e CAFH, a tendência das curvas se manteve ajustada ao modelo polinomial para todas as combinações de vazão das fases, indicando que enquanto a água é a fase que “molha” a tubulação,

alterações bruscas no diferencial de pressão não são verificadas. Trallero, Sarica e Brill (1997) observaram efeito semelhante.

Figura 97: Perda de carga do escoamento bifásico água-óleo em trecho reto posicionado na horizontal para as famílias de J_A testadas na unidade experimental. A) Visão geral. No destaque, ampliação da região que compreende o escoamento de óleo puro. B) J_A de 0,46 m/s. C) J_A de 0,40 m/s. D) J_A de 0,34 m/s. E) J_A de 0,28 m/s. F) J_A de 0,21 m/s. G) J_A de 0,15 m/s.

No entanto, para as famílias com J_A de 0,21 (F - azul claro) e 0,15 m/s (G - verde) na Figura 97, o ajuste ao modelo polinomial de segunda ordem foi somente regular. Nesses casos foi possível identificar um leve desvio para a direita na tendência inicial da curva a partir do terceiro ponto experimental, o que reduz a aderência do modelo aos pontos experimentais. Uma possível interpretação para a ocorrência desse desvio está na configuração espacial do fluxo que indica a presença de uma zona de transição entre o padrão estratificado (STR) e o padrão CAF. De acordo com Rodriguez e Oliemans (2006), a zona de transição a partir do padrão estratificado responde pela maior diferença entre os valores experimentais e os valores preditos pelos modelos teóricos para o diferencial de pressão do escoamento. Strazza et al. (2011) também relatou que escoamentos próximos à zona de transição para o padrão estratificado apresentam um aumento da perda de carga em função da espessura reduzida do anel de água e da proximidade do *core* da parede da tubulação. Assim, havendo mais pontos experimentais para as famílias de J_A de 0,21 e 0,15 m/s, seria possível dividir essas curvas em dois momentos: um inicial para o perfil estratificado e outro em sequência para o perfil CAF. Por fim, é interessante salientar que, mesmo não apresentando o padrão CAF, o escoamento bifásico de óleo com água em arranjo estratificado ainda assim se fez conveniente pois houve a redução do atrito devido a ocupação parcial da tubulação com uma seção de água. Essa observação foi previamente relatada no estudo realizado por Bentwich (1976).

No dimensionamento de bombas e sistemas hidráulicos o fluido comumente utilizado como referência é a água, logo, para fins de projeto é fundamental se conhecer a relação dos parâmetros hidrodinâmicos entre esse e o fluido realmente empregado. Dessa forma, os dados experimentais relativos à perda de carga do sistema bifásico em trecho reto para as famílias com J_A superiores a 0,28 m/s

(Figura 97 B, C, D e E) foram selecionados e comparados à perda de carga da água pura na mesma vazão total (Figura 98). Essa seleção se baseou nas famílias que apresentaram boa aderência ao modelo polinomial de perda de carga referente ao escoamento em que a água é o fluido em contato com a parede do duto. A partir dessa figura foi possível observar o excelente ajuste dos pontos experimentais à curva teórica de perda de carga da água pura para o mesmo trecho elevada em 15 %. Dessa forma, ao se projetar instalações para escoamentos bifásicos água-óleo em condições de operação semelhante à do presente trabalho e em padrão predominantemente CAF sugere-se que se adote, para um trecho reto horizontal, uma perda de carga cerca de 15 % superior àquela esperada para um sistema operando com água pura e com vazão equivalente à vazão total do escoamento bifásico.

Figura 98: Comparativo da perda de carga do escoamento monofásico de água e do escoamento bifásico água-óleo com padrão predominantemente CAF para uma vazão total equivalente. Há um fator de aumento de 15 % para fins de projeto.

É relevante mencionar que não foi encontrada na literatura estudada uma abordagem do escoamento bifásico água-óleo do ponto de vista do projeto de instalações hidráulicas para este fim. Obviamente devido ao seu grande impacto na

redução do consumo de energia de bombeamento, as tratativas abordam quase sempre o escoamento bifásico sob a perspectiva do empresário, ou seja, focando o aspecto econômico, e não do engenheiro de projetos. Desta forma, os números aqui apresentados representam uma contribuição importante para a academia.

O fator de redução do diferencial de pressão calculado para o trecho reto H1 está representado na Figura 99 e demonstra índices muito positivos em relação à redução das perdas de energia por atrito, sendo os valores máximos encontrados para a janela de operação da unidade experimental presentes no intervalo de 100 a 250 vezes a depender da velocidade superficial de água empregada. A diferença de rendimento entre as curvas está relacionada à quantidade de água presente no escoamento; quanto mais água no fluxo bifásico, maiores as perdas de energia por atrito e menores os ganhos comparativos com o escoamento monofásico para a mesma vazão de óleo.

Figura 99: Fator de redução do diferencial de pressão do trecho reto H1 para todas as combinações do escoamento bifásico água-óleo praticáveis na unidade experimental construída.

Na literatura especializada, alguns trabalhos relataram resultados interessantes do ponto de vista teórico e experimental sobre o fator de redução do diferencial de pressão. O primeiro e mais antigo deles é o estudo teórico de Russel e Charles

(1959) que prevê para as condições utilizadas no presente estudo uma redução do fator de redução do diferencial de pressão de, cerca de, 1350 vezes. Conforme previamente relatado, os próprios autores não conseguiram reproduzir experimentalmente os ganhos previstos pelo modelo, que superestima bastante o valor real encontrado.

Já sob a perspectiva experimental, o trabalho de mestrado de Vara (2001) apresentou um fator de redução do diferencial de pressão máximo de 237 vezes para um escoamento bifásico água-óleo (μ_o de 1193 cP e ρ_o de 946 kg/m³) em duto horizontal com 28,4 mm de diâmetro interno e uma combinação volumétrica de 95 % de óleo e 5 % de água. O número obtido no presente estudo foi da mesma ordem de grandeza daquele apresentado por Vara (2001), no entanto, para uma composição do escoamento mais conservadora (aproximadamente 60 %vol. óleo), justamente por utilizar um óleo com viscosidade superior. O estudo de Sotgia, Tartarine e Stalio (2008) também apresentou dados experimentais referentes ao fator de redução do diferencial de pressão do escoamento bifásico de água e óleo com viscosidade de 919 cP e densidade de 889 kg/m³, o qual apresentou um valor máximo de, cerca de, 90 vezes para uma unidade experimental com dutos horizontais com 28 mm de diâmetro interno. No estudo de Strazza et al. (2011), o $f_{\Delta P}$ máximo relatado foi de 80 vezes para um óleo com 900 cP e 886 kg/m³ e dutos com diâmetro interno de 22 mm. Para os dados experimentais desses dois últimos trabalhos, a dissemelhança observada entre os valores máximos de $f_{\Delta P}$ e os números da presente autora pode estar relacionada à baixa densidade dos óleos utilizados que acarreta na descentralização do *core*, levando o topo do escoamento a estar sob uma maior influência da parede e à baixa viscosidade dos óleos quando comparado aos 2700 cP exibidos pelo Lubrax Gear 680.

É importante lembrar, todavia, que os números animadores proporcionados pelo elevado fator de redução do diferencial de pressão do trecho reto não devem ser generalizados para o projeto completo de uma unidade hidráulica complexa, visto que essas instalações contêm diversos acessórios de linha que não possuem as reduções das perdas por atrito com a mesma expressividade do trecho reto. Neste caso, é necessário se realizar o levantamento individual do fator de redução de pressão para os acessórios presentes na instalação e, então, contabilizá-los no

cálculo final. O problema aqui é a falta de dados na literatura que contemplem o assunto. Por esse motivo, o tópico a seguir foi considerado para avaliação.

5.4.2 Válvula de gaveta

O projeto de instalações hidráulicas para o transporte bifásico de fluidos viscosos, como o óleo pesado, com água requer cuidados especiais para garantir que os acessórios de tubulação sejam escolhidos de forma a favorecer a preservação do padrão de escoamento do tipo CAF. Nesse contexto, a válvula de gaveta é muito atrativa, pois sua estrutura conta com uma cavidade de passagem plena que minimiza a ocorrência de perturbações no escoamento, levando à baixas perdas de carga, índices reduzidos de mistura das fases e, conseqüentemente, ao controle da formação de emulsões. A válvula de esfera, outra opção com cavidade de passagem plena para os fluidos, possui a desvantagem de bloquear o fluxo de forma abrupta e de impor dificuldades à segurança.

Em uma instalação para o transporte de água, contendo dutos de 1 *in.* de PVC rígido e operando em regime turbulento, a perda de carga esperada em uma válvula de gaveta seria equivalente àquela de um trecho reto de 0,3 *m* (MORAES JÚNIOR E DE MORAES, 2017). Na prática, todavia, esse número não é absoluto em função das imperfeições inerentes à fundição das peças, conforme relatam de Moraes Júnior e de Moraes (2017), que ressaltam terem encontrado valores de até 23 % acima do estipulado pela norma NBR-5626. Apresenta-se na Figura 100 três válvulas de gaveta com mesmo diâmetro nominal, mas com diferenças na construção e polimento que afetam a perda de carga do escoamento.

Figura 100: Válvulas de gaveta comercialmente similares, mas com diferenças de construção e polimento.

Para garantir que os fatores de projeto e de redução de pressão estabelecidos pelo presente estudo para a válvula de gaveta operando com escoamento bifásico água-óleo estivessem corretos, foi realizada a medição prévia da perda de carga da mesma unidade de válvula de gaveta para os escoamentos de água pura e de óleo puro. Ilustra-se na Figura 101A a perda de carga da válvula de gaveta isolada para os escoamentos praticados com água pura, óleo puro e para o bifásico água-óleo. Demonstram-se nas Figuras 100 B, C, D, E, F e G as curvas obtidas para o branco e para o conjunto com válvula, cuja diferença se refere a perda de carga da válvula de gaveta isolada.

Na Figura 101A não foram apresentadas as perdas de carga do escoamento bifásico água-óleo para as famílias com J_A de 0,21 e de 0,15 m/s . O motivo para essas duas curvas terem sido excluídas da visão geral da perda de carga na válvula de gaveta está relacionado ao fenômeno observado na Figura 101F e Figura 101G: a perda de aderência do modelo polinomial de 2º grau aos dados experimentais. Conforme mencionado no item 5.4.1 e novamente explicitado pelas nomenclaturas associadas às imagens do escoamento, essas famílias atravessam uma região de transição do padrão de fluxo, estando sob a influência de fenômenos distintos: os dois pontos com menor vazão sofrendo interferência da parede, logo, com uma tendência de perda de carga superior, e, os demais, com lubrificação do *core* estabelecida e experienciando menores perdas por atrito. Dessa forma, não foi interessante avaliar esses escoamentos com estrutura espacial transitória e as análises do presente estudo foram realizadas tomando como referência as famílias com J_A superiores a 0,21 m/s .

Ainda na Figura 101A foi possível observar que o transporte de óleo com água minimizou as perdas de energia por atrito em relação ao transporte convencional de óleo (puro/monofásico), todavia, comparando esses resultados com aqueles apresentados anteriormente na Figura 97 foi perceptível o deslocamento vertical dos pontos referentes ao escoamento bifásico, os quais se afastaram da curva de água pura. Fisicamente, o afastamento desses pontos pôde ser interpretado como uma menor eficiência do anel de lubrificação de água em relação a blindagem do núcleo de óleo. Nesse caso, ao percolar a cavidade da válvula de gaveta, mesmo sendo essa de passagem plena e a mais indicada para esse tipo de instalação, o anel de água não foi suficiente para impedir que as perturbações provocadas pela presença de degraus, rebarbas de fundição, ondulações, entre outros, levassem o *core* de óleo ao encontro da parede. Esses resultados também explicam o porquê da deposição de óleo nas seções com válvulas e acessórios ser bastante proeminente, conforme registrado por Prada (1999).

Figura 101: A) Visão geral da perda de carga da válvula de gaveta operando com escoamento bifásico água-óleo. B) Relação entre o branco e o conjunto com válvula para J_A de 0,46 m/s. C) J_A de 0,40 m/s. D) J_A de 0,34 m/s. E) J_A de 0,28 m/s. F) J_A de 0,21 m/s. G) J_A de 0,15 m/s.

Na Figura 102 estão expostas as curvas relativas ao fator de redução do diferencial de pressão para a válvula de gaveta operando com o escoamento bifásico água-óleo. Nessas curvas foi possível identificar duas tendências muito interessantes, para J_A de 0,46 e 0,40 m/s, ou seja, para escoamentos mais rápidos, o aumento da vazão de óleo se refletiu em um menor fator de redução do diferencial de pressão. Já para os escoamentos mais lento com J_A moderados de água (0,34 e 0,28 m/s) houve uma tendência contrária, com o rendimento da lubrificação aumentando com incrementos de óleo ao escoamento. A primeira ocorrência foi interpretada como sendo o reflexo da espessura do anel de água que envolve o núcleo; para escoamentos rápidos com um anel de água espesso (J_o inferiores), o estreitamento do anel de água pela presença de mais óleo, diminuiu a eficiência da lubrificação do anel de água e reduziu os ganhos da técnica; por outro lado, escoamentos mais lentos e, conseqüentemente, com maior excentricidade do core

(segundo caso) ganharam rendimento a medida que o óleo fluiu mais rápido e se posicionou numa região mais próxima ao centro do duto. Assim, o fator de redução do diferencial de pressão médio para a válvula de gaveta foi calculado como sendo, em média, 12 vezes.

Figura 102: Fator de redução do diferencial de pressão de uma válvula gaveta operando com escoamento bifásico de água e óleo.

Finalmente, para se projetar instalações hidráulicas visando o transporte de óleo com anel de água, a perda de carga localizada que deve ser atribuída à válvula de gaveta é muito diferente daquela sugerida nas tabelas de escoamentos monofásicos. Enquanto em um escoamento de água pura a perda de carga de uma válvula de gaveta de 1 in. seria a equivalente à 0,3 m de trecho reto, para o escoamento bifásico o fator equivalente seria de 2,10 m, ou seja, cerca de 700 % maior (para o pior caso), conforme a Figura 103.

Figura 103: Fator de projeto para válvula de gaveta em operação com escoamento bifásico água-óleo em padrão CAF.

Em concordância com a discussão apresentada sobre a redução expressiva do fator de redução de potência global em relação ao fator de redução do diferencial de pressão, os números apresentados para a válvula de gaveta demonstraram que, de fato, a presença de acessórios hidráulicos na instalação é bastante prejudicial ao rendimento da técnica CAF, todavia, ainda assim, transportar óleo com anel de água se mostrou vantajoso do ponto de vista energético principalmente ao se considerar o grande volume de óleo que é transferido todos os dias em unidades de processamento e exploração de petróleo.

5.4.3 Considerações da autora

O transporte bifásico de óleo pesado com água se faz interessante do ponto de vista energético quando existe um arranjo espacial no qual a água forma um anel que envolve o núcleo de óleo pesado. Nesse caso, como o óleo tem pouco ou nenhum contato com as paredes, ele estaria exposto à menores tensões de cisalhamento devido a redução da fricção desse fluido viscoso com a parede sólida, diminuindo drasticamente a perda de carga do escoamento e a energia consumida no bombeamento. Todavia, quando se apresenta a técnica para um empresário, o que ele deseja saber é o quanto ela gera de economia para o processo. Por outro

lado, para o engenheiro projetista, uma das questões de interesse é o fator de projeto, ou seja, como seriam os cálculos tomando como referência um projeto similar operando com água pura. Esse tipo de abordagem não foi encontrado na literatura para fins de comparação.

Nos ensaios com um trecho reto horizontal foi observado, conforme esperado, que o aumento da vazão de um dos fluidos no escoamento estabeleceu a elevação da perda de carga do sistema bifásico. No entanto, quanto menor a velocidade superficial de água, menor foi o acréscimo das perdas por fricção com o aumento da velocidade superficial de óleo. Em relação a perda de carga do escoamento bifásico em função da vazão total de fluido transportado, observou-se que essa se manteve em um nível correspondente a um fator de 15 % acima da perda de carga equivalente ao escoamento de água pura na mesma vazão, apresentando, inclusive, um comportamento polinomial de segunda ordem, característico de regimes turbulentos. Tal fato é um forte indício de que o anel de água envolvendo o *core* de óleo escoava em regime turbulento, já que a alta viscosidade do óleo praticamente determina que esse escoe em regime laminar. Além disso, a sobreposição dos pontos das várias famílias sobre uma mesma região demonstrou que a perda de carga do escoamento foi pouco dependente da composição do fluxo, apresentando valores semelhantes segundo a vazão total de fluido, desde que o padrão de escoamento não se apresentasse estratificado, no qual houve uma pequena interrupção no comportamento da curva.

Do ponto de vista do fator de redução do diferencial de pressão, foram calculados valores máximos para a janela de operação da unidade experimental no intervalo de 100 a 250 vezes a depender da velocidade superficial de água empregada. Entretanto, o fator de redução do diferencial de pressão não pode ser utilizado como parâmetro para estimar o fator de redução de potência de bombeamento visto que em uma unidade hidráulica complexa, há a presença de diversos acessórios de linha que não possuem as reduções das perdas por atrito com mesma expressividade do trecho reto.

Já para a válvula de gaveta, a comumente indicada para uma instalação que vise transportar óleo em padrão CAF, o fator de projeto calculado para a perda de carga do escoamento bifásico foi de 7 vezes a perda de carga equivalente a um

escoamento monofásico de água com a mesma vazão, ou seja, um aumento de 700 %. Apesar do fator de aumento da perda de carga ser bastante elevado, ainda assim, do ponto de vista energético esse número representou uma redução média de 12 vezes em relação ao escoamento de óleo monofásico.

6 CONCLUSÕES

A construção da unidade experimental para o estudo da hidrodinâmica do escoamento bifásico água-óleo, com vistas ao padrão *Core Annular Flow* permitiu concluir que:

- a) a ocorrência dos padrões de escoamento está fortemente associada ao posicionamento do duto e à velocidade superficial dos fluidos. Para o sítio de acoplamento vertical (V) foram identificados os padrões: dispersão de óleo em água (DOA), bolhas de óleo em água (BOA), pistão de óleo em água (POA), *core annular* com interface ondulada e helicoidal (CAFH) e *core annular* com interface ondulada e formato de bambu (CAFB). Já para os sítios de acoplamento horizontais (H1 e H2), os padrões observados foram: dispersão de óleo em água (DOA), bolhas de óleo em água (BOA), pistão de óleo em água (POA), *core annular* com interface ondulada e helicoidal (CAFH) e *core annular* com interface ondulada (CAFO) e estratificado (STR);
- b) os limites que definem as janelas de ocorrência de cada tipo de padrão do escoamento bifásico são dependentes da viscosidade do óleo, da densidade do óleo e do diâmetro do duto. No escoamento vertical, a densidade do óleo foi pouco significativa, todavia a viscosidade do óleo estabeleceu um limite mínimo abaixo do qual o CAF não ocorreu (estimou-se 150 cP na temperatura de trabalho). O diâmetro reduzido do duto, por outro lado, favoreceu a formação do perfil CAF. No escoamento horizontal, por outro lado, a densidade do óleo desempenhou um papel importante: sendo essa muito diferente da densidade da água (inferior à 880 kg/m^3) houve o aparecimento do padrão estratificado. Em duto horizontal, a viscosidade do óleo determinou a velocidade mínima para ocorrência do padrão CAF, sendo a utilização de óleos mais viscosos a condição em que o CAF foi favorecido precocemente. Em relação ao diâmetro do duto, o início da manifestação do padrão CAF foi antecipado em dutos com diâmetros inferiores. Sugeriu-se nessa temática a investigação de uma possível interação entre os fatores viscosidade e diâmetro do duto para escoamentos bifásicos água-óleo realizados na horizontal;

- c) a presença de um trecho vertical entre os trechos horizontais H1 e H2 proporcionou um aumento da extensão da janela de ocorrência do padrão CAF no trecho horizontal subsequente a ele, sendo atribuído a esse trecho vertical a propriedade de regenerar e/ou retificar o padrão CAF;
- d) o fator de redução de potência global do escoamento bifásico água-óleo não deve ser estimado a partir da determinação do fator de redução do gradiente de pressão de um trecho reto, pois os ganhos associados a técnica CAF não são da mesma grandeza para os trechos retos e os acessórios hidráulicos presentes no sistema. O método indireto de obtenção do fator de redução de potência aponta índices sobrestimados;
- e) o menor consumo de energia no escoamento bifásico se manifestou na região em que as primeiras formações do padrão CAF foram verificadas, sendo equivalentes à velocidade superficial do óleo de, aproximadamente, $0,15 \text{ m/s}$ e teores de óleo em torno de 30-35 %. Todavia, o máximo fator de redução de para o transporte de óleo Lubrax Gear 680 foi de 2,2 vezes, sendo este valor equivalente à velocidades superficiais acima de $0,28 \text{ m/s}$ e escoamentos contendo, cerca de, 50 % de óleo. Acima desse valor, não foi observada uma redução do consumo de energia que compensasse a maior probabilidade de deposição de óleo na parede do duto;
- f) a velocidade superficial mínima para garantir um fator de escorregamento S maior que 1 (água acumula) foi de J_A igual a $0,40 \text{ m/s}$ ou de J_O igual a $0,20 \text{ m/s}$. Essas velocidades críticas dos fluidos foram identificadas a partir da medição experimental do *holdup*. Nessas condições, a excentricidade do core de óleo foi minimizada e o escoamento se tornou energeticamente mais eficiente;
- g) os modelos teóricos propostos na literatura consultada para predição do *holdup* não propunham uma boa aderência aos valores experimentais. Então, um novo modelo foi proposto pelo presente trabalho, o qual apresentou boa aderência aos resultados experimentais mensurados, estando a diferença entre os valores medidos e os valores calculados de *holdup* inferior à 10 % para todo o intervalo de trabalho. Além disso, o modelo também foi eficiente em prever os dados experimentais de outra literatura;

- h) a perda de carga distribuída do escoamento bifásico em um trecho reto horizontal foi determinada como sendo, para o padrão CAF, 15 % superior à perda de carga do escoamento monofásico de água com mesma vazão total, o que representou reduções do gradiente de pressão entre 100 e 250 vezes. Entretanto, os números obtidos para o trecho reto foram comprovados não serem adequados para uma generalização das perdas globais de uma unidade de bombeamento. Em função da presença habitual de diversos acessórios hidráulicos, que não possuem reduções de perda de energia por atrito com mesma ordem de grandeza, ao se utilizar o fator de redução do gradiente de pressão para estimar o fator de redução de potência da unidade completa, o valor encontrado seria apenas informativo, referente ao fator de redução de potência por atrito local, e estaria completamente superestimado do ponto de vista de engenharia;
- i) a perda de carga localizada da válvula de gaveta para o escoamento bifásico em padrão CAF foi mensurada como sendo 7 vezes superior à perda de carga do escoamento monofásico de água sob mesma vazão total, representando um aumento de 700 %. Todavia, apesar desse aumento ser bastante elevado, o fator de redução de perda de energia por atrito foi estimado em 12 vezes, o que ainda representou uma economia significativa de energia para bombear o óleo viscoso.

7 SUGESTÕES

A partir dos resultados experimentais obtidos no presente trabalho, foram vislumbradas algumas oportunidades para dar continuidade à pesquisa dos temas abordados, as quais sugerem-se, entre outros:

- a) determinar quantitativamente a influência do diâmetro do duto na janela de ocorrência do padrão CAF, na economia de energia de bombeamento gerada, na perda de carga e no *holdup*. Verificar a alteração da velocidade superficial crítica para ocorrência de CAF;
- b) mensurar a influência da temperatura e tipo de óleo no fator de redução de potência consumida, perda de carga e *holdup*;
- c) construir um banco de dados para a perda de carga localizada de outros acessórios hidráulicos, como válvula de esfera, válvula de retenção, válvula de globo, curva de raio longo, joelho, entre outros;
- d) testar o modelo de *holdup* proposto nesse trabalho para outros dados experimentais da literatura, considerando diferentes propriedades físicas do óleo ou da instalação;
- e) comparar o rendimento energético do CAF para diversos materiais de tubulação e estimar os efeitos da rugosidade do duto;
- f) estimar o efeito do uso de água salina na eficiência energética da técnica CAF e nas perdas de carga localizadas e distribuídas do sistema;
- g) utilizar aditivos químicos na fase aquosa ou na fase orgânica visando aumentar o potencial químico da interface para dificultar a mistura e a formação de emulsões;
- h) propor modelos matemáticos para predição da perda de carga e potência consumida;
- i) aplicar os modelos matemáticos propostos em técnicas de CFD;
- j) desenvolver um sensor de área para estudar a composição espacial do escoamento bifásico *in loco*, principalmente, após percolar acessórios de linha ou ter a direção alterada.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AL-WAHAIBI, T. et al. Experimental investigation on flow patterns and pressure gradient through two pipe diameters in horizontal oil-water flows. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 122, p. 266–273, 2014.
- ANGELI, P.; HEWITT, G. F. Flow structure in horizontal oil-water flow. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 26, n. 7, p. 1117–1140, 2000.
- ANP. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. **Boletim Técnico da Petrobras**, v. 70, p. 26, 2016.
- ARIRACHAKARAN, S. et al. An Analysis of Oil/Water Flow Phenomena in Horizontal Pipes. **SPE Production Operations Symposium**, v. 18836, p. 155, 1989.
- ARNEY, M. S. et al. Friction factor and holdup studies for lubricated pipelining-I. Experiments and correlations. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 19, n. 6, p. 1061–1076, dez. 1993.
- BAI, R.; CHEN, K.; JOSEPH, D. D. Lubricated pipelining: stability of core-annular flow. Part 5. Experiments and comparison with theory. **Journal of Fluid Mechanics**, v. 240, n. 1, p. 97–132, 1992.
- BANNWART, A. C. Wavespeed and volumetric fraction in core annular flow. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 24, n. 6, p. 961–974, 1998.
- BANNWART, A. C. Modeling aspects of oil-water core-annular flows. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 32, n. 2–4, p. 127–143, 2001a.
- BANNWART, A. C. Bubble analogy and stabilization of core-annular flow. **Journal of Energy Resources Technology ASME**, v. 123, n. June 2001, p. 127–132, 2001b.
- BANNWART, A. C. et al. Flow Patterns in Heavy Crude Oil-Water Flow. **Journal of Energy Resources Technology**, v. 126, n. 3, p. 184, 2004.
- BENSAKHRIA, A.; PEYSSON, Y.; ANTONINI, G. Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 59, n. 5, p. 523–533, 2004.
- BENTWICH, M. Two-phase axial laminar flow in a pipe with naturally curved interface. **Chemical Engineering Science**, v. 31, n. 1, p. 71–76, 1976.
- BENTWICH, M.; KELLY, D. A. I.; EPSTEIN, N. Two-Phase Eccentric Interface Laminar Pipeline Flow. **Journal of Basic Engineering**, v. 92, n. 1, p. 32, 1970.
- BRAUNER, N. Two-phase liquid-liquid annular flow. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 17, n. 1, p. 59–76, 1991.

BRAUNER, N. Liquid-Liquid Two-Phase Flow Systems. In: VOLFANGO, B. (Ed.). . **Modelling and Control of Two-Phase Phenomena**. CISM International Centre for Mechanical Sciences. 1. ed. Udine, Italy: Springer-Verlag Wien, 2003. v. 450p. 221–279.

BRAUNER, N.; MOALEM, D. Flow Pattern Transitions in Two-Phase Liquid-Liquid flow in Horizontal Tubes. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 18, n. 1, p. 123–140, 1992.

BROWN, R. A. S.; GOVIER, G. W. High Speed Photography in the Study of Two-Phase Flow. **The Canadian Journal of Chemical Engineering**, n. 2, p. 159–164, 1961.

CHARLES, M. E.; GOVIER, G. W.; HODGSON, G. W. The horizontal pipeline flow of equal density oil-water mixtures. **The Canadian Journal of Chemical Engineering**, v. 39, n. 1, p. 27–36, 1961.

CHARLES, M. E.; REDBERGER, P. J. The reduction of pressure gradients in oil pipelines by the addition of water: numerical analysis of stratified flow. **The Canadian Journal of Chemical Engineering**, v. 40, n. 2, p. 70–75, 1962.

CHILTON, E. G.; HANDLEY, L. R. **Method and Apparatus for Lubricating Pipe Lines.**, US Pat. 2.821.205, 1958.

CLARK, A. F.; SHAPIRO, A. **Method of Pumping Viscous Petroleum.**, US Pat. 2.533.878, 1949.

COELHO, N. M. A. et al. Redução do consumo de energia no bombeamento bifásico água-óleo utilizando o padrão core annular flow em unidade de bancada. **Congresso Brasileiro de Engenharia Química**, v. 1, p. 8, 2016.

DE MORAES JÚNIOR, D.; DE MORAES, M. S. **Laboratório de Operações Unitárias I**. 2ed. ed. Santos: Ed. dos autores, 2017.

DE MORAES JÚNIOR, D.; SILVA, E. L.; DE MORAES, M. S. **Aplicações Industriais de Estática e Dinâmica dos Fluidos I**. 1ed. ed. Santos: Ed. dos autores, 2011.

FAIRUZOV, Y. V. et al. Flow Pattern Transitions in Horizontal Pipelines Carrying Oil-Water Mixtures: Full-Scale Experiments. **Journal of Energy Resources Technology**, v. 122, n. 4, p. 169, 2000.

FARIAS, I. S. **Determinação Teórica e Experimental do Ponto de Operação de uma Unidade de Bombeamento com Escoamento Monofásico e Bifásico (água - óleo)**. Master Thesis: Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo, 2013.

FLORES, J. G. et al. Characterization of Oil-Water Flow Patterns in Vertical and Deviated Wells. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 601–610, 1997.

GHOSH, S. et al. Review of oil water core annular flow. **Renewable and**

Sustainable Energy Reviews, v. 13, n. 8, p. 1957–1965, 2009.

GOVIER, G. W.; SULLIVAN, G. A.; WOOD, R. K. The Upward Vertical Flow of oil water mixtures. **The Canadian Journal of Chemical Engineering**, n. 1, p. 67–75, 1961.

GUO, B.; LIU, X.; TAN, X. Pipeline Pigging. **Petroleum Production Engineering**, p. 701–720, 2017.

HANAFIZADEH, P.; HOJATI, A.; KARIMI, A. Experimental investigation of oil-water two phase flow regime in an inclined pipe. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 136, p. 12–22, 2015.

HASAN, A. R.; KABIR, C. S. A Simplified Model for Oil/Water Flow in Vertical and Deviated Wellbores. **SPE Production & Facilities**, v. 14, n. 01, p. 56–62, 1999.

HASSON, D.; MANN, U.; NIR, A. Annular flow of two immiscible liquids. **The Canadian Journal of Chemical Engineering**, v. 48, p. 514–520, 1970.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2013**. Paris: [s.n.].

ISAACS, J. D.; SPEED, J. B. **Method of Piping Fluids.**, US Pat. 759.374, 1904.

ISMAIL, A. S. I. et al. Review of oil-water through pipes. **Flow Measurement and Instrumentation**, v. 45, p. 357–374, 2015.

JOSEPH, D. D. et al. Core-Annular Flows. **Annual Review of Fluid Mechanics**, v. 29, n. 1, p. 65–90, 1997.

LOH, W. L.; PREMANADHAN, V. K. Experimental investigation of viscous oil-water flows in pipeline. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 147, p. 87–97, 2016.

LOOMAN, M. D. **Method of Conveying Oil.**, US Pat. 1.192.438, 1916.

MACINTYRE, A. J. **Bombas e Instalações de Bombeamento**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2010.

MARTINEZ-PALOU, R. et al. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 75, n. 3–4, p. 274–282, jan. 2011.

MELLO, L. R. S. **Desenvolvimento de uma unidade experimental para estudo do transporte por bombeamento da mistura Bifásica água-óleo**. Master Thesis: Universidade Santa Cecília, 2012.

MILLS, E. N. **Apparatus for Transporting Oil.**, US Pat. 1.008.980, 1911.

MUKHAIMER, A. et al. Pressure drop and flow pattern of oil–water flow for low viscosity oils: Role of mixture viscosity. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 73, p. 90–96, 2015.

OLIEMANS, R. V. A. **The Lubricating-Film Model for Core-Annular Flow**. 1986. Ph.D. Thesis: Delft University of Technology, 1986.

OOMS, G. et al. 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**, v. 10, n. 1, p. 41–60, 1983.

PARKER, L. W. **Oil Pumping Method.**, US Pat. 2.148.131, 1939.

PETROBRAS. **Informações Técnicas Lubrax Gear**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.br.com.br/wcm/connect/e35d8a4e-a5f7-4253-9573-56bb66fb3091/ft-lub-ind-engrenagens-lubrax-gear.pdf?MOD=AJPERES&attachment=true&CACHE=NONE&CONTENTCACHE=NONE>> (acesso: outubro de 2016).

PRADA, J. W. V. **Estudo Experimental do Escoamento Anular óleo - água (“Core Flow”) na Elevação de óleos ultraviscosos**. Campinas, 1999. Dissertação de Mestrado: Biblioteca Digital da Unicamp, 1999.

RENARDY, Y. Y. Snakes and corkscrews in core–annular down-flow of two fluids. **Journal of Fluid Mechanics**, v. 340, p. 297–317, 1997.

RODRIGUEZ, O. M. H.; BANNWART, A. C. Experimental study on interfacial waves in vertical core flow. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 54, n. 3–4, p. 140–148, dez. 2006a.

RODRIGUEZ, O. M. H.; BANNWART, A. C. Analytical model for interfacial waves in vertical core flow. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 54, n. 3–4, p. 173–182, dez. 2006b.

RODRIGUEZ, O. M. H.; OLIEMANS, R. V. A. Experimental study on oil-water flow in horizontal and slightly inclined pipes. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 32, n. 3, p. 323–343, 2006.

ROVINSKY, J.; BRAUNER, N.; MARON, D. M. Analytical Solution for Laminar Two-phase Flow in a Fully Eccentric Core-Annular Configuration. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 23, n. 3, p. 523–543, 1997.

RUSSELL, T. W. F.; CHARLES, M. E. The effect of the less viscous liquid in the laminar flow of two immiscible liquids. **The Canadian Journal of Chemical Engineering**, v. 37, n. 1, p. 18–24, 1959.

RUSSELL, T. W. F.; HODGSON, G. W.; 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.

SHI, J.; LAO, L.; YEUNG, H. Water-lubricated transport of high-viscosity oil in horizontal pipes: The water holdup and pressure gradient. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 96, p. 70–85, 2017.

SOTGIA, G.; TARTARINI, P.; STALIO, E. Experimental analysis of flow regimes and pressure drop reduction in oil-water mixtures. **International Journal of Multiphase**

Flow, v. 34, n. 12, p. 1161–1174, 2008.

STRAZZA, D. et al. Core-annular flow in horizontal and slightly inclined pipes: Existence, pressure drops, and hold-up. **Chemical Engineering Science**, v. 66, n. 12, p. 2853–2863, 2011.

SZKLO, A. S.; ULLER, V. C.; BONFÁ, M. H. P. **Fundamentos do Refino de Petróleo - Tecnologia e Economia**. 3. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2012.

TRALLERO, J. L.; SARICA, C.; BRILL, J. P. A Study of Oil/Water Flow Patterns in Horizontal Pipes. **SPE Production & Facilities**, v. 13, n. August, p. 165–172, 1997.

VARA, R. M. O. **Hidrodinâmica do Escoamento Bifásico Óleo Pesado - Água em um tubo horizontal**. 2001. Dissertação de Mestrado: Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 2001.

VUONG, D. H. et al. Experimental Study on High Viscosity Oil / Water Flow in Horizontal and Vertical Pipes. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, v. 4, n. 1975, p. 1–10, 2009.

YU, H. S.; SPARROW, E. M. Stratified Laminar Flow in Ducts of Arbitrary Shape. **AIChE Journal**, v. 13, n. 1967, p. 10–16, 1967.

YUSUF, N. et al. Effect of oil viscosity on the flow structure and pressure gradient in horizontal oil-water flow. **Chemical Engineering Research and Design**, v. 90, n. 8, p. 1019–1030, 2012.

ZAVAREH, F.; HILL, A. D.; PODIO, A. Flow Regimes in Vertical and Inclined Oil/Water Flow in Pipes. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 1988.

APÊNDICE A – Fotografia da Unidade Experimental

OBSERVAÇÃO: A legenda correspondente aos números indicadores é semelhante àquela que consta na Figura 41 (página 108). Essas não foram repetidas nessa seção para permitir maior ampliação da fotografia e, conseqüentemente, melhor observação da unidade experimental construída.

APÊNDICE B – Dados Experimentais Complementares

Figura B1: Variação do fator de escorregamento segundo a velocidade superficial dos fluidos para o trecho horizontal H1; observação da velocidade crítica de óleo.

Figura B2: Variação do fator de escorregamento segundo a velocidade superficial dos fluidos para o trecho horizontal H1; observação da velocidade crítica de água.

Figura B3: Aderência dos modelos propostos para predição do *holdup* por Arney et al. (1993) e Shi, Lao e Yeung (2017) aos dados experimentais do presente estudo, para J_0 de 0,20 m/s e J_0 de 0,26 m/s. A se refere ao sítio horizontal 1, B ao sítio vertical e C ao sítio horizontal 2.

(Continua)

Figura B3: Aderência dos modelos propostos para predição do *holdup* por Arney et al. (1993) e Shi, Lao e Yeung (2017) aos dados experimentais do presente estudo, para J_o de 0,33 m/s e J_o de 0,40 m/s. A se refere ao sítio horizontal 1, B ao sítio vertical e C ao sítio horizontal 2 (conclusão).

Figura B4: Comparação dos modelos de predição de *holdup* encontrados na literatura consultada e o proposto neste estudo para os dados experimentais coletados. A se refere ao sítio horizontal 1, B ao sítio vertical e C ao sítio horizontal 2.

(Continua)

Figura B4: Comparação dos modelos de predição de *holdup* encontrados na literatura consultada e o proposto neste estudo para os dados experimentais coletados. A se refere ao sítio horizontal 1, B ao sítio vertical e C ao sítio horizontal 2 (conclusão).

ANEXO A – Informações técnicas do óleo LUBRAX GEAR 680

LUBRAX GEAR

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

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

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

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

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

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

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

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

ANÁLISES TÍPICAS*

GRAU ISO	32	46	68	100	150	220	320	460	680	1000	1500
GRAU AGMA	0	1	2(EP)	3(EP)	4(EP)	5(EP)	6(EP)	7(EP)	8(EP)	8A(EP)	9(EP)
Densidade a 20/4°C	0,870	0,880	0,886	0,889	0,892	0,896	0,900	0,903	0,917	0,930	0,940
Ponto de Fulgor (VA) (°C)	200	232	236	242	258	270	282	290	300	324	330
Ponto de Fluidez (°C)	-12	-21	-15	-15	-18	-15	-12	-9	-6	-3	-3
Viscosidade a 40°C (cSt)	32,0	48,6	70,3	103,9	156,0	233	327	472	673	1051	1545
Viscosidade a 100°C (cSt)	5,50	7,17	9,00	11,85	15,4	19,90	24,9	31,8	37,6	46,7	57,1
Índice de Viscosidade	110	106	102	103	100	98	99	98	92	85	81
Corrosão a Lâmina de Cobre 3h, 100°C	1b	1b	1b	1b	1b	1b	1b	1b	1b	1b	1b

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

CARACTERÍSTICAS COMPLEMENTARES**

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

**Obtidas para o grau ISO 220.

novembro/2012

LUBRAX **BR** **PETROBRAS**

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