



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO ACADÊMICO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA



Mayara Eunice de Macedo Gomes

**ANÁLISE DA REDUÇÃO DE PERDA DE CARGA E DO CONSUMO
ENERGÉTICO PARA BOMBEAMENTO DE ÓLEOS PESADOS EM
TUBULAÇÕES**

Campina Grande / PB

Agosto/2013

Mayara Eunice de Macedo Gomes

ANÁLISE DA REDUÇÃO DE PERDA DE CARGA E DO CONSUMO
ENERGÉTICO PARA BOMBEAMENTO DE ÓLEOS PESADOS EM
TUBULAÇÕES

*Dissertação apresentada ao PPGEM do
CCT da UFCG em cumprimento às
exigências para obtenção do título de mestre
em Engenharia Mecânica.*

ORIENTADOR: Prof. Dr. Raimundo Nonato Calazans Duarte

Campina Grande / PB

Agosto/2013



FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCC

G633a Gomes, Mayara Eunice de Macedo.
Análise da redução de perda de carga e do consumo energético para bombeamento de óleos pesados em tubulações / Mayara Eunice de Macedo Gomes. -- 2013.
72 f.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia.

"Orientação: Prof. Dr. Raimundo Nonato Calazans Duarte".
Referências.

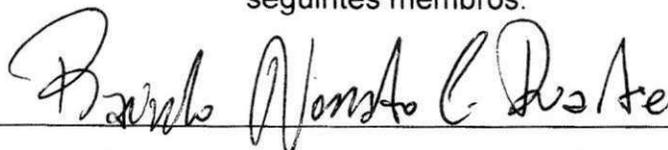
1. Óleos Pesados. 2. Escoamento Bifásico. 3. Potência de Bombeamento. 4. Comparação de Modelos. I. Duarte, Raimundo Nonato Calazans. II. Título.

CDU 665.6(043)

**“ANÁLISE DA REDUÇÃO DE PERDA DE CARGA E DO CONSUMO ENERGÉTICO NO
BOMBEAMENTO DE ÓLEOS PESADOS EM TUBULAÇÕES”.**

MAYARA EUNICE DE MACEDO GOMES

Dissertação Aprovada em 27/08/2013 pela banca examinadora constituída dos
seguintes membros:



Dr. Raimundo Nonato Calazans Duarte

Orientador

PPGEM/UAEM/CCT/UFCG



Dr. Celso Rosendo Bezerra Filho

Examinador Interno

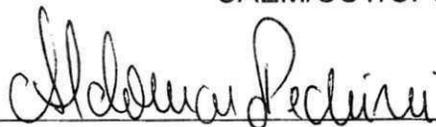
PPGEM/UAEM/CCT/UFCG



Dr. Yoge Jerônimo Ramos da Costa

Examinador Interno

UAEM/CCT/UFCG



Dr. Aldomar Pedrini

Examinador Externo

UFRN

A minha família

A Deus por guiar me em minha vida e pela família maravilhosa que tenho, em especial meus pais Sebastião Roberto e Maria Erenice que me deram a vida, educando-me para a mesma e que sempre estiveram ao meu lado nos momentos mais difíceis.

Meu esposo Mariegno pela compreensão e incentivo. Também ao meu príncipe Luis Otavio, que mesmo tão pequenino com seu sorriso lindo tirava o meu estresse nas horas que mais precisava.

RESUMO

O trabalho faz comparação entre modelos de perda de carga durante o escoamento de óleos pesados. Definindo-se um modelo analítico a partir de dados reais de operação, sendo este, juntamente com outros dois modelos (o modelo de Brauner e o de Arney), comparados com dados experimentais encontrados no trabalho experimental de Sotgia. Apesar das correntes crises que envolvem o setor petrolífero, o mesmo vem crescendo significativamente em face de sua abundância no país. Esta indústria apresenta vários processos e elementos produtivos que vão desde a produção até o refino e distribuição para unidades consumidoras. Um deles são as bombas responsáveis por transportar o óleo bruto levando-o a obtenção de produtos finais disponibilizado aos consumidores. Mediante o exposto, torna-se evidente a necessidade de estudos avançados sobre a dependência entre o consumo energético de bombas para óleos pesados, as propriedades físico-químicas dos fluidos envolvidos e a contribuição da água utilizada como veículo no transporte deste tipo de óleo. Buscando suprir esta demanda e a partir desta ideia, o presente trabalho foi desenvolvido para identificar modelos teóricos e pesquisar resultados empíricos com objetivo final de avaliar a quantidade ideal de água em uma mistura líquida binária óleo pesado e água para os campos da bacia potiguar com este tipo de óleo. Os dados foram obtidos através de pesquisas literárias, reuniões e visitas técnicas em uma estação da Petrobrás situada no RN. Resultados da comparação entre os modelos através do fator de redução de pressão, da potência de bombeamento, consumo energético e a reutilização da água de produção, são apresentados e discutidos. Verificou-se que o modelo Brauner foi o mais satisfatório ao perfil real do campo, com uma pequena diferença para misturas muito pobres ou muito ricas em óleo.

Palavras – Chaves: Óleos Pesados, Escoamento bifásico, Potência de bombeamento, Comparação de modelos.

ABSTRACT

GOMES, Mayara Eunice de Macedo, *Analysis of head loss reduction and energy consumption for heavy oils pumping in pipelines*, Campina Grande: Mechanical Engineering Pos-Graduate, Federal University of Campina Grande, 2013. Master of Science.

This paper makes the comparison between models of pressure drop during heavy oil flow. Set up an analytical model from real data operation, where it is compared to Brauner and Arney models and experimental data found in literature. In spite of current crisis involving oil industry, it has grown significantly in face of its abundance in the country. This industry offers various productive processes and elements ranging from production to refining and distribution for consumer units. One of this is pumps that are responsible for transporting crude oil to be processed into end products available to consumers. By the foregoing, it is evident the need for advanced studies on energy consumption dependence of pumps for heavy oils, physicochemical properties of fluids involved and the contribution of water used as a vehicle for transport of such oil. Seeking to meet this demand and from this idea, present work was developed to identify theoretical models and to search empirical results with ultimate goal of evaluating water optimal amount in a binary liquid water-heavy oil mixture for *potiguar* basin fields. Data were obtained from literature surveys, meetings and technical visits on a Petrobras SA workstation, located in Rio Grande do Norte state. Pressure reduction factor, pumping power, energy consumption and water production reuse results are presented and discussed for comparison between models. It was found that Brauner model was one most suited to field actual profile, with a small difference for very poor or very rich mixtures in oil.

Keywords: Heavy Oil, Two-Phase Flow, Power Pump, Model Comparison.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 Classificação de modelos para escoamentos multifásicos.	11
Figura 2.2 Carta de diferentes padrões de escoamento água-óleo.	12
Figura 2.3 Diferentes padrões de escoamento óleo em água Em tubulação horizontal. Da esquerda para direita de cima para baixo a relação volumétrica de óleo em água aumenta.	13
Figura 2.4 Reservatório de petróleo	15
Figura 2.5 Esquemático do tratamento e a disposição da água produzida	16
Figura 2.6. Esquema do tratamento da água oleosa.	17
Figura 2.7 Exemplo esquemático de funcionamento de um hidrociclone.	17
Figura 2.8 Comportamento de fluxo Newtoniano e não newtoniano.	19
Figura 2.9 Ilustração do “ <i>core-annular flow</i> ” em uma tubulação horizontal.	26
Figura 2.10 Comparação entre os sub-padrões, estratificado e anular.	28
Figura 3.1 Campos da bacia Potiguar	30
Figura 3.2 Estação em estudo	31
Figura 3.3 Visão geral do parque de bombas da estação X	31
Figura 3.4 Elevação e bombeamento primário (cavalo mecânico) para a estação em estudo	32
Figura 3.5 Esquema de Coleta e transporte da estação em estudo	32
Figura 3.6 Tanques de Armazenamento de petróleo da estação X	33
Figura 3.7 Esquema do parque de bombas da estação X	34
Figura 3.8 Visão geral do parque de bombas: (a) 1º PB; (b) 2º PB e (c) 3º PB.	35
Figura 3.9 Terminal de saída da ET- X em direção a ET – Y	35
Figura 3.10 Medidor de pressão no terminal de saída de ET-X	36
Figura 3.11 Tambor de desemulsificante utilizado	37
Figura 3.12 Equipamentos de injeção do desemulsificante na tubulação de óleo	37
Figura 3.13 Comportamento do fator de atrito para escoamento plenamente desenvolvido	45
Figura 3.14 Representação esquemática do circuito óleo-água	48
Figura 3.15 Misturador óleo-água	49
Figura 3.16 Padrões de fluxo observado para $Jo= 0,50$ m/s no tubo de plexiglas 26 mm	51

Figura 3.17 Padrões de fluxo observado para $Jo = 0,48$ m/s no tubo de pyrex 40 mm	52
Figura 3.18 Descrição esquemática do escoamento anular bifásico de Brauner (1991)	53
Figura 4.1a – d. Fator de redução de pressão de Sotgia (2008) e previsões dos modelos considerados: (a) $Jo = 0,28$ m/s; (b) $Jo = 0,43$ m/s; (c) $Jo = 0,69$ m/s; (d) $Jo = 0,97$ m/s	58
Figura 4.2 Diagrama de padrões de escoamento água-óleo	61
Figura 4.3 Fator de redução de pressão em função do percentual volumétrico de óleo	62
Figura 4.4 Potência de bombeamento em função do óleo presente na mistura	63
Figura 4.5 Potência elétrica da bomba	64
Figura 4.6 Consumo energético com relação á quantidade de óleo presente na mistura	65
Figura 4.7 Vazão mássica de óleo em função da redução da queda de pressão com relação a quantidade de água presente no sistema	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 Consumo de energia na horosazonal azul	40
Tabela 3.2 Variáveis utilizadas na implementação dos resultados	42

SIMBOLOGIA EMPREGADA

Letras latinas

Símbolo	Descrição da Variável	Unidade
C_w	Fração de água na mistura	[-]
D	Diâmetro da tubulação	[m]
g	Aceleração da gravidade	[m/s ²]
h_t	Perda de carga total	[J/kg]
h_{lm}	Perda de carga localizada	[J/kg]
h_l	Perda de carga contínua	[J/kg]
H_w	Fração volumétrica de água na mistura	[-]
J	Velocidade superficial	[m/s]
J_o	Velocidade superficial do óleo	[m/s]
J_w	Velocidade superficial da água	[m/s]
J_{ow}	Velocidade superficial total ou da mistura	[m/s]
K	Coefficiente de perda de carga	[-]
K_1	Coefficiente do modelo de Brauner (1991)	
L	Comprimento da tubulação	[m]
\dot{m}	Vazão mássica	[kg/s]
P_{max}	Pressão máxima de operação	[kgf/m ²]
P_1	Pressão inicial	[Pa]
P_2	Pressão final	[Pa]
R	Fator de redução da queda de pressão	[-]
Re	Número de Reynolds	[-]
S	Área da seção transversal do tubo	[m ²]
V	Velocidade do escoamento	[m/s]
\dot{V}	Vazão volumétrica	[m ³ /s]
\dot{V}_o	Vazão de óleo na tubulação	[m ³ /s]
\dot{V}_w	Vazão de água na tubulação	[m ³ /s]
\dot{W}_{elc}	Potencia elétrica consumida no bombeamento	[W]

Letras gregas

α	Fases envolvidas	[-]
ε_{wv}	Razão entre as velocidades superficiais da água e da mistura óleo-água	[-]
f	Coefficiente de atrito	[-]
ρ	Massa específica	[kg/m ³]
ρ_o	Massa específica do óleo	[kg/m ³]
ρ_w	Massa específica da água	[kg/m ³]
ρ_m	Massa específica da mistura	[kg/m ³]
μ	Viscosidade dinâmica	[Pa.s]
μ_o	Viscosidade do óleo	[Pa.s]
μ_{ow}	Viscosidade da mistura	[Pa.s]
μ_w	Viscosidade da água	[Pa.s]
ϕ	Razão entre as velocidades superficiais dos líquidos	[-]
ϕ_B	Gradiente de pressão do modelo Brauner	[-]
ϕ_A	Gradiente de pressão do modelo Arney	[-]

Letras especiais

API	Instituto Americano de Petróleo	
$\frac{\Delta P}{L}$	Queda de pressão por unidade de comprimento da tubulação	[Pa/m]
h_l/L	Perda de carga continua por unidade de comprimento da tubulação	[J/(kg.m)]
$\frac{Le}{D}$	Comprimento equivalente de tubo	[-]
$\Delta P_{o,w}$	Queda de pressão para escoamento da mistura óleo-água	[Pa]
ΔP_o	Queda de pressão para escoamento do óleo puro	[Pa]
$C_{energético}$	Valor gasto no bombeamento	[Mwatts]
$\frac{\partial V}{\partial y}$	Gradiente de velocidade	[s ⁻¹]
τ_{xy}	Tensão de cisalhamento	[Pa]
$\frac{W_B}{L}$	Potência de bombeamento por unidade de comprimento da tubulação	[W/m]
\dot{W}_B	Potência de bombeamento	[Mwatts]

SUMÁRIO

CAPÍTULO I	1
1.INTRODUÇÃO	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Objetivos	4
1.2.1 Objetivo geral	4
1.2.2.Objetivos específicos	4
1.3 Motivação e Justificativa	5
1.4 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO	6
CAPÍTULO II	7
2.REVISÃO BIBLIOGRAFICA	7
2.1 Óleos pesados	7
2.1.1 Reservas e produção de óleos pesados	8
2.1.2 O desafio do óleo pesado	9
2.1.3 Escoamentos de óleos pesados	10
2.1.4 Regimes de escoamento	11
2.1.5 Transporte de óleos pesados	14
2.2 Composição de fases na produção de petróleo	15
2.3 Propriedades que influenciam a perda de carga	17
2.3.1 Perda de carga em tubulações	18
2.3.1.1 Perda de carga	18
2.3.1.2 Viscosidade	18
2.4 Fenômenos e origem do consumo energético	21
2.4.1 Fontes de perda de carga	21
2.4.1.1 Perda de carga contínua	21
2.4.1.2 Perda de carga localizada	21
2.4.2 Misturador óleo-água (efeitos da emulsão)	22
2.5.3 Tubulações usadas na indústria de petróleo	23
2.4.4 Métodos utilizados na redução de aumento de vazão	24
2.4.4.1Injeção de vapor	24
2.4.4.2 Método core flow e etc.	25
CAPITULO III	29
3. MATERIAIS E MÉTODOS	29
3.1 Casos e cenários investigados	29
3.1.1 Campos da bacia potiguar	29
3.1.2 Propriedades dos fluídos bombeados	35
3.1.3 Variáveis operacionais e valores considerados na análise	41
3.2 Modelos para previsão perda de carga	43
3.2.1 Modelo de perda de carga clássico (fluído homogêneo)	43

3.2.2 Trabalho experimental de Sotgia (2008)	48
3.2.2.1 parâmetros utilizados	49
3.2.3 Modelo de Brauner 1991	53
3.2.4 Modelo de Arney 1993	55
CAPÍTULO IV	57
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	57
4.1 Validação dos modelos	57
4.2 Análise do caso da bacia potiguar	61
4.2.1 Redução na queda de pressão	62
4.2.2 Potencia de bombeamento da mistura	63
4.2.3 Potência elétrica da bomba	64
4.2.4 Consumo energético	65
4.2.5 Ponto máximo de queda de pressão	66
CAPÍTULO V	68
COMCLUSÕES	68
SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	69
REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICA	70

CAPÍTULO I

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A despeito das recorrentes crises que envolvem o setor petrolífero, a indústria do petróleo vem crescendo significativamente nos últimos anos em face de um aumento em sua produção no país, principalmente após a descoberta das reservas do pré-sal, e do cenário político internacional. Esta indústria apresenta vários processos e elementos produtivos que vão desde a produção até o refino e distribuição para unidades consumidoras. Presentes em praticamente todas estas operações, as bombas são um dos principais componentes, transportando o óleo bruto até serem transformados em produtos finais disponibilizados aos consumidores.

Ao se extrair o petróleo, o mesmo não vem em forma de produto puro e sim uma mistura de vários componentes, como: água, óleo, gás, areia. Esses componentes passam por um processo de separação para a obtenção de um produto puro. Essa separação acontece de duas maneiras: em plataformas marítimas, quando o óleo é proveniente de poços submarinos (*off shore*), e em uma estação de produção quando é de origem terrestre (*on shore*). Após a separação, o óleo é encaminhado a uma refinaria, para sendo refinado transformando-se em combustíveis e derivados.

Os óleos pesados são os que possuem densidade maior que 934 kg/m^3 e $\text{API} < 20^\circ$, com uma viscosidade maior que 100. Atualmente os óleos pesados não apresentam grande valor econômico por possuírem baixa concentração de hidrocarbonetos, mas mesmo assim seu preço tende a aumentar pelo já observado declínio da produção de óleos leves.

O Rio Grande do Norte é o terceiro maior produtor nacional de óleo e o primeiro quando se considera apenas a produção *on shore*. Esta condição tem motivado diversos pesquisadores a pesquisar os processos, as tecnologias empregadas e produtos petrolíferos

desta região do país (BEZERRA, 2004). Merece destaque as reservas e a qualidade do óleo pesados produzido em alguns campos potiguares pela característica de altas viscosidades e densidades.

Em se tratando de óleo pesado, o bombeamento é particularmente dificultado por sua alta viscosidade, grande variedade de composição e presença de impurezas, resultando em grande consumo energético nos equipamentos de bombeamento de elevada capacidade de recalque. Inerente à fenomenologia deste processo, a viscosidade elevada dos óleos pesados é a maior responsável pelo grande atrito entre as camadas internas do fluido e principalmente deste com as paredes da tubulação, demandando energia principalmente na forma de elevadas pressões para continuar escoando. Do ponto de vista da exploração e da produção dos campos petrolíferos, a viscosidade dos óleos extraídos é uma propriedade crítica no prognóstico da vida útil e viabilidade dos poços, influenciando também nas simulações de produção dos reservatórios. Em função deste elevado gasto de energia, das incertezas e da variabilidade das propriedades físicas, altas potências de bombeamento são normalmente utilizadas para manter e garantir o escoamento de óleos pesados em um oleoduto.

Voltando a atenção para outros aspectos que influenciam a perda de carga e o consumo energético no bombeamento, observa-se que o escoamento do petróleo pesado ocorre em vários regimes de escoamento. Pode ser laminar, onde o fluido se move em camadas ou lâminas que não se misturam com as camadas adjacentes. Neste tipo de escoamento, há somente troca de quantidade de movimento por difusão molecular, sendo a viscosidade a propriedade macroscópica que avalia a intensidade de transferência. Menos comum devido à elevada viscosidade dos óleos brutos, o comportamento turbulento se caracteriza por um movimento caótico macroscópico, isto é, a velocidade apresenta componentes transversais e flutuações randômicas em relação ao movimento geral do fluido.

Na operação de bombeamento em todo o ciclo do petróleo pesado, por exemplo, não se pode deixar de mencionar o desperdício de energia no transporte dutado deste tipo de óleo ao bombeá-lo como uma das fases de uma mistura invariavelmente terciária (água-óleo-gás, este último composto basicamente por gás natural e vapor de água), mostrando-se uma mistura bastante dispersa, sendo o óleo, (tipicamente 1 a 5% da vazão da mistura). Note que esta água

precisa ser separada do óleo antes de ser entregue às refinarias que impõem um limite de 1% a um índice de impurezas presentes no óleo chamado *BSW* ou *Basic Sediments and Water*. Este critério de qualidade impõe à operação de equipamentos de separação e, por conseguinte, novos aportes energéticos que poderiam ser reduzidos se a quantidade de água envolvida no transporte fosse minimizada sem comprometer a potência empregada no bombeamento antes das refinarias. A presença de água no petróleo é indesejável por conter impureza sem valor e por conter sais inorgânicos (cloretos, sulfatos, carbonatos), elementos causadores de corrosões tanto nas instalações, quanto nos equipamentos e dutos de transporte.

A água e o petróleo não estão emulsionados diretamente no reservatório, sendo misturada ao petróleo de duas maneiras: i) a água é proveniente da mesma jazida chamada de água conata ou água presente nos poros das rochas; ii) a água é oriunda dos diferentes processos de recuperação do petróleo. Ao ser transferida e armazenada em um tanque de separação gravitacional, essa emulsão é separada formando três zonas no interior do reservatório. Esta estratificação produz basicamente uma região inferior rica em água livre, uma região intermediária contendo uma mistura dispersa óleo/água ou água/óleo, conforme as propriedades e concentração do óleo na mistura, e região com superfície livre composta por óleo bruto. O óleo bruto é, por fim, coletado dos tanques de armazenamento e separação por palhetas rotativas ou raspadores que o impelem para os dutos de transporte até os reservatórios das refinarias. Para a dispersão água/óleo ou óleo/água, a separação acontece através da dessalgação, realizada nas próprias refinarias onde todo o sal presente no óleo é retirado, e da desidratação, realizada normalmente no campo e que consiste em separar água livre e reduzir a água dispersa no óleo a um BWS máximo de 1% para o óleo bruto “puro”.

Mediante o exposto, se obtêm-se a necessidade de estudos avançados sobre a dependência entre o consumo energético de bombas para óleos pesados, as propriedades físico-químicas dos fluidos envolvidos e a contribuição da água utilizada como veículo no transporte deste tipo de óleo. Buscando suprir esta demanda e a partir desta ideia, o presente trabalho foi desenvolvido para identificar modelos teóricos e pesquisar resultados empíricos com objetivo final de avaliar a quantidade ideal de água em um mistura líquida binária óleo pesado-água para os campos da bacia potiguar com este tipo de óleo. Busca-se identificar a condição de operação que compatibilize baixo consumo energético e minimização de

produção do efluente (água contaminada de óleo) após a separação nas unidades de tratamento.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivos Geral

A presente pesquisa visa avaliar e identificar os principais parâmetros que determinam a perda de carga, a potência de bombeamento e o consumo energético no escoamento de misturas óleo-água, assim como verificar a influência das propriedades físico-químicas e da presença de cada uma destas fases líquidas nestes parâmetros. O trabalho é voltado à linha de pesquisa de eficiência energética, envolvendo um problema tecnológico presente em praticamente todas as etapas do processo produtivo na indústria de petróleo, gás e bicom bustíveis.

1.2.2 Objetivos Específicos

Procurando estabelecer os focos do estudo, foram perseguidos os seguintes objetivos específicos e etapas durante seu desenvolvimento:

- a) Utilização de modelos de perda de carga no bombeamento de misturas homogêneas e binárias (óleo-água);
- b) Identificação de variáveis, parâmetros e condições de operação com maior impacto no consumo energético de bombeamento de óleo bruto;
- c) Identificação de alternativas operacionais quanto à proporção óleo-água para efficientização do bombeamento de óleo bruto;
- d) Aplicação dos modelos propostos a estações de bombeamento de ramais e óleos brutos das bacias administradas pelas Unidades Operacionais das Bacias do Rio Grande do Norte e Ceará (UO-RNCE) da Petrobrás;
- e) Estimativa de redução de consumo energético a partir de modelos propostos.

1.3 MOTIVAÇÕES E JUSTIFICATIVA

O presente trabalho foi desenvolvido visando encontrar alternativas eficientes para a redução de energia no bombeamento de óleos pesados, norteando-se pelas seguintes motivações:

- Tema voltado para eficiência energética na indústria de P&G (PRH-42 – ANP);
- Verificação de modelos disponíveis para investigar variáveis importantes para a redução de perda de carga, principalmente de óleos pesados;
- Busca por alternativas tecnológicas e novas metodologias para redução de consumo energético no bombeamento de óleo bruto;
- Estudo de casos idealizados a partir de ramais das bacias administradas pela Unidade de Operações do Rio Grande do Norte e Ceará da Petrobrás;

Do ponto de vista científico e tecnológico, já se tem um grande domínio sobre o fenômeno da perda de carga em tubulações preenchidas com fluido de composição estável, mesmo em escoamentos com uma ou mais fases. O conhecimento vigente resolve a maior parte dos problemas, mas um domínio específico em relação a determinados tipos de fluido ainda merece atenção. Em relação aos óleos pesados das unidades nordestinas de produção petrolífera, não é do conhecimento dos proponentes desta pesquisa uma investigação cuidadosa sobre como as propriedades de transporte, principalmente a viscosidade, se relaciona com a composição dos óleos pesados dali extraídos. Também não foram encontradas obras sobre como estas propriedades impactam o consumo energético de instalações de bombeamento e, portanto, a eficiência energética na indústria do petróleo. Assim, buscando entender e aprofundar o conhecimento neste tópico, o trabalho desenvolvido busca avaliar como as propriedades e a participação dos óleos pesados nas misturas óleo-agua transportadas influenciam o consumo energético de bombas em ramais retilíneos, sob diversos regimes e padrões de escoamento.

1.4 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

Procurando cumprir os objetivos propostos, o estudo foi realizado e o presente texto expõe os resultados e informações produzidas que foram organizadas nos quatro capítulos subsequentes. No capítulo a seguir, foi contemplada a revisão bibliográfica dos trabalhos relacionados ao escoamento bifásico de óleo-água, com atenção especial às referências sobre padrões de escoamento, perda de carga e consumo energético de bombeamento. Apresenta ainda uma descrição detalhada dos fenômenos envolvidos no escoamento de óleos pesados e a origem do consumo energético no bombeamento, tais como as fontes de perda de carga em fluidos homogêneos (continua e localizada) e os efeitos da emulsão. Por fim, são exploradas as características das tubulações de oleodutos, as perdas de cargas em válvulas, curvas, joelhos e por último as alternativas que estão sendo estudadas para a redução do consumo energético.

O terceiro capítulo, por sua vez, apresenta os materiais e métodos empregados no desenvolvimento da pesquisa e contém a formulação proposta para o problema com os modelos que tratam a perda de carga e o consumo energético de bombeamento. Também contempla a descrição do caso idealizado mostrando a região em estudo, todas as propriedades dos fluidos aqui considerados, as variáveis operacionais e as faixas de valores e limites da análise.

Em seguida, os capítulos finais do presente texto foram constituídos com uma apresentação e discussão dos resultados encontrados no capítulo quatro e os comentários finais, descrevendo as principais conclusões e indicando alguns desenvolvimentos para trabalhos futuros, no quinto e último capítulo.

CAPÍTULO II

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo serão abordados assuntos referentes a literaturas pesquisadas, que descrevem sobre os elementos que compõem o tema de nosso trabalho, mostrando o tipo de óleo estudado, suas composições, classificações, utilizações e etc.

2.1 ÓLEOS PESADOS

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos, que quando escoar em uma tubulação imersa ou em um meio externo de baixa temperatura, o resfriamento do mesmo poderá induzir a precipitação e deposição de parafinas (BORDALO ET AL. 2007).

Os diferentes tipos de óleos existentes na natureza possuem uma diversidade de valores de densidade e viscosidade, visto que a viscosidade é uma das características mais importantes para a determinação do comportamento do fluido durante o escoamento dentro do reservatório e também durante o transporte em tubulações. Ressaltando-se a importância da massa específica no refino. A partir dessas propriedades o petróleo pode ser classificado como: leve, médio, pesado e ultrapesado (MOTHÉ & JUNIOR, 2008).

De acordo com Santos (2003), com o declínio que as reservas de óleos leves vêm sofrendo, somando-se com o aumento de reservatórios de óleos pesados que venha sendo descobertos alcançando-se assim um significado no setor petrolífero. Tendo-se a previsão que em poucas décadas este petróleo tão viscoso alcance posição de destaque no mercado petrolífero e consolide-se como a principal fonte de energia fóssil no mundo.

Os óleos pesados são normalmente negligenciados como fonte de energia devido aos seus altos custos de produção e baixo valor econômico. Mesmo assim se faz necessário uma atenção maior a este tipo de material, pois, estudos vêm sendo desenvolvidos mostrando que pode existir uma maior quantidade de óleos pesados com relação aos óleos leves. A estratégia de produção de óleos pesados se dá pelas altas características do mesmo (viscosidade e

densidade), tornando-os desfavoráveis, oferecendo certas dificuldades no processo de separação. (TREVISAN, 2003).

De acordo com Mothé e Junior (2007), a classificação dos óleos pesados é dada através da viscosidade e expressa pela expressão °API (grau API), do Instituto Americano de Petróleo, que referencia a densidade do óleo com relação à água com o intuito de classificar o óleo existente no reservatório como: leve, médio, pesado ou ultrapesado, mostrando assim que, quanto maior o grau API, mais leve o petróleo será e maior aceitabilidade terá no mercado.

O grau API é determinado utilizando-se a seguinte correlação:

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

Onde ρ é a massa específica do óleo (vazão mássica multiplicada pela vazão volumétrica). O grau API é medido nas condições padrão de 25°C e 1 atm.

2.1.1 Reservas e Produção de Óleo Pesados

A maior parte das reservas de petróleo do mundo corresponde a hidrocarbonetos viscosos e pesados, os quais apresentam uma dificuldade maior para sua produção, tornando-se assim o custo elevado, chegando muitas vezes a ser maiores que o preço do petróleo convencional.

Em torno de 35% das reservas recuperáveis de petróleo são de óleos ultrapesados, em que os valores destas reservas são determinados pela tecnologia disponível de recuperação; em que nos dias de hoje a tecnologia de recuperação vem conseguindo um máximo em torno de 15%. Alguns projetos já firmados em outros países vêm empregando essas tecnologias e

obtendo um percentual de recuperação menor devido ao custo existente para tal (MOTHÉ E JUNIOR, 2007).

2.1.2 O Desafio do Óleo Pesado

A produção de óleos pesados a cada dia vem aumentando, com isso, vem surgindo uma necessidade maior de investimento de exploração nessas jazidas e no desenvolvimento de novas tecnologias. Além dos esforços existentes na extração em lâminas de água profundas, ainda existe outra preocupação, a de reaproveitamento do óleo encontrado (PETROBRÁS, 2010).

O desafio com o óleo pesado não é apenas na exploração e produção, vai bem, além disso, pois quando analisado na área do refino, este tipo de óleo também gera certas dificuldades para ser refinado, o qual necessita de uma refinaria com uma tecnologia mais apropriada que a utilizada para o refino de óleos convencionais. Os derivados desses óleos possuem uma menor qualidade, produzindo uma menor fração de bons derivados, como querosene de aviação e gasolina, quando comparado a óleo convencional. Mesmo com todas essas dificuldades, os custos de produção e refino poderão reduzir se levarmos em conta o desenvolvimento de novas tecnologias, tornando - o assim competitivo com o óleo convencional (leve).

Uma das novas tecnologias desenvolvidas para produção deste óleo é o uso da técnica “*Core Flow*”, que tem como objetivo reduzir a resistência do óleo cru no trajeto do poço até a plataforma. “Certa quantidade de água é injetada no espaço anular junto às paredes da tubulação”. Este espaço envolve o óleo, formando uma fase contínua que se desloca ao longo do núcleo da tubulação sem qualquer contato com as paredes e, conseqüentemente, sem fricção. Esse novo sistema adotado reduz os esforços de bombeamento e a pressão interna nas linhas, aumentando a sua durabilidade e reduzindo os riscos de acidentes (PETROBRÁS 2010).

2.1.3 Escoamentos de Óleos Pesados

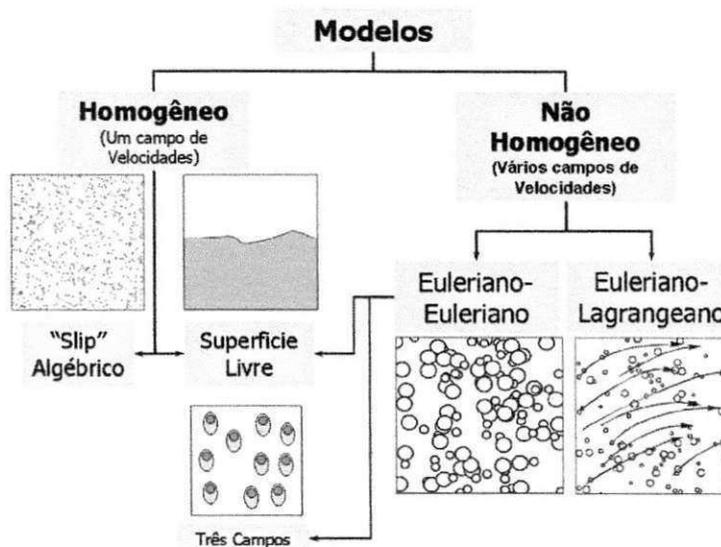
Existe varias classificações para o escoamento de óleos pesados, como por exemplo: monofásico, bifásico, triásico e etc. Dentre elas pode-se destacar o escoamento multifásico que é caracterizado como um fluxo formado por mais de um fluido presente separados por uma ou mais interfaces, podendo ser constituído de uma fase contínua (meio líquido ou gasoso) e uma fase dispersa (bolhas de gás, gotas de líquido ou partículas sólidas), as quais podem ser compostas por diferentes espécies químicas, ou ainda, por duas fases contínuas.

A 2.1 descreve um esquema de dois modelos que permitem classificar o escoamento multifásico.

- **Modelo homogêneo:** há um equilíbrio entre as fases, numa mesma seção as fases estão em equilíbrio de pressão, temperatura, e possuem a mesma velocidade, resultando na utilização de uma única equação de conservação da quantidade de movimento e na possibilidade de se considerar uma equação da conservação da massa para cada fase, e assim avaliar as distribuições de fração volumétrica de cada fase.
- **Modelo não homogêneo:** neste modelo admite-se que para cada fase a pressão, temperatura, e velocidade são distintas, resultando na utilização de uma equação de conservação da quantidade de movimento para cada fase.

Entretanto, o modelo homogêneo apresenta consistência quando as quantidades transportadas das diferentes fases atingem o equilíbrio em distâncias suficientemente curtas. Isso se deve ao fato de que, em situações onde a força de arraste (exercida pela fase contínua sobre a dispersa) é grande e não existem forças de campo (gravidade), a taxa de transferência interfacial é muito grande (PALADINO, 2005).

Figura 2.1 – Classificação de modelos para escoamentos multifásicos.



Fonte - Paladino (2005).

A figura 2.1 descreve que a primeira divisão surge a partir da consideração de um único campo de velocidade para o modelo homogêneo ou diferentes campos de velocidade para o modelo não homogêneo. As abordagens Euleriano-Euleriano e Euleriano-Lagrangeano consideram velocidades diferentes para as fases, o modelo não homogêneo com três campos de velocidade é uma alternativa onde os efeitos de massa são importantes, ou seja, a massa do líquido é arrastado pelas bolhas, como uma pseudo-fase que se movimenta com a velocidade das bolhas. Já o “Slip” algébrico é utilizado quando se deseja calcular diferentes campos de velocidade para diferentes diâmetros de partículas. O de superfície livre é muito utilizado no modelo homogêneo, pois neste tipo de escoamento a fração volumétrica de cada fase é igual a um ou zero no domínio de cálculo exceto na interface.

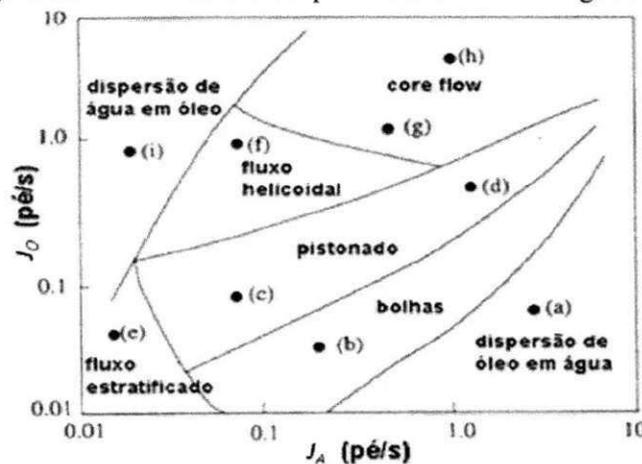
2.1.4- Regimes de Escoamento

Segundo Luiz (2007), o escoamento bifásico em tubulações pode ser classificado para distintos padrões de escoamento de acordo com as configurações e condições de operação do sistema, como por exemplo: a razão entre as fases, a vazão volumétrica total, a velocidade de cada uma das fases, o diâmetro e o comprimento da tubulação.

Para Andrade (2008), os padrões de escoamento de óleo/água em dutos são diferentes de líquido-gás, principalmente devido a maior capacidade de transferência de quantidade de movimento interfacial e menores efeitos de empuxo gravitacional, dado pela diferença de densidade entre as fases, que é menor nestes sistemas.

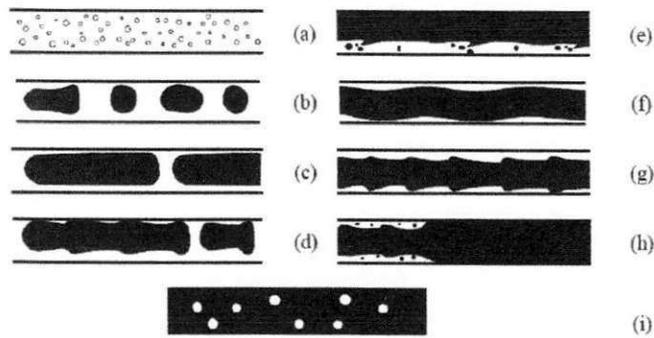
Para uma injeção fixa de água no escoamento, as Figura 2.2 e 2.3 representam diferentes configurações obtidas ao variar a quantidade de óleo em água. Dispersão de pequenas gotas de óleo é encontrada em água. Se a taxa de óleo for aumentada, as gotas de óleo crescem em tamanho e se tornam a uma ordem de magnitude comparável ao tamanho do raio do tubo. A formação de grandes bolhas de óleo surge na fase água. Com o aumento da taxa de óleo no sistema, as bolhas de óleo podem se fundir, com isso a fase óleo se torna contínua ao longo do tubo. São observados também fluxo estratificado e o regime de “*Core-Annular Flow*” (CAF) nessas condições. Quando a fração de óleo aproxima-se de um, se torna uma fase óleo contínua com pequenas gotas de água, (Joseph e Renard 1993, apud BENSAXHRIA et al, 2004 e ANDRADE, 2008)

Figura 2.2 - Carta de diferentes padrões de escoamento água-óleo.



Fonte – Andrade (2008).

Figura 2.3 - Diferentes padrões de escoamento óleo em água em tubulação horizontal. Da esquerda para direita de cima para baixo a relação volumétrica de óleo em água aumenta.



Fonte - Andrade (2008).

Os padrões de escoamento de sistemas óleo-água são classificados em dois grandes grupos, dependendo de qual fluido constitui a fase contínua, aparecendo assim os padrões baseados em óleo (“oil based”) em que a fase contínua é o óleo e os baseados em água (“water based”), em que as fases contínuas é a água, respectivamente (PALADINO, 2005).

Brauner e Ullmann (2004) descrevem o “ponto de inversão” como sendo o ponto em que a fase contínua passa de óleo para água e vice-versa. Este ponto de inversão é função de parâmetros como velocidade, fração volumétrica das fases e propriedades dos fluidos como viscosidade e tensão superficial, e é de fundamental importância na avaliação da perda de carga, seja em dutos de secção constante ou restrições, já que a queda de pressão devida à viscosidade, em um e outro caso, pode ter diferenças de até mil vezes quando se trata de óleos pesados.

Segundo Souza (2009), o regime de escoamento depende:

- Das vazões de líquido e de gás;
- Das propriedades dos fluidos (massa específica, viscosidade e tensão superficial);
- Das condições de operação (pressão, temperatura, gravidade, etc.);
- Das características geométricas do duto: forma diâmetro e inclinação.

2.1.5 Transporte de Óleos Pesados

O uso de tubulações como meio de transporte de fluido, sobretudo de líquidos é uma prática antiga e bem documentada ao longo da história do mundo. No Brasil os primeiros oleodutos também estiveram ligados ao escoamento de petróleo a partir dos locais de produção (SOUZA, 2009).

De acordo com Vianna (2008), uma das grandes preocupações do setor petrolífero é com a efficientização, ou seja, em obter a melhor forma de transportar petróleo das áreas produtoras até setores de armazenagem e posterior refino, devido ao crescimento da produção nacional, tornando preocupação também a melhoria de operação de oleodutos, visando à redução dos custos tanto da operação propriamente dita, quanto da manutenção.

Segundo Trevisan (2003), uma das às principais técnicas de transporte de óleos pesados por dutos são: pré-aquecimento do óleo a uma temperatura que permita que o fluido chegue ao seu destino sem a necessidade de altas pressões de bombeio, isolando termicamente a tubulação; aquecimento do óleo pela injeção de um fluido aquecido por uma linha concêntrica ao oleoduto ou através de aquecimento elétrico; geração de emulsão de óleo em água; redução da viscosidade pela diluição em frações mais leves de óleo, injetando-se água formando-se um anel envolvendo o óleo (*core flow*).

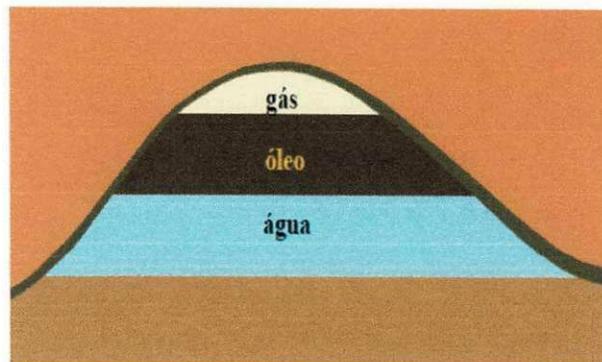
Uma das grandes barreiras encontradas no transporte de óleos pesados é o auto custo de recuperação tornando-se uma grande barreira na exploração das reservas existentes no mundo. Sobretudo, a baixa mobilidade e a alta viscosidade desses óleos tornam seu transporte extremamente dispendioso, e muitas vezes impossível (SANTOS et al; RONALDO, 2003).

Para Trevisan (2003), as formas mais utilizadas para o transporte de óleos pesados são caminhões ou tubulações aquecidas, em que possuem um custo alto e não se aplicam a grandes distâncias, pois para grandes distâncias se faz necessário o uso de tubulações convencionais, entretanto a maioria desses dutos tem especificações de viscosidade menor que 0,1 Pa.s, bem diferentes daquelas de óleos pesados, o que exige tubos com maior espessura ou diâmetro interno.

2.2 COMPOSIÇÕES DE FASES NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Sabe-se que no reservatório os fluidos se encontram separados por camadas, onde o mais denso fica na parte inferior, neste caso a água (CURBELO 2002). Representado na figura 2,4.

Figura 2. 4 - Reservatório de petróleo



Fonte - Silva, et al. (2007).

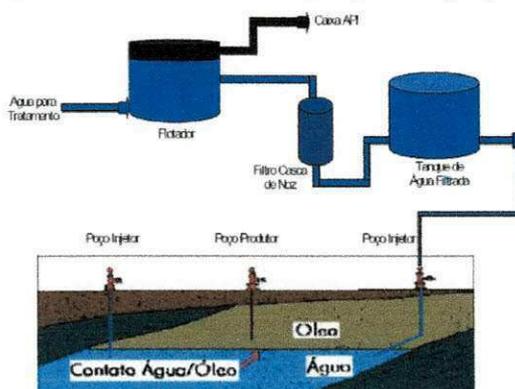
Também é notório que durante a produção de petróleo, a água está presente em maior quantidade, estando presente na mistura de duas maneiras: na primeira a água é proveniente da mesma jazida, ou seja, é chamada água conata que se diz presente nos poros da mesma rocha e a outra a água é resultado dos diferentes processos de recuperação do petróleo. Esta quantidade é tão influenciável que uma parte é utilizada na reinjeção dos reservatórios para manter a pressão e auxiliar o fluxo de petróleo para a superfície. E a outra parte pode ser aplicada na irrigação, já que se sabe que há um grande problema enfrentado pelos agricultores no nordeste, em que estes por falta de chuva e por não possuírem dinheiro para o pagamento da quantidade de água necessária para a produção chegam a perder suas plantações. (Bezerra, 2004), e por fim, descartada no mar, tendo em vista que para isto se faz necessário que esteja dentro dos padrões exigidos para o descarte determinados pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), em que o regulamento limita uma quantidade de poluentes (teor de óleo, graxas, H₂S e etc.) nos efluentes aquosos (REGO, 2008).

Existem vários tipos de tratamentos dados a essa água produzida, podendo assim destaca quatro dentre eles: físicos, físico-químicos (que são os mais convencionais),

fotoquímicos e biológicos, ou ainda uma combinação entre eles. O sistema adotado pela região do presente estudo é do tipo físico-químico e consiste de um decanto-flotador mais a adição de um polieletrólito e posterior passagem por um separador eletrostático (SILVA, 2002).

A figura 2.5 mostra esquematicamente a realização do tratamento de água produzida, além do seu destino após a separação.

Figura 2.5 - Esquema do tratamento e a disposição da água produzida

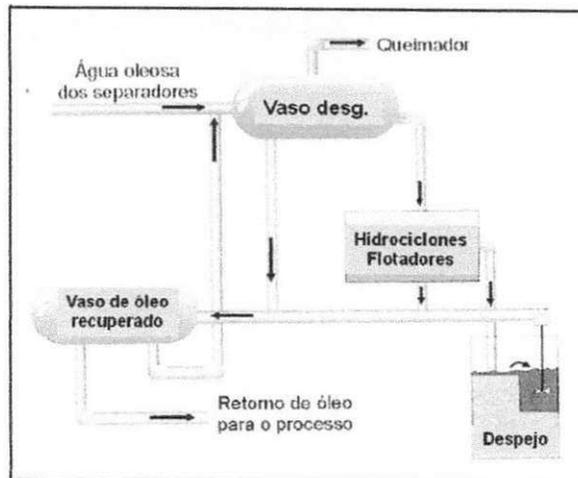


Fonte - Gomes (2009).

Após a produção o óleo passa por um processo de tratamento para que haja a separação dessas fases, podendo ocorrer de duas maneiras: em plataformas marítimas, com produção off shore ou em estações de tratamento de óleo (ETO), em produções on shore (FREITAS, 2007).

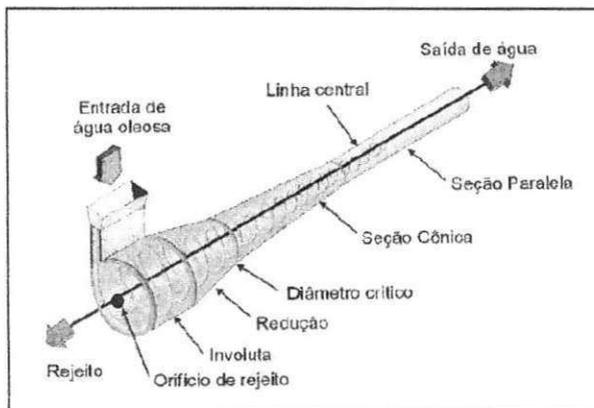
O processo de separação dessas fases ocorre de varias maneiras, podendo-se destacar dentre elas os hidrociclones que realiza a separação por força centrífuga e a flotação que procura recuperar o resíduo do óleo através da separação por gravidade. (GOMES, 2009). Ambos representados nas figuras 2.6 mostrando o processos de separação de fases por hidrociclones flotadores e a figura 2.7 que. Em que a primeira mostra esquematicamente o funcionamento de um hidrociclone.

Figura 2.6 - Esquema do tratamento da água oleosa.



Fonte – Rego (2008)

Figura 2.7 - Exemplo esquemático de funcionamento de um hidrociclone



Fonte – Rego (2008).

2.3 Propriedades que Influenciam a Perda de Carga

Em escoamentos de óleos pesados, podem-se observar fatores que influenciam a perda de carga durante esse processo. Dentre elas podemos destacar a perda de carga em tubulações, a viscosidade, entre outros.

2.3.1 Perda de Carga em Tubulações

O escoamento interno é influenciado pelas paredes da tubulação, gastando energia devido ao atrito, assim as partículas do fluido adquirem a velocidade da parede passando a influenciar as partículas vizinhas através da viscosidade, dissipando energia, diminuindo-se assim a pressão total do fluido ao longo do escoamento.

Sempre que um fluido escoar por um tubo, há uma perda de energia denominada perda de pressão ou perda de carga. Esta perda de energia ocorre em virtude do atrito com as paredes do tubo e, neste caso, é uma função da rugosidade superficial. Também resulta da influência da viscosidade do líquido em escoamento, sob efeitos do atrito entre as camadas do fluido.

Podemos classificar as perdas de cargas em duas etapas: distribuídas e localizadas. A perda distribuída se deve ao efeito do atrito no escoamento completamente desenvolvido em tubos de seção constante, e a localizada resulta da alteração na direção do escoamento, das obstruções na trajetória do fluido e das mudanças abruptas ou graduais na área de escoamento, devido aos vários aspectos que uma tubulação contém, desde o próprio trecho reto na entrada do tubo, até as válvulas, registros, reduções, luvas, curvas, uniões, entre outros. (SILVA, 2008).

2.3.2 Viscosidade.

A viscosidade tem um papel fundamental na classificação do petróleo, pois é através da mesma que se sabe se o mesmo será leve, médio, pesado ou ultrapesado. Mostrando assim como será o escoamento do mesmo, ou seja, quanto mais viscoso for, mais difícil será o escoamento. Em altas temperaturas, os óleos escoam com mais facilidade, pois a viscosidade diminui.

Em óleos pesados a viscosidade é uma propriedade crítica no prognóstico de exploração petrolífera, ressaltando-se com a diminuição da mesma, torna-se possível uma expansão

térmica, aumentando-se a produtividade do óleo, influenciando diretamente nas simulações de reservatório. (JUNIOR et al, 2007).

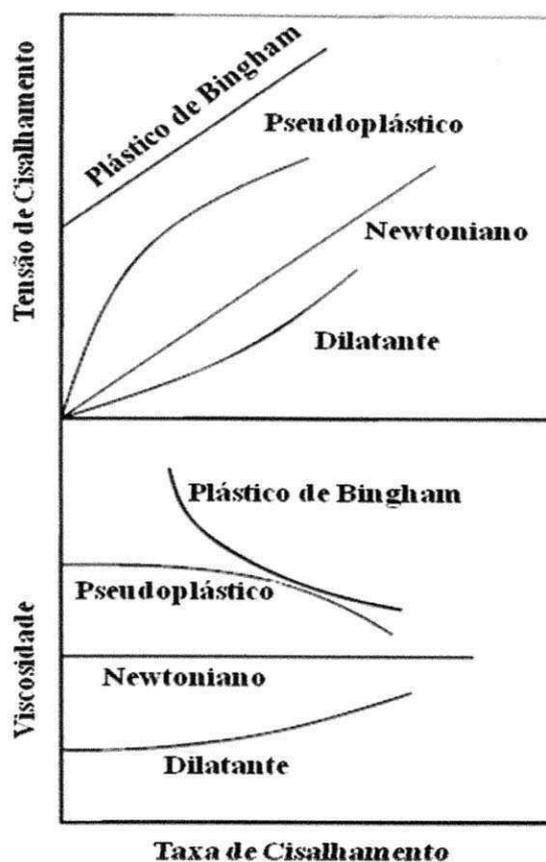
Em um fluido newtoniano, a tensão de cisalhamento (τ_{xy}) é diretamente proporcional à taxa de cisalhamento, ou gradiente de velocidade (dv_x/dy) (Pedersen, 1999).

$$\tau_{xy} = \mu \times \frac{d_{v_x}}{d_y} \quad (2)$$

A viscosidade é definida como a razão entre a tensão de cisalhamento e a velocidade de cisalhamento. Pode ser observada na equação (2) que a viscosidade de um fluido newtoniano é independente da taxa de cisalhamento. A Figura 2.8 ilustra os quatro tipos de comportamento de fluxos de fluidos newtonianos e não newtonianos.

Vários modelos reológicos ou equações reológicas do estado têm sido propostos a fim de descrever as curvas de fluxo não lineares de fluidos não newtonianos.

Figura 2.8 - Comportamento de fluxo Newtoniano e não newtoniano



Fonte – Pedersen (1999).

É de grande importância adquirir conhecimento sobre reologia na indústria de petróleo, pois os conhecimentos básicos auxiliarão na análise do comportamento reológico dos diversos fluidos empregados desde a perfuração até o refino do petróleo, como a definição de parâmetros reológicos permite que se estimem as perdas de pressão por fricção também conhecida por perda de carga, a capacidade de transporte e sustentação de sólidos, além de especificar e qualificar os fluidos, petróleo e derivados (MACHADO, 2002 *apud* GOMES et al, 2007).

Diariamente os simuladores de reservatórios são utilizados para a realização e aperfeiçoamento da recuperação de óleos em poços, requerem a inserção de dados referentes à propriedade dos fluidos do reservatório como uma função da temperatura, pressão e composição. A precisão desses simuladores é de grande importância para que se obtenham

incertezas aceitáveis. Entre as propriedades estão presentes: densidade das fases, viscosidade das fases, faixas de solubilidade do gás-óleo. (JUNIOR et. al. 2007).

2.4 FENÔMENOS E ORIGEM DO CONSUMO ENERGÉTICO

2.4.1 Fontes de Perda de Carga.

As perdas de carga vêm sendo estudada ao longo de vários anos, sejam elas em diferentes tipos de fluídos ou diferentes tipos de matérias, sendo atribuído a tais varias classificações, podendo-se destacar as contínuas e as localizadas.

2.4.1.1 Perda de Carga Contínua

Segundo Barros (2003), o que se verifica em trechos retos de tubulações, são as chamadas perdas de carga das tubulações. Ela é expressa segundo DARCY-WEISSBACH, mostrado na equação 3.

$$\Delta h_n = \Delta h_r = f \times \frac{L}{D} \times \frac{V^2}{2g} \quad (3)$$

O número de REYNOLDS é dado pela seguinte expressão:

$$R = \frac{V \times D}{\nu} \quad (4) \quad (4)$$

A perda de carga total em um escoamento (h_{IT}) é proveniente das somas de perdas de carga contínua (h_c), devido a atrito em tubos de seção constante no escoamento inteiramente desenvolvido, com as perdas de carga localizadas, (h_{lm}), devido as entradas, acessórios, mudanças de seção etc.

2.4.1.2 Perda de Carga Localizada.

O escoamento em tubulações pode exigir passagem do fluido através de uma velocidade de acessórios, curvas ou mudanças súbita de área. Perdas de carga adicionais são encontradas, sobretudo, como resultado da separação do escoamento (daí o termo utilizado), se o sistema incluir longos trechos retos de tubos de seção constante. Dependendo do dispositivo, as perdas de cargas localizadas podem ser calculadas de duas formas:

$$h_{l_m} = K \frac{\bar{v}^2}{2} \quad (5)$$

Onde o coeficiente de perda K deve ser determinado experimentalmente para cada situação e L é o comprimento equivalente de um tubo reto, mostrado na equação (3).

Para escoamento em curvas e acessórios de uma tubulação, o coeficiente de perda K, varia com o diâmetro da tubulação, do mesmo modo que o fator atrito, *f*, para o escoamento em um tubo de seção reta constante. Consequentemente, o comprimento equivalente, L/D, tende para uma constante para diferentes diâmetros de um dado tipo de acessório.

2.4.2. Misturas Água – Óleo (Efeitos da Emulsão)

Emulsão é um sistema heterogêneo que consiste de dois líquidos imiscíveis, em que um dos componentes está disperso na forma de gotículas dentro do outro.

Uma emulsão é distinguida de uma simples dispersão de um líquido em outro, pelo fato da probabilidade de coalescência entre gotículas em contato ser reduzida enormemente devido à presença de um agente emulsificante.

As emulsões não são apenas água pura em óleo ou óleo em água pura, mas sim uma mistura complexa envolvendo uma grande variedade de compostos químicos que podem se particionar em fases nas quais podem alcançar maior estabilidade. Na fase óleo, está presente uma larga variedade de estruturas e grupos funcionais (alcanos, aromáticos, compostos heteroatômicos, etc.). Na fase onde predomina a água estão presentes cátions (íons de cargas

positivas, como H^3O^+), e ânions (íons de cargas negativas, como OH^-). Essas espécies iônicas são capazes de fortes interações intermoleculares que podem vir a tornar estável a emulsão. As características de uma emulsão são modificadas de acordo com a temperatura, pressão e o grau de agitação aos qual o sistema está submetido.

Quando em um fluido homogêneo os tensoativos naturais agem protegendo as gotículas de água criando uma interface com o óleo impedindo a coalescência. Isto acarretará no aumento da viscosidade da água em relação à viscosidade do óleo no caso da emulsão A/O. Como também grandes problemas do ponto de vista do escoamento de carga (elevadas perdas de carga, elevando o custo de bombeamento da mistura) (ROSSI, et al. 2004).

Em uma emulsão do tipo água- óleo a viscosidade do óleo chega a ser até cem vezes maiores do que em emulsão óleo-água. Como também que as mesmas (emulsões), podem ser estabilizadas pela presença de matérias insolúveis, finamente divididos, na interface. Acarretando em elevadas perdas de carga, como também elevando o custo do bombeamento da mistura.

2.4.3 Tubulações Usadas na Indústria de Petróleo

Na indústria de petróleo o transporte se dá através de um conjunto de tubulações e acessórios que podem ser divididos em duas categorias: Dentro de instalações e as usadas neste trabalho que são as chamadas tubulações fora de instalação, que abrangem a parte de transporte de fluídos, sendo confeccionadas a partir de vários materiais (metais), possuindo vários diâmetros e diferentes tamanhos, passando por inspeções, atendendo a normalização e padronização exigida pelo órgão responsável por este setor que é a ASTM (American Society for testing and Materials).

No caso estudado, os tubos utilizados na estação estudada são feitos de aço carbono, contendo vários tubos de diferentes diâmetros, cada um utilizado para uma finalidade.

São utilizados tubos de três polegadas para transportar o óleo dos poços até a estação teste. A estação possui uma tubulações de 16" para transportar o óleo das estações até a

estação de tratamento como também a mesma possui uma malha principal contendo tubos de 24” e 26” que são utilizados para fazer o transporte do óleo de uma estação a outra.

Todas essas tubulações possuem joelhos, válvulas e etc. Para que seja feito o encaixe de cada tubulação fazendo com que o óleo seja levado ao destino desejado, pois as estações possuem distâncias, ou seja, distâncias dos poços de produção até os tanques, até outras estações e assim sucessivamente. Sendo estas distancias de 10 km até 55 km.

2.4.4 Métodos Utilizado na Redução de Aumento de Vazão

Atualmente vem se pesquisando métodos de redução de consumo em escoamento de óleos pesados como também métodos de aumento de produção.

2.4.4.1 Injeção de Vapor

No Rio Grande do Norte a Petrobras lançou um projeto para a ampliação de injeção contínua de vapor, ou seja, a ampliação do vapor duto. O mesmo consiste em injetar 610 toneladas de vapor por hora. Nos campos de produção da Bacia Potiguar, em que na primeira fase do mesmo a estação em estudo (estação X) terá 42 poços beneficiados, vapor esse gerado pela Usina Termoelétrica Jesus Soares Pereira (Termo-Açu), onde o mesmo é distribuído aos poços por uma rede de dutos, visando elevar a produção diária de 70 mil barris de óleo para 110 mil.

Essa injeção de vapor é um método de recuperação utilizado em poços com altas viscosidades, em que é injetado vapor para que a viscosidade diminua e, portanto, aumentar a mobilidade do óleo, resultando em incremento na produção dos poços. A mesma pode ser utilizada de maneira cíclica ou contínua.

A maneira cíclica consiste em injetar vapor por transferência de calor para o reservatório a partir do poço produtor, e a contínua o vapor é injetado em um poço central, com o objetivo de deslocar o óleo na direção dos poços produtores periféricos. O calor

proveniente do vapor injetado reduz a viscosidade do óleo, quando o fluido injetado drena o óleo do poço injetor para o produtor. (PETROBRAS, 2010).

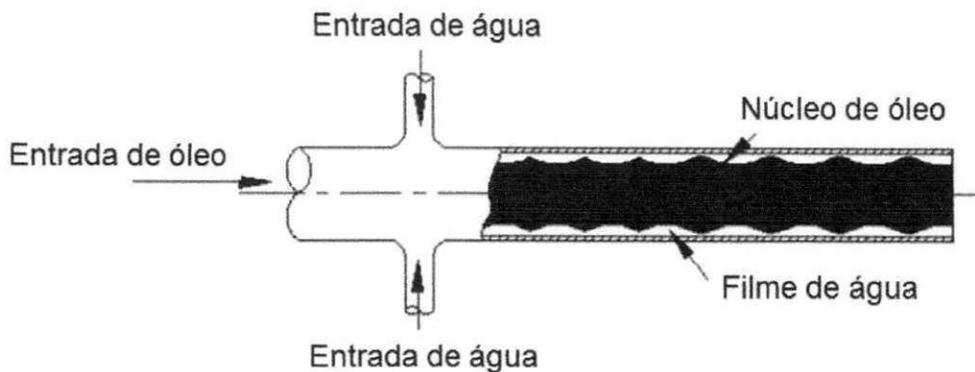
2.4.4.2 Método Core Flow

Durante o escoamento simultâneo de dois líquidos imiscíveis, há uma forte tendência a arranjam-se de forma que o líquido de menor viscosidade ocupe a região de maior deformação, ou seja, na superfície da tubulação, lubrificando assim o líquido de maior viscosidade que escoar no centro do tubo, permitindo desta forma o transporte de fluidos ultraviscosos. Baseando-se nessa tendência de escoamento é que surge a tecnologia para transporte de óleos pesados, denominada core annular-flow (CAF), também conhecida como “*core-flow*”, caracterizada pela menor quantidade de energia necessária para bombear óleos pesados (BANNWART, 2001).

O transporte de óleos pesados via “*core-flow*” consiste, basicamente, em injetar água de tal forma que ela escoar como um filme anular, ao longo da parede do tubo e o óleo na região central do duto. Como o óleo não entra em contato com a parede do tubo, as perdas de atrito são comparáveis com as perdas observadas quando a água escoar sozinha na tubulação reduzindo, assim, significativamente os custos de bombeamento se comparado quando apenas óleo escoar na tubulação.

Segundo Silva (2003), a primeira menção à lubrificação de tubulações por água aparece no início do século passado, com o pedido de patente de Isaacs & Speed (1904), em que o padrão anular era obtido por meio da rotação do tubo. Mas é no final dos anos 50, que um grupo de pesquisadores canadenses (Russel & Charles, 1959; Russel et al., 1959; Charles et al., 1961) deu início aos estudos, tanto teóricos quanto experimentais, constatando a estabilidade desse padrão de escoamento, propondo os primeiros modelos relativos à perda de carga e à fração volumétrica das fases. Desde então, a maioria dos estudos sobre “*core-flow*” vêm sendo realizados em linhas horizontais, visando aplicar a tecnologia ao transporte de óleos pesados (OLIEMANS et al., 1987; ARNEY et al., 1993; RIBEIRO, 1994; apud BANNWART, 2001). Uma representação desse padrão de escoamento pode ser observada na Figura 2.10.

Figura 2.9 - Ilustração do “core-annular flow” em uma tubulação horizontal.



Fonte - Adaptado de Ghosh et al. 2009.

De acordo com Andrade (2008), a técnica do “Core-Annular Flow” não modifica a viscosidade do óleo, mas transforma o padrão de escoamento, e reduz o atrito no transporte de produtos muito viscosos, como por exemplo, óleos pesados. Este padrão de escoamento é caracterizado por um filme de água, que se forma rente ou adjacente à parede interna da tubulação, funcionando como um lubrificante. Prada e Bannwart (2000) observaram que a perda de pressão por atrito no escoamento lubrificado é de 750 a 2000 vezes menor que para o fluxo monofásico de óleo no mesmo tubo. Naturalmente, estes resultados dependem das condições do escoamento e do tipo e características do óleo utilizado.

Segundo Prada (1999), um dos problemas mais encontrados nesse método tem a ver com a tendência do óleo de aderir às paredes da tubulação. À medida que o óleo se acumula em pontos nas paredes do duto, existe uma tendência de aumento da perda de carga, chegando algumas vezes até o bloqueio total da seção de fluxo da tubulação. Este problema tem sido motivo de diferentes trabalhos nos quais se propõem soluções para minimizá-lo. O grau de aderência do óleo às paredes metálicas do duto depende da composição, tanto do óleo como do material interno da tubulação. Normalmente, os óleos crus que contêm maior quantidade de grupos carboxílicos (RCOO-) são mais suscetíveis a contaminar as paredes metálicas do tubo.

Embora essa técnica pareça ser muito atraente, existem vários problemas que devem ser abordados: (i) o estabelecimento do padrão anular para assegurar a queda de pressão, que depende das velocidades dos fluidos e da fração de água para um determinado diâmetro do

tubo; (ii) a retenção do filme de água nas proximidades das paredes. Tem-se observado que, após muitas horas de operação, há a tendência do núcleo de óleo tocar na parede da tubulação, conduzindo a um aumento substancial na perda de carga; (iii) análise de estabilidade, uma vez formado o “*core-flow*” há a necessidade de uma estabilidade do mesmo, por um longo período e dentro de uma ampla gama de velocidades da água e do óleo (GADELHA, 2011).

De acordo com Silva e Mohamed (2003), as estratégias utilizadas para minimizar o problema de adsorção do óleo se dividem em duas linhas principais:

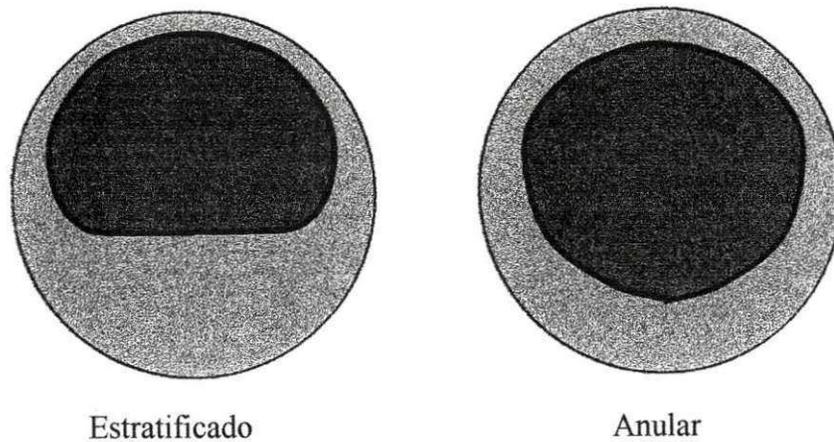
- A utilização de aditivos químicos para alterar as propriedades adesivas dos fluidos;
- A utilização de materiais hidrofílicos e/ou óleo fóbicos como revestimento interno das tubulações.

Na literatura pesquisada se pode encontrar igualmente estudos teóricos e experimentais, que retratam o comportamento de sub-padrões de escoamento, conhecidos por “*Perfect Core-Annular Flow*” (PCAF) e “*Wave Core-Annular Flow*” (WCAF). O escoamento anular ideal ou perfeito (PCAF) corresponde a uma solução exata do escoamento retilíneo e concêntrico de fluidos, com densidade e viscosidades diferentes, em um tubo de seção transversal circular, enquanto que o escoamento anular com ondas (WCAF) apresenta uma estrutura interfacial ondulada. O movimento ondulado do núcleo de óleo, com respeito à parede da tubulação, gera um gradiente de pressão na região anular, exercendo forças na direção vertical, contrabalanceando as forças de empuxo sobre o núcleo devido à diferença de densidade. Sendo assim, a presença das ondas é de fundamental importância na lubrificação do núcleo.

Vara (2001), ao estudar o escoamento bifásico (óleo pesado – água) através do padrão de escoamento “*core-flow*”, verificou a formação de vários sub-padrões, entre os quais, se destacam, o estratificado e o anular. Verificou-se que o padrão estratificado não apresentava ondas na parte superior, devido à proximidade da parede, porém notava-se a existência de um fino filme de água nessa região. Observou-se ainda que, o padrão estratificado apresentava uma interface achatada, porém com ondas longitudinais. Percebe-se assim, que o padrão

estratificado é bastante afetado pela gravidade, devido à diferença de densidades entre as fases. A Figura 2.11 ilustra os sub-padrões, estratificado e anular, observados por VARA (2001).

Figura 2.10 - Comparação entre os sub-padrões, estratificado e anular



Fonte – Vara (2001).

CAPÍTULO III

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo serão abordados todos os materiais e os métodos utilizados para o desenvolvimento da pesquisa. Ambos foram coletados via pesquisas literárias, reuniões realizadas na sede da Petrobrás e também visitas técnicas realizadas na estação que se pretendia estudar.

3.1 Casos e Cenários Investigados

Neste estudo foram analisados os óleos produzidos e bombeados por estações de produção e estações bombeadoras situada no Rio Grande do Norte, entre as cidades de Estreito e Alto do Rodrigues, destacando-se dentre as estações, uma única estação específica, denominada estação X, por questões de sigilo empresarial. A estação X foi escolhida para este estudo por está situada em uma região, por possuir proximidades com a Universidade Federal de Campina Grande e também apresentar características de produção interessantes ao objeto de estudo.

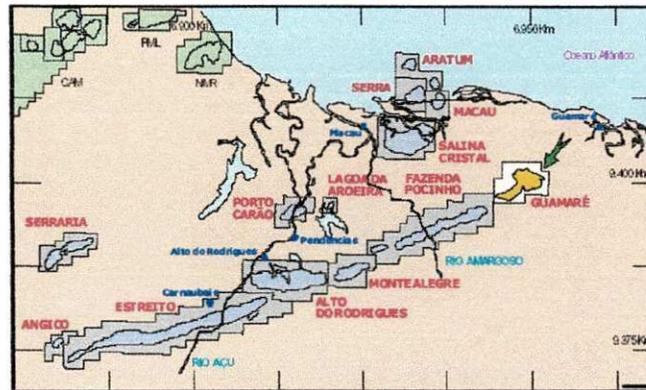
3.1.1 Campos da Bacia Potiguar

A bacia potiguar está localizada nos estados do Rio Grande do Norte e do Ceará, ocupando uma área total *on-shore* de cerca de 48.000 km². Sua exploração teve início no ano de 1957, com a descoberta do campo de Mossoró/RN. A partir daí novos poços começaram a ser prospectados e, segundo a ANP (2012), havia 6.271 poços perfurados até março de 2007. De todos os poços presentes na região, 835 são exploratórios, 5.436 explotatórios e 157 considerados poços especiais. Nesta bacia, merecem destaque os seguintes campos produtores: i) Canto do Amaro; ii) Estreito; iii) Alto do Rodrigues; iv) Fazenda Pocinhos; e v) Fazenda Belém. Estas regiões podem ser localizadas geograficamente pelo esboço das regiões produtoras da bacia potiguar apresentado na figura 3.1.

Considerando todas as regiões produtoras do país, a bacia potiguar ganha destaque por ser a segunda maior produtora de óleo e por apresentar a maior produção em terra atualmente a partir de seus 55 campos de óleo e gás. Até dezembro de 2006, foi prospectado um volume

de óleo *in situ* de 5.330 bilhões de barris, obtido uma produção acumulada de 657,89 mil barris com uma reserva estimada de 331,10 milhões de barris. A figura 3.1 mostra um mapa da localização dos campos da bacia potiguar.

Figura 3.1 – Visualização dos campos da bacia potiguar



Fonte - Petrobrás (2008).

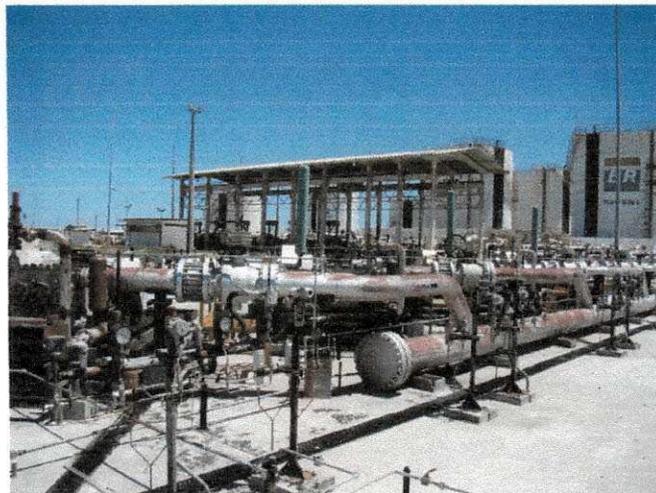
Localizada entre os campos de Estreito e Alto do Rodrigues contidos na figura 3.1, a estação de bombeamento aqui estudada situa-se no Rio Grande do Norte e opera apenas com óleo resultante de produção *on-shore* de vários poços. Denominada ficticiamente de estação X (ou ET-X) por questões de sigilo industrial, a estação objeto da pesquisa opera em série com algumas estações presentes na região, todas elas com o objetivo de transportar os óleos oriundos dos poços até a estação principal de tratamento localizada no município de Guamaré/RN. Este conjunto de estações bombeadoras é responsável por recalcar a produção de um total de 1398 poços. Algumas destas estações trabalham com mistura terciária de óleo-água-gás, sendo esta última fase composta por ar, vapor de água e gás natural extraído a uma taxa de 74 m³/dia. A estação em X estudada, não apresenta esta característica e bombeia uma mistura líquida óleo-água, ou seja, não possui mais esse gás, recebendo-se assim um nome de óleo morto.

Figura 3.2 - Estação de estudo



Fonte: Autoria Própria

Figura 3.3 – Visão geral do parque de bombas da estação X.



Fonte - Autoria Própria

Todos os dados e figuras aqui apresentados foram coletados durante reuniões realizadas na sede da Petrobrás do Rio Grande do Norte, em Natal/RN, como também durante a visita de campo à região de estudo. A figura 3.2 mostra a entrada da estação considerada no presente estudo e a figura 3.3 contém uma foto contemplando todo o parque de bombas da estação, com os reservatórios de acumulação do óleo recalçado dos poços vistos ao fundo.

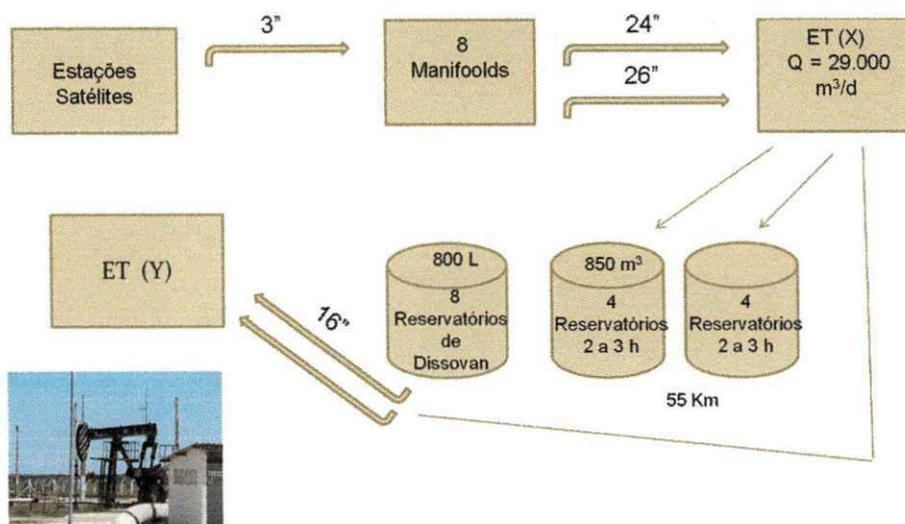
Figura 3.4 – Elevação e bombeamento primário (cavalo mecânico) para a estação em estudo.



Fonte - Aatoria Própria

Considerando as rotinas e metas de produção, assim como as vazões efetivamente extraídas, as operações de tratamento e transporte dos óleos acumulados nesta estação são realizadas seguindo um planejamento bastante meticuloso, onde a máxima é a continuidade e maximização do volume de óleo transportado. Além desta unidade centralizadora, a estação X consiste de várias estações satélites que enviam o petróleo produzido na região para os tanques armazenadores da estação X. Antes de serem armazenados, os óleos bombeado pelos chamados “cavalos mecânicos” (Figura 3.4) são levados a um conjunto de *manifolds*, onde são extraídas amostras para teste de qualidade e classificação dos óleos produzidos pelos poços da região.

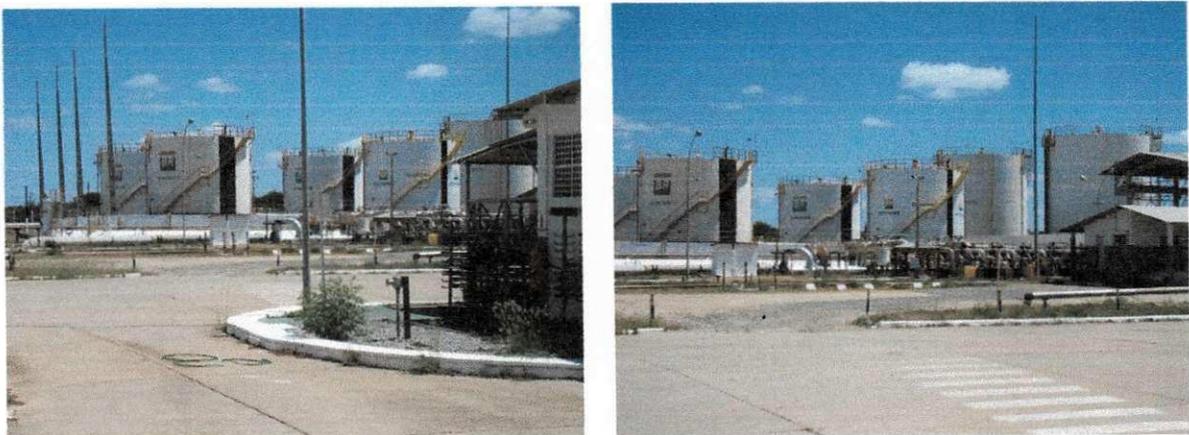
Figura 3.5 - Esquema de coleta e transporte de óleo da estação X



Conforme esquematicamente apresentado na Figura 3.5, este transporte primário é realizado em tubulação de três polegadas que confluem para os reservatórios após os *manifolds*. Considerando todos os reservatórios de óleo bruto instalados à época da visita técnica, a estação X. A malha tronco é composta por 2 dutos principais, um de 24 polegadas (cerca de 0,61 m) e outro de 26 polegadas (cerca de 0,66 m) com uma extensão de 55 km percorrida com os tubos enterrados até a ET-X. Considerando valores típicos de operação, a ET-X transporta uma vazão de 70.000 m³/dia e 105.000 m³/dia, respectivamente através das tubulações de 24 e 26 polegadas, apresentando-se uma capacidade de armazenamento total de 29.000 m³, dando um total de 24.000 barris de petróleo bruto, onde esse armazenamento é subdividido em oito reservatórios cilíndricos ou tanques de aço, sendo quatro deles com capacidade de 850 m³ e os demais com capacidade de 2.000 m³, ambos podendo ser visualizado na figura 3.6. Em condições normais de extração e transporte dos poços até a ET-X, cada tanque esgota sua capacidade de armazenamento em apenas 2 a 3 horas, demonstrando a limitada condição da estação em manter a continuidade de operação dos poços.

Apesar destes números de certa maneira impressionantes, há problemas de continuidade de operação dos poços em função da elevada produção dos campos que ali concentram sua produção, fazendo com que alguns poços tenham sua produção momentaneamente interrompida por insuficiência de armazenamento.

Figura 3.6 - Tanques de armazenamento de petróleo da estação X

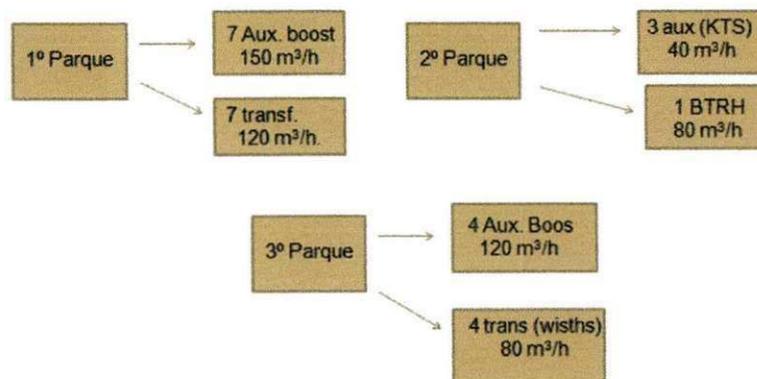


Fonte - Autoria própria

Depois de armazenada por um período mínimo, a mistura líquida é admitida no parque das bombas para depois seguirem para a ET-Y. Na ET-X, o parque de bombas é composto por três grupos ou parques de bombas que operam individualmente ou em conjunto, totalizando doze bombas principais de transferência de óleo e quatorze auxiliares ou *boosters* que são utilizadas para sobrelevar a pressão de descarga da mistura na tubulação (ver Figura 3.7).

No parque de bombas da estação estudada, as bombas auxiliares produzem conjuntamente vazões típicas da ordem de 150 m³/h, enquanto as bombas de transferência operam com vazão de cerca de 120 m³/h. O primeiro parque de bombas (1º PB) conta com sete bombas de transferência de 120 m³/h e sete auxiliares de 150 m³/h, o segundo (2º PB) com três bombas auxiliares KTS com capacidade de 40 m³/h e uma bomba de transferência BTRH com vazão de 80 m³/h e o terceiro (3º PB) com quatro bombas de transferência *Wisths* de 80 m³/h e quatro auxiliares de 120 m³/h.

Figura 3.7 - Esquema do parque de bombas da estação X



A maioria das bombas de transferência é acionada eletricamente, mas ainda há seis delas que operam a gás. Os três parques são mostrados nas imagens da Figura 3.8, enquanto o terminal de saída da ET-X para o ramal até a ET-Y consta da Figura 3.9.

Figura 3.8 – Visão geral dos parques de bombas: (a) 1º PB; (b) 2º PB e (c) 3º PB.



(a)

(b)

(c)

Fonte - Autoria Própria

Todo óleo produzido no campo é estocado em estações coletoras que, em seguida, o conduzem até Guamaré/RN. A produção do petróleo é totalmente automatizada, sendo todas as instalações da rede de produção e transporte de petróleo das regiões satélites da estação X monitoradas em uma sala de comando na unidade central desta estação. Todas as informações também são disponibilizadas praticamente em tempo real na sede da Petrobrás em Natal/RN.

Figura 3.9 – Terminal de saída da ET-X em direção à ET-Y.



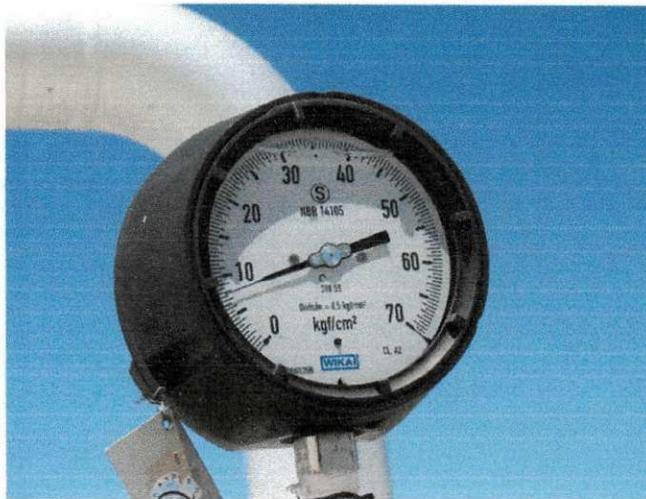
Fonte - Autoria Própria

3.1.2 Propriedades dos Fluídos Bombeados

Quanto às condições operacionais para elevação e bombeamento do óleo, verificou-se que as pressões são extremamente elevadas, com pressão máxima de 23 kgf/cm^2 (cerca de 23

atm) nos tubos de saída da ET-X e operação regular com 18 a 19 kgf/cm². A figura 3.10, mostra o manômetro utilizado para medir a pressão no terminal de saída da ET-X.

Figura 3.10 - Medidor de pressão no terminal de saída da ET- X



Fonte - Autoria Propria

A partir dos tanques de armazenamento, o óleo é transportado para a estação ET-Y, conforme a Figura 3.5. Para reduzir a perda de carga devido a efeitos da tensão superficial ou formação de emulsão óleo-água que onera sobremaneira o consumo energético nesta operação, um desemulssificante é injetado na tubulação do óleo para os reservatórios, ou seja, antes de seu transporte até a ET-Y.

O principal efeito deste insumo químico é facilitar a quebra da emulsão reduzindo a perda de carga. Conforme informações obtidas na visita, ele contribui também para diminuir o atrito da mistura com as paredes da tubulação, facilitando o escoamento. Na estação estudada, o desemulssificante usado é o dissolvam, sendo armazenado em 4 tambores de 800 litros utilizado em uma concentração nominal de 10 ppm., o desemulssificante é injetado diretamente na tubulação, em que a quantidade injetada é controlada por um operador a partir do registro visual do volume injetado a cada 24 horas de operação. A figura 3.11 mostra um tambor de desemulssificante em segundo plano e, destaque no primeiro plano, a mangueira de nível externa ao reservatório utilizada para medição do volume injetado.

Figura 3.11 - Tambor de desemulsificante utilizado.

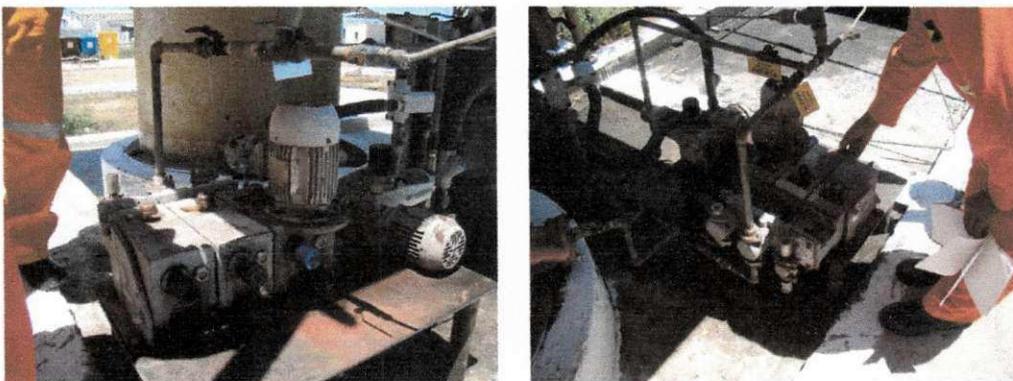


Fonte - Aatoria Própria

Pode ser verificado na figura 3.11 que a medição é realizada de maneira bastante precária, pois o instrumento de medição é composto por uma fita métrica acoplada à mangueira de nível. Trata-se de operação com elevada incerteza e baixa confiabilidade em relação à participação do desemulsificante na composição da mistura líquida transportada, ficando este aspecto fora da análise aqui desenvolvida.

Note ainda que a injeção do desemulsificante não é realizada continuamente, mas por meio de jatos periódicos controlados por *timer* mecânico. A figura 3.12 mostra o aparato (bomba, injetores e controles) através do qual este produto é lançado na tubulação de óleo.

Figura 3.12 - Equipamento de injeção do desemulsificante na tubulação de óleo



Fonte - Aatoria Própria

Em seguida e após todo o processo na ET-X, uma mistura líquida óleo-água-dessemulsificante a uma proporção de 95% de água e 5% óleo é lançada via dois dutos com 16 polegadas cada até a ET-Y, outra unidade de pré-tratamento e concentração de produção, distando cerca de 10 km da ET-X. Conforme mostrado na figura 3.8, a tubulação utilizada para o transporte é constituída de aço carbono com parede de aproximadamente 0,0457 mm de espessura e percorre esta distância instalada sob o solo.

Em relação à propriedade dos fluidos bombeados, verificou-se que o óleo produzido na bacia potiguar e, mais particularmente, na região estudada é pesado, com grau API típico em torno de 16. A uma pressão em torno de 0,5 kgf/cm³ e temperatura ambiente, o óleo bruto normalmente apresenta uma viscosidade de 4.000 a 6.000 cP¹, cerca de 2 a 3 mil vezes mais viscoso que a água. Este tipo de óleo apresenta alta viscosidade e possui cadeias carbônicas extensas. Por não conter gás natural dissolvido na mistura fluida bifásica, a mistura é chamada de óleo morto.

De acordo com informações da estação estudada, de toda a mistura bifásica bombeada, cerca de 95%² é constituída de água. É interessante destacar que isso ocorre em função da técnica de exploração tradicional da indústria do petróleo que injeta água em poços em torno da unidade produtora para forçar o petróleo incrustado na rocha a se deslocar e ascender no poço produtor. Para esta proporção óleo-água e considerando as condições de operação e geometria da tubulação entre a ET-X e a ET-Y, observa-se um número de Reynolds (R_e) típico da ordem de 10⁶, caracterizando assim um escoamento plenamente turbulento. Somada à presença de impurezas tal como areia, esta característica turbulenta do escoamento acrescenta grande complexidade ao problema, mesmo que não seja considerado o efeito da corriqueira formação de emulsão óleo-água no interior da tubulação.

Com um limite diário de 105 mil m³, a separação água/óleo acontece em tanques separadores ou decantadores instalados na unidade de Guamaré/RN, antes do transporte por meio de diversos modais (rodoviário, dutado e naval) Não é preciso ressaltar que a velocidade

¹ 1 centipoise (cP)= 10⁻³ Pa.s

² Em vazão volumétrica.

de separação gravimétrica deste método é várias ordens de grandeza inferior à taxa com que mistura óleo-água chega à estação de tratamento. Este desordenamento temporal entre a produção e a separação provoca um grande acúmulo de mistura óleo-água e de água com elevado residual de óleo, elevando sobre maneira os custos operacionais e ambientais da estação de separação.

Após a separação nos tanques de decantação, a água é tratada posteriormente e utilizada para gerar vapor, na reinjeção de poços e até mesmo na irrigação. Dependendo da aplicação, a reutilização do “fluido transportador” de petróleo requer altos investimentos tanto devido a grande quantidade de água residual produzida, como pela dificuldade para se extrair algumas frações do óleo bruto que permanecem na água após a decantação. Não menos importante, a demanda por uma série de equipamentos, tais como bombas e outros equipamentos para completar o ciclo da água desde a produção até o descarte no mar, e o elevado consumo energético para transportar água configuram preocupações tecnológicas atuais e itens de custeio que este setor busca minimizar. A água ao ser separada do óleo torna-se um rejeito indesejado para indústria do petróleo, apesar de boa parte das regiões produtoras da bacia potiguar localizarem-se no chamado polígono das secas.

Para indicativo dos montantes financeiros despendidos para custeio do grande consumo energético nesta operação, algumas informações sobre os custos de energia elétrica no Rio Grande do Norte foram aqui reunidas. De acordo com a Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, a taxação da energia elétrica para o setor industrial é realizada de acordo com o tipo, faixa, horário e período de consumo. Esta concessionária apresenta modalidades tarifárias estruturadas para a aplicação de preços diferenciados para a demanda de potência e consumo de energia elétrica. De acordo com o horário de utilização, o consumo durante o dia é classificado como de ponta e fora de ponta e adjetivados conforme o período do ano como seco e úmido. Esta última denominação advém das estações do ano e da variação da disponibilidade hídrica na cabeceira e nos lagos das hidroelétricas responsáveis por quase toda a energia consumida no nordeste brasileiro. As tarifas praticadas no horário de ponta com duração de 3 horas, de 17h30min às 20h30min, e período seco são as maiores, enquanto o mínimo custo do kWh é observado nas horas fora de ponta (20h30min às 17h30min do dia seguinte) e durante o período úmido.

Tabela 3.1 – Consumo de energia na Horosazonal Azul

Tipo de Consumo	R\$ / kWh
Consumo ativo ponta	11,51
Consumo ativo fora	2,97

Fonte - Cosern (2013)

Dentro das especificações da empresa responsável pelo setor elétrico no RN, diversas classificações cada uma com seu respectivo quadro de valores cobrados por kWh para o setor industrial. Dentre as classificações determinadas por essa concessionária, a ET-X em estudo se encaixa nas classificações de alta tensão na horosazonal azul, no subgrupo A3 para unidade consumidora de energia com voltagem até 69 kV. Para a ET-X, as tarifas do consumo são obtidas considerando os valores da Tabela 3.1 sem a incidência de impostos, conforme extrato das informações obtidas junto à COSERN (2013) e mostradas no Anexo I deste trabalho.

Ressalte-se aqui que essas tarifas sofrem um reajuste anual a cada mês de abril, aspecto que continuamente onera o desembolso com este insumo energético. Além deste aspecto, como também ocorrem mudanças imprevisíveis a longo prazo quanto à duração dos períodos úmido e seco, o encargo financeiro com o consumo de energia elétrica pode vir a se constituir em uma despesa mais significativa para a indústria do petróleo e um complicador para sua sustentabilidade. Em geral, o período seco tem duração de 7 meses e se estende de maio a novembro e o período úmido perdura entre dezembro e abril, totalizando 5 meses.

Como a estação em estudo utiliza muita energia em todos os seus processos e opera ininterruptamente durante 24 horas, estima-se que a ET-X apresenta um gasto elevado com energia elétrica.

Diante do exposto, a presente pesquisa busca uma forma de compatibilizar a redução no consumo energético diminuindo a quantidade de água usada no transporte de óleo. Busca-se também produzir argumento para que o processo de separação água-óleo ocorra o mais próximo possível das zonas com insegurança hídrica, viabilizando os uso da água tratada no campo. Este aporte volumoso de água potabilizada pode, por exemplo, mudar a realidade de

regiões extremamente áridas do sertão potiguar com a irrigação de culturas, refletindo-se diretamente na realidade social e econômica da região e, portanto, “no bolso” do pequeno agricultor.

3.1.3 Variáveis Operacionais e Valores Considerados na Análise

No presente estudo, são consideradas diversas variáveis importantes e de relevância para a classificação dos escoamentos fluidos, destacando-se entre elas a viscosidade, a vazão e a massa específica das fases e da própria mistura, a composição da mistura e o diâmetro da tubulação. A partir do modelo de perdas de carga clássico de Moody, todas essas variáveis participam da determinação da perda de carga, assim como do consumo energético.

Os valores e informações usadas aqui para este conjunto de variáveis foram coletados ou estimados a partir do sistema de bombeamento visitado em campo, configurando situações de operação encontradas na Estação X. Nos parágrafos a seguir, o comportamento e a faixa de valores assumida por cada uma dessas variáveis operacionais é descrita.

- **Composição da mistura:** a mistura é originalmente composta por 95% de água e 5% de óleo em volume, mas outras frações volumétricas foram consideradas sendo avaliadas a perda de carga e o consumo energético para água pura até óleo bruto puro;
- **Massa Específica:** a mistura óleo-água apresenta massa específica ponderada pelo volume de cada fase líquida, variando desde a densidade do óleo de 860 kg/m^3 a 990 kg/m^3 para a água pura;
- **Viscosidade:** também ponderada volumetricamente, a viscosidade da mistura pode apresentar valor tão elevado como a dos óleos brutos da bacia potiguar (de 4.000 a 6.000 cP) para misturas com pouca presença de água, até valores próximos a da água para o outro extremo onde observa predominância de água. Na primeira situação, o escoamento tende a apresentar padrão laminar e, à medida que a mistura conta mais água na mistura, a ação viscosa é atenuada e há uma tendência maior à transição para o escoamento turbulento;
- **Vazão volumétrica:** em geral, a taxa com que a mistura fluida óleo-água chega à estação ET-X é de $19,44 \text{ m}^3/\text{s}$, observando um percentual de 95% de água e 5% de óleo. Para

evitar descontinuidades na operação e produção dos poços, portanto, esta é a vazão considerada.

- **Diâmetro da tubulação:** conforme já exposto anteriormente, o transporte da mistura ocorre em tubulações de aço carbono com diâmetros variando de 3 a 26 polegadas ou 7,5 a 65 centímetros. Esta será a faixa de valores empregada para obtenção dos resultados finais para a análise do caso da ET-X.

- **Rendimento global da bomba:** buscando estimar o consumo de energia elétrica no bombeamento das misturas aqui consideradas, adotou-se uma eficiência global de 60% para o sistema de bombeamento composto pelo conjunto motor de acionamento-bomba. A partir da potência demandada para o transporte da mistura em tubo horizontal de seção constante, empregou-se esta eficiência energética para calcula a energia consumida e os valores gastos em seu custeio a partir das tarifas contidas na Tabela 3.1.

A tabela 3.2 descreve todas as variáveis utilizadas para a implementação dos resultados nas planilhas.

Tabela 3.2 – variáveis utilizadas na implementação dos resultados

Fluidos	Características			
	Composição %	ρ (Kg/m ³)	μ (Pa.s)	Q (m ³ /h)
Água	95	990	5,95 e ⁰⁴	70.000
Óleo	5	860	4,00 e ⁰⁰	
Variáveis Operacionais				
Diâmetro		Pressão de operação (Kgf/cm ²)	ΔP (pascal)	Rugosidade Relativa
Polegada (in)	24	18 ~19	1,47 e ⁰⁶	2,000 e ⁻⁰²
Metros (m)	0,61	Comprimento (m)	10000	

3.2 Modelos Para Previsão da Perda de Carga

Nesta seção estão presentes os modelos de perda de carga encontrados na literatura, utilizados para a obtenção dos resultados.

3.2.1 Modelo Clássico (Fluido homogêneo)

Do ponto de vista físico, o problema do bombeamento e escoamento de misturas resultantes da extração de petróleo bruto apresenta elevado grau de complexidade. Se forem levados em consideração apenas os aspectos fenomenológicos mais importantes do transporte dutado de misturas óleo-água, trata-se de escoamento no mínimo bifásico (óleo-água líquida) a elevadas vazões e velocidades, configurando escoamentos invariavelmente turbulentos. O material transportado apresenta contínuas alterações em sua composição química e a fração das fases na mistura muda ao longo do escoamento não se mantém de um ponto ao outro, podendo haver precipitação de gases dissolvidos a partir da redução da pressão e seguidos processos de condensação-ebulição da água. Além de tudo isso, podem ocorrer fenômenos complexos devido à tensão superficial e efeitos interfaciais entre os líquidos, com a formação e movimento de “espuma” multicomponente. Somam-se a estes aspectos físicos, agravantes geométricos da tubulação e da malha de duto através da qual a mistura é transportada.

O aqui denominado modelo homogêneo advém do clássico modelo de Moody para a perda de carga contínua³ de um fluido homogêneo. Neste modelo, esta perda é obtida em função de parâmetros adimensionais geométricos do problema (razão entre comprimento e diâmetro da tubulação), de um parâmetro experimental que reflete a intensidade da ação viscosa (fator de atrito) e da energia cinética específica do fluido avaliada com base na velocidade média na seção transversal do tubo. Este foi o primeiro modelo empregado para tratar o problema objeto da pesquisa, logo após os estudos iniciais da literatura pertinente.

³ Energia por unidade de massa para vencer a resistência do atrito viscoso ao movimento do fluido.

A partir dele, foram identificadas as variáveis mais importantes do problema e buscou-se avaliar as alternativas tecnológicas para reduzir o consumo de energia. Inicialmente, antes das visitas a Petrobrás, havia sido pensada opções de redução da potência de bombeamento a partir da manipulação das propriedades físico-químicas da mistura (densidade, viscosidade, tensão superficial e até a solubilidade de gases na mistura líquida), estabelecendo suas relações com a perda de carga no escoamento de fluidos. Do ponto de vista institucional, esta alternativa se mostrou inviável tanto pela pouca experiência dos pesquisadores envolvidos, como pela quase absoluta falta de informações a este respeito e dificuldade de acesso a instalações e equipamentos laboratoriais para este tipo de pesquisa. Pragmaticamente, também não despertou a atenção da empresa petrolífera consultada.

A aplicação do modelo homogêneo levou em conta inicialmente as condições e características do escoamento bifásico óleo pesado-água de um trabalho experimental utilizado como *bench mark* da presente pesquisa (SOTGIA, 2008). Posteriormente, os dados coletados em reuniões e visitas técnicas na região de estudo foram utilizados para estimar a perda de carga e o consumo energético com este modelo.

A partir da proporção entre as fases presentes na mistura (cerca de 95% de água e 5% de óleo bruto, em base volumétrica transportada), o modelo também foi adaptado para analisar a mistura considerando diversas proporções entre óleo e água. Para tanto, admitiu-se de forma simples que as propriedades físicas da mistura são médias ponderadas entre as propriedades da água ($\rho = 990 \text{ kg/m}^3$; $\mu = 1,01 \times 10^{-5} \text{ Pa.s}$) e do óleo bruto, a partir das proporções que compõem a vazão total bombeada. Com estas simplificações, foi avaliado o consumo energético no bombeamento para cada quilômetro de oleoduto, com a perda de carga avaliada com base na equação (3.1) ou equação geral de perda de carga para fluidos homogêneos.

$$\left(\frac{P_1}{\rho} + \alpha_1 \frac{\bar{V}_1}{2} + gz_1 \right) - \left(\frac{P_2}{\rho} + \alpha_2 \frac{\bar{V}_2}{2} + gz_2 \right) = h_l - w_B \quad (3.1)$$

Nesta expressão, a perda de carga total (h_{lt}) resume-se à perda de carga contínua (h_l) considerando que não há variação de seção transversal. Por sua vez, a perda contínua é obtida empregando-se a equação (3.2), com o fator de atrito (f) obtido graficamente no diagrama de Moody (Figura 3.9) ou calculado por expressões de origem empírica em função da rugosidade relativa e do número de Reynolds [$f = f(e/D, Re_D)$].

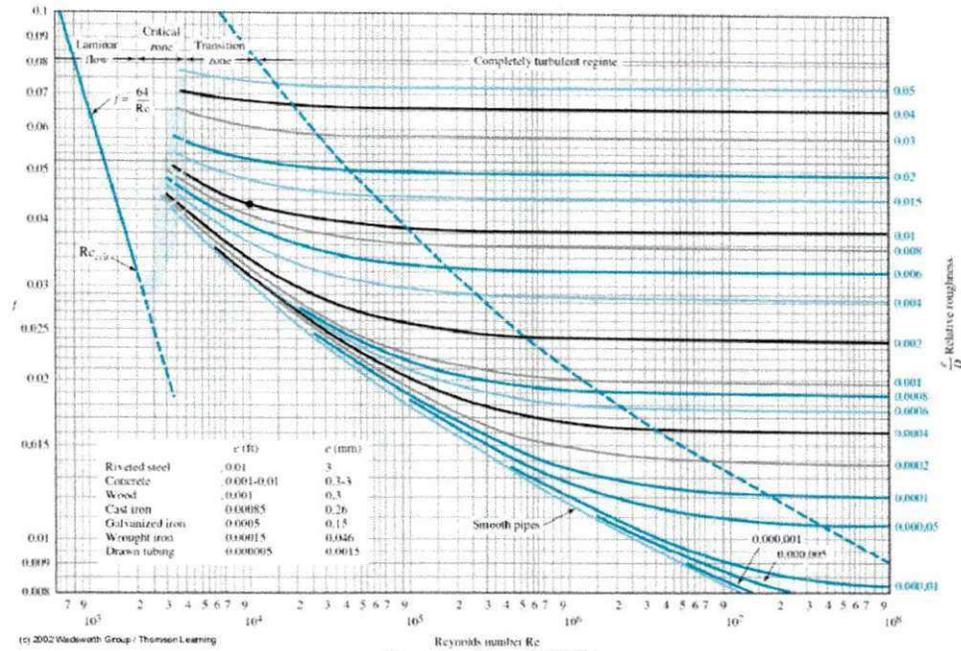
$$h_l = f \left(\frac{L}{D} \right) \cdot \frac{v^2}{2} \quad (3.2)$$

O número de Reynolds, por sua vez, considera as propriedades físicas e a velocidade média da mistura e o diâmetro interno da tubulação, conforme a equação (3.3).

$$Re_D = \frac{\rho \bar{v} D}{\mu} \quad (3.3)$$

A figura 3.13 apresenta o diagrama de Moody contendo o comportamento do fator de atrito em função do número de Reynolds para diversos valores da rugosidade relativa. Regressões empíricas dos dados contidos neste diagrama foram empregadas para estimar o fator de atrito para as diversas condições e misturas homogêneas aqui consideradas.

Figura 3.13 – Comportamento do fator de atrito para escoamento plenamente desenvolvido.



Fonte - Fox (2006)

Para simular a separação em diferentes níveis da água contida na mistura proveniente dos poços, este modelo foi empregado a fim de avaliar a redução da perda de carga em função desta separação. Para tanto, considerou-se que o oleoduto é composto por um tubo rugoso com rugosidade relativa ($e/D = 0,02$) típica do aço ao carbono e diâmetro interno de 24 polegadas. Para a mistura com 95% de água, o modelo foi testado considerando a informação obtida em campo de que a queda de pressão por quilômetro percorrido nesta condição é da ordem de 147,10 kPa/km.

Considerando que o tubo é horizontal e o escoamento é admitido plenamente desenvolvido, a equação (3.1) combinada com a (3.2) pode ser rearranjada resultando na expressão (3.4) para a energia ou trabalho específico de bombeamento por unidade de comprimento da tubulação.

$$\frac{W_b}{L} = \frac{h_f}{L} = \frac{\Delta P}{\rho L} \quad (3.4)$$

A partir da equação (3.4), obtém-se facilmente a equação de cálculo (3.5) para a potência de bombeamento entregue ao líquido para por metro de tubulação.

$$\frac{\dot{W}_b}{L} = \frac{W_b \dot{m}}{L} = \frac{W_b \rho Q}{L} \quad (3.5)$$

Com a potência de bombeamento por unidade de comprimento da tubulação e o comprimento do ramal estudado, a potência elétrica consumida pelo sistema de bombeamento foi estimado, considerando o valor da eficiência (η) do conjunto bomba-motor já mencionado anteriormente neste texto (60%), valor este adotado, por não se ter condições de encontra-lo em manuais das bombas da estação, ressaltando-se a precariedade das mesmas. O consumo de energia elétrica, portanto, pode ser obtido a partir desta potência cujo valor resulta da aplicação da equação (3.6).

$$\dot{W}_{ele} = \frac{\dot{W}_b}{\eta} \quad (3.6)$$

Com a potência elétrica consumida, obtém-se o valor gasto anualmente com o processo de bombeamento através da equação (3.7) mostrada a seguir.

$$C_{ener} = \dot{W}_{ele} \times C_{anual} \quad (3.7)$$

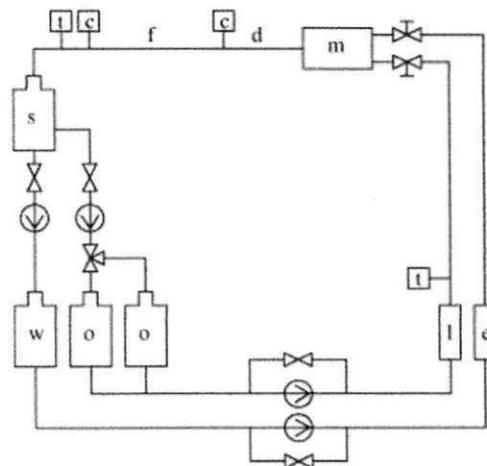
Onde C_{anual} representa o somatório das tarifas cobradas pela concessionária de eletricidade do Rio Grande Do Norte (COSERN), conforme tabela 3.1 deste trabalho e é calculado através da equação (3.8)

$$C_{anual} = (RS_{p_s} * 21 + RS_{p_v} * 3) * 365 \quad (3.8)$$

3.2.2 Trabalho Experimental de Sotgia (2008)

Um grande número de trabalhos vem sendo desenvolvido ao longo dos últimos anos voltados para a análise da perda de carga para escoamento contendo óleo e água, merecendo destaque a pesquisa desenvolvida por Sotgia et al (2008). Neste artigo, é apresentado um estudo experimental de escoamento líquido bifásico óleo-água, onde o óleo usado nos experimentos apresenta alta viscosidade e condições semelhantes a do transporte de petróleo bruto em tubulações industriais dos campos potiguares. O comportamento da queda de pressão líquido-líquido é relacionado às velocidades superficiais das duas fases e à configuração dos dutos empregados.

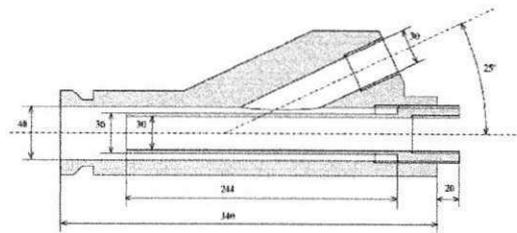
Figura 3.14- Representação esquemática do circuito óleo-água.



Fonte - Sotgia et al, (2008).

O trabalho foi desenvolvido em duas etapas, sendo a primeira para montagem do circuito de escoamento de dois fluidos (óleo-água) em laboratório. A figura 3.14 ilustra a representação esquemática do circuito utilizado, onde a seção de teste (indicada como f no esquema) apresenta comprimento de 4,0 m entre os transdutores de pressão.

Figura 3.15 - Misturador óleo-água.



Fonte – Sotgia et al. (2008).

Para facilitar a visualização dos padrões de escoamento e verificação da influência do material da parede, foram utilizados sete tubos fabricados em dois materiais transparentes (*pyrex* e *plexiglass*) com diâmetros entre 21 e 40 mm.

A figura 3.15 mostra o misturador coaxial usado para a introdução dos líquidos nos sistema. Este importante componente foi projetado de modo que o óleo é introduzido na mistura próximo ao eixo do tubo, enquanto a água é injetada através de um anel radial na corrente do tubo.

3.2.2.1 Variáveis e Parâmetros Utilizados

A velocidade superficial J (m/s) é definida como a razão entre a vazão volumétrica de uma dada fase e a área da seção transversal do tubo, sendo esta variável para o óleo (J_o) e para a água (J_w) computadas pelas expressões da equação (3.9). A velocidade superficial da mistura é igual à velocidade média da mistura na seção transversal do tubo e calculada de forma simples por $J_{ow} \equiv J_o + J_w$.

$$J_o \equiv \frac{\dot{V}_o}{S}; \quad J_w \equiv \frac{\dot{V}_w}{S} \quad (3.9)$$

A fim de avaliar a economia de energia de bombeamento em relação ao fluxo com fase única de óleo, um fator de redução de queda de pressão é definido pela razão entre as quedas de pressão para óleo puro (ΔP_o) e para uma mistura composta de óleo e água (ΔP_{ow}), conforme equação (3.10).

$$R \equiv \frac{\Delta p_o}{\Delta p_{ow}} \quad (3.10)$$

Nos trabalhos de Arney (1993), Brauner (2004) e Sotgia et al. (2008), o Δp_o é avaliado utilizando-se a lei de Hagen-Poiseuille para o fluxo laminar de fase única de óleo com a mesma vazão do caso de mistura bifásica.

Na apresentação dos resultados destes trabalhos, o fator de redução é representado graficamente em função da razão entre as velocidades superficiais de água e da mistura, de acordo com a equação (3.11). Para um valor fixo da velocidade superficial do óleo, o máximo fator de redução da queda de pressão é indicado por R_{\max} , condição buscada para reduzir ao máximo o gasto energético com bombeamento.

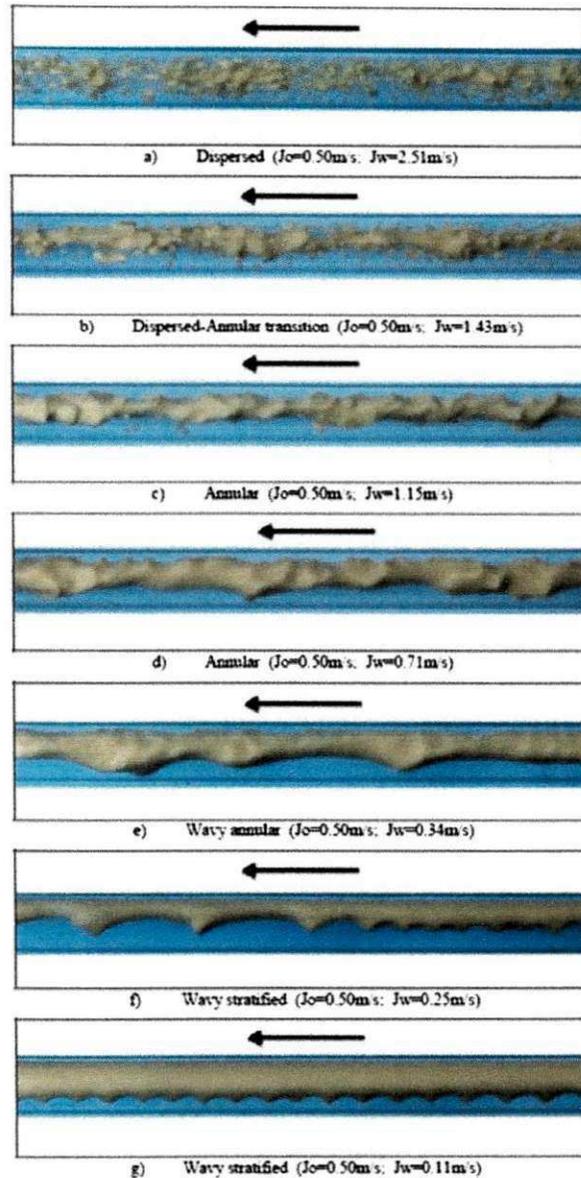
$$e_w = \frac{J_w}{J_{ow}} \quad (3.11)$$

Por fim, a fração volumétrica de água na tubulação é definida pela equação (3.12), com V_w e V_o são os volumes de água e de óleo no tubo, respectivamente.

$$H_w \equiv \frac{V_w}{V_o + V_w} \quad (3.12)$$

Sotgia et al. (2008) realizaram uma série de quatro experimentos, sendo mostrados aqui apenas dois deles para um melhor entendimento deste trabalho. Estes dois ensaios diferem entre si basicamente em função da quantidade de óleo escoando na tubulação, bem como pelo material e diâmetro da tubulação, conforme legenda das Figuras 3.12 e 3.13. Na primeira ilustração, são mostrados diversos padrões (disperso, transicional entre disperso e anula, anular, anular com ondas e estratificado com ondas), de escoamento do óleo para misturas com diferentes proporções de água na mistura, avaliadas pelo valor da velocidade superficial da água (J_w), enquanto a velocidade superficial do óleo (J_o) é mantida constante.

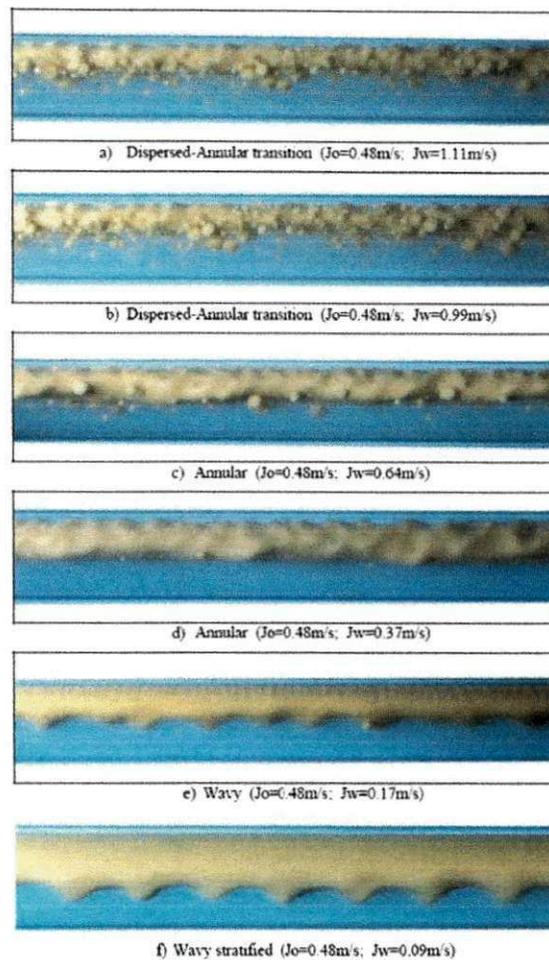
Figura 3.16 - Padrões de escoamento para $J_o = 0,50$ m/s no tubo de Plexiglas 26 mm.



Fonte - Sotgia et al, (2008).

Na figura 3.17, o experimento realizado em um tubo de pyrex de 40 mm é apresentado para uma mistura um pouco mais pobre em óleo ($J_o = 0,48$ m/s). Além dos observados na figura 3.16, outro padrão de escoamento do óleo (ondulado) foi verificado por Sotgia et al. (2008) neste experimento.

Figura 3.17 - Padrões de escoamento para $J_o = 0,48$ m/s em um tubo de Pyrex de 40 mm



Fonte - Sotgia et, al (2008).

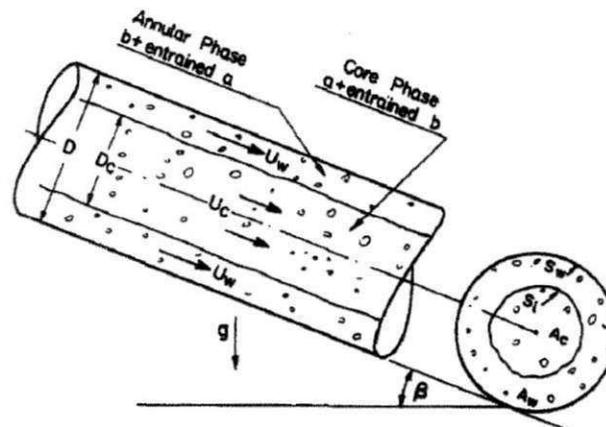
A partir das variáveis definidas pelas equações (3.9) a (3.12), o autor organizou seus resultados na forma de gráficos e apresentou informações importante sobre o comportamento da mistura através de mapas de padrão de escoamento e perfis do fator de redução de queda de pressão em função de ϵ_w .

Com base nestas informações e variáveis, os modelos utilizados para formular a perda de carga de mistura óleo-água foram validados por comparação entre os resultados por eles produzidos e os dados experimentais de Sotgia et al. (2008).

3. 2. 3 Modelo de Brauner (1991)

O autor analisou a perda de carga para escoamento de dois líquidos imiscíveis (denotados por **a** e **b**), com um deles escoando anularmente (líquido **b**) e outro na região central (*core*) da tubulação (líquido **a**). Foi desenvolvido um modelo para o escoamento anular bifásico líquido-líquido e analisados ainda alguns regimes de escoamento para cada fase, como laminar-laminar, turbulento-turbulento ou misto. Por fim, o modelo foi aplicado para estimar a queda de pressão no transporte de óleos com elevada viscosidade em mistura óleo-água, com o líquido **a** denotando o óleo e o **a** a água. A figura 3.18 apresenta esquematicamente o escoamento objeto do trabalho e algumas variáveis consideradas no estudo.

Figura 3.18 - Descrição esquemática do escoamento bifásico de Brauner (1991).



Fonte - Brauner (1991).

Trata-se de escoamento em tubo ligeiramente inclinado em relação à horizontal onde admite-se a condição de escoamento completamente desenvolvido. O trabalho utilizou o mesmo conceito de velocidade superficial de Sotgia et al. (2008), conforme reprodução das expressões de cálculos desta variável para as fases **a** (J_o) e **b** (J_a) na equação (3.13).

$$J_o \equiv \frac{\dot{V}_o}{S}; \quad J_w \equiv \frac{\dot{V}_w}{S} \quad (3.13)$$

O modelo emprega uma expressão semi-empírica para a razão (Φ_B) entre as quedas de pressão de pressão da mistura (ΔP_{ow}) e do óleo puro (ΔP_o), conforme equação (3.14) para escoamento laminar nos dois líquidos. Nesta correlação, o parâmetro K_1 e a razão entre as velocidades superficiais dos líquidos envolvidos ϕ são computados pelas equações (3.15) e (3.16), respectivamente.

$$\Phi_B = \frac{K_1}{\phi} \left[\frac{(K_1\phi)^{1/2} + \phi + 1}{(K_1\phi)^{1/2} + 1} \right] \quad (3.14)$$

$$K_1 = \frac{0,046}{16} \frac{\mu_b}{\mu_a} \text{Re}_{bs}^{0,8} \quad (3.15)$$

$$\phi = \frac{U_{as}}{U_{bs}} \quad (3.16)$$

Para escoamento turbulento, Φ_B é calculado com base na equação (3.17), com o parâmetro K_2 obtido pela expressão (3.18).

$$\Phi_B = \frac{K_2}{\phi^{1,8}} \left[\frac{(K_1\phi)^{1/2} \phi^{0,1} + \phi + 1}{K_2^{1/2} \phi^{0,1} + 1} \right] \quad (3.17)$$

$$K_2 = \frac{0,046}{16} \frac{\mu_b^{1/2} \rho_b^{0,8}}{\mu_a \rho_a} \text{Re}_{as}^{0,8} \quad (3.18)$$

O número de Reynolds superficial para a água é definido considerando as propriedades físicas desta fase, assim como sua velocidade superficial e o diâmetro da tubulação ($\text{Re}_{as} \equiv \rho_a U_{as} D / \mu_a$). Mais uma vez, a diferença de pressão para escoamento de óleo puro foi calculada a partir da equação de Hagen-Poiseuille [equação (3.19)].

$$\Delta P_o = \frac{128\mu_o L Q_o}{\pi D^4} \quad (3.19)$$

As potências de bombeamento e elétrica, bem como o consumo energético, foram obtidas para este modelo empregando a mesma metodologia e expressões apresentadas na subseção 3.2.1 deste capítulo.

3.2.4 Modelo de Arney et al. (1993)

Os autores desta pesquisa realizaram experimentos para avaliar a perda de carga em tubulações lubrificadas por água, com uma mistura de petróleo bruto ceroso e óleo combustível escoando no núcleo da tubulação. Além de introduzir novos dados para a análise do problema, o trabalho buscou oferecer um método simples para prever a perda de carga usando o número de Reynolds e o fator de atrito como principais parâmetros de entrada. Por fim, os resultados obtidos por esta proposta de formulação do problema são apresentados e comparados com os de outras fontes.

Mais uma vez, a ideia de velocidade superficial é empregada como variável de avaliação da intensidade do escoamento das fases e da mistura (J_{ow}). Sendo utilizada na equação de queda de pressão adimensional Φ_A , representada na [equação (3.20)], onde ($\Phi_A \equiv 1/R$) sendo $R (= \Delta P_o / \Delta P_{ow})$, utilizando-se assim essa relação para se encontrar o ΔP_{ow} , como para o número de Reynolds da mistura [equação (3.25)].

$$\Phi_A = \frac{\rho_c J_{ow}^2 D}{64 \mu_o J_o} \quad (3.20)$$

Para a obtenção da massa específica da mistura (ρ_c), o artigo utilizou uma ponderação não linear [equação (3.21)] com base nas propriedades da água e do óleo e no parâmetro η da equação (3.22).

$$\rho_c = (1 - \eta^2)\rho_w + \eta^2\rho_o \quad (3.21)$$

$$\eta = (1 - H_w)^{1/2} \quad (3.22)$$

Por sua vez e considerando a modelagem proposta por Oliemans et al. (1987), a fração volumétrica da água (H_w) foi obtida por uma função da fração de vazão de água na mistura (C_w) avaliada a partir das vazões de água e óleo admitidas na tubulação, respectivamente reproduzidas nas equações (3.23) e (3.24) a seguir.

$$C_w = Q_w / (Q_w + Q_o) \quad (3.23)$$

$$H_w = C_w [1 + 0,35(1 - C_w)] \quad (3.24)$$

Para obter seus resultados e seguindo a metodologia de Bai et al. (1992), o modelo de Areney et al. (1993) utiliza ainda expressões peculiares para o número de Reynolds de cada fase [equação (3.25) para o líquido *a*, por exemplo] e para o fator de atrito [equação (3.26)].

$$Re_a = \frac{\rho_c J_{ow} D}{\mu_w} \left[1 + \eta^4 \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} - 1 \right) \right] \quad (3.25)$$

$$\lambda_2 = 0,316.Re_a^{-1/4} \quad (3.26)$$

Os modelos aqui descritos foram analisados considerando as condições e os resultados experimentais de Sotgia (2008). A partir do confronto entre as informações produzidas pelos modelos e os dados experimentais, identificou-se o modelo com melhor correspondência com os experimentos de Sotgia et al. (2008). Em seguida, esse modelo foi adotado para analisar a perda de carga e o consumo energético no caso da bacia potiguar.

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos e analisada a capacidade de cada modelo em prever a perda de carga para uma mistura óleo-água sendo comparados com os resultados obtidos com os dados de Sotgia et al. (2008). Identificado o modelo que melhor corresponde aos experimentos, a perda de carga no ramal entre as estações ET-X e ET-Y é então investigada procurando demonstrar quantitativamente os ganhos energéticos produzidos para misturas com diferentes proporções água-óleo. Por fim, são ressaltadas as informações obtidas que apresentam qualitativamente e estimam com boa razoabilidade o incremento na eficiência energética produzida por esta alternativa operacional para a transferência do óleo bruto até a unidade de tratamento em Guamaré/RN.

4.1 VALIDAÇÃO DOS MODELOS

A partir das condições e geometria do experimento de Sotgia et al. (2008), foram produzidos resultados com os modelos descritos no capítulo 3 deste texto. Doravante, esses modelos serão referidos simplesmente como modelos homogêneo, de Brauner e de Arney. Para tanto, as informações relativas aos experimentos não relatadas textualmente neste trabalho foram extraídas das figuras nele contidas via código gráfico comercial bastante difundido (Grapher).

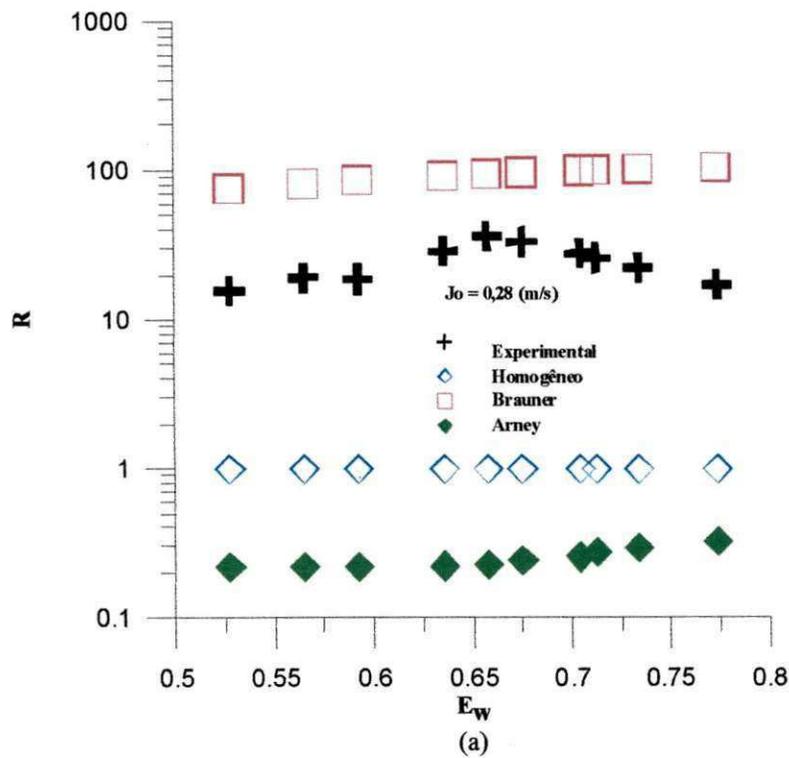
De posse dos valores das variáveis experimentais, a comparação foi realizada após aplicar os dados de cada ensaio (J_o , J_w , μ_a , μ_o , etc) em planilha eletrônica estruturada para produzir os resultados dos modelos. Os resultados foram plotados com o fator de redução de pressão (R) em função da quantidade de água presente no sistema (ϵ_w).

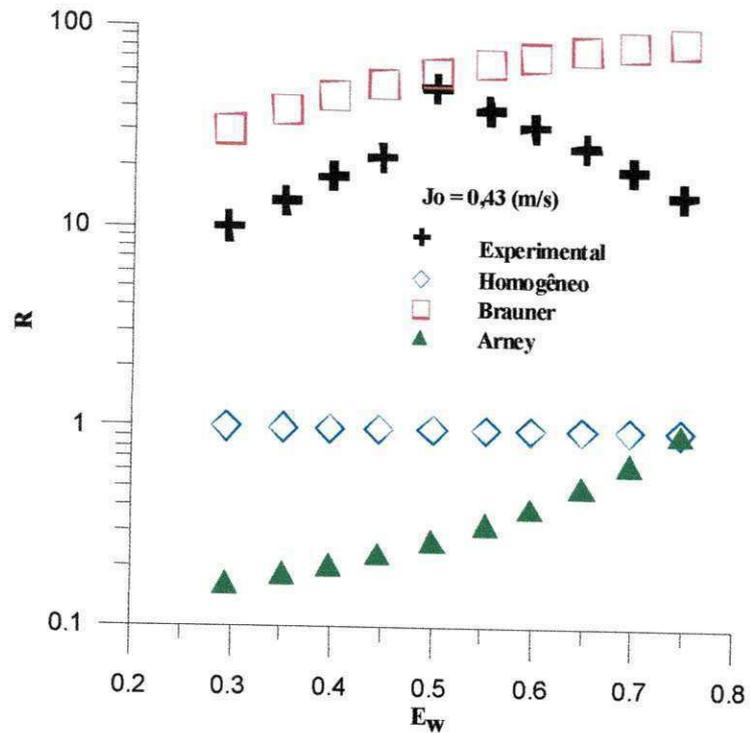
As Figuras 4.1(a) a 4.1(d) apresentam o comportamento do fator de redução de pressão em função da fração de água presente na mistura bifásica (água-óleo) para quatro valores da velocidade superficial do óleo. Observando o comportamento das curvas do

modelo em relação aos dados experimentais, verifica-se que há em geral uma grande discordância entre os resultados dos modelos, assim como não há correspondência com o experimento por parte dos modelos homogêneo e de Arney.

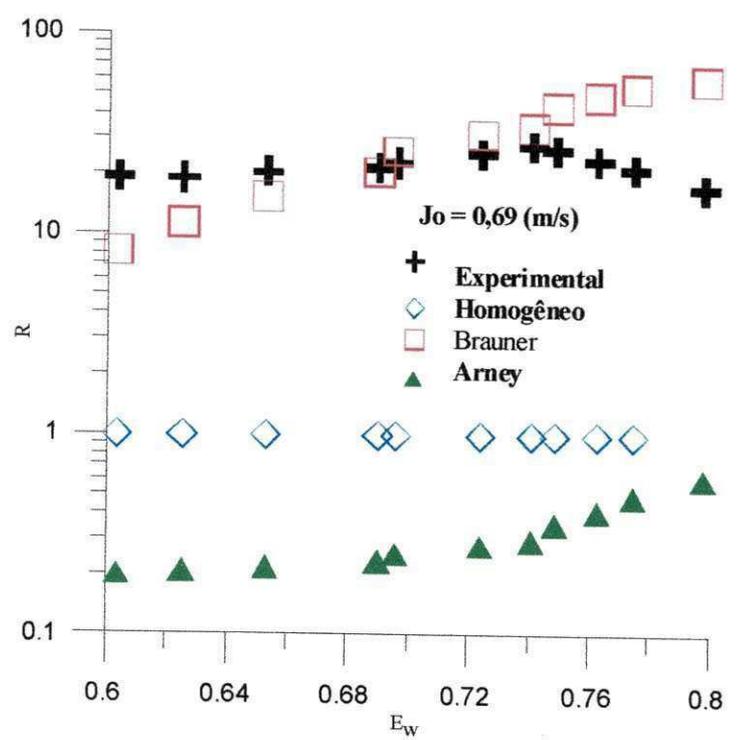
Tendo em vista sua simplicidade e a pouca correlação física com o fenômeno estudado, o modelo homogêneo subestimou em quase duas ordens de grandeza a redução da queda de pressão. Este modelo apresentou ainda pouca sensibilidade em relação à proporção entre o óleo e a água contidas na mistura, produzindo valores de R de ordem unitária para todos os casos mostrados na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Fator de redução de pressão de Sotgia (2008) e previsões dos modelos considerados: (a) $J_o = 0,28$ m/s; (b) $J_o = 0,43$ m/s; (c) $J_o = 0,69$ m/s; (d) $J_o = 0,97$ m/s.

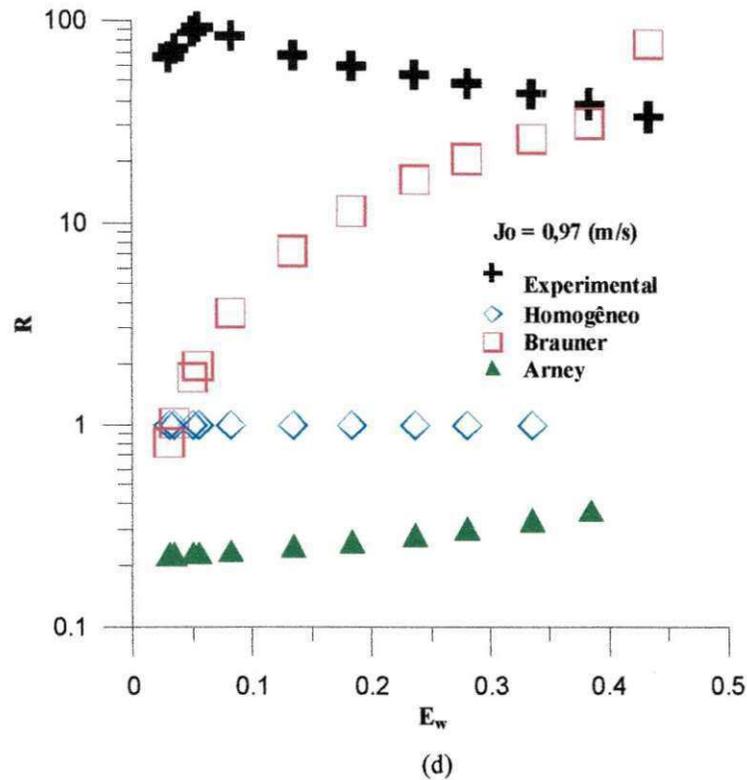




(b)



(c)



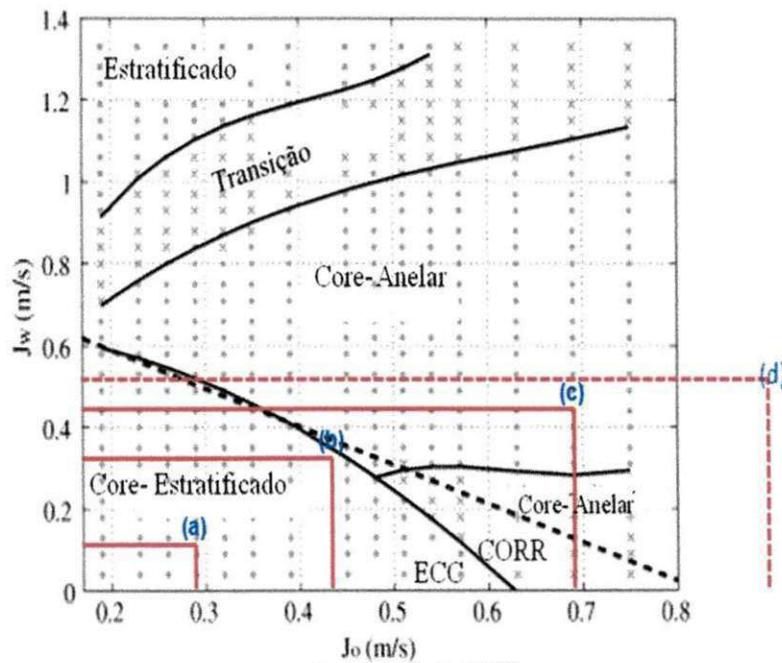
Quanto ao modelo de Arney, é preciso ressaltar que sua aplicação para óleos pesados foge das condições consideradas na produção do modelo. Conforme exposto no capítulo 3 deste documento, este modelo é resultante do trabalho experimental com água escoando anularmente e uma mistura de óleo bruto ceroso e óleo combustível escoando no núcleo da tubulação. Assim, o modelo produziu valores de R ainda menores que o do modelo homogêneo.

Em geral as curvas de perda de carga produzida pelo escoamento se mostrou bem insatisfatório com relação ao experimental, havendo uma pequena redução ente a perda de pressão, o modelo Arney obteve também um comportamento diferente do experimental, se mostrando próximo ao modelo homogêneo, visando que o mesmo possui suas formulações bem parecidas.

O modelo de Brauner, por sua, vez, apresentou um melhor desempenho em comparação ao homogêneo e ao de Arney, mas seus resultados só se aproximam dos

experimentais para misturas em que o padrão de escoamento tipo *core-flow* é observado. Reproduzido na figura 4.2, o diagrama de padrões de escoamento produzido por Sotgia et al (2008)⁴ confirma que este o *core-flow* ocorre em diversas combinações J_w - J_o , inclusive para os casos mostrados nas figuras 4.1(a) a 4.1(d). Mostrando a região de escoamento para cada velocidade superficial do óleo calculada.

Figura 4.2 – Diagrama de padrões de escoamento água-óleo.



Fonte - Andrade (2008).

Diante do fraco desempenho dos outros dois modelos, o modelo de Brauner et al. (1991) foi escolhido para analisar o comportamento da perda de carga do caso de campo entre a ET-X e a ET-Y. Merece ser feita uma ressalva aqui sobre a inconclusividade definitiva dos atuais resultados e análises, tendo em vista o afastamento entre as previsões da metodologia de Brauner et al. (1991) e as medições experimentais de Sotgia et al. (2008). A precariedade deste modelo recrudescerá ainda mais para os casos de misturas muito pobres ou muito ricas em óleo, conforme pode ser verificado nas figuras 4.1(a) a 4.1(d).

4.2 ANÁLISE DO CASO DA BACIA POTIGUAR

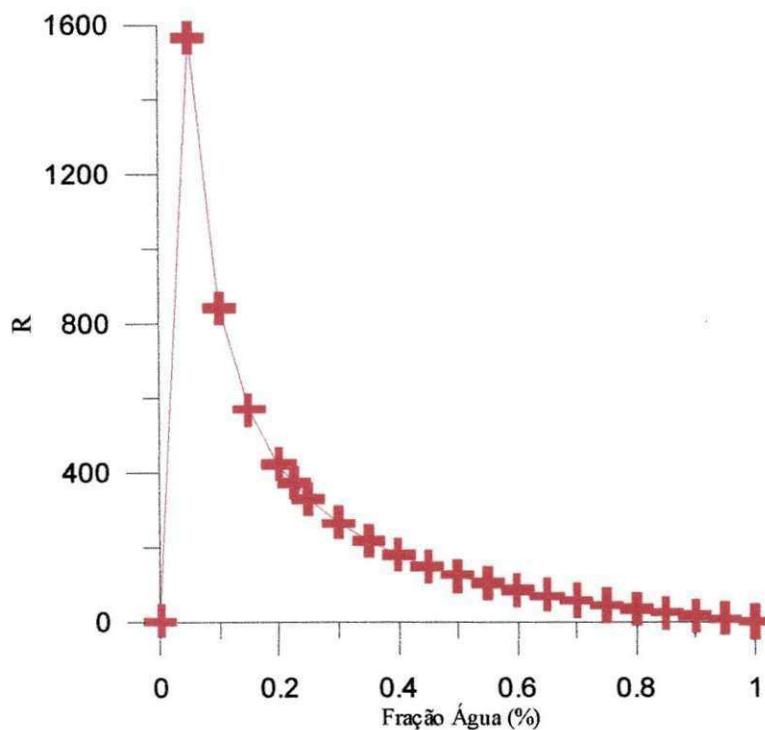
⁴ Neste trabalho, J_w e J_o simboliza a velocidade superficial da água e do óleo, conforme mostrado na figura 4.2.

Usando o modelo de Brauner, foram produzidos resultados levando em conta as condições operacionais e características da tubulação e do escoamento entre a ET-X e a ET-Y descritas no terceiro capítulo. Com base na formulação do problema apresentada anteriormente, foram analisadas a queda de pressão, as potências de bombeamento elétrico e o consumo energético.

4.2.1 Redução na Queda de Pressão

A figura 4.3 mostra o comportamento do fator de redução de pressão com relação ao percentual de óleo na mistura

Figura 4.3 – Fator de redução de pressão em função do percentual volumétrico de óleo.



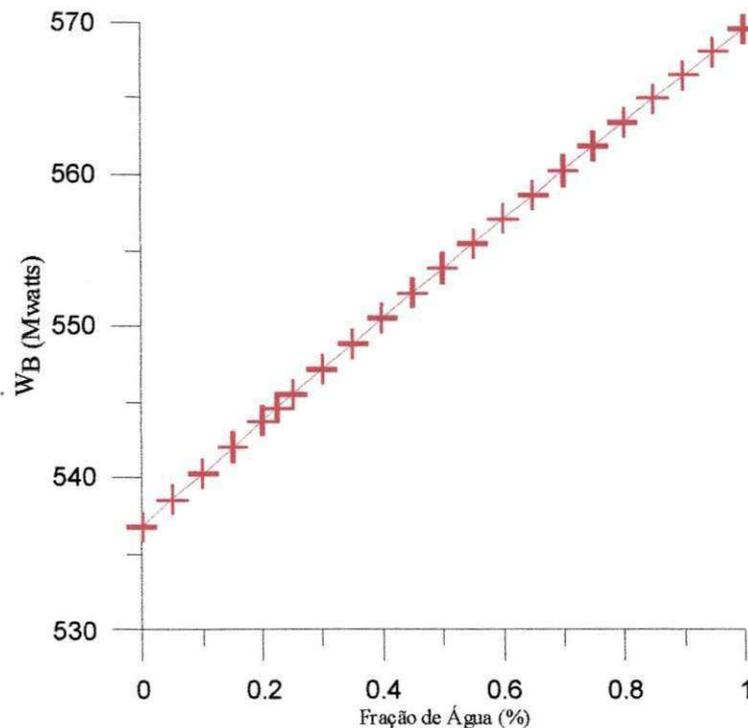
Observa-se que à medida que a água vai sendo acrescentada ao sistema e o óleo vai sendo retirado ocorre uma diminuição no fator de redução de pressão, mostrando assim que quanto mais óleo no sistema maior será essa perda de pressão.

Percebe-se ainda que para misturas muito rica ou muito pobre em óleo esse comportamento é um pouco diferenciado, ou seja, o mesmo cai na região fora do *core-flow*.

4.2.2 Potencia de Bombeamento da Mistura

Após a comparação entre modelos e observar qual o melhor modelo se encaixaria dentre o experimental, pode aplica-lo ao estudo em questão. Mostrando a quantidade de taxa com que energia é gasta no bombeamento da mistura. A figura 4.4 mostra esse comportamento para o modelo em questão e os dados reais de operação em campo.

Figura 4.4 - Potência de bombeamento em função do óleo presente na mistura.



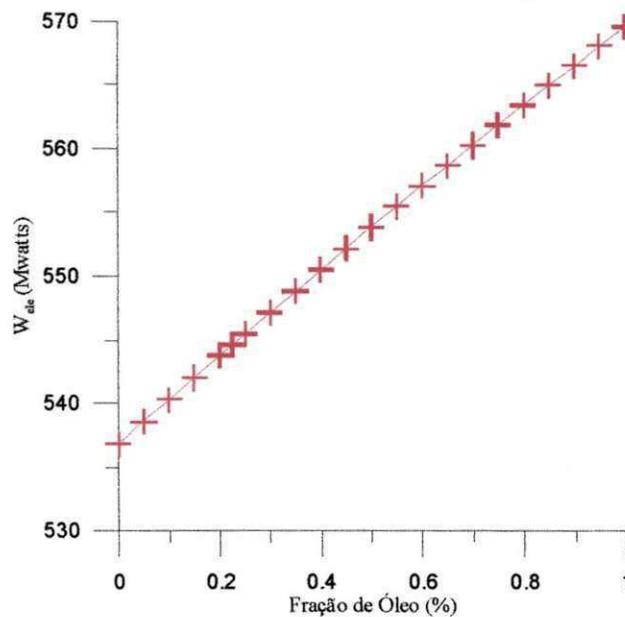
Como a potência de bombeamento é função da massa específica da mistura e da diferença de pressão, percebe-se que houve um decréscimo significativo, ou seja, à medida que a água vai sendo retirada do sistema e sua massa específica vai sendo diminuída, conseqüentemente ocorre uma redução com relação à queda de pressão da determinada mistura. Com isso nota-se que quanto mais água no sistema esse bombeamento torna-se facilitado, diminuindo a quantidade de energia gasta durante o processo.

4.2.3 Potencia Elétrica da Bomba.

Na estação em estudo, se trabalha com três parques de bombas funcionando em paralelo com vazões em torno de 40, 80, 120 e 150 m³/h. Trabalhando com 60% de sua capacidade total.

A figura 4.5 mostra esse comportamento, de quanto se precisa de energia para o bombeamento dessa mistura.

Figura 4.5 - Potencia elétrica da bomba com relação ao percentual de óleo presente na mistura.



A potência elétrica da bomba é função da potencia de bombeamento, pode-se perceber na figura um decréscimo com relação a essa energia utilizada no bombeamento da mistura. Percebendo, contudo que à medida que a água vai sendo retirada gradativamente da mistura e o óleo vai assumindo uma posição na mistura uma maior quantidade de energia será utilizada para esse bombeamento.

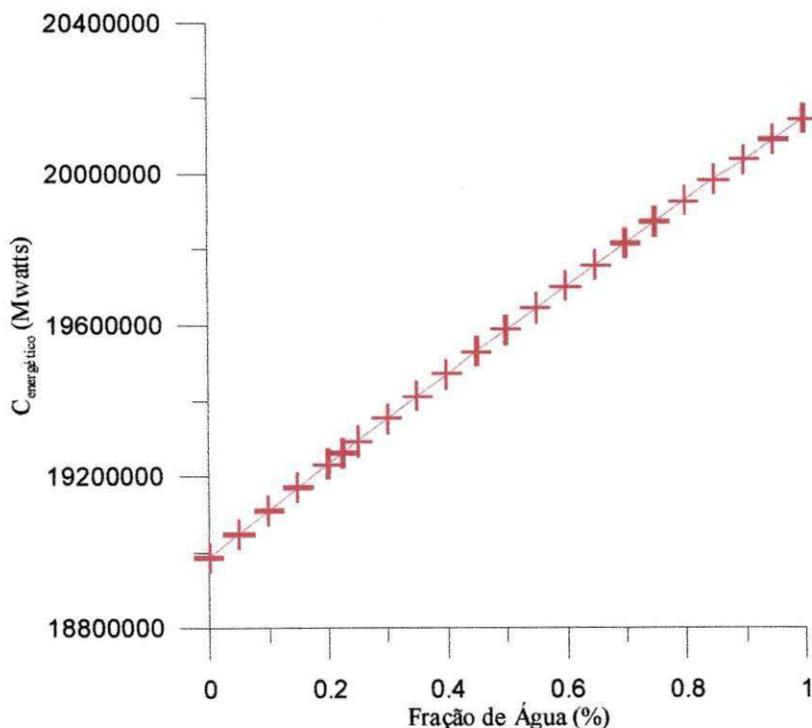
4.2.4 Consumo Energético

O consumo energético é função da quantidade de energia utilizada para realizar trabalho no sistema e de quanto se paga por cada kW utilizado durante o processo. A estação em estudo trabalha 24 horas por dia durante todo o ano.

A empresa responsável pelo setor de cobrança de energia é a COSERN, portanto a mesma possui tarifas e determinações para os diferentes tipos de classificações atribuídas. A estação em estudo se fixou na classificação Horosazonal Azul e B₃.

A figura 4.6 mostra o valor gasto anualmente pela empresa durante todo o processo de bombeamento da mistura. Ressaltando que esse os valores são informados sem a presença de todos os impostos cobrados.

Figura 4.6 - Consumo energético em função da quantidade de óleo na mistura.



Se ao longo de todo o capítulo as figuras se mostraram satisfatórias com relação ao estudo em questão, com o consumo energético não será diferente, ou seja, se eu tenho um

decréscimo na quantidade de energia utilizada para o bombeamento da mistura, logo eu terei uma diminuição no valor pago por esse processo.

Com essa análise pode-se perceber que para este caso em questão bombear misturas pobres, ou seja, bombear misturas com maiores quantidades de óleos seria bem mais satisfatório.

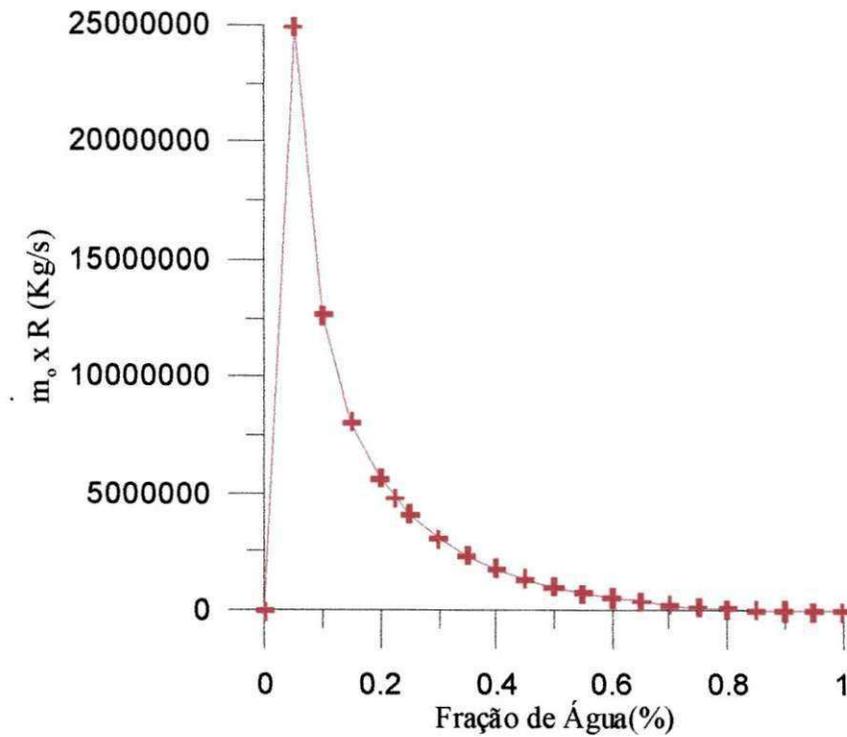
Se ao longo de todo o capítulo as figuras se mostraram satisfatórias com relação ao estudo em questão, com o consumo energético não será diferente, ou seja, se eu tenho um aumento na quantidade de energia utilizada para o bombeamento da mistura, logo eu terei uma diminuição no valor pago por esse processo.

Com essa análise pode-se perceber que para este caso em questão bombear misturas pobres, ou seja, bombear misturas com maiores quantidades de água seria bem mais satisfatório.

4.2.5 Ponto Maximo de Queda de Pressão

A figura 4.7 apresenta o produto entre vazão mássica do óleo com relação ao fator de redução de pressão e a quantidade de água presente no sistema. Assim obtendo-se um ponto ótimo de redução de pressão

Figura 4.7 – vazão mássica do óleo em função da redução da queda de pressão com relação a quantidade de água presente no sistema



Observa-se que à medida que a água vai sendo retirada do sistema, obtém um ponto de máximo, podendo ver a quantidade de óleo presente na mistura, ou seja, neste caso nota-se que o ponto ótimo é obtido quando a mistura é basicamente composta por óleo, mostrando-se assim que não é tão satisfatório bombear misturas muito ricas em óleo.

Com isso percebe-se que todo o processos ocorrido em campo é satisfatório, ou seja, é mais viável bombear misturas ricas em água.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSÕES

Com bases nos resultados apresentados na comparação dos modelos Homogêneo, Brauner e Arney com os dados experimentais de Sotgia, pode-se concluir que:

O modelo Brauner obteve destaque entre os demais modelos com relação aos dados experimentais, mostrando que não se faz tão satisfatório com relação a misturas muito ricas ou muito pobres de óleo, visando que o mesmo é estudado para perfil *core-flow*.

Os outros modelos (Homogêneo e Arney) se distanciaram do experimental, ambos obtiveram curvas próximas entre si, visando que os mesmos possuem formulações bem parecidas.

A medida que a água vai sendo retirada do sistema, pode-se perceber um aumento na queda de pressão, mostrando que o modelo Brauner é o mais satisfatório com relação a situação em campo.

A potência de bombeamento para o modelo Brauner mostra claramente o resultado para o perfil traçado na operação, ou seja, à medida que ocorre um aumento na redução da queda de pressão também ocorre um aumento na quantidade de energia utilizada para o bombeamento da mistura. Com isso ocorrendo um acréscimo no valor pago pelo Kw/h utilizado para o bombeamento da mistura.

À medida que a água vai sendo retirada do sistema e o óleo vai tomando posição na mistura, o seu bombeamento torna-se mais dificultado. Mostrando-se assim que a operação utilizada no campo é satisfatória. Transportar misturas muito ricas em óleo não seria muito satisfatório.

SUGESTÕES PARA TRABALHO FUTUROS

Montar um projeto de implementação de um laboratório de perda de carga junto a alguma empresa deste setor petrolífero para a realização de experimentos e observação do perfil em campo, como também para que os dados possam ser liberados de forma satisfatória, resultando-se assim em um trabalho mais complexo.

Realizar outros estudos em demais ramais da Bacia Potiguar e montar um projeto de tratamento de água próximo aos setores de produção, para que essa água seja reaproveitada e reutilizada com menor custo possível e possa atender as necessidades de pessoas daquela região. Diminuindo-se assim o custo benéfico da empresa.

Realizar buscas mais aprofundadas na literatura sobre trabalhos que envolvam modelos de perda de carga em escoamento bifásico e trifásico para obtenção de outros resultados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARNEY, M.S.; Bai, R.; Guevara, E.; Joseph, D.D.; Liu, K., **Friction factor and holdup studies for lubricated pipeline – I: experiments and correlations**. International Journal of Multiphase Flow, Vol.19, n. 6 p.1061-1076, 1993.

ANDRADE, T.H.F., **Estudo Numérico do Transporte de Óleos Pesados em Tubos Lubrificados por Água**. Dissertação de mestrado, Engenharia Química, CCT, UFCG, 2008.

BANNWART, A.C., **Modeling Aspects of Oil–Water Core–annular flows**. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol., 32, n. 2-4, p. 127-143, 2001.

BRAUNER, N; **Two-phase liquid-liquid annular flow**. International Journal of Multiphase Flow, vol. 17, Nº 1, pp. 59–76 (1991).

BRAUNER, N. et ULLMANN, A.; **Modelling of Gas Entrainment from Taylor Bubbles. Part A: Slug flow**. International Journal of Multiphase Flow, vol. 30, Nº 3, pp. 239–272 (2004).

BEZERRA, M. A. Santos. **Desenvolvimento de um Destilador Solar para tratamento de Águas de Produção de Petróleo com Vistas a Sua Utilização na Agricultura e Geração de Vapor**. 2004. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – UFRN, Natal – RN.

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

FREITAS, A. G.B et al. **Investigação das facilidades e métodos utilizados atualmente no processamento primário de petróleo em campos onshore e offshore**. 4º PDPETRO, Campinas- SP, 2007.

FOX, Robert W.; McDonald, Alan T., **Introdução à mecânica dos fluidos**. 6.ed. Rio de Janeiro - RJ: LTC, xi, p 662, 1998.

GADELHA, Antonio José Ferreira, **Transporte Multifásico Não-Isotérmico de Óleo Pesado, Água e Ar em Tubo Horizontal via Core-Flow: Modelagem e Simulação**.2011. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química).

Geografia no Brasil 2013. Disponível em www.coladaweb.com/geografia-do-brasil/a-pecuaria-e-agropecuaria-no-brasil. Acesso em 20 de julho de 2013.

Geografia no Brasil 2013. Disponível em www.coladaweb.com/geografia-do-brasil/estados-brasileiros/rio-grande-do-norte. Acesso em 10 de agosto de 2013.

GOMES, E. A. **Tratamento combinado da água produzida de petróleo por eletroflotação e processo fenton**. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Processos), Universidade Tiradentes, Aracaju - SE.

GHOSH, S., Mandal, T.K., Das, G., Das, P.K., **Review of oil water core annular flow.** J. Renewable Sustainable Energy Review. Vol. 13, n. 8, p. 1957–1965, 2009.

JUNIOR, G. B. R.; Trevisan, O. V. Determinação da Viscosidade de um Óleo Pesado Brasileiro. 4º PDPETRO, Campinas, SP, 2007.

LUIZ, L. C.; **“Visualização de Escoamentos Bifásicos em Tubulações Metálicas por Neutronografia em Tempo Real”.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007.

MACHADO, J. C. V. **Reologia e Escoamento de Fluidos – Ênfase na Indústria de Petróleo.** Editora Interciência. Rio de Janeiro. 2002.

MOTHÉ, C.G.; Silva Junior, C., **Petróleo Pesado e Ultrapesado - Reservas e Produção Mundial.** Revista TN Petróleo, Vol. 57, p. 76-81, 2008.

OLIEMANS, R. V. A.; Ooms, G.; Wu, H. L.; Duijvestijn, A., **Core-annular oil/water flow: the turbulent-lubricating-film model and measurements in a 5 cm pipe loop.** International Journal of Multiphase Flow, Vol.13, n. 1, p.23-31, 1987.

PALADINO, E. E.; **Estudo do Escoamento Multifásico em Medidores de Vazão do tipo Pressão Diferencial,** Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Santa Catarina, 2005.

PEDERSEN, K. S. **Effect of Precipitated Wax on Viscositys A Model for Predicting Non-Newtonian Viscosity of Crude Oils.** *Energy & Fuels*, vol 14, nº 1, p. 45-51, 1999.

PLANVASF. Plano Diretor para o Desenvolvimento do Vale do São Francisco. **Programa Para o Desenvolvimento da Irrigação.** Pg, 145. 2000.

PETROBRÁS. 2010. **Disponível em:** www.petrobras.com.br. Acesso em 06 janeiro de 2011.

PETROBRÁS. 2008. **Disponível em:** www.petrobras.com.br. Acesso em 14 de março de 2012.

PRADA, J. W. V. **Estudo Experimental do Escoamento Anular Óleo-Água (“Core-Flow”) na Elevação de Óleos Ultraviscosos.** Dissertação de mestrado. Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 1999.

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

REGO, F. C. A. **Estudo do Hidrociclone Cilíndrico de uma Unidade de Flotação Cntrifuga com Auxilio de Fluidodinâmica Computacional.** 2008. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – UFRJ, Rio de Janeiro – RJ.

SABARAENSE, V. D. **Bombas e Sistemas de Bombeamento nas Indústrias de Petróleo.** 2011. Relatório Final de Disciplina. Universidade Federal de São Carlos, São Carlos-SP.

SILVA, A. L. F et al. **Processamento Primário de Petróleo**. Universidade Petrobras: Escola de Ciências e Tecnologias E&P. Rio de Janeiro, 2007.

SILVA, C. F.D. **Estudo da remoção de óleo em águas produzidas na indústria de petróleo, por adsorção em coluna utilizando a vermiculita expandida e hidrofobizada**. 2002. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Engenharia Química, Natal – RN.

SILVA, P. K. L. **Remoção de óleo da água de produção por flotação em colunas utilizando tensoativos de origem vegetal**. 2008. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – UFRN, Natal – RN.

SILVA, R. C. R.; Mohamed, R. S., **Modificação de Superfícies para Obtenção de Filme Lubrificante Estável Durante a Produção e Transporte de Óleos Pesados pelo Método Core-Flow**. 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. Rio de Janeiro, 2003.

SOTGIA, G, et al. **Experimental analysis of flow regimes and pressure drop reduction in oil–water mixtures**, International Journal of Multiphase Flow, vol. 34, nº 12, p. 1161–1174, 2008.

SOUZA, R.G.S. **Escoamento bifásico líquido-gás: previsão de gradientes de pressão com a correlação de lockhart & martinelli e fluidodinâmica computacional**. 2009. Projeto de Final de Curso (Engenharia Química), Escola de Química/Agência Nacional de Petróleo, Rio de Janeiro, RJ.

TREVISAN, F. E. **Padrões de fluxo e perda de carga em escoamento trifásico horizontal de óleo pesado água e ar**. 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo.

VARA, R.M.O.; Bannwart, A. C.; Carvalho, C.H.M., **Produção e Transporte de Óleos Pesados por Injeção de Água**, 1º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás UFRN – SQB Regional, RN, 2001.

VIANNA, A. R. **Análise da redução da perda de carga em escoamento de óleos pesados por termo acumulação utilizando energia solar: projeto de aprimoramento do concentrador solar**. 2008. Projeto de Graduação (Engenharia Mecânica). Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória, ES.